

N° Série : .../2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

MAMMERI FATIHA CHAIMA

-THEME-

EVALUATION DE LA TECHNOLOGIE VIVID DANS LE CHAMPS DE HMD

Soutenue le : / / 2024 devant la commission d'examen

Jury :

Encadrant: ARBAOUI Mohamed Ali

Co-encadrant: BERKAI Youva

HADJOUJ Abdelhek

Président : TOUAHRI Abdeldjebar

Examineur : KHEBBAZ Mohamed El-Ghali

Univ. Ouargla

Univ. Ouargla

Année Universitaire 2023/2024

REMERCIEMENT

Au nom d'Allah, le Tout miséricordieux, le Très miséricordieux. Au nom d'Allah, le Tout miséricordieux, le Très miséricordieux. Ce n'est pas parce que la tradition exige que cette page se trouve dans ce travail, mais par ce que les gens à qui s'adressent mon remerciements les fonctionnent vraiment.

Tout d'abord je souhaiterais avant tout demander à mon professeur **Mr. Arbaoui** de m'avoir donné le privilège d'encadrer mon travail, il m'a fait des suggestions et des critiques pendant cette période.

Aussi, je tiens à présenter mon remerciements munis d'expression de reconnaissance et de considération à les membres de jury **Mr.khebbaz** et **Mr. Touahri**

Et les ingénieurs **Berkai Youva, Hdjoudj Abdelhek, Bahadi kacem, Sahraoui Abdelmounaim** sans oublier le cadre administratif de la faculté des hydrocarbures.

Chaima

DÉDICAS

Je dédie cette thèse :

A mes très chers parents **Kamel Mammeri et Raouraoua Hachmia**

Vous avez toujours été pour moi un exemple des parents respectueux, dès les personnes méticuleuses, je tiens à honorer
L'homme et la femme que vous êtes.

Grâce à vous j'ai appris le sens du travail et de la responsabilité.
Je voudrais vous remercier pour vos amours, vos générosités, vos compréhension... vos

Soutien fut une lumière dans tout mon parcours. Aucune dédicace ne saurait exprimer
l'amour l'estime et le respect que j'ai
Toujours eu pour vous.

Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices que vous avez déployés pour mon
éducation et ma formation. Je vous aime mes parents et j'implore le tout-puissant pour qu'il
vous accorde
Une bonne santé et une vie longue et heureuse.

A mon cher frère **Abdellatif Mammeri**

A tous les moments d'enfance passés avec toi mon frère, en gage de ma profonde estime
pour l'aide que tu m'as apporté. Tu m'as soutenu, réconforté et encouragé. Puissent nos liens
fraternels se consolider et se pérenniser encore plus.

A ma belle-sœur **Soulef Mammeri**

Grâce à toi. Je sais enfin ce que je sais que le bonheur d'avoir une petite sœur sur laquelle on
peut compter, moi qui n'en ai jamais eu.

Je te dis merci et je te souhaite bonheur, réussite et prospérité
Je dédie ce mémoire à mes chère amis **Maissa, Hadjar, Maha, Raed**

Chaima

Résumé :

La gestion proactive de l'intégrité des puits est cruciale pour atténuer les risques associés aux incidents dans l'industrie pétrolière. Généralement on vérifie les problèmes d'intégrité par les outils d'enregistrement de bruit en émettant des ondes sonores à haute fréquence puis en enregistrant et en analysant les échos qui résultent, après la détection de problème on choisit la méthode d'intervenir soit par le work-over ou par l'emplacement de casing patch selon le cas étudié. Parmi les défis récurrents sur les sites pétroliers, nous nous penchons sur le problème de la communication ou niveau des puits, comme l'a illustré notre étude de cas sur les puits OMO761 et HGI5. La détection de la communication ou niveau du puits OMO761 a été réalisée à l'aide de l'outil acoustique (S100) avant de considérer une intervention de work-over. En revanche, pour le puits HGI5, nous avons opté pour la technologie VIVID, qui a permis de localiser une fuite à une profondeur de 3220 mètres à proximité du packer. Grâce à cette technologie, nous avons pu identifier l'emplacement de la communication et les mesures d'intervention nécessaires. Le puits OMO761 est orienté vers un work-over (pour la recomplétion), ce qui prend du temps (de 40 jours à deux mois) et coûte 5 000 000 USD, tandis que le puits HGI5 a été dirigé vers la descente d'un casing patch (pouvant prendre jusqu'à deux semaines au maximum), représentant ainsi notre solution proposée dans ce cas.

Mots clés : VIVID , Casing patch , Work-over, S100.

Abstract:

The proactive management of well integrity is crucial for mitigating risks associated with incidents in the oil industry. Typically, integrity issues are checked using noise logging tools that emit high-frequency sound waves, then record and analyze the resulting echoes. After detecting a problem, the intervention method is chosen either through work-over or by placing a casing patch depending on the specific case studied. Among the recurring challenges at oil sites, we focus on the issue of well communication, as illustrated by our case study on wells OMO761 and HGI5. Detection of communication at well OMO761 was carried out using the acoustic tool (S100) before considering a work-over intervention. However, for well HGI5, we opted for VIVID technology, which allowed us to locate a leak at a depth of 3220 meters near the packer. Thanks to this technology, we were able to identify the location of communication and the necessary intervention measures. Well OMO761 is oriented towards a work-over (for recompletion), which takes time (from 40 days to two months) and costs 5,000,000 USD, while well HGI5 was directed towards the installation of a casing patch (which can take up to two weeks at most), thus representing our proposed solution in this case.

Key words: VIVID , Casing patch , Work-over, S100.

ملخص

تقوم إدارة سلامة الآبار بدور حيوي في تقليل المخاطر المتعلقة بالحوادث في صناعة النفط. عموما تتحقق من سلامة آبار عن طريق الأدوات الصوتية التي تبعث موجات ذات ترددات عالية بعد تحديد المشكل نقوم بتحديد طريقة اصلاح المشكل اما عن طريق صيانة الآبار او عن طريق تركيب أداة التغليف. وفي سياق التحديات المتكررة في مواقع النفط، نركز بشكل خاص على مشكلة التسرب على

مستوى الآبار، كما هو موضح في دراستنا للبيترين OMO761

وHGI 5. ولقد تم الكشف عن التسرب في البئر OMO 761 باستخدام الأداة الصوتية S100 قبل القيام بعملية الصيانة. بالمقابل، اخترنا تقنية VIVID للبئر HGI5، مما سمح بتحديد تسرب عند عمق 2230 متر بالقرب من

مانع التسرب. ومن خلال هذه التقنية، تمكنا من تحديد موقع التسرب واتخاذ التدابير الضرورية. بالنسبة للبئر قمنا بعملية صيانة (اعادة تجهيز البئر) وقد استغرقت العملية بين 40 يوما الى غاية شهرين وكلفت حوالي 5000000 دولار ، بينما في البئر HGI 5 قمنا بعملية تركيب أداة التغليف وقد استغرقت هاته العملية حوالي أسبوعين كحد أقصى وهو الحل المقترح من طرفنا

Table des matières

Remerciement I

Dédicas II

Résumé III

Liste des figures IV

Liste des tableaux XI

Symboles – notions – abréviations XII

Introduction Générale 1

Chapitre I : Intégrité des puits

I.1 Introduction 4

I.2 Gestion de l'intégrité du puits 4

I.3 Architecture puits..... 6

I.3.1 Architecture du puits fin de forage 6

I.3.1.1 Processus de forage..... 6

I.3.1.2 Casings..... 6

I.3.1.3 Cimentation..... 6

I.3.1.4 Annulaires 6

I.3.1.5 Tête de casing..... 6

I.3.2 Etanchéité entre casings et casing /formation 6

I.3.3 Etanchéité annulaire 7

I.3.3.1 Etanchéité annulaire au fond..... 7

I.3.3.2 Rôle de cimentation 7

I.3.4 Problème d'intégrité du puits lié au ciment 8

I.4 Casing hangar et Tubing hanger 8

I.5 Equipement et complétion des puits 9

I.5.1 complétion des puits 9

I.5.2 Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité..... 9

I.5.2.1	Joints de tête de puits.....	10
I.5.2.2	Vanne à excès de débit (storm choke).....	11
I.5.2.3	Le packer.....	12
I.6	Gestion des annulaires	12
I.6.1	Les sources de pression d'annulaire	13
I.6.2	Les causes majeures de l'augmentation des pressions des annulaires	14
I.6.2.1	Effet thermique	14
I.6.2.3	Corrosion tubing.....	14
I.6.2.4	Corrosion casing/casing.....	14
I.6.3	Limite de pression annulaire	14
I.6.4.2	Les causes de MAASP	15
I.6.4.3	Conséquences	15
I.7	Points à contrôler (démarrage d'un puits).....	16
I.7.1	Avant démarrage.....	16
I.7.2	Après démarrage	16
I.7.2.1	Fuites.....	16
I.7.2.2	Croissance de la tête de puits (puits producteurs)	16
I.7.2.3	Pression annulaire	16
I.7.2.4	Venue de sable (puits producteur)	16
I.7.2.5	Entretien et Inspection	17
I.7.2.6	Historique du puits	17
I.7.2.7	Détail de l'historique du puits.....	17
I.7.3	Pression annulaire soutenue.....	18
I.7.4	Investigation des fuites dans les espaces annulaires	18

Chapitre II : Outils d'enregistrement de bruits

II.1	Introduction	22
II.2	Diagraphie de production	22

II.2.1	Définition	22
II.2.2	Objectifs des diagraphies de production.....	22
II.2.3	Les mesures et les différents composants de train d’outils de PLT	22
II.3	Le diagnostic des problèmes du puits	23
II.4	les différents problèmes de production détectée par le différent outil de diagraphie.....	24
II.4.1	Venue d’eau	24
II.4.2	Percée de gaz	24
II.4.3.	Channeling.....	25
II.4.4	Cross flow	25
II.4.5	La Corrosion	26
II.5	Généralités sur Les outils d'enregistrement du bruit.....	26
II.5.1	TECHNIQUES	27
II.6	VIVID	28
II.6.1	Composants de l’outil	29
II.6.2	Principe de fonctionnement.....	29
II.6.3	Les types de VIVID.....	30
II.6.4	La différence entre VIVID® leak et VIVID ® Seal.....	30
II.6.5	VIVID® leak - alimenté par ultrasons	31

Chapitre III: Work Over et casing patch

III.1	Introduction.....	33
III.2	Définition	33
III.3	Les objectifs de Work Over.....	33
III.3	Cause d’intervention de Work Over	33
III.3.2	Causes techniques.....	34
III.4	Classification	34
III.5	Types D'opérations	35
III.5.2	Recompilation.....	35

III.5.3	Descente liner	35
III.5.4	Réparation tubage	35
III.5.5	Chemisage	35
III.5.6	Side-track	36
III.5.7	Ré-entry	36
III.5.8	Repêchage	36
III.5.9	Fraisage	36
III.6	Description d'un appareil de Work-Over	36
III.6	Les outils utilisés lors de la reprise	39
III.7	TECHNOLOGIE DU Casing Patch	42
III.7.1	Les Composants du casing patch	43
III.7.2	Avantages de casing patch	44
III.7.3	Applications	44

Chapitre IV : Etude de cas (OMMO761, HGI5)

IV.1	Introduction	46
IV.2	Historique du champ	46
IV.3	Situation du champ de Hassi-Messaoud	46
IV.3.1	Situation géographique	46
IV.3.2	Cadre géologique	47
IV.3.3	Aperçu stratigraphique	48
IV .4	Zones et numérotation des puits	50
IV.5	Critère de choix des puits	50
IV .6	Etude du Puits OMO761	51
IV.6.1	Situation du puits OMO761	51
IV.6.2	Historique de production	51
IV.6.3	Historique des interventions sur le puits OMO761	52
IV.6.4	Le déroulement de l'opération de work-over	53

IV.6.4.1 Intérêt de l'intervention.....	53
IV .7 Etude du Puits HGI5.....	56
IV.7.1 situation du puits HGI5	56
IV.7.2 Well DATA.....	57
IV.7.3 Well TEST DATA	58
IV.7.4 Historique des interventions sur le puits HGI5	58
IV.7.5 Intervention par VIVID	60
IV.7.6 Préparation de l'opération.....	60
IV.7.7 Evaluation de pression	60
IV.7.7 Déroulement de l'opération	61
IV.8 L'emplacement de casing patch.....	64
IV.8.1 L'objectif de l'intervention	64
IV.8.2 Les étapes à suivre pour l'emplacement d'un casing patch.....	64
IV.8.3 Résultat après intervention.....	66
IV.9 Etude économique	68
IV.9.1 Pay out Time	68
IV.10 Conclusion	69
Conclusion Général	69
Recommandation	69
Annexes.....	71

Liste des Figures

Figure I.1 : Schéma de gestion de l'intégrité du puits	5
Figure I.2: Schéma de gestion de l'intégrité du puits	5
Figure I.3 : différents types de casings	7
Figure I. 4 : Problème potentiel d'intégrité du puits lié au ciment	8
Figure I.5 : Etanchéité de casing hanger et tubing hanger	9
Figure I. 6 : Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité.....	10
Figure I. 7 :Les joints qui assurent l'étanchéité dans la tête de puits	11
Figure I.8 : Le schéma de Storm choke	12
Figure I.9 : Le packer.....	12
Figure I.10: Schémas de vanne de sécurité annulaire	13
Figure I. 11 Plan d'investigation des fuites dans l'espace annulaire	19
Figure II. 1Train PLT	23
Figure II.2 : Schéma explicatif de la venue d'eau	24
Figure II. 3 : Schéma explicatif de la percée de gaz.....	25
Figure II. 4 : Schéma explicatif du Channeling	25
Figure II. 5 Schéma explicatif du phénomène de Cross flow	26
Figure II. 6 : Schéma explicatif du phénomène de Corrosion	26
Figure II.7 : outils SNL	28
Figure II. 8 : photo réelle de VIVID.....	29
Figure II. 9 :log désigne La différence entre VIVID® leak et VIVID®Seal.....	31
Figure II. 10 :Fréquence de VIVID.....	31
Figure III. 1 : Appareil de work-over	37
Figure III. 2: tête d'injection	38
Figure III. 3: Table de rotation	38
Figure III. 4 :Pompe à boue.....	39
Figure III. 5: Obturateur (BOP)	39
Figure III. 6: Releasing Spear.....	40
Figure III. 7 : photo de pilot Mill	40
Figure III .8: photo de Junck Basket	41
Figure III. 9 :Taper Tap.....	41
Figure III. 10: overshot	42
Figure III. 11 :Die collar	42

Figure III. 12 : une photo de casing patch de la compagnie HESP	43
Figure III.13 :photo réelle des Composants du casing patch de HESP	44
Figure IV.1: Situation géographique du champ de HMD.....	47
Figure IV.2: Situation géologique du champ HMD.....	48
Figure IV .3:coupe stratigraphique du champ HMD	50
Figure IV .4: Zones et numérotation des puits.....	50
Figure IV. 5: Carte de localisation du puits	51
Figure IV. 6: Historique de production du puits OMO761	52
Figure IV .7: les resultats du test d'intégrité de puitsOMO761	53
Figure IV. 8: Puits après la re-compétition.....	55
Figure IV. 9 :Les résultats du test d'intégrité après la re-complétion.....	56
Figure IV .10: Localisation du puits HGI5.....	57
Figure IV.11 : Résultats du test d'intégrité HGI5.....	59
Figure IV.12: Evaluation de pression d'annulaire et tubing	60
Figure IV. 13: Fuite détecté par log VIVID[20]	63
Figure IV. 14: La localisation du fuite par VIVID	63
Figure IV.15: Photo réelle du casing PATCH.....	65
Figure IV. 16: Log MFC du puits HGI5.....	66
Figure IV.17: Test d'intégrité du puits HGI5après intervention.....	67

Liste des tableaux

Tableau I. 1 : montre les Classification des risques Intégrité.....	19
Tableau II. 1:Spécifications de l'outil SNL	27
Tableau II. 2: Les composants de l'outil.....	29
Tableau IV .1 : illustre l'amélioration du débit après la frac	56
Tableau IV.2:illustre des informations sur la complétion du puits.....	57
Tableau IV.3 illustre le résultat de DST	58
Tableau IV.4: illustre l'historique de production du puits HGI5.....	58
Tableau IV. 5: Explique les séquences à suivre de l'opération à fin de détecter et localiser la communication.[20]	61
Tableau IV .6: l'amélioration de débit après le frac du puits HGI5	68
Tableau IV .7: Les résultats d'étude économique de puits OMMO761.....	69
Tableau IV .8 : Les résultats d'étude économique de puits HGI5.....	69

Liste des abréviations

EA1 : espace annulaire 1.

EA2 : espace annulaire 2.

EA : espace annulaire 3.

MAASP : Maximum Allowable Annulus Surface Pressure.

VDL: Vertical Depth Log.

CBL : Cement Bond Log.

HP : Haute pression.

HT : Haute température.

MAOP: Maximum Allowable Operating Pressure.

EP: Production engineering.

PLT: Production Logging Tool.

GR: Gamma ray.

BOP: Blow out preventer.

SAS: Surface Annular Safety Valve.

RPS: Rotations per Second.

FDD: Differential fluid density.

CCL: casing collar locator.

GOR: Gas-Oil Ratio.

SNL: spectral noise logging.

SSD: Subsurface Safety Valve Deployment.

ID: Diamètre intérieur.

Frac: fracturation hydraulique.

Wo: work-over.

DST: Drill stem test.

RIH: Run in hole.

MFC: multi finger caliper.

MTD: magnetic thickness detector.

NPT: No productif time.

Introduction Générale

Introduction Générale :

Depuis la découverte du pétrole au milieu de 19^{ème} siècle, cette ressource naturelle est devenue une partie intégrante de notre mode de vie moderne. Le pétrole est utilisé pour générer de l'énergie, du carburant, des plastiques, des produits chimiques et de nombreux autres Produits que nous utilisons tous les jours. Les économies des pays sont fortement dépendantes du pétrole et elle représente une importante source de revenus pour pays exportateurs.

Après chaque découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les ingénieurs se penchent vers les techniques d'exploration et d'exploitation par l'introduction de plusieurs domaines tels que la géologie, la géophysique, étude de réservoir et processus d'extraction des hydrocarbures, le transport et le raffinage.

L'intégrité des puits est indispensable pour le bon fonctionnement de processus d'extraction des hydrocarbures. Si le système d'intégrité des puits ne fonctionne pas Correctement, des accidents catastrophiques notamment éruptions de gaz et pétrole, peuvent provoquer des conséquences tragiques telle que la perte de vies humaines et matériel (installation de forage et d'exploitation), pollution à grande échelle et des pertes financière énorme. Citant la catastrophe provoquée par l'éruption de puits Macondo dans le golfe du Mexique exploité par la compagnie anglaise BP.

Des nombreux accidents provoqués par une intégrité puits incorrecte a poussé l'ensemble des ingénieurs dans l'industrie pétrolière à faire des efforts considérables pour minimiser les risques en développant des études avancées dans le domaine de la complétion et de l'intégrité des puits conforme à des normes telle que Norsok D-010, ISO/TS 165306-2 :2014, API RP 17N.

Parmi les taches que l'ingénieur producteur doit assurer est le maintien de la production prévisionnelle que lui a été assigné, ceci est réalisé par plusieurs opérations notamment les opérations de stimulation dédié pour restaurer le potentiel des puits qui souffrent d'un endommagement quelconque.

La fracturation hydraulique est l'une des opérations largement utilisé pour restaurer le potentiel des puits endommagé, mais la réussite d'une telle opération est tributaire à l'état d'intégrité du puits en question, particulièrement la partie du puits qui va être exposée à des pressions très élevés durant ladite opération de Frac.

On 2023 plus de trente tentative de Frac ont eu lieu, mais seulement 50% qui ont été réellement exécuté ceci est due principalement aux problèmes d'intégrité révélés en cours de pompage.

Depuis l'implémentation de cette technique sur Champ de HMD le recours à des opérations de "workover" pour la re-complétion des puits était la solution ultime pour pouvoir remédier au problème d'intégrité, malheureusement ces opérations sont très coûteuses et nécessitent beaucoup de temps non seulement ces inconvénients mais aussi il faut prendre en considération le NPT occasionné par la période d'intervention.

Les dernières avancées technologiques dans le domaine de logging semblent très prometteuses quant à leurs implémentations dans le domaine de détection des fuites rencontré sur les équipements au cours d'une quelconque opération La technique dite de Noise Tool est l'une des moyens implémentés récemment pour éventuelle exploitation en vue de connaître l'amplitude et l'emplacement d'une fuite révélée lors d'une opération de traitement sur le tubing de production ou d'injection d'un puits.

Cette technique permet de diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits : fuites au tubing, au packer, communications par "channeling" dues à de mauvaises cimentations, à des intervalles à faible pression qui reçoivent une partie de l'effluent.

PROBLEMATIQUE :

Un puits avec une complétion défailante suspend toute programmation d'une opération de stimulation. Parmi les défaillances de complétion les plus fréquentes on trouve les fuites au niveau de tubing et de packer qui est le problème qui sera traité dans ce mémoire notamment la localisation de la fuite au niveau la colonne de puits .donc comment on peut la localisé et la réparé ?

Notre modeste mémoire de fin d'étude a pour objectif de mettre en lumière l'importance de la nouvelle technologie VIVID pour vérifier, détecter et localiser les problèmes de communication au niveau des puits. Notre mémoire est divisée en six parties : la première partie est une introduction générale et la dernière partie est la conclusion. Les trois autres parties sont subdivisées en trois chapitres comme suit :

Dans le premier chapitre, nous allons aborder des généralités sur l'intégrité du puits, les notions de la barrière du puits, ainsi que les types de défaillances et les problèmes d'intégrité des puits.

Dans le deuxième chapitre, nous présenterons un aperçu de la PLT et des outils de détection de bruit (VIVID) qui permettent de détecter et localiser les communications au niveau des puits.

Dans le troisième chapitre, nous aborderons des notions de base sur le work-over, qui représente une solution ultime dans certains cas, ainsi qu'un aperçu sur le casing patch, qui est la solution que nous proposons dans notre étude de cas.

Enfin, le quatrième chapitre se concentrera sur l'un des problèmes majeurs des puits sur les champs pétroliers en Algérie (le problème de communication au niveau du tubing) et comment implémenté notre technologie VIVID, ainsi que les solutions proposées.

Chapitre I

Intégrité des puits

I.1 Introduction :

L'intégrité d'un puits fait référence à la capacité du puits à maintenir sa structure, à fonctionner efficacement et en toute sécurité tout au long de son cycle de vie, depuis sa conception et sa construction jusqu'à sa fermeture finale. Cela englobe divers aspects, tels que la solidité du revêtement du puits, la prévention des différentes fuites, la résistance à la corrosion, et la conformité aux normes de sécurité et environnementales. Dans la norme Norsk D-010 l'intégrité des puits est définie comme :

« l'application de solutions techniques, opérationnelles et organisationnelles pour réduire le risque de rejet incontrôlé de fluides de formation tout au long du cycle de vie d'un puits ».

L'intégrité du puits consiste principalement à maintenir le contrôle du puits à l'aide d'un certain nombre de barrières. Si l'un des éléments considérés comme une barrière perd son intégrité, un problème d'intégrité se pose et la gestion de l'intégrité des puits doit être activée.

