

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGUERRA BOUMERDES
FACULTE DES HYDRAUCARBURES ET DE LA CHIMIE



DEPARTEMENT DE GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS

OPTION : PRODUCTION

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME
MASTER EN PRODUCTION

Thème

**« Amélioration de la production du puits MDZ627 à Hassi Messaoud avec la
complétion semi-intelligente »**

Par :

BOUSSAID MOHAMED SALAH EDDINE
MEKKAKIA MAAZA AMINA

SUIVI PAR :

Mr : SAIFI Redha

BOUMERDES.PROMOTION 2017

Dédicace

Au nom d'Allah, le Tout Miséricordieux, le Très Miséricordieux

En premier lieu Je dédie ce modeste travail à mes chers parents :

SALIMM et SAMIRA

Je les remercie pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir : qui étaient à mes côtés dès l'aube de mon existence jour comme nuit avec leurs prières, leur tendresse et leur compréhension, et qui n'ont réservé aucun effort afin que je sois satisfait sur tous les plans, merci PAPA, merci MAMAN pour vos sacrifices

Je dédie ce modeste travail :

A ma petite sœur IMEN

A ma grande famille

A mon binôme Mlle MEKKAKIA MAZA Amina,

A mes camarades de la promotion H12 et MPH12, mes amis (e), Loulou

A Mon PETROLEUM CLUB



Dédicace

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments
de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivée au terme de mes études,
j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

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

*A mon très cher père MAAMAR, pour ses encouragements, son soutien, et
son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents,
Je ne pourrai jamais égaler votre mérite.*

Mes dédicaces s'adressent également :

A ma chère sœur WISSEM.

A mes chers petits frères que j'aime énormément NASSIM et SAMY.

A toute ma grande famille, MEKKAKIA MAZA et MOKHTARI.

*A mes meilleurs amis : DJEMIA, HALIMA, AMEL, ISMA, RANIA, et
SIDOU*

A mon binôme SALAH.

Ainsi tous mes amis du groupe MAPH12.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

Amina



TABLE DES MATIERES

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

Nomenclature

Chapitre I : Présentation de la région Hassi Messaoud

I.1. Introduction.....	1
I.2. Historique de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud.....	1
I.3. Situation géographique	2
I.3.1 Sa localisation en coordonnées Lambert (Sud Algérie) :	2
I .3.2. Sa localisation Dans le système géodésique mondial WGS 84.....	3
I .3.3.Sa localisation Universal Transverse Mercator (UTM) :	4
I.4. Situation géologique	5
I.5. Zones et numérotation des puits du champ Hassi Messaoud.....	7
I.5.1. Champ Nord	7
I.5.2. Champ Sud	8
I.6. Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud.....	9
I.7. Etude du réservoir du champ Hassi Messaoud	11
I.7.1. Notion de drain et subdivisions du réservoir	11
I.7.2. Description et caractéristiques du réservoir.....	13
I.8. Problèmes d'exploitation du champ.....	14

Chapitre II : Percée de gaz et solutions préconisées

II.1. Introduction	15
--------------------------	----

TABLE DES MATIERES

II.2.Sources de percée du gaz	16
II.2.1.Gaz injectés	16
II.2.1.1.Gaz injecté dans le chapeau de gaz	16
II.2.1.2. Gaz injecté direct dans l'huile	18
II.2.2. Libération de gaz dissous dans l'huile	19
II.2.Causes de percées	21
II.2.1.Réservoir	21
II.2.1.1. Effet de la perméabilité	21
II.2.1.2 Réservoir fissuré et faille non étanche	22
II.2.1.3 Fracturation hydraulique	23
III.2.2.Causes liées à l'exploitation.....	23
II.2.2.1. Débit de production (la duse)	23
II.2.2.2. Débit d'injection.....	23
II.3. Statistique des puits en percée de gaz à HMD.....	23
II.3.1. Aperçu général sur les puits en percée de gaz à HMD.....	24
II.3.2. Classification des puits en percée de gaz à HMD	26
II.3.3. Analyse des problèmes d'exploitation	26
II.3.3.1.Puits	26
II.3.3.2.Réseau	27
II.3.3.3. Réservoir	28
II.4. Solutions préconisées pour minimiser les percées par le gaz	29
II.4.1. Puits injecteur	29

TABLE DES MATIERES

II.4.2. Puits producteur.....	29
II.4.2.1 Gas shut-off	29
II.4.2.2. Ré-compléter les puits avec un LCP ou avec un Liner mixte	29
II.4.2.3 Expandable Steel Patch	30
II.4.2.4 Complétion double	31
II.4.2.5. Complétion intelligente	32
 Chapitre III : Smart Completion	
III.1. Théorie de la smart complétion	33
III .2. Historique du développement de la Smart complétion	34
III .3. Principaux éléments de la complétion intelligente.....	35
III .3.1. Systèmes de capteur (monitoring) de fond	35
III .3.1.1. Capteurs optiques.....	36
III .3.1.2. Autres capteurs.....	37
III .3.2. Système de contrôle Downhole	37
III.3.2.1 Inflow Control Valves (ICV)	37
III.2.2.2. Inflow control device (ICD).....	39
III.3.2.3. Autonomous Inflow Control Valves	39
III.3.3. Système d'isolation.....	41
III.3.4. Contrôle, communication et câbles électriques	42
III .4. Applications actuelles de la smart complétion.....	42
III.4.1. Gas shut-off	42

TABLE DES MATIERES

III.4.2. Production mixte.....	43
--------------------------------	----

III.4.3. Gas dump flooding	44
----------------------------------	----

Chapitre IV : PLT , FSI et DTS

IV.1. Introduction.....	45
-------------------------	----

IV.2. Applications des diagraphies de production	46
--	----

IV.3. Outils de diagraphies de production	47
---	----

IV.3.1. Débitmètres.....	47
--------------------------	----

IV.3.2. Diamètres.....	48
------------------------	----

IV.3.3. Manomètre	49
-------------------------	----

IV.3.4. Température (thermométrie).....	49
---	----

IV.3.5. Gradiomanomètre	50
-------------------------------	----

IV.4. FloScan Imager (FSI).....	51
---------------------------------	----

IV.4.1. Description de l'outil	52
--------------------------------------	----

IV.4.2. Mesure du Holdup	52
--------------------------------	----

IV.4.2.1. GHOST	53
-----------------------	----

IV.4.2.2. FloView (DEFT).....	54
-------------------------------	----

IV.5. Distributed Temperature System (DTS)	56
--	----

IV.5.1 Description de l'outil	57
-------------------------------------	----

IV.5.2. Principe de mesure.....	58
---------------------------------	----

IV.5.3. Options d'installation du DTS	61
---	----

TABLE DES MATIERES

Chapitre V : Cas d'étude

V .1. Introduction -----	63
V .2. Objectif -----	63
V .3. Problématique -----	64
V .4. Cas d'étude de la Zone 1B:-----	65
V .4.1. Historique de la zone 1B.....	65
V.4.2 programme d'injection de gaz.....	66
V.4.3 Problèmes dus à l'injection de gaz.....	66
V.4.4. Autres problèmes possibles rencontrés dans la zone 1B :	68
V.5. Analyse des performances du puits MDZ627 :-----	69
V.5.1. Historique :.....	69
V.5.2. Complétion :.....	69
V.5.3. Localisation de puits MDZ627	69
V.5.4. Géologie	70
V.5.5. Analyse des paramètres de la production.....	71
V.6.Interprétation des données de DTS et PLT -----	71
V.6.1. Objectif de l'opération DTS.....	71
V.6.2. Interprétation d'enregistrement DTS	72
V.6.2.1.Interprétation qualitative de DTS.....	72
V.6.2.2.Intérprétation quantitative	74

TABLE DES MATIERES

V.6.3. Objectif de l'opération FSI	74
V.6.4. Résumé de l'opération FSI 2012.....	75
V.6.5. Interprétation d'enregistrement FSI	77
V.6.5.1.Interprétation qualitative d'enregistrement FSI (enregistrées en 2012) :	77
V.6.5.2.Interprétation quantitative de FSI (2012).....	78
V.6.5.3.Interprétation qualitative des données de FSI (enregistrées en 2016)	78
V.6.6. Comparaison entre les résultats des deux méthodes FSI et DTS :.....	79
V.7. Modélisation du puits MDZ 627 -----	81
V.7.1.Modèle proposé.....	82
V.7.2. Modèle actualisé au dernier jaugeage 15/07/2016 :.....	86
V.7.3.Solutions recommandées.....	87
V.7.4.Résultats obtenus par pipesim , avant et après l'solation.....	89
V.7.5.Comparaison entre les résultats de simulation et les données de jaugeage après la descente de la complétion semi intelligente dans le puits MDZ627 :.....	89
V.7.6.Démarche à suivre pour accélérer la stabilité de comportement du puits.....	90

Conclusions et recommandations

Annexe

Introduction générale

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde c'est pour cela l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures, depuis sa nationalisation en février 1971.

L'industrie du pétrole doit faire face à plusieurs challenges afin de récupérer le maximum des hydrocarbures. Les puits de production doivent avoir la configuration la plus optimale, afin de pouvoir répondre aux exigences d'exploitation.

Après 50 ans d'exploitation, la production moyenne des puits dans le champ de Hassi Messaoud a chuté de 70 % avec une augmentation du Water-Cut, en outre certaines zones dans le champ ont connu une percée de gaz causée par l'injection de ce dernier d'une manière conjoncturelle, auquel s'ajoute l'effet de l'irrégularité du balayage. Cela se traduit par une augmentation significative du GOR et en contrepartie la production d'huile a diminué considérablement.

Suite à la continuité de l'injection de gaz dans le champ d'ici à l'avenir proche on aura d'autres puits qui vont être aussi touchés par la percée et qu'ils vont souffrir de même problème, donc on devra agir de telle manière à retarder l'avancement de la percée ou bien utilisé d'autre moyens pour la mise en production des puits affectés déjà par la percée.

Plusieurs solutions ont été testées et appliquées. Plus récemment, l'avènement d'une technique connue sous le nom de Smart Completion s'est imposé dans l'engineering production comme une technologie pertinente, une solution efficace et solide pour contrecarrer les problèmes des percées du gaz et d'eau, qui donne souvent d'excellents résultats comparés aux technologies classiques.

Cet instrument permet de surveiller et de contrôler chaque segment (branche) de puits et peut être utilisé pour maximiser la récupération de l'huile et minimiser la production des fluides indésirables (gaz, eau), par conséquent la réduction des interventions sur puits (Well Intervention) ; coûteuses en argent et en personnel. Les puits intelligents sont également avantageux en présence de plusieurs horizons producteurs où l'on tend à regrouper leurs productions.

Le contrôle des percées est assuré par la gestion des vannes ICV's (interval control valves), d'où un rapport de conception peut être proposé.

Pour conclure l'utilisation de la Smart Completion dans le champ de Hassi Messaoud constitue une solution adéquate pour réduire les percées de gaz et d'eau, par conséquent améliorer le débit de production et réévaluer la récupération finale des réserves.

Ce travail est organisé comme suit : l'abstrait par le quel on présente d'une manière introductive la pertinence de la Smart Completion suivie d'une introduction générale et un inventaire des principaux points développés dans l'ensemble du travail.

Le mémoire est également partagé en cinq chapitres, dans le premier chapitre (**Chapitre I**), on présente la région de Hassi Messaoud de point de vue géologique et géographique. Ensuite, on va voir les problèmes engendrés par les percées de gaz dans la région Hassi Messaoud et les solutions proposées pour les contrôler ou les minimiser seront traités dans le deuxième chapitre (**Chapitre II**). Dans le troisième chapitre (**Chapitre III**), historique et développement, présentation de l'équipement de Smart Completion, les composantes, conception, ses avantages et applications. Le quatrième chapitre (**Chapitre IV**), dans ce chapitre on traite les différents types de diagraphies de production : les PLT, FSI et enfin le DTS qui est une nouvelle technique, utilisée pour la première fois à Hassi Messaoud, souvent installée sur la complétion intelligente. Finalement, on a le cinquième chapitre (**Chapitre V**), le cœur de ce travail, dans lequel on présente la région où se trouve le puits, le problème de percée de gaz dans cette région, ensuite on présente le puits sélectionné pour faire une étude complète sur l'impact de la smart completion sur sa productivité, c'est le puits MDZ627. Et enfin, on fait une analyse de performance de ce puits avant et après qu'il soit équipé par la smart completion, et sa en faisant sa modélisation par le logiciel Pipesim.

Liste des tableaux :

Tab.I. 1 Coupe lithologique du réservoir de Hassi Messaoud -----	12
Tab.II. 1. Puits en état de percée de gaz dans le champ de Hassi-Messaoud.-----	25
Tab.III. 1.Comparaison d'ICV et ICD complétion -----	40
Tab.V. 1.Types des puits dans la zone 1B -----	65
Tab.V. 2.Informations generale sur le puits MDZ627 -----	69
Tab.V. 3.Contribution de chaque couche productrice traversée par le puits -----	74
Tab.V. 4.Résultats de jaugeages-----	78
Tab.V. 5.Interprétation quantitative de FSI -----	79
Tab.V. 6.Données de puits MDZ627 par zone -----	81
Tab.V. 7.Données actualisées du puits MDZ627 par zone. -----	86
Tab.V. 8.Comparaison entre les paramètres avant et après l'isolation de drain de gaz -----	89
Tab.V. 9. Sensitivité pour différents diamètres de duse -----	92

Liste des figures

Fig.I. 1. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud -----	3
Fig.I. 2. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud -----	4
Fig.I. 3. Situation géologique du champ de Hassi Messaoud -----	5
Fig.I. 4. Gisements entourant le champ de Hassi Messaoud -----	6
Fig.I. 5. Coupe structurale du champ de Hassi Messaoud -----	7
Fig.I. 6. Carte des zones du champ de Hassi Messaoud-----	8
Fig.I. 7. Bloc diagramme de l'écorché géologique sous la discordance hercynienne -----	9
Fig.I. 8. Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud-----	9
Fig.I. 9. Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud-----	10
Fig.II 1. Déplacement de contact Huile-Gaz.-----	16
Fig.II. 2. Ecoulement sphérique -----	17
Fig.II. 3. Ecoulement radial -----	17
Fig.II 4. Coning de gaz.-----	18
Fig.II.5. Conséquences d'augmentation de GOR. -----	18
Fig.II.6.Evolution de la pression et du GOR en fonction de la production cumulée d'huile d'un gisement.-----	19
Fig.II.7.Phase de libération de gaz dissous.-----	20
Fig.II.8.L'évolution de la perméabilité relative à l'huile en fonction de la saturation en gaz.	21
Fig.II.9.Effet de la perméabilité.-----	22
Fig.II.10.Effets des fissures et des barrières. -----	22
Fig.II.11.Puits en percée de gaz dans le champ de Hassi-Messaoud. -----	24
Fig.II.12.Evolution de la perméabilité relative à l'huile en fonction de la saturation en gaz. -	28
Fig.II.13.Exemples d'une complétion avec un LCP et LPP. -----	30

