

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Académique

Présenté Par :

OUIS Fouzia, REMACHE Ilhem, BEKHAT Ikram

-THEME-

Contrôle des fluides indésirables dans le puits MDZ627 à HMD

Soutenue le : / / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	MAMMANOU Abd ellatif	Univ. Ourgla
Rapporteur:	CHETTI DJAMEL EDDINE	Univ. Ourgla
Examineurs:	SOUICI Fatima Zohra	Univ. Ourgla

REMERCIEMENT



Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout au Dieu, notre créateur qui nous donné la force pour accomplir ce travail.

Nous remercions également nos parents pour leur soutien et leur encouragement au cours de nos études.

Nous remercions tout le personnel de la Direction Engineering et Production /IRARA/ Hassi –Messaoud surtout Mrs :

KHARAZ DJAMEL, KAFI SALIM, BOUZID ABD ELHAKIM, BACHIR SALHI Pour leurs orientations, leurs conseils au cours de la période du stage et pour leurs larges soutiens et le temps bénéfique qu'ils nous ont consacré.

Sans oublier Mr : **BAHRIZ AYOUB** de **HALLIBURTON**.

Nous tenons à exprimer nos remerciements les plus sincères à notre cher encadreur Mr :

CHETTI DJAMEL EDDINNE

Nous exprimons notre profonde gratitude à tous les enseignants du **département hydrocarbures.**



Enfin, nous remercions toute personne qui a participé de près ou de loin, à la réussite de ce travail.



Je dédie ce modeste travail :

*A **Khatir Fatiha** ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi et pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*J'adresse aussi mes sincères remerciements et respect à mon fiancé **Achat Houari** pour ses encouragements, son Soutien.*

*A mes sœurs : **Ftouma et Hakima.***

*A mon frère : **Hamidou***

*A ma tante: **Hamdia Zenouda.***

*A ma chère : **Ghania** et son mari **Achat Mheni.***

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail. A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes binômes **Remache Ilhem** et **Bakhat Ikram** et leur famille.*



Je dédie ce modeste travail :

*A Meḳḳaoui Yamina ma très chère mère, qui me donne toujours
l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.*

*A Baḳhat Sahli mon très cher père, pour son amour et son sacrifice afin
que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*J'adresse aussi mes sincères remerciements et respect à mon mari Mohamed
Zeddām, pour ses encouragements, son Soutien, Et tous les membres de famille*

Zeddām.

A mes frères : Abdelḳader et Abdelḳrim et à tous les membres de ma famille

Baḳhat.

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes binômes Ouis Fouzia et

Remache Ilhem et leur famille.

Je dédie ce modeste travail :

A Remache Fadila ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A Remache Kemel mon très cher père, pour ses encouragements, son Soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes frères et sœurs : Walid, Zine aldine, Soussen, Yossra, Amine, Hamza, Ala aldin, Anes.

A mon cousins Rachid et Abd Alghani et Mouhamed et à tous les membres de ma famille Remache.

J'adresse aussi mes sincères remerciements à tous les membres de famille Benkquadri.

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail. A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes binômes Ouis Fouzia et Bakhat Ikram et leur famille.

Liste des symboles

TVD : profondeur verticale	m
MD : profondeur mesuré	m
GOR : pourcentage du gaz par rapport l'huile	m^3/m^3
PG : pression du gisement	kg/cm^2
Pt(WHP) : pression de tête	kg/cm^2
PF : pression de fond	kg/cm^2
SW : saturation d'eau	%
VCL : volume d'argile	%
J(IP) : l'indice de productivité	
ID : diamètre intérieur	m
OD : diamètre extérieur	m
P_b : Pression de bulle	kg/cm^2
B_o : Facteur de volume	B/STB
S_g : saturation de gaz	%
Z : facteur de compressibilité	
P_{wf} : pression de fond dynamique	kg/cm^2
P_{sep} : pression de séparateur	kg/cm^2
P_{wfs} : pression de fond statique	kg/cm^2
P_r : pression de réservoir	kg/cm^2
V : le volume	m^3

Q : débit	m^3/h
A : surface	m^2
μ : viscosité dynamique	CP
q_0 : débit entrant	m^3/h
q_0 (max): débit entrant maximum	m^3/h
RPS : nombre de tours par second	

Liste des tableaux

Tableaux V. 1: Les caractéristiques pétro physique.....	32
Tableaux V. 2 : les résultats de jaugeage.	36
Tableaux V. 3: Les résultats du test.....	37
Tableaux V. 4: les données PVT des effluents de MDZ 627.	47
Tableaux V. 5 : Données des essais de puits de MDZ627.	48
Tableaux V. 6:Résultat FSI	53
Tableaux V. 7:Résultat de la simulation pour différents diamètre de duse	55
Tableaux V. 8:1 ^{er} Cas de percée de gaz de la première zone.	56
Tableaux V. 9:Résultat de la simulation après la fermeture de 1 ^{ère} sleeve.	58
Tableaux V. 10:Après la fermeture de 1 ^{ère} et 2 ^{ème} sleeves.....	59

Liste des figures

Chapitre I

Figure I. 1: Puits horizontal.....	4
Figure I. 2: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	5

Chapitre II

Figure II. 1: Complétion en trou ouvert.	11
Figure II. 2: Liner cimenté et perforé.	11
Figure II. 3: Tubage cimenté et perforé.....	12
Figure II. 4: Complétion de gravel pack.....	13
Figure II. 5: Complétion intelligente.....	14
Figure II. 6: Complétion semi-intelligente.....	14

Chapitre III

Figure III. 1: tête de puits.....	18
Figure III. 2: Liner Hanger.....	19
Figure III. 3: les packer gonflables.....	20
Figure III. 4: Mechanical Rapid Shift Sleeve.....	21
Figure III. 5: landing collar.....	21
Figure III. 6: Float Collar.....	22
Figure III. 7: Float Shoe.....	22
Figure III. 8: Complétion semi-intelligent.....	23

Chapitre IV

Figure IV. 1: les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.....	24
Figure IV. 2: Les différentes positions possibles des nœuds.....	25
Figure IV. 3: Point de fonctionnement de système.....	27

Chapitre V

Figure V. 1: Carte de positionnement du puits MDZ627.....	32
Figure V. 2: La fiche technique du puits MDZ627.....	33
Figure V. 3: profil de puits.....	34
Figure V. 4 : L'imagerie du puits MDZ627.....	34
Figure V. 5 : La position du puits MDZ627 par rapport aux puits voisins.....	35
Figure V. 6 : Profil de production.....	37

Figure V. 7: Les spinners.	38
Figure V. 8: L'outil de FSI.....	38
Figure V. 9 :Le principe de sonde optique.	39
Figure V. 10: Mesure de gas holdup(GHOST).	40
Figure V. 11: Mesure de water holdup.....	40
Figure V. 12: Qualité de la reconstruction des canaux et profil d'écoulement.....	42
Figure V. 13: L'enregistrement des capteurs de base des passes principales.....	43
Figure V. 14: Lecture de l'épaisseur des passages principaux.....	44
Figure V. 15: Les Passes principales de mini spinner.	45
Figure V. 16: modèle de base de la complétion conventionnelle (open hole).....	49
Figure V. 17: Données du réservoir.	49
Figure V. 18: Données PVT.	50
Figure V. 19: les données de calibration.	50
Figure V. 20: Corrélacion de l'écoulement.....	51
Figure V. 21: Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits MDZ627.....	52
Figure V. 22: Modèle de complétion sélective.....	53
Figure V. 23: Description de la complétion semi-intelligente.....	54
Figure V. 24: Effet du variation de diamètre de duse sur la production du puits MDZ627 avec la complétion sélective (sleeves ouvertes).....	55
Figure V. 25: Effet du diamètre de duse dans le Cas de percée de gaz dans la première zone.....	57
Figure V. 26: Modèle de la complétion après la fermeture de la 1 ^{ère} sleeve 50%.....	57
Figure V. 27: Effet du diamètre de duse après la fermeture de la 1 ^{ère} sleeve.....	58
Figure V. 28: modèle de complétion avec fermeture des sleeves (1) et (2).	59
Figure V. 29: l'effet de variation du diamètre de duse sur la productivité après la fermeture de 1 ^{ère} et 2 ^{ème} sleeves.....	60

Sommaire

Remerciement

Dédicaces

Liste des symboles

Liste des tableaux

Liste des figures

Sommaire

Introduction général 1

Chapitre I : Les puits horizontaux

I. Introduction:..... 3

I.1. Définition D'un Puits Horizontal:..... 4

I.2. Les puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud : 5

I.2.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud : 5

I.3. L'endommagement:..... 7

I.3.1. Signification et définition de l'endommagement: 7

I.3.2. L'origine de l'endommagement : 7

Chapitre II : Généralité sur la complétion

II. Introduction : 9

II.1. Définition de complétion : 10

II.2. l'objectif d'une complétion: 10

II.3. Les types de complétion: 10

II.3.1 complétion en trou ouvert (open hole) : 10

II.3.2. Complétion en trou tubé : 11

II.3.3. Complétion par liner non cimenté : 13

II.3.4. Complétion intelligente : 14

II.3.5. Complétion sélective (semi- intelligente) : 14

Chapitre III : complétion semi intelligente

III. Introduction : 15

III.1. Définition :	16
III.2.Historique du développement :	16
III.3.Le rôle :	16
III.4.Application :	16
III.5.Les principaux équipements :	17
III.5.1.Partie vertical (upercompletion) :	17
III.5.1.1.Tête de puits :	17
III.5.1.2.La colonne de production (tubing) :	18
III.5.1.3. Liner Hanger (packer de suspension) :	18
III.5.2.Partie horizontal (lower completion):	19
III.5.2.1.Swell packer (packer gonflable):	19
III.5.2.2.Mechanical Rapid Shift Sleeve:	20
III.5.2.3.Landing Collar :	21
III.5.2.4.Float Collar:	22
III.5.2.5.Float Shoe:	22

Chapitre IV : Analyse nodale

IV.1. Introduction :	24
IV.2.Concept nodal :	25
IV.3.Procédure et application de l'analyse nodale:	26
IV.3.1.Procédure :	27
IV.3.2. Application:	27
IV.4. Le choix de Nœud :	28
IV.4.1. Inflow performance relationship (IPR):[9]	28

Chapitre V: Etude de cas

V. Partie (01) :	31
V.1. Historique du puits MDZ627 :	31
V.2. Les données géologiques :	32
V.3. Les caractéristiques de production :	36

V.4. Aperçu sur le Flow Scan Imager (FSI) :.....	37
V. 5. Les résultats de FSI :	41
Partie (2) :	46
V.2. Modélisation et optimisation du système de production :	46
V.2.1. Aperçu sur le logiciel d'optimisation (Pipesim) :	46
V.2.2. Modélisation du puits MDZ627 :	47
V.2.3. Le modèle réservoir :	47
V.2.4. Les données de puits :	47
V.2.5. La complétion :	49
V.2.5.1. Modèle de base de la complétion open hole :	49
V.2.5.2. Modèle optimisé avec la complétion semi intelligente:	53
Conclusion.....	61
Recommandation.....	62
Annexe	
Bibliographie	



Introduction

Générale

Introduction général

Les hydrocarbures, c'est-à-dire, le gaz naturel et le pétrole demeurent la source d'énergie la plus utilisée, cette énergie est récupérée à travers le forage des puits verticaux et horizontaux dans un champ pétrolier. Le but principal du forage horizontal est d'augmenter le contact puits-réservoir et d'améliorer la production. Ce type de forage a été introduit au champ de Hassi-Messaoud, afin d'augmenter la production par le drainage des endroits peu ou pas balayés.

Par ailleurs, la première mise en production du champ se fait grâce à l'énergie naturelle du gisement. Au fil des années, la pression de réservoir chute et a pour effet la chute de production des puits horizontaux ce qui a nécessité d'implanter des puits injecteurs de gaz et d'eau pour le maintien de pression. Cette solution a créé d'autres problèmes tels que la percée de gaz des puits avoisinant et en effet la baisse de leur production, ceci incitera les services concernés à utiliser les nouvelles techniques adéquates comme la complétion sélective ou appelée complétion semi intelligente.

Cette technique consiste à utiliser une complétion avec des packers gonflables et des sleeves pour isoler la zone qui produit du gaz et réduire l'effet de la percée.

L'utilisation des logiciels par des simulations de l'opération peut ouvrir au service d'engineering, la possibilité d'évaluer le gain de production et de faire plusieurs scénarios avant l'opération.

Dans ce cadre, notre démarche est attachée à l'étude de candidature et à l'analyse de la technique « Complétion semi intelligente » des puits horizontaux dans le champ de Hassi-Messaoud, cas du puits MDZ627.

Notre stage pratique est organisé par l'université Kasdi Merbah de Ouargla au sein de la région de IRARA. La direction engineering et production de la région de Hassi Messaoud et l'un des structures opérationnels importante de la direction régionale. On a basé sur le département de technique nouvelle.

Les objectifs de notre étude sont les suivant :

- Simulez les deux modèles de puits, d'abord comme trou ouvert (Cas de base), la seconde sur un modèle de puits intelligent (cas optimisé) par modélisation de système à l'aide du logiciel PIPESIM.
- Etudier l'effet de la technique nouvelle, la complétion sélective sur la production actuelle et future.



Chapitre I

Les puits horizontaux

I. Introduction :

Les puits horizontaux et déviés ont été employés pour produire le pétrole et le gaz depuis les années 30 jusqu' au début des années 80, quand les opérateurs ont commencé à employer des complétions horizontales en open hole pour exploiter la formation d'Austin Chalk au Texas sud.

Quand les puits horizontaux ne produisent pas comme prévu, ils doivent être stimulés pour éliminer les endommagements de la formation par le forage.

Plusieurs techniques de stimulation appliquées dans les puits verticaux peuvent être employées dans les puits horizontaux. Cependant, la stimulation des puits horizontaux présentent des défis uniques, puisque la partie du puits qui entre en contact avec la formation productrice est sensiblement plus longue que le même secteur de puits dans les puits verticaux.

Les méthodes de stimulation pour les puits horizontaux s'étendent des lavages acides simples aux fracturations hydrauliques à plusieurs étages.

I.1. Définition d'un puits horizontal:

Les puits horizontaux sont forés verticalement de la surface à une profondeur prédéterminée et puis horizontalement à une longueur additionnelle, s'étendant de centaine aux milliers de pieds (Figure I.1).

Forer une section horizontale dans un réservoir permet d'augmenter la zone de contact entre le puits et la roche imprégnée d'hydrocarbures et donc, d'accroître la productivité du puits.

En effet, un puits n'est en contact avec le réservoir que sur l'épaisseur de ce dernier (de quelques mètres a quelques dizaines de mètres au plus, alors qu'un drain horizontal bénéficie de l'extension latérale de la formation et peut se mesurer en centaines de mètres voir des kilomètres). [1]

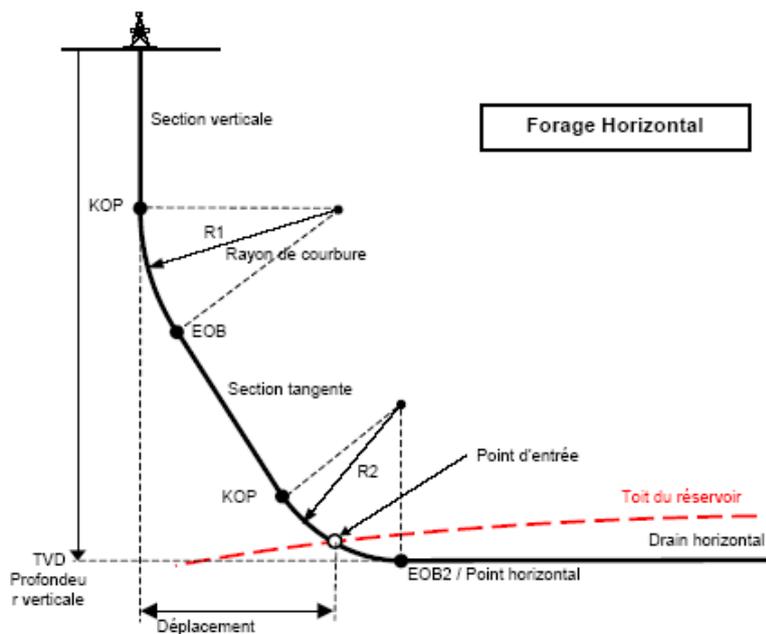


Figure I. 1: Puits horizontal.

I.2. Les puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud :

I.2.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud :

a. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique et aussi des champs pétroliers paléozoïques. Il se situe à 800 km Sud -Est d'Alger, à 350km de la frontière tunisienne, à 80Km à l'Est de Ouargla. Il a une superficie de 2000km² et une altitude moyenne de 142m. [1]

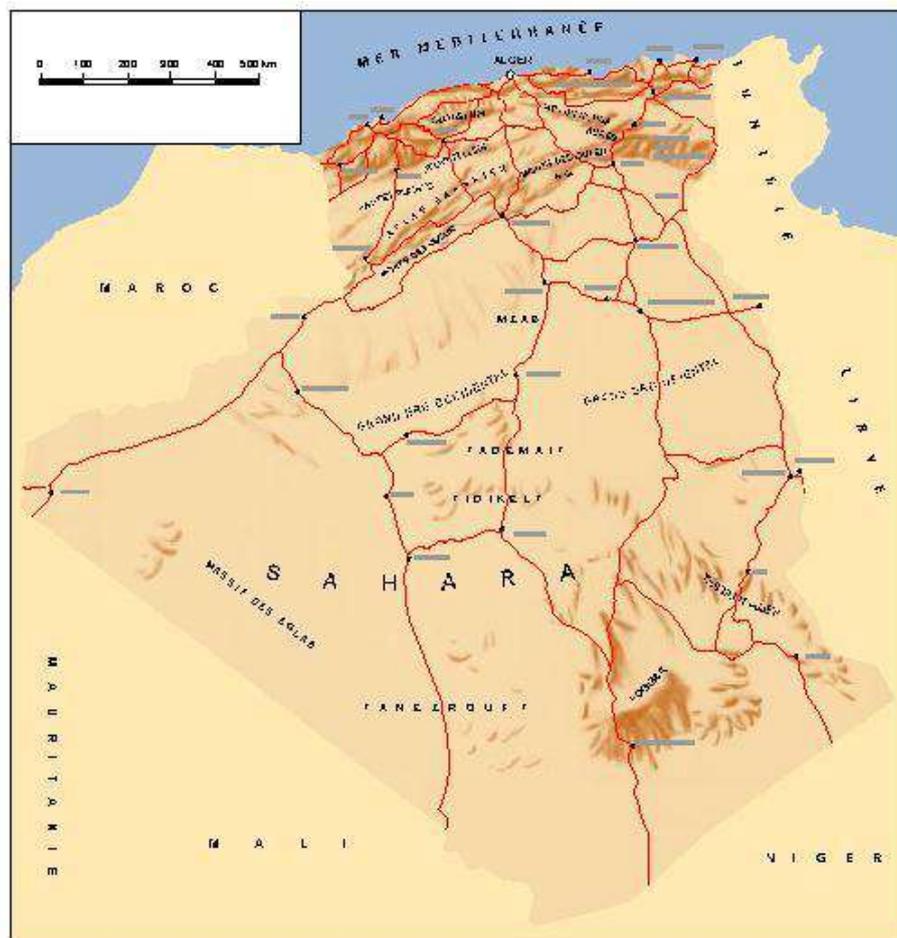


Figure I. 2: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud. [1]

b. Cadre géologique :

Le gisement est localisé dans les 3 niveaux réservoirs du Cambrien (Ri, Ra, R2, R3). Les paramètres s'améliorent de bas en haut.

La description des niveaux dans le gisement est la suivante :

- Dans le R3 la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité plus petite (1md).
- Dans le R2 la porosité augmente de 10 à 13% et la perméabilité faible.
- La zone Ra est le réservoir principal. Son épaisseur est 100m l'Est et 145m à l'Ouest. C'est un grès mal classé ou la taille de grains varie beaucoup et parfois reste même supérieur à 1mm .Les grès ont un ciment constitué de quartz secondaire et d'argile jusqu'à 100% en moyenne. La perméabilité varie entre 60 et plus de 100md. La porosité est comprise entre 4 et 20%.
- Dans le Ri les grains ont la même taille, ne dépasse jamais de 1mm. Ce sont des quartzites fins. La porosité ne dépasse pas 10 ou 15%.