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

L'évaluation de l'état de l'intégrité du puits peut être réalisée en contrôlant le tubing et pression de casing, des températures et des données de production, Il est accepté généralement que la solution principale pour atténuer les risques de perte d'intégrité est de vérifier les pressions des annulaires observées (EA1, EA2, EA3) et de les comparer avec les valeurs pertinentes du "maximum admissible Annules Pression de surface" (MAASP). [1].

I.2 Gestion de l'intégrité du puits :

- ✓ Prévenir les fuites
- ✓ S'assurer que les barrières de sécurité du puits sont en place, en état de fonctionnement et régulièrement testées
- ✓ Surveillance journalière pour détecter des comportements anormaux du puits
- ✓ Respect des procédures (Permis de travail, procédures opératoires...) lors d'interventions sur le puits.

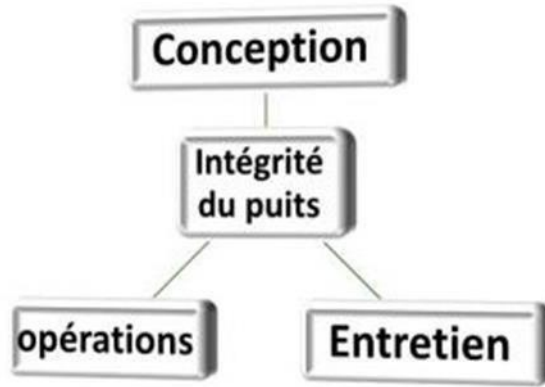


Figure I.1 : Schéma de gestion de l'intégrité du puits.

Selon L'ISO 16530-2 :2014 il y a 26 points de défaillance de puits (voir la Figure I.2).

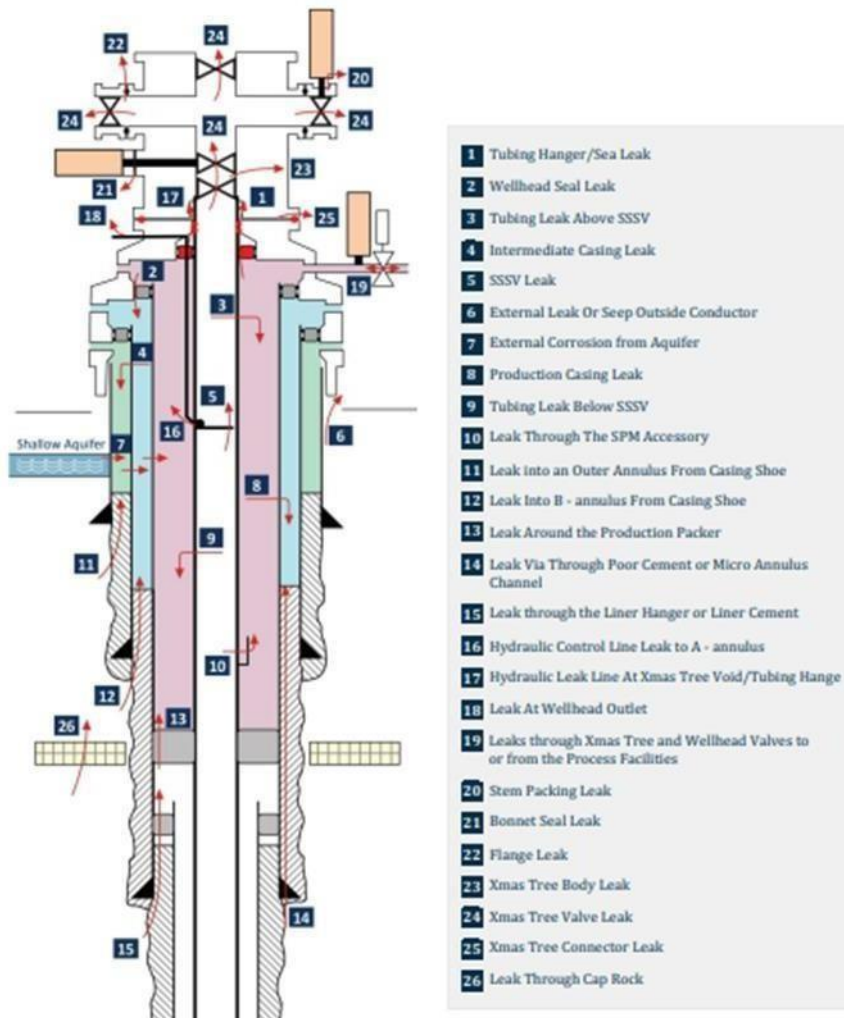


Figure I.2: Schéma de gestion de l'intégrité du puits.

I.3 Architecture puits :

I.3.1 Architecture du puits fin de forage :

I.3.1.1 Processus de forage :

- Commencer par un grand diamètre.
- Forer à la profondeur prédéterminée.
- Descente le casing.
- Cimenter l'annulaire casing /trou ouvert puis casing/casing (Optionnel).
- Répéter cette séquence jusqu'au réservoir :
- Laisser le trou ouvert ou descendre un liner perforé ou un casing ou un liner [3].

I.3.1.2 Casings :

La profondeur des casings dépende des caractéristiques des zones traversées. Leur caractéristique mécanique ainsi que les pressions maximales en tête (éclatement), de la pression maximale dans l'annulaire (écrasement ou collapse) et de la tension maximale calculée.

I.3.1.3 Cimentation :

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

I.3.1.4 Annulaires :

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

I.3.1.5 Tête de casing :

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

L'annulaire. Un casing remonte jusqu'en surface, un liner est ancré dans le casing précédent [3].

I.3.2 Etanchéité entre casings et casing /formation :

En cours de forage, le puits doit être foré par sections depuis la surface jusqu'à la zone de production. Il est impossible de forer le puits en une seule section en raison de la différence des propriétés des formations .les casings sont descendus à des profondeurs données par l'ingénieur de forage, Puis du ciment est mis en place dans l'annulaire casing/formation et casing/casing.

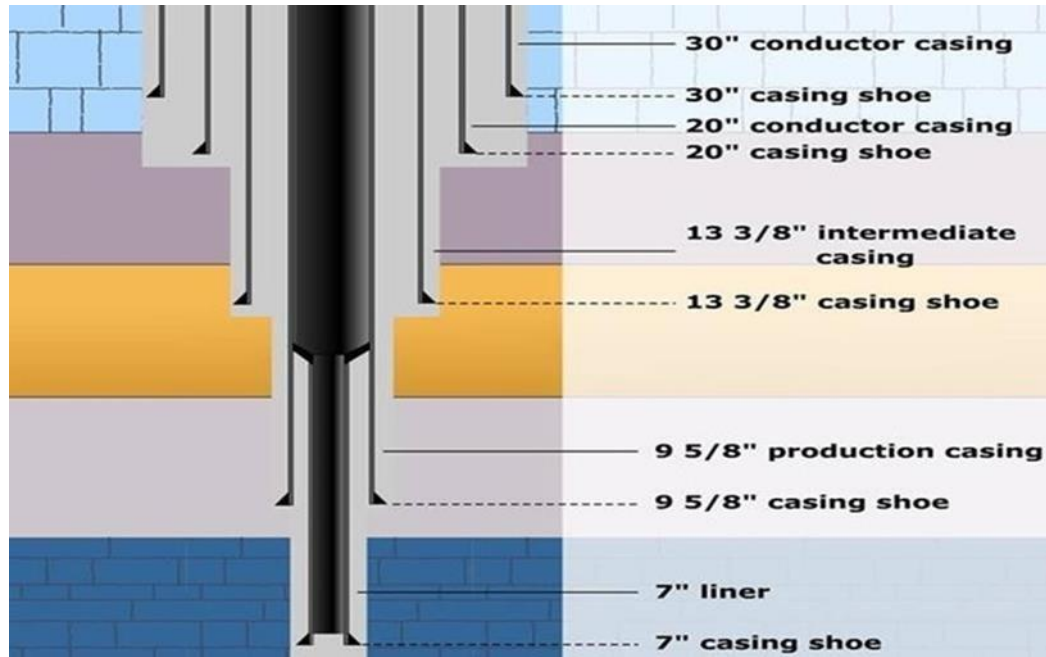


Figure I.3 : différents types de casings.

I.3.3 Etanchéité annulaire :

I.3.3.1 Etanchéité annulaire au fond :

L'étanchéité ou l'absence de communication entre les annulaires est préservé par :

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

I.3.3.2 Rôle de cimentation :

Le ciment est un élément essentiel qui permet d'assurer l'étanchéité de l'annulaire, ainsi de séparer les niveaux productifs d'huile ou de gaz des formations contenant des fluides indésirables comme l'eau, la cimentation a également d'autres buts tel que [4].

- Éviter l'éboulement du trou.
- Éviter le dévissage des tubes pendant le forage.
- Encre les colonnes de tubage sur lesquelles sont fixées les équipements de sécurité en tête de puits.
- Réduire la corrosion des tubes par les fluides contenus dans les couches traversées.
- La fermeture de l'espace annulaire et son étanchéité pour la mise en production.
- Isoler le trou aux eaux des couches superficielles.

- Protection de la tête de forage contre les éventuelles pollutions par la surface.
- Empêcher la formation perméable derrière le tubage de remonter à la surface ou de se mélanger les unes aux autres.

I.3.4 Problème d'intégrité du puits lié au ciment :

Conséquences les liquides ou le gaz peuvent remonter dans la partie cimentée et causer une augmentation de la pression de l'annulaire. [3]

Remarque : on peut vérifier la qualité de ciment en utilisant le différent log électriques tel que : CBL, VDL.



Figure I. 4 : Problème potentiel d'intégrité du puits lié au ciment.

I.4 Casing hanger et Tubing hanger :

- ✓ Le Tubing hanger doit supporter tout le poids de la colonne de production tout en assurant l'étanchéité avec la tête de tubing et la ligne de contrôle de la vanne de sécurité sub - surface.
- ✓ Permet d'assurer l'étanchéité avec le bas de la tête de production, ce qui isole la bride de la tête d tubing de l'intérieur tubing.
- ✓ Les tubing hanger sont usinés avec un filetage carré gauche ou milieu pour recevoir un bouchon (plug) et isoler l'intérieur de tubing en cas d'intervention sur la tête de puits en surface.

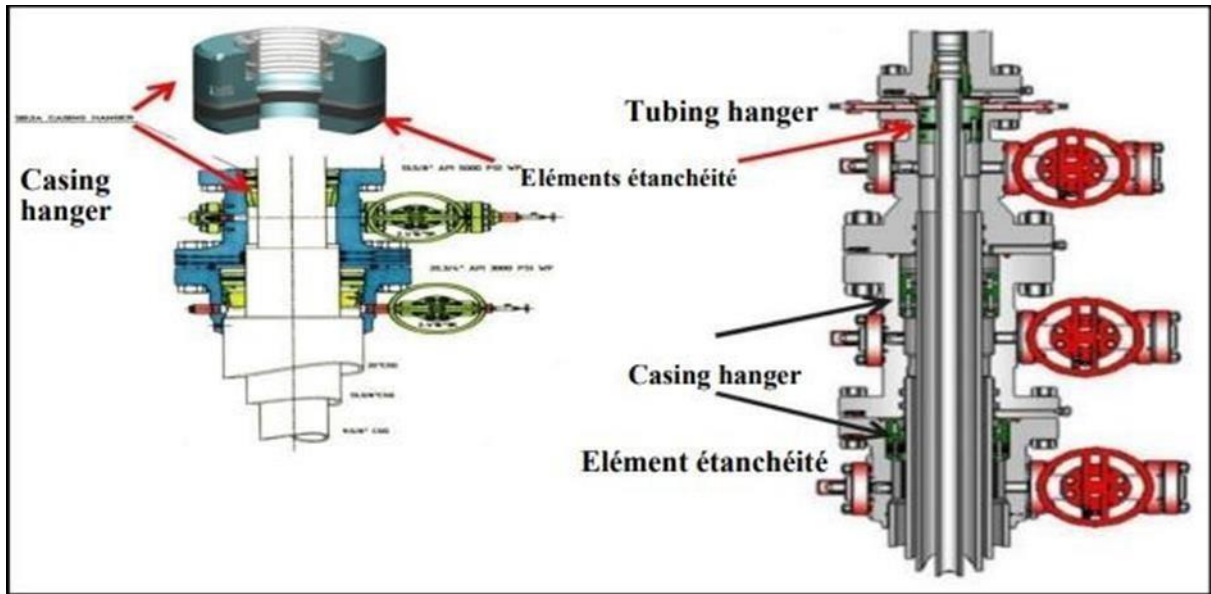


Figure I.5 : Etanchéité de casing hanger et tubing hanger.

I.5 Equipement et complétion des puits :

I.5.1 complétion des puits :

Le terme « complétion » est dérivé de l'opération nécessaire pour compléter un puits de façon à le faire produire, efficacement, économiquement et en toute sécurité après avoir réussi les phases de forage.

L'objectif de la complétion est d'assurer :

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

I.5.2 Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité :

- ✓ La tête de production (Xmas tree)
- ✓ Le tubing (diamètre, épaisseur, métallurgie)
- ✓ La vanne de sécurité de fond (« Down hole safety valve (Storm choke) »)
- ✓ Le packer (bouchon annulaire)
- ✓ Le fluide de packer dans l'annulaire tubing/casing de production
- ✓ Un ou plusieurs sièges (« landing Nipples ») pour ancrer des gauges de mesure Un bouchon mécanique.

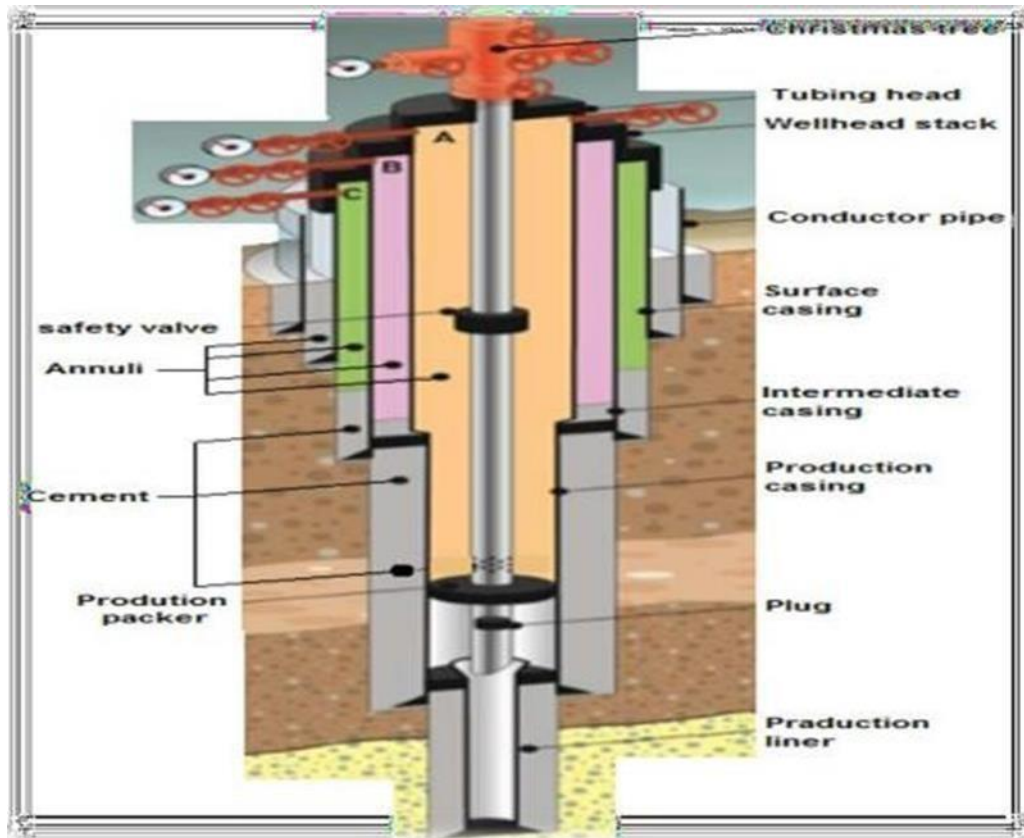


Figure I. 6 : Equipements de la colonne de production et équipements de sécurité.

I.5.2.1 Joints de tête de puits :

Il existe deux familles de joints :

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

La sélection du matériau des joints se base sur la température/ pression/composition des fluides. Les joints de dispositifs d'étanchéité sont la source principale de fuites dans le système de tête de puits.

[3].

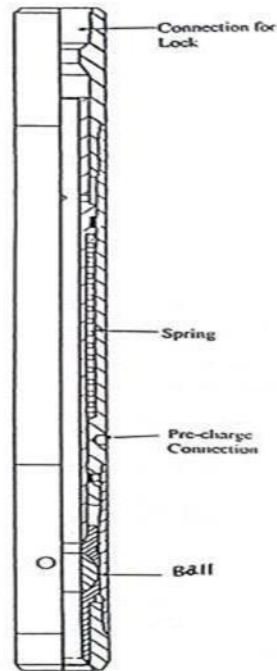


Figure I. 7 :Les joints qui assurent l'étanchéité dans la tête de puits.

I.5.2.2 Vanne à excès de débit (storm choke) :

Elles sont positionnées dans la colonne de tubing, l'augmentation significative du débit à travers la vanne fait augmenter la pression différentielle et par conséquent entraîne la fermeture de la vanne empêchant tout écoulement de fluide vers la surface.

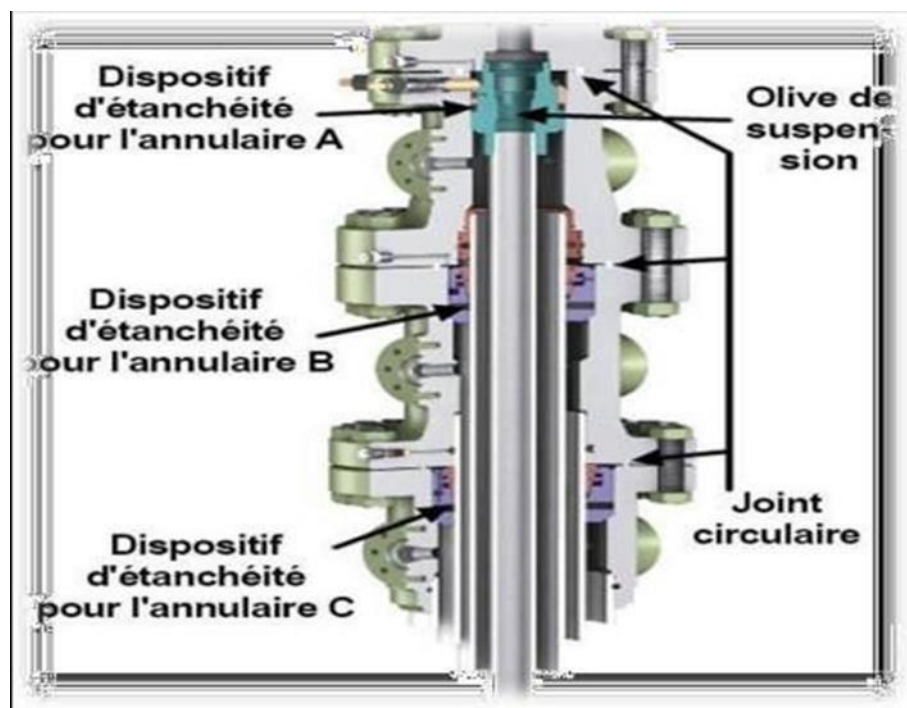


Figure I.8 : Le schéma de Storm choke.

I.5.2.3 Le packer :

Le packer est un équipement de fond descendu et ancré dans le tubage au sommet de la couche productrice, il est considéré comme une barrière de sécurité .Il a comme objectif :

- Il isole l'annulaire de la pression dans le tubing et protéger le tubage contre la corrosion.
- Assurer isolation entre réservoir et casing/liner de production.



Figure I.9 : Le packer.

I.6 Gestion des annulaires :

Théoriquement chaque annulaire doit être maintenu plein de fluide avec une pression minimale à la tête de puits (MAOP), cette pression de référence sera appliquée pour permettre aux pressions des annulaires d'être surveillées tout au long de cycle de vie de puits. En pratique, à cause des effets thermiques ou de légères fuites intermittentes, un refoulement (pression positive) ou une aspiration (pression négative) peut se développer en surface. Cela n'affecte pas nécessairement l'intégrité de puits et peut être toléré tant qu'il ne menace pas la sécurité d'exploitation du puits. Une pression excessive ou une aspiration continue dans un annulaire pourrait indiquer ou causer des sérieux problèmes d'intégrité ; une surveillance régulière, l'enregistrement et l'analyse des pressions sur tous les annulaires du puits devraient donc être effectué pour permettre l'identification et la gestion de tous problèmes d'intégrité. [12].

I.6.1 Les sources de pression d'annulaire :

Trois types de pression d'annulaire peuvent se produire pendant le cycle de vie du puits, on trouve :

Pression annulaire imposé par l'opérateur
 Pression annulaire induite thermiquement
 Pression annulaire soutenue au cours des opérations normales
 la pression de l'annulaire sont nulle ou faible.

Généralement L'augmentation de pression des annulaires dus à une perte d'une barrière de sécurité.

Ou elle peut être correspond à :

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

Il est nécessaire de les surveiller séquentiellement. Si on a remarqué une perte d'intégrité due à une cause quelconque on arrête le puits et on fait le work over.

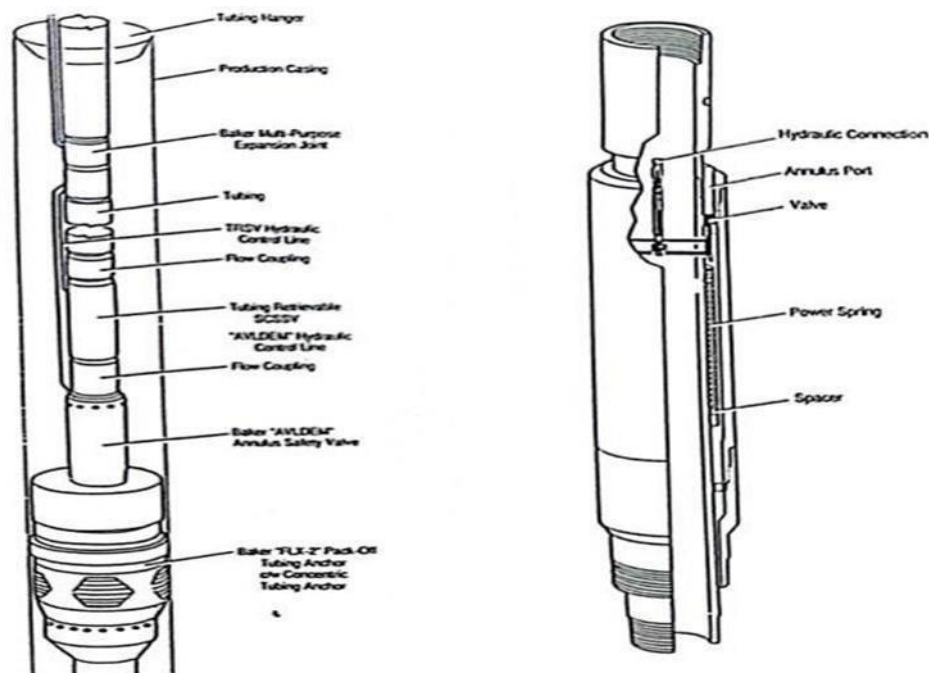


Figure I.10: Schémas de vanne de sécurité annulaire.