Fig.II.14. SES – patch. -----	31
Fig.II 15.Photo réelle de la partie en caoutchouc du Casing Patch. -----	31
Fig.III.1.Design de la complétion dans le puits B38B. -----	34
Fig.III .2.Installation de la fibre optique sur la completion [9] -----	37
Fig.III.3.Première génération de ICV-----	38
Fig.III.4.Inflow control device-----	39
Fig. III . 5.Swell Packer-----	41
Fig. III . 6.Packer d'isolation. -----	41
Fig. III . 7.Câbles de communication -----	42
Fig. III . 8.Control of water break-through in a layered reservoir -----	43
Fig. III. 9. Production combinée à partir de deux reservoir empilés -----	44
Fig.III.10.Maintien de la pression dans un réservoir par l'injection contrôlée -----	44
Fig.IV.1.Evaluation, Monitoring et Diagnosis respectivement -----	46
Fig.IV.2.Différents outils de diagraphie de production -----	47
Fig.IV.3.Principe du débitmètre -----	48
Fig.IV.4.Principe du diamétreur-----	49
Fig.IV.5.Capteur de température -----	50
Fig.IV.6.Détermination du water holdup up à partir de la densité du mélange-----	50
Fig.IV.7.Avantage du FSI par rapport au PLT -----	51
Fig.IV.8.Composition du FloScan Imager -----	52
Fig.IV.9.Principe des sondes optiques-----	53
Fig.IV.10.Calcul du Holdup à partir du GHOST -----	54
Fig.IV.11.Sonde électrique-----	54
Fig.IV.12.Principe du FloView -----	55

Fig.IV.13.Enregistrement dans les puits horizontaux -----	55
Fig.IV.14.Combinaison du GHOST et FloView donne le Holdup de l'huile-----	56
Fig.IV.15.Eléments composant le DTS-----	57
Fig.IV.16.Principe de fonctionnement du DTS -----	58
Fig.IV.17.Intensité anti-Stokes en fonction de la température -----	60
Fig.IV.18.Options d'installation du système de température distribuée -----	61
Fig.IV.19.Comparaison entre les mesures de Double-ended et Single-ended -----	62
Fig.V.1.Distribution des puits injecteurs dans le champs HMD -----	64
Fig.V.2.Distribution des puits dans la zone 1B-----	65
Fig.V.3.Historique de production et d'injection de la zone 1B -----	66
Fig.V. 4.Historique de la zone 1B (debit d'huile-pression gisement-debit de gaz injecté) ----	67
Fig.V.5.Cumul de production d'huile dans chaque puits de la zone 1B -----	67
Fig.V.6.Indice de productivité dans chaque puits de la zone 1B -----	68
Fig.V.7.Location du puits MDZ627 -----	70
Fig.V.8.Historique de production de puits MDZ627 -----	71
Fig.V.9.Température enregistrée pendant la phase shut-in -----	72
Fig.V.10.Température enregistrée pendant la phase flowing -----	73
Fig.V.11.Profil d'écoulement -----	75
Fig V. 12.Fissurations aux abords de puits MDZ 627 et les intervalles producteurs -----	76
Fig.V.13.Comparaison entre enregistrement de DTS et FSI -----	80
Fig.V.14.Model du puits MDZ627. -----	82
Fig.V.15.Données du matching-----	83
Fig.V.16.Corrélation qui correspond au Matching -----	84
Fig.V.17.Profil de pression du puits MDZ627 -----	85
Fig.V.18.Point de fonctionnement du puits MDZ 627 -----	85

Fig.V.19.Point de fonctionnement du puits MDZ627 après l'actualisation du model de puits MD627 par zone -----	86
Fig.V.20.Modèle après l'isolation du drain D5+D4a-----	87
Fig.V.21.Point de fonctionnement après l'isolation du drain D5+D4a -----	88
Fig.V.22.Débit de gaz du puits MDZ627 après l'isolation de drain de gaz. -----	88
Fig.V.23. Points de fonctionnement pour différents diamètres de duse. -----	91

Nomenclature

AICD : Autonomous Inflow Control Device

BHFP : Pression en débit au fond du puits

B_c = gas bubble count

B_o : facteur volumetrique du fond d'huile

CFPA : Compagnie Française du Pétrole en Algérie UTM : Universal Transverse Mercator

CT : Coiled Tubing

D duse : diamètre de la duse

DE : Double-ended

DLS : Dog Leg Severity

DMS : Degré Minute Seconde

DTS : Distributed Temperature System

dP duse : différentielle de pression à la duse

dT duse : différentielle de temperature à la duse

Ep Moy : épaisseur moyenne

FCV : Flow Control Valve

FSI: FloScan Imager

GOM: Golf Of Mexic

GOR: Gas Oil Ratio

HMD: Hassi Messaoud

HP : haute pression

HZN : hors zones nord

HZS : hors zones sud

ICD: inflow control device

ICV: inflow control valve

ID : inter drain

Incl : inclinaison

IP : Indice de Productivité

IPR : Inflow Performance Relationship

Krg : Perméabilité relative du gaz

Krog : Perméabilité relative d'huile avec $S_w = S_{wc}$, fonction de S_g

Krocw : Perméabilité relative d'huile avec $S_w = S_{wc}$, $S_g=0$

LCP : liner cimenté perforé.

LPP : liner pré-perforé

MCP: Multi Control Packer

MD: Measured Depth

MRC : Maximum Reservoir Contact

NTS : l'intensité du signal Stokes

Pb : Pression de bulle

PFD : Pression fond dynamique

PLT : Production Logging Tool

Ppipe : pression pipe

Pr : Pression de réservoir

Ptete : pression tête

Pwf : Pression fond dynamique

Qg : débit du gaz

Qo : débit d'huile

SE : Single-ended

SESP : Saltel Expandable Steel Patches

Sg : saturation de gaz

Sgc : Saturation de gaz critique

Sgmax : Saturation de gaz maximale

Siw : Saturation en eau irréductible

SLE : Constante de la fibre optique

SN REPAL : Société française Nationale de Recherche et d'Exploitation Pétrolière en Algérie

So: saturation d'huile

Sor : Saturation d'huile résiduelle

Sw : saturation d'eau

SWC : Smart Well Completion

THT : Temperature en tete de tubing

THP : Pression en tête de tubing

VLP : Vertical lift performance

TVD : True Vertical Depth

T_{ref} : température de la bobine de reference

TTS : l'intensité du signal anti-Stokes

VS : Vertical Section

WHP : Well Head Pressure

Y_g = Gas Holdup

Y_h = Hydrocarbon Holdup

Y_w = Water Holdup

Z sol : l'élévation du sol par rapport au niveau de la mer

Z table : l'élévation de la table de rotation par rapport au niveau de la mer

ρ_o = La densité de l'huile

ρ_w = La densité de l'eau

ρ_{grad} = La densité du mélange donnée par le gradiomanomètre

Unités :

cp : centpoise

C° : Degré Celsius

K : Kelvin

gr : Gramme

g/l : gramme par litre

mg/l : milligramme par litre

g/cm² : gramme par centimètre

kg : kilogramme

km :kilomètre

bbl :Baril

ft : Feet (Pied)

in : Inch(pouce)

md : Mili Darcy

m : Mètre

m³/m³ : mètre cube par mètre cube

Sm³/ Sm³ : standard mètre cube par standard mètre cube

°API : degré API (American Petroleum Institute)

µm : micro mètre

ns : nano seconde

Introduction générale

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde c'est pour cela l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures, depuis sa nationalisation en février 1971.

L'industrie du pétrole doit faire face à plusieurs challenges afin de récupérer le maximum des hydrocarbures. Les puits de production doivent avoir la configuration la plus optimale, afin de pouvoir répondre aux exigences d'exploitation.

Après 50 ans d'exploitation, la production moyenne des puits dans le champ de Hassi Messaoud a chuté de 70 % avec une augmentation du Water-Cut, en outre certaines zones dans le champ ont connu une percée de gaz causée par l'injection de ce dernier d'une manière conjoncturelle, auquel s'ajoute l'effet de l'irrégularité du balayage. Cela se traduit par une augmentation significative du GOR et en contrepartie la production d'huile a diminué considérablement.

Suite à la continuité de l'injection de gaz dans le champ d'ici à l'avenir proche on aura d'autres puits qui vont être aussi touchés par la percée et qu'ils vont souffrir de même problème, donc on devra agir de telle manière à retarder l'avancement de la percée ou bien utilisé d'autre moyens pour la mise en production des puits affectés déjà par la percée.

Plusieurs solutions ont été testées et appliquées. Plus récemment, l'avènement d'une technique connue sous le nom de Smart Completion s'est imposé dans l'engineering production comme une technologie pertinente, une solution efficace et solide pour contrecarrer les problèmes des percées du gaz et d'eau, qui donne souvent d'excellents résultats comparés aux technologies classiques.

Cet instrument permet de surveiller et de contrôler chaque segment (branche) de puits et peut être utilisé pour maximiser la récupération de l'huile et minimiser la production des fluides indésirables (gaz, eau), par conséquent la réduction des interventions sur puits (Well Intervention) ; coûteuses en argent et en personnel. Les puits intelligents sont également avantageux en présence de plusieurs horizons producteurs où l'on tend à regrouper leurs productions.

Le contrôle des percées est assuré par la gestion des vannes ICV's (interval control valves), d'où un rapport de conception peut être proposé.

Pour conclure l'utilisation de la Smart Completion dans le champ de Hassi Messaoud constitue une solution adéquate pour réduire les percées de gaz et d'eau, par conséquent améliorer le débit de production et réévaluer la récupération finale des réserves.

Ce travail est organisé comme suit : l'abstrait par le quel on présente d'une manière introductive la pertinence de la Smart Completion suivie d'une introduction générale et un inventaire des principaux points développés dans l'ensemble du travail.

Le mémoire est également partagé en cinq chapitres, dans le premier chapitre (**Chapitre I**), on présente la région de Hassi Messaoud de point de vue géologique et géographique. Ensuite, on va voir les problèmes engendrés par les percées de gaz dans la région Hassi Messaoud et les solutions proposées pour les contrôler ou les minimiser seront traités dans le deuxième chapitre (**Chapitre II**). Dans le troisième chapitre (**Chapitre III**), historique et développement, présentation de l'équipement de Smart Completion, les composantes, conception, ses avantages et applications. Le quatrième chapitre (**Chapitre IV**), dans ce chapitre on traite les différents types de diagraphies de production : les PLT, FSI et enfin le DTS qui est une nouvelle technique, utilisée pour la première fois à Hassi Messaoud, souvent installée sur la complétion intelligente. Finalement, on a le cinquième chapitre (**Chapitre V**), le cœur de ce travail, dans lequel on présente la région où se trouve le puits, le problème de percée de gaz dans cette région, ensuite on présente le puits sélectionné pour faire une étude complète sur l'impact de la smart completion sur sa productivité, c'est le puits MDZ627. Et enfin, on fait une analyse de performance de ce puits avant et après qu'il soit équipé par la smart completion, et sa en faisant sa modélisation par le logiciel Pipesim.

I.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est un gisement gréseux de forte puissance qui s'étend sur quelques 2200 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². La couche productrice située à une profondeur moyenne de 3400 m se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétrophysiques. Celles qui sont le plus directement liées à la productivité des puits, porosité, argilosité et perméabilité sont encore aujourd'hui difficilement prévisibles et ce, malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 1200 puits verticaux et horizontaux qui ont été continuellement carottés au cours de ces 50 dernières années. Les propriétés pétrophysiques peuvent être une aubaine pour la productivité, comme ils peuvent provoquer une succession de problèmes à résoudre.

I.2. Historique de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud

Le début de l'exploitation pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19^{ème} siècle. Depuis, le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord.

En 1946 la SN REPAL (Société française Nationale de Recherche et d'Exploitation Pétrolière en Algérie) avait commencé sa recherche à travers le Sahara algérien. Trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, premier tir sismique dans la région de Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à SN REPAL et son associé la CFPA (Compagnie Française du Pétrole en Algérie) de déposer leurs premières demandes de permis de recherche.

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN REPAL qui a amorcé au niveau de la partie sud du champ le premier forage Messaoud 1(MD1), implanté, à la suite d'une campagne sismique de réfraction. Le 15 juin de la même année, ce forage découvrait à 3338 mètres de profondeur une accumulation d'huile dans les grès du réservoir Cambrien. En mai 1957, la C.F.P.A à la suite de l'obtention de la partie septentrionale du champ confirmait ce résultat par le forage OM 1 situé à environ 7 Km au Nord-Nord Ouest du puits MD 1.

Le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes attribuées à la C.F.P.A (devenue par la suite Total) pour la partie Nord et à la SN REPAL (devenue Elf) pour la partie sud à laquelle revient la paternité de la découverte.

L'exploitation du gisement commence vraiment le 7 janvier 1958, le pétrole coule dans l'oléoduc provisoire qui le conduit, après un voyage de 180 kilomètres, jusqu'à Touggourt, lieu de transit pour la métropole. Durant cette même année a eu lieu le premier chargement de brut à partir du port de Bougie (Béjaïa) à destination de Lavera (Marseille, France).

L'année 1963 a connu la création de la SONATRACH : Décret présidentiel N°63-491 du 31 décembre de la même année. Les forages qui étaient alors de dix par an n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971. En 1979, L'IFP a réalisé plusieurs travaux qui ont abouti à la délimitation du champ de Hassi Messaoud à 25 zones productives.

I.3. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue pour plus de 50% de la production algérienne. Il se trouve dans l'immensité désertique du Sahara algérien, au nord du continent Africain (**Figure I.1**). Il est aussi situé à 650 Km au Sud Sud-Est de la capitale Alger, à 350 km de la frontière Algero-tunisienne, ainsi qu'à environ 80 km au sud-est de la ville de Ouargla et à 176 km au sud de Touggourt (**Figure I.2**). Les dimensions de ce champ lui permettent donc d'être l'un des plus grands gisements d'huile du continent Africain.

I.3.1 Sa localisation en coordonnées Lambert (Sud Algérie) est :

$X = [790000 - 840000]$ Est, $Y = [110000 - 150000]$ Nord.