L'épaisseur totale de la partie productive du réservoir cambrien atteint 100-120 mètres. La saturation en huile constitue 85%. Le débit moyen est égal à 300-350 m³ /jour, par puits peut varier entre 100 et 1900 m³ /jour.

I.2.2.Les puits horizontaux :

En Algérie l'utilité des puits horizontaux a été mise en évidence pour la première fois à Hassi R'mel en 1993, avant de s'étendre dans d'autres régions parmi lesquelles celle du champ de Hassi-Messaoud.

Le forage horizontal est une nouvelle technique utilisée au niveau du champ de Hassi Messaoud, après le succès de cette technique dans le monde.

Dans le champ HMD, On enregistre actuellement 1508 puits divisés en :

- 600 puits producteurs (390 puits verticaux et 210 horizontaux).
- 160 repris en Short Radius.
- 748 Puits injecteurs (eau et gaz), Puits producteurs d'eau, Puits inexploitable, Puits secs et Puits abandonnés. [1]

I.3. L'endommagement:**I.3.1. Signification et définition de l'endommagement:**

L'endommagement représente toutes les incrustations que ça soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production. Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface. [2]

I.3.2. L'origine de l'endommagement :**a. les problèmes d'éboulement :**

L'état des contraintes et la dépression sont les principales causes d'un éventuel éboulement des parois des puits horizontaux et short radius, complété en open hole .La déplétion due au soutirage d'huile provoque un draw down de pression pouvant affecter ainsi la consolidation de la formation.

Le risque d'éboulement est minime car la chute de pression est très faible, reste alors l'état de contraintes comme cause probable de l'effondrement de la roche.

b. Les dépôts de sels :

Le changement de la température et la pression associé à la production engendre la précipitation du sel et des fluides de formation richement salés, du brut et de l'eau. Ce genre de précipitation du sel cause un bouchage au niveau du tubing, causant ainsi un abaissement de la production.

c. Gonflement des argiles :

Le gonflement des argiles est un autre type d'endommagement, ce dernier est du à l'invasion du filtrat à base d'eau des Forages, de work-over et les fluides de complétion, ce qui peut troubler l'équilibre entre l'eau de formation et les argiles, qui se gonflent et réduisent ainsi sévèrement la perméabilité .D'autre type d'argiles comme la kaolinite, l'illite et la chlorite peuvent être dispersées et bloquent par la suite le canal du pore.

d. Les fluides indésirables :

- **Percées de gaz :**

La plupart des puits à percés de gaz ont un point en commun, ils ont tous pour voisins au moins un puits injecteur de gaz. C'est ce qui nous donne une idée sur l'origine du gaz produit par les puits à percés.

- **Les venues d'eau :**

Sachant que le plan d'eau est inactif à Hassi-Messaoud, reste alors la complicité de la fissuration fortement présente surtout dans les zones où on a contracté ce problème.



Chapitre II

*Généralité sur la
complétion*

II. Introduction :

La rentabilité de l'investissement que constitue un puits ne dépende pas seulement de la géologie ; mais elle dépende aussi de maintien de puits en bon ordre et en bon état, ainsi que la bonne adaptation de la complétion aux conditions du réservoir et aux normes API.

Concernant les éléments constituant la complétion. Il faut assurer qu'ils ont l'adaptation pour que le puits reste dans les conditions d'utilisation aussi parfaites que possible.

Le départ est avec la liaison couche-trou et leurs objectifs et fonctions, plus les types de complétions à HMD, tous ces titres nous essayerons de montrer dans ce chapitre.

II.1. Définition de complétion :

Après le forage d'un puits on procède à sa complétion. Le mot complétion ou achèvement du puits est le maillon entre le forage et l'exploitation de celui-ci.

De ce fait, la complétion englobe l'ensemble des opérations destinées à la mise en service du puits, et en particulier, la réalisation de la liaison couche-trou, le traitement de la couche, les équipements nécessaires du puits pour permettre la production sûre et efficace de pétrole ou de gaz.

II.2. l'objectif d'une complétion :

Les objectifs fondamentaux d'une complétion sont :

- Atteindre un débit de production ou un débit d'injection optimum au prix de revient le plus faible.
- Etre le plus simple possible pour augmenter la fiabilité. [3]

II.3. Les types de complétion:

Les complétions peuvent être regroupées selon le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits, le nombre de zones à compléter ou le mode de production.

II.3.1 complétion en trou ouvert (open hole) :

Après cimentation du dernier tubage, le réservoir sera foré et non tubé. Ce type de complétion est utilisé dans le cas des formations consolidées où l'on désire faire produire toute l'épaisseur de la couche productrice.

Les avantages :

- La formation ne sera pas endommagée par le ciment.
- Les opérations électriques de fin de trou peuvent être répétées.
- Une meilleure productivité.

Les inconvénients :

- Difficultés de prévenir les venues d'eau et de gaz.
- Difficultés de stimuler une zone sélectionnée.

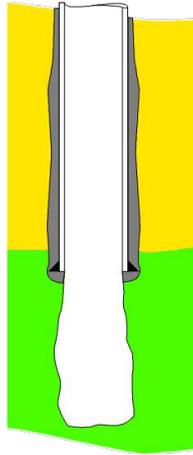


Figure II. 1: Complétion en trou ouvert.

II.3.2. Complétion en trou tubé :**a. Liner cimenté et perforé (LCP) :**

Après le forage de la couche productrice, un liner est descendu et cimenté sur toute la longueur du découvert, afin de ne pas produire des fluides indésirables, le liner doit être perforé en face des zones d'intérêt.

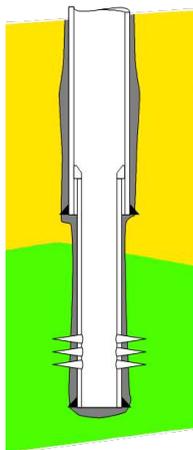


Figure II. 2: Liner cimenté et perforé.

b. Tubage cimenté et perforé :

Le réservoir est foré directement avec la phase du dernier tubage, la cimentation du tubage de production couvre la couche productrice.

La perforation du tubage permet l'écoulement du fluide de formation dans le puits.

Les avantages :

- Production de plusieurs zones séparément.
- Simulation d'une ou plusieurs zones sélectionnées.

Les inconvénients :

- Risque d'endommagement de la formation pendant la cimentation du liner
- Réduction de la productivité du puits.
- Dans le cas de liner cimenté on a la réduction du diamètre de trou.

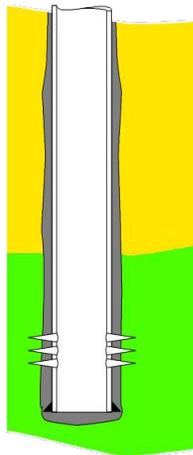


Figure II. 3: Tubage cimenté et perforé.

II.3.3. Complétion par liner non cimenté :

Ce type de complétion est utilisé dans les réservoirs friables où il est possible de produire des particules solides avec le fluide de formation.

a. Liner crépine (Pré-perforé) :

Le rôle principal de la crépine est de retenir les particules solides pendant la production du puits.

b. Liner perforé (injection de résine) :

Ce type de liner est utilisé dans les réservoirs non consolidés où la résine est injectée derrière le liner pour consolider les abords du puits et arrête la venue des particules solides.

c. Gravillonnage des crépines (Gravel pack) :

Dans ce type de complétion, le découvert doit être élargi avant la descente de la crépine et la mise en place du filtre à gravier spécial.

Le choix du diamètre de gravier à utiliser dépend des caractéristiques de la crépine et de la taille des grains de la formation productrice. [4]

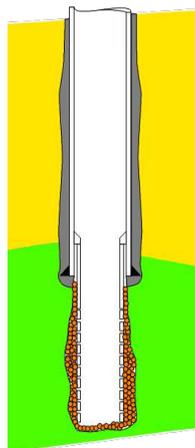


Figure II. 4: Complétion de gravel pack.

II.3.4. Complétion intelligente :

Ces complétions sont une nouvelle génération de complétions simples à choix multiples, appelées ainsi à cause de leurs instruments d'enregistrement mesurant les pressions, températures et débits mais aussi du fait que les vannes de circulation conventionnelles sont remplacées par des vannes de fond réglables, opérées à partir de la surface, ajustant le débit de chaque zone à l'intérieur d'une seule colonne de production. [3]

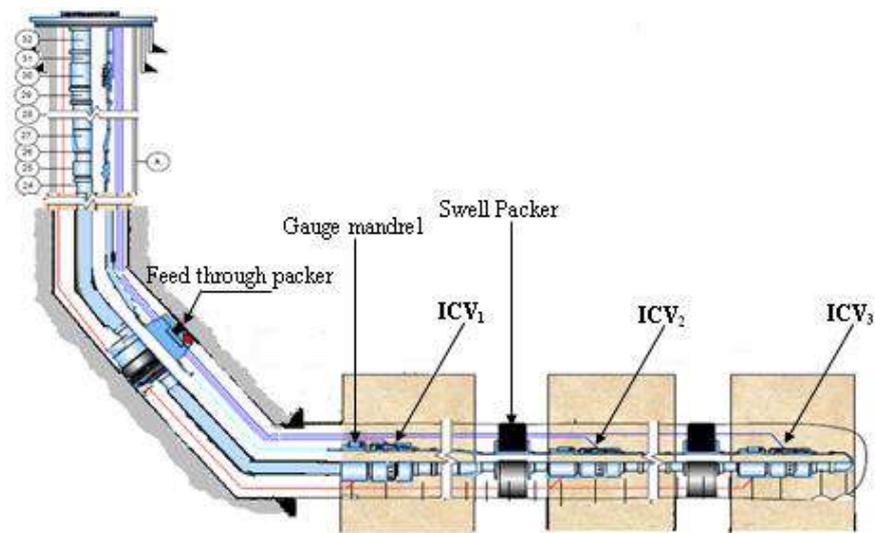


Figure II. 5: Complétion intelligente.

II.3.5. Complétion sélective (semi- intelligente) :

Une complétion semi-intelligente a été proposée pour équiper le puits initialement laissé en open hole en guise de retarder et/ou réduire l'évolution du GOR et améliorer la production. [3]

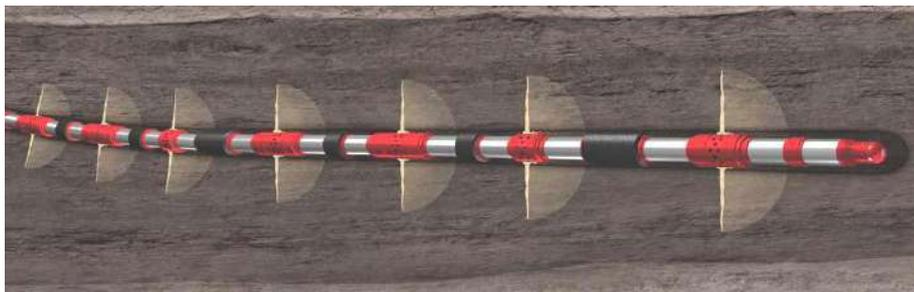


Figure II. 6: Complétion semi-intelligente.



Chapitre III

Complétion

Semi-intelligente

III. Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud produit du pétrole depuis 1957. Au début, La production est réalisée par déplétion naturelle. Après 50 ans la production de la plupart des puits a diminué de près de 70%.

Certaines zones sur le terrain ont connu de graves pertes de gaz causées par une injection de gaz incontrôlés et un effet de balayage inefficace. Le GOR a augmenté de 300 à 5000 m³/m³, et la production de pétrole a considérablement diminué.

La solution la plus courante qui a été faite dans les puits à GOR élevés est le liner cimenté perforé (LCP) ou la fermeture de gaz et d'eau, ces solutions ont montré de bonnes performances au début dans certains puits. Malheureusement, après une certaine période de production, le problème est apparu de nouveau, ce qui a conduit à fermer les puits.

Récemment, la technologie de complétion « semi-intelligente » est devenue une solution efficace et forte contre ce genre de problèmes (percée de gaz et d'eau) et a montré des résultats intéressants dans le monde entier par rapport aux techniques conventionnelles.

Le problème de percée de gaz sera contrôlé avec la complétion semi-intelligente au moyen d'un contrôle zonal avec des sleeves.

Enfin, l'utilisation d'une complétion « semi-intelligente » dans HMD est bien recommandée afin d'atténuer les problèmes de pertes de gaz, de rétablir le taux d'huile de production et d'augmenter la récupération ultime du pétrole.

Dans ce chapitre, on traite en générale la complétion « semi-intelligente », les équipements, le rôle et l'application de cette technique.

III.1. Définition :

Ce type de complétion est réalisé avec un seul train de tubing et plusieurs Swell packers isolant les zones de production. Il est possible d'exploiter l'une des zones de production en opérant des shifting sleeves et en installant des bouchons obturateurs à l'aide des techniques en surface. Une complétion semi intelligente a été proposée pour équiper le puits initialement laissé en open hole pour retarder ou réduire l'évolution du GOR et améliorer la production.

III.2. Historique du développement :

Introduit en 1997, le premier système intelligent était utilisé initialement dans les puits offshore, l'intervention était coûteuse et à haut risque, depuis la mise en valeur de la production des puits horizontaux à zones multiples, puits dans des réservoirs hétérogènes. [5]

III.3. Rôles :

- Réduire l'incertitude dans le réservoir.
- Démarrage contrôlé.
- Gérez l'eau ou la percée des gaz.
- Accélérer la production.
- Augmentation de la récupération.

III.4. Applications :

- Réservoirs complexes Compartimentés, stratifiés, hétérogènes, multiples.
- Architecture complexe des puits Horizontaux, multilatéraux.
- Mécanismes complexes de récupération Secondaire, tertiaire, EOR.
- Environnements difficiles Offshore, Deep water. [6]

III.5. Les principaux équipements :**III.5.1. Partie verticale (upper completion) :**

- Tête de puits
- Colonne de production
- Liner hanger

III.5.1.1. Tête de puits :

Cet équipement est l'un des composants le plus important du puits du point de vue sécurité. La tête de puits se compose de trois parties principales:

- a)- La tête de tubage (casing head, casing spool)
- b)- La tête de tubing (tubing head)
- c)- La tête de production (X mas tree)

La tête de puits est utilisée comme moyen pour:

- Supporter le poids de toutes les colonnes de tubage et tubing de production.
- Assurer l'étanchéité des suspensions des colonnes de tubages.
- Supporter la tête de production (X mas tree).
- Isoler les espaces annulaires de l'intérieur de tubing.
- Fournir un accès pour le contrôle des pressions dans l'espace annulaire et à l'intérieur de tubing.

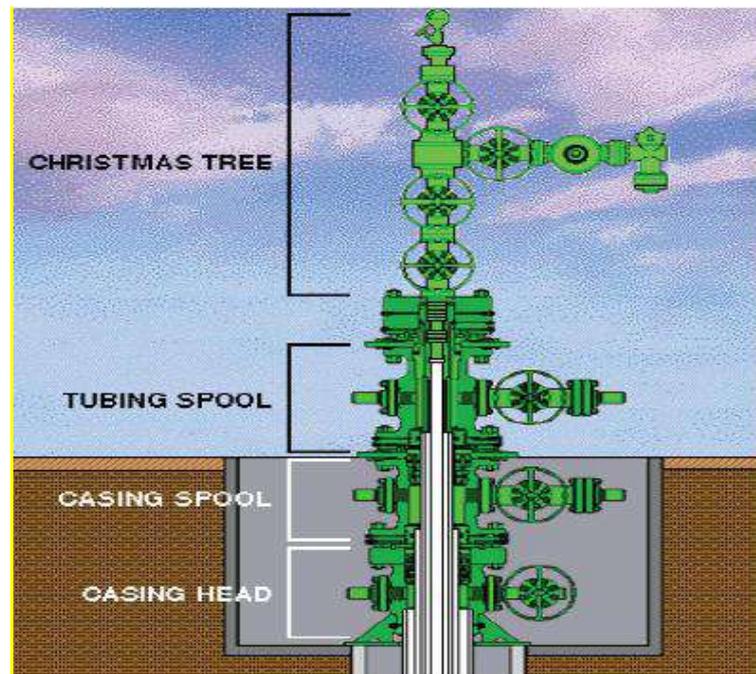


Figure III. 1: tête de puits.

III.5.1.2. La colonne de production (tubing) :

C'est la conduite d'acheminement des effluents du gisement vers la surface pour les puits producteurs ou de la surface vers le gisement pour les puits injecteurs.

Le tubing est associé à un packer. Cette disposition permet de protéger le cuvelage de l'effluent. Par ailleurs, le choix judicieux du diamètre de passage des tubes permet un régime d'écoulement favorable des fluides et, par conséquent, de minimiser la consommation d'énergie.

III.5.1.3. Liner Hanger (packer de suspension) :

Le système liner hanger est constitué par des éléments élastomères collés sur le corps suspendu, quand le liner est élargi, les éléments élastomères sont comprimés dans l'espace annulaire. Cela fournit une intégrité de la pression supérieure du liner tout en offrant une capacité de charge de traction et de compression impressionnante lors du réglage.

Les avantages :

- Le liner et les autres équipements sont emballés comme une seule unité.
- Amélioration des vitesses de circulation et du débit.
- Aucun dommage physique sur le casing de support.
- Les systèmes d'actionnement de liner hanger éliminant tout chemin de fuite potentiel créé par des mécanismes d'actionnement. [7]



Figure III. 2:Liner Hanger.

III.5.2.Partie horizontale (lower completion) :

Généralement l'ensemble des équipements de la partie horizontale d'une complétion sélective se compose de haut en bas des éléments suivants :

- Swell packer
- Rapid shift sleeve
- Landing collar
- Float collar
- Float shoe

III.5.2.1.Swell packer (packer gonflable):

Le système Swell Packer est basé sur les propriétés de gonflement du caoutchouc dans l'huile et la plupart des compositions de gaz. Il se gonfle jusqu'à 200%, dans l'espace annulaire autour du tube pour isoler les zones productrices.

Caractéristiques:

- Conçu pour être utilisé dans la boue à base d'huile
- Construction en trois couches
- Convient aux trous ouverts et cased hole
- Pas de pièces mobiles

- Aucune installation spécialisée
- Technologie sans intervention
- Gonfle dans la plupart des compositions de gaz

Les avantages :

- Traitement de gonflement retardé
- Joint parfait pour la géométrie de trou irrégulier
- Aide à éviter la cimentation et la perforation
- Aide à isoler plus efficacement les zones productrices
- Aide à réduire les coûts élevés
- Applicable aux puits producteurs de pétrole et de gaz

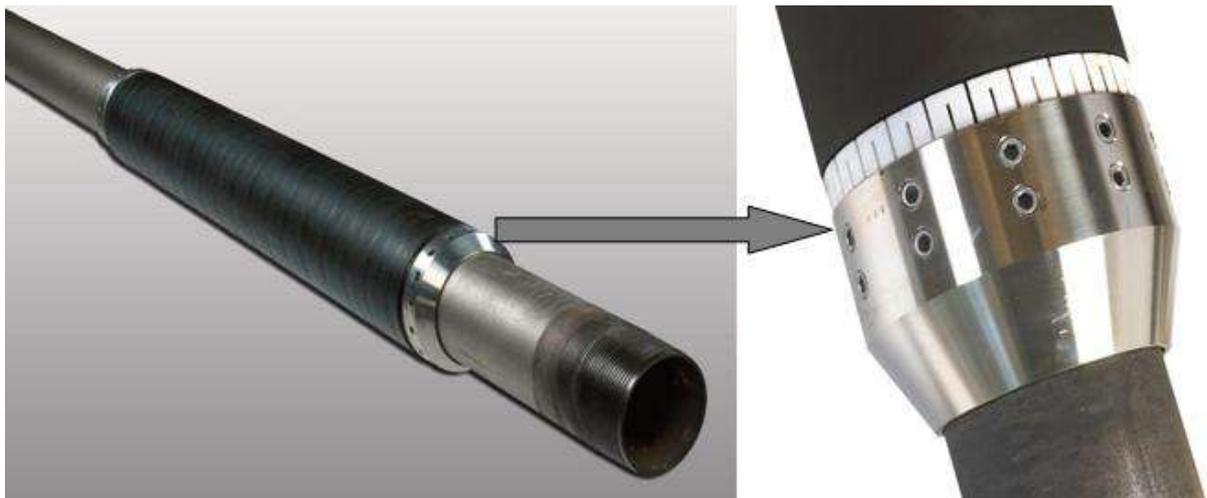


Figure III. 3: les packer gonflables.

