

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 :

Chetioui ABDELKARIM , Slimani SALIM , Frioua SARHANE

-THEME-

**le blocage de la venue du gaz dans la zone 1B du
champ de Hassi Messaoud par la complétion
intelligente cas du puits MDZ627**

Soutenue le : 30 /05 /2017 devant la commission d'examen

Jury:

President : Mr. .Khebbaz MOHAMED ELGHALI
Examineur : Mr. Frohate RACHID
Encadreur : Mr . Miloudi MUSTAFA

Univ. Ourgla
Univ. Ourgla
Univ. Ourgla

Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Allah le tout puissant de nous avoir donné la puissance et la force nécessaire pour achever ce travail.

Ce travail a été dirigé par Mr. Mustafa Miloufi notre encadreur. Qu'il trouve ici le témoignage de nos profondes gratitudees pour ses conseils, ses remarques, et sa disponibilité tout au long de ce travail. Nous tenons à lui exprimer notre profonde reconnaissance pour sa patience et son orientation ficelée.

Nous adressons notre gratitude à Ms Bachir Salhi pour toute l'attention et l'aide qu'ils nous ont accordée. aussi bien les discussions que nous avons eu la chance d'avoir avec lui, et par ses paroles, ses conseils et ses critiques a guidé nos réflexions.

nos remerciements vont également à Abdel Rahman ben Hadi et Abdelhak Hmarhoum pour leurs accueille, et pour les conseils stimulants que nous avons eu l'honneur de recevoir de leurs parts

Nous voudrions présenter nos sincères reconnaissances les plus distingués à tous les enseignants de département d'hydrocarbures, qui ont assuré notre formation durant tout le cycle d'étude.

Enfin, ces remerciements ne seraient pas complets sans mentionner nos parents Pour leurs encouragements et leur assistance aussi bien matérielle que morale.

Chetioui abdulkarim, slimani salim et Frioua sarhane



Dédicaces

On dédie ce modeste travail à :

*Nos parents qui nous ont soutenus tous le long de cycle
pédagogique, pour leurs amours, leurs encouragements,
soutiens et sacrifices.*

*Nos dédicaces s'adressent également à nos familles, nos
amies et collègues pour leurs inconditionnels soutiens.*



Résumé

Parmi les solutions employées pour remédier à la percée de gaz qui causent de forts GOR on cite comme exemple: la recombplémentation des puits avec un LCP (liner cimented perfored) ou liner mixte (blind liner+LPP pre-perforated liner), l'objectif de ces derniers est d'atténuer les conséquences des percées de gaz (gas breakthrough). Au début, ces solutions ont donnés de bons résultats dans certains puits qui ont déjà fourni une production appréciable. Mais malheureusement, après une certaine période de production le problème a apparu de nouveau, ce qui conduit à la fermeture du puits.

La technique moderne de la complétion intelligente (le puits intelligent) est de plus en plus avancée. Il convient de dire, qu'il est plus important d'assurer un débit optimal à travers, la surface de contact avec le réservoir (avec , Les vannes du contrôle d'intervalle)et ceci dans tout cas de figure (section horizontale, multi-drains ...).

Mots-clés : la percées du gaz, la complétion intelligente, le puits intelligent, Les vannes du contrôle d'intervalle (ICV).

Abstract

Among the solutions used to remedy the breakthrough of gases which cause strong GOR, the following example is given: the recomplementing of wells with a LCP (liner cimented perfored) or liner mixed (blind liner + LPP pre-perforated liner) Of the latter is to mitigate the consequences of gas breakthroughs. Initially, these solutions yielded good results in some wells that have already produced significant output. But unfortunately, after a certain period of production the problem appeared again, which led to the closure of the well.

Modern technique of intelligent completion (smart well) is more and more advanced. It should be said that it is more important to ensure optimum flow through the surface of contact with the reservoir (by inflow control valve) and this in any case (horizontal section, multi-drains ...).

Keys words : Breakthrough of gas, intelligent completion , smart well, inflow control valve.

ملخص

من بين الحلول المستخدمة لمعالجة اختراق الغازات التي تتسبب في إنتاج كمية كبيرة من الغاز، يتم إعطاء المثال التالي: إعادة تجهيز الآبار بأنبوب مع الاسمنت ثم أحداث عدة ثقوب (بطانة اسمنت) أو بطانة مختلطة للتخفيف من عواقب اختراق الغاز. في البداية حققت هذه الحلول نتائج جيدة في بعض الآبار التي أنتجت بالفعل إنتاج كبير. ولكن للأسف، بعد فترة معينة من الإنتاج ظهرت المشكلة مرة أخرى، مما أدى إلى إغلاق البئر.

المعدات الذكية للإنجاز (البئر الذكي) هي أكثر تقدماً. وينبغي أن يقال أنه من الأهم لضمان التدفق الأمثل لابد من اتصال السطح مع الخزان و ذلك بواسطة صمام متابعة التدفق وهذا في أي حال (القسم الأفقي، مصارف متعددة ...).

الكلمات المفتاحية : اختراق الغاز, المعدات الذكية , البئر الذكي , صمام متابعة التدفق

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	VI
Liste des tableaux	XI
Symboles –Notation- Abréviations	XII
Introduction générale	01
Chapitre I : Présentation du champ Hassi Messaoud	
1- Historique du champ	02
2- Situation géographique	02
3- Situation géologique	04
4- Structure du champ	05
5- Zonation du champ	07
6- Caractéristique des fluides	07
Chapitre II : Le phénomène de percée de gaz et de l'eau dans le champ HMD	
1- Introduction	09
2. Aperçu général sur le phénomène de percée et ses impacts sur le potentiel des puits	09
3. Statistiques des puits en percée de gaz dans le champ HMD	11
4. Analyse de la zone 1B	12
4.1. Présentation de la zone	12
4.2. Analyse de la production d'huile	13
4.3. Analyse de l'injection	13
5. Les solutions utilisées	13
5.1. Pour les puits injecteur	13
5.2. Pour les puits producteurs	14
6. Conclusion	14

Chapitre III : La Complétion intelligente

1.Introduction	15
2. La technologie de la Complétion intelligente	15
3. Définitions	15
4. Les applications possibles de la technologie des puits intelligents	15
5.Historique du développement	16
6. Les principaux éléments de la Complétion intelligente	18
6.1. La vanne de contrôle d'intervalle (ICV)	18
6.2. Le packer d'isolation (Feed-through isolation packers)	19
6.3.Le contrôle, la communication et les câbles électriques	20
6.4. Les capteurs de fond	20
6.5. L'acquisition et le contrôle des données de surface (SDAC)	21
7. Les problèmes affectent les éléments de la Complétion intelligente	22
8. Les avantages des puits intelligents	22
8.1. Accélérer La production	22
8.2. Arrêter les fluides indésirables	22
8.3. Meilleures gestions du puits	23
8.4. Améliorer la description de réservoirs	23
8.5. Le contrôle d'eau et le gaz d'injection	23
8.6. Augmenter le facteur de récupération	24
8.7. Exploiter les champs marginaux	24

Chapitre IV : Etude de cas (Modélisation et résultat)

1.introduction	25
2.- Les critères de sélection des puits	25
3.Analyse des performances de puits MDZ627	25
3.1.Historique du puits MDZ627	25
3.2.Données de production	28
3.3.La profil du puits	29
4.les données de la FSI	31
5-Résultat de FSI	32
6-Modélisation de performance du puits MDZ627	33
6.1.definition	33
6.2.Construction du modèle du puits	33

6.3. application	34
6.3.1.Modèle trou ouvert	34
6.3.2.Modèle du puits intelligente	38
a- ICV (Interval Control Valve) ouvert	38
b- ICV (Interval Control Valve) dans la zone gazière ferme	41
7.Conclusion	44
Conclusion générale	45
Recommandations	46
Références bibliographiques	47

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.	3
Figure I.2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.	5
Figure I.3: Subdivision du gisement et zones de production.	7
Figure I.4 : Coupe stratigraphique de champs HASSI MESSAOUD.	8
Figure II.1: Phénomène de percée sur un puits producteur.	10
Figure II.2: les puits en percée de gaz dans le champ de Hassi Messaoud.	11
Figure II.3: Localisation de la zone 1B.	12
Figure II.4: Exemples d'une complétion avec un LC P et LPP.	14
Figure III.1: Design de la complétion dans un puits.	16
Figure III.2: Historique du développement de la Completion intelligente dans le monde.	17
Figure III.3: Vanne de contrôle d'intervalle (ICV).	19
Figure III.4: Packer d'isolation.	19
Figure III.5: Câbles de communication.	20
Figure III.6: Capteurs de fond.	21
Figure IV.1: Localisation du puits MDZ627.	26
Figure IV.2 : la complétion du puits MDZ627.	27
Figure IV.3 : Historique de GOR de MDZ627. débit d'injection de gaz MD170. Débit d'injection de gaz MD354.	28
Figure IV.4 : Profile du puits MDZ627.	29
Figure IV.5: Profil du puits avec des pics des fractures.	30
Figure IV.6: FSI et du puits MDZ627.	31
Figure IV.7: Modèle single branch de MDZ627.	34
Figure IV.8: Résultat de débit d'huile pour différent taille de dusse (trou ouvert).	35
Figure IV.9: Résultat de débit de gaz pour différent taille de dusse (trou ouvert).	36
Figure IV.10: Résultat de débit d'huile pour différent taille de dusse avec l'ICV ouverte (puits intelligent)	39
Figure IV.11 : Résultat de débit de gaz pour différent taille de dusse avec l'ICV ouverte (puits intelligent).	40
Figure IV.12 : Résultat de d'huile pour différent taille de dusse avec l'ICV fermée (puits intelligent).	42

Figure IV.13 : Résultat de débit de gaz pour différent taille de dusse avec l'ICV fermée (puits intelligent).

Liste des tableaux

Tableau	page
Tableau I.1: Propriété du fluide de réservoir dans le cas initiale.	07
Tableau II.1: Porosité moyenne par drains.	12
Tableau II.2: Perméabilité moyenne par drains.	12
Tableau IV.1: Résultats du test du puits MDZ627.	28
Tableau IV.2: Résultat de FSI de MDZ627.	32
Tableau IV.3: Propriétés du fluide pour le puits MDZ627.	33
Tableau IV.4 : Spécification de zones entrées dans PIPESIM.	33
Tableau IV.5 Résultat pour différent tailles de duse dans le cas de base (trou ouvert).	36
Tableau IV.6 : La comparaison entre de pression de fond de FSI et le modèle de PIPESIM.	38
Tableau IV.7 : Résultat pour différent tailles de duse dans le cas de ICV ouvert.	41
Tableau IV.8 : Résultat pour différent tailles de duse dans le cas de ICV fermée.	44

Liste des abréviations

API	American Petroleum Institute
BU	Test Build Up
C.F.P.A	Compagnie Française des Pétroles d'Algérie
FSI	Flow Scan Image
GOR	Gaz oil ration
GOM	le golfe du Mexique
HMD	Champ de Hassi Messaoud
IPR	Inflow Performance Relationships
ICV	Interval Control Valve
IP	Indice de productivité
LCP	Liner Cemented Perforated
LPP	Liner Pre-Perforated
MRC	Maximal Réservoir Contact
MCP	packer multi contrôle
PVT	pression volume température
S.N.RE.P.AL	Société Nationale de Recherches de Pétrole en Algérie
SE	Sud-Est
SDAC	L'acquisition et le contrôle des données de surface
VAN	Valeur actuelle nette

Notions et symboles

WHP	well head pressure (kg/cm ²)
P _{wf}	Pression du fond de puits (kg/cm ²)
B _o	Facteur volumétrique du fond de l'huile (kg/cm ²)
P _r	Pression de réservoir (kg/cm ²)
T _R	Température de réservoir (kg/cm ²)
P _b	Pression de bulle (kg/cm ²)
R _s	Solution (or dissolved) gas oil ration (sm ³ /sm ³)
ρ _o	La masse volumique d'huile (°API)
μ _o	La viscosité d'huile (cPo)
μ _g	La viscosité de gaz (cPo)
dQ _o c.s	Débit de huile dans les conditions de surface (m ³ /D)
dQ _o res	Débit de huile dans les condition réservoir (m ³ /D)
dQ _g res	Débit de gaz dans les conditions de surface (m ³ /D)
dQ _g c.s	Débit de dans les conditions de réservoir (m ³ /D)
Z _g	Facteur de compressibilité de gaz
γ _o	Densité d'huile (°API)
γ _g	Densité de gaz (SG)

Introduction Générale

les puits horizontaux sont forés pour accroître la production et les réserves récupérables et ils sont considérés comme plus efficaces que les puits verticaux. Mais beaucoup d'entre eux souffrent de la percée importante en gaz et / ou en eau qui sont considérées comme les principales causes du déclin de la production.

Actuellement, la solution conventionnelle appliquée dans le champ de Hassi Messaoud pour atténuer la percée est la descente d'un LPP (liner pré-perforée) et LCP (liner cimenté perforé).

Les sociétés se concentrent maintenant sur l'utilisation de la technologie de la completion intelligente dans des puits horizontaux à trous ouverts(MDZ627) afin de ralentir l'afflux de liquides indésirables dans le puits et augmente ainsi la récupération du pétrole.

Actuellement, la nouvelle technologie de la completion intelligente qui a pour principe révolutionnaire la présence des vannes commandées à distance.

Les points suivants décrivent plus précisément les objectifs de cette étude :

1- Simulez le système physique avec deux modèles du puits MDZ627 , celui l'aussi de trou ouvert (situation de base), en second lieu sur un modèle de puits intelligent(cas optimisé). Ce travail devrait être effectué à l'aide d'un logiciel de simulation de représentation basé sur le principe de l' IPR (Inflow Performance Relationships) composé.

2- Une étude de comparaison devrait être faite entre les résultats des deux cas pour mesurer l'avantage qui peut être apporté de cette exécution de complétion.

Le mémoire est également réparti en quatre chapitres, le premier chapitre (**chapitre I**) on présente le champ de Hassi Messaoud du point de vue géologique et géographique, le deuxième chapitre (**chapitre II**) un exposé concernant les percées de gaz dans la zone 1B de champ du Hassi Messaoud, le troisième chapitre (**Chapitre III**) historique et développement, présentation de l'équipements , les avantages et les applications de la completion intelligente , le quatrième chapitre (**chapitre IV**) ce chapitre est le cœur du travail, cas d'étude d'une installation de la completion intelligente dans le puits horizontal de trou ouvert MDZ627, et finalement une conclusion et recommandation.

Chapitre I

Présentation du champ Hassi Messaoud

1. Historique du champ

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par le premier forage MD1, implanté suite à une campagne sismique de réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 Juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de ce forage , de l'huile dans les grès du Cambrien.

En Mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie) confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes:

- Au Nord la C.F.P.A (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie).
- Au sud la S.N.RE.P.AL (Société Nationale de Recherches de Pétrole en Algérie). Cela coupe le champ dans le sens Est-Ouest en deux parties sensiblement égales. [1]

2. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850 km Sud-Sud-Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne (**Figure I.1**). Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation:

En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante:

- 790.000 @ 840.000 EST
- 110.000 @ 150.000 Nord

CHAPITRE I: Présentation du champ Hassi Messaoud

En coordonnées géographiques:

- Au nord par latitude 3215°
- Au Sud par latitude 3130°
- A l'Est par la longitude 635°
- A l'ouest par la longitude 540° [1]

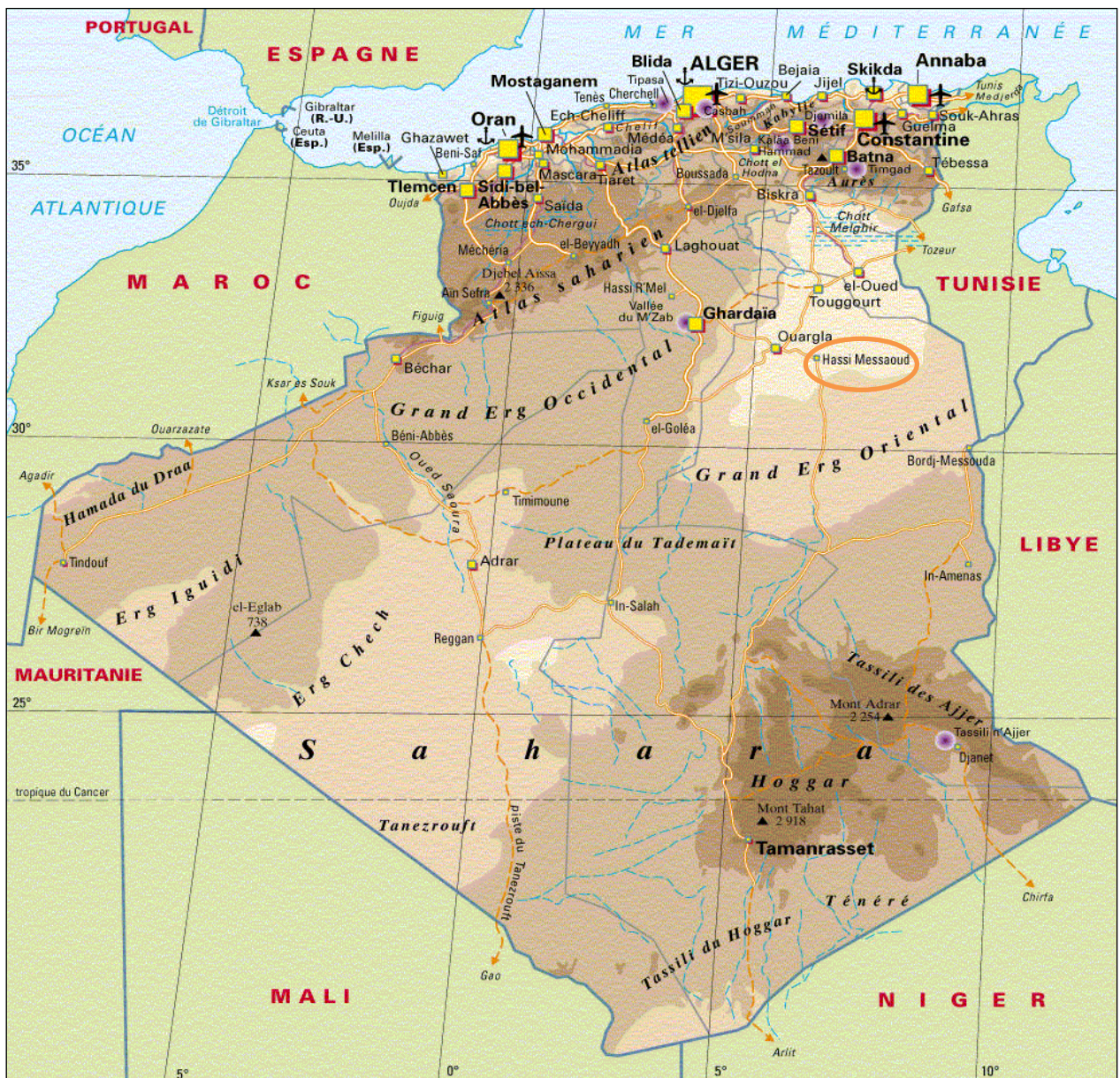


Figure I.1: Situation géographique du champ de HMD. [1]

3. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued Mya dans le district IV qui, par sa superficie et ses réserves, est la plus grande province pétrogazeifère. C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étend sur 53x44 km² de superficie.