Fig.I. 1. Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

I .3.2. Sa localisation Dans le système géodésique mondial WGS 84

Coordonnées géographiques en Degré Minute Seconde(DMS)

- Latitude : 31° 40' 56.84" N
- Longitude : 6° 4' 21.08" E

Coordonnées géographiques en degrés décimaux

- Latitude : 31.682456°
- Longitude : 6.072521°

I .3.3.Sa localisation Universal Transverse Mercator (UTM) : KA21

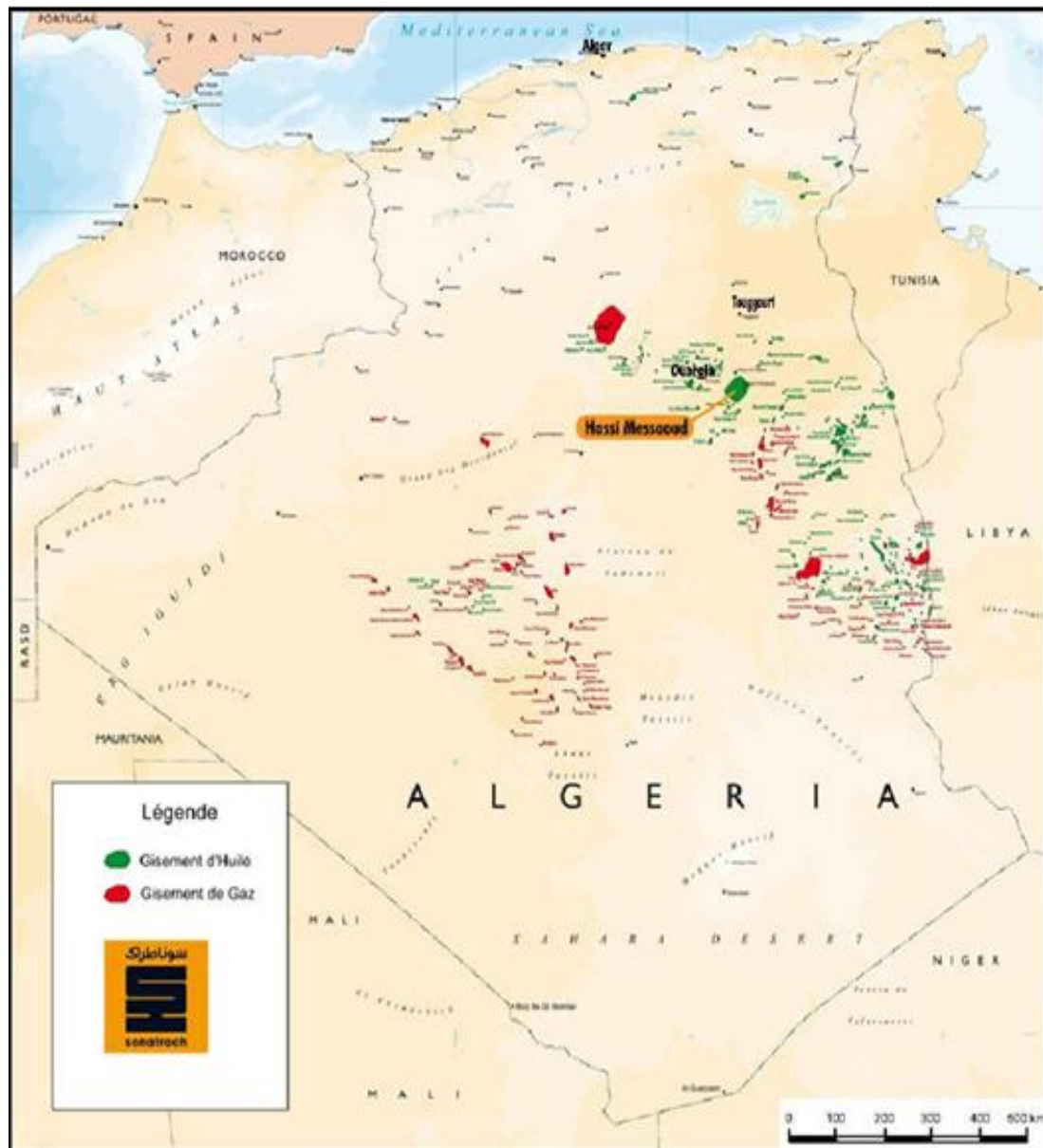


Fig.I. 2. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

I.4. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la partie septentrionale de la Plate-forme Saharienne, cette dernière se situe au sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord Africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes, les déformations tectoniques et la subsidence, ont modelé la Plate-forme Saharienne en un certain nombre de bassins répartis dans la province occidentale, la province orientale et la province triasique.

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique.

Il est limité géologiquement par (**Figure I.3**) :

- Au Nord les structures de Djamaa Touggourt ;
- À l'Est le dôme de Dahar, Horst anticlinal de Hassi-Touareg Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès;
- Au Sud l'éperon ou le môle d'Amguid El Biod ;
- À l'Ouest la dépression d'Oued Mya.

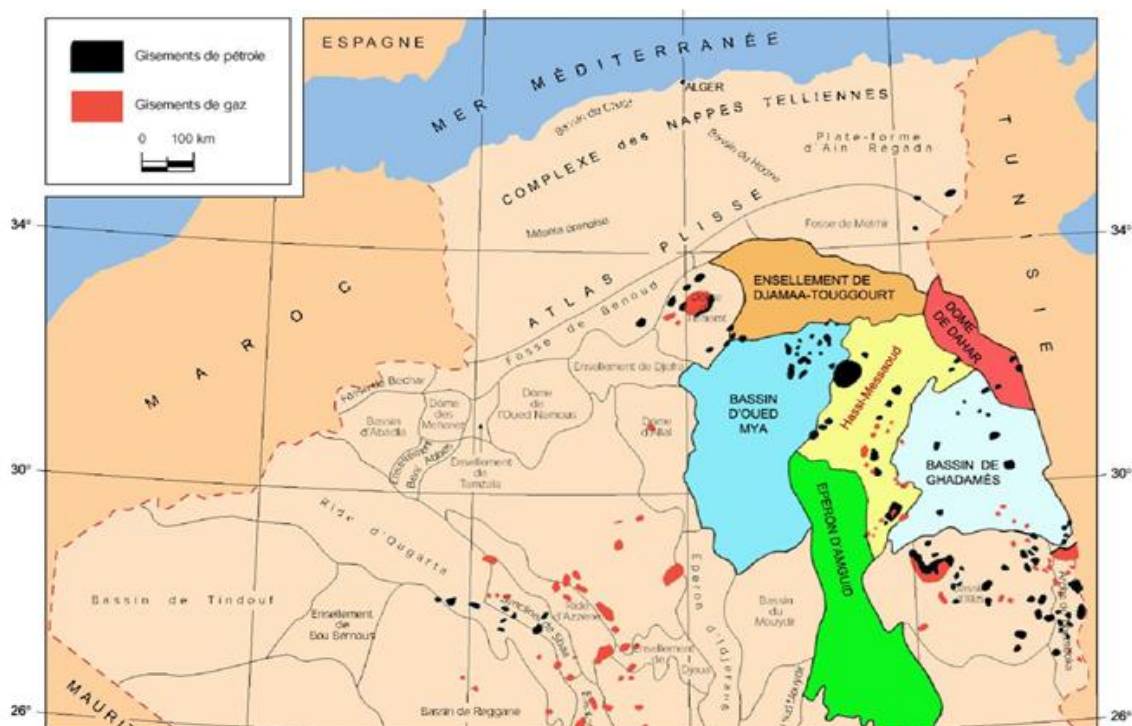


Fig.I. 3. Situation géologique du champ de Hassi Messaoud

Il est aussi limité par les gisements suivants (**Figure I.4**) :

- A l'Ouest par les gisements Guellala, Ben-Kahla et Berkaoui ;
- Au Nord-Ouest par les gisements Ouarsenis N, Zidane Lakhar et Boukhezana ;
- Au Nord-Est par le gisement de Rh. Chegga ;
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar ;
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

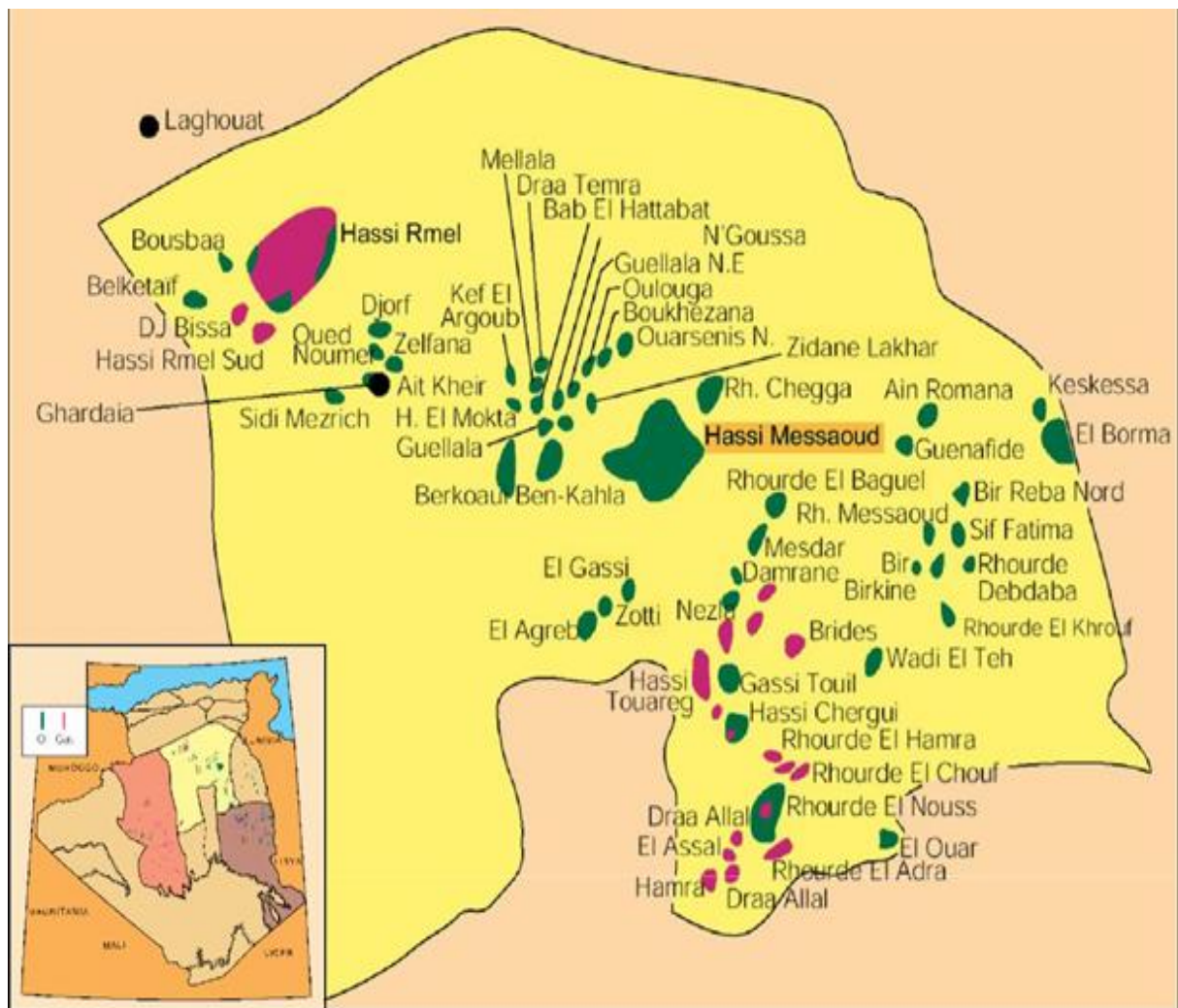


Fig.I. 4. Les gisements entourant le champ de Hassi Messaoud

La structure de Hassi-Messaoud se présente sous forme d'un anticlinorium de direction Est-Ouest (**Figure I.5**). Par sa superficie et ses réserves, il est l'un des plus grands gisements de pétrole au monde.

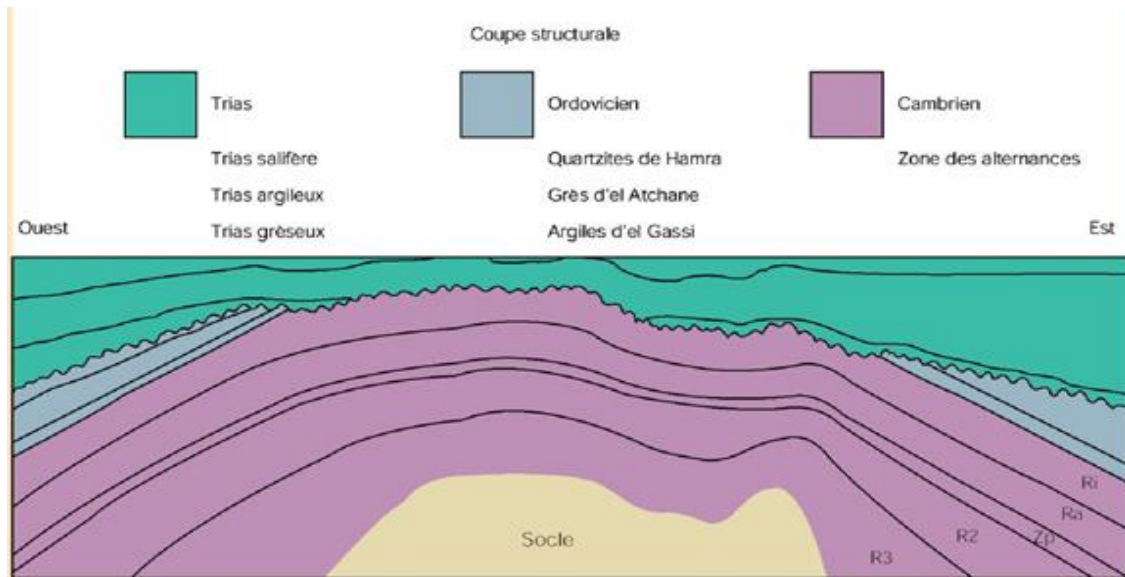


Fig.I. 5. Coupe structurale du champ de Hassi Messaoud

I.5. Zones et numérotation des puits du champ Hassi Messaoud

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones principales (**Figure I.6**), dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes. Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement et pression de bulle. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. Sur un plan plus vaste ces 25 zones sont partagées à l'intérieur de deux grandes zones (la zone centrale et la zone complexe) en plus de ces deux principales zones, il existe de nouvelles zones de production telles que les hors zones nord et sud HZN et HZS qui se trouve entre les zones principales.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone Sud, chacune ayant sa propre numérotation et nomination.

I.5.1. Champ Nord

Comporte une nomination géographique (Om... coté ouest ou bien On... coté est) plus la lettre du carré où se trouve le puits (chaque carré fait 100 Km²) : Pour les Om(.).. : (f, g, h, l, k, j, i, m, n, o, p). Et pour les On(.).. : (e, i, m).

Complétée par une numérotation chronologique (Abscisse, et ordonnée).

Le champ Nord gère deux champs périphériques : Garet Ben Chentir (OL) et Rhourde Chegga (RDC).

I.5.2. Champ Sud

Sa numérotation est principalement chronologique, Md... . Le champ Sud gère trois champs périphériques : Hassi Dzabat (HDZ), Hassi Guettar (HGA) et Hassi Tarfa (HTF).

NB : La région de Hassi Messaoud gère aussi les champs périphériques de : Bir Berkine (BBK), El Bourma (ELB + HTB), Masdar (MDR), Zenouss (ZE) et Kaskassa (KSK).