III.5.2.2.Mechanical Rapid Shift Sleeve:

Les sleeve de production permettent un fonctionnement sélectif (multi-zone) à travers la chaîne de production, il est actionné à l'aide d'un outil de changement mécanique (shifting tool) activé hydrauliquement sur un tube enroulé ou un tube articulé.

L'activation du sleeve permet une stimulation zonale à travers le contrôle du débit par l'ouverture ou la fermeture des ports (les 24 trous du Rapid Shift sleeve).

Les avantages :

- Permet l'ouverture ou la fermeture de toutes les sleeves en un seul coild tubing.
- Stimule plusieurs zones et aide à maintenir l'intégrité du puits pendant la complétion de puits.
- Élimine les restrictions pendant la production permettant un accès complet au puits.



Figure III. 4: Mechanical Rapid Shift Sleeve.

III.5.2.3.Landing Collar :

L'outil d'atterrissage de Halliburton est un accessoire de casing polyvalent qui peut être ajouté à n'importe quel Chaîne d'enveloppe de la complétion afin de créer un point d'isolement temporaire tout en effectuant un nombre quelconque de différentes applications, l'isolement des étapes de fracturation et le réglage des outils hydrauliques de trou de fond.



Figure III. 5: landing collar.

III.5.2.4.Float Collar:

L'outil de flotteur fournit deux fonctions importantes, lorsque la boue est atterrée sur l'outil de flotteur, une indication positive est obtenue à la surface que la suspension de boue a été correctement déplacée. Par la suite, lorsque la pression de la pompe est éliminée, un ensemble de soupape de contrôle dans l'outil de flotteur se ferme pour empêcher le reflux de boue dans le fil de casing.



Figure III. 6: Float Collar.

III.5.2.5.Float Shoe:

Le sabot flottant sert à guider le casing dans le puits. L'ensemble de clapet à l'intérieur du sabot flottant empêche l'écoulement des fluides dans le tubing pendant le processus de marche ou après l'opération de circulation de boue.



Figure III. 7: Float Shoe.

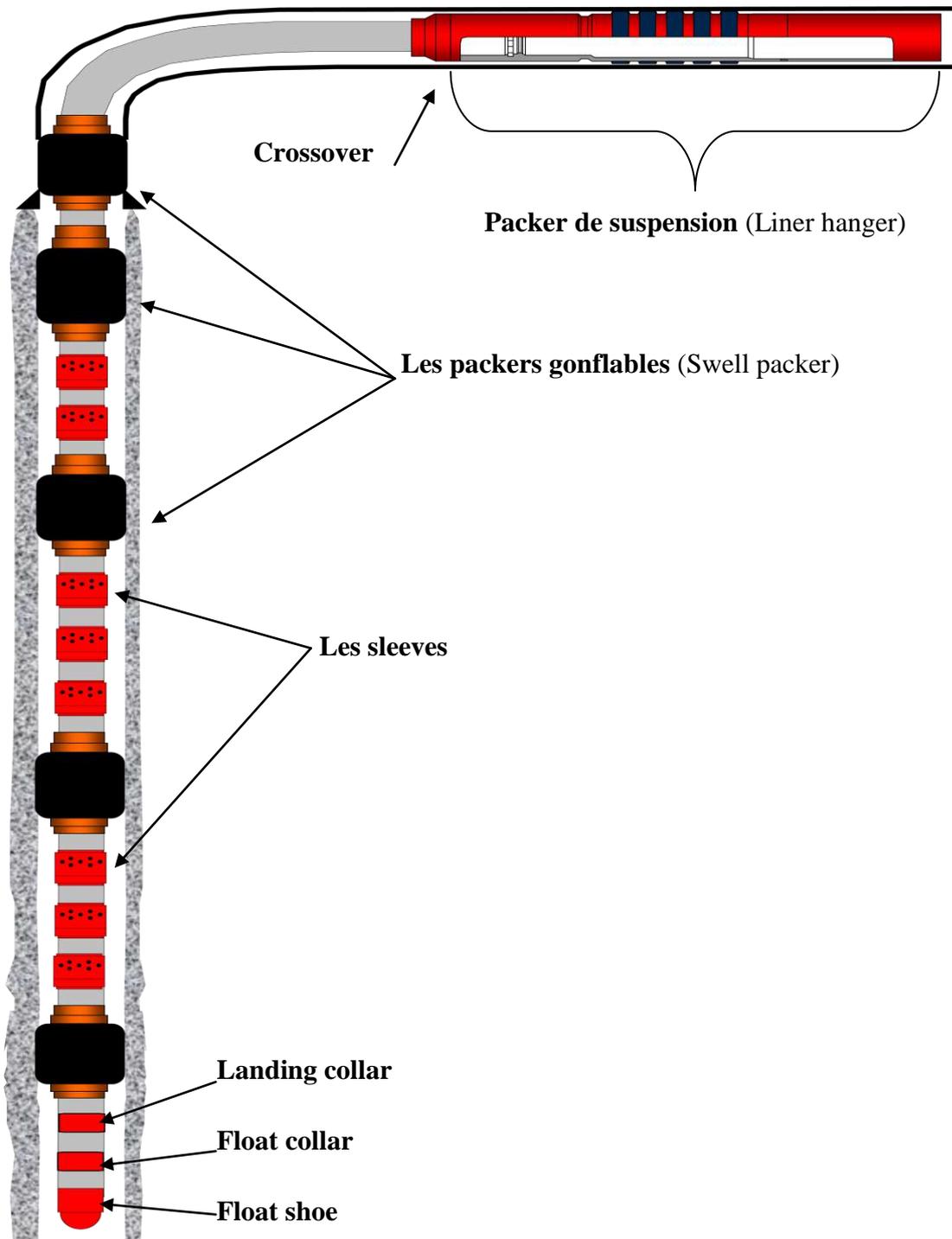


Figure III. 8: Complétion semi-intelligent.



Chapitre IV

Analyse nodale

IV.1. Introduction :

Le système nodal est une subdivision des différents éléments d'une complétion d'un puits dans le but de prévoir un débit et optimiser le système de production

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

Ce système consiste en trois phases :

- Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
- Ecoulement à travers la colonne de production.
- Ecoulement à travers l'équipement de surface.

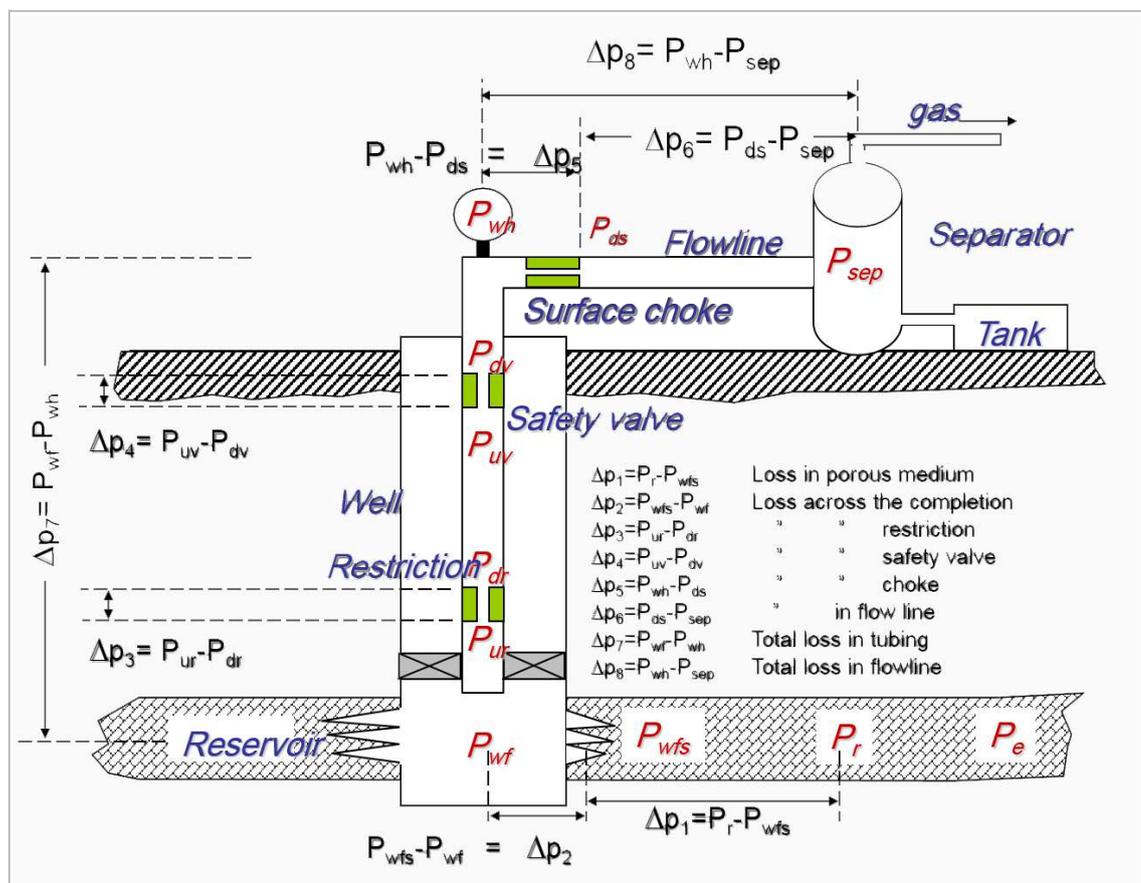


Figure IV. 1: les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit :

- $\Delta P_1 = P_r - P_{wfs}$ = Perte dans la formation.
- $\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$ = Perte le long de la complétion.
- $\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$ = Perte dans les restrictions.
- $\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV}$ = Perte dans la vanne de sécurité.
- $\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC}$ = Perte dans la duse de surface.
- $\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep}$ = Perte dans les conduites horizontales de surface.
- $\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$ = Perte totale dans le tubing.
- $\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep}$ = Perte totale dans les collectes.

IV.2. Concept nodal :

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans les différentes parties du système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

Afin de simplifier le système, les nœuds (Nodal Points) sont placés au niveau des points sensibles (Comme dans la figure ci-dessous). Le système devient donc subdivisé en deux parties.

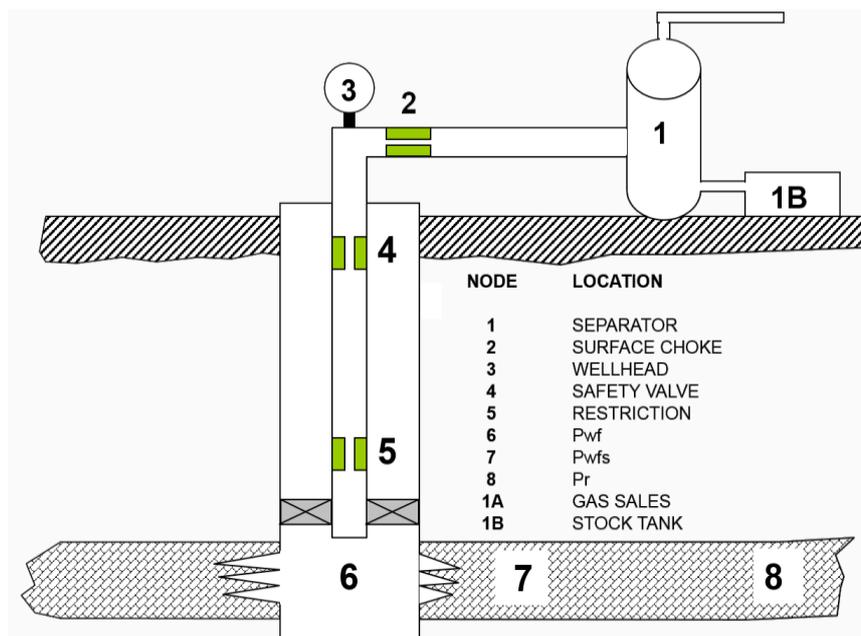


Figure IV. 2: Les différentes positions possibles des nœuds.

Les différentes positions du nœud :

- Nœud 1 : (séparateur).
- Nœud 2 :(Duse).
- Nœud 3 : Tête de puits (well head).
- Nœud 6 : (fond du puits).
- Nœud 7 : (au niveau des perforations).
- Nœud 8 : (réservoir).

IV.3.Procédure et application de l'analyse nodale:

Afin de simplifier le système, des nœuds sont placés pour lier les différents segments. On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point P **Nœud 6** (Fond de puits), où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe ligne).

En se basant sur le principe du système nodal, on peut tracer l'évolution de la pression de réservoir en fonction de débit qu'on appelle '**inflow**' et la pression de fond en fonction de la pression en tête, qu'on appelle le '**outflow**'.

- Equation de l'inflow :

$$P_{\text{node}} = P_r - \Delta P \quad (4.1)$$

- Equation de l'Outflow :

$$P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} - \Delta P7 \quad (4.2)$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q, une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point, appelé le point de fonctionnement du système.

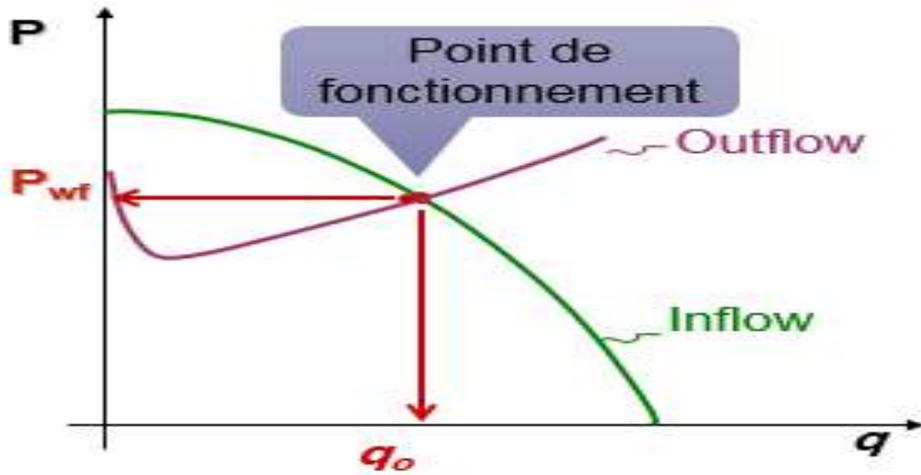


Figure IV. 3: Point de fonctionnement de système.

IV.3.1.Procédure :

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

IV.3.2. Application:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz, certaines des applications possibles de l'analyse Nodale sont comme suit :

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.

- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

IV.4. Le choix de Nœud :

- Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'*IPR* (Inflow Performance Relationship) et du *TPC* (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont Courbe *IPR* mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

Remarque :

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés.

Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

IV.4.1. Inflow performance relationship (IPR):

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tels que les propriétés pétro-physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée. [9]

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe *IPR* des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a :

Loi de DARCY :

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy : la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante :

$$V = q/A = - (k/\mu) \partial P / \partial x \quad (4.3)$$

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- écoulement à faible vitesse (laminaire).
- Écoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction chimique entre le fluide et la formation.
- Les échantillons poreux doit être saturée 100%.
- Fluide homogène.
- Isotherme.
- Fluide newtonien.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

a) Méthode de l'indice de productivité:

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du draw down (chute) de la pression de fond, le draw down est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique :

$$J = Q / (P_{ws} - P_{wf}) \quad (4.4)$$

J : indice de productivité (bpd/psi).

Q : le débit produit (baril par jour).

P_{ws} : Pression de fond statique (psi).

P_{wf} : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle.

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

b) Méthode de Vogel:

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a déduit son équation :

$$\frac{q_0}{q_{0(\max)}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{p_r}\right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{p_r}\right)^2 \quad (4.5)$$

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{0(\max)}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique Nulle ($P_{wf} = 0$)



Chapitre V

Etude de cas

V. Partie (01)**V.1. Historique du puits MDZ627 :**

Le puits horizontal MDZ627 est implanté dans la zone 1B du gisement de Hassi Messaoud dont l'objectif principal est le développement de cette partie du gisement.

Du point de vue structural, ce puits est localisé dans un compartiment délimité par un réseau de failles importantes d'orientation NW-SE et une faille d'orientation EW.

Il est important de noter la présence probable de roches volcaniques sur une épaisseur de 12 m environ au dessus de la Discordance Hercynienne.

- Le drain objectif de ce puits est le D4 implanté sur une longueur de 550 m selon un Azimut N300°.
- Le sabot 7" sera posé à la côte 3318 m TVD, soit 3 m sous le Ri(D5), puis forage avec un minimum de déviation jusqu'au début du drain D4, soit 3365 m TVD.
- La côte d'arrêt de ce puits est à 3397 m de profondeur TVD.
- Le plan d'eau prévisionnel est estimé soit 3476 m TVD, d'après les résultats de l'interprétation pétro physique des puits avoisinants.

MDZ 627 est un puits producteur d'huile horizontal à trou ouvert de 6" complété avec un tube de production de 4 1/2" ancré à 2970 m. Le puits a été mis en production en juillet 2010 sur une duse de 10 mm, Avec un débit de production de 14,82 m³ / h, Pt= 150,5 kg / cm² et GOR de 204 m³ / m³.

Durant le dernier test de puits effectué le 11 septembre 2015, où le puits a été équipé d'une duse de 16 mm, le débit du puits a chuté à 2,77 m³ / h, mais le GOR et le WHP ont augmenté respectivement à 5879 m³ / m³ et 173 kg/cm².

En comparant les taux initiaux de surface du 07/2010 à ceux du 09/2015, on a observé que les taux de pétrole ont diminué en valeur absolue. Mais, le GOR a augmenté de façon significative et se corrèle avec l'augmentation de la WHP.

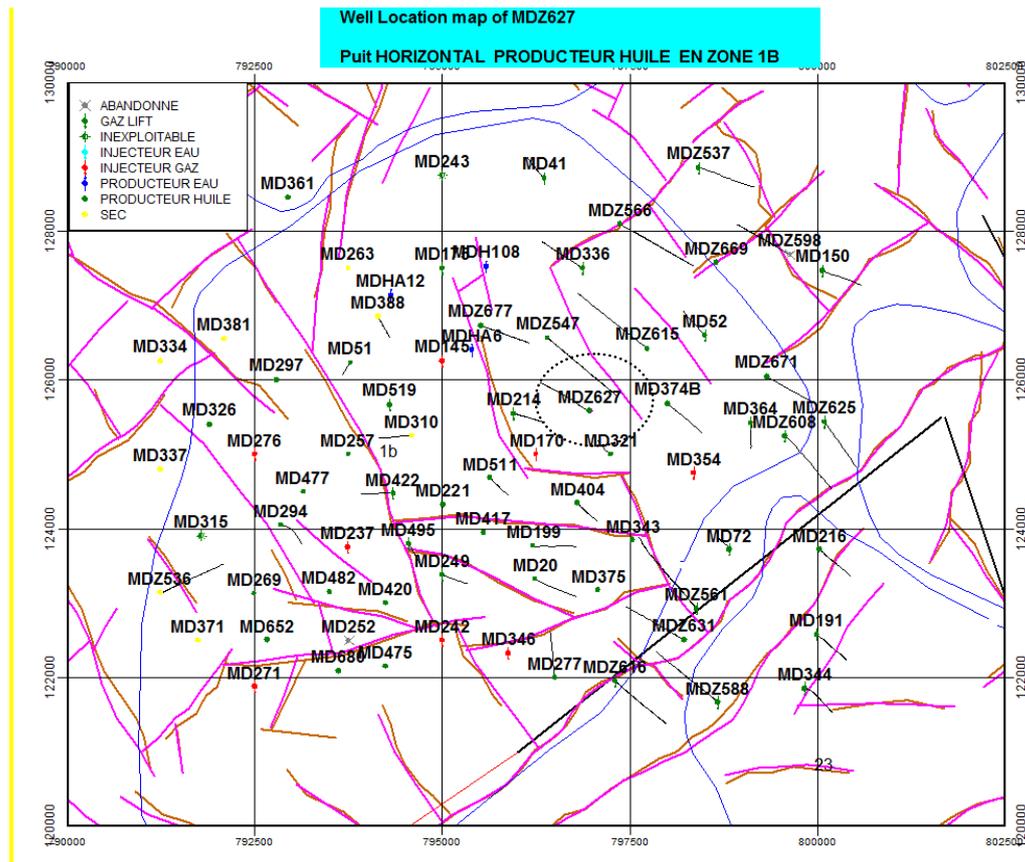


Figure V. 1: Carte de positionnement du puits MDZ627.