I.6.2 Les causes majeures de l'augmentation des pressions des annulaires :

I.6.2.1 Effet thermique :

Au cours de démarrage d'un puits, et sa mise en production, l'effluent chaud en provenance du réservoir réchauffe les annulaires. Les annulaires étant des espaces confinés et fermés, la pression

augmente (entre 1bar/°C à 6 bar/°C) ce qui peut y apporter des pressions très élevées donc il est nécessaire de les purger jusqu'à la stabilisation.

Fuite au packer :

Communication entre réservoir et annulaire tubing /casing de production.

Corrosion tubing :

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

I.6.2.2 Corrosion casing/casing :

Peut être due à :

- Fluide de packer corrosif.
- Fuite tubing/ casing de production ou casing/casing.
- Injection dans les annulaires de fluide sans l'ajout des inhibiteurs de corrosion.

Remarque : Toute variation de pression doit être analysée, ce qui peut conduire à l'arrêt de production et passer à work over. [3]

I.6.3 Limite de pression annulaire :

Tous les puits de champs Hassid Messaoud doivent être surveillés régulièrement et les pressions annulaires doivent être maintenues entre les limites maximales et minimales de pression annulaire admissibles. [4]

I.6.4 MAASP (Maximum Allowable Annulus Surface Pressure) :

La pression de surface maximale admissible de l'annulaire (MAASP) est la plus grande pression mesurée à la tête du puits qu'un annulaire peut contenir, sans compromettre l'intégrité des éléments de barrière de cet annulaire [5].

I.6.4.1 Calcul de MAASP :

La pression de surface annulaire maximale admissible (MAASP) est appliquée à tous les puits

Afin de préserver l'intégrité des barrières annulaires. Les effets thermiques étant la principale cause de changement de la pression. La pression annulaire peut être tolérée jusqu'à la valeur maximale

établie par les calculs. . Il y a trois pertes potentielles d'intégrité qui peuvent être causées par une pression annulaire excessive.

- Rupture de la formation au sabot de tubage (Formation Breakdown)
- Éclatement de tubage extérieur.
- Ecrasement de tubage intérieur / tubing (collapse) [6].

Remarque : en cours des opérations les pressions des annulaires à ne pas dépasser sont de l'ordre de 40% à 80% de la MAASP.

Si on remarque des pressions importantes sur l'un des annulaires : on ferme le puits et on le neutralise.

I.6.4.2 Les causes de MAASP :

Effet thermique :

Comportement des pressions annulaires. Lors de la mise en service initiale du puits, tous les annulaires sont remplis de liquide (fluide de packer, boue de forage...) et leur volume reste constant. Lorsque le puits commence à produire, la température augmente et passe de température ambiante à température d'écoulement. Cette augmentation affecte tous les annulaires. [7] Il est essentiel de surveiller la mise en service initiale du puits car la pression maximale admissible de chaque annulaire pourrait être dépassée durant cette étape :

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

Corrosion :

Il s'agit de la décomposition des propriétés essentielles d'un matériau en raison de Réactions chimiques avec son environnement [4].

I.6.4.3 Conséquences :

- Fuite tubing/casing
- Fuite éventuelle casing/casing

I.7 Points à contrôler (démarrage d'un puits) :

I.7.1 Avant démarrage :

S'assurer que :

- a) Les tests en pression des équipements ont été réalisés

- b) La vanne de sécurité de fond est opérationnelle (Storm choke)
- c) Le système d'arrêt d'urgence a été testé (détection gaz/feu, activation des vannes avec actuateurs, ...).
- d) Les manomètres et vannes fonctionnent correctement et ne sont pas bouchés [4].

I.7.2 Après démarrage:

Points à contrôler :

I.7.2.1 Fuites :

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

I.7.2.2 Croissance de la tête de puits (puits producteurs) :

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

I.7.2.3 Pression annulaire :

- a) Augmente suite à l'élévation de la température
- b) Suivre l'augmentation de pression de tous les annulaires
- c) Purger les annulaires selon la procédure pour éviter tout éclatement ou écrasement des équipements dans le puits

I.7.2.4 Venue de sable (puits producteur) :

- a) Risque d'érosion des équipements et fuite associée dans les réservoirs susceptibles de produire du sable
- b) Suivre la procédure de démarrage
- c) Si détecteurs de sable en surface (aval Duse), surveiller les indications données.

I.7.2.5 Entretien et Inspection :

Entretien du matériel de surface et Graissage des vannes et vérifications de bon fonctionnement des pompes d'injection et Tests fonctionnels des différents éléments de la tête de puits et des équipements de sécurité [8] :

a) Vannes avec actuateurs.

b) Storm choke.

c) Vannes manuelles

I.7.2.6 Historique du puits :

L'historique du puits et la fin de mise en place de la complétion et toutes les opérations effectuées sur ce puits doit être disponible dans le Data banque de EP. [1]

Détail de l'historique du puits :

Détails sur le puits :

- Trajectoire
- Informations sur le tubage/architecture/profondeur du sabot
- Schémas de complétion mis à jour par rapport à la profondeur
- Côtes perforation
- Identifier l'obstruction, les restrictions, un poisson laissé dans le trou Détails sur les annulaires :
- Pression maximale admissible
- Top ciment
- Fluides annulaires
- État actuel des pressions annulaires.

Arbre et tête de puits :

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

Tout incident ou gestion du changement pertinent pour les opérations. [1]

I.7.3 Pression annulaire soutenue :

Il s'agit d'une pression qui se produit dans l'annulaire et qui se reconstruit après chaque Purge et qui ne peut être attribué ni à la pression imposée par l'opérateur du puits ni à la pression induite thermiquement. Cette pression peut être autorisée par la conception (par exemple, des puits complétés avec un tubage de production, un tubing et aucun packer), elle peut indiquer une défaillance d'un ou

plusieurs éléments de barrière, qui permet la communication entre une source de pression dans le puits et l'annulaire.

Si une barrière a été compromise, cela signifie par définition qu'il y a une perte d'intégrité dans le puits qui peut conduire à une libération incontrôlée de fluides, ce qui peut entraîner des conséquences de sécurité et /ou environnementale inacceptable. [10]

I.7.4 Investigation des fuites dans les espaces annulaires :

Si une augmentation soutenue de la pression est détectée ce qui peut signifier la défaillance d'une barrière de sécurité. Dans ce cas, une fois que l'effet thermique est écarté, et même si les 40% de la MAASP n'est pas atteinte, on déclenchera un test de fuite. Après une longue période avec le puits sans produire, il est possible d'avoir une augmentation soutenue de la pression due à des effets thermiques. Dans ce cas, des purges hors annulaires plusieurs fois seront nécessaires pour écarter l'effet thermique. L'objectif du test de fuite est d'identifier si possible la cause de cette fuite et les risques Potentiels futures. Un rapport d'évaluation complet est préparé sur le débit de fuite calculé et la possible localisation, ainsi que toutes les autres informations pertinentes (type de complétion et l'historique du puits) Pour les puits ayant un débit de fuite annulaire inférieure à 26 Sm³/H on continuera avec une surveillance normale des pressions annulaires Pour les puits ayant un débit de fuite annulaire supérieur à 26 Sm³/H une action corrective immédiate sera étudié [7].

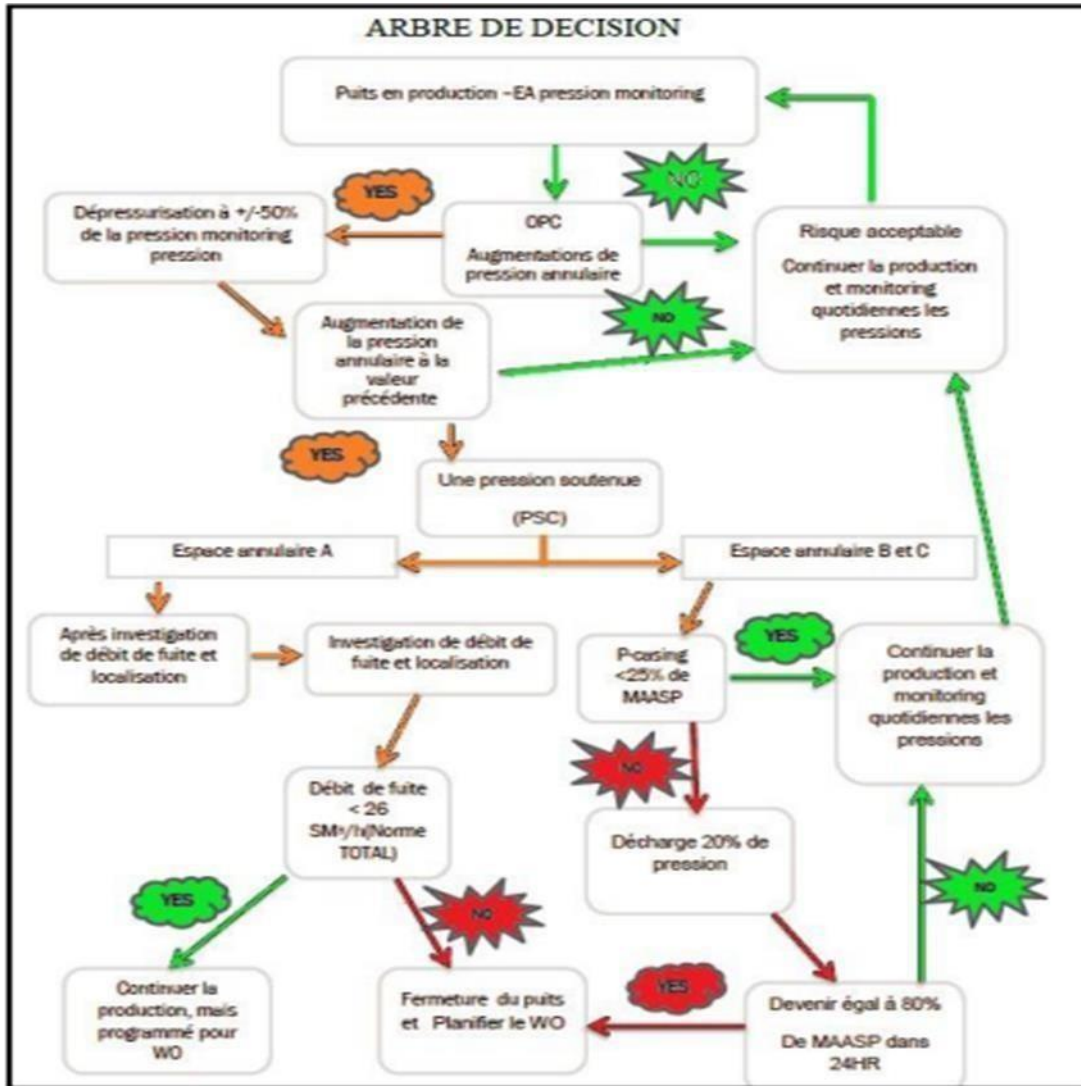


Figure I. 11 Plan d’investigation des fuites dans l’espace annulaire.

Tableau I. 1 : montre les Classification des risques Intégrité .[9]

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

✚ **La catégorie rouge :** Un puits classé dans la catégorie rouge doit être considéré

Avec un risque très élevé et non conforme, des actions de remédiation seront Nécessaires avant que le puits ne puisse être mis en fonctionnement.

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

✚ **La Catégorie jaune :** Un puits classé dans la catégorie jaune doit être considéré

Avec un risque modéré et non négligeable, le puits sera mis en surveillance selon sa criticité et l'exploitant doit évaluer les actions de réparation.

✚ **La Catégorie verte :** Un puits classé dans la catégorie verte doit être considéré

Avec un risque acceptable et conforme. Toutes les barrières passives installées dans puits (qui ont été testées avec succès lors de la phase de forage/complétion) seront de facto considérées comme fonctionnelles et acceptables, sauf indication contraire (augmentation de pression) qui déclenchera les tests de fuites périodiques spécifiques à la barrière considérée. [9]

1.8 Conclusion :

L'intégrité des puits est d'une importance cruciale dans le processus de production de pétrole et de gaz, si l'intégrité du puits pétrolier n'est pas maintenue, cela peut entraîner des dégâts humains, matériel, environnementaux et causer des pertes économiques importantes. L'assurance de l'intégrité du puits repose sur deux composantes principales :

-Premièrement : il faut assurer l'intégrité du puits durant sa conception et sa construction.

-Deuxièmement : diriger par la suite l'intégrité du puits pendant sa durée de vie restante.

Chapitre II

Outils d'enregistrement de bruits

II.1 Introduction :

Les diagraphies de production apportent un diagnostic d'information point par point sur l'intégrité des puits et le bon état du tubage et cimentation, elles donnent une indication sur l'efficacité des perforations, localisation des venues et débit des fluides tels que l'eau, l'huile et le gaz. L'efficacité des opérations de stimulation a été beaucoup améliorée grâce à l'interprétation et l'exploitation des données diagraphiques.

II.2 Diagraphie de production :

II.2.1 Définition :

Les diagraphies de production représentent l'ensemble des outils qui sont utilisés pour effectuer des enregistrements continus des différents paramètres en fonction de la profondeur afin de réaliser les différents profils de production. En effet, ces outils constituent un moyen fiable pour résoudre de nombreux problèmes de production, Bien souvent elles sont utilisées pour diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement des puits : fuites au niveau du tubing, au niveau du tubage, au niveau du packer, communication par channeling dues à de mauvaises cimentations, à des intervalles de faible pression qui reçoivent une partie de l'effluent.

II.2.2 Objectifs des diagraphies de production :

Parmi les principaux usages et objectifs du PLT, on peut citer : [12]

- L'évaluation du réservoir.
- L'évaluation d'un traitement du puits.
- Diagnostique des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits.
- L'évaluation de la performance de la complétion.

II.2.3 Les mesures et les différents composants de train d'outils de PLT :

Le train d'outils PLT est constitué de plusieurs capteurs par lesquels, on peut effectuer des Enregistrements en descendant et en remontant le long des puits avec différentes vitesses [13].

Il permet d'obtenir les renseignements suivants [13] :

- a). Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide de la rotation de l'hélice.
- b). Les enregistrements de la densité du fluide à l'aide de la pression différentielle et l'atténuation du Gamma Ray.

c). Les mesures de la température dans le puits à l'aide de la variation des résistances



Figure II. 1 Train PLT.

II.3 Le diagnostic des problèmes du puits :

La PLT fournissent des informations acquissent pendant la production du puits, et nous à permettre de les détecter citant :

- Les venues d'eau et de gaz
- Les problèmes mécaniques, et les fuites au (tubing, tubage et packer) due à la Mauvaise cimentation.
- Les intervalles responsables de venus des fluides indésirables (coning, contamination du fluide de formation).
- Les écoulements derrière le tubage [15].

II.4 les différents problèmes de production détectée par le différent outil de diaggraphie :

II.4.1 Venue d'eau :

Les venues d'eau sont l'un des problèmes qui produisent un souci critique dans l'industrie pétrolière et gazière. Plusieurs réservoirs sont liés à un aquifère actif ou à un mode de récupération secondaire par injection d'eau, ces réservoirs exhibent une récupération d'huile élevée due à l'énergie supplémentaire fournie naturellement par l'aquifère ou artificiellement par l'injection d'eau, mais les venues d'eau associées peuvent créer des problèmes majeurs liés à la production des hydrocarbures au niveau des puits et provoquant l'augmentation du Water-cut [5].

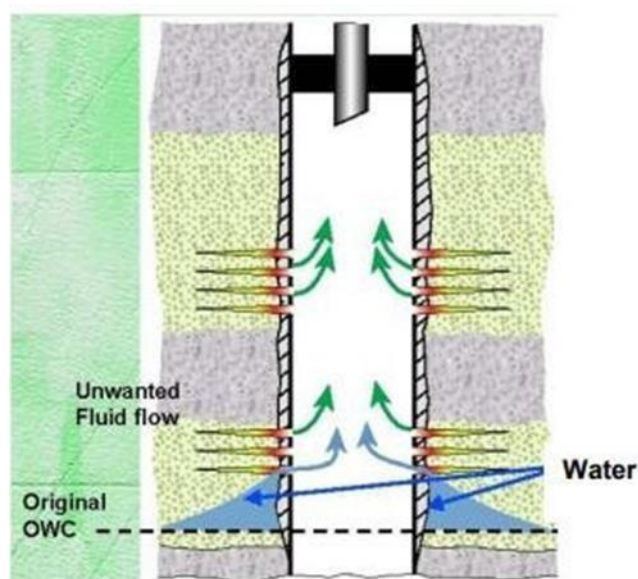


Figure II.2 : Schéma explicatif de la venue d'eau.

II.4.2 Percée de gaz :

Les percées de gaz peuvent se produire initialement par des fissures dus à un taux de production élevé, ou part des chemins préférentiels selon la perméabilité de la couche, et suite à la continuité de l'injection de gaz dans le champ on aura d'autres puits qui vont être aussi touchés par la percée et qu'ils vont souffrir de même problèmes. On constate que il y a une source majeure qui cause ces percée et c'est l'injection de gaz dans le réservoir pour un balayage important d'huile où le gaz injecté va former un chemin préférentiel direct vers le puits producteurs par conséquence donc le GOR augmente [18].

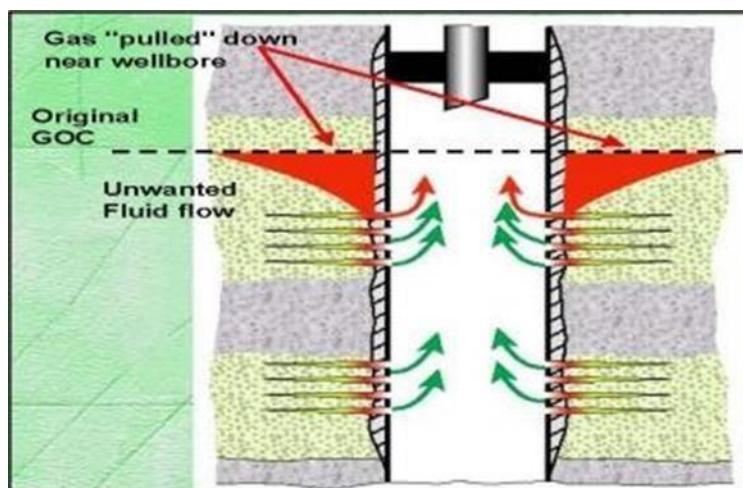


Figure II. 3 : Schéma explicatif de la percée de gaz.

II.4.3. Channeling :

Le channeling est généralement définie comme la capacité des fluides à se déplacer dans l'espace annulaire du tubage de production à cause d'un manque d'isolement hydraulique entre le tubage et le ciment ou le ciment et la formation. Dans les puits injecteurs channeling peut permettre au fluide injecté de pénétrer dans les zones indésirables, ce qui réduit l'efficacité globale des systèmes de récupération secondaire ou tertiaire [18].

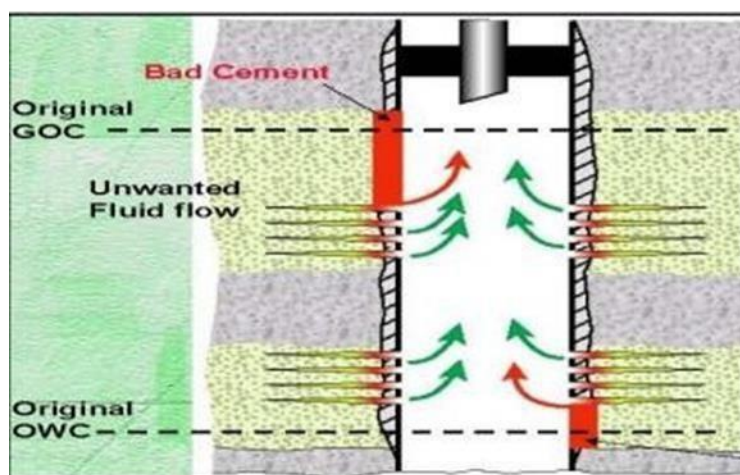


Figure II. 4 : Schéma explicatif du Channeling.

II.4.4 Cross flow :

C'est un phénomène qui se déroule lors d'une fermeture de puits et il s'agit d'un déplacement du fluide du réservoir provenant d'une zone de haute pression vers une zone de basse pression au lieu de s'écouler vers le tubing, et cela provoque une perturbation dans le régime du puits [18].

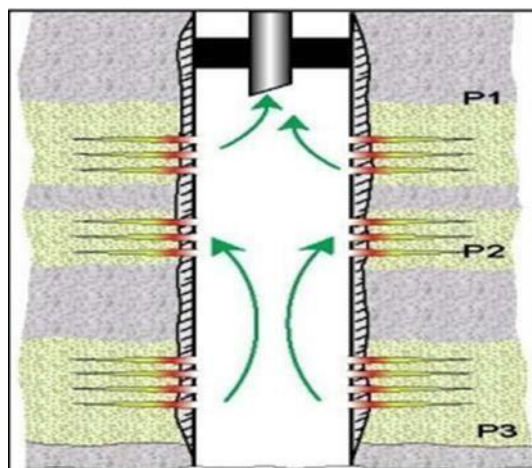


Figure II. 5 Schéma explicatif du phénomène de Cross flow.

II.4.5 La Corrosion :

La production d'eau provoque des différents problèmes dans le puits, alors que l'eau produite est généralement très salée, et cette salinité peut être l'origine du phénomène de corrosion et la dégradation des équipements tubulaires [18].

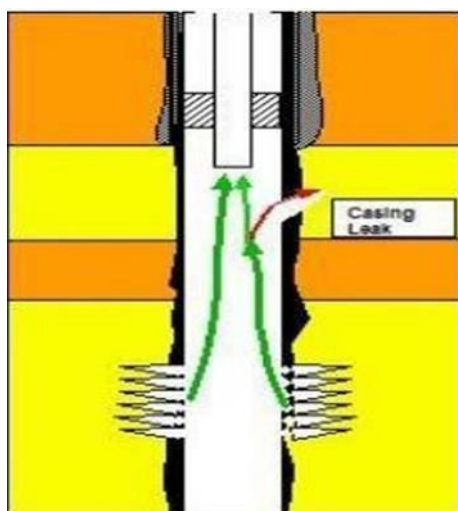


Figure II. 6 : Schéma explicatif du phénomène de Corrosion.

II.5 Généralités sur Les outils d'enregistrement du bruit :

Les outils d'enregistrement du bruit sont utilisés dans l'industrie pétrolière depuis les années 1950, lorsque les microphones ont été utilisés pour la première fois dans les puits pour localiser les fuites de tubage (Enright, 1955). Quelque temps plus tard, McKinley a introduit un outil de bruit multi- capteurs de fond pour capturer le bruit dans plusieurs bandes de fréquences (McKinley, 1973). Cette méthode a permis une analyse qualitative du débit des puits de forage et est devenue courante dans l'industrie pétrolière. Au fil de nombreuses années, les outils d'enregistrement du bruit en fond de puits se sont révélés efficaces pour localiser les intervalles

d'entrée de fluide dans les puits producteurs (Britt, 1976), pour localiser les écoulements transversaux derrière le tubage (McKinley, 1994) et pour déterminer la composition des écoulements (Wang, 1999). L'enregistrement du bruit a également été utilisé pour déterminer l'épaisseur nette des paiements (Robinson, 1974).