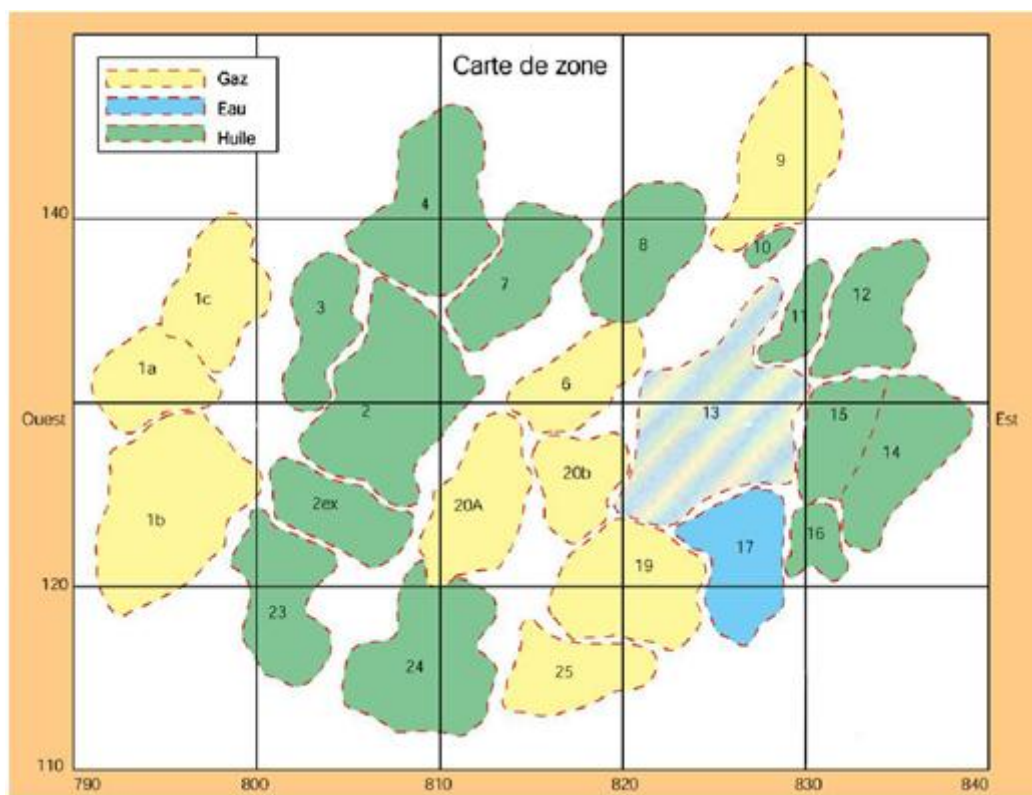


Fig.I. 6. Carte des zones du champ de Hassi Messaoud

I.6. Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud reposant sur un socle en granite. Elle est marquée par l'absence du silurien, dévonien, carbonifère et Permien ; elle est de ce fait incomplète. La discordance hercynienne est manifestement plus accentuée au centre de la structure (**Figure I.7**), ou les dépôts argilo gréseux et salifères du Trias reposent

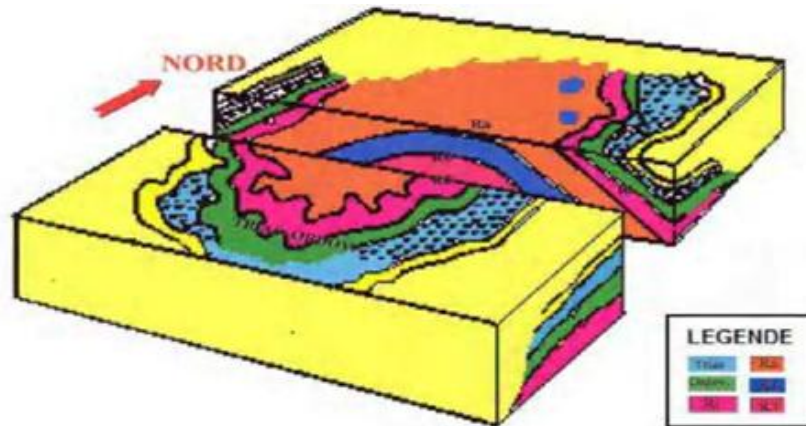


Fig.I. 7. Bloc diagramme de l'écorché géologique sous la discordance hercynienne directement sur le Cambro-Ordovicien . En allant vers la périphérie, la série stratigraphique devient plus complète (**figure I.8**).

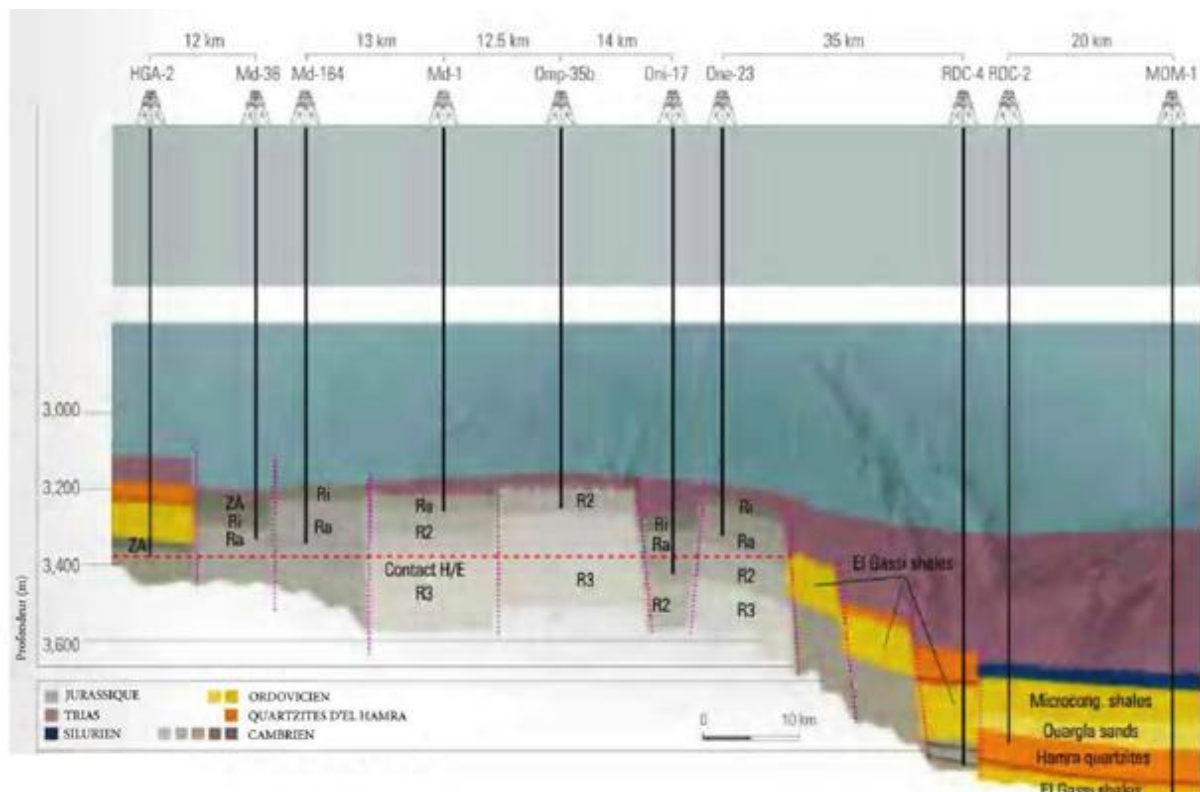


Fig.I. 8. Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud

La stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud se présente comme suit (Figure I.9) :

ERE	SYST	ETAGES		LITHOLOGIE	EPAISSEUR MOYENNE	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine			240/239	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE			120/122	Sable, calcaire à silex
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire, dolomie, anhydrite
			ANHYDRITIQUE		209/219	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE		140/149	Sel massif et traces d'anhydrite
		TURONIEN			90/112	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux
		CENOMANIEN			145/147	Anhydrite, marne, dolomie
		ALBINE			350/362	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse
		APTIEN			24/25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire
		BARREMIEN			276/280	Argile, grés, dolomie
		NEOCOMIEN			180/182	Argile, marne, dolomie, grés
	JURASSIQUE	MALM			225/226	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
		DOGGER	ARGILEUX		105/107	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE		210/211	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
		LIAS	L.D 1		65/66	Dolomie, anhydrite, argile
			L.S 1		90	Alternance sel, anhydrite et argile
			L.D 2		55	Anhydrite de dolomie cristalline
			L.S 2		58/60	Alternance sel et argile
			L.D 3		30/31	Alternance de dolomie et de marne
	TRIAS	SALIFERE	TS 1		46	Alternance de sel, d'anhydrite et de dolomie
			TS 2		189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
			TS 3		202	sel massif et traces d'argile
		ARGILEUX			113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite
		GRESEUX			0 à 35/35	Grés, argile
		ERUPTIF discordance hercynienne			0 à 92	Andésites altérées
PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA			75
	GRES D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles shisteuses, verte ou noires glauconieuses à graptolithes	
	ZONE DES ALTERNANCES			20/18	Alternance de grés et argile Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	Ri (Isométriques)			42/50	Grés isométrique, fins, silteux
		Ra (Anisométriques)			120/125	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts
		R 2			100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique
		R 3			300/370	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse
	INFRA-CAMBRIEN			45	Grés argileux rouges	
SOCLE				Granite porphyroïde rose		

Fig.I. 9. Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud

I.7. Etude du réservoir du champ Hassi Messaoud

I.7.1. Notion de drain et subdivisions du réservoir

La notion de drains a pris naissance à raison d'une correspondance sédimentologie et diagraphique et à la qualité du réservoir.

Le terme de drains, qualifiants des zones ou unités faiblement cimentées à caractéristiques relativement constantes sur l'étendue du champ, coïncident bien avec les trois zones préférentielles du réservoir.

Rappelons que les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes (**Tab I.1**).

Niveau R3 : généralement aquifère, sans aucun intérêt pétrolier.

Niveau R2 : ne présentant que rarement des qualités réservoirs, dans sa partie supérieure (19% des réserves). Il ne produit pas directement dans les puits forés dans son toit, mais il alimente le réservoir Ra par un important un flux vertical d'huile. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2-ab et le R2-inf.

Niveau Ra : réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques petrophysiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :

Zone I : grossière inférieure subdivisée de bas en haut : Drain D1. Drain ID (Inter Drain).
Drain D2.

Zone II : Fine intermédiaire (D3).

Zone III : Grossière supérieure (D4).

Niveau Ri (D5) : Grès fin isométrique, zone habituellement très compacte (13% des réserves), une épaisseur moyenne non érodée de 45m, un dépôt sur le Ra après une période d'érosion qui a pu éliminer environ 30% d'argile, une bonne continuité des couches a des faibles perméabilités.

Ere	Age	Etage		Litho faciès	Tendance ciments	Ep. Moy (m)	Description	
A. B. C.	D	Zone des alternances			+ Siliceux	18	Alternance grès et argile : Nombreuses passées d'argile indurée alternant avec des bancs quartzites fins	
		Ri	Ri Sup		Siliceux	42	Grès Isométriques, Silts : Grès quartzites fins moyens à ciment argileux et siliceux et à nombreuses Tigilites. Nombreuses intercalations silteuses dans la partie moyenne	
			Ri moyen		Argileux			
			Ri inf		+ Siliceux			
	C	R An	horizontale	Ra sup (D4)		Siliceux	40	Grès Anisométriques, Silts : Grès à grès quartzites moyen à grossiers
				Ra moyen (D3)		Argileux	22	Anisométriques à ciment argileux et siliceux. Localement quartzites francs
				Ra inf (D2)		Siliceux	25	Des passées de 1 à 20 cm de siltstones argileux y sont irrégulièrement intercalées
				Ra inf (ID)		Argileux	29	Stratification souvent oblique à entrecroisée.
						+ Siliceux		
						+ Argileux		
				Ra inf (D1)		Argileux	28	Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
						Siliceux		
		Zone de Passage			+ Argileux	8	Grès grossiers à passée argileux.	
		R2			Zone de	100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux assez abondant (illite) et admettant des passages de siltes en minces intercalations. Le R2 présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure. Les stratifications sont souvent obliques.	
					Argileux sup			
					Siliceux sup			
					Argileux inf			
					Siliceux inf			
					Zone de passage			
		R3					370	Grès grossiers à micro-conglomériques, ciment argileux sans intérêt pétrolier
						45	Grès argileux rouge	
		Socle					Granite porphyroïde	

Tab.I. 1 Coupe lithologique du réservoir de Hassi Messaoud

I.7.2. Description et caractéristiques du réservoir

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias.

L'eau de gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et a une masse volumique de 1,21 g/cm³ ; Sa viscosité est de 0,45 cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380 m ($S_w = 100\%$) il a envahi partiellement une bonne partie du R2. L'aquifère n'est pas actif.

Les grès de Hassi Messaoud sont constitués essentiellement de grès anisométriques, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques, elle est la plus productive du Réservoir Cambrien situé environ de 3300m à 3500m de profondeur.

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur un plan vertical.
- La porosité est faible de 5 à 10 %,
- La perméabilité est très faible de moyenne 0.1 –200 mdarcy,
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45 °API) permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinsertion de gaz,
- La viscosité est d'environ 0.2 cp à la pression de saturation,
- Le facteur volumétrique de fond Bo est de 1.7 m³/stdm³.
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile+eau+roche) est: $3,63.10^{-4}(\text{kg/cm}^2)^{-1}$
- La saturation initiale en huile est de 80% à 90% maximum,
- La saturation critique en gaz est de l'ordre de 08%,
- La pression de Gisement est variable de 90 à 470 kg/cm²,
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm²,
- La température est de l'ordre de 118° C,
- Les puits présentent des G.O.R d'une moyenne de 220 m³/m³ (sauf pour les puits en percée où le G.O.R peut dépasser 1000 m³/m³ et plus),
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum mais peut également être nulle.
- Cote de référence est de 3200 m,
- Le contact Huile/Eau initiale est à plus ou moins 3380 m.

I.8. Problèmes d'exploitation du champ

Le champ de Hassi Messaoud pose plusieurs problèmes d'exploitation qui sont généralement aggravés par les conditions thermodynamiques sévères du réservoir.

Le premier problème est dû à la présence dans la formation d'eau salée saturée dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits. La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau même très faibles sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant toujours pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Un second problème est qu'à fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrique est installé dans les puits (plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentrique ou de chemisage) afin d'injecter le gaz pour les besoins de production, ainsi que l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation provoquent le bouchage et la corrosion des installations.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans le réseau de collecte.

En plus des dépôts minéraux il existe d'autres types de dépôts mais cette fois organiques telles que les asphaltènes qui se déposent dans le tubing, perforations et la formation en elle-même provoquant une diminution ou un arrêt de la production.

II.1. Introduction

La percée de gaz (ou d'eau) représente un des problèmes de la production dans lequel le gaz (eau) qui se trouve dans la formation s'infiltre dans la zone de perforation dans la zone proche du puits et réduit la production, ou peut être définie comme : l'accès d'un fluide indésirable (dans notre cas c'est le gaz) dans le puits c'est communément connu sous le nom de percée lorsque le gaz (eau) injecté pour maintenir la pression du réservoir à travers les puits injecteurs serait produit par un des puits producteur [1]

Strictement un phénomène de zone proche du puits, il se développe seulement une fois les forces de pression poussant les fluides vers le puits dépassent les forces de flottabilité naturelles qui séparent le gaz et l'eau de l'huile.

Les principaux facteurs qui influent sur la tendance au gaz (ou à l'eau) sont la différence de densité entre l'huile et le gaz ou l'huile et l'eau, la viscosité de l'eau ou du gaz, la perméabilité à la formation (la présence des fissures ou pas) , le drawdown, le débit, etc. Plus précisément, la tendance d'un fluide vers le cône est directement proportionnel à la différence de densité entre le fluide et le pétrole brut, mais inversement proportionnel à la viscosité du fluide et à la perméabilité du réservoir.[2] [3]

Dans ce chapitre on va voir de près les problèmes engendrés par les percées de gaz dans la région Hassi Messaoud et les solutions proposées pour les contrôler ou les minimiser.

A Hassi Messaoud on a constaté que nous avons 45 puits fermés totalement à cause de GOR élevé par rapport à la normale (due à la percée) ; et 126 puits dont leur GOR dépasse 1500 Sm³/Sm³. Ces puits-là qui représente environ 17% des puits de HMD sont en cours d'exploitation avec un GOR moyen de 3000 Sm³/Sm³, dont leur production moyenne est de l'ordre de 7000 tonnes/jour, suite à la continuité de l'injection de gaz dans le champ d'ici à l'avenir proche les 126 puits à fort GOR seront automatiquement ajoutés au 45 puits fermés et au fil de temps on aura d'autres puits qui vont être aussi touchés par la percée et qu'ils vont souffrir de même problème, donc on devrait agir de telle manière à ou bien de retarder l'avancement de la percée ou bien utilisé d'autre moyens pour la mise en production des puits fermés suite au problème de percée.

II.2. Sources de percée de gaz

II.2.1. Gaz injectés

On a deux cas

II.2.1.1. Gaz injecté dans le chapeau de gaz

Le gaz de chapeau de gaz joue le rôle d'un fluide moteur qui pousse l'huile vers le puits et pour renforcer ce fluide-là, on place un puits injecteur dans le chapeau de gaz. Au fur et à mesure de la production de l'huile du réservoir, le gaz au-dessus de l'huile (le gaz cap) se dilate et occupe l'espace disponible rapidement. L'interface gaz/huile se situera au niveau de la zone des perforations et le gaz accompagnera la production de l'huile et à ce moment un coning de gaz va se former d'où la proportion du gaz dans les fluides produits devient rapidement très importante donc le GOR augmente ce qui met le puits producteur devant le danger de problème de percée de gaz.