V.2. Les données géologiques :

Tableaux V. 1: Les caractéristiques pétro physique.

Découpage				Interprétation-Elan			
drain		Top(m)	Bottom(m)	Ep(m)	PHIE%	SW%	VCL%
A.E.G	MD	3299	3328	29	--	--	--
	TVD	3251	3280	29	--	--	--
Z- ALT	MD	3228	3352	24	--	--	--
	TVD	3280	3304	24	--	--	--
D5	MD	3352	3476	124	--	--	--
	TVD	3304	3352	48	10	12	05
D4	MD	3476	3982	506	--	--	--
	TVD	3352	3386	34	07	07	08

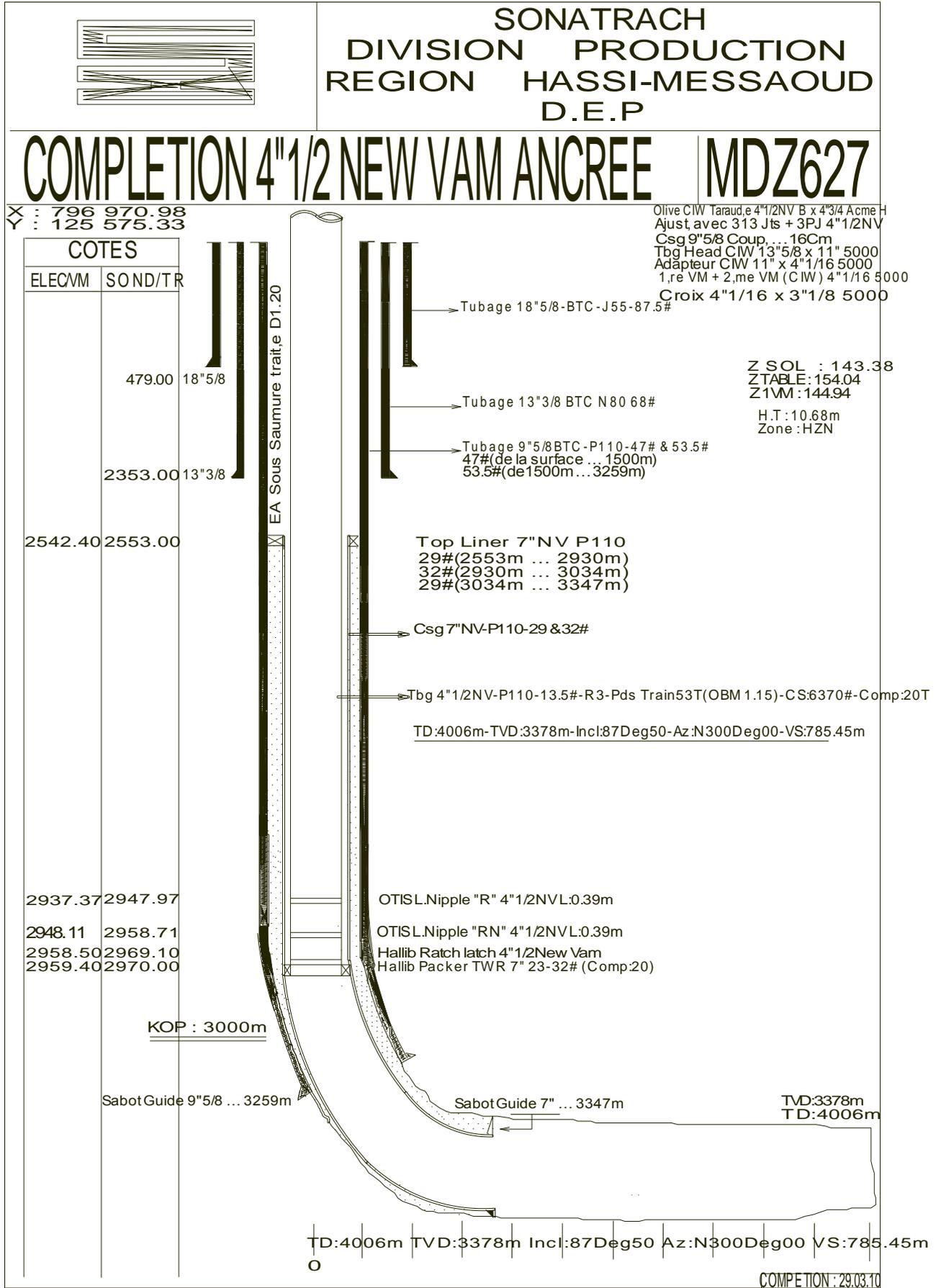


Figure V. 2: La fiche technique du puits MDZ627.

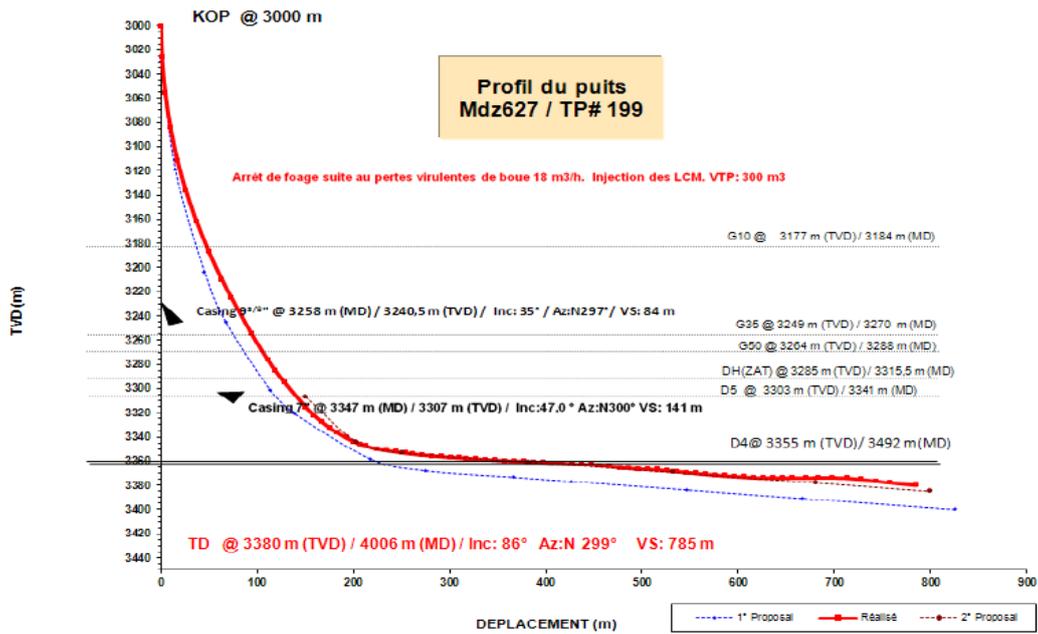


Figure V. 3: profil de puits .

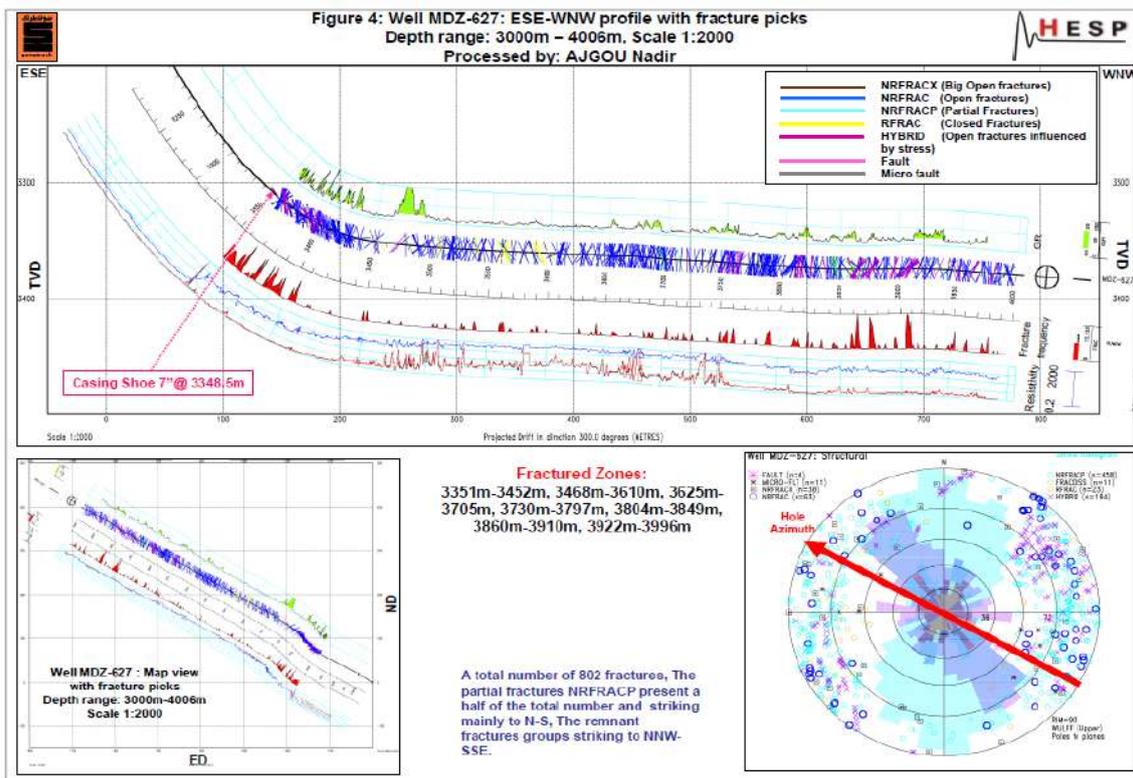


Figure V. 4 : L'imagerie du puits MDZ627.

L'enregistrement d'imagerie de la 23/03/2010 montre que le réservoir est très fissuré dont certaines fractures sont largement ouvertes et d'autres sont partiellement ouvertes ce qui a accéléré la percée de gaz.

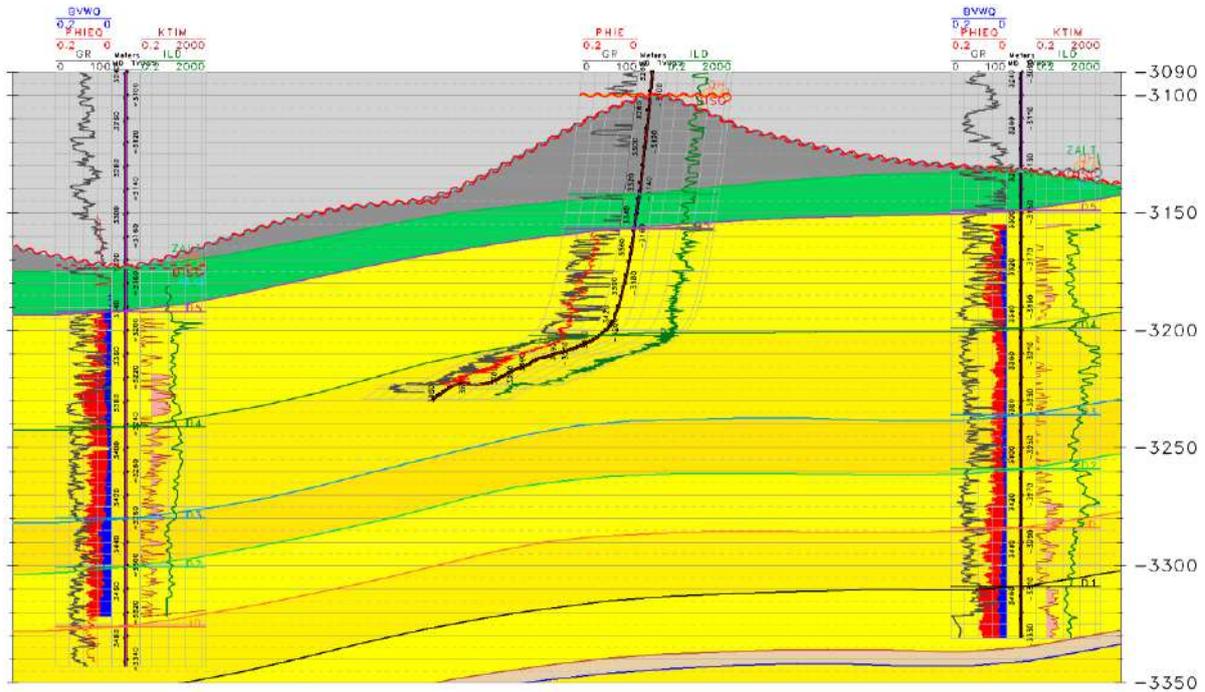


Figure V. 5 : La position du puits MDZ627 par rapport aux puits voisins.

V.3. Les caractéristiques de production :

Tableaux V. 2 : les résultats de jaugeage.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
20/07/2010	10	Vx52	14.82	30231.67	2040	150.5	38.5	--	41	0.6407	0	0
29/09/2010	10	655	11.06	29984.86	2711	130	43	28.55	28	0.7416	0	0
11/11/2010	10	Vx52	8.84	35404.40	4005	120.8	41.3	--	30	0.8621	25	0
07/01/2011	10	655	7.56	26171.78	3461	145	32.5	23.66	20	1.2097	0	0
17/02/2011	12	-	3.15	17430.74	5529	204	21.1	--	23	5.6689	77	0
16/04/2011	15	655	4.34	17585.60	4048	190	27	14.28	28	5.725	0	0
01/12/2011	12	-	8.15	29918.86	3669	191.6	32.2	--	20	2.0585	145	0
10/02/2012	12	-	4	20854.54	5214	190.5	25.6	24.07	15	4.1722	0	0
18/04/2012	11.11	1440	2.72	13227.21	4854	224.7	23.5	23.45	11	6.2885	90	0
06/08/2012	11.11	-	3.93	26004.39	6614	165	31.2	21.41	33	3.2	0	0
06/09/2012	11.11	1440	3.05	21316.00	6986	111.99	28.02	32.43	28	2.7991	100	0
16/09/2012	11.11	1440	2.99	20763.59	6937	112.08	29.67	31.71	26	2.8554	100	0
31/10/2012	11.11	1440	3.51	19617.75	5588	112.07	29.33	30.08	29	2.4345	90	0
15/12/2012	11.11	655	1.2	12164.42	10147	214	18.3	6.42	16	13.613	0	0
06/03/2013	11.11	-	2.39	14777.85	6181	183	22	12.85	19	5.8369	0	0
22/06/2013	11.11	1440	3.12	18496.41	5936	190.25	25.07	29.23	33	4.6564	0	0
01/10/2013	11	655	1.99	13588.40	6834	216	18	6.73	21	8.1369	0	0
08/09/2014	10	600	1.19	9638.99	8096	218	15	9.18	23	11.5525	0	0
02/09/2015	13	655	2.53	11824.18	4683	182.8	14.7	6.42	25	7.3251	0	0
11/09/2015	16	1440	2.77	16279.05	5879	173	22	19.37	26	9.1865	0	0
30/10/2015	14	600	2.19	13269.09	6073	158	19.75	9.99	22	8.3604	0	0
23/12/2015	14	1440	2.77	15149.64	5465	145.7	23.76	23.7	16	6.0766	0	0
06/03/2016	14.28	1440	2.7	11132.34	4123	134.46	20.26	20.34	20	5.9664	0	0
03/06/2016	11	-	2.51	6905.10	2751	125.6	15.9	--	30.1	3.7478	0	0
15/07/2016	14	1440	3.62	7761.48	2143	101.5	18.7	18.25	32	3.2395	0	0
10/01/2017	14	1440	2.9	1914.02	661	54.7	13	12.49	9	2.1827	213	0
30/01/2017	14	-	2.08	1773.67	852	67.7	13.9	13.77	12	3.7613	200	0
11/03/2017	14	1440	0.6	466.55	772	15.9	13.1	12.64	24	2.7962	0	0
03/04/2017	14	600	3.18	2028.22	637	30.8	13.5	4.69	21	1.1192	420	0
23/04/2017	14	1440	3.22	1710.88	531	35	13.5	13.15	23	1.2567	0	0

D'après les résultats de jaugeages, on remarque que le débit de gaz et le GOR sont élevés par rapport au GOR normal du réservoir dès sa mise en production ce qui confirme que le puits est situé dans une zone en percée de gaz et cela dû à la présence des deux puits injecteurs de gaz au voisinage du puits MDZ627.

Tableaux V. 3: Les résultats du test.

Test	date	Pression (kg/cm ²)			Débit Huile (m ³ /h)	IP	Skin	Duse (mm)
		PG	PFD	PT				
BUILD UP	27/02/2011	354.98	283.81	200	3.15	0.052	-0.3	12
PFD	16/12/2012	/	286	220.14	5.52	0	--	11.11
BUILD UP	26/03/2013	351.89	254.94	178	2.3	0.026	0.43	11.11
BUILD UP	11/10/2015	274.74	228.61	158	2.77	0.073	-1.17	14
PFD	27/04/2016	/	123.46	123.46	2.44	--	--	14.28

Profil de production :

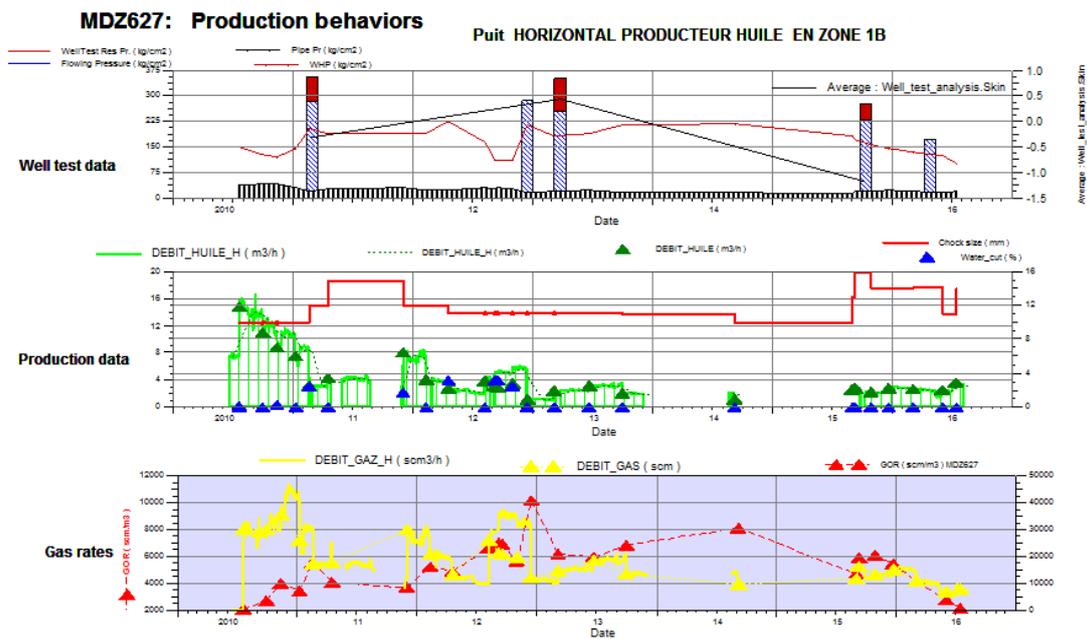


Figure V. 6 : Profil de production.