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

A plus grande échelle, il est limité géologiquement :

- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Berkine.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- Al 'Ouest par la dépression d'Oued Mya . [1]

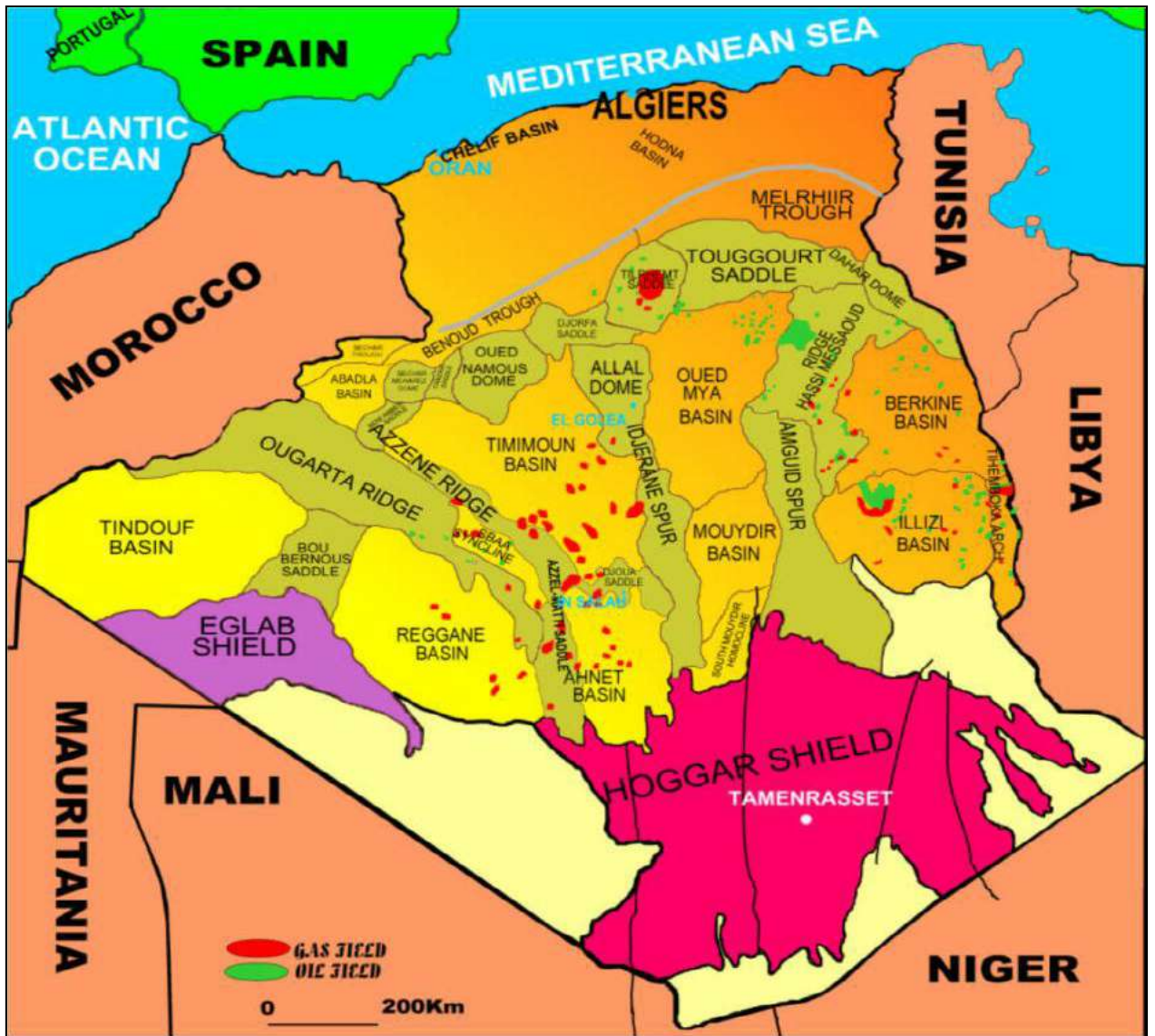


Figure I.2: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud. [1]

4. Structure du champ Hassi Messaoud

La structure du champ Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal sub circulaire de 45 km de diamètre, de direction Nord-Est Sud-Ouest. Il est partiellement fissuré, les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale. [1]

CHAPITRE I: Présentation du champ Hassi Messaoud

Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que d'autres failles qui sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest Sud-Est, ce qui fait ressortir le caractère tectonique.

- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir.

Les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques, aux fractures qui leurs sont associées.

- De point de vue caractéristique du réservoir, le gisement de Hassi Messaoud est défini dans une trilogie parfaite (Hétérogène) sur une verticale et sur un plan.

- Discontinu : par l'écoulement des fluides.

- Anisotrope : par la présence de silt. [1]

5. Zonation du champ

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

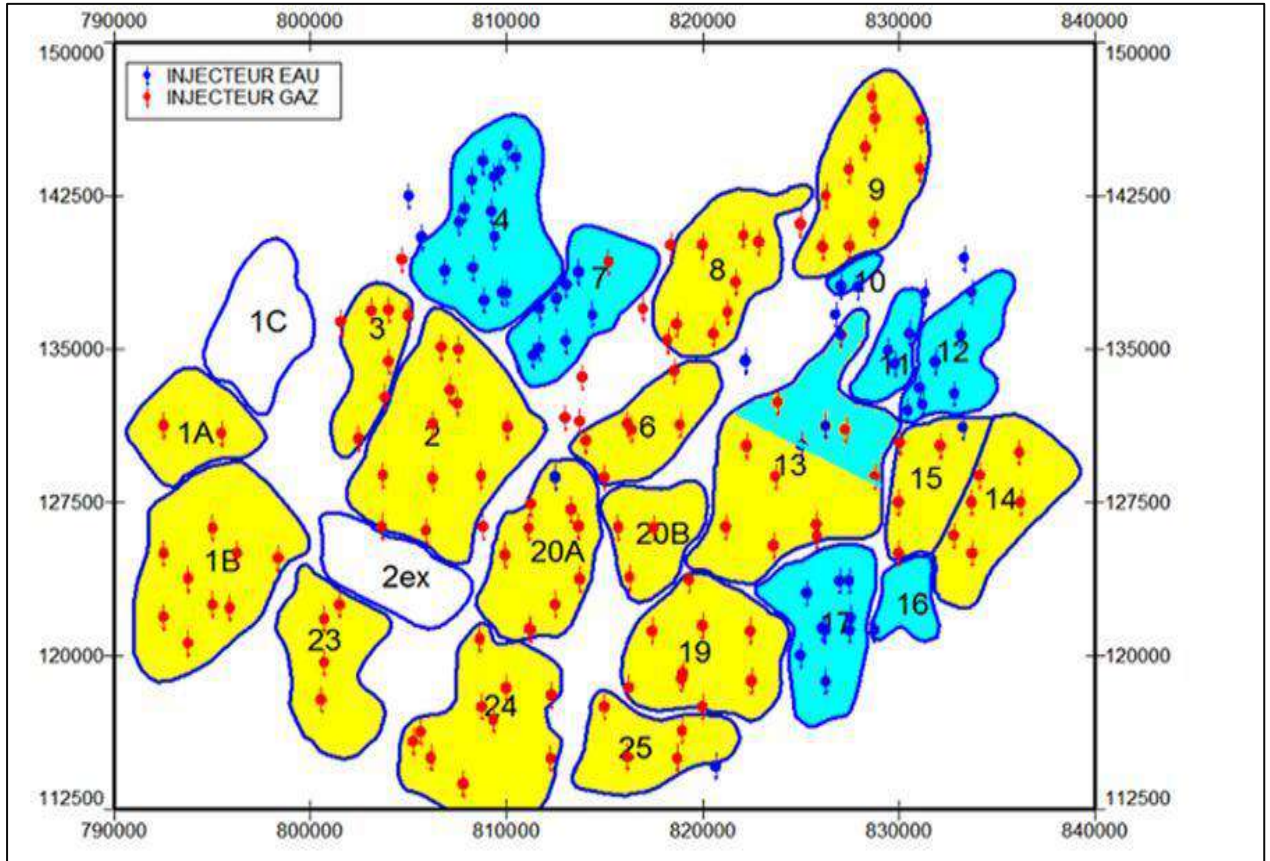


Figure I.3: Subdivision du Gisement et Zones de production. [3]

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones productives (**Figure I.3**). Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière du point de vue pression. [2]

6. Caractéristique des fluides dans le champ de Hassi Messaoud

Tableau I.1: propriété des fluides en l'état initial. [3]

P_{RI} (kg/cm^3)	T_R ($^{\circ}C$)	P_b (kg/cm^3)	R_{SI} (m^3/m^3)	B_{oi} ($rm3/sm3$)	μ_{oi} (cPo)	ρ_o ($^{\circ}API$)
482	120	150-200	180-240	1.52-1.695	0.22-0.335	44

CHAPITRE I: Présentation du champ Hassi Messaoud

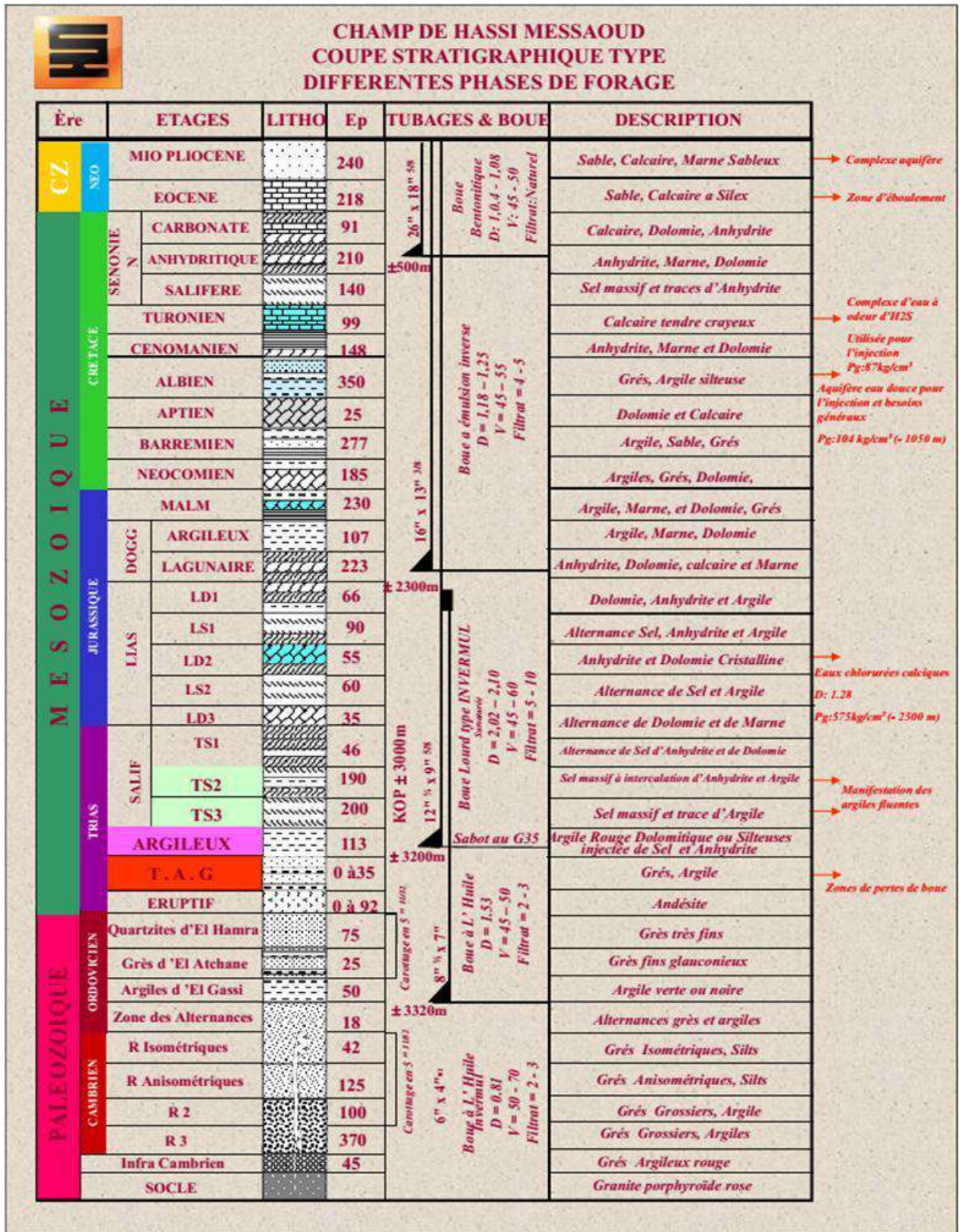


Figure I.4: Coupe stratigraphique de champs de Hassi Messaoud. [1]

Chapitre II

*Le phénomène de percée de gaz et de l'eau dans le
champ HMD*

1.Introduction

Plusieurs problèmes sont rencontrés dans les puits de champ de Hassi Messaoud comme l'endommagement, le problème de percée de gaz et /ou eau...etc.

Mais le problème de percée de gaz dans le champ HMD est le plus complexe par rapport aux autres problèmes ,dans ce chapitre nous essayons de donner une idée sur ce problème et leurs causes et conséquences, et l'examen des solutions actuellement utilisées pour éliminer ce problème et leur efficacité.

2. Aperçu général sur le phénomène de percée de gaz et ses impacts sur le potentiel des puits

Généralement dans n'importe quel gisement pétrolier la production diminue avec le temps suite à une déplétion naturelle (perte) d'énergie. Dans ce cas, pour maintenir la pression ou la production du champ, on fait appel à une récupération secondaire qui nécessite à injecter du gaz ou de l'eau dans le réservoir.

L'implantation des puits injecteurs de gaz ou de l'eau sera établie suite à une étude très approfondie pour une meilleure gestion du réservoir (maintien efficace).