Ce problème peut être corrigé en condamnant les perforations d'origine à l'aide de ciment et en effectuant de nouvelles perforations plus profondément dans le puits

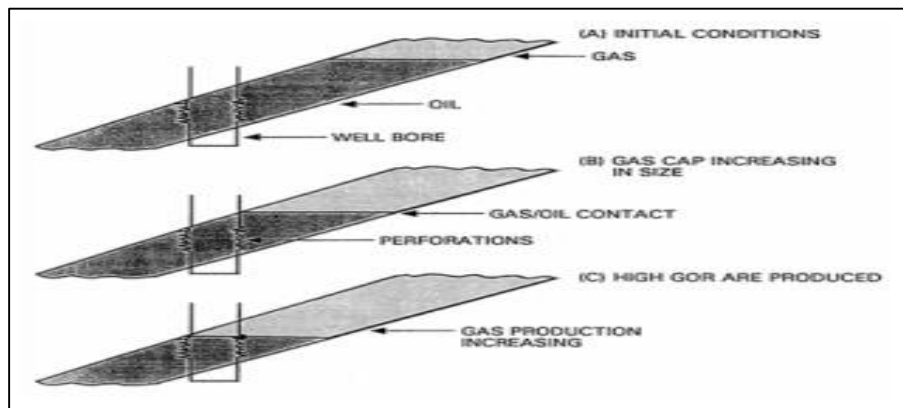


Fig.II 1. Déplacement de contact Huile-Gaz.

Le phénomène de coning de gaz est lié à la déformation de l'interface plus ou moins nette entre l'huile et le gaz.

Dans le réservoir l'écoulement est radial circulaire mais aux abords du puits les lignes des courants se déforment et l'écoulement devient pseudo-sphérique ; Ce mouvement de l'huile et de gaz déforme la surface de contact gaz-huile qui reste en révolution et prend une forme grossièrement conique.

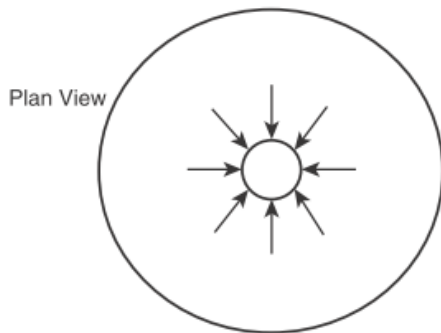


Fig.II. 3. Ecoulement radial

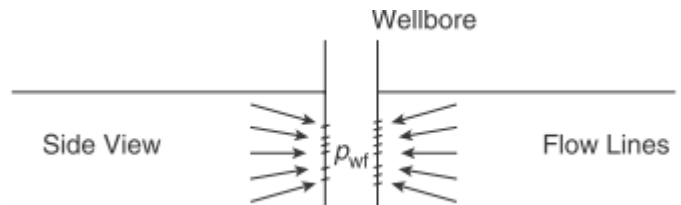


Fig.II. 2. Ecoulement sphérique

Donc le coning gaz se produit quand l'interface gaz/huile est proche du niveau des perforations. Il est dû au fait que le gaz a une viscosité plus faible et se déplace plus facilement que les liquides.

La déformation de ces interfaces est inévitable dès que le puits est mis en production. Au début, cette déformation est faible, mais avec le temps elle peut atteindre des amplitudes importantes, d'autant plus fortes que le débit est fort, si elle ne dépasse pas une certaine limite, il n'y a pas d'inconvénient particulier. Au contraire, si la déformation dépasse la limite dite "débit critique" la percée de gaz aura lieu dans le puits. C'est confirmé ensuite en passant le puits sur séparateur de test et en constatant une plus forte valeur du GOR.

Le dusage du puits est inefficace, car le résultat final sera la production du gas-cap seul. Si un coning gaz est initié, la seule solution est de fermer le puits pendant quelques heures (parfois quelques jours). Le puits sera redémarrer avec une ouverture progressive de la duse de production et il sera stabilisé à un débit de production plus bas qui est le débit d'huile; maximum possible sans percée (breakthrough) est appelé débit critique. On peut essayer de résoudre ou limiter le problème en intervenant sur la liaison couche-trou.

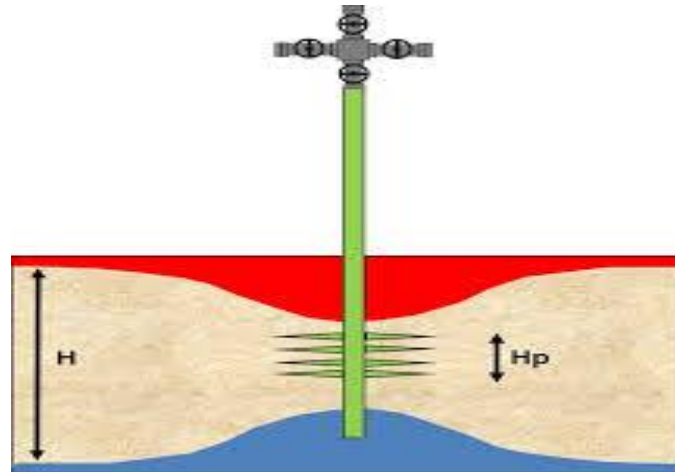


Fig.II 4. Coning de gaz.

Conséquence d'augmentation du GOR

- Pression en débit en fond du puits : diminue
- Pression en tête du tubing : augmente
- Température en tête de tubing : diminue
- Différence de pression à la duse : augmente
- Différence de température à la duse : augmente

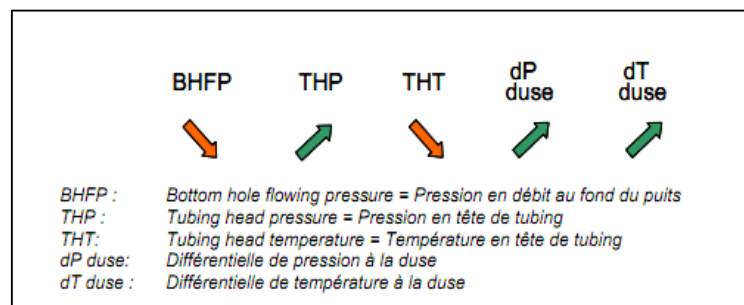


Fig.II.5. Conséquences d'augmentation de GOR.

II.2.1.2. Gaz injecté direct dans l'huile

Le gaz injecté va former un cheminement préférentiel direct vers le puits producteurs (le gaz avance plus vite le long du toit de la couche) par conséquence la proportion de gaz dans les fluides produits devient rapidement très importante donc le GOR augmente ce qui met le puits producteur devant le danger de problème de percée de gaz.

II.2.2. Libération de gaz dissous dans l'huile

Une fois la pression de gisement devient inférieure à la pression de bulle, on aura une libération du gaz dissous par conséquent la proportion de gaz dans les fluides produits devient rapidement très importante donc le GOR augmente ce qui met le puits producteur devant le danger de problème de percée de gaz. Ça s'est montré dans la courbe suivante

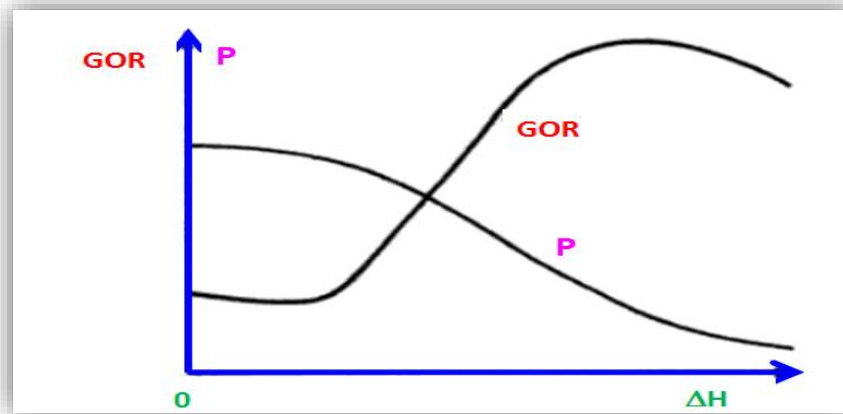


Fig.II.6. Evolution de la pression et du GOR en fonction de la production cumulée d'huile d'un gisement.

On observe en fonction de la production cumulée d'huile, une évolution de la pression moyenne du réservoir et du GOR, dans un premier temps, la pression et le GOR diminuent faiblement ; l'écoulement dans le réservoir reste monophasique, la saturation en gaz étant insuffisante pour permettre l'écoulement de ce fluide (gaz); le liquide produit est un peu moins riche en gaz dissous que l'huile initiale, ce qui explique la légère diminution du GOR. Puis la saturation en gaz atteint une valeur suffisante pour permettre à ce fluide de s'écouler. Il représente donc une proportion de plus en plus grande de la production, ce qui explique la croissance rapide du GOR ; simultanément, la pression décroît régulièrement, de plus en plus rapidement ; ce qui met le puits producteur devant le danger de problème de percée de gaz.

Enfin, lorsque la baisse de pression l'emporte sur l'accroissement de la perméabilité au gaz, le GOR décroît. Le taux de récupération à cet instant est généralement de l'ordre de 15 à 25 %.

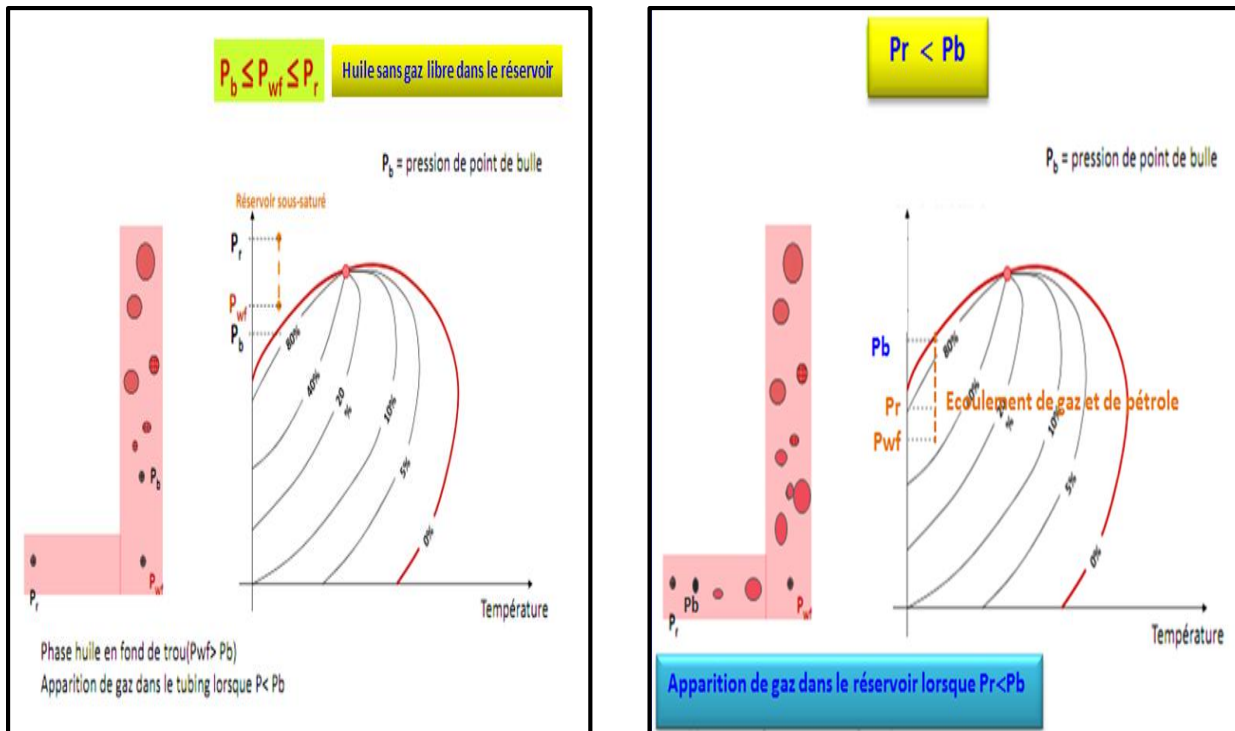


Fig.II.7.Phase de libération de gaz dissous.

Remarque :

- Au-dessus de la pression du point de bulle, l'indice de productivité est constant. Il dépend des propriétés de la roche et du fluide.
- Au-dessous de la pression du point de bulle, deux phases s'écoulent simultanément dans le réservoir : une partie du drawdown de pression est utilisée par les frottements entre les deux phases. Le rendement de la production diminue.
- Performance typique d'un réservoir :
 - les réservoirs à expansion des gaz dissous présentent en général une chute rapide de la pression et donc une chute rapide de la production.
 - le GOR augmente rapidement par rapport à la valeur initiale jusqu'à une valeur maximale, avant de chuter rapidement.
- Autres effets néfastes de l'augmentation de la saturation en gaz :
 - la libération du gaz dissous a pour effet d'augmenter la viscosité de l'huile, ce qui entraîne une réduction du débit et de la production d'huile.

- l'augmentation de la saturation en gaz a pour effet de diminuer la perméabilité relative à l'huile, ce qui entraîne également une réduction du débit et de la production d'huile.

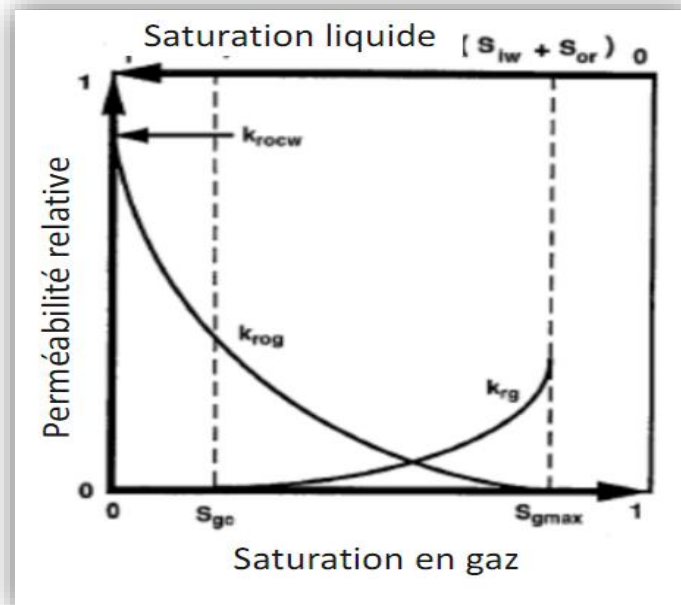


Fig.II.8. Evolution de la perméabilité relative à l'huile en fonction de la saturation en gaz.

II.2. Causes de percées

Ces causes peuvent être divisées en plusieurs catégories englobant principalement l'exploitation et le réservoir.

II.2.1. Réservoir

II.2.1.1. Effet de la perméabilité

Une forte perméabilité accélère l'écoulement de fluide d'injection et génère une production prématurée au niveau des puits producteurs.