V.4. Aperçu sur le Flow Scan Imager (FSI) :

Le Flow Scan Imager (FSI) a été développé spécialement pour les puits fortement déviés et horizontaux. Sur un côté du bras rétractable de l'outil, quatre mini spinners sont conçues pour mesurer le profil de vitesse du fluide. De l'autre côté se trouvent cinq sondes électriques et cinq sondes optiques pour mesurer les holdup localisés d'eau et de gaz, respectivement. En outre, un cinquième mini spinner et sixième paires de sondes électriques et optiques sur le corps de l'outil mesurent les propriétés d'écoulement sur le côté inférieur du puits. Toutes les mesures du capteur sont effectuées simultanément à la même profondeur.

Le System du Flo Scan Imager (FSI) est exécuté en position excentré sur le côté inférieur du puits avec son bras déployé à travers le diamètre vertical du puits. Le bras est étendu à une longueur égale au diamètre des tubes de production, de sorte qu'il sert de caliper, fournissant les mesures de surface nécessaires pour calculer les débits.

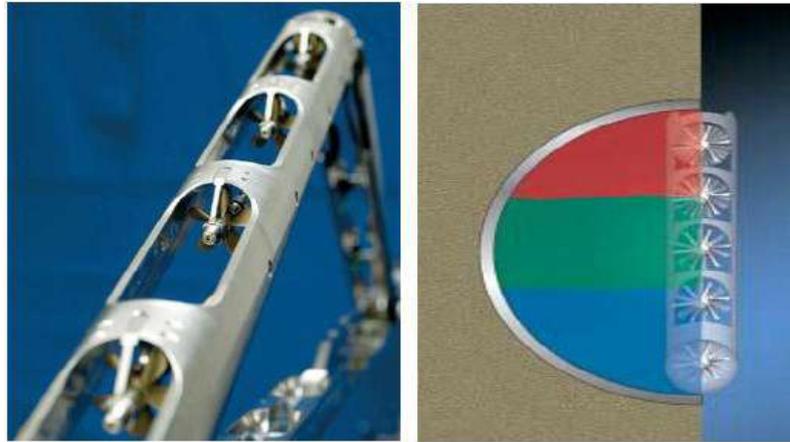


Figure V. 7: Les spinners.

L'outil a un petit diamètre extérieur (OD) de [42,9 mm], et il peut être utilisé dans des trous allant de 2" 7/8 à 9". [73,0 à 228,6 mm] en utilisant coiled tubing, wireline, ou le tracteur MaxTRAC *. Sa longueur courte de 16 pieds [4,9 m] le rend idéal pour les puits à forte gravité (dog leg).

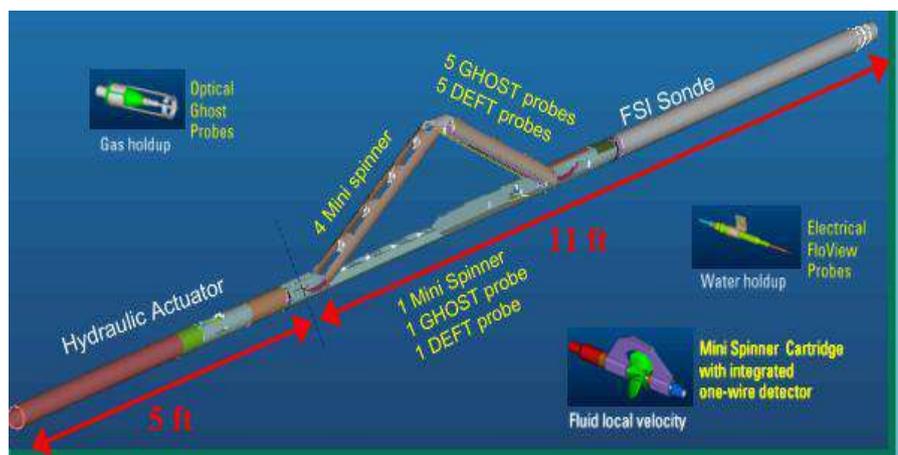


Figure V. 8: L'outil de FSI

Parce que l'outil Flow Scanner mesure le profil de vitesse, le long du diamètre vertical du puits, il peut mesurer des variations de vitesse qui ne peuvent être détectées à l'aide d'une spinner unique et centrée. Il fournit des mesures de régimes d'écoulement mixtes et séparés, y

compris une mesure indépendante directe de la vitesse du gaz dans un puits horizontal multiphasiques. L'outil Flow Scanner détecte même la recirculation de l'eau dans le fond du puits.

a. Gaz holdup :

Le GHOST utilise une sonde optique qui mesure la quantité de lumière réfléchiée par rapport à la pointe de la sonde. Le degré de réflexion est contrôlé par le contraste de l'indice de réfraction entre la pointe de la sonde et le fluide environnant. Un grand contraste de l'indice de réfraction est observé lors de l'enregistrement de la fraction du gaz. L'huile et l'eau ont un indice de réfraction plus similaire au matériau de la sonde et, par conséquent, reflètent beaucoup moins de lumière. Bien que le GHOST soit conçu pour discriminer entre le liquide et le gaz, il est possible dans certains puits d'utiliser les différences d'indice de réfraction entre l'huile et l'eau pour mesurer le holdup d'huile.

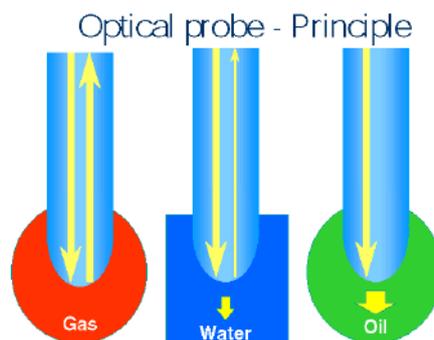


Figure V. 9 : Le principe de sonde optique.

Dans l'outil GHOST, quatre mesures de holdup de gaz sont effectuées autour du puits. (À une profondeur donnée, le holdup local du gaz peut varier considérablement à différents points à travers le puits).

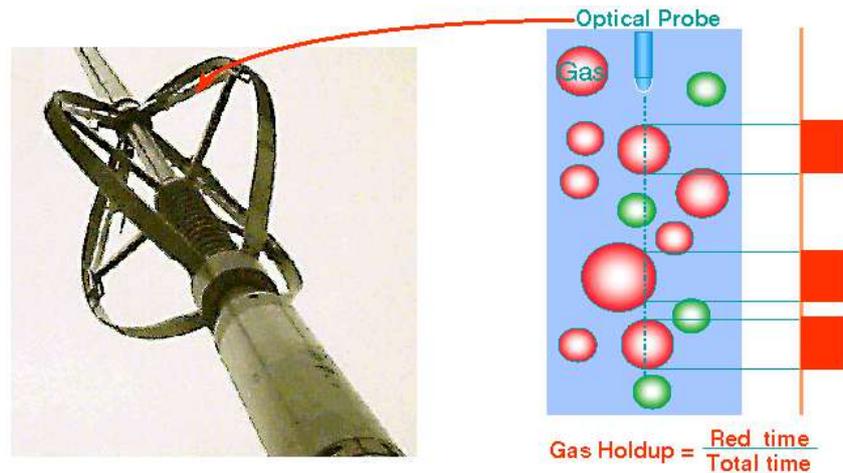


Figure V. 10: Mesure de gas holdup (GHOST).

b. Flow View (DEFT*):

Dans l'outil Flow View, quatre mesures de holdup sont effectuées autour du puits. Le capteur utilisé est une sonde qui mesure le holdup local de l'eau. (À une profondeur donnée, local holdup peut varier considérablement à différents points du puits). Pour faire l'enregistrement dans un puits horizontal, plus de quatre sondes sont requises. L'ajout d'un deuxième outil produit la mesure Flow View avec un total de huit sondes réparties sur le trou du puits. La plupart des sondes enregistrent une phase continue d'hydrocarbure ou d'eau, mais une sonde proche de l'interface eau-huile verra des bulles. MapFlowest utilisé pour le traitement des données est ensuite utilisé aussi pour produire des sections transversales du trou et une valeur de holdup d'eau.

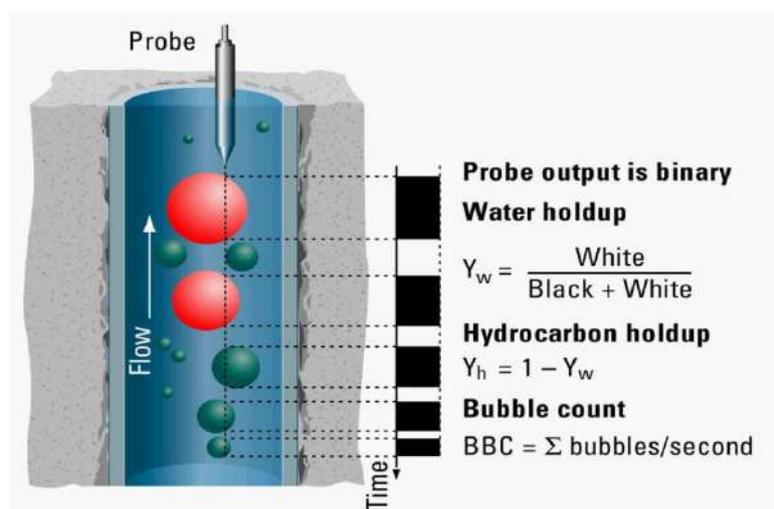


Figure V. 11: Mesure de water holdup.

V. 5. Les résultats de FSI :

Un Flo Scan Imager(FSI) a été effectué le 18 juin 2012 à l'aide d'un coiled tubing dans le puits horizontal MDZ627 pour évaluer le profil de production du puits en open hole afin de:

- Confirmer la présence d'eau stagnante qui peut venir dans le puits et limiter la production.
- Confirmer les intervalles / sections non productifs, le cas échéant.
- Construire le profil d'écoulement d'huile et de gaz tout le long du drain.

Les données FSI enregistrées révèlent ce qui suit:

- L'eau stagnante est présente en dessous de 3648 m.
- [3439 à 3449 m], [3563 à 3604 m], [3608 à 3686 m] s'écoulent l'huile et le gaz ce qui représente 58% de la production totale de puits.
- 42% de la production restante provient de [3509 à 3557 m] et ça donne que du gaz.

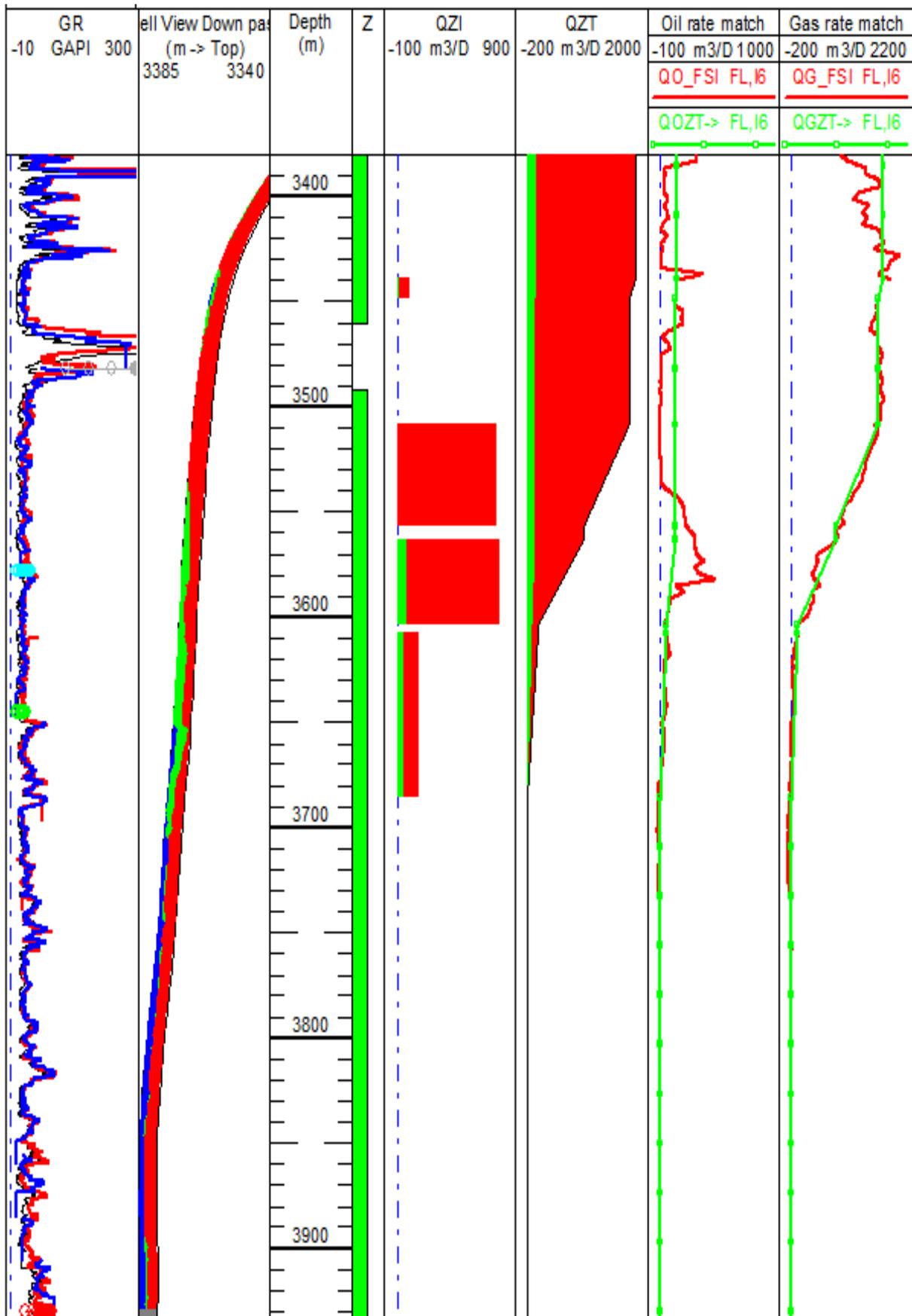


Figure V. 12: Qualité de la reconstruction des canaux et profil d'écoulement.

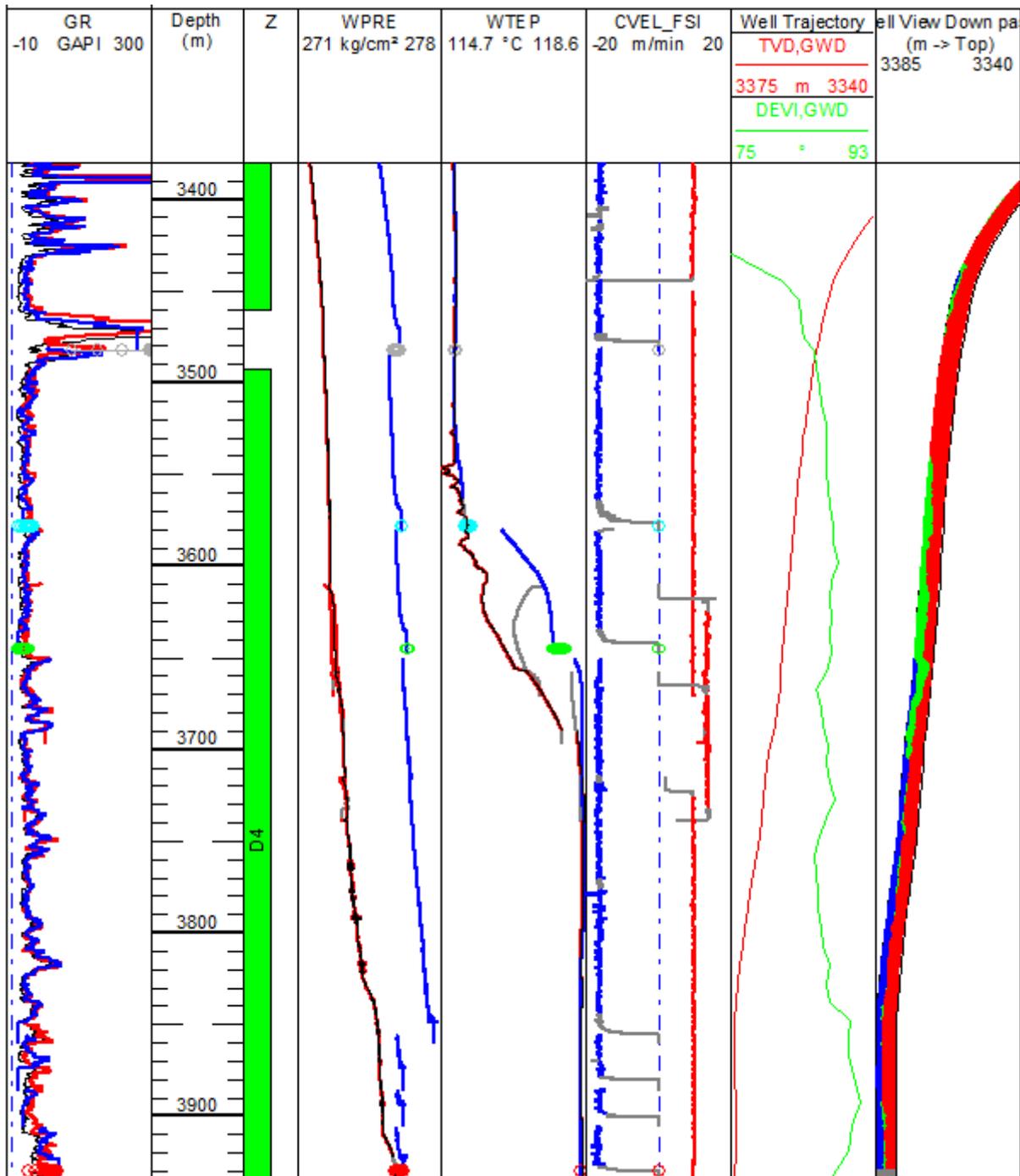


Figure V. 13: L'enregistrement des capteurs de base des passes principales.

- Lectures de GR montrant la cohérence à côté des couches D4 et D5.
- Les effets de refroidissement de la température à environ [3510 à 3686 m] indiquant Les sections principales de production du drain horizontal.

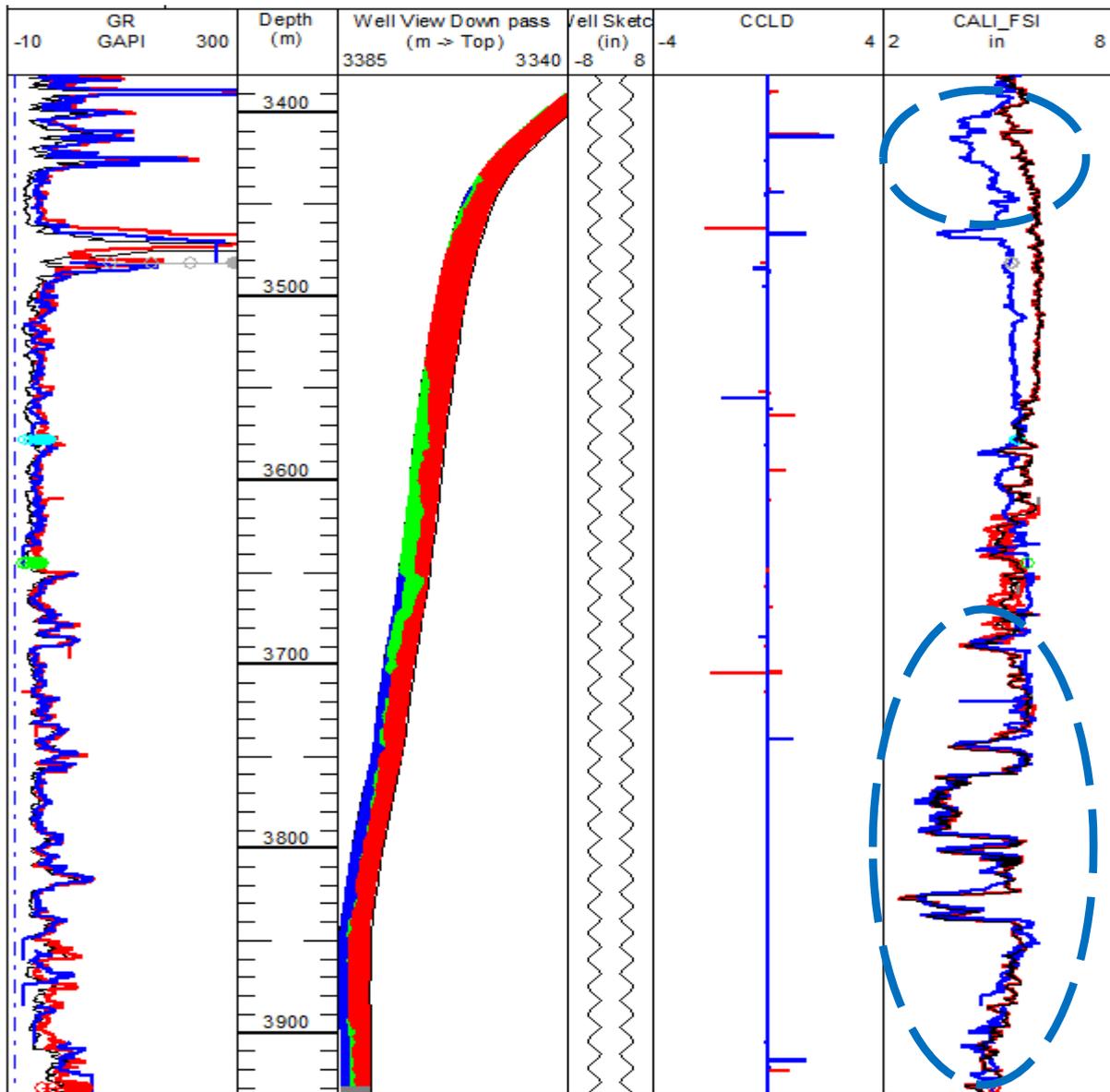


Figure V. 14: Lecture de l'épaisseur des passages principaux.