Vu à la complexité du réservoir du point de vue structure, géologique, hétérogénéité de formation, faille...etc., l'efficacité d'injection ne sera pas satisfaisante et conduit à des problèmes qui affecteront directement le potentiel du puits. Les problèmes majeurs sont comme suit :

- L'inefficacité d'injection (faible support).
- Les percées de gaz (by-pass l'huile).
- Problème de sel et de sulfate de baryum ($BaSO_4$) dû à la présence d'eau et l'incompatibilité de l'eau injectée avec l'eau de formation.
- Les percées d'eau (alourdir la colonne de production et affecter la production). [2]

La figure ci-dessous illustre le phénomène de la percée de gaz ou de l'eau. (Figure II.1)

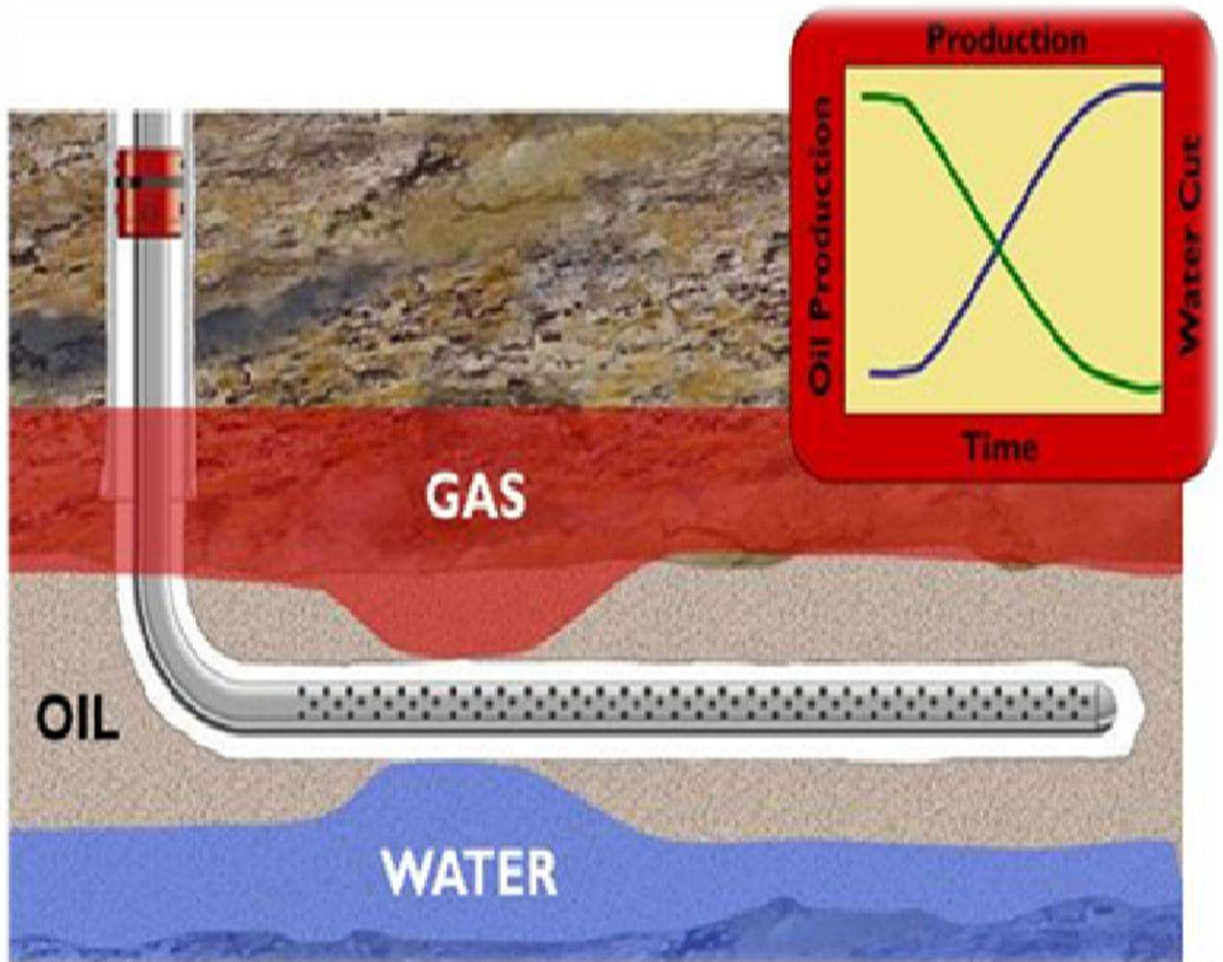


Figure II.1: Phénomène de percée sur un puits producteur. [4]

3. Statistiques des puits en percée de gaz dans le champ HMD

Les puits qui ont un maintien de pression par injection de gaz présentent généralement de bonnes performances de production, avec le temps un déclin rapide de la production des puits a été observé suite à la venue de gaz.

La pression du réservoir ainsi que l'historique d'injection de gaz et/ou de l'eau, confirme que le gaz et/ou l'eau produits proviennent des puits injecteurs voisins. La figure suivante (**Figure II.2**), montre les puits en percées de gaz. [2]



Figure II.2: les puits en percée de gaz dans le champ de Hassi Messaoud. [2]

4. Analyse de la zone 1B

4.1. Présentation de la zone 1B

La zone 1B est située à l'extrémité ouest du gisement de HMD. La figure ci-dessous illustre la localisation de la zone 1B. Elle est constituée de deux réservoirs principaux :

- Le réservoir isométrique.
- Le réservoir anisométrique. [3]

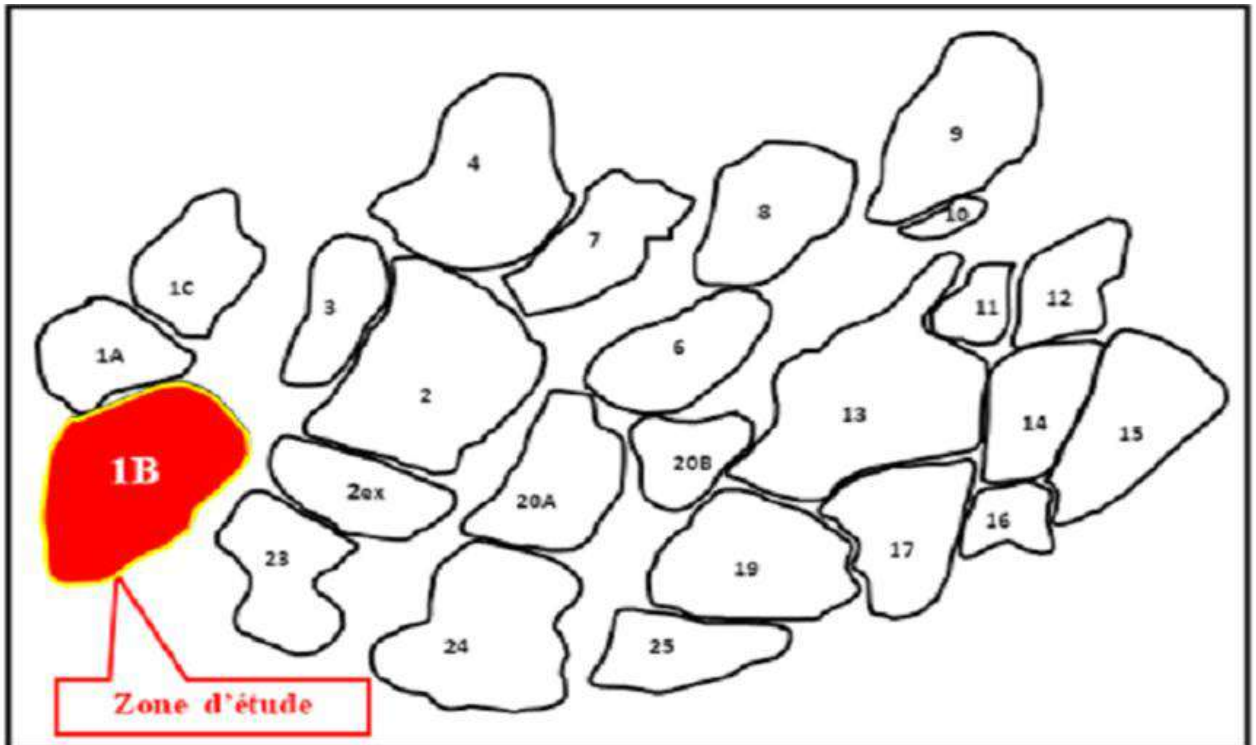


Figure II.3: Localisation de la zone 1B. [3]

Tableau II.1: Porosité moyenne par drains. [3]

Drains	D5	D4	D3	D2	ID
Porosité moyenne (%)	5.97	6.70	7.50	7.40	8.00

Tableau II.2: Perméabilité moyenne par drains. [3]

Drains	D5	D4	D3	D2	ID
Perméabilité moyenne (md)	2.5	7	3	6	3.5

4.2. Analyse de la production d'huile dans la zone 1B

La zone 1B comporte 69 puits (37 puits producteurs huile, 7 puits secs, 09 puits injecteurs de gaz, 2 puits inexploitable, un puits abandonné et 13 puits injecteur gaz lift). [3]

4.3.- Analyse de l'injection dans la zone 1B

Suite à une déplétion naturelle, et dont le but est de maintenir la pression du gisement de la zone, un programme de récupération secondaire a été lancé. Le maintien de pression se fait par l'injection du gaz dans les puits injecteurs tel que (MD170, MD354, MD145).

La plupart des puits commenceraient à avoir des venues de gaz, l'état de percée ainsi que la productivité diffère d'un puits à un autre.

Certains puits sont en percée excessive comme le puits MDZ627 avec un GOR de 5879 m³/m³. [3]

5. Les solutions utilisées

Les principales solutions qui ont été adoptées pour réduire le problème de percée de gaz (Gaz Breakthrough) et d'augmenter la récupération de l'huile sont citées ci-dessous:

5.1.- Pour les puits injecteur

Certaines solutions utilisées comme les premiers remèdes au niveau des puits injecteurs qui sont les suivants:

- Réduire le débit d'injection de gaz (cette réduction doit être étudiée).
- Fermer le puits injecteur qui a un impact direct sur le potentiel des puits voisins.
- Obturer les drains les plus perméables afin de permettre au gaz de passer à travers les drains moins perméables, pour obtenir un balayage efficace.

Les solutions précédentes ont donné de mauvais résultats en raison de:

- la fermeture des puits injecteurs, réduit le GOR des puits en percée, mais influence négativement sur les autres puits en arrêtant l'alimentation.
- L'effet de digitation du gaz limite l'efficacité de balayage en particulier dans les intervalles moins perméables. [3]

5.2. Pour les puits producteurs

a. Gas shut-off (arrêter le gaz) : a été faite dans les puits producteurs afin d'arrêter la venue de gaz à partir des intervalles bien déterminées, en utilisant un bouchon de gel , de polymère ou de ciment, pour arrêter l'arrivée du gaz et augmenter la récupération de l'huile.

B .Ré-compléter les puits avec un LCP ou avec un Liner mixte:

Ces techniques sont plus couramment utilisées pour résoudre les problèmes des percées dans le champ de HMD.

La figure (**Figure.II.4**) montre un exemple réel de ce type de réalisation sur deux puits horizontal et vertical équipés avec un LPP et LCP respectivement.[4]

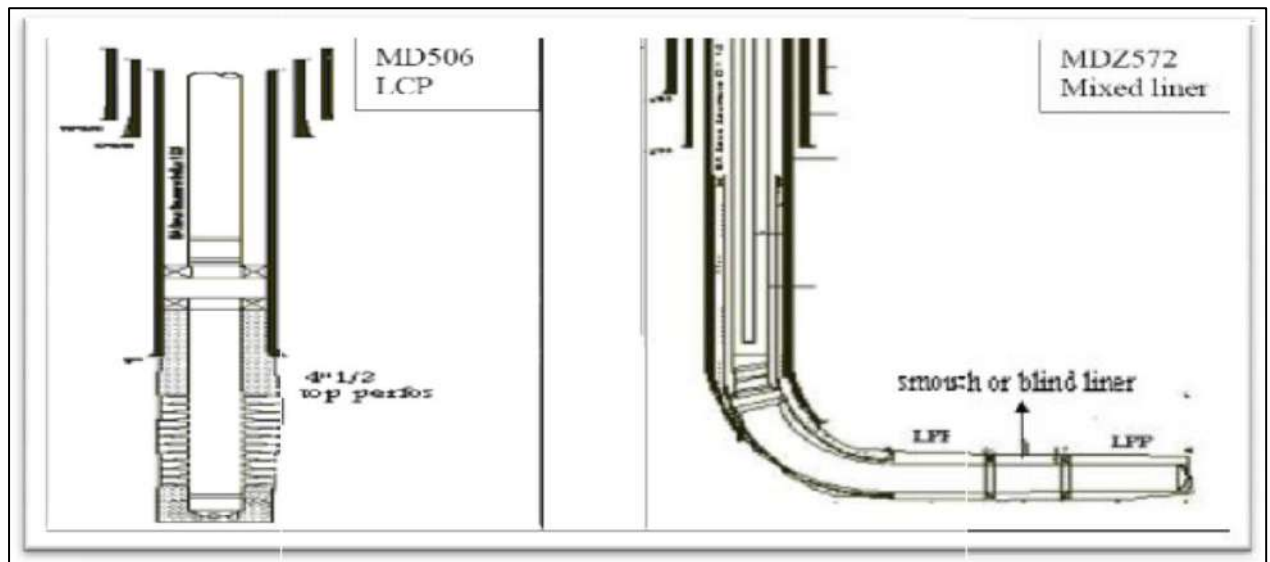


Figure II.4: Exemples d'une complétion avec un LCP et LPP. [3]

6.Conclusion

Les solutions conventionnelles donnent de bonnes performances contre le problème de percée, mais après une période de production les percées sont apparues de nouveau, car ces solutions sont considérées comme des solutions temporaires, ce qui nous a fait penser à une autre solution avec une meilleure performance en assurant le contrôle continu et le maintien des paramètres de production (débits de gaz et d'huile) . Les sociétés se concentrent maintenant sur l'utilisation de la technologie de completion intelligent. la troisième chapitre présenté ce technologie et leurs composants et le principe de fonctionnement.

Chapitre III

La complétion intelligente

1.Introduction

Le mot complétion de par son origine (de l'anglais "To complete"), 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, l'équipement du puits, sa mise en production et son évaluation, elle se compose par des équipements spécifiques.

2. La technologie de la complétion intelligente

La complétion intelligente des puits ou les puits intelligents est un système capable de collecter, transmettre et d'analyser les données de la complétion, de la production et de réservoir, et de prendre des mesures pour un meilleur contrôle des puits et le processus de production. La valeur de cette technologie est la capacité de faire modifier à distance les performances des zones complétées par le contrôle de débit et de surveiller la réponse par l'acquisition des données du fond du trou. [5]

3. Définitions

La complétion intelligente ou les puits intelligents a plusieurs définitions, en termes simples, elle peut être définie comme une complétion commandée à distance (à partir de la surface) avec des dispositifs qui permettent de contrôler le débit de production. La technique des puits intelligents peut être utilisée pour les puits producteurs ou injecteurs. La collecte des paramètres (débit, pression, température) se fait en temps réel par les jauges permanentes de fond (permanent downhole gauges). Un puits intelligent est défini aussi comme un puits non conventionnel équipé de capteurs au fond du trou et avec des vannes de réglage de débit qui permettent de régler à distance ou de modifier la production pour une meilleure gestion de réservoir.[5]

4. Les applications possibles de la technologie des puits intelligents

Comme mentionné ci-dessus, les principales caractéristiques des puits intelligents est de fournir l'opportunité de contrôler le débit des fluides provenant du réservoir tout en surveillant la pression et la température de ce dernier. Comme dans toute technologie dans les différents domaines d'industrie, les puits intelligents devraient être utilisés dans les zones avec des applications viables.[6]

5. Historique du développement

En 1994, un système de complétion a été développé pour commander un certain nombre d'outils au fond de trou et de transmettre des données à l'aide d'un réseau électrique installé en permanence. Les ICV's sont les premiers instruments qui bénéficient d'un tel système intelligent. Cependant, le système avait limité le choix des positions de la vanne, soit complètement ouverte ou fermée et deux autres positions intermédiaires.

Cependant, Gao et Al, dans une thèse citée par Okoyeagi (2007 p.23), a montré la première véritable la complétion intelligente en août 1997 à la plateforme de Saga Snorre Tension Leg dans la mer du Nord. En mai 2000, une vanne hydraulique de contrôle de débit a été installée avec succès dans le puits 30/9-B-38B (Figure. III.1). [7]

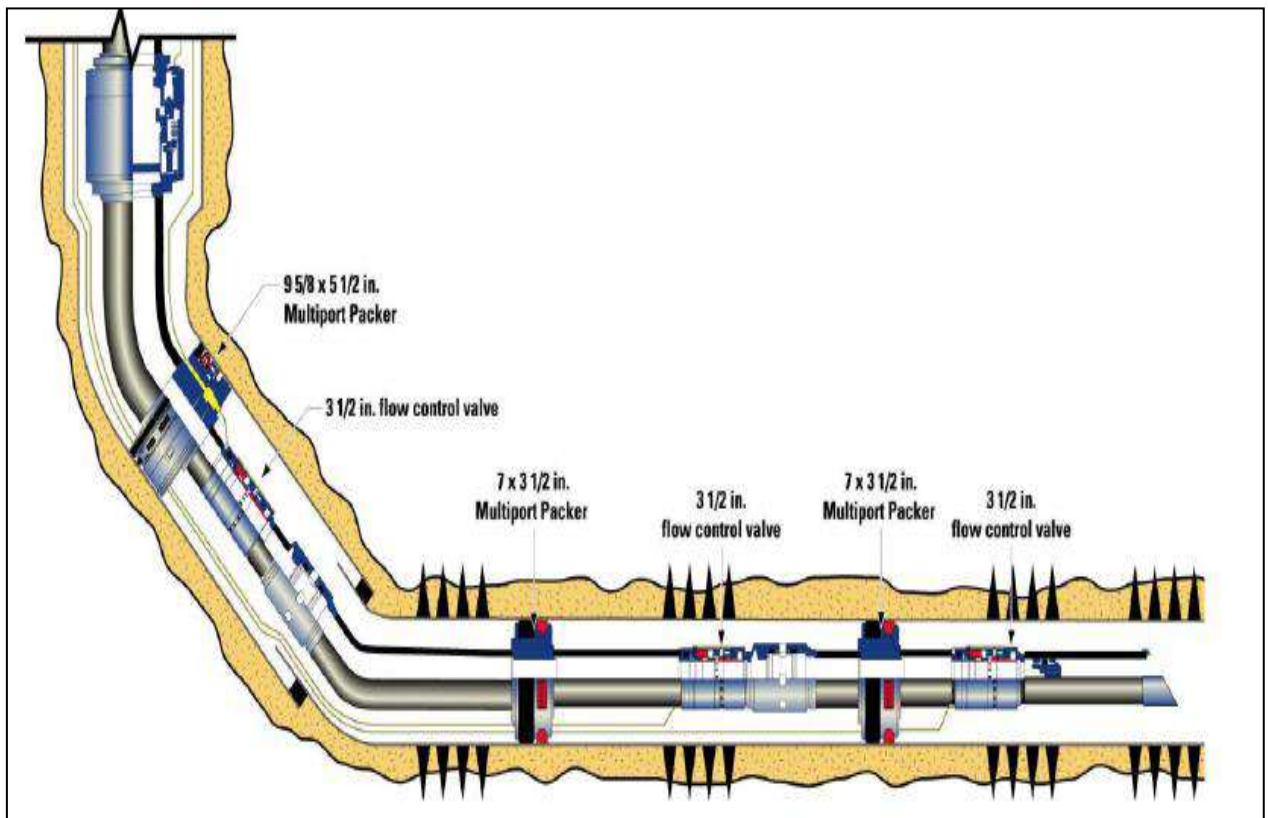


Figure III.1: Design de la complétion intelligente. [7]

Le système de complétion a été destiné pour contrôler le débit avec trois packers isolants dans un terrain sableux de champ d'OSEBERG; Off-shore en Norvège. À cause de la limitation de la capacité de traitement du gaz dans la plate forme, le débit de la partie supérieure a été ajusté par l'ICV, permettant de produire l'huile des zones basses, ce qui permet d'améliorer la production.