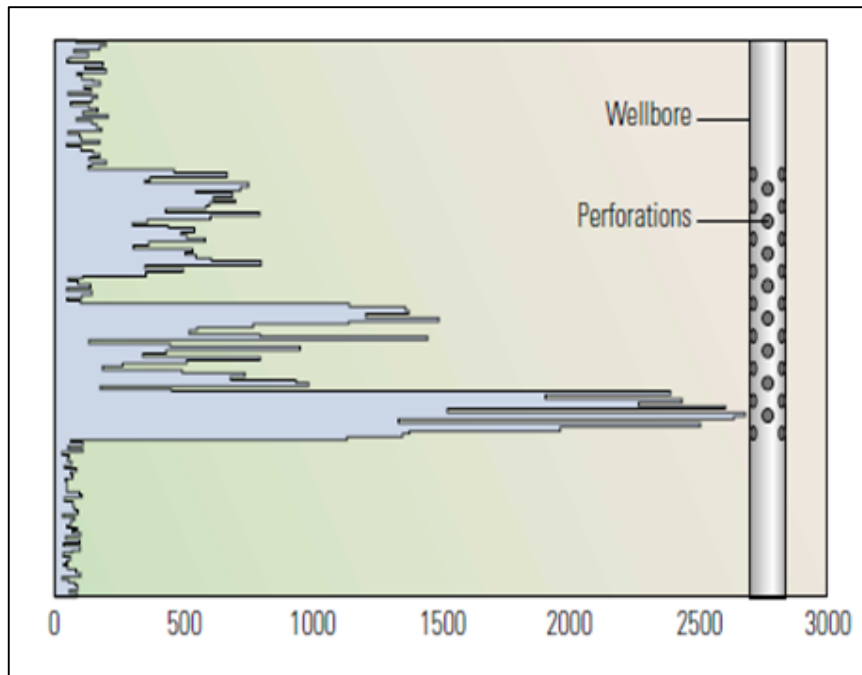


Fig.II.9.Effet de la perméabilité.

II.2.1.2 Réservoir fissuré et faille non étanche

Ils sont d'une nature tectonique. Les failles et les fissures représentent des chemins préférentiels au (gaz ou eau) entre les puits injecteurs et les puits producteurs. Dans ces cas, la production de ce dernier met le puits en péril.

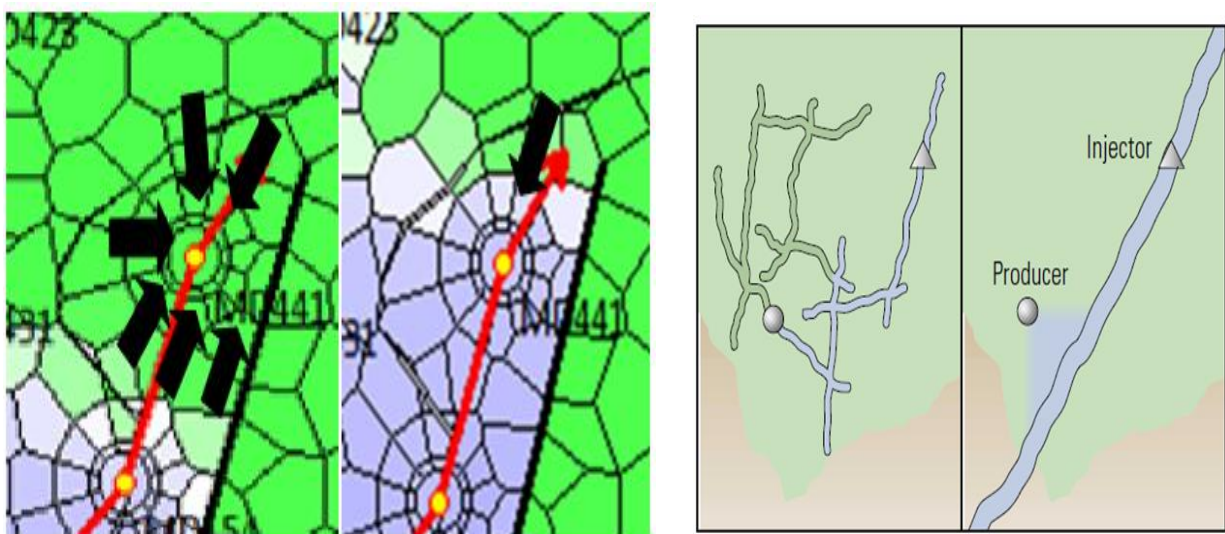


Fig.II.10.Effets des fissures et des barrières.

II.2.1.3 Fracturation hydraulique

La stimulation par fracturation hydraulique accélère l'arrivée de gaz, une fois un passage (communication) entre le drain d'huile et celle de gaz a été créé par la fracturation.

III.2.2. Causes liées à l'exploitation

II.2.2.1. Débit de production (la duse)

La production des hydrocarbures est réalisée en créant un gradient de pression à travers la formation. Cependant, l'écoulement vers un puits partiellement pénétré ou perforé crée, un gradient de pression vertical. De même, le gradient de pression s'accroît avec l'augmentation du débit. En conséquence, les grands débits font accélérer le soutirage et entraînent une production des fluides injectés excessive.

II.2.2.2. Débit d'injection

Pour avoir un maintien de pression il faut que les conditions du débit d'huile de soutirage égale au débit d'injection soient réalisées.

L'extraction continue d'huile conduit à la réduction de son volume à l'intérieur du réservoir ce volume est immédiatement remplacé par celui de l'injection. Donc Si le volume de fluide injecté devient plus grand que celui de l'huile produit, le danger de percement des puits producteurs va s'agrandir ce qui devient inquiétant, et cela à cause de la mauvaise prédiction du front de gaz.

II.3. Statistique des puits en percée de gaz à HMD

Actuellement la plus parts des zones du champ HMD sont sous l'injection du gaz, il regroupe 14 zones sous injection de gaz, avec un débit de $36 \cdot 10^6$ m³/j injecté dans le réservoir.

Comme cette injection a pour but de maintenir la pression de réservoir, elle a aussi un inconvénient et un impact direct sur le potentiel de puits suite au problème de percée du gaz, vu les fractures qui s'emparent sur le champ du Hassi Messaoud

II.3.1. Aperçu général sur les puits en percée de gaz à HMD

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

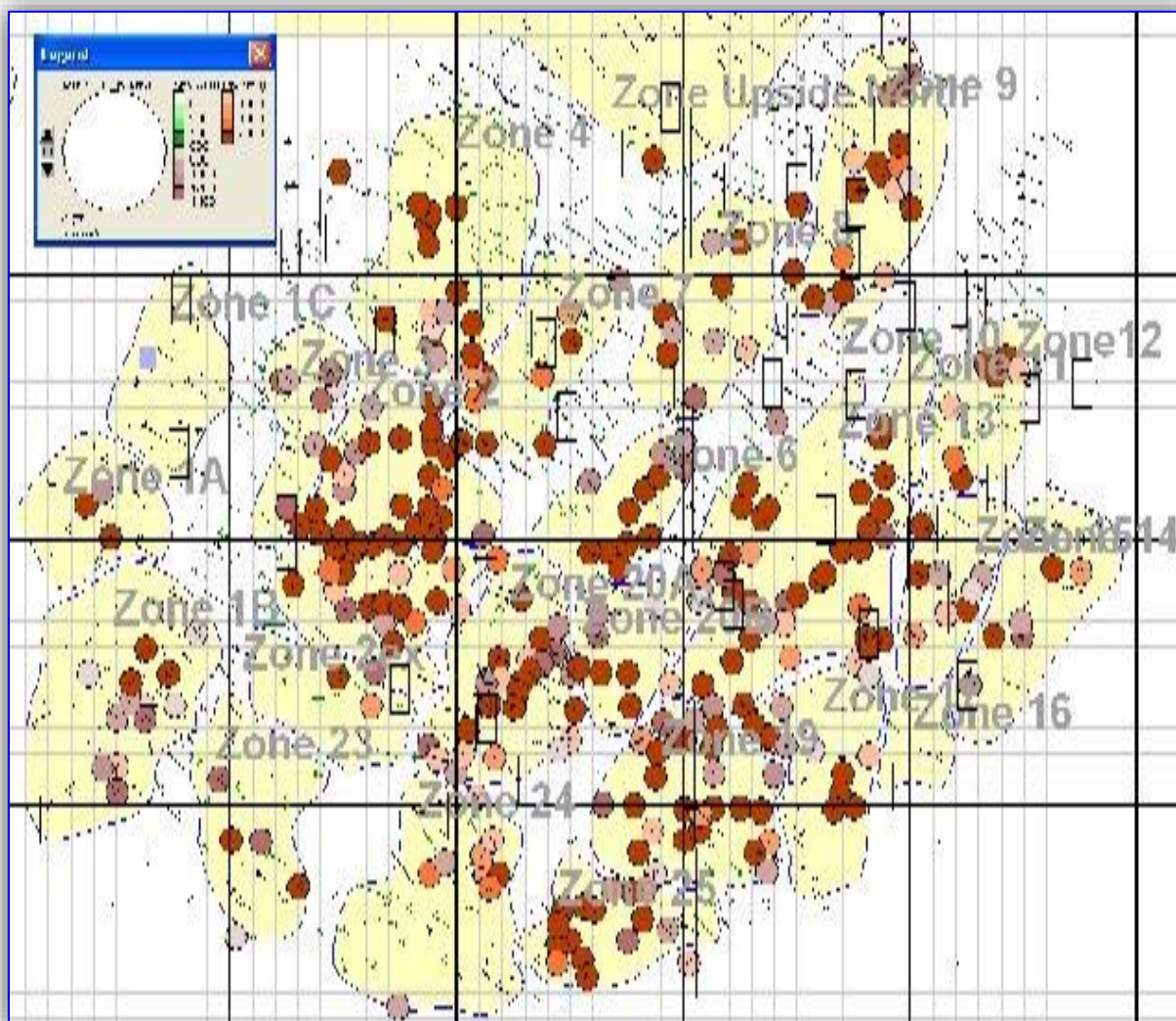


Fig.II.11.Puits en percée de gaz dans le champ de Hassi-Messaoud.

Certaines zones dans le champ ont connu une percée de gaz grave causée par l'injection non contrôlée de gaz et l'effet de balayage inefficace.

Le tableau (**Tab.II.1**) donne un aperçu général sur les puits en percée de gaz dans le champ de HMD :

zone	Nombre de puits en percé	GOR moyen des puits en percée dans la zone (m3/m3)
3	6	1481
4	11	2643
6	12	2012
7	8	1066
8	10	2015
9	10	3173
HZN	8	1662
HZS	7	1162
MDR	3	3994
11	2	2186
12	7	1930
13	17	3196
14	3	1623
15	5	2202
17	2	1999
19	20	1174
1B	7	2260
20A	14	1181
20B	3	2833
23	2	2665
24	5	1582
25	7	2420
2EX	1	1620
2N	15	3109
2S	13	2294
Total	198	

Tab.II.1.Puits en état de percée de gaz dans le champ de Hassi-Messaoud.

II.3.2. Classification des puits en percée de gaz à HMD

1-GOR-faible : inférieur à 500 sm³/sm³ : des puits au début de percée avec généralement un meilleur débit d'exploitation. Généralement ne sont pas proposés pour les opérations du gas-shut off.

2-GOR-moyen : entre 500 sm³/sm³ et 1500 sm³/sm³ : généralement des puits en exploitation sous réseau avec l'ensemble des puits voisins, leurs exploitation devient de plus en plus couteuse due au suivi quotidien, et sont les meilleurs candidats pour les interventions et opérations de blocage de gaz de percée.

3-GOR-fort : supérieur à 1500 sm³/sm³ : dans ce cas les puits sont en phase finale d'exploitation, et en fonction du débit du puits qu'on peut décider sur la reprise ou l'abandon de point de vue exploitation, la plus part du temps seront fermés pour différentes considérations. Leurs études et plus difficiles et rarement sont candidats pour des investissements de récupération.

Remarque :

- Dans notre cas : puit MDZ627, son premier jaugeage a montré que la valeur de GOR peut atteindre 2000 sm³/sm³ dans sa première phase d'exploitation
- La valeur du GOR normale moyenne à Hassi Messaoud varie entre 300 sm³/sm³ à 500sm³/sm³

II.3.3. Analyse des problèmes d'exploitation

II.3.3.1.Puits

1. Réduction de débit d'huile : sous l'effet de la grande mobilité de gaz et aussi ça grande pression par rapport celle de l'huile, cette dernière va être freiné par le gaz et ça se voit à travers l'augmentation de débit de gaz et la diminution de débit d'huile

2. Problèmes mécaniques tels que la communication créée par la corrosion ou l'érosion dans les zones à faible épaisseur : L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est

élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métallogiques.

3. Déstabiliser la roche réservoir par l'apparition de caves dans la formation : le gaz va refroidir la roche, dans ce cas la roche va devenir facile à se cassé, ce qui provoque l'éboulement de la formation et par conséquence la formation des caves.

II.3.3.2.Réseau

1. Perturbation du l'écoulement sur le réseau de collecte : les puits à forts GOR généralement au début de la percée quand le puits et connecté à un manifold, perturbe l'ensemble des puits producteurs qui ont un GOR faible, en freinant complètement le réseau d'où la nécessité de reconnecter le puits sur une ligne directe.

2. Saturation élevée de gaz présente un milieu corrosif abrasif ; CO₂ en présence de l'eau libre forme solution acide très corrosive sur les équipements de collecte, Les impuretés que contient le gaz en sortie de puits peuvent mettre en danger à la fois les installations, le réseau de distribution ainsi que le personnel.

3. Gonflage du réseau, nécessite le réaménagement d'une collecte aux nouvelles conditions du puits de point de vue quantité de gaz et pression de fonctionnement

4. Nécessite des collectes en plus pour évacuer le gaz exemple : les pompes triphasiques transport l'huile avec le gaz mais une fois le gaz dépasse une certain quantité il lui faut une ligne d'évacuation secondaire.

5. Nécessite une révision de la collectes en plus pour évacuer le gaz : en cas des puits à fort GOR il faut des lignes direct (HP) Haute Pression pour ne pas perturber le réseau dont la pression est faible.

6. Les hydrates ressemblent à des cristaux de glace qui se regroupent et finissent par boucher les pipelines. Il est particulièrement difficile de se débarrasser des hydrates. Ils se forment dans des conditions de pression élevée et de basse température et en présence de molécules d'hydrocarbures légers (gaz) et d'eau en vapeur.

II.3.3.3. Réservoir

1. Augmentation de la saturation de gaz dans le réservoir a pour effet de diminuer la perméabilité relative à l'huile, ce qui entraîne également une réduction du débit et de la production d'huile.

On a $S_{oil} + S_{gaz} + S_{water} = 1$ si le volume de gaz dans le réservoir augmente on a le S_{gaz} augmente donc S_{oil} diminue donc la perméabilité relative à l'huile diminue

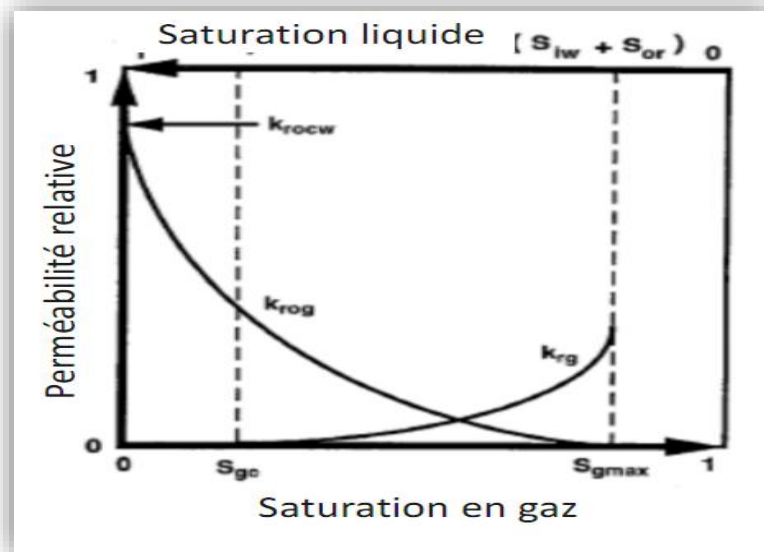


Fig.II.12. Evolution de la perméabilité relative à l'huile en fonction de la saturation en gaz.