La mesure de caliper donne des résultats proches du diamètre du trou 6" dans l'intervalle [3440-3560 m].

Cependant, le ID mesurée au-dessus et au-dessous de l'intervalle susmentionné présente une réduction significative du diamètre ID, ce qui pourrait être dû à des restrictions de trous et / ou à des débris solides accumulés dans le fond du trou, la restriction minimale est environ 2,6 "mesurée à la cote 3827 m.

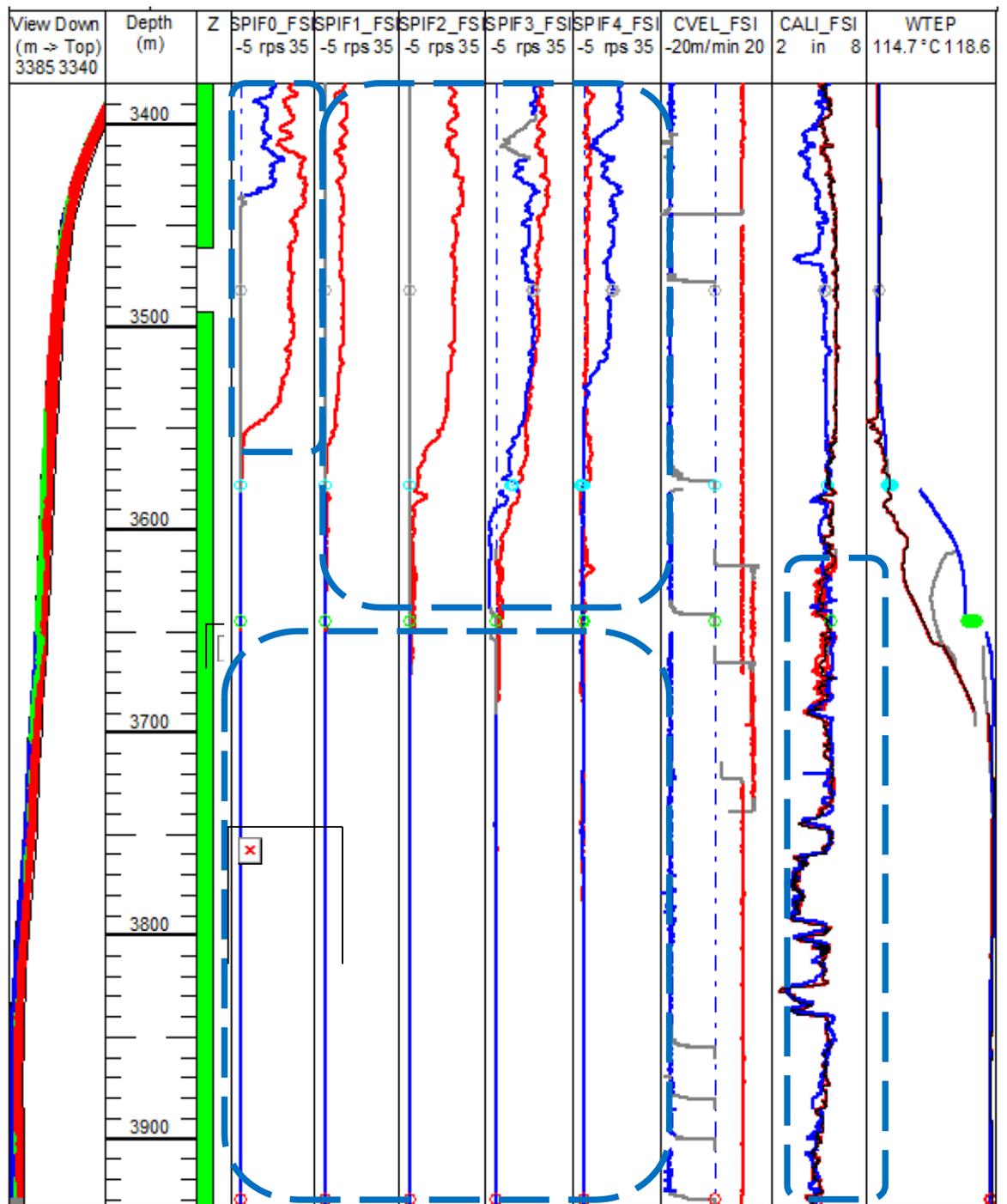


Figure V. 15: Les Passes principales de mini spinner.

Remarque : Les mesures stationnaires sont représentées par un cercle.

Les mini-spinners confirment les sections principales de production (en augmentant le RPS) comme vu par l'effet de refroidissement de la température. Tous les mini-spinners étaient obstrués en dessous d'environ 3686 m ce qui coïncide avec la zone qui présente des restrictions du passage probablement dû à la présence des débris dans le trou.

Partie (2) :**V.2. Modélisation et optimisation du système de production :**

Notre objectif dans ce chapitre est de modéliser et d'optimiser le système de production du puits. Pour cela nous avons utilisé le logiciel PIPESIM[®].

V.2.1. Aperçu sur le logiciel d'optimisation (Pipesim) :

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- L'optimisation de l'équipement des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de la production.
- Design des méthodes d'activation des puits.

PIPESIM est un logiciel d'analyse de performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production ou de réservoir à prédire l'écoulement et tous les paramètres (pression, température, débit, ...etc) dans les tubings et les pipelines avec exactitude. Les calculs de sensibilité que PIPESIM fait nous permettent d'optimiser les designs existants et de prédire l'influence des futurs changements sur les paramètres du système considéré.

En séparant la modélisation de chaque composant du système de production, PIPESIM permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système. Par le biais de la fonction matching, PIPESIM s'assure que les calculs sont aussi exacts que possible pour modéliser le système de production, simuler son comportement, et étudier sa sensibilité aux différents paramètres.

L'objectif de notre travail est d'optimiser la production de puits MDZ627 en éliminant la percée de gaz, pour cela une analyse nodale est faite afin de calculer le point de fonctionnement du puits pour différents scénarios, le premier représente le puits en complétion open hole et les autres le puits équipé d'une complétion sélective pour différents cas.

V.2.2. Modélisation du puits MDZ627 :

A l'aide du logiciel PIPESIM, nous modélisons d'abord l'ensemble de puit MDZ 627. La modélisation comporte plusieurs aspects :

- a. Le modèle réservoir.
- b. Les données de puits.
- c. La complétion.
 - Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical et horizontal.
 - Le point de fonctionnement du puits (intersection des courbes IPR et VLP).

V.2.3. Le modèle réservoir :

Pour créer un modèle PIPESIM, on doit introduire certaines données.

Le modèle PI entry est utilisé pour tous les scénarios (open hole et complétion sélective).

V.2.4. Les données de puits :

- **Les données PVT :**

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans notre puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits. Le modèle utilisé est « *black oil* », Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumés dans le tableau suivant :

Tableaux V. 4: les données PVT des effluents de MDZ 627.

P_b kg/cm ²	R_s m ³ /m ³	B_o m ³ /m ³	Oil Sg	Gas Sg	Oil Visco	Gas Z
149	181	1.681	0.81	0.65	0.268	0.846

- **Données des essais de puits :**

La mesure de pression dont on dispose étaient réalisée au niveau des sièges et non pas au niveau des perforations. Donc les valeurs de pression de gisement et de fond dynamique doivent être corrigées et cela en tenant en compte du gradient dynamique et statique du fluide.

1. Pression de gisement :

$$P_g = (Z_2 - Z_1) \times G_p + P_g \text{ (mesuré)}$$

$$P_g = (3378 - 2957) \times 0.02 + 274.74$$

$$P_g = 283.16 \text{ Kg /cm}_2$$

2. Pression de fond dynamique :

$$P_{fd} = (Z_2 - Z_1) \times G_p + P_{fd} \text{ (mesuré)}$$

$$P_{fd} = (3378 - 2957) \times 0.02 + 228.61$$

$$P_{fd} = 237.0312 \text{ Kg /cm}_2$$

Le tableau suivant montre les pressions mesurées qu'on a utilisé pour corriger la Pression de gisement et la Pression de fond dynamique par rapport au fond de puits (section réservoir).

Tableaux V. 5 : Données des essais de puits de MDZ627.

Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	IP	Skin	Duse (mm)	Remarque
		PG	PFD	PT					
BUILD UP	11/10/2015	274.74	228.61	158	Huile 2.77	0.073	-1.17	14	Pfd mesuré à 2812m

V.2.5. La complétion :

V.2.5.1. Modèle de base de la complétion open hole :

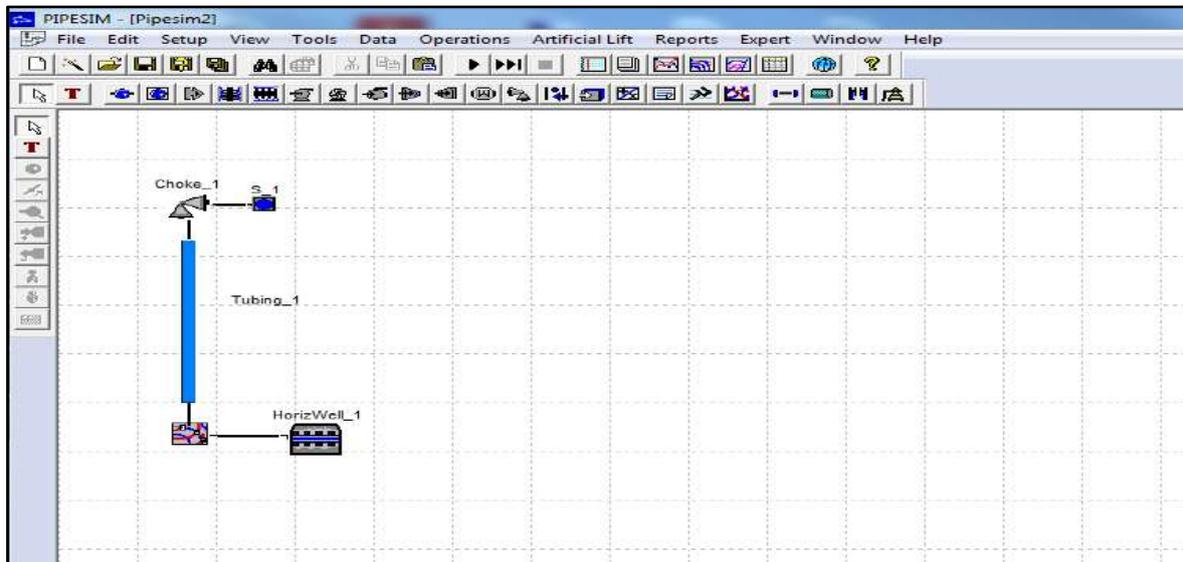


Figure V. 16: modèle de base de la complétion conventionnelle (open hole).

- Les data introduites dans le modèle PIPESIM sont illustrés dans les figures (18), (19), (20):

Figure V. 17: Données du réservoir.

The screenshot shows the 'DEFAULT - Black Oil Properties' window with the following data:

- Fluid Name: oil
- Optional Comment: (empty)
- Stock Tank Properties:
 - WCut: 0 %
 - GOR: 2700 sm³/sm³
 - Gas S.G.: 0.65
 - Water S.G.: 1.02
 - API: 43
- Calibration Data at Bubble Point: (An advanced calibration option has been selected and the Bubble Point calibration data will be displayed in the 'Advanced Calibration' screen)

Figure V. 18: Données PVT.

The screenshot shows the 'DEFAULT - Black Oil Properties' window with the 'Advanced Calibration Data' tab selected. The 'Single Point Calibration' radio button is checked.

Pressure: kg/cm² g, Temperature: C, Correlation: (empty)

Above Bubble Point:

- OFVF: 1.681, Pressure: 281.2, Temperature: 114, Correlation: Vasquez Beggs

At Bubble Point:

- Sat. Gas: 181.9 sm³/sm³, Pressure: 149.7, Temperature: 114, Correlation: Lasater

At or Below the Bubble Point:

- OFVF: 1.522, Pressure: 84.4, Temperature: 114, Correlation: Standing
- Live Oil Visc.: 0.268 cP, Pressure: 84.4, Temperature: 114, Correlation: Chew & Connally
- Gas Viscosity: (empty) cP, Pressure: (empty), Temperature: (empty), Correlation: Lee et al.
- Gas Z: 0.846, Pressure: 84.4, Temperature: 114, Correlation: Standing

Buttons: Generate Tables, Plot PVT Data (Laboratory Conditions GOR = GSAT)..., Plot PVT Data (Reservoir Conditions)...

Figure V. 19: les données de calibration.

- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical et horizontal :

Pour avoir un bon calage du modèle de puits par rapport au résultat du test BU, on a choisi les corrélations qui représentent mieux l'écoulement dans la section horizontale et verticale à partir des valeurs de PFD et Pt mesuré durant le test.

- Corrélation choisie pour l'écoulement vertical est: **Hagedorn & Brown, Duns & Ros map**
- Corrélation choisie pour l'écoulement horizontal est : **Beggs&Brill Original**

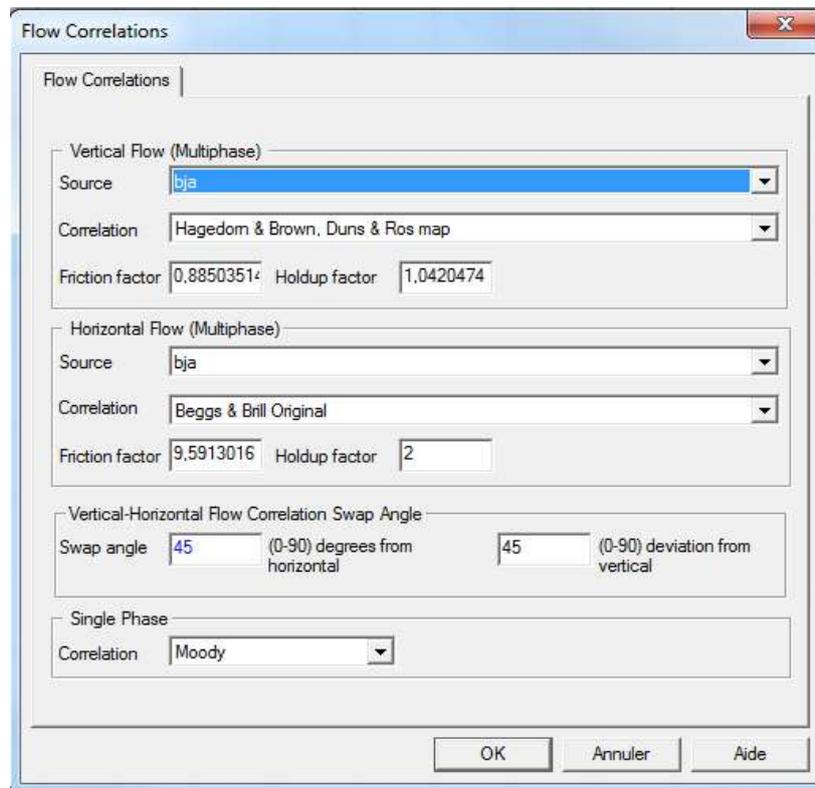


Figure V. 20: Corrélation de l'écoulement.

- Le point de fonctionnement de MDZ627 :

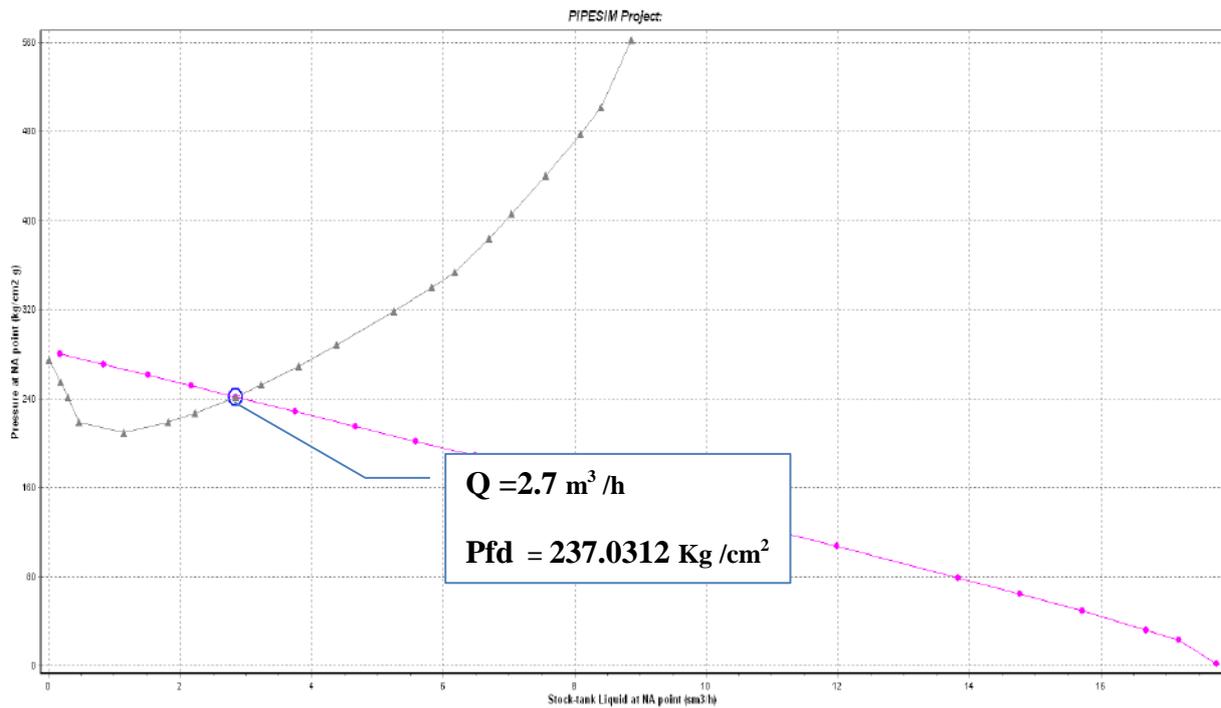


Figure V. 21: Courbes inflow (IPR) et outflow (VLP) du puits MDZ627.

- L'analyse nodale exécuté nous donne le point de fonctionnement du puits qui correspond à un débit de $2.7 \text{ m}^3/\text{h}$ et une pression de fond dynamique de l'ordre de $P_{fd} = 237.0312 \text{ Kg/cm}^2$ qui sont similaire au résultat du test BU, ce qui montre l'exactitude de notre modèle. Dans la prochaine étape on va simuler un nouveau modèle du puits équipé d'une complétion sélective pour voir l'impact de la réduction du percée de gaz sur la production d'huile.