Dans le golf du Mexique (GOM), la première complétion intelligente a été installée en 1999 dans un réservoir constitué d'une formation sableuse latéralement et verticalement discontinue.

Dans le Moyen-Orient, en 2004 Saudi Aramco Company a foré un puits par forage en contact maximal du réservoir (MRC) dans le champ de HARADA. En 2008, le champ représente 32 puits forés par MRC, dont 28 puits multilatéraux équipés avec la complétion intelligente. Des études ont prouvé que l'utilisation de la complétion intelligente avec la technologie des multilatéraux va retarder les percées d'eau, et améliorer la récupération tout en réduisant les coûts d'exploitation. Par exemple, un système de complétion intelligente combiné avec la technique multilatérale installé dans le puits A21 HARADA a permis de réduire la production d'eau. La première application de cette technologie en Algérie a été réalisée dans le champ de Hassi-Messaoud au niveau du puits OMNZ 501 en 2009. Le graphe de la figure (Figure III.2), représente l'historique du développement des systèmes de la complétion intelligente dans le monde. [7]

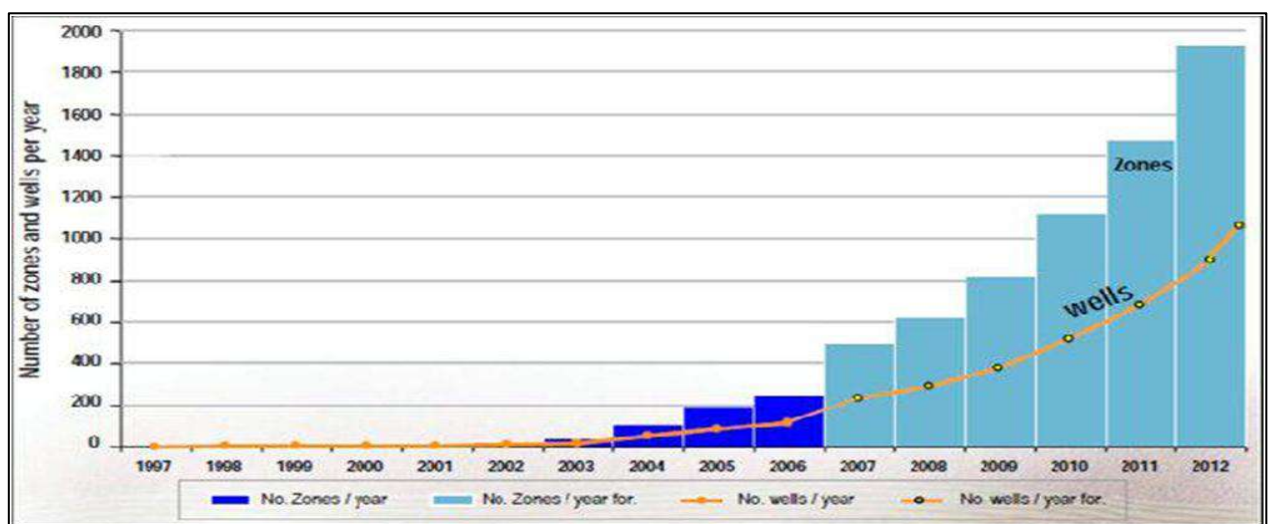


Figure III.2: Historique du développement de la complétion intelligente dans le monde. [7]

6. Les principaux éléments de la complétion intelligente

L'industrie admet généralement la définition d'une complétion intelligente, comme celle dans laquelle l'écoulement entrant(ou injection) est contrôlé au long de trou au niveau de réservoir, sans aucune intervention, et avec ou sans surveillance.

Pour réaliser cette complétion, les éléments suivants sont généralement requis:

6.1. Les vannes de contrôle d'intervalle (ICV)

Ce dispositif est utilisé pour fournir un contrôle précis d'écoulement dans la formation, elle comporte une duse fabriquée en carbure de tungstène avec une surface d'étanchéité métal-métal, ces vannes sont classées en fonction de la pression et diffèrent d'un sens à l'autre, elles comportent un mécanisme de verrouillage pour verrouiller la duse dans telle position en empêchant le fonctionnement accidentel dû aux conditions de fond.

Dans le cas d'un endommagement des lignes de commande hydrauliques, les ICV's sont «en état d'échec ». Pour revenir au système d'exploitation hydraulique de ces vannes, l'ICV est dotée d'un coulisse dans son profil pour lui permettre de se déplacer en utilisant le coiled tubing ou le Wireline. L'outil a également des surfaces polies à deux côtés pour permettre le placement d'un tube d'isolation à travers de toute duse endommagée. Les ICV's sont actionnées à l'aide d'un système électrique ou hydraulique où une force hydraulique est appliquée de chaque côté du piston à l'intérieur de l'ICV pour déplacer la vanne à la "position d'ouverture ou de la fermeture.

Il existe des lignes hydrauliques dans le puits pour contrôler chaque ICV en faisant varier la valeur de la pression hydraulique appliquée dans ces lignes, chacune de ces ICV's peut être fonctionnée sans affecter l'autre.

La chute de la pression dans la vanne dépend des modèles des ICV's, les types les plus communs sont :

- **Sub-critical valve:** créé en faisant l'écoulement de fluide à travers une restriction.
- **Labyrinthdevice :** forcer le fluide à entrer dans une série de canaux.
- **Spiral ICV:** l'écoulement de fluide prend la forme d'une spirale.
- **Autonomous ICV:** comme la configuration d'une spirale. [7]

Une ICV est montrée dans la figure (Figure III.3).



Figure III.3: Vanne de contrôle d'intervalle (ICV). [7]

6.2. Le packer d'isolation (feed-through isolation packers)

Son but est de réaliser le contrôle individuel des zones et d'assurer la séparation de la production des différentes couches, donc chaque zone doit être isolée de l'autre en utilisant les packers incorporés (packers incorporating feed-through) pour faciliter le contrôle, la communication et le passage des câbles électriques. La pression nécessaire à l'isolation c'est-à-dire la pression nécessaire à la fermeture de l'ICV est fournie par les raccords qui se trouvent au sommet des ports de by pass.

Les packers sont classifiés par la différence de pression entre le bas et le haut. L'exemple de MCP (packer multi contrôle) est montré dans la figure (Figure III.4). [7]

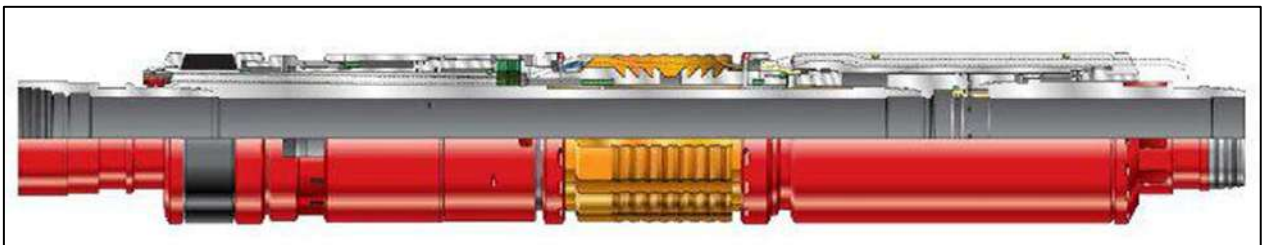


Figure III.4: Packer d'isolation. [7]

6.3. Le contrôle, la communication et les câbles électriques

La technologie actuelle des puits intelligents nécessite plusieurs dispositifs de contrôle et des conduites pour transmettre la puissance et les data pour surveiller le fond de puits. Ces dispositifs peuvent être fonctionnés hydrauliquement par des lignes de commande ou électriquement par des câbles conducteurs ou aussi par des fibres optiques. Ces dernières peuvent être installées dans une ligne de commande spéciale, ou avec la conduite hydraulique dans la même ligne de commande. Pour une protection supplémentaire et une facilité de déploiement, les lignes sont généralement enveloppées (**Figure III.5**). [7]



Figure III.5: Câbles de communication. [7]

6.4. Les capteurs de fond

Une variété des capteurs de fond sont disponibles pour surveiller les paramètres de puits pour chaque zone concernée . Plusieurs capteurs électroniques (**Figure III.6**) (mono point à cristal de quartz) de pression et de température peuvent être connectés sur un seul conducteur électrique, ainsi permettant de donner des mesures très précises de la température de plusieurs zones. La fibre est largement utilisée actuellement pour observer la température répartie sur toute la longueur d'un puits de forage et de fournir des valeurs de température pour chaque mètre de profondeur. Les capteurs de pression à fibre optique sont disponibles pour un seul point mais les capteurs pour plusieurs points sont encore en stade de développement.il existe aussi des débitmètres de fond basés sur le principe de venturi, ou des corrélations de chute de pression à travers les dispositifs de contrôle de débit. [8]

Il y a une autre nouvelle génération de débitmètres basés sur la détection acoustique passive de fibre optique qui sont en état de développement, il existe également une autre technologie en cours de développement comportant:

- Détecteur des percées d'eau (water-cut).
- Densimètre.
- Injecteur des produits chimiques de fond. [8]

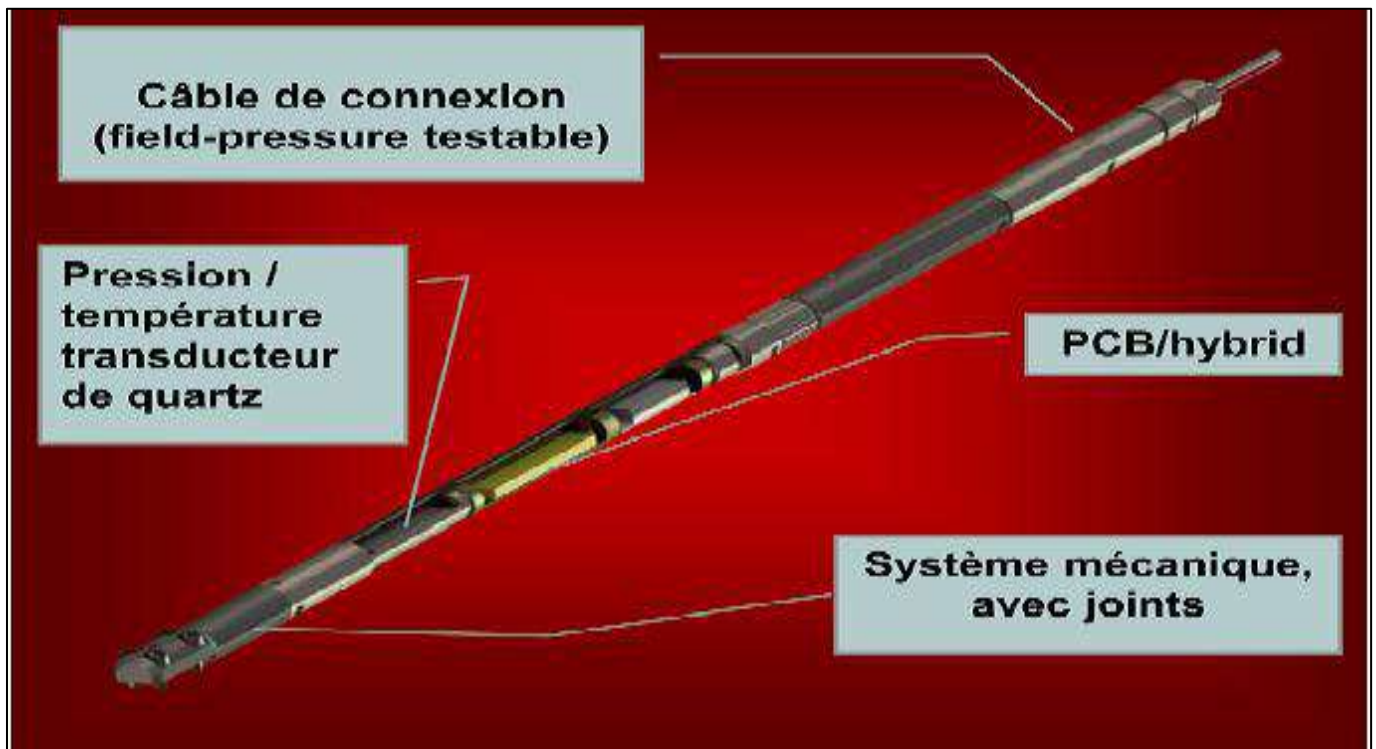


Figure III.6: Capteurs de fond. [8]

6.5. L'acquisition et le contrôle des données de surface (SDAC)

Grâce à des capteurs de fond multiples qui offrent les données de production en «temps réel», les données obtenues peuvent être écrasées. Pour cela l'utilisation d'un système pour acquérir, valider, filtrer et stocker les données est nécessaire.

Les outils de traitement sont exigés pour examiner et d'analyser les données et d'avoir une bonne performance de puits et de réservoir, en combinant les informations obtenues lors de l'analyse avec les modèles prévisionnels, cette combinaison peut aider à la génération du processus de contrôle afin d'optimiser la production des puits. [8]

7. Les problèmes affectent les éléments de la complétion intelligente

Etant donné que les capteurs (gauges) de fond sont des appareils électroniques, elles sont très sensibles à la température de fond qui est le principal défi des systèmes électroniques. L'étanchéité est un autre problème majeur. En raison de haute pression et la température de fond, les packers ne peuvent pas assurer l'isolation des zones. Les dépôts de sel peuvent boucher les vannes de fond et de réduire ainsi leur capacité de contrôle. [9]

8. Les avantages des puits intelligents

La technologie de la complétion intelligente mentionnée ci-dessus a des nombreuses applications dans les industries pétrolières. Ces applications donnent plusieurs avantages opérationnels et économiques. Parmi ces principaux avantages:

8.1. Accélérer la production

L'un des aspects importants des stratégies actuelles de la production d'hydrocarbures est d'accélérer la production des réserves. Comme le prix de pétrole atteint des sommets, et la difficulté de prévoir les conditions futures du marché, donc l'accélération de la production donne une meilleure VAN (valeur actuelle nette) pour les projets. Ces systèmes des puits peuvent jouer un rôle important dans l'accélération de la production, notamment dans les réservoirs multicouches.

Le mélange de production provenant à partir des différentes couches productrices dans le même puits peut être préjudiciable à la récupération globale (ultimate recovery), l'écoulement transversal et les liquides déversés par les différentes zones peuvent affecter les valeurs de la récupération. Le forage des puits pour produire dans ces zones peut être très coûteux et exige dès le début un coût élevé. Cependant, les puits équipés avec des vannes de réglage de débit (puits intelligente) peuvent produire des plusieurs zones isolées (sans communication avec le réservoir) simultanément.

8.2. Arrêter les fluides indésirables

En utilisant les vannes de contrôle d'intervalles (ICV), les zones qui ont une percée de gaz et/ ou l'eau peuvent être fermées. Cela aide à réduire la quantité de gaz et d'eau en surface et en même temps, augmente la durée de vie des puits.

Dans un réservoir hétérogène, la production d'eau et de gaz au long des puits ne serait pas uniforme ; certaines zones ne produisent que de l'eau ou de gaz, tandis que d'autres zones produisent encore de l'huile. Les vannes de contrôle d'intervalle peuvent être utilisées pour fermer définitivement les zones d'eau ou de gaz et régler le débit dans les zones produisant encore de l'huile, afin de maximiser la production et obtenir un balayage efficace.