Cependant, un faible nombre de canaux de fréquence (généralement six canaux jusqu'à 5 kHz, avec une sensibilité décroissante vers les hautes fréquences) utilisés dans les outils d'enregistrement du bruit conventionnels ne suffit pas pour révéler d'importantes caractéristiques du spectre de bruit et différencier les sources de bruit par modèles de fréquence. Dans de nombreux cas, le bruit se concentre dans une plage de fréquences étroite et peut dériver le long du trou car l'écoulement peut traverser différents éléments sur son chemin. De tels modèles sont difficiles à capturer avec des outils conventionnels car ils ont tendance à perdre le contrôle sur le bruit à bande étroite et dérivé ou au-dessus de 5 kHz. Cette limitation a conduit à de la frustration et à l'opinion populaire selon laquelle l'enregistrement du bruit n'est pas une méthode fiable pour capturer les flux de fond.

Les progrès récents dans la conception des capteurs, les cartes électroniques et les techniques de traitement des données ont permis de créer un outil d'enregistrement du bruit à large bande, haute résolution et haute sensibilité pour enregistrer et analyser les spectres de bruit produits par les écoulements typiques des réservoirs et des puits de forage [19].

II.5.1 TECHNIQUES :

En tant que technique efficace d'enregistrement du bruit, SNL peut identifier les bruits provoqués par les écoulements de fluides à travers divers milieux poreux ou fracturés en capturant le spectre du bruit dans une large gamme de fréquences et en différenciant ainsi diverses sources de bruit par des modèles de fréquence de bruit. L'élément clé de l'outil SNL est un hydrophone hautement sensible basé sur un capteur à cristal suspendu dans une chambre remplie d'huile [19].

Tableau II. 1:Spécifications de l'outil SNL.

Note de pression	< 60 MPA (8 700 psi)
Cote de temperatures	<150-C (302-F)
Game de fréquence	117 Hz -60 KHz
Canaux de fréquence	512
Durée de vie de la batterie	48 heures
Material du boitier	Titane
Résistances au H2S	Jusqu'à 30%
Diamètre	38 mm
Longueur	800 mm
Poids	5 Kg

**Figure II.7 : outils SNL.**

Une forme d'onde de bruit est enregistrée par le capteur et convertie en un signal électrique qui est introduit dans un amplificateur linéaire à large bande à gain élevé pour être numérisé dans 1 024 canaux temporels et stocké dans la mémoire intégrée. Les spécifications de l'outil sont indiquées dans Tableau. 1. L'outil fonctionne sur batterie et peut être transporté sur slickline (ou sur tube enroulé avec un tracteur dans des puits horizontaux). Les mesures du bruit sont effectuées dans les stations pour éviter toute contamination sonore par le mouvement de l'outil, et le logiciel de traitement sépare automatiquement les lectures stationnaires.

II.6 VIVID :

VIVID est un outil développé par la compagnie norvégienne Archer (Archer est une société mondiale de services pétroliers avec un héritage qui remonte à plus de 40 ans, avec un fort accent sur la sécurité et la fourniture de produits et services de la plus haute qualité). Cet outil de mémoire utilisé pour détecter les mouvements de fluide se produisant derrière plusieurs barrières et il a été démontré qu'il détecte les fuites avec une sensibilité inégalée. La dernière génération de SNL (VIVID) fournit cette investigation sans précédent dans le statut d'isolement des composants de complétion, identifiant les fuites de tubage, de SSD, de packer, de cuvelage et de ciment auparavant indétectables. Le SNL (VIVID) est une technologie passive, qui capture le bruit généré par le mouvement du fluide. Le mouvement du fluide génère du bruit dans une plage de fréquences en fonction de la taille du chemin d'écoulement et des propriétés du milieu,

ce qui signifie que la fréquence peut être analysée pour déterminer la source (par exemple, l'écoulement dans la formation) et la route (par exemple, le cheminement du ciment, les fuites de cuvelage) du fluide à pression de cuvelage. [20]



Figure II. 8 : photo réelle de VIVID.

II.6.1 Composants de l’outil :

Tableau II. 2: Les composants de l’outil.[20]

Capteur acoustique à large bande	DSP	Échantillonnage	Donnée statistique	Communications
Deux capteurs pour une réponse optimale ; ultra-sensible	Domaine temporel vers domaine fréquentiel	246 chaînes	Bruit filtré dans le temps	Télémetrie Sondex
Boîtier d'outils intégré ; assemblage breveté à pression équilibrée	Transformée de Fourier Rapide	Trois paramètres	Bruit moyen	Lecture en mémoire ou en surface
Suppression du besoin d'un système de compensation rempli d'huile	220 FFT par seconde	Données acoustiques brutes	Bruit transitoire	PL, MFC

II.6.2 Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement de VIVID, également appelé VIVID qui détecte la communication ou le niveau de puits, repose sur l'émission et la réception d'ondes ultrasonores. Voici les étapes principales de son fonctionnement :

Émission des ondes ultrasonores : L'outil émet des ondes ultrasonores à travers le fluide présent dans le puits. Ces ondes se propagent à travers le liquide et interagissent avec les parois du puits

ainsi qu'avec tout autre élément présent, tels que les fluides de formation ou les zones de communication.

Réception des ondes réfléchies : L'outil est équipé de capteurs ultrasonores sensibles qui captent les ondes réfléchies après leur interaction avec les différentes structures à l'intérieur du puits. Ces ondes réfléchies peuvent varier en fonction de la présence de communication entre différentes zones du puits ou de la présence de fluides.

Analyse des signaux : Les signaux captés par les capteurs sont analysés pour identifier les variations caractéristiques qui indiquent la présence de communication ou les niveaux de fluide dans le puits. Les différences de temps de propagation, d'intensité ou de fréquence des ondes peuvent fournir des informations précieuses sur l'état du puits.

Interprétation des données : Les données recueillies sont interprétées par des ingénieurs spécialisés afin de déterminer la localisation et l'étendue des communications éventuelles entre différentes zones du puits. Ces informations sont essentielles pour optimiser la production et la gestion des réservoirs pétroliers ou gaziers.

II.6.3 Les types de VIVID :

VIVID est progressif, sa technologie de pointe établissant de nouvelles normes de sensibilité acoustique. Elle est perspicace, avec une technologie hautement sensible qui entend davantage dans le puits, donnant ainsi de la clarté. La gamme VIVID elle est divisée en trois outils selon le problème détecté.

1 .VIVID® leak : permet la détection précise et rapide des chemins de fuite n'importe Où dans l'enveloppe de la barrière du puits.

2 .VIVID®Seal : permet la Détection et cartographie fiables des flux de fluides, à la fois à l'intérieur et à l'extérieur de plusieurs tubulaires de production.

3 .VIVID® Sand : permet de faire la différence entre le bruit du sable et le bruit des fluides[20].

II.6.4 La différence entre VIVID® leak et VIVID ® Seal:

Le VIVID® leak capte les ondes ultrasonores à haute fréquence par contre VIVID®Seal détecte les ondes ultrasonores à basse fréquence. Comme montre la figure ci-dessus

le VIVID® leak n'a pas pu détecter une fuite à basse fréquence par contre le VIVID®Seal l'a détecté[20].

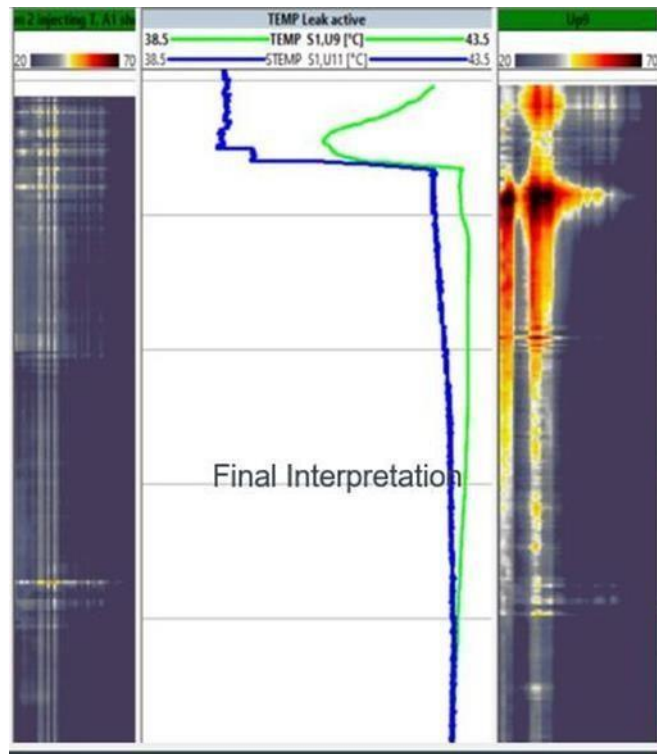


Figure II. 9 :log désigne La différence entre VIVID® leak et VIVID®Seal.

Le VIVID® leak capte les ondes ultrasonores à haute fréquence par contre VIVID®Seal détecte les ondes ultrasonores à basse fréquence. Comme montre la figure ci-dessus, le VIVID® leak n’a pas pu détecter une fuite à basse fréquence par contre le VIVID®Seal l’a détecté.

II.6.5 VIVID® leak - alimenté par ultrasons :

Outils à ultrasons pour diagnostiquer les problèmes d'intégrité des puits en localisant les mouvements de fluides indésirables. [20]

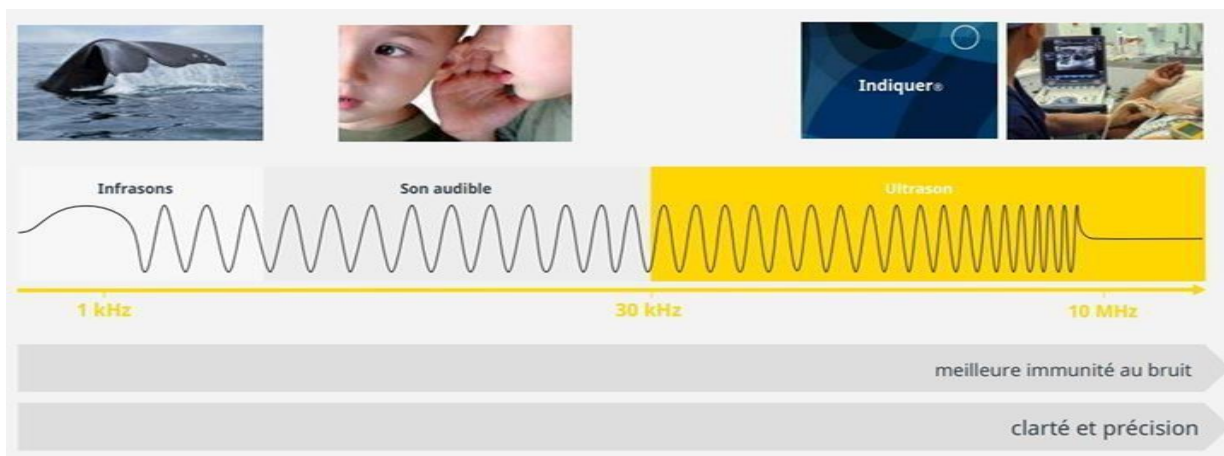


Figure II. 10 :Fréquence de VIVID.

II.7 Conclusion :

La technologie de Production Logging Tool (PLT) avancée joue un rôle crucial dans la vérification de l'intégrité des puits pétroliers. Ce chapitre a mis en évidence l'importance de cette technologie en fournissant une analyse approfondie de ses applications et de ses avantages dans l'industrie pétrolière. Grâce à des outils PLT avancés, les opérateurs peuvent obtenir des données précises sur les caractéristiques du puits, telles que la distribution des fluides, les débits de production, et les niveaux de pression. Ces informations sont essentielles pour évaluer la performance du puits, détecter les problèmes potentiels et prendre des décisions éclairées pour optimiser la production. En conclusion, l'intégration de la technologie PLT avancée dans les opérations de surveillance des puits permet d'améliorer l'efficacité opérationnelle, d'assurer la sécurité des installations et de maximiser le rendement économique des actifs pétroliers.

Chapitre III

Work-over et casing patch

III.1 Introduction :

Les interventions des puits représentent un ensemble d'activités critiques dans l'industrie pétrolière et gazière, visant à maintenir, optimiser ou réhabiliter la production des puits existants. Ces interventions comprennent une variété d'opérations, telles que le work-over, la stimulation de puits, le nettoyage de l'installation de production, et la réparation ou le remplacement d'équipements défectueux. Elles sont essentielles pour maximiser le rendement des réservoirs, prolonger la durée de vie des puits et assurer un flux continu de production. Dans ce chapitre nous avons abordé des notions de base sur le work-over.

III.2 Définition :

Le Work Over est un terme anglais désigne reconditionnement d'un puits, toute opération pratique sur un puits soit de réparation ou de équipement ou d'entretien pour améliorer ou rectifier leur production, ces opération nécessitent la mise en œuvre d'appareil et des équipements devers tel que (appareil de forage...).[22]

III.3 Les objectifs de Work Over :

- La sécurité de puits.
- Élimination des dépôts de fond (sédiments).
- Élimination des venues de fluide indésirable (eau).
- Restauration de cimentation.
- Changement de mode d'exploitation (puits producteur ↔ puits injecteur)
- Renouvellement des équipements de fond et de surface (packer anchor- seal, tubing, Tête de puits).[22]

III.3 Cause d'intervention de Work Over :

III.3.1 Dommages accidentels :

- Poissons : Laisse au fond à la suite d'intervention de wire line (w l) et empêchant les contrôles au gisant la production. .[22]
- Pression augmentée dans les annulaires :

Due à de mauvaise cimentation et comprenant la sécurité du puits, ruptures, collapse, éclatement et déboîtement de matériel tubulaire d'origine divers tel que :

- Mauvaise cimentation.
- Contraintes exissivent.
- Les équipements défailants. [22]

III.3.2 Causes techniques :

- Transformation des puits (puits producteur a un puits injecteur de gaz ou d'eau).
- Changement de complétion par une autre mieux adapte à l'évolution de la production.
- Rééquipement des puits en complète au a des puits activé par gaz lift. [20]

III.3.3 Les sédiments :

La roche s'effrite sous l'effet de la passade tics fluides entraînant des particules qui Envahissement progressivement le fond, de puits, on peut éliminer par les moyens suivants :

- Suive de l'évolution de la montée des sédiments.
- Prévention par mise en place de liner ou consolidation des sables
- Intervention snubbing pour nettoyage de fond du puits. [22]

III.3.4 Dépôts :

Les dépôts sont des natures très devers, ils se dorment le plus souvent le long des parois du tubing ou ils constituant une gaine pouvant aller jus qua l'occlusion du puits.

- ✓ Set : fréquent dans les eaux de gisement, il peut être détruit par grattage ou injection de bouchon d'eau intermittent ou injection permanente.
- ✓ Hydrates : fréquent dans les puits à gaz, se produite par association d'eau et de gaz de combat par l'injection de glycol ou rechefage.
- ✓ Paraffines et asphaltes : grattage contrôle et levage par solvant.
- ✓ Emulsions : de se émulsifiant. [22]

III.4 Classification :

Il existe différents types de work-Over [22] :

1. Work-Over de maintenance :

Réparation ou prévention de défaillances mécaniques ou autres.

2. Work-Over de sécurité :

Puits dont l'exploitation exige un niveau de sécurité accru (puits injecteur gaz, fort GOR, proximité de zone urbaine ...).

3. Work-Over de Re-entry :

Augmentation de la capacité de drainage par le forage de sections horizontales au sein du réservoir.

4. Work-Over de préparation :

Cas des puits destinés à être repris en Re-entry ou à la fracturation hydraulique.

III.5 Types D'opérations :

L'activité Work-Over reforme différents types d'opérations énumérées comme suit [22]:

III.5.1 Recompilation :

S'explique par le changement d'une colonne de production dicte par :

- ✓ L'état du tubage et les conditions d'explication du puits.
- ✓ L'adaptation du puits à la configuration du réseau de collecte existant. [22]

III.5.2 Descente liner :

Un liner c'est une portion de tubage descendue pour recouvrir et consolider le découvert (réservoir) et sélectionner la zone de production ou pour remplacer les crépines usées. [22]

III.5.3 Réparation tubage :

La réparation de tubage (CASING 5"1/2, 9"5/8) s'opère suite à une détection d'anomalies par les opérations électrique (METT) corrosion déboîtements. La réparation consiste à :

- ✓ La remontée de la colonne Y compris la partie endommagée.
- ✓ La descente d'une nouvelle colonne et sur raccordement sur F ancienne au moyen d'un casing patch. [22]

III.5.4 Chemisage :

C'est l'ultime solution après échec des réparations des tubages cette opération se déroule comme suit :

- Descente d'une colonne de tubage.
- Cimentation de l'espace annulaire pour isoler l'endroit de l'anomalie du reste du puits
- Limite des champs des interventions futures. [22]

III.5.5 Side-track :

C'est une opération de déviation due à L'une des causes suivantes :

- Echec de repêchage d'un poisson.
- Evitement d'une/one aux caractéristiques petro physiques médiocres
- Forage aveugle ou dirige. [22]

III.5.6 Ré-entry :

RI le fait l'objet d'une large application au niveau de HMD depuis 1996 suit à L'introduction de nouvelles techniques telles que :

- Le forage d'un ou plusieurs drains horizontaux au niveau du réservoir.
- L'amélioration de la production du puits. [22]

III.5.7 Repêchage :

Une tentative de récupération d'un objet dans le puits qui peut être planifiée ou induite par un incident. C'est une opération fastidieuse qui nécessite un matériel spécifique et qui provoquer des retards dans les réalisations. [20]

III.5.8 Fraisage :

- C'est la destruction totale ou partielle d'équipement ou de tubage qu'on ne peut pas repêché qui nécessite l'utilisation de fluide et d'outils approprie
- C'est une opération très fréquente dans la préparation des puits pour Re-entry. [22]

III.6 Description d'un appareil de Work-Over :

1-Derrick :

Il est constitué par un assemblage de cornières avec une base carrée et qui Se démonte à chaque déménagement ;

- La substructure est sur élevé suffisamment haut pour qu'on puisse
- installer les B.O.P sous le plancher ;
- Le Derrick peut atteindre une hauteur qui varie de 29 m à 50 m, souvent on utilise celui du 41m. [22].



Figure III. 1 : Appareil de work-over.

2- Tête d'injection :

C'est l'un des organes les plus remarquables des matériaux pétroliers. Elle supporte tout le poids de la garniture de forage. Elle ne tourne pas et possède des billes qui permettent la rotation et la suspension du poids, ainsi qu'un raccord et un col de cygne pour le passage du fluide de circulation. [22]



Figure III. 2: tête d'injection.

3- Table de rotation :

C'est un appareil qui est entraîné en rotation à l'aide d'un moteur qui fait tourner l'outil au fond du puits par l'intermédiaire de la garniture de forage. [22]



Figure III. 3: Table de rotation.

4-Pompes à boue :

La pompe à boue a un rôle important dans l'activité du Work over, elle est considérée comme le cœur de l'appareil. Les fonctions principales de la pompe sont :

- Assurer la circulation permanente de la boue .
- Ancrer le packer avec Setting Tool hydraulique qui fonctionne par la pression générée par la pompe de boue. [22]



Figure III. 4 :Pompe à boue.

5- Obturateurs :

La fonction principale des obturateurs est de permettre la fermeture du puits en cas de venue et la circulation sous duse durant le contrôle. [22]

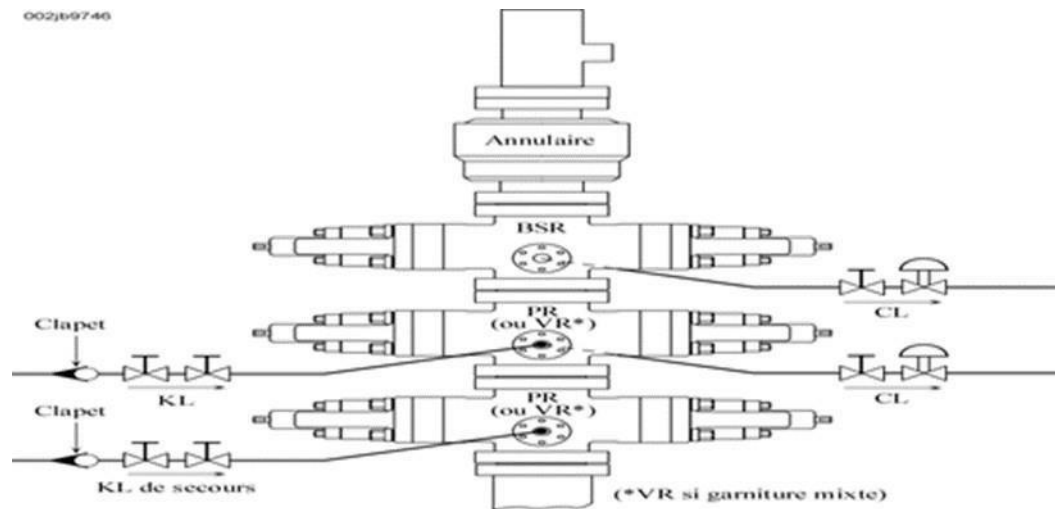


Figure III. 5: Obturateur (BOP).

III.6 Les outils utilisés lors de la reprise :

1- Casing Scraper :

Utiliser pour la destruction de ciment, cake, dépôts, irrégularités dues aux perforations ou fraisages. Il peut être descendu sur drill pipes ou sur câble. [22]

2- Releasing Spear :

Cet outil permet la prise et le relâchement des poissons par l'intérieur, Il peut être équipé de différents accessoires [22].

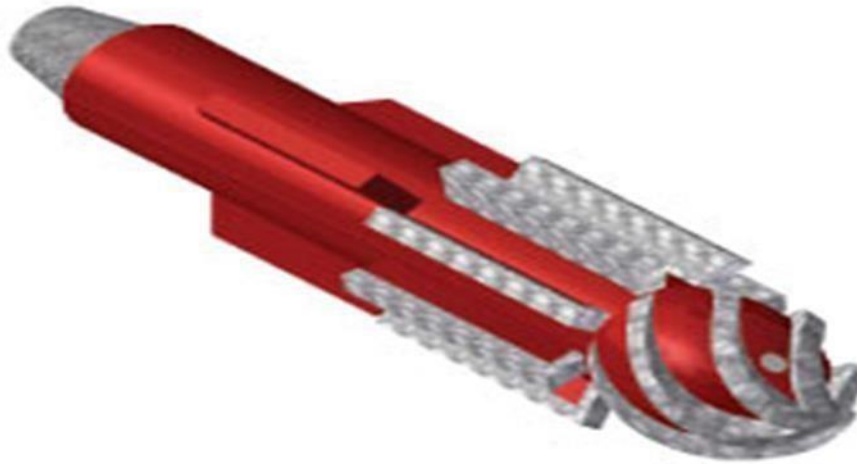


Figure III. 6: Releasing Spear.

3-Pilot Mill :

Il est utilisé pour :

- 1- parfaire la coupe d'un casing
- 2- Fraisage de liners, crépines, casings,
- 3- Conditionnement de tête de poisson.
- 4- Destruction de packer et de liner[20].



Pilot Mill

Figure III. 7 : photo de pilot Mill.

4- Junck Basket :

Il est utilisé pour le prélèvement des carottes, réalésage du trou et la récupération des débris lors du fraisage de Packers, Bridge Plug, débris métalliques. [22]

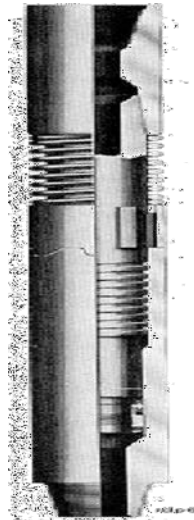


Figure III .8: photo de Junck Basket.