V.2.5.2. Modèle optimisé avec la complétion semi intelligente:

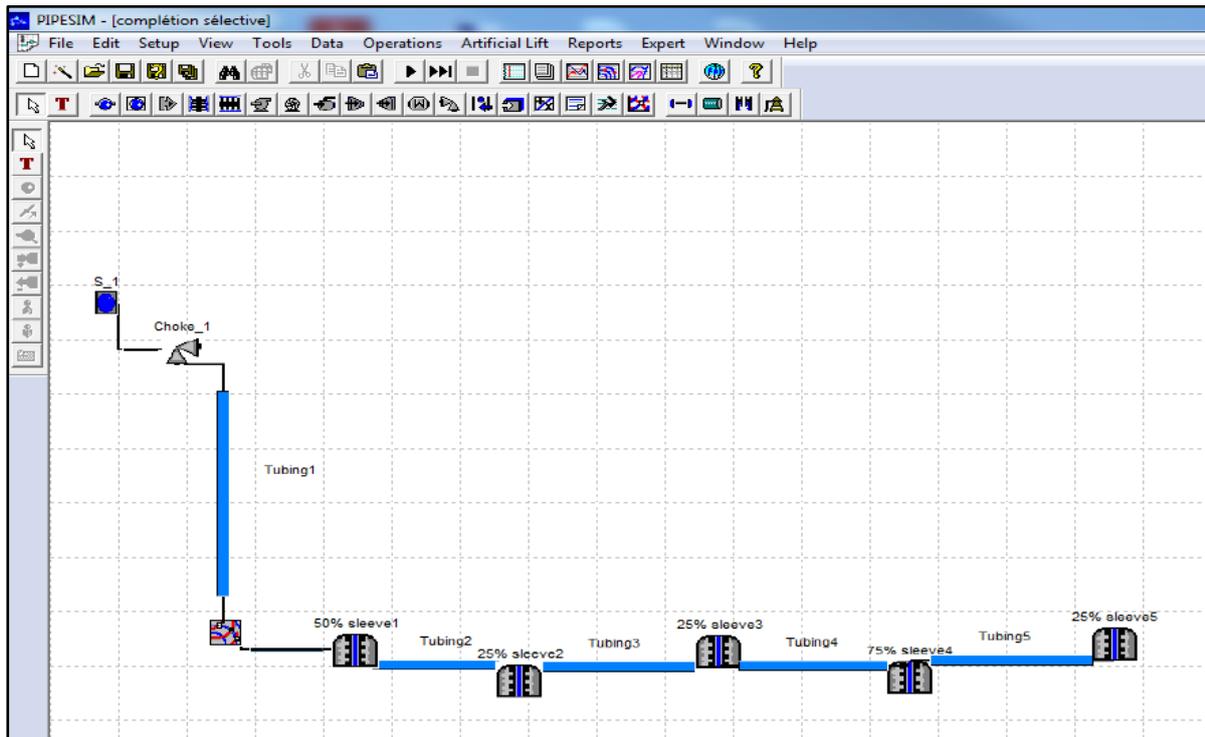


Figure V. 22: Modèle de complétion sélective.

En se basant sur le résultat du FSI qui montre que la percée du gaz provient de l'intervalle (3509m à 3557m) on a décidé d'isoler cet intervalle par la descente d'une complétion sélective.

Tableaux V. 6:Résultat FSI

Zones	Fromm	Tom	Temperature °C	Pressure kg/cm2	Zonal Oil production		Zonal gas production	
					Q (m3/d)	%	Q (m3/	%
Oil +Gas	3439	3449	115.1	272.1	12	8	89	5
Gas	3509	3557	115.1	272.4	0	0	756	45
Oil +Gas	3563	3604	115.1	272.5	77	54	700	42
Oil +Gas	3608	3686	115.9	272.6	53	37	118	7

HALLIBURTON

Company

Well Name: MDZ-627
 County: Algeria
 16-avr-17

Company Rep: Naamane Belaieb
 Sales Rep: Gerard De Groot
 Office: Hassi Messaoud

Proposed Installation						
Installation	Depth	Length	Jts.	Description	OD	ID
	2 960,00	7,64		5"x7" VersaFlex® Expandable Liner Hanger P/N:101320333	5,885	3,900
	3 330,00	11,00		Swellpacker, 4.5in 13.5lbs,P110-, New Vam	5,750	3,795
	<u>3 347,00</u>			<u>7", 29ppf Casing Shoe</u>		
	3 560,00	11,00		Swellpacker, 4.5in 13.5lbs,P110-, New Vam P/N:102293783	5,750	3,795
	50% 3 575,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	25% 3 590,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	3 610,00	11,00		Swellpacker, 4.5in 13.5lbs,P110-, New Vam P/N:102293783	5,750	3,795
	25% 3 650,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	75% 3 700,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	50% 3 750,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	3 770,00	11,00		Swellpacker, 4.5in 13.5lbs,P110-, New Vam P/N:102293783	5,750	3,795
	50% 3 790,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	75% 3 850,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	25% 3 930,00	1,77		RapidShift Sleeve 4.5", 13.5ppf, New Vam P/N:102284022	5,700	3,750
	3 975,00	11,00		Swellpacker, 4.5in 13.5lbs,P110-, New Vam P/N:102293783	5,750	3,795
3 986,00	0,45		Collar Landing, 4.5" New Vam 13.5ppf, P110 P/N:101963369	5,260	3,455	
3 995,00	0,4		Collar Float, 4.5" New Vam 13.5ppf, P-110 P/N:101281622	5,260	3,701	
4 005,00	0,55		Shoe Float, 4.5" New Vam 13.5ppf, P-110 P/N:101363656	4,971	3,455	
<u>4 006,00</u>			<u>Well TD</u>			

Percentages are flow capacity of the RapidShift sleeves
 25% 18 ports need to be plugged
 50% 12 ports need to be plugged
 75% 06 ports need to be plugged

Figure V. 23: Description de la complétion semi-intelligente.

• Les différents scénarios :

Après l'interprétation du FSI on a déterminé la zone de percée de gaz, donc plusieurs scénarios sont proposés pour bloquer le gaz ou réduire la quantité produite provenant des autres intervalles susceptible d'être en percée dans le future.

Scénario(1) :

Isolation de la zone de percée par deux packers gonflable à l'huile et un tube plein et des sleeves ouvertes pour les autres intervalles.

Tableaux V. 7:Résultat de la simulation pour différents diamètre de duse

duse(mm)	oil rate (m ³ /h)	PWF	gas rate (m ³ /h)	GOR	WHP
11	4,4862	140,7631	2 965,36	660,995	72,9506
14	5,1278	109,5808	3 389,46	660,996	52,3457
18	5,5154	86,9862	3 645,67	660,998	34,9451
20	5,6264	79,7112	3 719,03	660,995	30,6481
26	5,7809	68,7489	3 821,15	660,994	23,7302

On remarque l'augmentation de production d'huile pour le même diamètre de duse (14mm) de **2,77m³/h** à **5,12m³/h**, et une diminution importante du débit de gaz de **16279m³/h** à **3389 m³/h** sous l'effet de l'isolation de la zone de percée par la complétion semi-intelligente.

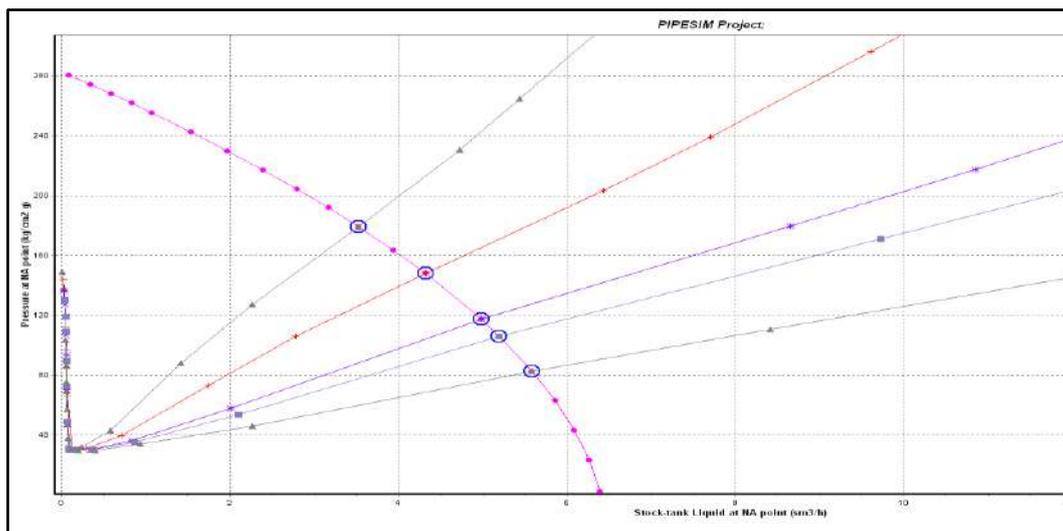


Figure V. 24: Effet de la variation de diamètre de duse sur la production du puits MDZ627 avec la complétion sélective (sleeves ouvertes).

- **Scénario(2):** Cas particulier

Durant la vie du réservoir, le soutirage des hydrocarbures aura pour l'effet de la diminution de la pression de gisement et entrainera la percée des autres intervalles ce qui mène à la réduction de la productivité.

Dans cette section nous étudierons l'impact qu'aura le déclin de la pression et l'augmentation de la percée de gaz sur la production de puits.

Nous avons fait une simulation à l'aide du logiciel PIPESIM qui nous a permis de prédire l'évolution de la production de ce puits pour les années à venir.

- **1^{ère} cas :**

Nous prenons l'exemple du Cas de percée de gaz dans la première zone sleeve(1) à 3575m.

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Tableaux V. 8:1^{er} Cas de percée de gaz de la première zone.

duse(mm)	oil rate (m3/h)	PWF	gas rate (m3/h)	GOR	WHP
11	2,8384	202,9257	7 459,97	2628,230	135,1126
14	3,681	173,4476	9 669,80	2626,949	110,3028
18	4,4798	141,0461	11 764,47	2626,114	82,9169
20	4,7621	128,0752	12 504,84	2625,908	71,9501
26	5,3101	99,42	13 941,52	2625,472	48,1004

On remarque la chute de production d'huile pour le même diamètre de duse (11mm) de 4,48m³/h à 2,83m³/h sous l'effet de la percée, pour cela on a proposé de fermer la première sleeve à 50%.

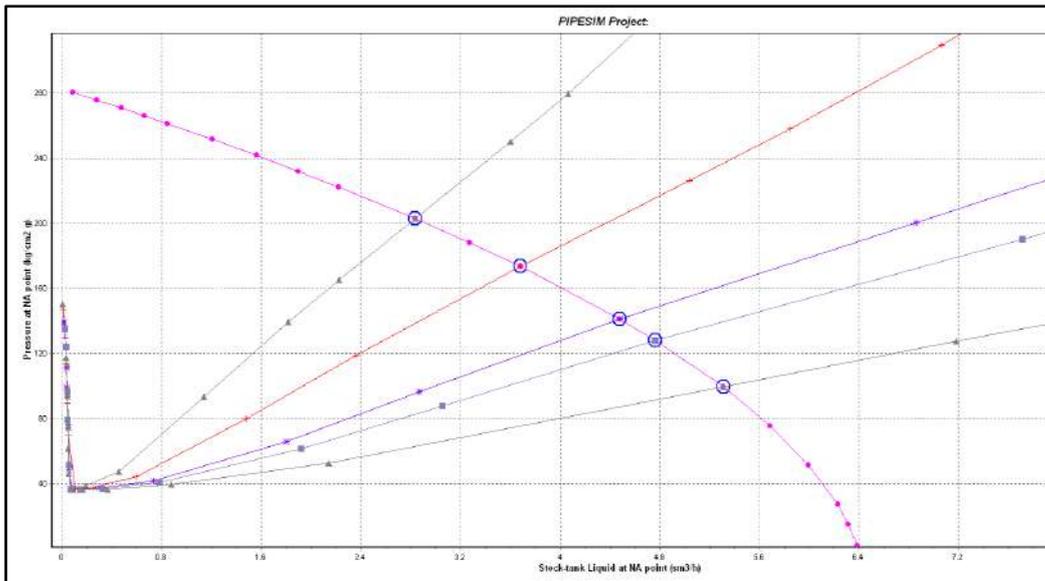


Figure V. 25: Effet du diamètre de duse dans le Cas de percée de gaz dans la première zone.

- Fermeture de la 1^{ère} sleeve à 50% (3575 m) :

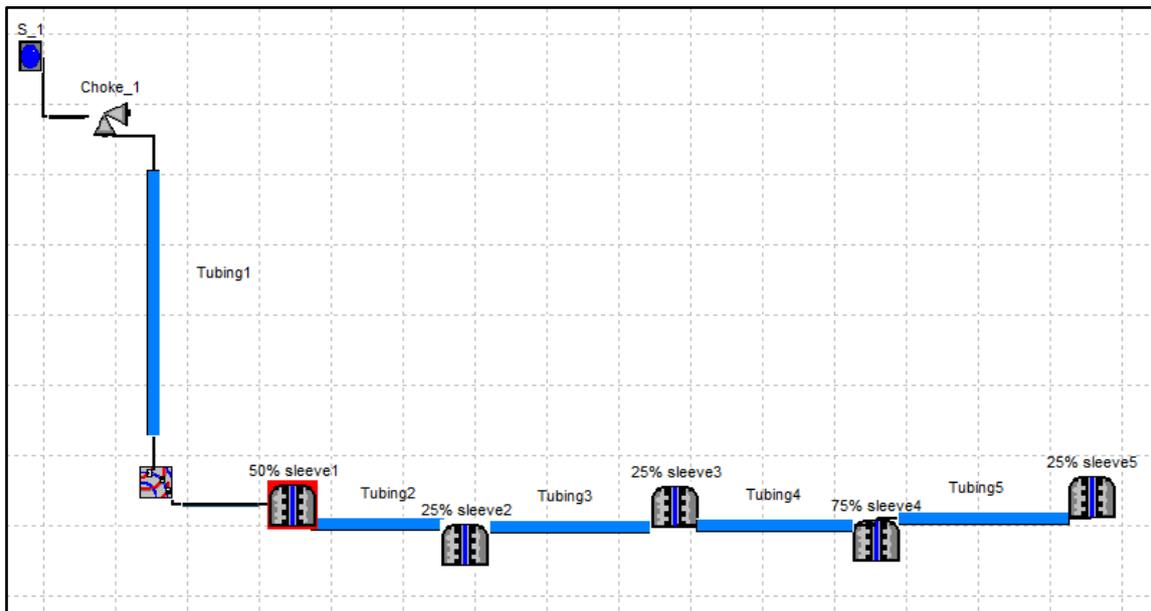


Figure V. 26: Modèle de la complétion après la fermeture de la 1^{ère} sleeve 50%.

Tableaux V. 9: Résultat de la simulation après la fermeture de 1^{ère} sleeve.

duse(mm)	oil rate (m3/h)	PWF	gas rate (m3/h)	GOR	WHP
11	3,1647	144,6336	4 150,43	1311,475	85,3172
14	3,6161	115,0195	4 741,65	1311,260	61,3703
18	3,9391	89,6381	5 164,63	1311,119	40,9971
20	4,03	81,5082	5 283,76	1311,106	34,7236
26	4,1582	68,9925	5 451,64	1311,056	25,8015

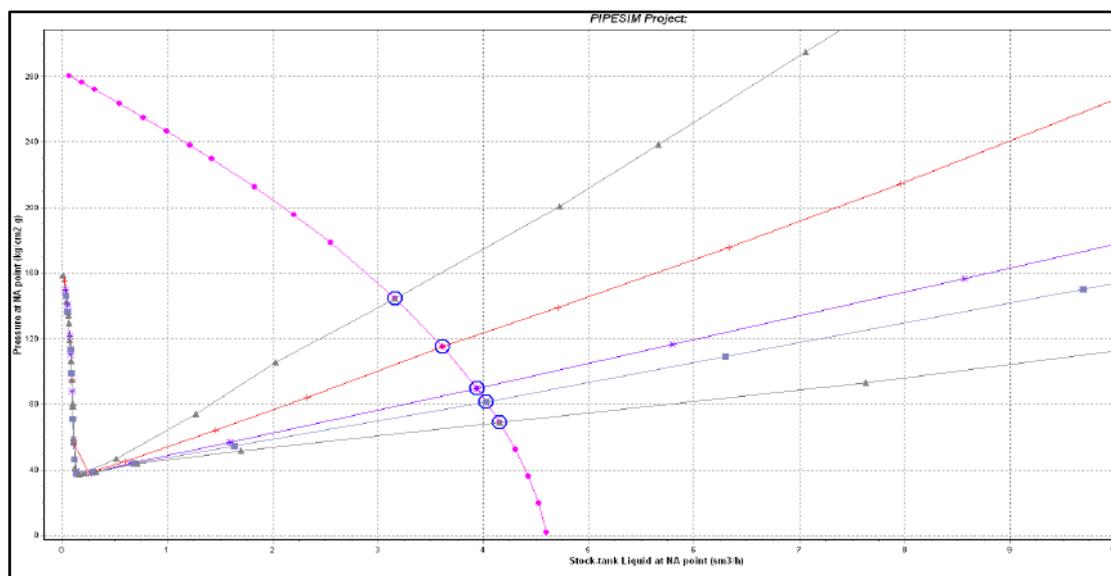


Figure V. 27: Effet du diamètre de duse après la fermeture de la 1^{ère} sleeve.

La courbe montre l'augmentation de la production d'huile pour le diamètre de duse (11mm) après la fermeture de la première sleeve à 50% et la réduction du débit de gaz produit.

- 2^{ème} cas : Fermeture de la première sleeve à 50% et la deuxième sleeve à 25% (à 3590 m).

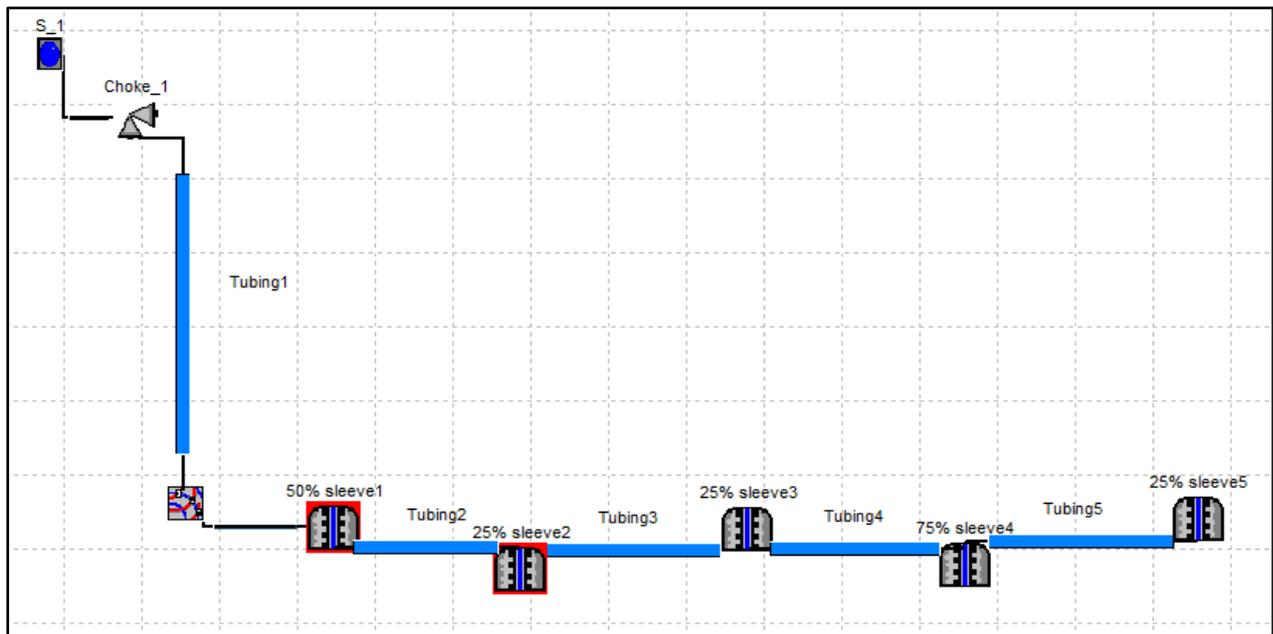


Figure V. 28: modèle de complétion avec fermeture des sleeves (1) et (2).