8.3. Meilleures gestions du puits

Cette technologie peut être utilisée d'une manière efficace pour surveiller les zones qui produisent de l'eau ou de gaz. La détection des zones des percées dans des puits conventionnels peuvent être obtenue par des techniques d'intervention telles que la diagrapie de production (logging), et les données sismiques.

8.4. Améliorer la description de réservoirs

Quand le puits est divisé en plusieurs zone, les données peuvent être recueillies pour chaque intervalle. Cela améliore la description des réservoirs et permet de localiser les nouveaux puits à forer et optimiser le drainage du réservoir.

8.5. Le contrôle d'eau et le gaz d'injection

L'injection d'eau et de gaz dans le réservoir a pour but d'améliorer le balayage, c'est une méthode efficace pour augmenter le facteur de récupération de l'huile. Cette injection est renforcée en limitant le débit d'injection de chaque couche dans le réservoir.

Pour éliminer les besoins d'interventions sur les puits, les vannes commandées à distance sont installées dans les puits et permettent un contrôle instantané des caractéristiques des puits. Par contre avec les puits conventionnels, les interventions sont assez coûteuses et difficiles pour maîtriser les perforations avec un éventuel risque qui peut se présenter.

Cette fonctionnalité est utile dans plusieurs configurations des puits, mais à propos de la complétion en offshore le coût d'intervention est élevé.

8.6. Augmenter le facteur de récupération

L'injection d'eau ou de gaz dans le réservoir pour améliorer l'efficacité de balayage offre un autre moyen efficace pour augmenter le facteur de récupération, elle est renforcée par le contrôle de débit injecté dans chaque couche de réservoir. La complétion intelligente d'un puits coûte cher, car elle nécessite plus de matériel et prend plus de temps pour mettre en œuvre. Ces coûts doivent être équilibrés avec les avantages prévus pour chaque champ donné.

8.7. Exploiter les champs marginaux

Les champs marginaux sont considérés comme des champs non rentables, mais cette technologie permet de produire le puits. [10]

Chapitre IV

Etude de cas (Modélisation et résultat)

1.Introduction

Dans ce chapitre sont fiés de nombreuses études antérieures étudier d'abord l'histoire de puits MDZ627 et leur performance puis l'analyse des données de (FSI) et de l'imagerie pour déterminer la zone critique dans le puits (la zone gazière), puis par la construction d'un modèle du puits à l'aide d'un logicielle de simulation (PIPESIM) on peut effectuer plusieurs scénario, premièrement puits de trou ouvert puis un puits avec la completion intelligente et ICV complètement ouverte et finalement un puits avec la completion intelligente et ICV complètement fermé. et mesurer l'efficacité de la completion intelligente contre la percé de gaz .

2. Les critères de sélection des puits

Le choix des puits candidats pour la completion intelligente doit avoir les critères suivants:

- Les puits en percée de gaz (fort GOR).
- Le potentiel de puits est important.
- Le puits est en open trou ouvert le contrôle maximum de plusieurs intervalles.
- L'absence des problèmes d'exploitation (les asphaltènes, sulfate de baryum)
- Disponibilité des données récentes de FSI et de jaugeage.

Le puits MDZ627 est sélectionné comme un puits candidat pour l'étude de design et l'installation de la completion intelligente. [7]

3.Analyse des performances de puits MDZ627

3.1.Historique du puits MDZ627

Le puits MDZ627 est un puits horizontal producteur d'huile complété par un tubing de production de 4 ½ " jusqu'à 2970 m. La figure suivante (**Figure IV.4**) montre le profil de déviation du puits. Il est mis en production en juillet 2010 avec un débit de 14,82 m³/h, une pression de tête de 150,5 kg/cm² et un GOR de 2040 Sm³/S m³. [3]

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

Comme le montre la figure (**Figure IV.1**), le puits MDZ627 est localisé dans le champ de Hassi-Messaoud au voisin des trois puits injecteurs de gaz MD170, MD354, MD145. Il est apparu que notre puits est foré dans une zone d'injection de gaz et en plus le log d'imagerie présente un réservoir naturellement fracturé, c'est pourquoi une percée de gaz a commencé avec le début de la production en juillet 2010. [3]

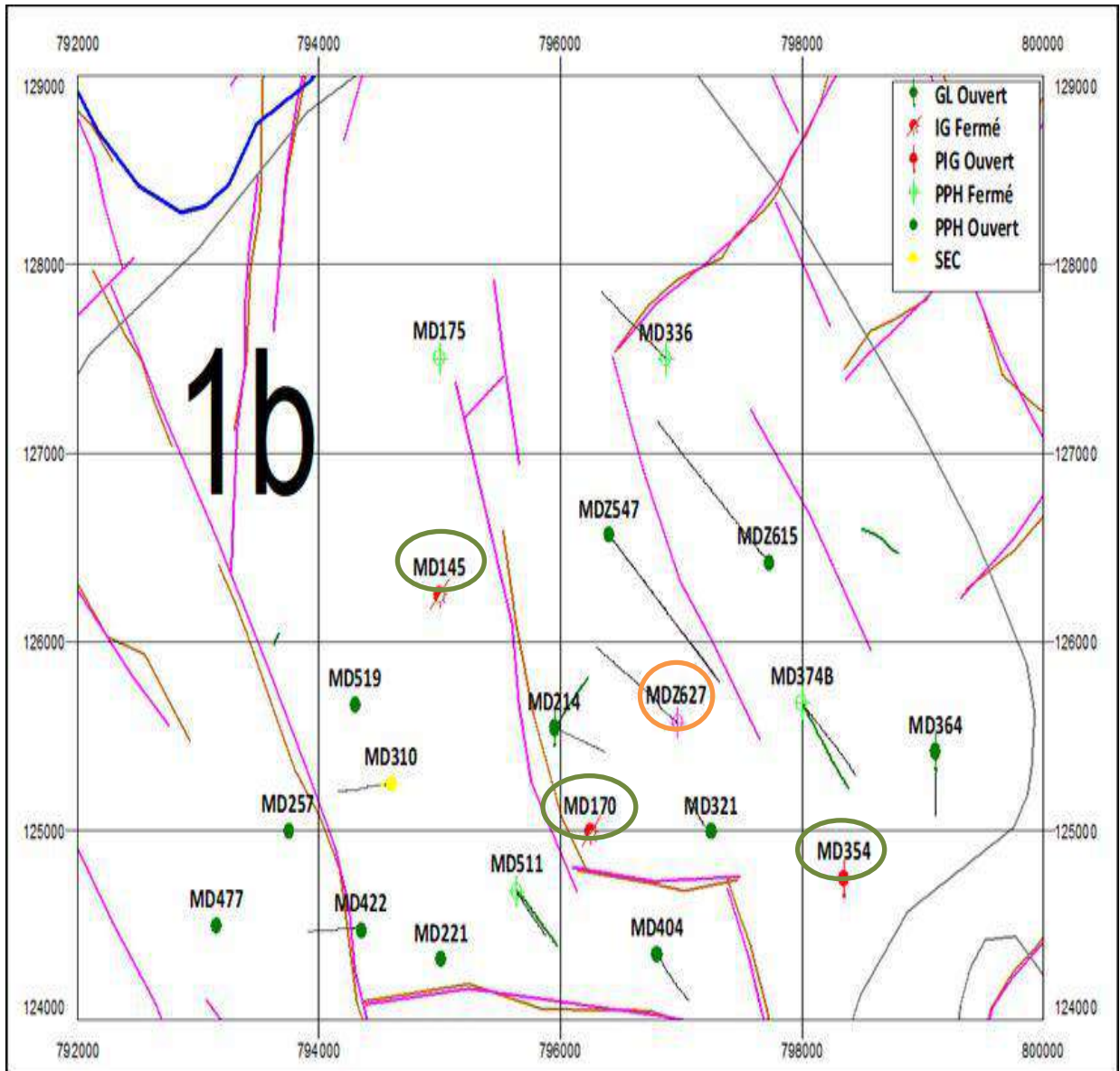


Figure IV.1: Localisation du puits MDZ627. [3]

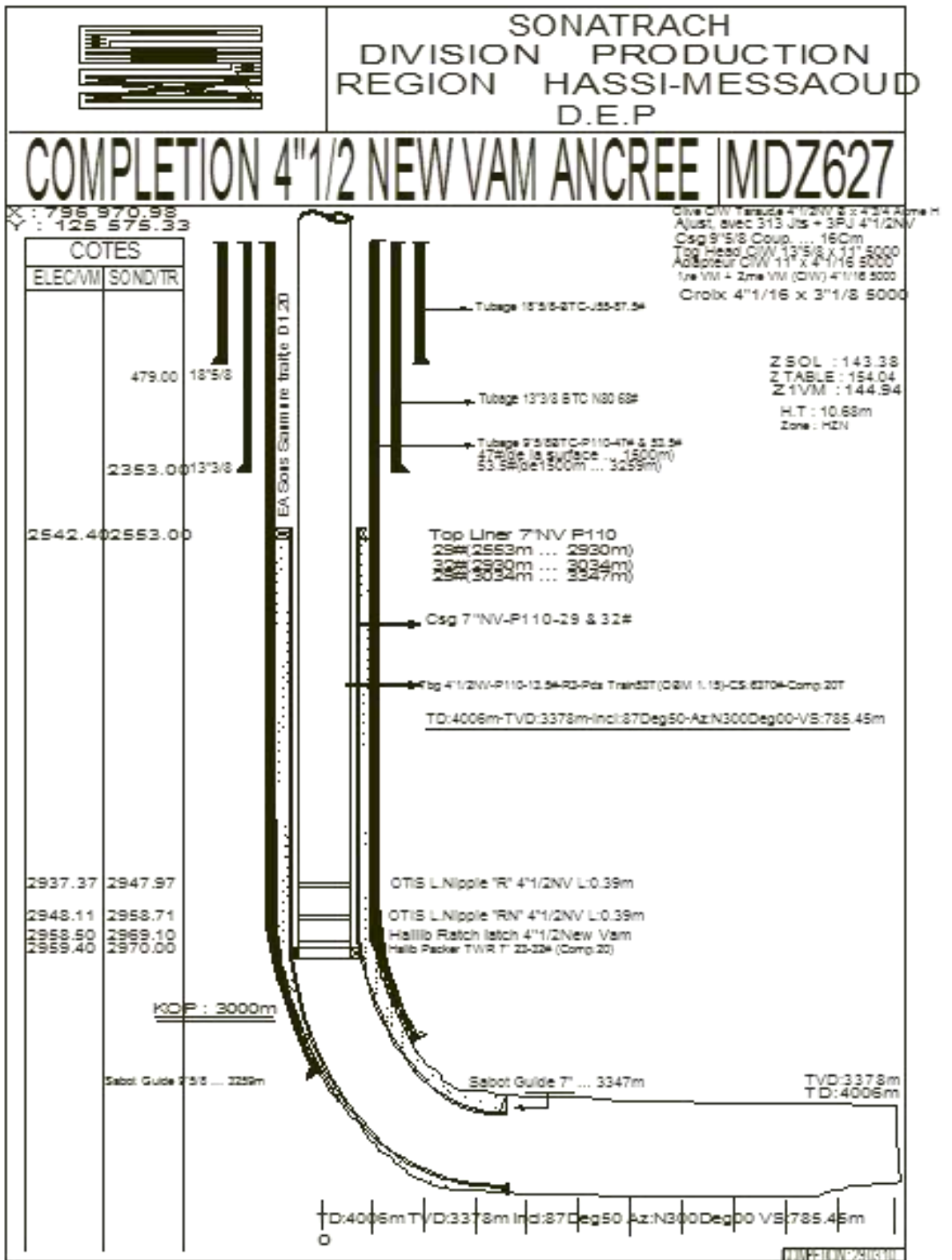


Figure IV.2 :la complétion du puits MDZ627. [3]

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

3.2. Données de production

Le test de puits, qui a été fait le 11 Septembre 2015 a donné les résultats présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.1: Résultats du test du puits MDZ627. [3]

La duse (mm)	La débit(m ³ /h)	GOR(m ³ /m ³)	WHP(kg/m ²)
16	2.77	5879	173

On peut remarquer que le débit d'huile a diminué dès le début de la production avec une augmentation du GOR et de la pression de tête du puits. D'après ce dernier test.

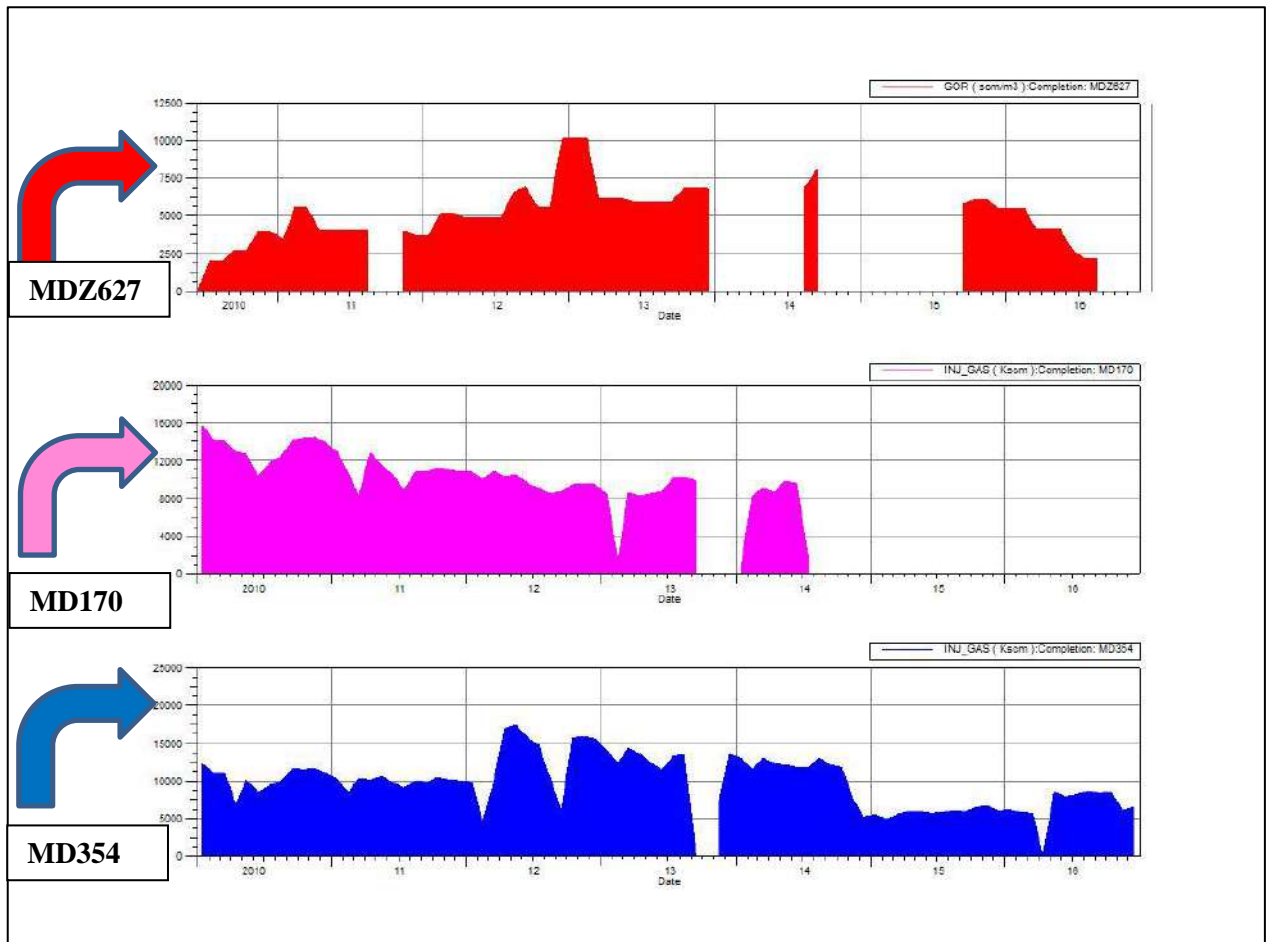


Figure IV.3 :Historique de GOR de MDZ627. débit d'injection de gaz MD170. Débit d'injection de gaz MD354. [3]