5-Safety Joint :

Peut être intégré dans les trains d'instrumentation où il est prévu des risques de coincement ou des difficultés de relâchement. [22]

6-Taper Tap (Taraud) :

C'est un outil de prise interne, Il est utilisé généralement pour le repêchage du Tubing et drill pipe. [22]



Figure III. 9 :Taper Tap.

7-Overshot: Cet outil est conçu pour la récupération des poissons dont la hauteur est très réduite pour la prise. [22]

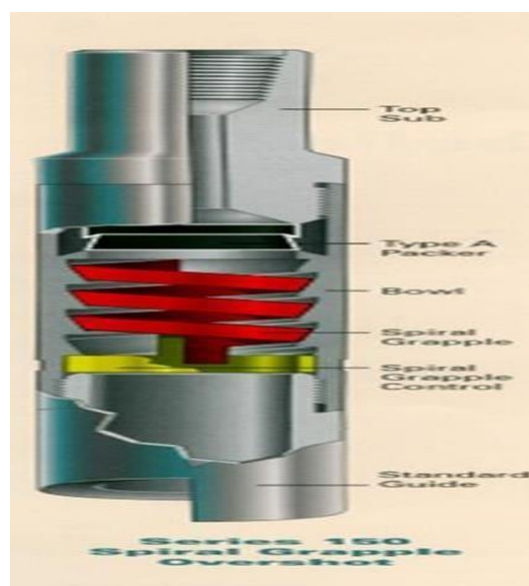


Figure III. 10: overshot.

8-Die Collar:

(La cloche) il doit être utilisé préférentiellement au Taraud chaque fois que la situation le permet. cet outil autorisant l'accès dans L'I.D du poisson et préservant dans certains cas la possibilité de coupe au-dessous du raccordement. [22]



Figure III. 11 :Die collar.

III.7 TECHNOLOGIE DU Casing Patch :

Casing Patch est une méthode permanente pour réparer les tubes ou les tubages endommagés, pour obturer les perforations indésirables ou pour colmater une fuite dans un puits développé par la compagnie HESP. Il s'agit d'une option rentable qui permet de prolonger durablement la durée de vie du puits et d'augmenter la production globale. Le patch consiste en une courte longueur d'alliage extensible résistant à la corrosion avec une peau extérieure en élastomère conçue pour fournir un ancrage et une étanchéité à long terme tout en laissant un grand diamètre interne de passage. Les patches existent de 4-1/2in à 13-3/8in, tous les poids et toutes les épaisseurs. Des pièces spéciales ont été conçues et qualifiées pour résister à des températures allant jusqu'à 335 degrés Celsius et à une pression interne allant jusqu'à 7000 psi. Le processus d'expansion du patch est révolutionnaire grâce à l'utilisation d'un élément gonflable. La pression hydraulique est pompée depuis la surface pour gonfler cet élément qui pousse le patch contre le tubage, en activant les joints d'étanchéité. De multiples cycles de pression sont nécessaires pour étendre le patch sur toute sa longueur, ce qui lui permet d'épouser parfaitement la forme réelle du puits. Le casing Patch peut être installé sur des tubes, des tiges de forage ou des tubes à bobines intelligentes. [21]



Figure III. 12 : une photo de casing patch de la compagnie HESP.

III.7.1 Les Composants du casing patch :

Le casing patch se compose de deux swages qui assurent l'étanchéité et une extension entre eux qui varie selon les besoins. Il comporte des chiens qui assurent son emplacement ; ces chiens s'ancrent vers le haut et le bas afin de garantir le bon positionnement du casing patch. [21]



Figure III.13 :photo réelle des Composants du casing patch de HESP.

III.7.2 Avantages de casing patch :

- Taux d'expansion élevé.
- Post-setting pour les grandes pièces d'identité.
- Conformité à la forme réelle du puits.
- Contrôleur de réglage en temps réel.
- processus de mise en place en douceur.
- Un seul patch pour couvrir une large gamme de boîtiers ID.
- Une étanchéité efficace jusqu'à 25 % dans les boîtiers ovales.
- Joint étanche au gaz

III.7.3 Applications :

- Fermeture de la perforation (eau, gaz).
- Réparation des fuites au niveau du collier.
- Réparation de l'orifice de forage.
- Réparation des DV en ciment.
- Protection contre l'écrasement.
- Recouvrement des zones corrodées.
- Réparation du tamis à sable.
- Pré-frac

Conclusion :

Les défis d'intégrité des champs pétroliers sont monnaie courante, et le problème de communication ou niveau des puits constitue l'un des problèmes majeurs. Dans ces situations, la plupart des puits nécessitent une intervention de type work-over pour une re-complétion coûteuse et chronophage. Toutefois, en exploitant la technologie VIVID, nous pouvons localiser précisément les points de

communication défailants. Si la fuite peut être réparée sans recourir au work-over, l'installation d'un casing patch s'avère une solution économique. Cette approche permet une remise en production plus rapide du puits, évitant ainsi les délais associés à une re-complétion.

Chapitre IV
Etude de cas (OMMO761,
HGI5)

IV.1 Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prit la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro-physiques comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....). Ce champ s'étend sur une superficie qui avoisine les 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

IV.2. Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par deux compagnies françaises CFPA (Compagnie Française de Pétrole d'Algérie) et SN.REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie). Le 15 janvier, la SN.REPAL a amorcé le premier forage MD1 [1] implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction, non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de cette même année, ce forage découvrit à 3338m de profondeur des grès de cambrien en mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait existence une quantité très importante huile dans les grès du Cambrien. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

IV.3. Situation du champ de Hassi-Messaoud :

IV.3.1 Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.

Son repérage en coordonnées géographique est le suivant :

• Au nord par la latitude 32°15 N.

- Au sud par la latitude $31^{\circ}30' N$.
- A l'ouest par la longitude $5^{\circ}40' N$.
- A l'est par la longitude $6^{\circ}35' N$.

Et en coordonnées Lambert : • X= 790.000 à 840.000 Est. • Y= 110.000 à 150.000 Nord.



Figure IV.1: Situation géographique du champ de HMD [22].

IV.3.2 Cadre géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale, de par sa superficie et ses réserves constituent la plus grande province petro- gazière. Ses délimitations sont les suivantes :

- Au sud par le horst d'Amguid.
- Au Nord par les structures Djemaa de Touggourt.
- A l'est par la dépression de Ghadames.
- A l'ouest par le bassin d'oued Mya.

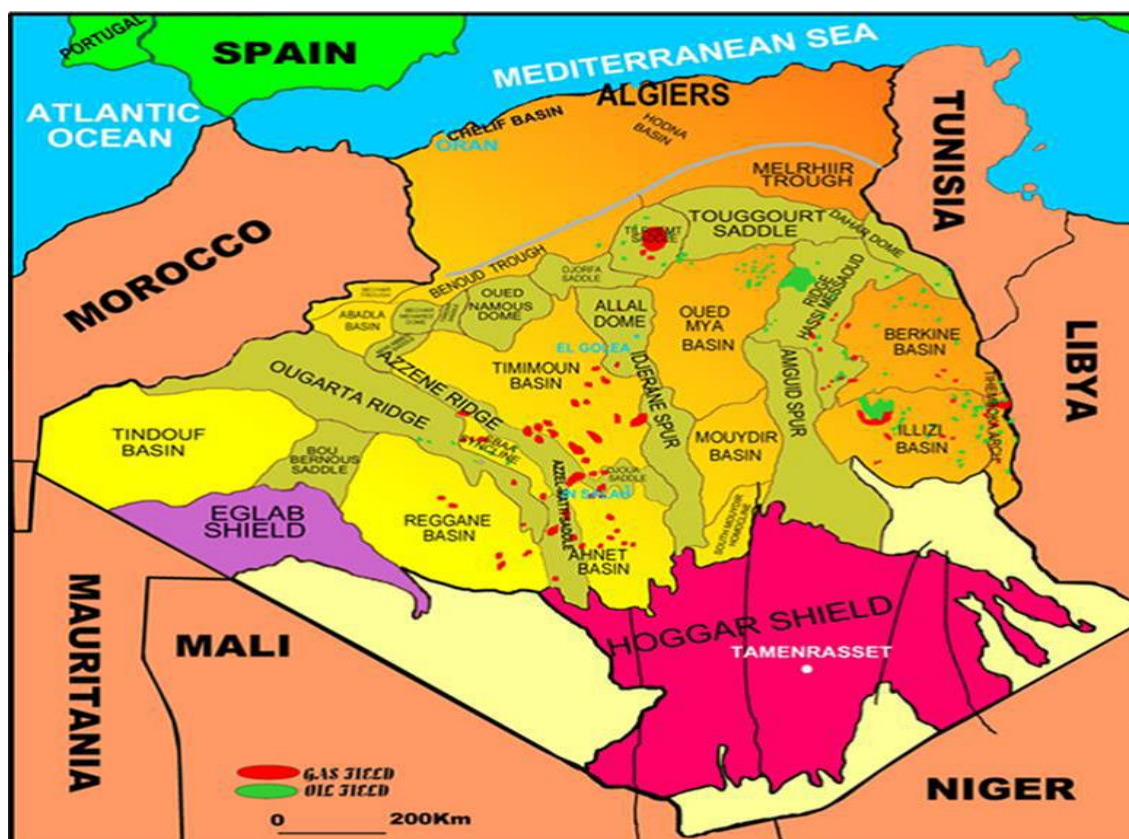


Figure IV.2 : cadre géologique du champs HMD

IV.3.3 Aperçu stratigraphique :

Les stratifications des deux puits étudiés sont :

Le Cambrien : comprend le réservoir de Hassi Messaoud, essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés.

On y distingue trois litho zones R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

a. Lithozone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres, il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse .

b. Lithozone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres, il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

c. Lithozone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres, il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreux passées de

siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

d. Lithozone Ri : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres, il se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieus à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

e. L'Ordovicien : A l'échelle régionale, il est composé de plusieurs formations, du champ de Hassi Messaoud, l'ordovicien est représenté par :

- A. Zone des alternances
- B. Argile d'El Gassi
- C. Les grès d'El Atchane
- D. quartzite lhamra.

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, marnes sableuses	
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN			
		CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marnes, dolomie	
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marnes, dolomie	
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile siliceuse	
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN	200	Argile, grès, dolomie	
		NEOCOMIEN	180	Argile, marnes, dolomie, grès	
	JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marnes, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
		L I A S	DOGGER		
			ARGILEUX	105	Argile siliceuse, marnes dolomitiques avec fines passées de grès
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marnes dolomitiques, marnes grises
			L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile
			L.S 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline
		SALIFERE	L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marnes
			TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
			TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
TS 3	202		Sel massif et traces d'argile		
ORDOVICIEN	ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou siliceuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX	35	Grès, argile		
	ERUPTIF <i>discordance herzynienne</i>	0.92	Andésites altérées		
	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites		
	GRES D'EL ATCHANE	25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux		
	ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites		
CAMBRIEN	ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grès et argile. Présence de tigillites		
	RI	50	Grès isométriques, fins, siliceux		
	Ra	120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
	R2	100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
	R3	300	Grès grossiers à ciment argileux, argile siliceuse		
PALEOZOIQUE	INFRA-CAMBRIEN	45	Grès argileux rouges		
	SOCLE		Granite porphyroïde rose		

Figure IV .3: coupe stratigraphique du champ HMD.

IV.4. Zones et numérotation des puits :

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production .Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportent de la même manière de point vue pression du gisement.

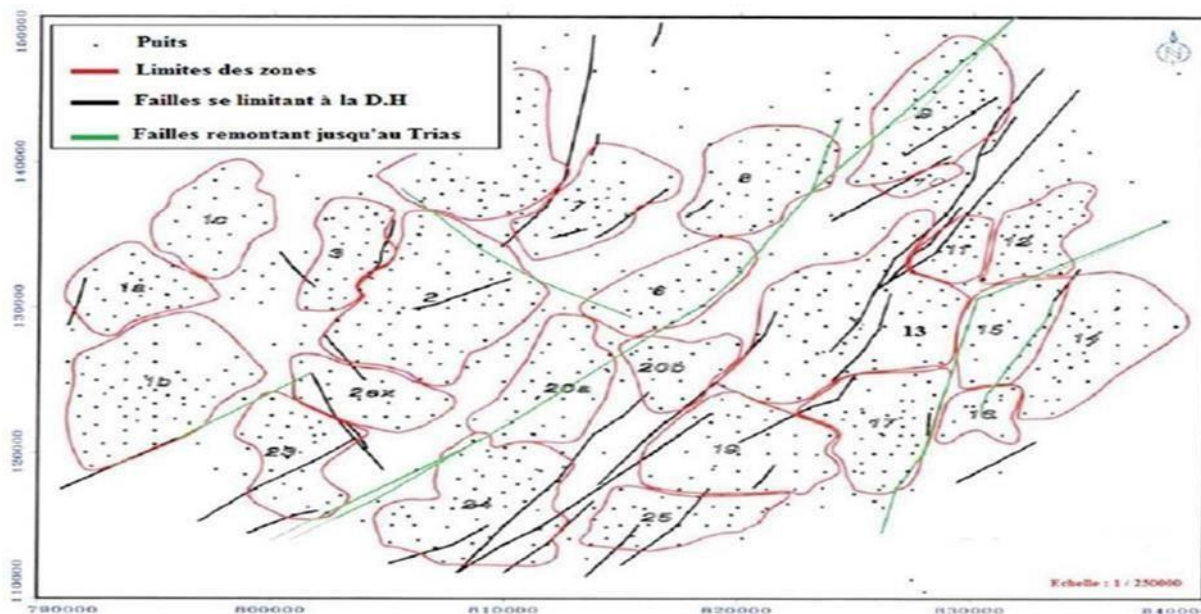


Figure IV.4: Zones et numérotation des puits.

IV.5 Critère de choix des puits :

On 2023 plus de trente tentatives de Frac ont eu lieu, mais seulement 50 % qui ont été réellement exécuté ceci est due principalement aux problèmes d'intégrité révélés en cours de pompage. Dans ce chapitre, nous allons étudier un cas de deux puits producteur d'huile OMO 761 et HGI5 qui ont été candidat à la fracturation hydraulique conventionnel (Dans le but de créer une perméabilité artificiel pour améliorer l'index de productivité). À cause des propriétés petro-physiques du réservoir qui sont faibles à moyennes. Lors du test d'injectivité on a subi des problèmes de fuites ou niveau du tubing. OMO761 est destiné ou wor-kover. Depuis l'implémentation de cette technique sur Champ de HMD le recours à des opérations de wor-kover pour la re-complétion des puits était la solution ultime pour pouvoir remédier au problème d'intégrité (problème de fuites dans ce cas), malheureusement ces opérations sont très coûteuses et nécessitent beaucoup de temps. Le puits HGI5 est destiné aux implémentations des dernières avancées technologiques dans le domaine de logging , détection des fuites par VIVID et l'emplacement de la technologie du casing patch sans aller ou workover. Dans ce cadre, nous allons faire une étude comparative entre les deux puits en appliquant ses deux interventions.

IV .6. Etude du Puits OMO761 :

IV.6.1 Situation du puits OMO761 :

Le puits OMO761 a été foré et achevé en novembre 2016 pour soutenir la pression du réservoir, Le puits est situé dans la zone 7 – ayant pour coordonnées X : 815311.4627 Y : 150141.5880

La carte suivante représente la position de puits en relation avec les puits voisins.

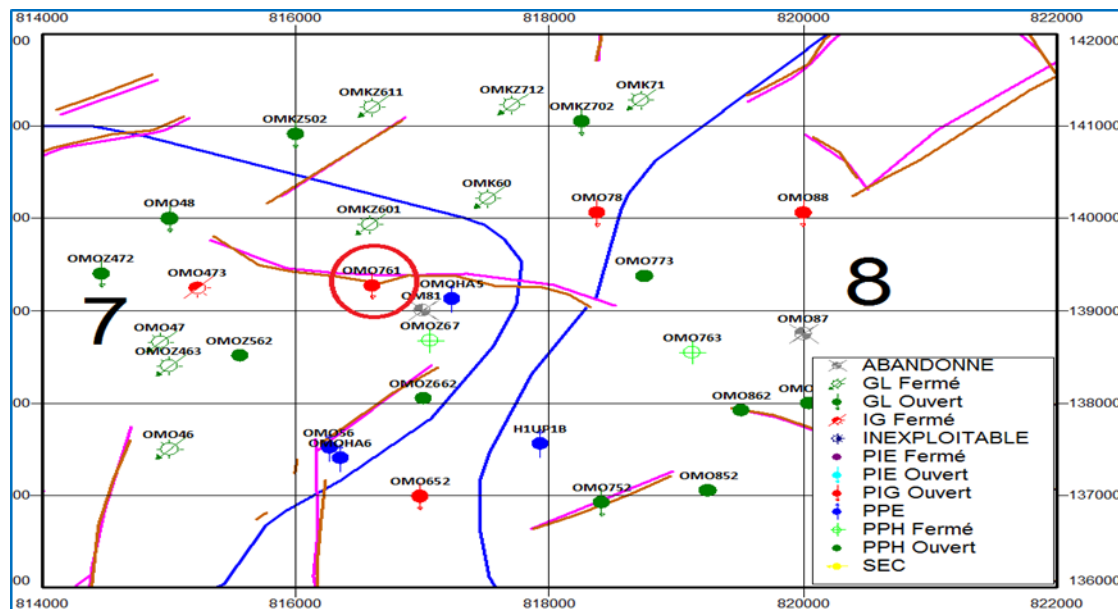


Figure IV. 5: Carte de localisation du puits.

IV.6.2 Historique de production :

Le puits est mis en production le 21/05/2019 avec un bon débit 6.33m³/h et qui a commencé à chuter pour se stabiliser autour de 4m³/h jusqu’au début de l’an 2021. La stabilité de production était assurée par des nettoyages périodiques. A partir du 2021, le puits a commencé d’avoir des difficultés de production. Et bien que les dépôts organiques aient été signalés durant l’an 2020, le puits a été exploité avec des BE qui n’ont pas d’effet visible sur l’état de puits et qui ont contribué à l’aggravation de la situation du puits.

En Aout 2021, le puits était neutralisé par une boue de 1.2 pour pouvoir installer un chemisage 2’’7/8 et par la suite pour mettre GL. Le puits a redémarré par la suite avec un débit faible et qui a été amélioré par un traitement à l’alcoolique mutuel solvant pour avoir un gain de 2.7m³/h. Le plot suivant résume la production de puits depuis sa mise en production et les paramètres relié à sa production.

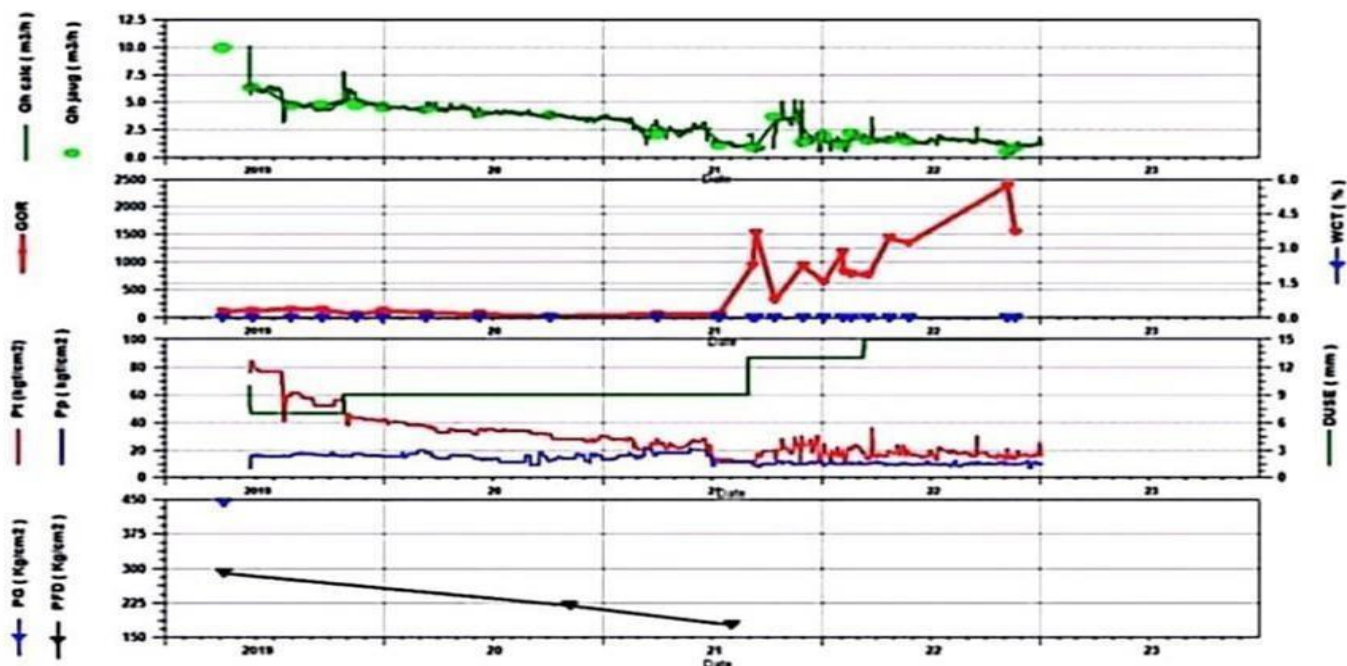


Figure IV. 6: Historique de production du puits OMO761[22].

IV.6.3 Historique des interventions sur le puits OMO761 :

En 2023, le puits était l'objectif d'une opération de fracturation hydraulique, malheureusement une communication des espaces annulaires a été détecté lors de l'opération Mini Frac durant le stage de flush ce qui a impliqué une intervention de changement de complétion par la suite Le puits fonctionne actuellement avec un débit de 0.9m3/h selon le dernier jaugeage.

Le puits OMO761 a été fermé le 25/09/2023 (suite d'un débit très faible). Une communication franche dans l'espace annulaire A1 (test d'intégrité relevé le 07/12/2023), le résultat de test est illustré sur le plot qui convient :

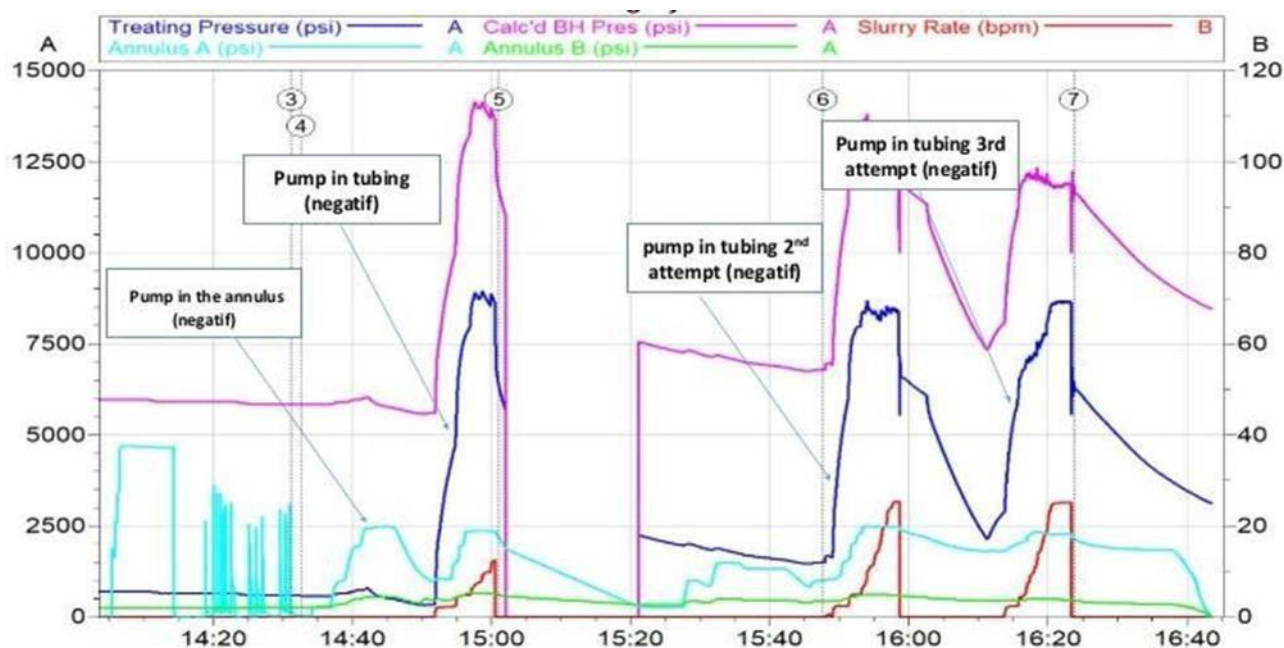


Figure IV .7: les résultats du test d'intégrité de puits OMO761.