Tableaux V. 10: Après la fermeture de 1^{ère} et 2^{ème} sleeves.

duse(mm)	oil rate (m3/h)	PWF	gas rate (m3/h)	GOR	WHP
11	3,0314	103,9343	2 003,78	661,0094	49,5018
14	3,2241	83,9337	2 131,16	661,0092	33,8442
18	3,3137	73,4073	2 190,34	660,9960	25,6255
20	3,3362	70,5957	2 205,23	661,0019	23,5527
26	3,3681	66,4896	2 226,29	660,9931	20,5242

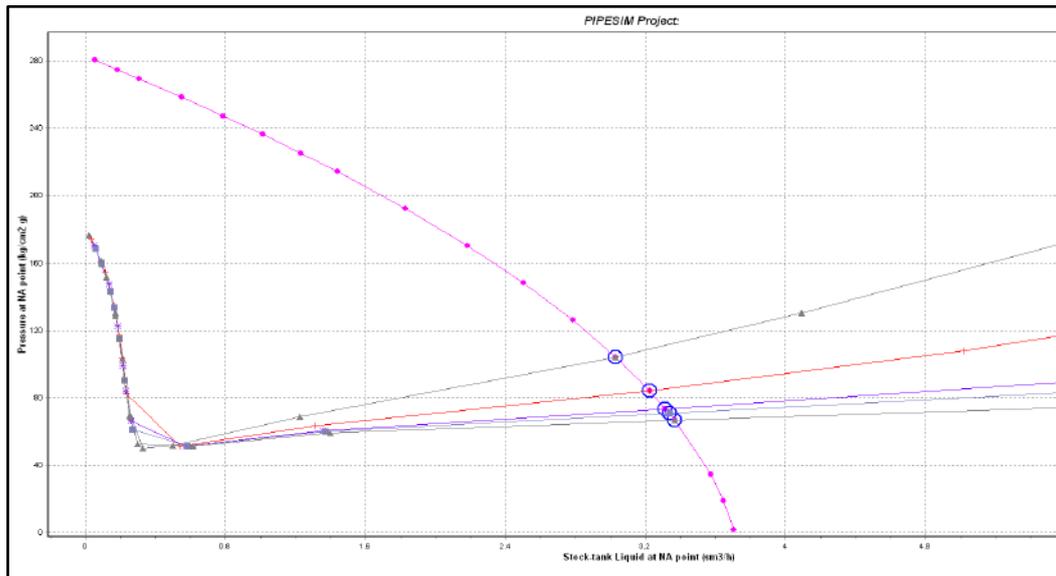
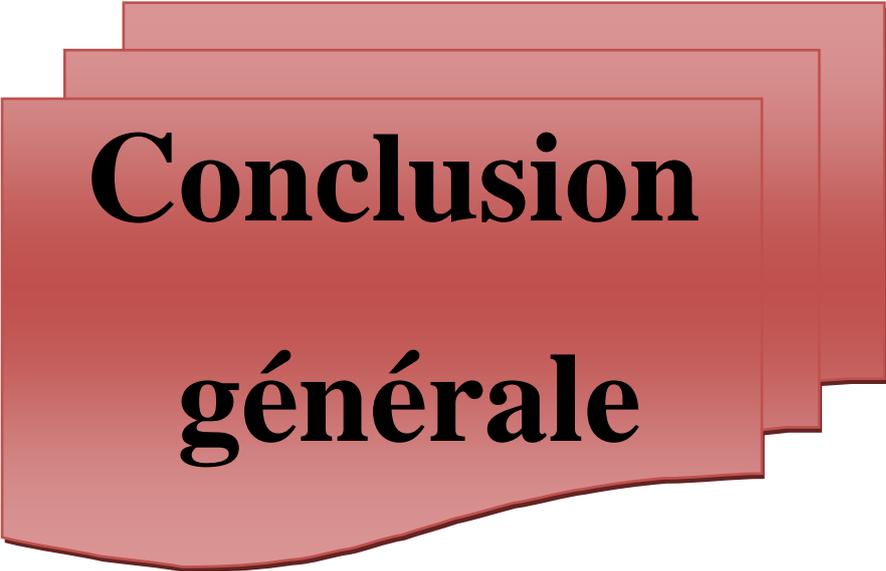


Figure V. 29:l'effet de variation du diamètre de duse sur la productivité après la fermeture de 1^{ère} et 2^{ème} sleeves.

D'après les résultats obtenus de la simulation du puits avec la fermeture de la sleeve (1) et (2), on remarque une diminution importante du débit de gaz avec un débit moyen d'huile ce qui nous permet d'exploiter le puits sans avoir de problèmes dans le réseau de surface suite à l'excès du gaz.



**Conclusion
générale**

Conclusion

Le travail effectué dans cette étude se concentre sur la sélection des puits candidats pour la descente d'une complétion « semi-intelligente » ou appelée « sélective », L'application de cette technique dans le champ de Hassi Messaoud est devenue indispensable vue le nombre important des puits en percée d'eau et de gaz.

Cette étude nous a permis d'enrichir nos connaissances, avoir un aperçu général sur l'aspect « Reservoir Management », les types de complétions, les outils de diagraphie et nous mène à tirer les conclusions suivantes :

- Localisation des zones d'intérêt et des zones en percée de gaz avec l'outil de diagraphie de production FSI.
- L'utilisation du logiciel de simulation « PIPESIM » pour construire des modèles de différents scénarios de l'état actuel du puits et de prédire son comportement dans le future.
- La descente d'une complétion sélective dans le puits MDZ627 nous a permis de réduire le débit élevé du gaz qui entraîne une baisse de production du 16279m³/h à 3389m³/h avec une duse de 14mm par l'isolation de la zone en percée par un tube plein situé entre deux packer gonflables.
- Le contrôle de la production d'huile par zone du puits qui mène à une production optimisée à long terme (diamètre de duse optimal).
- Améliorer la productivité des zones à faible contribution en faisant des traitements matriciels sélectifs ou des opérations de fracturation hydraulique des zones cibles et éviter les zones en percée de gaz.
- Diminuer la charge due à l'excès de gaz sur le réseau de surface (manifold, séparateurs).
- Réduire le nombre d'interventions de nettoyage par snubbing ou coiled tubing sur le puits.
- Réduire les couts d'exploitation des puits et par conséquent augmenter le prix de revient du baril.
- La possibilité d'optimiser et de cibler l'injection d'eau ou de gaz dans les drains du réservoir pour avoir un balayage efficace et aussi un maintien de pression de gisement, le cas des puits injecteurs.

Recommandation

Pour une meilleure exploitation du puits MDZ627 et avoir un gain de production, on recommande de suivre les étapes suivantes :

- Optimiser le débit d'injection du gaz des puits injecteurs MD170 et MD354 avoisinant du puits MDZ627 pour éliminer ou minimiser la percée du gaz.
- Exploiter le puits avec une duse 18mm pour avoir un débit d'huile stable de 5.51m³/h et un débit de gaz de l'ordre de 3645m³/h.
- Faire des jaugeages régulièrement pour suivre l'évolution de la production du puits (migration du gaz vers les autres intervalles).
- Prévoir la fermeture des sleeves (1) et (2) pour minimiser la quantité de gaz qui provienne du premier intervalle en cas de migration.



Annexes

Les opérations appliquées dans le puits MDZ627 :

Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
20/04/2017	20/04/2017	OPERATION_SPECIALE	Close sleeves Kick off
18/04/2017	18/04/2017	OPERATION_SPECIALE	Tube Clean
21/03/2017	21/03/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean Out,
02/03/2017	02/03/2017	DIAGRAPHIE	-----
01/03/2017	01/03/2017	Opérations effectuées Sur mdz627	Clean Out
27/02/2017	27/02/2017	DIAGRAPHIE	-----
25/02/2017	25/02/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean out
15/02/2017	15/02/2017	WIRELINE	Controle
05/01/2017	05/01/2017	OPERATION_SPECIALE	Kick Off
03/01/2017	03/01/2017	OPERATION_SPECIALE	Open shiftingsleeves
01/01/2017	01/01/2017	OPERATION_SPECIALE	Clean Out with Reformat+TW
22/11/2016	24/11/2016	DIAGRAPHIE	-----
27/10/2016	27/10/2016	DIAGRAPHIE	-----
06/10/2016	06/10/2016	DIAGRAPHIE	-----
02/10/2016	02/10/2016	WORKOVER	-----
06/08/2016	06/08/2016	OPERATION_SPECIALE	Neutralisation
03/08/2016	03/08/2016	DIAGRAPHIE	-----
18/06/2016	18/06/2016	OPERATION_SPECIALE	Coiled tubing Logging (FSI)
18/06/2016	18/06/2016	DIAGRAPHIE	-----
16/06/2016	16/06/2016	OPERATION_SPECIALE	CT Logging Montage + Test
24/05/2016	24/05/2016	OPERATION_SPECIALE	FSI
19/05/2016	19/05/2016	OPERATION_SPECIALE	Clean Out
27/04/2016	27/04/2016	WIRELINE	Mesure de pression PFD
11/10/2015	11/10/2015	WIRELINE	Mesure de pression LBU
01/10/2015	01/10/2015	WIRELINE	Mesure de pression LBU
24/09/2015	24/09/2015	WIRELINE	Mesure de pression LBU
09/09/2015	09/09/2015	WIRELINE	Mesure de pression LBU
10/04/2015	10/04/2015	WIRELINE	Grattage Controle
04/04/2015	04/04/2015	WIRELINE	Mesure de pression PFS
11/02/2014	11/02/2014	OPERATION_SPECIALE	Active DTS Day 2
10/02/2014	10/02/2014	OPERATION_SPECIALE	Active DTS
09/02/2014	09/02/2014	OPERATION_SPECIALE	Horizontal Open Hole Clean Out
11/07/2013	11/07/2013	WIRELINE	Controle
26/03/2013	26/03/2013	WIRELINE	Mesure de pression LBU
11/03/2013	11/03/2013	WIRELINE	Mesure de pression LBU
24/02/2013	24/02/2013	WIRELINE	Grattage Controle
16/12/2012	16/12/2012	WIRELINE	Mesure de pression PFD
16/12/2012	16/12/2012	WIRELINE	Grattage Controle
14/12/2012	14/12/2012	WIRELINE	Mesure de pression PFD
18/06/2012	18/06/2012	OPERATION_SPECIALE	PLT
17/06/2012	17/06/2012	DIAGRAPHIE	-----
17/06/2012	17/06/2012	DIAGRAPHIE	-----
17/06/2012	17/06/2012	OPERATION_SPECIALE	DummyRun
15/06/2012	15/06/2012	OPERATION_SPECIALE	Clean out en vue de PLT
28/05/2012	28/05/2012	WIRELINE	Controle
22/02/2012	22/02/2012	OPERATION_SPECIALE	Clean out
14/02/2012	14/02/2012	WIRELINE	Controle
24/11/2011	24/11/2011	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
25/08/2011	25/08/2011	OPERATION_SPECIALE	Kill Well
17/06/2011	17/06/2011	WIRELINE	Controle
27/02/2011	27/02/2011	WIRELINE	Mesure de pression LBU
16/02/2011	16/02/2011	WIRELINE	Mesure de pression LBU
15/02/2011	15/02/2011	WIRELINE	Mesure de pression SBU
04/12/2010	04/12/2010	WIRELINE	Controle
23/11/2010	23/11/2010	OPERATION_SPECIALE	C out
01/09/2010	01/09/2010	WIRELINE	Controle
10/06/2010	10/06/2010	OPERATION_SPECIALE	C out
23/03/2010	23/03/2010	DIAGRAPHIE	-----

Les donnés PVT :

Pression	Masse Volumique	Z	Bg
Kg/Cm2	g/Cm2		m3/m3
562,4	0,663		
492,1	0,656		
421,8	0,648		
351,5	0,638		
281,2	0,626		
230,0	0,616		
210,9	0,612		
196,9	0,609		
182,8	0,606		
168,7	0,603		
154,7	0,6		
149,7	0,599		
126,5	0,615	0,83	0,009
105,5	0,625	0,836	0,011
84,4	0,637	0,846	0,014
63,3	0,652	0,86	0,019
35,2	0,672	0,905	0,036
0,0	0,756	0,986	1,307

Pression	Bo Corrigé	Rs Corrigé
Kg/Cm2	v/v	v/v
562,4	1,586	181,9
492,1	1,603	181,9
421,8	1,624	181,9
351,5	1,651	181,9
281,2	1,681	181,9
230	1,707	181,9
210,9	1,719	181,9
196,9	1,726	181,9
182,8	1,735	181,9
168,7	1,746	181,9
154,7	1,754	181,9
149,7	1,758	181,9
126,5	1,658	152,2
105,5	1,591	128,8
84,4	1,522	105,8
63,3	1,450	84,7
35,2	1,346	53,6

Pression	Viscosité
Kg/Cm2	Cp
562	0,313
492	0,292
422	0,273
352	0,254
281	0,234
230	0,22
211	0,215
176	0,204
150	0,197
127	0,219
106	0,244
84	0,268
63	0,295
35	0,34
1	0,728

L'opération Work over :

Le Work Over est une reprise du puits qui nécessite l'utilisation d'un appareil de forage. Il consiste à effectuer une suite d'opérations qui varient selon les situations rencontrées.

Non seulement les opérations varient mais aussi les instruments et les outils appropriés.

Dans notre étude l'exploitation du puits «**MDZ627**» est perturbée par la production importante en gaz (des rapports de GOR excessivement élevés) et ce depuis sa mise en production. Afin de pallier aux problèmes causés par la production élevée du gaz, une complétion intelligente a été proposée pour équiper le puits initialement laissé en open hole en guise de retarder et/ou réduire l'évolution du GOR et améliorer la production. L'objectif de cette intervention au WO est de compléter le puits par une complétion de type intelligente.

Déroulement de l'opération :

- Neutralisation du puits avec une boue à huile de densité **0.96*** (**Majorée suite GOR élevé**).
- Pencher le tubing de production **Tbg 4"1/2** et circulation de la totalité du puits.
- Observer la stabilité du puits si négatif ajuster la densité du puits.
- Remonter la colonne de production "**Tbg 4"1/2**".
- Fraisage du Packer.
- Contrôler et tester l'état et l'intégrité de l'ensemble des casings.
- Réparer les communications éventuelles.
- Nettoyage et contrôle de fond du puits jusqu'à la TD.
- Circuler une fois au fond avec des bouchons visqueux.
- Remonter la garniture jusqu'au **sabot 7"** puis redescendre jusqu'au fond afin d'assurer un passage libre sans friction. En cas de pose, procéder au ré forage de la zone jusqu'au avoir un passage libre pour la garniture sans rotation.
- Effectuer les opérations électriques nécessaires pour la descente de ce type de complétion.
- Contrôle du drain de nouveau jusqu'au fond avec un outil de 6".
- Préparer et descendre l'ensemble de la complétion sélective selon la procédure préconisée par Halliburton.
- TOP DTM.

La méthode d'ouverture et fermeture des sleeve :

Le shifting tool est conçu pour positionner sélectivement un sleeve. Il peut déplacer le sleeve de fermeture multiple ouvert et / ou fermé à n'importe quel niveau de la corde du tube sans changer d'autre sleeve de fermeture. Il est attaché à un cordon de coiled tubing ou à une pipe articulé et actionné hydrauliquement.

- **Pour ouvrir le sleeve:**

Les clés sont maintenues en position rétractée tout en courant par les clés retenues. La shifting tool est abaissée à un point situé sous le sleeve désiré. La pression est appliquée à la shifting tool, en déplaçant les clés et en relâchant les clés. Une attelage vers le haut de l'outil avec les clés engagera le sleeve de fermeture et le déplacera vers la position ouverte. Les clés ont un profil auto-relâché et se libèrent lorsque le sleeve de fermeture est ouvert. Une fois que la pression est relâchée, les clés seront rétractées et les retenues des clés maintiennent les clés en position rétractée. Les clés restent rétractées jusqu'à ce que la pression soit à nouveau appliquée.

- **Pour fermer le sleeve:**

Les clés sont maintenues en position rétractée tout en fonctionnant par les retenues des clés. La shifting tool est abaissée à un point au-dessus de la sleeve souhaitée. La pression est appliquée à la shifting , en déplaçant les clés et en relâchant les clés. Une pression vers le bas sur l'outil avec les clés engagera le sleeve de fermeture Sleeve et le déplacera vers la position fermée. Les clés ont un profil auto-relâché et se libèrent lorsque le sleeve de fermeture est fermé. Une fois que la pression est relâchée, les clés seront rétractées et les retenues des clés maintiennent les clés en position rétractée. Les clés restent rétractées jusqu'à ce que la pression soit à nouveau appliquée.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] IRARA (2017), département Technique puits service étude et programme.
- [2] Reservoir stimulation schlumberger.
- [3] Groupement SONATRACH. AGIP Projet Formatif BRN-ROD OPERATION INTEGREE.
- [4] Mémoire de « Complétion d'un puits producteur d'huile à HBK » Université de Ouargla 2005.
- [5] Petrophysical Evaluation for selected wells of the « Hassi Messaoud field, Algeria. 2009 Dallas, Texas, USA ».
- [6] Mohamed Otmanine, Maximize Horizontal Well Oil recovery with the aid of Intelligent Completion System, Algeria. 2010 Msc thesis. Reservoir Engineering. Robert Gordon University, UK.
- [7] <http://www.halliburton.com/en-US/ps/well-completions/horizontal>.
- [8] PIPESIMTM Multiphase flow simulator 2012 manual.
- [9] BEGGS,D,H. Production Optimization: Using NODAL Analysis. 2nd ed., 2005 Tulsa, Oklahoma, USA: OGCI and PetroSkills Publications.

Résumé

Dans le domaine de la production des hydrocarbures, la maîtrise des ressources revêt une importance capitale.

L'optimisation du puits horizontal MDZ627 par la complétion « semi-intelligente » a donné une amélioration de productivité et une réduction de l'afflux des fluides indésirables (percée de gaz et d'eau), qui sont considérés comme les principales causes du déclin de la production.

Ce travail consiste à appliquer l'analyse nodale pour faire un calage du modèle de réservoir. Le modèle calé est utilisé dans la prédiction de la performance du puits en fonction des différents scénarios de production à l'aide du logiciel PIPESIM.

Mots clés : Complétion « semi-intelligente », FSI, corrélations, analyse nodale, optimisation, PIPESIM.

Abstract

In the field of hydrocarbon production, the resources mastering is critical.

The optimization of MDZ627 horizontal well by the "semi-intelligent" completion resulted in improved productivity and reduced unwanted fluid inflow (water shut off and gas shut off) which are considered the main causes of the decline in production.

This work involves applying the nodal analysis to calibrate the reservoir model. The calibrated model is used in the prediction of the performance of the well according to the different production scenarios using the PIPESIM software.

Key words: "semi-intelligent" complement, FSI, correlations, nodal analysis, optimization, PIPESIM.

المخلص

في مجال إنتاج النفط و الغاز، إتقان الموارد هو أمر بالغ الأهمية. و تحسين البئر (MDZ 627) بالتجهيز الشبه ذكي أعطى تحسين في إنتاجية البئر للنفط و حد من تدفق السوائل الغير مرغوب فيها (اختراق الغاز و الماء) التي تعتبر من الأسباب الرئيسية في تراجع الإنتاج.

ويشمل هذا العمل تطبيق التحليل العقدي لمعايرة نموذج حقل البترول، ويستخدم هذا النموذج المطابق في التنبؤ بالأداء الجيد للبئر وفقا لسيناريوهات الإنتاج المختلفة باستخدام برنامج (PIPESIM).

كلمات البحث: التجهيز "الشبه ذكي"، (FSI)، الارتباطات، التحليل العقدي، التحسين.