3.3.La profil du puits

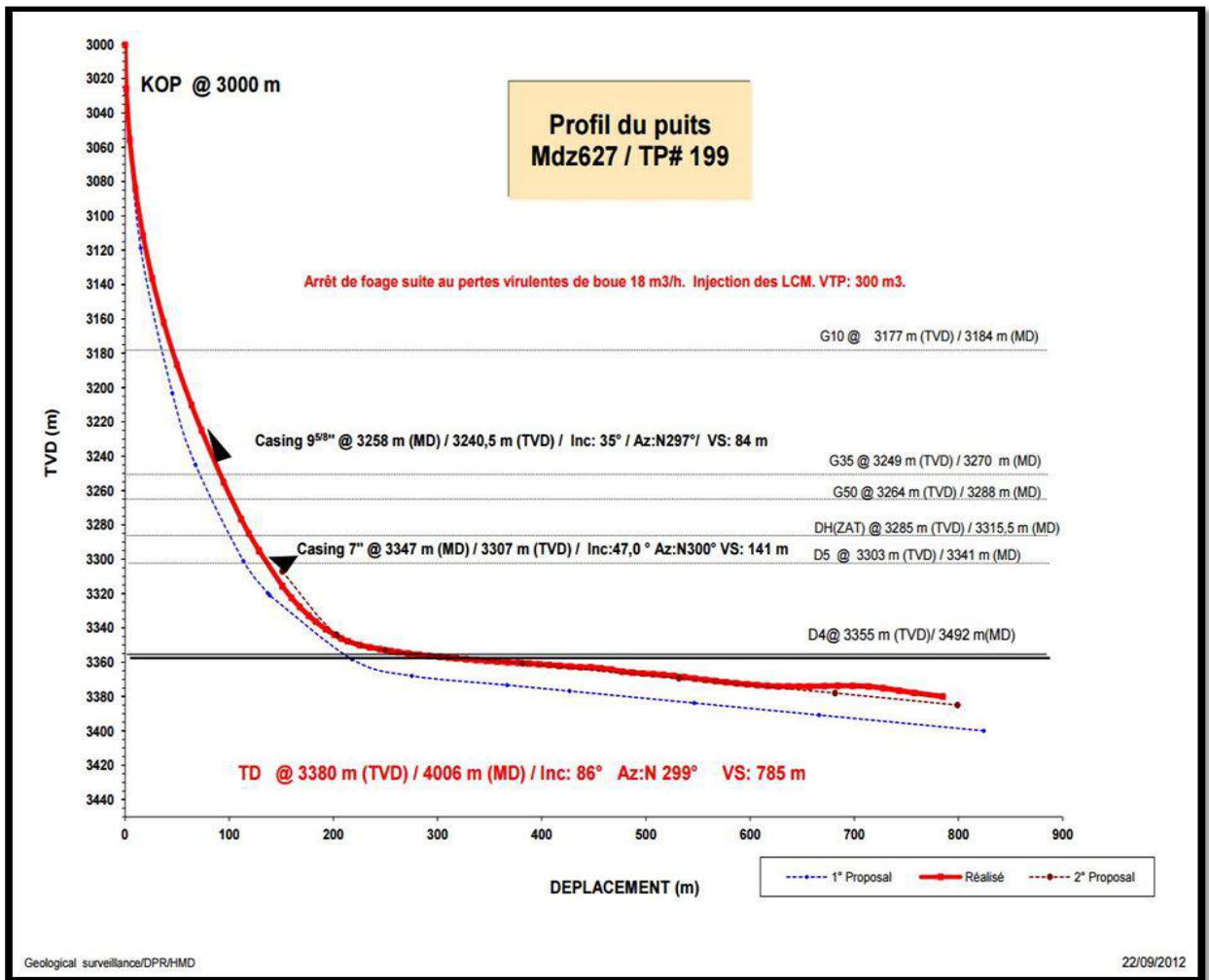


Figure IV.4 :Profil du puits MDZ627. [3]

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

La figure suivante (**Figure IV.5**) montre le profil du puits MDZ627 avec des pics de fractures.

Les zones fracturée sont :

3351-3452m, 3468-3610m, 3625-3705m, 3730-3797m, 3804-3849m, 3860-3910m, 3922-3996m. [11]

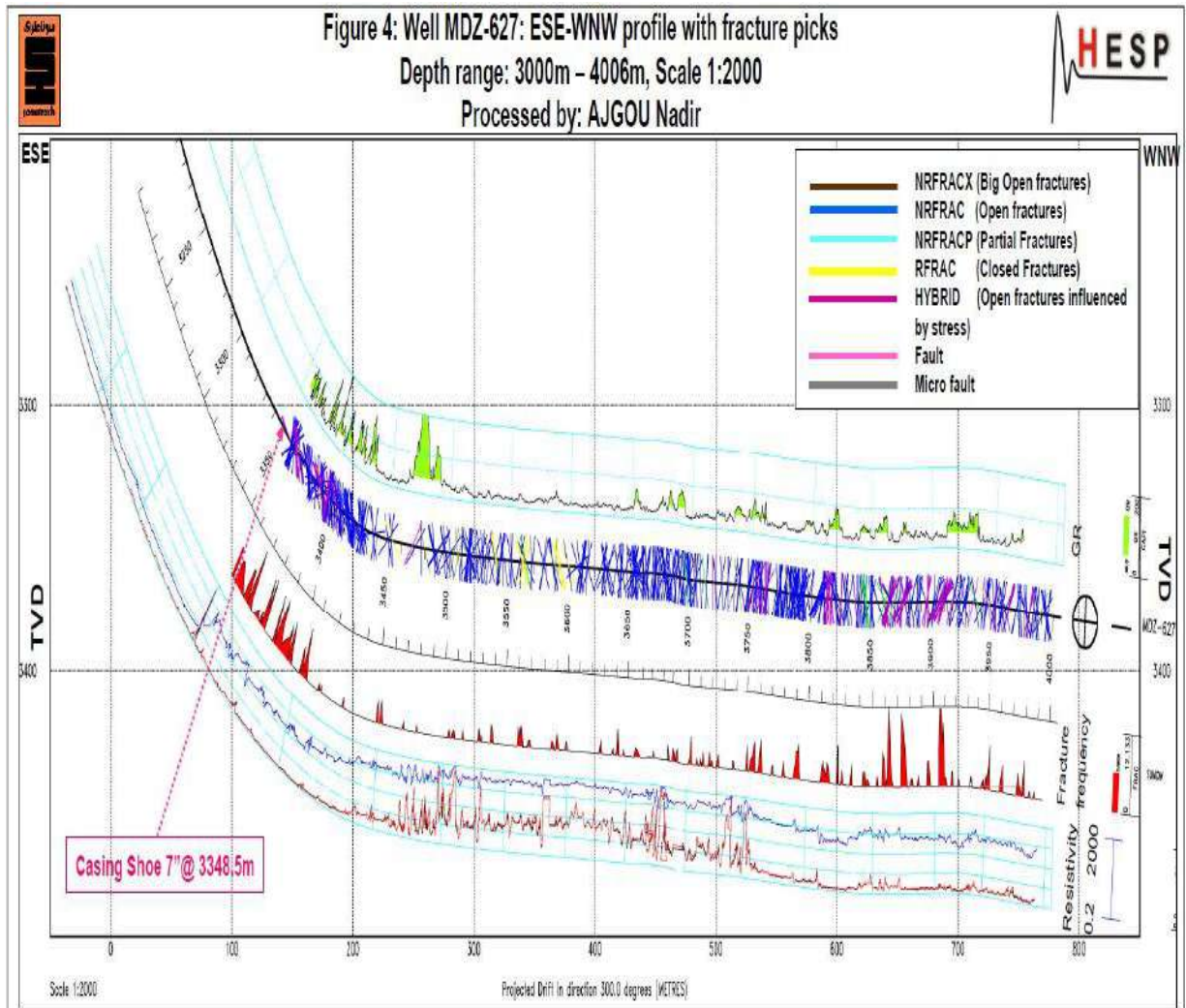


Figure IV.5: Profil du puits avec des pics des fractures. [11]

Il y a 802 fractures. On peut observer qu'il y a des fractures ouvertes avec un peu des fractures fermées ce qui favorise la percée du gaz. [11]

4.les données de la FSI

La FSI (Flow Scan Imager) a été faite avec un coiled tubing dans la section horizontale du puits MDZ627 en 18 Juin 2012. Cet enregistrement (FSI) a pour objectif d'évaluer le profil de production à travers la partie de la trou ouverte du puits à fin de :

- Confirmer la présence d'eau stagnante qui peut entrer dans le puits et affecter la production ;
- Confirmer les intervalles productifs et non productifs ;
- Construire le profil d'écoulement d'huile et du gaz à travers le drain.[12]

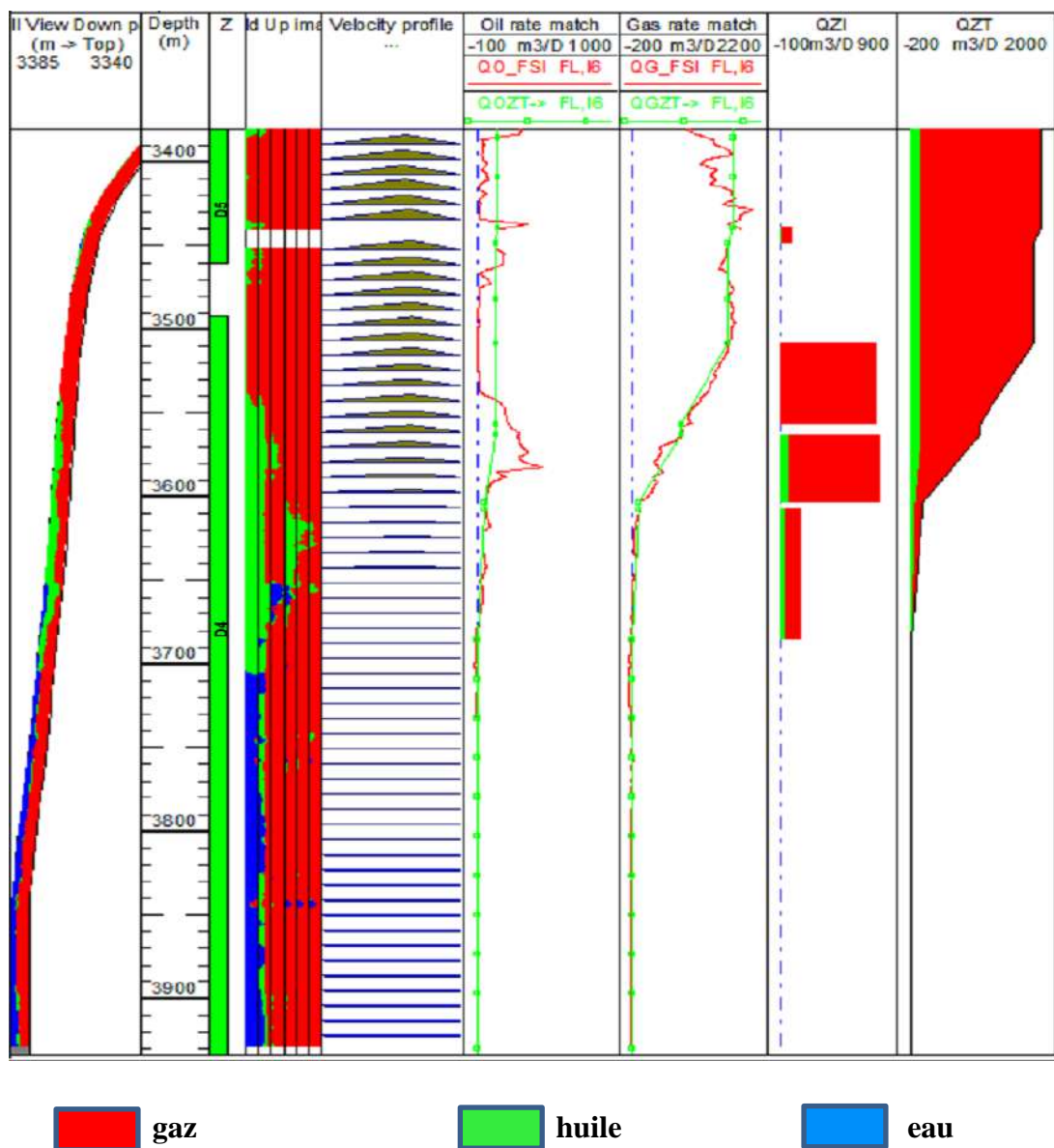


Figure IV.6: FSI du puits MDZ627. [12]

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

Les données de la FSI nous permettent d'obtenir les résultats suivants :

- Eau stagnante est trouvée au-dessous de 3648 .
- Ecoulement d'huile et du gaz dans les intervalles 3439-3449m, 3563-3604m, 3608-3638m ce qui constitue 58% de la production totale du puits.
- 42% de la production restante est de l'intervalle 3509-3557 qui contribue le gaz seulement.
- Production non significative d'après l'intervalle 3686. [12]

5.Résultat de FSI

Tableau IV.2: Résultat de FSI de MDZ627. [12]

Réservoir	Les zones	de (m)	à (m)	T (°C)	P kg/cm2	Débit de production d'huile			Débit de production de gaz		
						dQo res m3/D	dQo c.s m3/D	(%)	dQg res m3/D	DQg c.s m3/D	(%)
D5	Z1	3439	3449	115.1	272.1	12	7	8	89	19811	5
D4	Z 2	3509	3557	115.1	272.4	0	0	0	756	156200	45
	Z3	3563	3604	115.1	272.5	77	45	54	700	154300	42
	Z4	3608	3686	115.9	272.6	53	31	37	118	30888	7
				Total		143	83		1663	361199	

6.Modélisation de performance du puits MDZ627

6.1.Definition

PIPESIM est un logiciel de simulation d'écoulement multiphasique a été employé pour simuler la représentation de puits à différents scénarios.

6.2.Construction du modèle du puits

Le logiciel PIPESIM a été utilisé pour simuler la performance du puits pour différents cas.

Le tableau ci-dessous donne les propriétés du fluide qui sont entrés dans la section PVT pour tous les modèles PIPESIM.

Tableau IV.3: Propriétés du fluide pour le puits MDZ627. [3]

P_b (kg/cm2)	R_s sm3/sm3	β_o (rm3/sm3)	μ_o (cPo)	μ_g	Z_g	γ_o °API	γ_g SG
148,24	191	1,793	0,207	0,0187	0,851	44	0.75

Basé sur les données de FSI, le modèle du puits sera construit de quatre zones productrices où trois d'eux produisent huile et gaz alors que la quatrième produit que du gaz.

La division des zones est détaillée dans le tableau suivant :

Tableau IV.4 : Spécification de zones entrées dans PIPESIM.

Zones	De (MD)	à (MD)	Température °(C)	Pressure kg/cm2	Débit de production d'huile		Débit de production de gaz	
					dQ_o res m3/D	%	dQ_g res m3/D	(%)
Huile + Gaz (D5)	3439	3449	115.1	272.1	12	8	89	5
Gaz (D4)	3509	3557	115.1	272.4	0	0	756	45
Huile + Gaz (D4)	3563	3604	115.1	272.5	77	54	700	42
Huile + Gaz (D4)	3608	3686	115.9	272.6	53	37	118	7

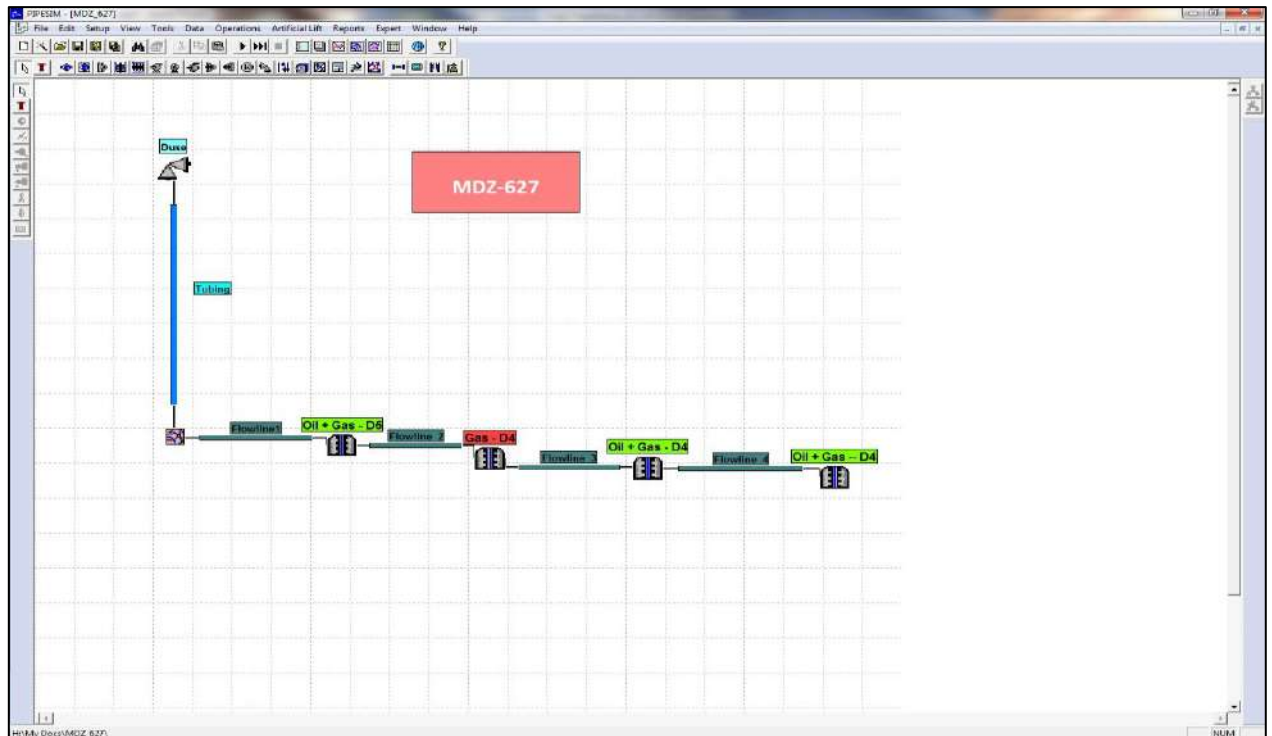


Figure IV.7: Modèle single branch de MDZ627.