Commentaire : Nous constatons qu'à chaque fois que nous pompions à travers le tubing annulaire A, la pression chute, ce qui signifie qu'il y a une communication directe entre eux. Cela souligne la nécessité d'un work-over pour la re-complétion dans le but de réparer cette communication telle qu'elle est.

IV.6.4 Le déroulement de l'opération de work-over :

IV.6.4.1 Intérêt de l'intervention :

La réparation de la communication et préparation de puits pour Fracturation Hydraulique.

Une opération de work-over pour re-compléter un puits présentant une communication est constitué par les étapes suivantes :

- Montage Appareil de Work over
- Neutralisation par Circulation inverse
- Démontage Arbre de Noël et Montage de BOP
- désencrage Anchor seal et remontée Tubing 2''7/8
- descente couronne et safety joint pour Surforage Pacher et son repêchage

- Opération électrique : CAST-V et CBL du Casing 7''
- Descente Packer de test 7'' à 2011m et ancrage à 2010m
- Test Casing 7'' par EA7''x3''1/2 à 1500psi Test EA2 et EA3 par pompage continue de boue
- Réalisation de DST en présence d'unité de coiled tubing
- opération électrique : descente Junk Catcher au fond, ancrage Packer 7''
- Assemblage Anchor Seal + Mandrin + Siège X et descente Tubing 3''1/2
- Ajustement, vissage et siégé Olive sur Tubing Head
- Démontage BOP et montage arbre de Noël
- Opération wire line: descente et pose testing tool sur siège "XN"
- Test intérieur tubing à 3000psi pendant 60min
- Opération wire line: descente et ancrage vanne de circulation dans le mandrin
- Remplacement boue par brut
- démontage de l'appareil et les installations de chantier et les transporter ailleurs (TOP DTM)

La re-complétion de puits :

1. Mise en place préalablement à la descente du tubing

- Pose du packer et de son extension sous packer
- Assemblage, descente et test en cours de descente de l'équipement
- Ajustement de la garniture de production :
- Repérage du packer
- réalisation de l'ajustement
- Pose de l'olive dans la tête de suspension
- Ajustement de la garniture de production :
 - ✓ Repérage du packer
 - ✓ réalisation de l'ajustement

Pose de l'olive dans la tête de suspension

2-Test de la colonne de production et de l'annulaire

3-Mise en place de l'arbre de Noël et mise en service du puits 4-Remplacement du BOP par l'arbre de Noël

5-Mise en place du fluide d'annulaire et du fluide de Dégorgement 6-Dégorgement du puits

Et on obtient la nouvelle complétion :

1. Tubing 2. Siège X 3. Manchon 4. Mandrin 5. Tubing 6. Anchor seal

7. Packer BAKER 8. Manchon 9. Siege XN 10. Tubing 11. Sabot.

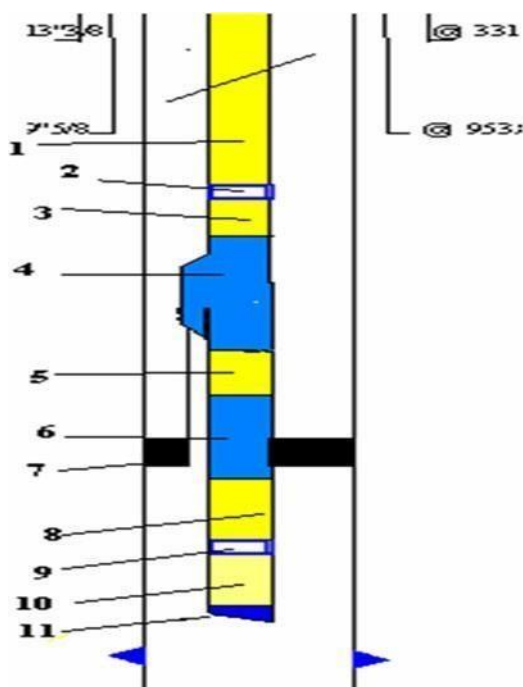


Figure IV. 8: Puits après la re-complétion.

Ces opérations sont estimées à 5000000\$

Résultat : Après la re-complétion, un test d'intégrité est effectué le 26/02/2024 pour confirmer l'étanchéité du puits et pour s'assurer que le problème de communication détecté est résolu. À cette fin, un test de pression est réalisé en injectant de la saumure dans le tubing, l'annulaire A et l'annulaire

B. La variation de la pression est illustrée sur le plot suivant :

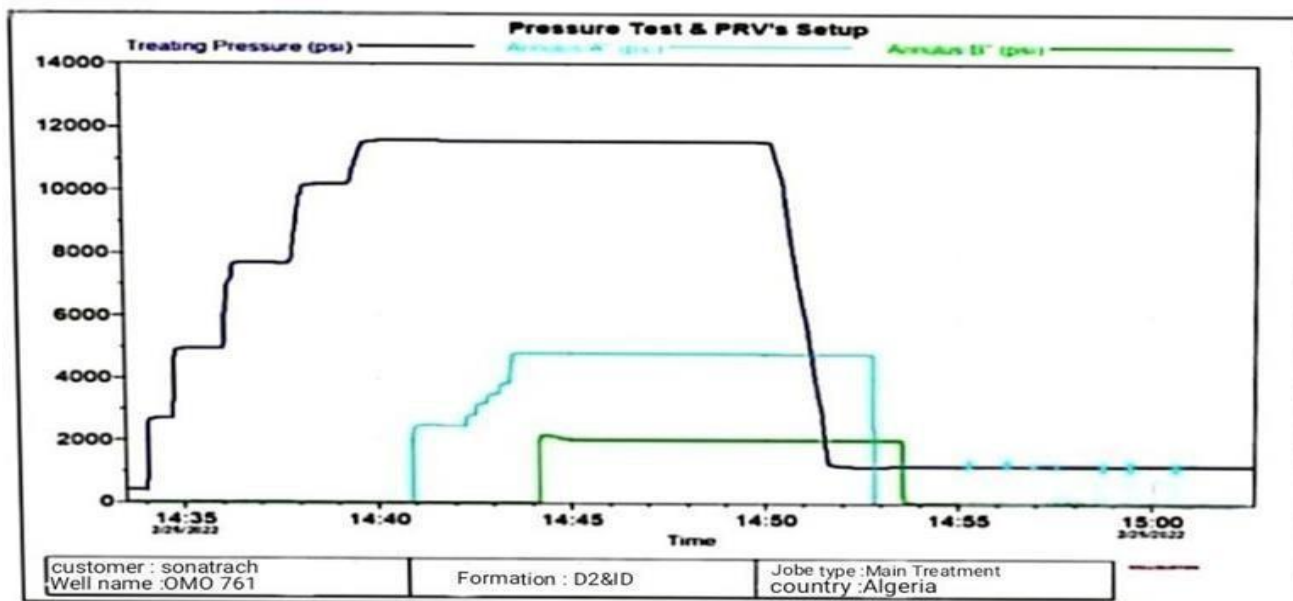


Figure IV. 9 :Les résultats du test d'intégrité après la re-complétion.

Commentaire : Que ce soit sur le tubing ou dans l'annulaire A et B, nous constatons que la pression reste constante après l'arrêt du pompage jusqu'à la purge. En d'autres termes, aucune perte de pression n'est observée, ce qui indique que le problème de communication est résolu. Par conséquent, nous pouvons passer à l'objectif primaire de la fracturation hydraulique. Qui comprend cinq étapes principales : la collecte de données (Data frac), pre-pad, l'injection de fluide de fracturation (pad), (slurry), (flush).

Tableau IV .1 : illustre l'amélioration du débit après la frac[22].

Date Mesure	Diam duse (mm)	Unité de séparation	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression		
			Huile	gaz		Tête	pipe	sépar
29/02/2024	9.59	1440	2.38	322.15	1268	88.97	13.26	4.45
09/03/2024	10	1440	3.1	3206.13	1162	53.3	13.7	13.66
10/04/2024	12	1440	3.59	1919.20	535	39.4	13.6	

Commentaire : Comme le montre le tableau ci-dessus, après l'opération de fracturation, nous constatons une augmentation significative du débit de 1,21 m³/h pendant trois mois derniers.

IV .7 Etude du Puits HGI5 :

IV.7.1 situation du puits HGI5 :

Le puits HGI5 est situé au sud du périmètre de Hassi El Gassi, à une distance de 1650 m à l'ouest du puits HBM-1, à 1350 m au nord du puits HBM-2, à 3180 m au sud-ouest du puits HDZS-1. Ayant pour coordonnées

X : 772 448.399 Y : 3 448 027.617.

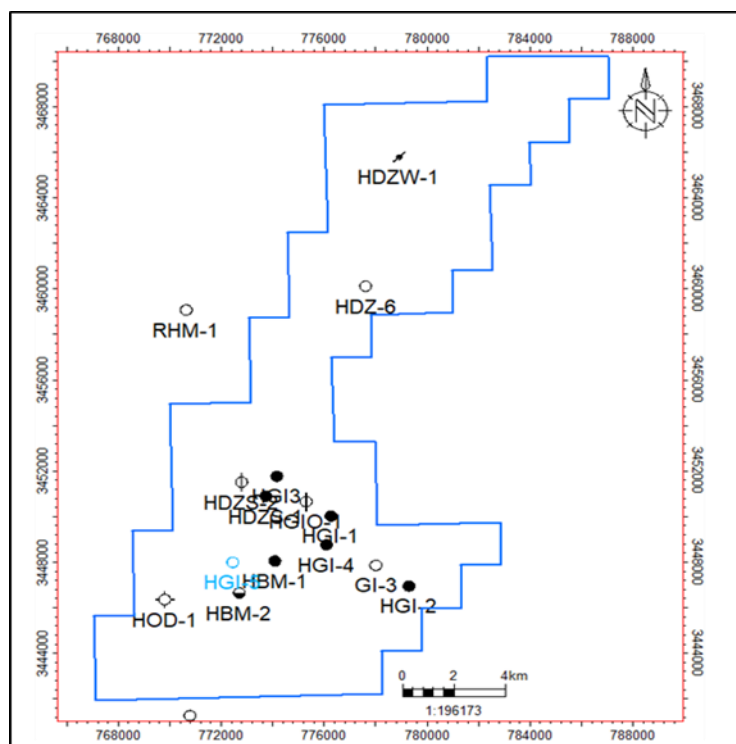


Figure IV .10: Localisation du puits HGI5.[22]

IV.7.2 Well DATA :

Le puits a été foré le 19/07/2019 à travers le réservoir QH jusqu'à un TD total de 3344.00 m CE, puis complété par un tubing 4"1/2 NV P110 et un slotted liner 4"1/2. QH jusqu'à un TD total de 3344.00 m CE.

Tableau IV.2: illustre des informations sur la complétion du puits.

HGI5	
Tubing	4-1/2in NV P110 13.5#.
BAKER L Nipple 'BR'	3205.12 m TR, ID 93.67mm (3.688in)
BAKER L Nipple 'BRN'	3220.49mTR, ID 87.78mm (3.456in)
Packer hyd wellcare L:1.42m	3218.00m TR
Sabot 4"1/2(end tubing)	3221.56m TR
TOP 4"1/2 slotted liner	3221.89-3344.50m TR
TD (Fond Work over)	3345.00m TR
BHP	PFS (17/11/2022) PG = 319 kg/cm ²
Sand Plug	3303m CTU

IV.7.3 Well TEST DATA :

Pendant le DST, le puits a montré un débit initial de 1,82 m³/h avec une pression de réservoir de 437,16 kg/cm² et un faible PI (0,006 m³/h/bar).

Tableau IV.3 illustre le résultat de DST.

Type de puits	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	Index Prod.Inj	HK			shin	Duse	Remarque
		Gisement	Fond Dyn	Tete			Proche	lointin	(HW*kyz)			
DST	21/03/2019	437.16	11.5	15.47	huile	1.82	0.006	9.2	-	2.28	9.53	Puits vertical dans les Qh à la TD 3344m (CE), PFD@2993m
PFS	17/11/2023	319	-	82	-	-	-	-	-	-	-	Eau huile interface @2856m la pression n'a pas atteint la stabilité

IV.7.4 Historique des interventions sur le puits HGI5 :

Tableau IV.4: illustre l'historique de production du puits HGI5[22].

Date de début	Date de fin	opération	Sous opération
29/02/2024	29/02/2024	WIRELINE	Instrumentation
28/02/2024	28/02/2024	OPERATION SPECIALE	integrity test 4" and monitor 7"
28/02/2024	28/02/2024	WIRELINE	Contrôle
27/02/2024	27/02/2024	OPERATION SPECIALE	integrity test 4" and monitor A annulus
27/02/2024	27/02/2024	WIRELINE	Instrumentation
26/02/2024	26/02/2024	WIRELINE	Instrumentation
23/02/2024	23/02/2024	WIRELINE	Instrumentation
21/01/2024	21/01/2024	OPERATION SPECIALE	VTVID LOGGING PROGRAM DAY 4
19/01/2024	19/01/2024	OPERATION SPECIALE	VTVID LOGGING PROGRAM DAY 3
18/01/2024	18/01/2024	OPERATION SPECIALE	Completion leak detection day 2
17/01/2024	17/01/2024	OPERATION SPECIALE	Completion Leak Detection
16/01/2024	16/01/2024	WIRELINE	Contrôle
23/03/2023	23/03/2023	OPERATION SPECIALE	Integrity test
17/03/2023	17/03/2023	OPERATION SPECIALE	injectivity test
06/03/2023	06/03/2023	OPERATION SPECIALE	Sand Plug
17/11/2022	17/11/2022	WIRELINE	Mesure de pression PFS
03/11/2022	03/11/2022	OPERATION SPECIALE	Tube Clean + Test EA en vue frac
13/06/2022	13/06/2022	OPERATION SPECIALE	Mise en production 2
28/05/2022	28/05/2022	OPERATION SPECIALE	Mise en production
17/08/2019	17/08/2019	WIRELINE	Instrumentation
16/08/2019	16/08/2019	WIRELINE	Instrumentation
15/08/2019	15/08/2019	WIRELINE	Instrumentation

Ce puits présente une faible perméabilité, ce qui le rend étanche, et nécessite une fracturation hydraulique pour atteindre un débit de pétrole commercial. L'objectif principal de ce traitement est d'améliorer l'indice de productivité du puits en créant des canaux d'écoulement à haute perméabilité pour le fluide du réservoir. Suite à un test d'intégrité effectué le 23 mars 2023, révélant une possible communication entre le tubing et l'annulaire A, les résultats de ce test sont illustrés dans le graphique suivant :

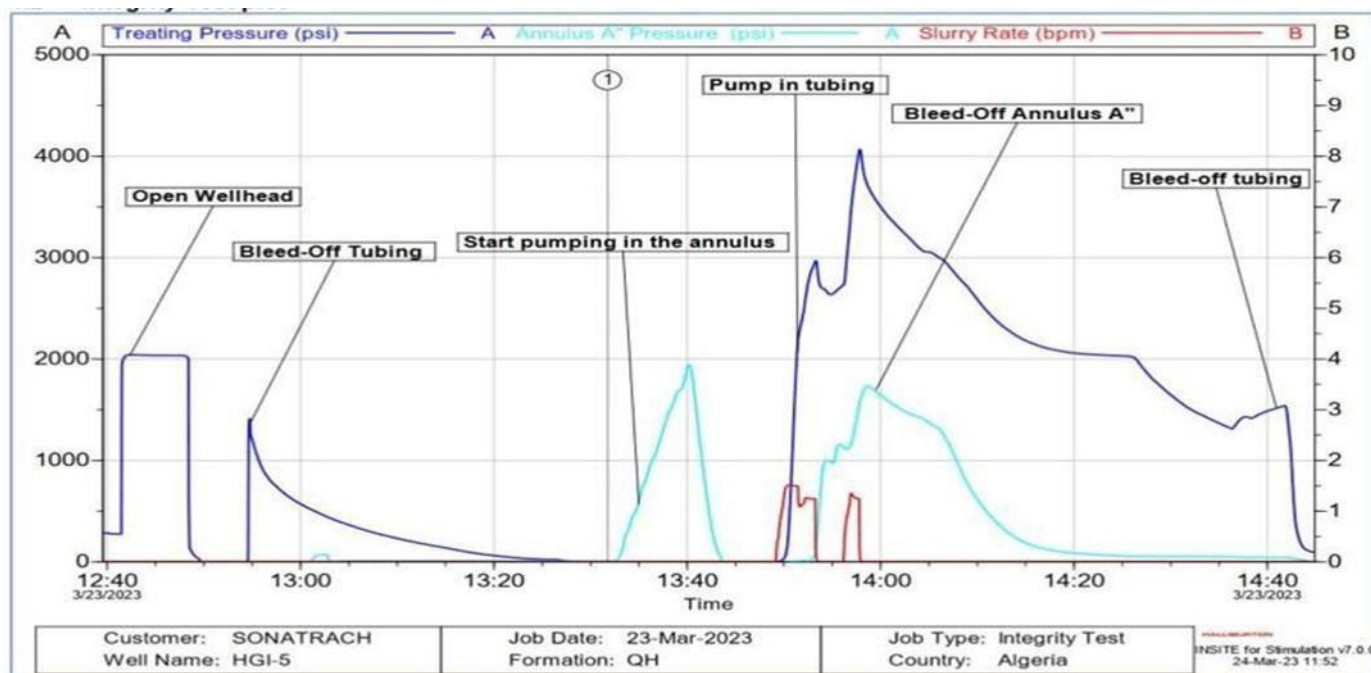


Figure IV.11 : Résultats du test d'intégrité HGI5[22].

Commentaire :

On applique une pression sur le tubing, puis on l'ouvre. Aucune pression n'est observée. Ensuite, on purge. Ensuite, on pompe sur l'annulaire A (la tête de puits reste ouverte). On remarque que la pression diminue sans la purger, ce qui indique une communication à l'intérieur de l'annulaire A. À la troisième étape, on pompe sur le tubing et on ouvre l'annulaire. Normalement, la pression reste constante, mais au contraire, elle diminue sur le tubing et augmente sur l'annulaire, ce qui signifie qu'il y a une communication franche.

Après avoir confirmé le problème, une étude VIVID a été menée sur le champ de Hassi El Gassi, en se concentrant sur le puits HGI-5. Avant de procéder à l'utilisation de VIVID, un plug a été descendu entre la surface et le (RN) afin de tester cet intervalle. Aucune fuite n'a été détectée dans cette zone, ce qui indique que la fuite doit se situer dans l'intervalle restant. Pour localiser cette fuite, nous avons ensuite effectué une étude VIVID.

IV.7.5 Intervention par VIVID :

L'intervention par VIVID a comme objectif de Localiser le(s) point(s) de communication entre le tubing et l'annulaire A. Avant le début des travaux, organisez une réunion de sécurité sur site pour discuter de l'opération et signaler tout risque de sécurité qui pourrait y être lié et comment y faire face. Une attention particulière sera portée aux opérations de levage, aux systèmes sous pression et à l'importance d'une bonne communication entre les équipes tout au long de l'opération. Le personnel

de logging doit donner un bref exposé sur les objectifs de l'opération de logging et les exigences de manipulation de la pression pendant l'opération.

IV.7.6 Préparation de l'opération :

Les pressions doivent être enregistrées à partir du tube et de tous les anneaux à l'aide de jauges d'enregistrement numériques ou du système d'enregistrement SCADA si disponible. De plus, les relevés de pression doivent être enregistrés manuellement à des intervalles de 10 minutes ou moins tout au long de l'enquête.

IV.7.7 Evaluation de pression :

Avant et pendant l'opération, nous effectuons une surveillance continue de la pression et répétons les tests afin de purger toute pression inutile. **Le plot ci-dessous montre celle-ci.**

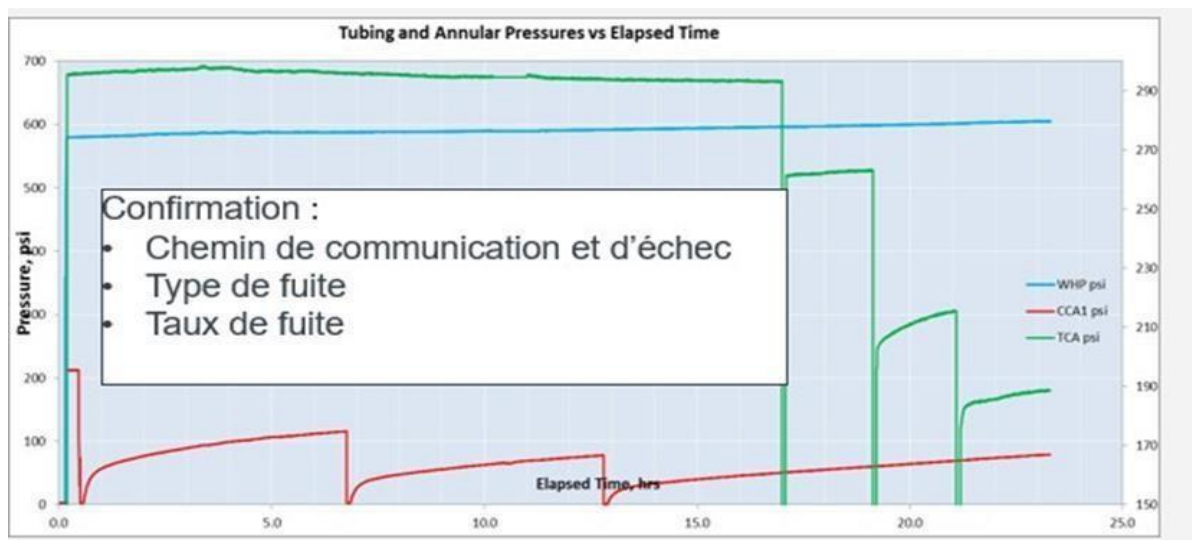


Figure IV.12: Evaluation de pression d'annulaire et tubing.[20]

Commentaire : Donc à chaque fois nous répétons les procédures nous éliminons les pressions inutile qui pourrait être des pressions piégés ou des effets thermique.