2. Difficulté de localiser le chemin parcouru par le gaz injecté vers les puits producteurs suite à l'hétérogénéité de la roche réservoir du cambrien, et l'impossibilité de quantifier les volumes by passé par le gaz dans le réservoir.

3. Mauvais balayage engendre beaucoup de zone by passé par le gaz (problème de cheminement préférentiel de gaz et on a l'huile piégée dans le réservoir) puisque le gaz cherche le chemin le plus facile ou il y a une bonne perméabilité.

4. difficulté de suivre le front de gaz dans le réservoir qui est due à l'épaisseur important de la zone d'injection, et la distance entre les puits (injecteurs et producteurs).

5. Le problème de coning: Si la drawdown est excessif, du gaz libre (de la zone du gaz cap) peut être aspiré dans le tubing.

Ce coning peut transformer un puits non éruptif en puits éruptif. En cas d'un balayage par gaz cap, cet effet est généralement favorable tant que le GOR n'est important mais généralement, affecte rapidement le débit d'huile si la zone à huile n'est pas soutenue.

II.4. Solutions préconisées pour minimiser les percées par le gaz

Plusieurs solutions sont utilisées pour arrêter les percées de gaz soit par l'intervention sur les puits injecteurs ou les puits producteurs.

Les principales solutions qui ont été faites pour réduire le problème de percée de gaz (gas breakthrough) et augmenter la récupération d'huile sont :

II.4.1. Puits injecteurs

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) ;
- 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 des mauvais résultats en raison de l'effet de digitation de gaz qui limite l'efficacité de balayage en particuliers dans les intervalles moins perméables.

II.4.2. Puits producteurs

II.4.2.1 Gas shut-off

A été réalisé dans les puits producteurs afin d'arrêter la venue de gaz à partir des intervalles bien déterminés ou minimiser le GOR, en utilisant un bouchon de gel, de polymère ou de ciment, pour arrêter l'arrivée du gaz et augmenter la récupération de l'huile. Récemment on utilise la mousse comme une nouvelle technologie pour réduire la pollution environnementale [5]

II.4.2.2. 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.

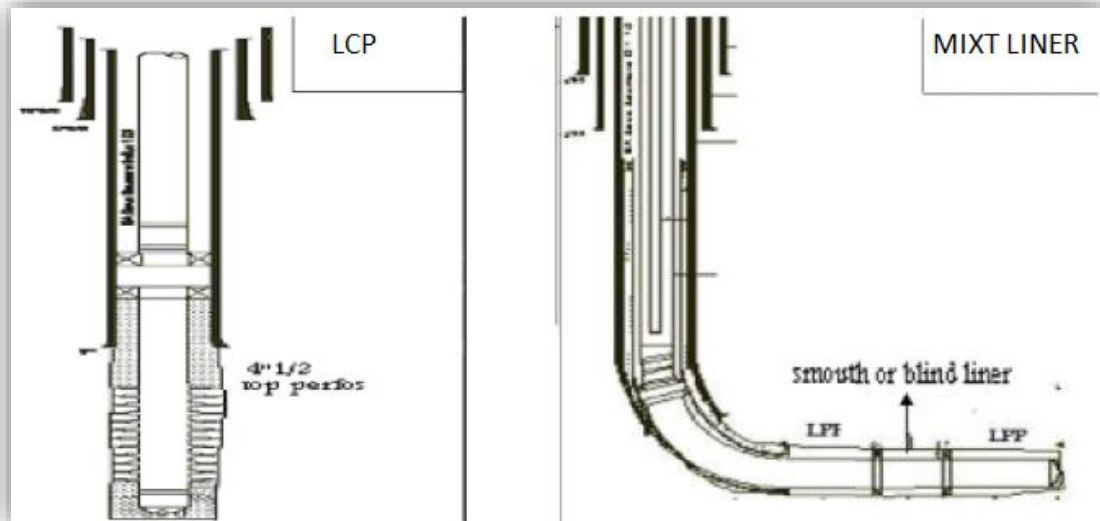


Fig.II.13.Exemples d'une complétion avec un LCP et LPP.

II.4.2.3 Expandable Steel Patch

Remarque : on a le patch flex, le liner expandable, et le casing patch.

- **Patch flex :** c'est une résine chimique qui se gonfle avec la chaleur d'une résistance, l'inconvénient de cette technique c'est que le patch flex ne résiste pas à une grand ΔP ($\Delta P = 500$ psi).
- **Liner expandable :** c'est un casing qui se colle sur le liner, cette technique réduit le diamètre, mais son avantage qu'elle résiste au ΔP élevée ($\Delta P = 5000$ psi).
- **Casing patch :** c'est un casing qui se colle sur le liner, il réduit le diamètre, peut être à $2 \frac{7}{8}$ donc on ne peut pas intervenir avec des outils qui ont un $D > 2 \frac{7}{8}$.

Les SES Patches (Saltel Expandable Steel Patches): c'est une l'une des nouvelles technologies de l'expandable liner, les SESP se sont des tubulaires qui se collent sur le liner ou bien le casing en gonflant le packer gonflable, ces SESP se trouvent à des différentes longueurs qui répondent au besoin des clients (peuvent aller de 6 m jusqu'au 36m)

Ils sont des solutions permanentes pour assurer une longue durée de vie pour un puits

- En réparant les casings ou les tubings endommagés,
- Colmater des perforations obsolètes ou non-désirées,
- Et garantit une barrière fiable dans l'annulaire prévenant toute migration de gaz.

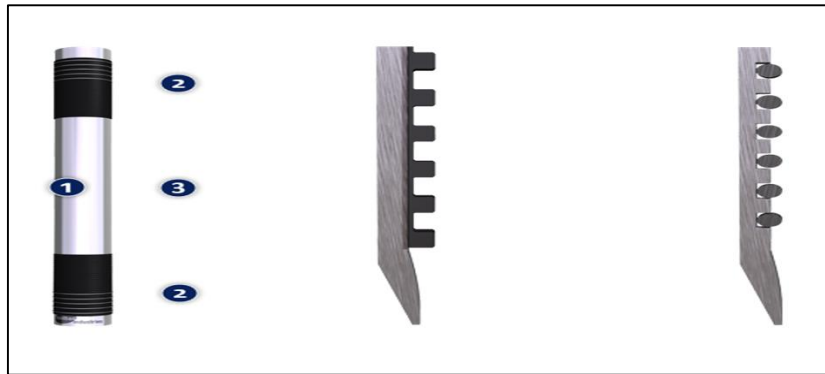


Fig.II.14. SES – patch.

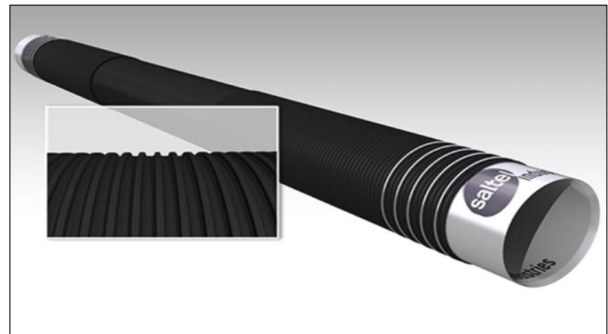


Fig.II 15.Photo réelle de la partie en caoutchouc du Casing Patch.

II.4.2.4 Complétion double

Avec la complétion double on peut isoler la zone qui produit l'huile de celle qui produit le gaz dans ce cas on produit le gaz par l'espace annulaire entre le 4 ½ et le 2 7/8, et on produit l'huile dans le 2 7/8.

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 permanente en assurant le contrôle continue et le maintien des paramètres de production (débits de gaz et d'huile).

Récemment, les technologies de la complétion intelligente sont devenues une solution efficace contre les différents problèmes (eau et percée de gaz) et montre des résultats encourageants dans le monde par rapport aux techniques conventionnelles.

II.4.2.5.Complétion intelligente

Une complétion intelligente est définie comme une complétion qui combine une série de composants qui collectent, transmettent les données de la production et de réservoir, et de permettre un contrôle sélective des zones pour optimiser le processus de production sans intervention au fond du puits.

Cette complétion est commandée à distance (à partir de la surface) avec des dispositifs qui permettent de contrôler le débit de production, elle peut être utilisée pour les puits producteurs ou injecteurs. La collecte des paramètres (débit, pression, température) se fait en temps réel par des jauges permanentes de fond (permanent downhole jauges).

III. La complétion intelligente

III.1. Théorie de la smart complétion

La théorie de la technologie des puits intelligents peut être décrite comme suit: «Contrôle de flux à distance, et surveillance permanente, qui permet la gestion du réservoir et l'optimisation de la production grâce à un processus de contrôle en boucle fermée». Les facteurs commerciaux mondiaux ciblés par la Smart Well Completion intègrent la nécessité croissante de niveaux d'investissement plus élevés dans les développements et la production augmente à partir des ressources en hydrocarbures existantes, qui sont essentielles pour répondre à la demande mondiale croissante. Pour augmenter les réserves de pétrole, il faut se concentrer sur l'amélioration des facteurs de récupération

L'optimisation de la production joue un rôle primordial dans la réalisation de ces objectifs. Les technologies pouvant améliorer l'optimisation de la production impliquent un forage directionnel, des méthodes de récupération multilatérales et améliorées.

Au-delà de l'abaissement des dépenses de fonctionnement par l'élimination de l'intervention, la plus grande partie de la valeur ajoutée par achèvement des puits intelligents résulte de:

- Optimisation de la production (amélioration de la gestion des réservoirs)
- Production accélérée (contrôle du flux mixte à plusieurs zones)
- Augmentation de la récupération finale (optimisation des programmes d'injection)[6]

Les complétions intelligentes sont munies des capteurs de fond de puits permanents et des soupapes de régulation de débit de fond, contrôlées en surface, vous permettant de surveiller, d'évaluer et de gérer activement la production (ou l'injection) en temps réel sans aucune intervention de puits. Les données sont transmises à la surface pour une surveillance locale ou à distance. Le rôle de la complétion intelligente se résume comme suit :

- Ces complétions fournissent une surveillance en temps réel des pressions et des températures
- Permettre une production contrôlée en surface de chaque zone ou latérale afin d'optimiser la production et la gestion des réservoirs
- Réduire la production d'eau ou de gaz indésirables
- Augmenter la récupération et prolonger la vie économique du puits
- Permettent des tests de production de zones individuelles sans interventions et avec

une interruption de production minimale.

- Initialement utilisé dans les puits sous-marins, où l'intervention est coûteuse et à haut risque, les acquisitions intelligentes ont depuis prouvé leur valeur dans la gestion de la production des puits multilatéraux, des puits horizontaux avec de multiples zones, des puits dans des réservoirs hétérogènes et des réservoirs matures.
- Utiliser les données de surveillance pour mettre à jour le modèle du réservoir.

III .2. Historique du développement de la Smart complétion

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 bénéficiant 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 Smart Complétion 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 (*FigIII.1*)

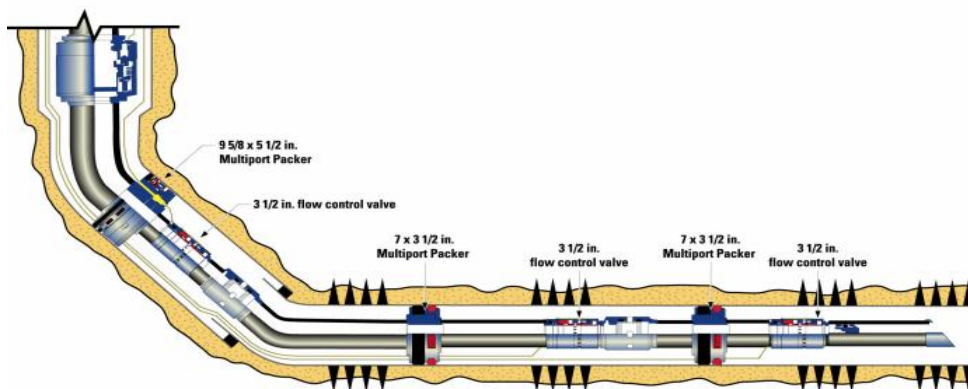


Fig.III.1.Design de la complétion dans le puits B38B.

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 plateforme, le débit de la partie

supérieure a été ajusté par l'ICV, permettant de produire l'huile des zones basses, ce qui permet à améliorer la production

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

Dans le Moyen-Orient, en 2004 Saudi Armco 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 Smart Completion. Des études ont prouvé que l'utilisation de la Smart Complétion 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 Smart Complétion 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-Messouad au niveau du puits OMNZ 501 en 2009 [7]

III .3. Principaux éléments de la complétion intelligente

Le smart well peut être unique (zones multiples dans un puits unique) ou multilatéral (puits multiples).SWC se compose d'une combinaison de dispositifs d'isolement zonaux (packer gonflables), dispositifs / soupapes de contrôle d'écoulement (ICD/ICV), systèmes de surveillance permanents (capteurs de fond) Et système d'acquisition et de contrôle des données de surface.

III .3.1. Systèmes de capteur (monitoring) de fond

Le système de surveillance permet de recueillir des données sur les paramètres du réservoir:

La température, la pression, la composition des fluides et d'autres paramètres (pH, Fraction de gaz, capacitance) en temps réel et périodiquement à un ou plusieurs points dans un puits. Une variété de capteurs de fond de puits sont disponibles dans l'industrie pétrolière en fonction des paramètres d'intérêts

Une stratégie de gestion des données est nécessaire en raison de l'énorme volume de données enregistrées (enregistrement de pression dans chaque deux secondes) [8]

III .3.1.1. Capteurs optiques

Des fibres optiques ont été introduites dans l'industrie du pétrole et du gaz en 1990 comme une technologie prometteuse pour la détection.