6.3. Application

6.3.1. Modèle trou ouvert

Sur la base du travail d'analyse FSI qui a été effectué le 18/06/2012, le modèle de puits était Segmenté à quatre zones productrices, Trois d'entre eux produisaient du pétrole et du gaz où le quatrième ne produisait que du gaz.

De sorte que chaque zone a son IP spécial et pression du réservoir. Les pressions estimées du réservoir ont été prises à partir de la dernière opération de BU qui a été effectuée le 27/02/2011.

Dans ce cas, le puits est un trou ouvert de 6" horizontal complété avec un tubing de 4 1/2 réglé au 2970 m.

Une simulation d'analyse nodal a été effectuée pour vérifier la fiabilité du modèle et pour obtenir les paramètres du cas initial avant toute optimisation.

Les résultats sont présentés en figure (**Figure IV.8**), (**Figure IV.9**), et le tableau (**Tableau IV.5**).

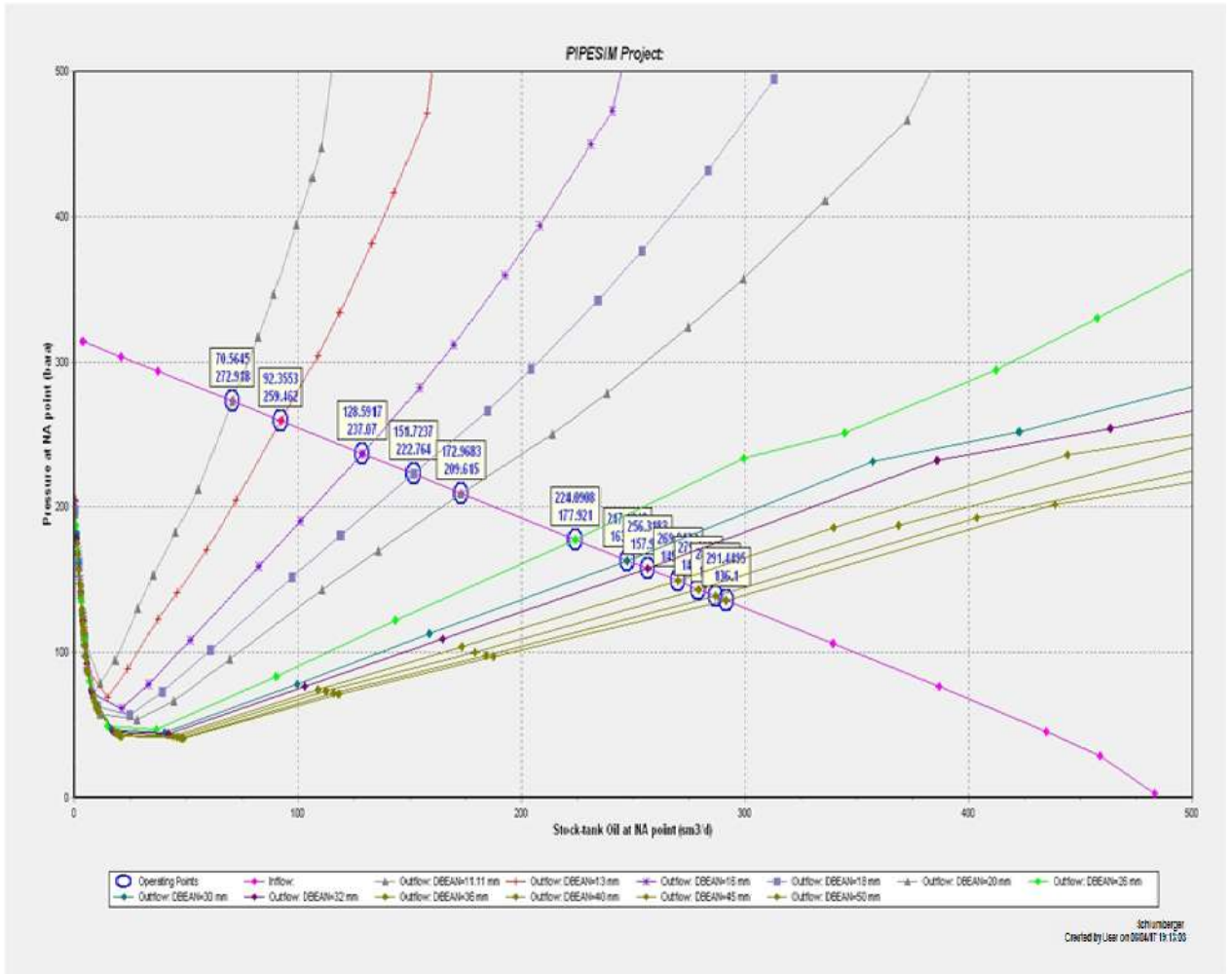


Figure IV.8: Résultat de débit d’huile pour différent taille de duse (trou ouvert).

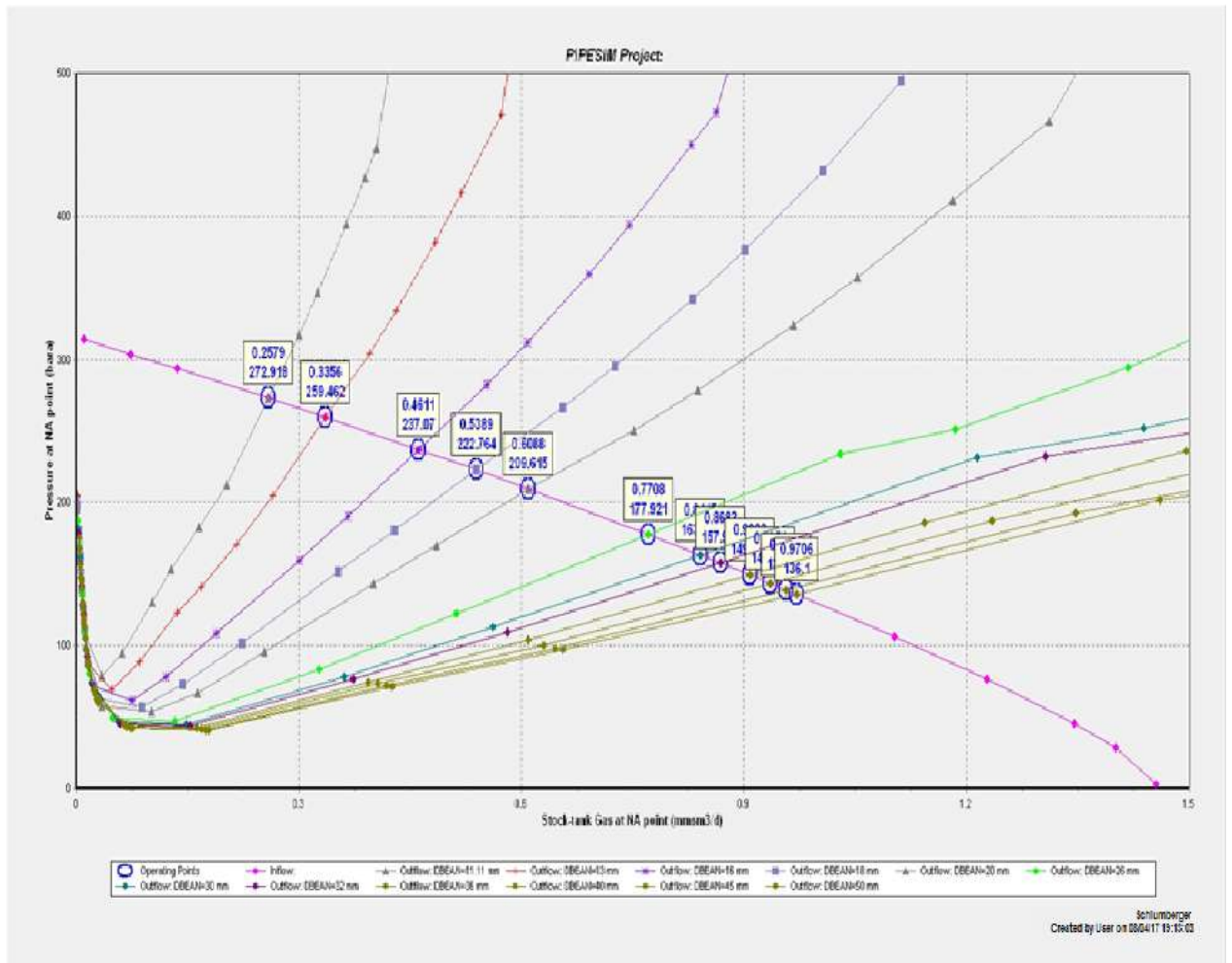


Figure IV.9: Résultat de débit de gaz pour différent taille de duse (trou ouvert).

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

Tableau IV.5 : Résultat pour défèrent tailles de duse dans le cas de base (trou ouvert).

La duse (mm)	Débit d'huile (sm ³ /d)	pression (bar)	WHP (bar)	Débit de gaz (MMsm ³ /d)	GOR (sm ³ /sm ³)
11.11	70.56	272.92	185.46	0.2579	3 655.37
13	92.36	259.46	175.78	0.3356	3 633.60
16	128.59	237.07	159.44	0.4611	3 585.99
18	151.72	222.76	147.62	0.5389	3 552.13
20	172.97	209.61	135.74	0.688	3 519.86
26	224.09	177.92	104.17	0.7708	3 439.59
30	247.40	163.44	87.07	0.8417	3 402.08
32	256.32	157.90	79.66	0.8683	3 387.63
36	269.84	149.51	66.90	0.9082	3 365.63
40	279.09	143.77	56.50	0.9351	3 350.52
45	286.66	139.07	46.16	0.9569	3 338.11
50	291.45	136.10	38.09	0.9706	3 330.26

Les résultats indiquées dans la figure (**Figure IV.8**),et la figure (**Figure IV.9**), illustrent la relation directe entre les tailles de duse et la productivité de l'huile du puits pendant la période de simulation, la plus grande taille de duse, le taux de production d'huile plus élevé.

La comparaison entre la pression mesurée dans le dernier test FSI et la pression calculée du modèle confirme la solidité des résultats obtenus à partir de ce modèle.

Le tableau (**Tableau IV.6**) résume la proximité entre la pression de fond mesurée (FSI) et calculée (le modèle)

**Tableau IV.6 : La comparaison entre de la pression de fond de FSI
et le modèle de PIPESIM.**

profondeur MD (m)	Pression de FSI (bar)	Pression de PIPESIM (bar)	L'écart (%)
3930 m	270.86	271.08	$2.8.10^{-3}$
3645 m	270.98	271.62	$2.36.10^{-3}$
3578 m	270.71	271.79	$3.9.10^{-3}$
3482 m	270.68	271.98	$4.44.10^{-3}$
3300 m	264.93	271.30	24.10^{-3}

Généralement l'intervalle de l'écart est très acceptable et confirme la solidité des résultats obtenus à partir de ce modèle

6.3.2.Modèle du puits intelligente

a- ICV (Interval Control Valve)ouvert

Le processus de l'optimisation se compose du contrôle de l'afflux des zones dans le puits , modelé déjà avec ICV complètement ouvert en réglant les strangulations du trou afin de produire la proportion possible la plus haute de l'huile avec un GOR optimale.

L'idée doit sensibiliser le modèle de PIPESIM avec les positions différentes de la strangulation, et alors calculer les points opérationnels correspondants.

Les figures (**Figure IV.10**) et(**Figure IV.11**) (**Tableau IV.7**) montrent les résultats de l'analyse nodale obtenus à partir une simulation qui a été faite sur un puits intelligent avec des ICV complètement ouverts.

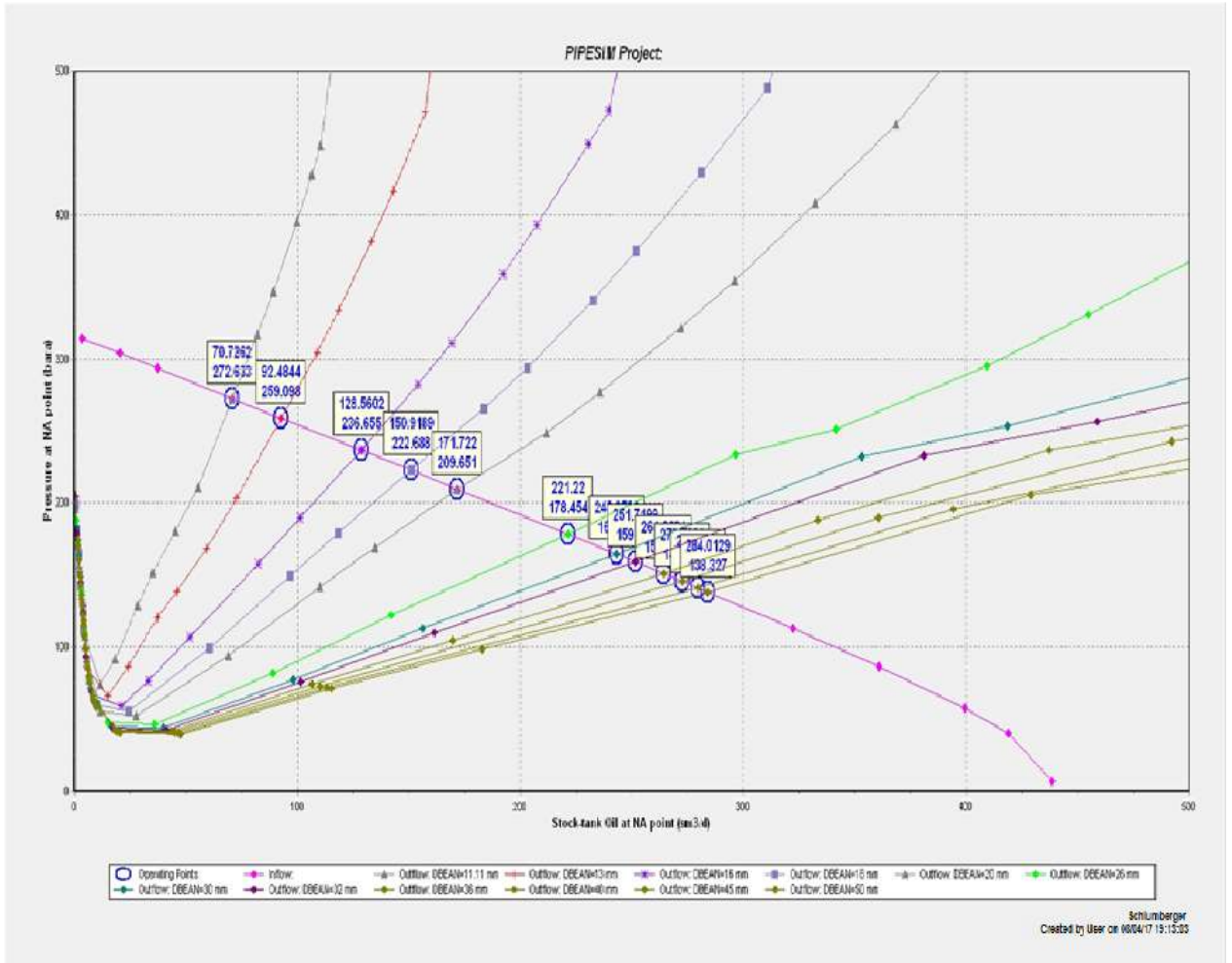


Figure IV.10: Résultat de débit d’huile pour déférent taille de dusse avec l’ICV ouverte (puits intelligent).

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

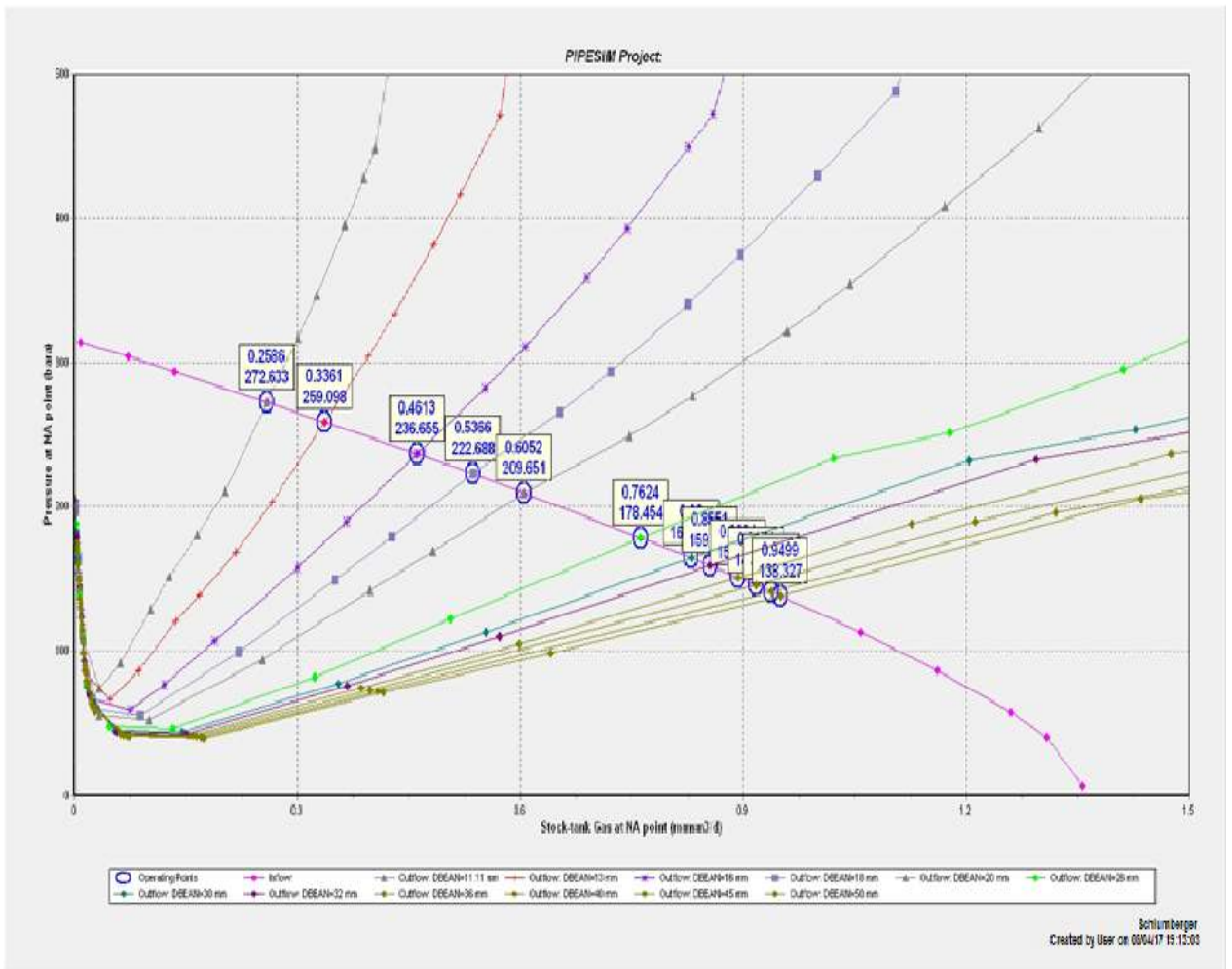


Figure IV.11 : Résultat de débit de gaz pour différent taille de dusse avec l'ICV ouverte (puits intelligent).