IV.7.7 Déroulement de l’opération :

Tableau IV. 5: Explique les séquences à suivre de l’opération à fin de détecter et localiser la communication.[20]

Program Step	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Tubing Status	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Injecting	Injecting	Injecting	Injecting	Injecting	Injecting	Injecting
A-annulus status	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Bleeding	Bled	Bled	Bled	Bled	Bled	Bled
B-annulus status	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in
C-annulus status	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in	Shut-in
Start depht(m)	0	2610	2530	2590	2590	2550	2590	20	60	20
End depht(m)	2610	2530	2590	2590	2550	2590	20	60	20	60
Logging speed (m/min)	40	20			15	10	10	40	15	10
Station time (sec)				60	60				60	
Comment	RH	Corrélation	RH	Activate leak	Station packer	Repeat	Leak detection tbg-A annulus	RH	Station DHSV	Repeat

Commentaire :

Sur les étapes 1, 2 et 3, que ce soit le tubing ou les annulaires A, B et C sont enfermés pour le RIH.

À l'étape 4, nous avons injecté de la saumure dans le tubing et avons purgé l'annulaire A, tandis que les annulaires B et C sont restés fermés dans le but d'activer les fuites entre le tubing et l'annulaire

A. Ensuite, nous avons remonté de 40 mètres et fait une station d'une minute à côté du packer pour permettre à l'outil de détecter la communication.

À l'étape 6, nous répétons les mêmes étapes pour confirmer. On a détecté la fuite entre le tubing et l'annulaire A, il n'y a pas de communication entre l'annulaires A et B. le log qui convient illustre la fuite détecté par VIVID.

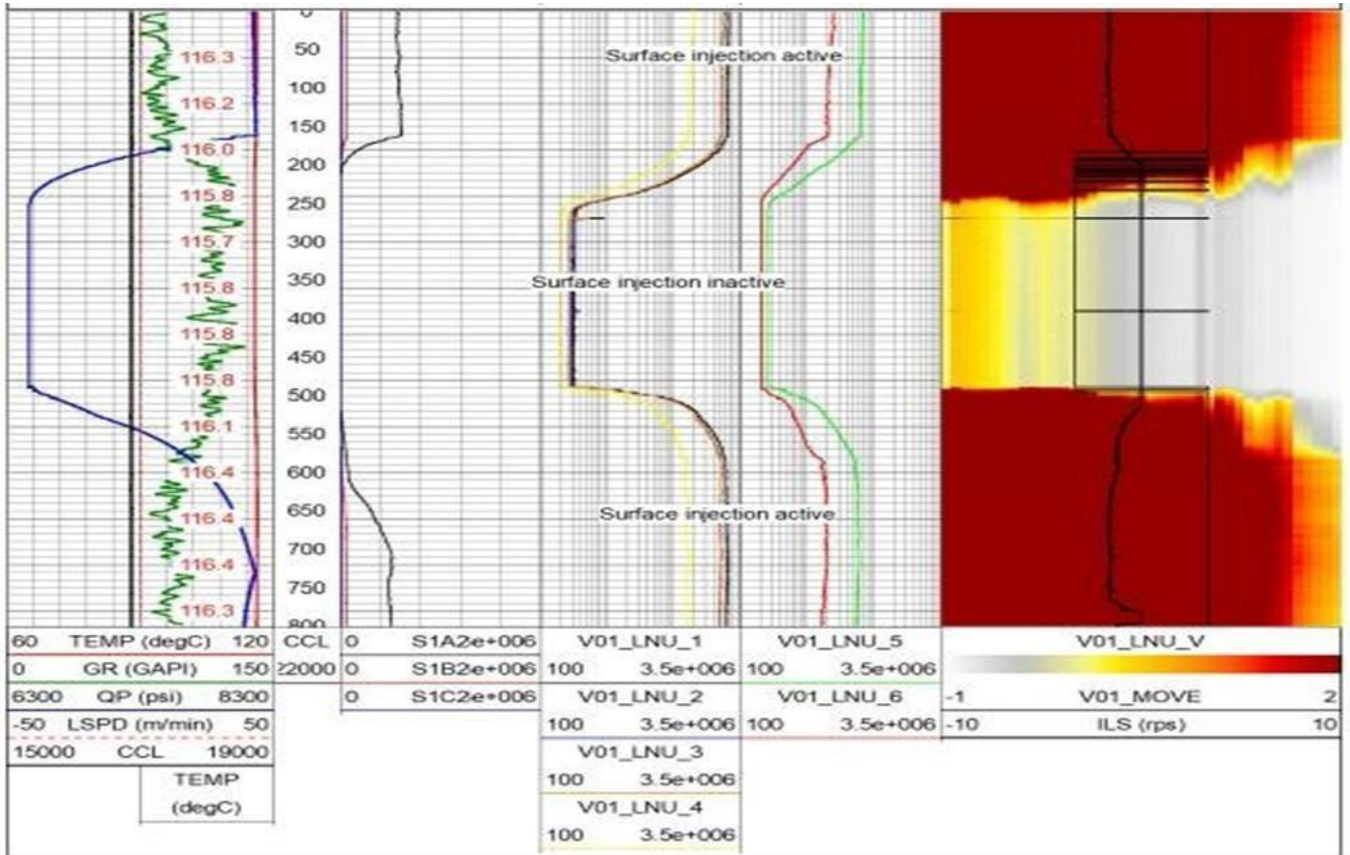


Figure IV. 13: Fuite détecté par log VIVID[20].

Commentaire : Le log ci-dessus représente les trois zones d'injection ou niveaux de puits. Les zones supérieure et inférieure indiquent une injection de surface active, ce qui signifie qu'il n'y a pas de communication. En revanche, la zone du milieu signifie qu'il n'y a pas d'injection de surface active, donc une communication est détectée.

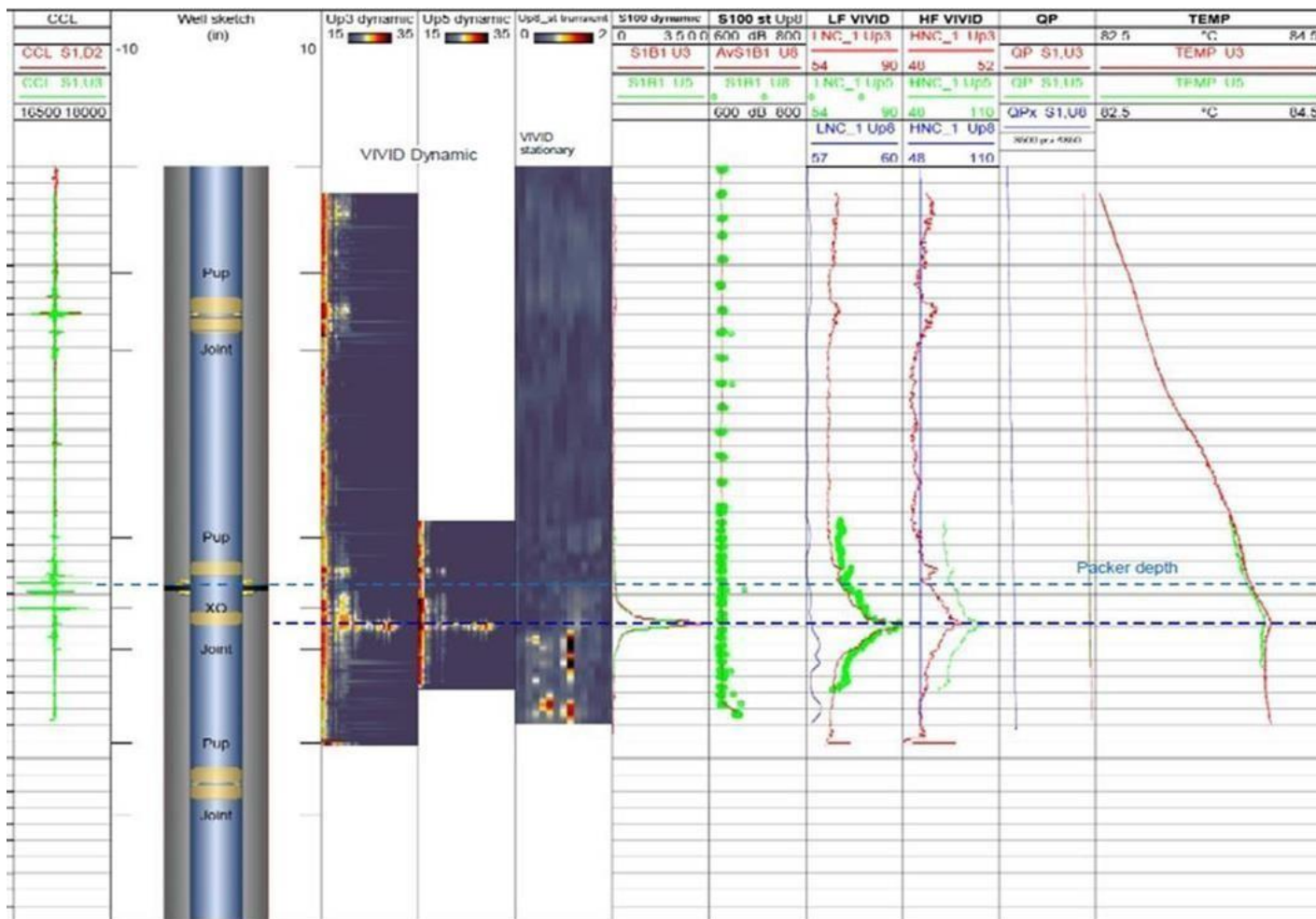


Figure IV. 14: La localisation du fuite par VIVID[20].

Commentaire :

La figure ci-dessus illustre le log de trois outils de détection de fuites différents : S100, VIVID SEAL et VIVID Leak. Les logs de S100 n'ont pas signalé la présence de fuites, tandis que VIVID SEAL a détecté un seul signal sans localiser la fuite. En revanche, VIVID Leak a non seulement identifié la fuite, mais l'a également localisée près du packer. Ces résultats mettent en évidence l'efficacité de VIVID Leak dans la détection précise des fuites. Cette localisation précise est cruciale pour planifier et effectuer des interventions ciblées visant à résoudre et réparer la fuite. Cette analyse souligne ainsi l'importance de choisir les outils de détection adaptés pour minimiser les perturbations et les dommages potentiels causés par les fuites.

Solution proposé :

Après la détection de fuites à côté du packer, grâce à une étude VIVID, nous avons proposé une solution définitive sans recourir à un work-over. Nous avons suggéré l'installation d'un casing patch

à cette profondeur, mais son emplacement nécessite une étude approfondie que nous aborderons dans les étapes suivantes.

IV.8 L'emplacement de casing patch :

IV.8.1 L'objectif de l'intervention :

Le but de cette opération est de réparer la zone du packer à 3218 m, Zone : 3213,83 - 3220,78 m.

IV.8.2 Les étapes à suivre pour l'emplacement d'un casing patch :

- Identifier le type de problème.
- Effectuer une étude de faisabilité.
- Effectuer une étude technico- commercial.
- Détection de communication.
- Un test de MFC et MTD.
- Encrage d'un casing patch.
- Refaire un test d'intégrité pour confirmation.



Figure IV.15: Photo réelle du casing PATCH.

Avant de procéder à l'emplacement d'un casing patch, il est nécessaire d'effectuer une étude MFC (multi-finger caliper) et MTD (magnetic thickness detector).

Dans notre cas, le puits HGI 5, qui est un puits récemment foré et qui n'a pas encore produit, nous avons simplement effectué une étude MFC, comme illustré dans le journal suivant :

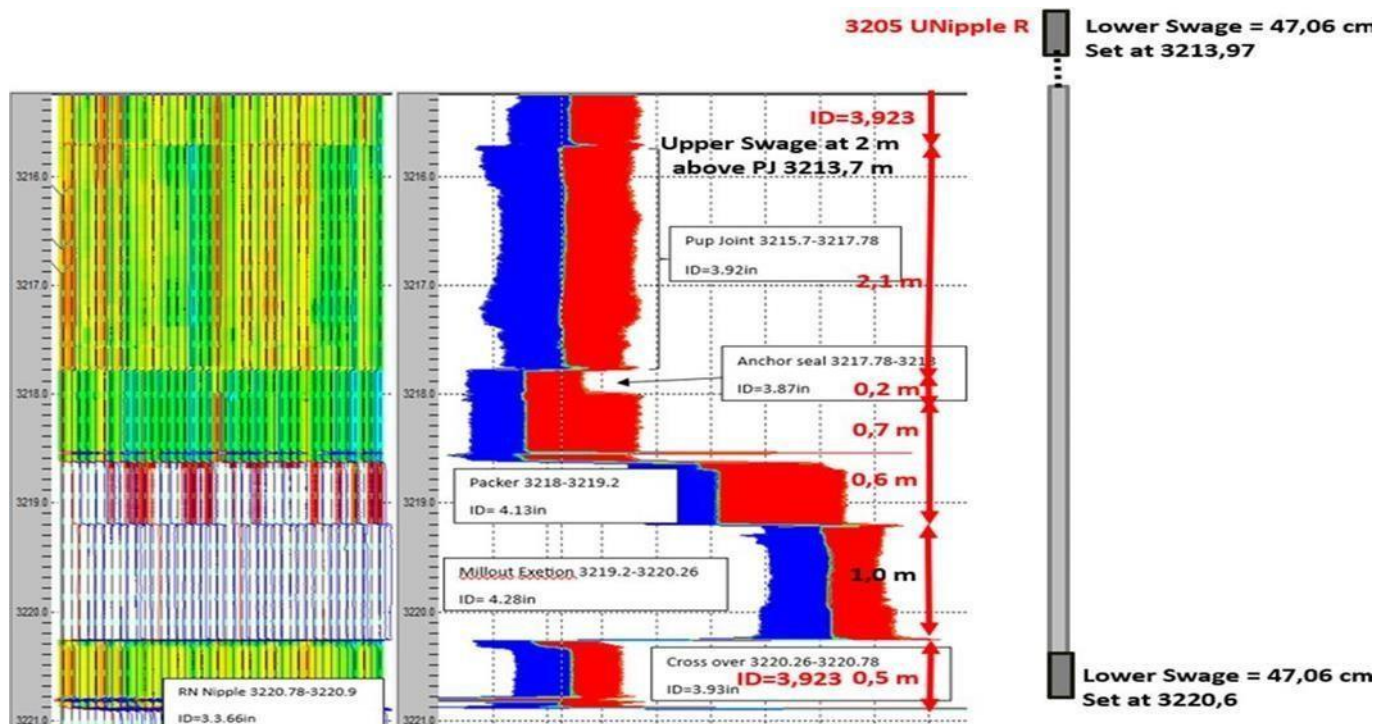


Figure IV. 16: Log MFC du puits HGI5.

Commentaire et résultat :

Le casing patch, composé de trois sections, l'upper swage et le lower swage, doit être installé dans des zones propres, exemptes de toute dégradation, afin d'assurer son ancrage adéquat. Cependant, l'extension entre ces sections peut être placée dans des zones corrodées et dégradées, à condition que cela ne dépasse pas 20 %. Dans le schéma ci-dessus, les zones vertes indiquent des zones propres et non dégradées. Nous remarquons que la dégradation se situe à côté du packer dans l'intervalle 3218-3220.

IV.8.3 Résultat après intervention :

Après avoir placé le casing patch, nous avons réalisé un autre test d'intégrité pour vérifier si le problème avait été résolu. Ce test est illustré sur le plot ci-dessous :

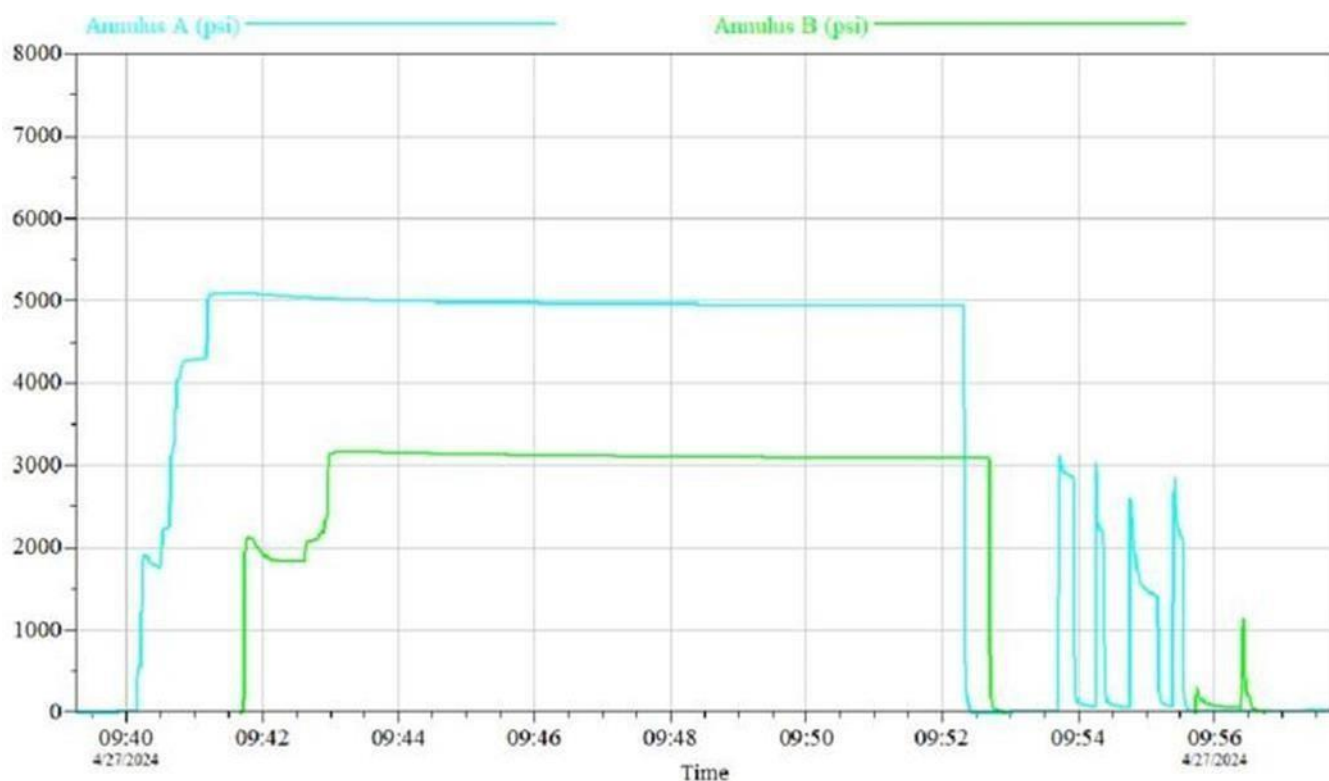


Figure IV.17: Test d'intégrité du puits HGI5 après intervention.[20]

Commentaire :

Que ce soit sur le tubing ou dans l'annulaire A nous constatons que la pression reste constante après l'arrêt du pompage jusqu'à la purge. En d'autres termes, aucune perte de pression n'est observée, ce qui indique que le problème de communication est résolu. Par conséquent, nous pouvons passer à l'objectif primaire de la fracturation hydraulique.

Résultat :

Après que le test d'intégrité ait donné un résultat positif, indiquant que le casing patch a résolu le problème, nous pouvons maintenant passer à notre objectif principal : la fracturation hydraulique. Qui comprend cinq étapes principales : la collecte de données (Data frac), pre-pad, l'injection de fluide de fracturation (pad), (slurry), (flush). Le tableau ci-dessus illustre l'amélioration du débit.

Tableau IV .6: l'amélioration de débit après le frac du puits HGI5 .[20]

Date Mesure	Diam duse (mm)	Unité de séparation	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression		
			Huile	Gaz		Tête	pipe	sépar
12/05/20123	14	1440	4.36	2536	769	16.32	14.2	5.74
09/08/2023	14	1440	6.23	1934.21	438	26.5	13.7	14.78
25/11/2023	14	1440	6.44	1469.56	233	28.13	13.1	13.5

Commentaire :

Comme le montre le tableau ci-dessus, après l'opération de fracturation, nous constatons une augmentation significative du débit de 2,28 m³/h pendant six mois derniers.

IV.9 Etude économique :

Sachant que les coût de :

WO : 5000000 USD. Le prix du baril: 82 USD Casing patch + VIVID : 191000 USD.

IV.9.1 Pay out Time:

Le pay out d'une opération est le nombre des jours de production d'un puits traité doit pour couvrir le cout de l'opération.

$$\text{Pay out Time} = \frac{\text{prix total d'investissement}}{\text{bénéfice par jour}}$$

Tableau IV .7: Les résultats d'étude économique de puits OMMO761.

Puits OMMO761				
Débit avant Frac (bbl/d)	Debit apres Frac (bbl/d)	les benefices par jour	Le montant de WO (dollar)	Pay out time (day)
359,27	541,93	14978,12	5000000	333

Tableau IV .8 : Les résultats d'étude économique de puits HGI5.

PUITS HGI5				
Débit avant Frac (bbl/d)	Debit après Frac (bbl/d)	les benefices par jour	Le montant de VIVID et CASSING PATCH (dollar)	Pay out time (day)
658,16	972,15	25747,18	191000	7

Commentaire :

D'après les tableaux ci-dessus et après avoir mené une étude économique du projet de re-complétion par WO du puits de pétrole OMMO761, dans lequel nous avons investi 5 000 000 USD, et après avoir calculé le temps de récupération, nous estimons que nous pouvons récupérer les frais d'investissement en 333 jours. En revanche, le projet de puits de pétrole HGI5, intervenu par VIVID avec la pose d'un casing patch, dans lequel nous avons investi 1 91 000 USD, nous permet de récupérer les frais d'investissement en 7 jours. En comparant les deux projets, nous pouvons conclure que le projet intervenu par VIVID avec le casing patch est plus rentable que le projet de re-complétion par WO.

IV.10 Conclusion :

Les risques liés aux problèmes d'intégrité des puits nécessitent une gestion proactive de cette intégrité tout au long de leur cycle de vie. Au cours de la dernière décennie, l'industrie et les autorités réglementaires se sont concentrées de plus en plus sur ce sujet, dans le but d'améliorer la sécurité et la protection de l'environnement, de réduire les temps non productifs (NPT), les opérations correctives coûteuses, la pollution et les accidents mortels. Il est essentiel d'intervenir en fonction du type et de l'état du problème

Conclusion Générale Et Recommandations

Conclusion Général

Dans ce mémoire, nous avons abordé le problème d'intégrité, qui est la communication entre le tubing et l'annulaire, rencontré dans les puits OMO761 et HGI5. Ce problème est survenu en raison du mouvement du tubing, et il a été détecté lors des tests d'intégrité effectués avant la fracturation hydraulique.

Pour résoudre ce problème, nous avons implanté la nouvelle technologie VIVID, qui nous a permis de localiser la communication située à 3220 mètres de profondeur, à côté du packer. Avant l'introduction de cette technologie, nous utilisions des noise tools uniquement pour confirmer la présence de fuites, mais ils présentaient des limitations : les fréquences détectables étaient très limitées et ne dépassaient pas 60 kHz. En revanche, la gamme VIVID peut détecter les très hautes fréquences (VIVID Leak) jusqu'à 10MHz ainsi que les très basses fréquences (VIVID Seal) 1KHz qui ne sont pas détectables avec un simple noise tool.

Après avoir localisé la communication, nous avons entrepris deux opérations d'intervention différentes sur ces deux puits. L'OMO 761 a été dirigé vers un work-over pour sa re-complétion, tandis que l'HGI5 a été orienté vers l'implémentation du casing patch, notre solution proposée pour résoudre le problème. L'objectif était de minimiser les coûts et la durée d'exécution des opérations. Le work-over, bien que très coûteux et prenant jusqu'à trois mois pour être réalisé, n'a pas été retenu. En revanche, le casing patch s'est avéré être une solution moins onéreuse, avec une durée d'exécution ne dépassant pas deux semaines. Cette approche nous permet de progresser vers notre objectif primaire, qui est la fracturation hydraulique, tout en optimisant la production.

Recommandation

Les risques de communication qui sont fréquents sur les puits pétroliers exigent des interventions appropriées en implantant des technologies qui nous aident à déterminer le type et l'état du problème de communication pour mieux choisir le type d'intervention, comme notre étude sur les deux puits (OMO761, HGI5).

L'OMO761 est dirigé vers l'implantation du noise tool (S100) qui nous confirme simplement qu'il y a une communication par une déflexion sur son log. Après confirmation, nous avons dirigé le puits vers un work-over, qui est la meilleure intervention dans des cas comme suit :

- Lorsqu'il y a une communication entre les annulaires.
- Lorsque la dégradation du métal dépasse 20 %.
- En cas de problèmes de cimentation, pouvant entraîner des fuites ou des canaux indésirables.
- En cas de problèmes au niveau des perforations, nécessitant une reperforation ou un traitement des zones concernées.

En revanche, nous avons dirigé le puits HGI5 vers l'implantation des dernières avancées technologiques (comme le VIVID), qui nous permettent désormais de déterminer avec précision le niveau et la profondeur de la communication, ce qui nous aide à décider si le puits doit être soumis à un work-over ou à un casing patch. Dans certains cas, le casing patch est la meilleure solution :

- Pour réparer une communication entre l'annulaire et le tubing, avec une dégradation du métal inférieure à 20 %.
- En cas de défauts de fabrication dans des sections spécifiques du tubage.
- Pour réparer des dommages mécaniques ciblés causés par des outils de forage ou des opérations antérieures.
- Il est donc recommandé de choisir la solution la plus adaptée à chaque situation, en fonction du problème rencontré, afin de minimiser les coûts et les délais d'intervention."

Références bibliographique

Liste des références

- [1]. Site THERMASET. www.wellcem.com
- [2]. Les workshops sur well intégrité, Siège Groupement TFT, mars 2016 à HASSI MESSOUDE
- [3]. JAN Sæby, NORSKE Shell; Sustained Casing Pressure Guideline WI Workshop
Presentation 26th May 2011
- [4] Kamel Lemlouma, Mémoire simulation d'une traine de traitement de gaz à l'aide
Des outils HYYSYS et PRO, Ecole Nationale Supérieure Polytechnique, juin 2009
- [5] American petroleum institute API recommended practice 90-2 "annular casing pressure
- [6] Eclipse Petroleum Technology Ltd. Groupement Berkine, PSA-2003-099. " Annulus
management document ". Decembre 2003.
- [7] Document GROUPEMENTTFT (SONATRACHTOTAL-REPSOL) Rapport de
L'opération LUBE and BLEED TFT-356 (2020)
- [8] HADJIDJ Abdel Hamid, procédure de gestion de l'intégrité de puits champ
GTFT 2018
- [9] LARBI Tiziri: Simulation de fonctionnement à basse pression d'entrée de l'unité
De traitement de gaz groupement TFT
- [10] HESP : BKHE2 Thermométries des 15/11/2017 et 07/02/2020
- [11] F. CHENNOUF, Y. GHETTAS, S. MILOUDI, L'utilisation des diagraphies de
production (PLT) pour l'optimisation des cellules d'injection du gaz (HMD), Mémoire,
Université Kadi Mesbah Ouargla, 2014
- [12] Documentation de Group Expo. 2002. Production LoggingTools
- [13]. Documentation de Sonatrach DP. 2016. Département géologie (service diagraphies).
- [14]. ACHCHI, A. BENTEBBA, L'utilisation des outils des diagraphies de production
(PLT) pour localiser la percée du gaz dans le puits OMN402, Mémoire, Université Kasdi

Merbah Ouargla, 2015

[15] F. CHENNOUF, Y. GHETTAS, S. MILOUDI, L'utilisation des diagraphies de Production (PLT) pour l'optimisation des cellules d'injection du gaz (HMD), Mémoire,

[16]. Sondex Wireline Ltd PL Presentation, August 2010université Kasdi Merbah Ouargla, 2014.

[17] . A. Amiar, Production logging Tool, Mémoire, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2010.

[18] The flow meters presentation HESP, 2012.

[19]: Article SPE 2014

[20] :Document Archer 2023

[21] : Document HESP 2023

[22] : Data Banque sonatrach

ANNEXES

Annexes

COMPLEMENTING PRODUCTION LOGGING WITH SPECTRAL NOISE ANALYSIS TO IMPROVE RESERVOIR CHARACTERISATION AND SURVEILLANCE

Nelson Suarez, Ademola Otubaga and Nagendra Mehrotra, Dubai Petroleum Establishment;
Arthur Aslanyan, Irina Aslanyan, Murat Khabibullin, Michael Wilson, Jamal Barghouti and
Yulia Maslennikova, TGT Oil and Gas Services

Copyright 2013, held jointly by the Society of Petroleum Engineers and Well Log Analysis (SPWLA) and the submitting authors

This paper was prepared for presentation at the SPWLA 54th Annual Symposium held in New Orleans, Louisiana, USA, June 22–26, 2013.

ABSTRACT

Spectral Noise Logging (SNL) can provide information on reservoir flow units behind one or multiple barriers, which is beyond the spinner capability. The SNL tool is designed to record a high-resolution noise pattern in a wide frequency range, normally generated by fluid or gas flowing through porous media and the wellbore. Noise pattern recognition is critical to differentiate between formation flow and wellbore flow.

SNL complements conventional production logging techniques by providing significant information that enhances reservoir flow characterisation. The tool design, data acquisition and advanced processing allow the location of active flow units and differentiation between flows through the reservoir matrix, fractures, high-permeability features, behind-casing channels and wellbore completion components.

Thorough analysis of active flow streaks helps to monitor sweep efficiency and identify bypassed oil regions.

Reservoir matrix flow noise remarkably correlates with porosity distribution. Therefore, it is an effective way to verify porosity and permeability models.

This paper presents five field cases of SNL surveys performed during 2009–2011 in wells operated by Dubai Petroleum Establishment. These cases illustrate the allocation of injection by zone with rates below the spinner threshold, evaluation of the reliability of plugged perforations, and description of the behind-pipe flow geometry. The paper also contains an introduction to SNL tool operation and noise data processing principles.

INTRODUCTION

Noise logging tools have been used in the petroleum industry since the 1950s, when microphones were first used in wells to locate casing leaks (Enright, 1955). Some time later, McKinley introduced a downhole multi-sensor noise tool to capture noise in several frequency bands (McKinley, 1973). This method allowed qualitative wellbore-flow analysis and became common across the petroleum industry. Over many years, downhole noise-logging tools have proved effective in locating fluid inflow intervals in producing wells (Britt, 1976), locating cross-flows behind casing (McKinley, 1994), and determining flow composition (Wang, 1999). Noise logging has also been used to determine net pay thickness (Robinson, 1974).

However, a low number of frequency channels (usually six channels up to 5 kHz, with sensitivity decreasing towards high frequencies) used in conventional noise logging tools is not enough to reveal important noise spectrum features and differentiate noise sources by frequency patterns. In many cases, noise concentrates in a narrow frequency range and may drift along the hole because flow may pass through different features on its way. Such patterns are difficult to capture with conventional tools as they tend to lose the grip over the narrow-band and drifting noise or that above 5 kHz.

This limitation has led to frustration and the popular opinion that noise logging is not a reliable method of capturing downhole flows.

The recent advances in sensor design, electronic boards and data processing techniques have made it possible to create a broad-band, high-resolution and high-sensitivity noise logging tool to record and analyse noise spectra produced by typical reservoir and wellbore flows (Aslanyan, 2010).

1

TTT

Figure annexe 1 : Article TGT 2013

SPWLA 54th Annual Symposium, June 22-26, 2013

This paper describes the operating principles and specifications of an SNL tool, and some case studies of this service applied to Dubai Petroleum's oil fields. The focus is on the effective integration of noise logging and conventional flow metering technologies to accurately trace fluid/gas inflow from the reservoir into the wellbore and water injection from the wellbore into the reservoir.

TECHNIQUES

As an effective noise-logging technique, SNL can identify noises caused by fluid flows through various porous or fractured media by capturing the noise spectrum in a wide frequency range and thus differentiating various noise sources by noise frequency patterns. The key component of the SNL tool is a highly sensitive hydrophone based on a crystal sensor suspended in an oil-filled chamber (Aslanyan, 2010).

Table 1. SNL tool specifications

Pressure rating	< 60 MPa (8700 psi)
Temperature rating	< 150°C (302°F)
Frequency range	117 Hz – 60 kHz
Frequency channels	512
Battery lifetime	48 hours
Casing material	Titanium
H2S resistance	up to 30%
Diameter	38 mm (1½ in)
Length	800 mm (2.6 ft)
Weight	5 kg (11 lb)

A noise waveform is recorded by the sensor and converted into an electrical signal that is fed into a linear broadband high-gain amplifier to be digitised in 1024 time channels, and stored in built-in memory. The tool specifications are shown in Table 1. The tool is battery-operated and can be conveyed on slickline (or coiled tubing with a tractor in horizontal wells). Noise measurements are made at stations to prevent noise contamination by tool motion, and the processing software automatically separates stationary readings.

SNL data processing

Once the tool is retrieved to the surface, the recorded noise data are downloaded to a desktop multi-core

workstation that is powerful enough to run extensive signal data processing procedures encoded in the SNL Processor software that synchronises them with a depth controller by the tool's start and stop times. Noise samples recorded at each station are correlated and statistically significant components are Fourier-transformed into noise power spectral density (Fig. 1).

The computed noise spectrum is visualised in the SNL panel (Fig. 2). Noise levels are indicated in colours: red is for high-volume noise; yellow, green, blue and violet for noise of lower volumes in decreasing order; and white for noise below the tool threshold. The dynamic range and sensitivity of the tool are important parameters that define its ability to simultaneously capture low-volume and high-volume noise.

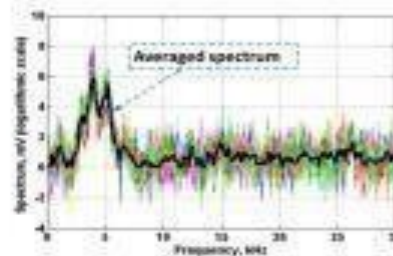


Fig. 1. A set of downhole stationary noise measurements across a flowing reservoir unit. The black line represents a processed spectrum accounting for statistically important components in stationary measurements.

Apart from noise spectra, the SNL software performs depth-correlation analysis to remove noise energy, which preserves its pattern along the hole and allows focusing on the located noise sources, such as active reservoir noise streaks, perforations and casing/tubing leaks (Maslennikova, 2012). These data are called a spectral noise drift (SND) and visualised in the SND panel (Fig. 7).

Flow noise physics

The theory of sound generation by turbulent flow of fluid or gas through a single channel has been elaborated in detail (Hinze, 1959), whereas the generation of acoustic oscillations by fluid flow through porous reservoirs is still not thoroughly understood and can be modelled mathematically even less thoroughly. Various physical models have been proposed, including the mechanism of sound generation by transient percolation of fluid flowing through pores with

2

Figure annexe 2 : Article TGT 2013

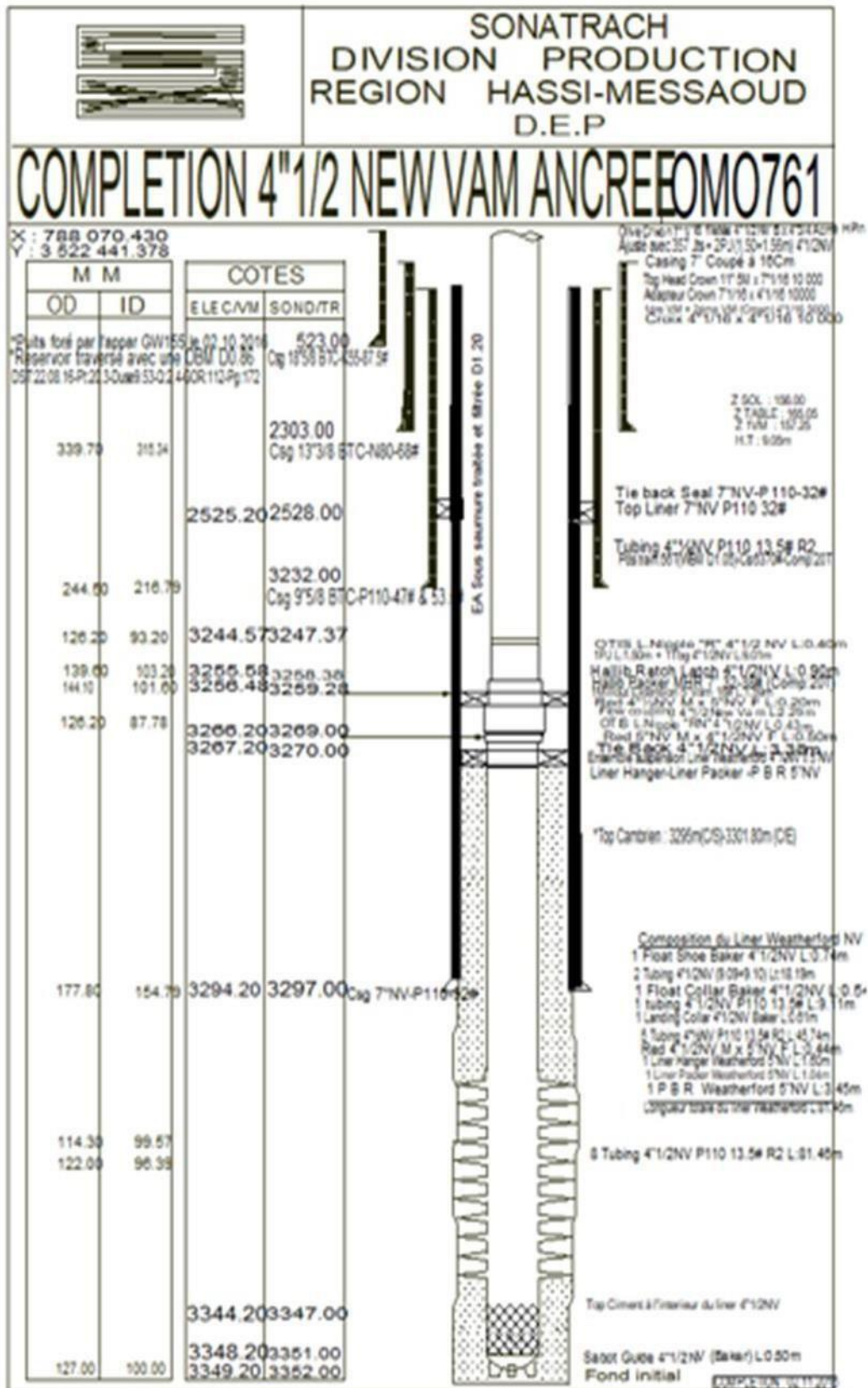


Figure annexe 3 : Fiche technique du puit OMMO 761

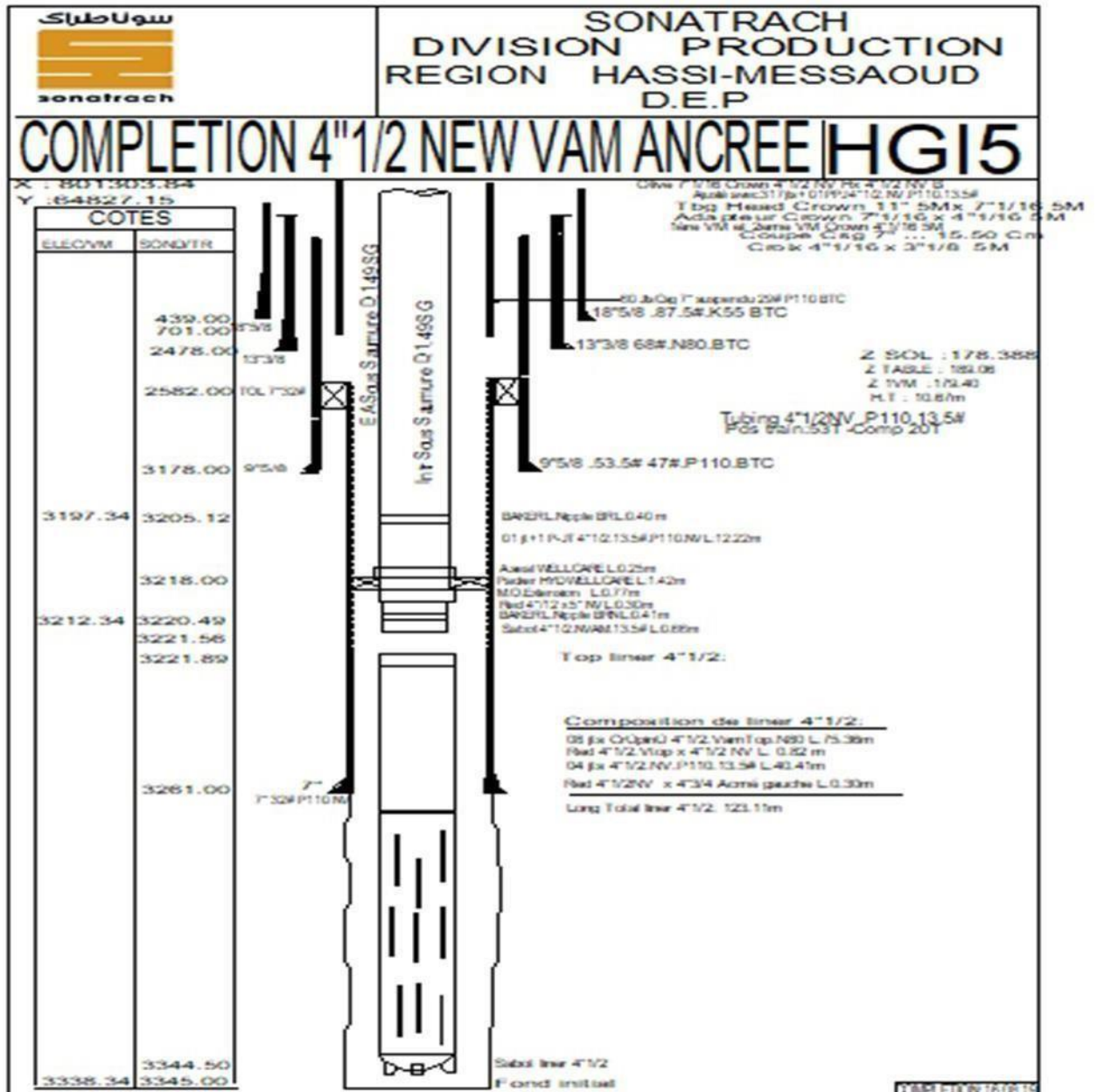
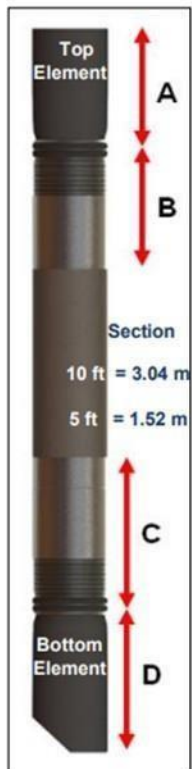


Figure annexe 4 : Fiche technique du puits HGI5

Casing Patch Dimensions



HMD June 2018



OD / weight	A Inch cm	B Inch cm	C inch cm	D Inch cm	Csg. Drift inch	Patch Element OD inch	Patch Section OD inch	Patch ID inch	Patch Drift ID inch
4 ½ 12.6 Steel 0126-1001	5.86 15.0	8.78 22.3	10.57 26.8	7.66 19.5	3.83	3.80	3.5	2.992	2.867
4 ½ 12.6 Chrome 0126-3001	6.93 17.6	8.19 20.8	9.96 25.3	9.81 24.9	3.83	3.718	3.5	2.992	2.867
4 ½ 13.5 Steel 0135-1000	6.62 16.8	9.18 23.3	11.0 27.9	6.76 17.2	3.795	3.776	3.75	3.375	3.25
7 29.0 Steel 1001	6.05 15.4	8.43 21.4	10.25 26.0	9.6 24.4	6.05	6.028	6.0	5.35	5.18
7 32.0 Steel 1001	7.75 19.7	8.18 20.7	10.4 26.4	9.76 24.8	6.05	5.87	5.5	4.892	4.842
3 1/2 9.3 Chrome SPC-2001	4.06 10.3	8.94 22.7	10.71 27.2	5.18 13.2	2.86	2.716	2.70	2.25	2.125
3 ½ 9.3 Steel GTX-1001	5.81 17.8	7.58 19.2	9.41 23.9	7.29 18.5	2.86	2.775	2.775	2.259	2.134

Figure annexe 5 : les dimensions de casing patch

VIVID® Progressive - Perceptive - Assured

VIVID is progressive, its class leading technology setting new acoustic sensitivity standards.

VIVID is perceptive, with highly sensitive technology hearing more in the well, giving clarity.

VIVID is assured, backed by Archer's well expertise and experience.

The ultimate acoustic detection service for low-leakage situations encountered in permanent P&A operations. **VIVID® Seal**

VIVID® Leak Precise, accurate and timely detection of leak paths anywhere in the well barrier envelope.

Reliable detection and mapping of fluid flows, both inside and outside multiple production tubulars. **VIVID® Flow**

VIVID® Sand Adding a solid phase to production logging with unique time and frequency domain analysis.

Archer

VIVID® Acoustic Listening Platform

Hear More

With a carefully chosen range of sensors available for different conditions, the full acoustic frequency spectrum is available for full analysis of the dynamic downhole environment, regardless of the application.

High sensitivity coupled with low baseline noise gives industry leading dynamic range, allowing detection of even the smallest of events.

See More

Detection of an acoustic event is only the start of the journey to clarity. Cutting edge electronics sampling the acoustic spectrum hundreds of times faster than more traditional tools produces data rich in diagnostic data. Acoustic signals are sampled in 3 statistically meaningful ways to allow time based characterisation of events.

Interactive analysis software allows the full spectrum of data to be viewed in a variety of formats to enable visual understanding of the downhole environment.

When it comes to fluid flow be it a simple barrier leak, flow behind pipe or a complex micro-annulus leakage in a cemented barrier, the range of VIVID services provide a clear view of the situation to inform decision making.

Solid particle interactions are detected and analysed in real-time, allowing visualisation of an additional phase in PLT.

Specifications

Sensors

Type	Passive acoustic
Number	1 or 2
Frequency range	<1 kHz -> 656 kHz

Operational

Dynamic logging	Yes
Stationary logging	Yes
Typical logging speed	30 ft/min [9.1 m/min]
Typical stationary time	15 sec per station
Logging mode	Real-time and memory

Physical

Outer diameter	1-11/16" [43 mm]
Length	29.3" [745 mm]
Weight	10.8 lb [4.9 kg]

Environmental

Maximum temperature	350°F [177°C]
Maximum pressure	15,000 psi [1 034 bar]

Figure annexe 6 : fiche technique de la gamme VIVID