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

Tableau IV.7 : Résultat pour défèrent tailles de duse dans le cas de ICV complètement ouvert.

La duse (mm)	Débit d'huile (sm ³ /d)	Pwf (bar)	WHP (bar)	Débit de gaz (MMsm ³ /d)	GOR (sm ³ /sm ³)
11.11	70.73	272.63	185.97	0.259	3656.35
13	92.48	259.10	176.08	0.336	3634.13
16	128.56	236.66	159.49	0.461	3588.20
18	150.92	222.69	146.98	0.537	3555.55
20	171.72	209.65	134.94	0.605	3524.30
26	221.22	178.45	103.10	0.762	3446.34
30	243.35	164.39	85.93	0.830	3410.67
32	251.72	159.05	78.52	0.855	3397.03
36	264.29	151.01	65.81	0.892	3376.61
40	272.79	145.54	55.48	0.917	3363.03
45	279.74	141.11	45.27	0.938	3351.32
50	284.01	138.33	37.31	0.950	3344.57

Après la décente de la completion intelligente dans le puits ,nous n'a pas enregistrer de changement au niveau de la débit d'huile (reste faible) et la même chausse pour GOR (reste augmente) dans le cas da ICV complètement ouverte.

b- ICV (Interval Control Valve) dans la zone gazière ferme

en raison du taux de gaz très élevé provenant de la zone gazière, le modèle PIPESIM ne montre pas de changement significatif du taux d'huile lors de la modification de la position ICV de la zone gazière. La seule augmentation significative a été observée lorsque l'ICV a été complètement fermée.

En raison du faible taux de pétrole provenant des trois autres zones, il est recommandé de ne pas renverser l'un d'entre eux et de laisser ses ICV complètement ouverts.

Ainsi, l'optimisation reposera sur la totalité de l'afflux de la zone gazière, sans étouffer les trois autres zones. Les résultats sont présentés aux figures (**Figure IV.12**),et

(**Figure IV.13**), (**Tableau.IV.8**).

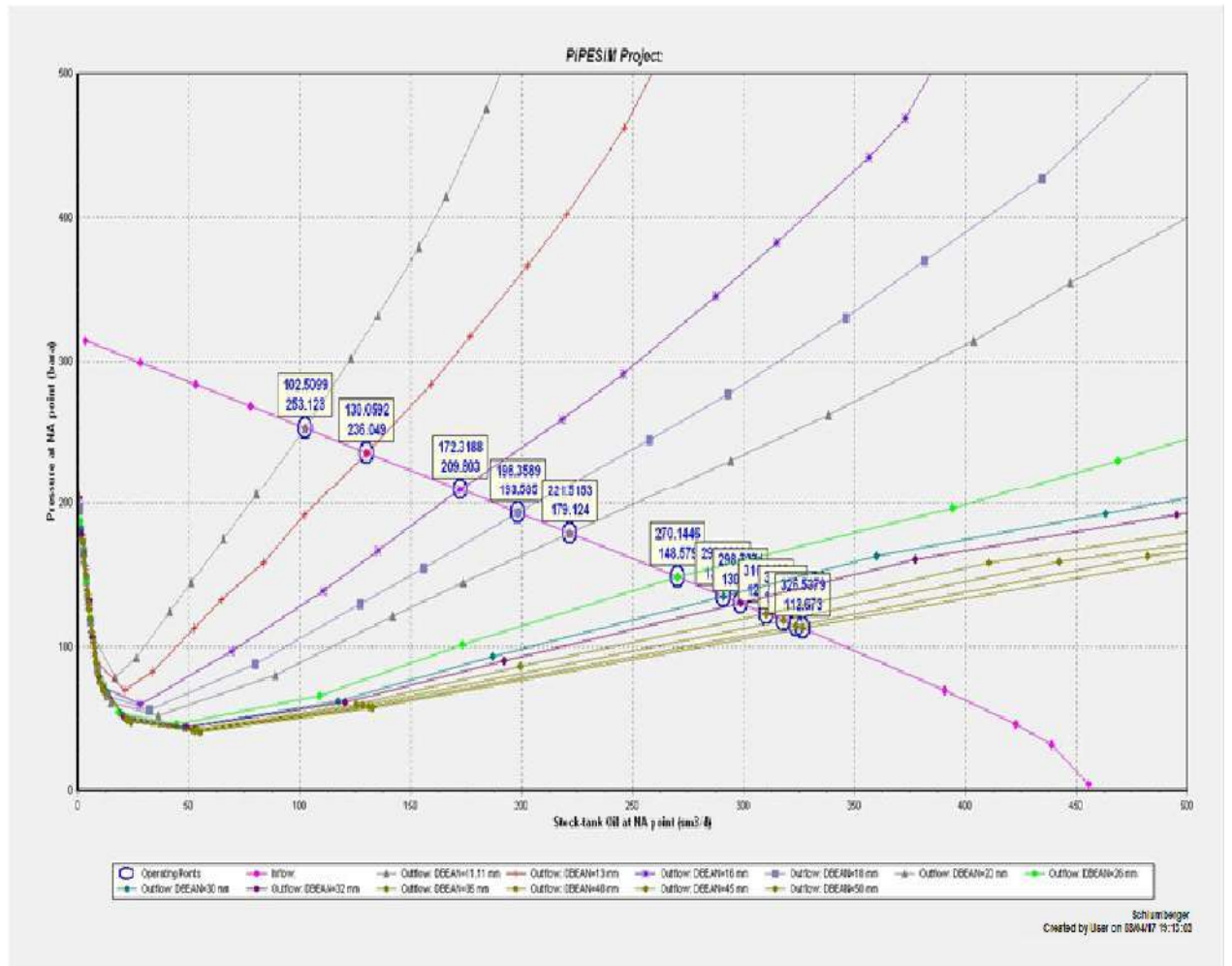


Figure IV.12 : Résultat de d’huile pour défrent taille de dusse avec l’ICV fermée (puits intelligent).

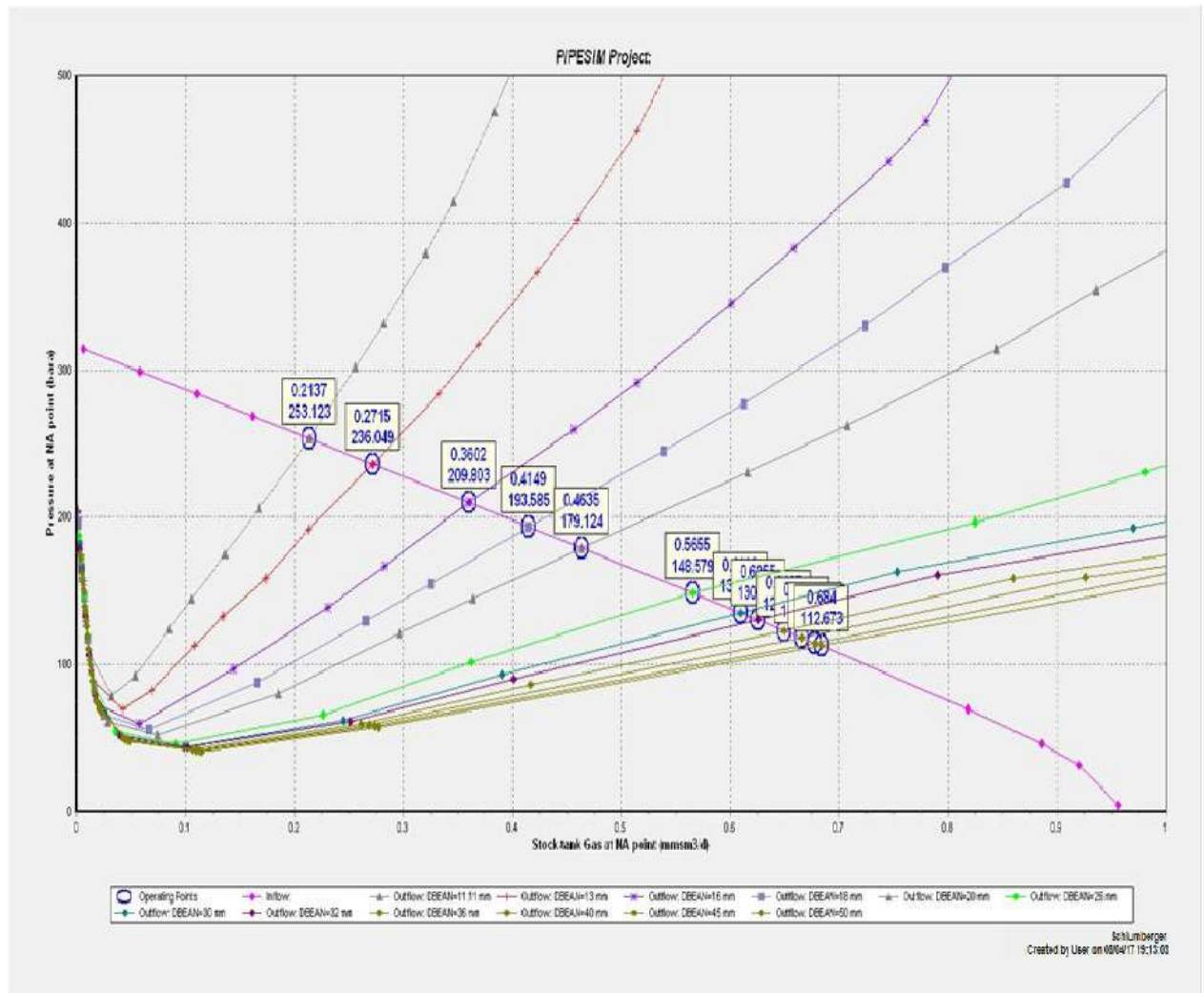


Figure IV.13 : Résultat de débit de gaz pour déférent taille de dusse avec l'ICV fermée (puits intelligent).

Chapitre IV :Etude de cas (Modélisation et résultat)

Tableau IV.8 :Résultat pour défèrent tailles de duse dans le cas de ICV complètement fermée.

La duse (mm)	Débit d'huile (sm ³ /d)	Pwf (bar)	WHP (bar)	Débit de gaz (MMsm ³ /d)	GOR (sm ³ /sm ³)
11.11	102.51	253.12	162.50	0.2137	2 084.99
13	130.06	236.05	150.68	0.2715	2 087.80
16	172.32	209.80	132.54	0.3602	2 090.48
18	198.36	193.59	121.34	0.4149	2 091.51
20	221.52	179.12	110.65	0.4635	2 092.22
26	270.14	148.58	82.26	0.5655	2 093.41
30	290.99	135.39	67.83	0.6093	2 093.85
32	298.72	130.47	61.71	0.6255	2 094.01
36	310.21	123.15	51.35	0.6497	2 094.24
40	317.91	118.22	43.06	0.6658	2 094.39
45	323.66	114.52	35.38	0.6779	2 094.51
50	284.01	112.67	30.99	0.684	2 094.57

La figures (**Figure IV.12**),et (**Figure IV.13**),montrent une meilleure performance de MDZ627 avec les mêmes diverses tailles de duse quand ICV de la zone de gaz est complètement fermé.

7.Conclusion

Le modèle mis en application a démontré l'avantage d'ICV de l'utilisation dans la complétion de fond où nous avons enregistré une augmentation significatif au niveau de la débit d'huile et un diminution très acceptable de GOR.

Conclusion général

la solution conventionnelle appliquée dans le champ de Hassi Messaoud pour atténuer la percée (LPP , LCP), peut toutefois être employée de façon temporaire contre les percées de gaz et /ou de l'eau.

Actuellement, la nouvelle technologie de la complétion intelligente qui a pour principe révolutionnaire la présence des vannes commandées à distance, pour contrôler les zones productrices.

A partir le logging (FSI) qui permet de déterminer les zones qui produisent un débit élevé de gaz, et donc déterminer la profondeur où on doit positionner les packers d'isolation et les ICV, Dans notre cas le résultat de FSI nous permet de segmenter le trou en quatre zones.

Dans ce travail la création d'un modèle du puits virtuel est primordiale pour tester une technologie avancée.

L'utilisation de la complétion intelligente permet le contrôle des percées de gaz par intervalles , ce qui réduit l'excès de gaz en dusant sélectivement chaque intervalle sans faire appel aux duses de surface.

Ainsi que la complétion intelligente éviter la communication entre les zones qui permet d'optimiser la production de chaque zone revient à améliorer le débit total.

- La débit de l'huile varié de **128.59 sm³/d** à **172.32sm³/d** , La GOR diminue de **3 633.60 sm³/sm³** à **2 090.48 sm³/sm³** pour la taille de la duse 16mm.

Dans ce champ le risque de dysfonctionnement des ICV's dans les formations a fortes teneurs en sel ou autres dépôts néfastes qui tendent à obturer ces vannes.

Avec la complétion intelligente on peut avoir un contrôle permanent de fond via le jaugeage du puits, en temps réel. Ceci permet de mieux gérer la production, de même ça réduit le besoin aux campagnes de tests.

Recommandations

- ✓ La mise en œuvre du modèle du puits intelligent a démontré le bénéfice de la combinaison entre les actions de gestion des puits et des réservoirs.
- ✓ Tous les résultats actuels sont basés sur les données de FSI, et parce que tous les mini-spinners ont été bouchés au-dessous d'environ 3686 m pendant cette FSI, donc pour obtenir des modèles plus forts en termes de prévisions, c'est très recommandé d'effectuer de nouveaux FSI dans la zone d'étude de cas.
- ✓ Il est également recommandé d'effectuer des tests fall-off afin d'optimiser le taux de gaz d'injection afin de réduire la gravité de la rupture de gaz.
- ✓ Utiliser la complétion intelligente pour contrôler le front du gaz.
- ✓ Alimenter cette complétion avec un système d'injection de fond.
- ✓ Par conséquent, d'autres cellules d'injection de gaz doivent être étudiées pour optimiser l'injection du gaz au niveau du champ.
- ✓ Le prix du baril sur le marché et les réserves en place restantes doivent être pris en considération pour en décider de l'application de cette technologie.

Références bibliographiques

- [1] Sonatrach, Service Surveillance Géologique, Reconnaissance lithologique et diagraphique des étage géologiques champ de Hassi Messaoud Ouargla (2017),p1-16.
- [2] Salhi B., And Meth. A1, 20,22 , 2015.
- [3] Data Bank (**SONATRACH**).
- [4] AHMED., TAREK ., 2006. Reservoir engineering Handbook. 3rd ed, Burlington, MA, USA: Gulf Professional publishing.
- [5] The Definition Smart Well , Well Dynamics, <http://www.welldynamics.com>.
- [6] Brock , W.R.: Application of Intelligent-Completion Technology in a Triple-Zone Gravel Packed Commingled Producer.
- [7] Aalen N.I. et.A1: Design and Deployment of Maximum Reservoir Contact Wells with Smart Completion in the Development of a Carbonate Reservoir.
- [8] JOKELA ., TIMO, 2007. Intelligent completions – Current and future direction. Schlumberger.
- [9] AHMED., TAREK and McKinney., D. PAUL, 2005. Advanced Reservoir Engineering. Burlington, MA, USA: Gulf Professional publishing.
- [10] The Role of smart completion <http://www.slb.com>.
- [11] Hesp, Well MDZ-627 , profile with fracture picks processed by Ajgou Nadir.
- [12] Schlumberger, Data and Consulting Services, Floscan imager, report prepared byAsma Larbi.