Aujourd'hui, cette technologie est largement utilisée pour l'étude de la température et de la pression. elle a été développée pour permettre la conversion directe des mesures de fond en signaux optiques. Le capteur optique est un système non électrique qui utilise la fibre optique comme élément de détection (intrinsèque Capteur) pour mesurer la température et la pression et d'autres quantités. un laser (fréquence unique Fibre laser) ou une source super luminescente envoie une lumière à travers une fibre optique. Les capteurs optiques présentent de nombreux avantages par rapport aux autres capteurs. L'avantage principal est que ces capteurs ne nécessitent pas de câble électrique (pas de conduction électrique) afin qu'ils puissent être placés dans des environnements à haute tension ou explosifs, car il n'y a aucun risque de courts-circuits électriques. Ils sont conçus pour résister à des températures élevées et ne pas déranger d'autres appareils car ils sont immunisés contre les interférences électromagnétiques

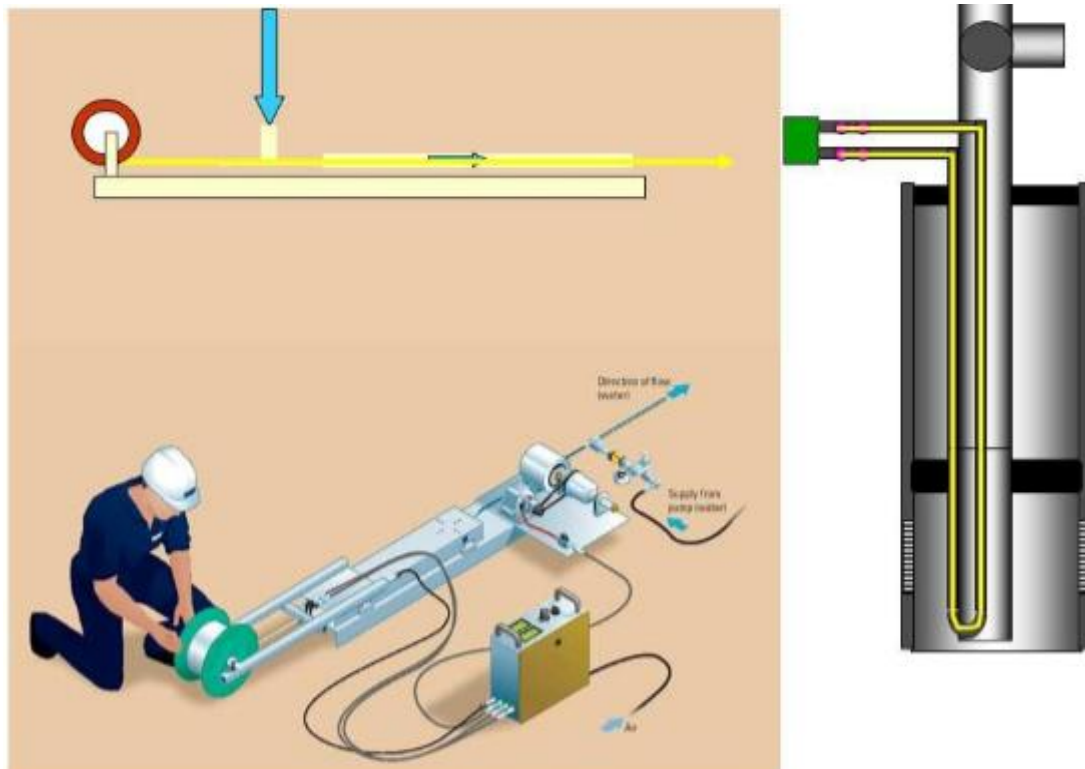


Fig.III .2.Installation de la fibre optique sur la completion [9]

III .3.1.2. Autres capteurs

Avec l'évolution des technologies de détection et la nécessité de plus d'informations à partir du Wellbore, d'autres types de capteurs sont maintenant disponibles tels que les capteurs acoustiques passifs, water cut captors , capteurs de pH et capteurs de fraction de gaz.

III .3.2. Système de contrôle Downhole

Il représente le système d'exécution de la complétion intelligente. ce système est composé d'une combinaison de packers séparant chaque zone et dispositifs spéciaux de contrôle de fond fournissant la capacité de contrôler le flux de fluide afin d'améliorer le facteur de récupération.

III.3.2.1 Inflow Control Valves (ICV)

Une vanne de régulation d'écoulement ICV (ou une vanne de contrôle d'intervalle) est un composant de fond situé à distance qui joue partiellement ou totalement le rôle d'une duse (Schlumberger). Ce dispositif est contrôlé à partir de la surface par système d'actionnement

hydraulique, électrique ou électro-hydraulique (EHA). Les ICV sont installés entre les différentes zones séparées du puits.

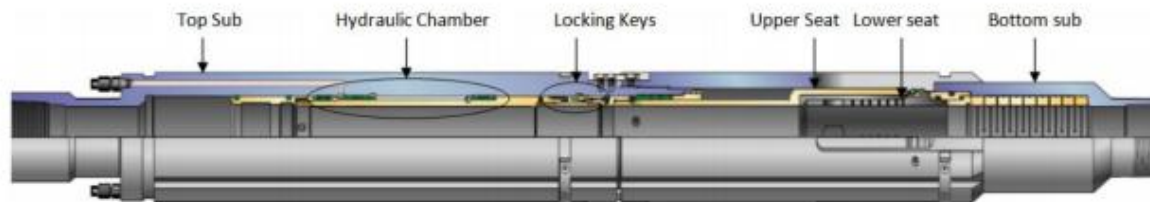


Fig.III.3.Première génération de ICV

Dans le cas d'un endommagement des lignes de commande hydrauliques, les ICV sont en état d'échec pour revenir au système d'exploitation hydraulique de ces vannes, l'ICV est dotée d'une coulisse dans son profil pour lui permettre de se déplacer en utilisant le coiled tubing ou le wire line. L'outil a également des surfaces polies des deux côtés pour permettre le placement d'un tube d'isolation à travers toute la 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 vers la position d'ouverture ou de 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 fonctionner sans affecter l'autre.

La figure (**FigIII.3.**) illustre une soupape de commande d'écoulement hydraulique. La section de contrôle se compose d'une bobine d'arrêt et d'actionneur, elle est commandée par la broche d'indexage et de blocage (Schlumberger 2002).

La chute de 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
- **Labyrinth device:** forcer le fluide à entrer dans une série de canaux
- **Spiral ICV:** l'écoulement de fluide prend la forme d'une spirale

III.2.2.2. Inflow control device (ICD)

Une ICD est une composante intelligente sert à équilibrer le débit du réservoir le long de la zone productrice. Cette technologie a d'abord été utilisée dans le champ Norsk Hydros Troll en 1992.

La figure (**FigIII.4**) montre une ICD typique:

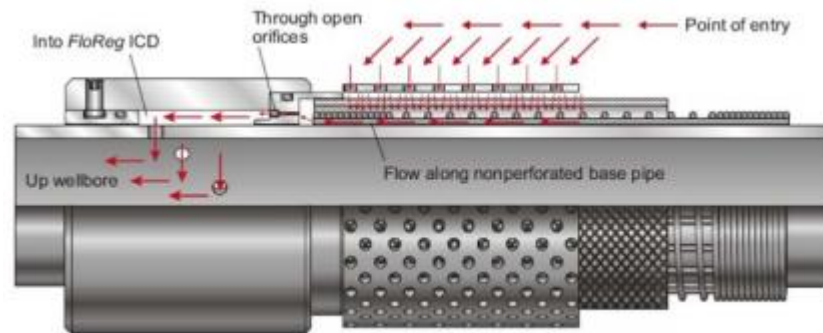


Fig.III.4.Inflow control device

L'effluent entrant à l'extérieur de l'outil, traverse les écrans le long de la base du tuyau. L'huile s'écoule ensuite dans une chambre avant de traverser plusieurs orifices. Enfin, l'huile s'écoule à travers de gros trous à l'intérieur du casing. Le débit est contrôlé par les orifices.

III.3.2.3. Autonomous Inflow Control Valves

L'une des nouvelles technologies est la ICD autonome (AICD). Les AICD ne nécessitent aucun dispositif de contrôle de la surface, ils sont autorégulateurs. Il est considéré comme la première technologie qui peut éliminer entièrement le gaz et l'eau indésirables afin d'améliorer la récupération d'huile.

L'AICD est un dispositif permettant d'ajuster automatiquement le usage des fluides. [10]

Une étude comparative d'ICV et de l'ICD a été proposée par Al-Khelaiwi et Al pour établir une méthode simplifiée pour bien déterminer la technologie la plus appropriée

Aspect		ICD vs. ICV
Uncertainty in Reservoir Description		V
More Flexible Development		V
Number of Controllable Zones		D
Inner Flow Diameter		D
Value of Information		V
Multilateral Wells	Control of Lateral	V
	Control within Lateral	D
Multiple Reservoir Management		V
Formation Permeability	High	D
	Medium-to-Low	V
Modelling Tool Availability		V
Long Term Equipment Reliability		D
Reservoir Isolation Barrier		V
Improved Well Clean-Up		V
Acidizing / Scale Treatment		V
Equipment Cost		D
Installation (Risk, Cost and Complexity)		D
Gas production	Gas inflow equalization	D
	Water control	V
V: ICV D: ICD		

Tab.III. 1.Comparaison d'ICV et ICD complétion

III.3.3. Système d'isolation

Son but est de réaliser un 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) (**FigIII.5,6**) . Ainsi, 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 MC packer (packer multi contrôle) est montré dans la figure suivante :

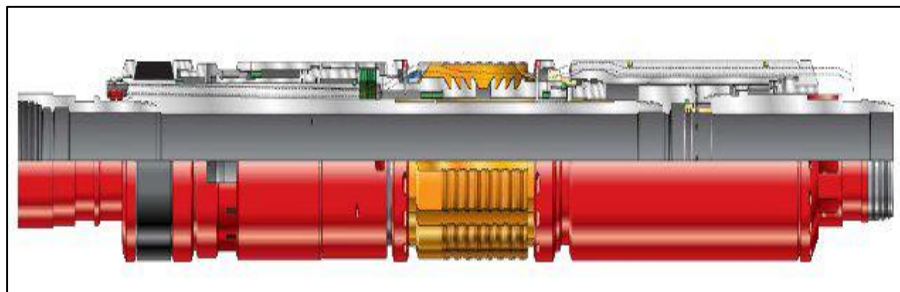


Fig. III . 6.Packer d'isolation.



Fig. III . 5.Swell Packer

III.3.4. Contrôle, communication et 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 du puits .Ces dispositifs peuvent fonctionner 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 une conduite hydraulique dans la même ligne de commande. Pour une protection supplémentaire et une facilité de déploiement, les lignes sont généralement enveloppées.



Fig. III . 7.Câbles de communication

Remarque

La complétion descendue dans le puits MDZ627 est une complétion semi intelligente car elle ne dispose que deux composantes de la smart complétion qui sont : le système d'isolation et le système de contrôle de fond.

III .4. Applications actuelles de la smart complétion

III.4.1.Gas shut-off

Le premier exemple de l'utilisation de de la technologie de la smart complétion est représenté dans la figure (**FigIII.8**) Un réservoir avec un gaz drive (ou bien water drive) débite à travers un puit vertical avec des zones perforées

La percée de gaz ne se produit pas simultanément à cause des différences de perméabilité. Utilisation d'une complétion avec un ICV dans chaque intervalle, les segments de puits peuvent être fermés lorsque la percée de gaz commence à se produire, réduisant ainsi quantité gaz à traiter à la surface.

La détection de gaz pourrait être effectuée, théoriquement, en utilisant les résultats de la pression et capteurs de température aux ICV. Dans la pratique, il suffira probablement d'évaluer l'effet de fermeture de chaque ICV sur la production de gaz du puits à la surface. Une solution similaire Pourrait évidemment être utilisée pour minimiser la production

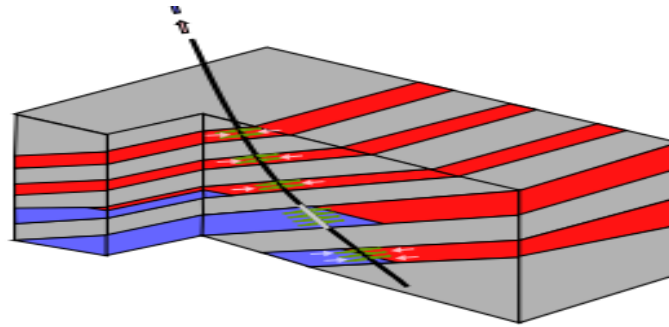


Fig. III . 8. Control of water break-through in a layered reservoir

anticipée de gaz. En termes de mesure et de contrôle, cet exemple concerne l'optimisation quotidienne de la production, ainsi que la gestion

III.4.2. Production mixte

Un deuxième exemple est l'utilisation des ICV pour permettre la production mixte à partir de zones avec différentes pressions, en étouffant l'afflux de la zone où la pression est la plus élevée avec un ICV, afin d'éviter un écoulement transversal (Cross Flow) vers la zone sous pression réduite; Voir la figure (**FigIII.9**). Le scénario alternatif, conventionnel, serait de produire séquentiellement les deux zones, à travers shifting sleeve manipulés par Wire line ou Coiled, ou à travers un Work Over du puits. La principale valeur de la solution smart well est dans ce cas la production accélérée, les avantages supplémentaires sont l'absence d'un travail, ce qui est particulièrement important.

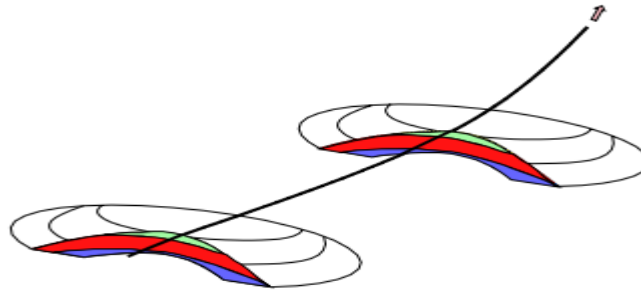


Fig. III. 9. Production combinée à partir de deux reservoir empilés

Remarque

A noter aussi que cette procédure fréquemment utilisée pour les puits sous-marins

III.4.3. Gas dump flooding

La figure (**FigIII.10**) montre un exemple où la Smart Completion est utilisée pour communiquer un réservoir d'huile avec un faible gaz cap conduit à un réservoir de gaz sous-jacent avec une pression plus élevée. Capteurs de pression et un ICV à l'intervalle d'injection permet de contrôler l'injection du gaz. Dans cet exemple, un deuxième puits est utilisé pour produire l'huile. Alternativement, l'huile pourrait être produite du même puit, comme ce puit peut être utilisé pour l'injection du gaz interne, en utilisant un concentrique ou dual completion [11]

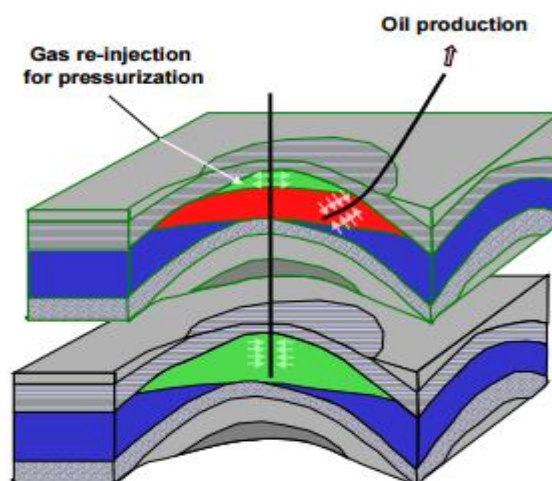


Fig.III.10. Maintien de la pression dans un réservoir par l'injection contrôlée

IV.1. Introduction

Au cours de la vie d'un puits producteur, de nombreux problèmes ou anomalies peuvent surgir. Différentes techniques sont utilisées pour répondre à ces questions:

- Well testing
- Production Logging
- Reservoir monitoring

Les diagraphies sont des enregistrements des paramètres pétrophysiques des roches et des fluides en fonction de la profondeur. Les diagraphies de production est une partie intégrante de ces mesures.

Ce sont les méthodes appliquées après la mise en production des puits .Cela suppose que les mesures sont alors effectuées dans des puits tubés cimentés comprenant un ou plusieurs tubing dont l'axe peut être vertical , horizontal ou ayant une trajectoire intermédiaire . Les sondes utilisées sont alors de faible diamètre afin de pouvoir être introduites dans un tubing .Le fonctionnement de ces sondes peut avoir diverses bases physiques (Champ électromagnétique, Propagation des ondes acoustiques ou élastiques ...etc.)

Les logs de Production fournissent des mesures instantanées à l'aide de détecteurs dans le puits. Ces mesures sont utilisées pour l'analyse des puits producteurs et des puits injecteurs. Les développements nouveaux dans la technologie des outils permettent une définition meilleure des régimes d'écoulement complexes comme ceux observés dans les puits déviés. De plus, la possibilité d'évaluer la saturation du fluide de la formation à travers le casing amène plus de clarté au potentiel de production du puits.

Ce chapitre traite des différents types de diagraphies de production et de la façon dont ils peuvent souvent être utilisés ensemble pour fournir des informations cruciales pour la compréhension et la résolution des problèmes.

IV.2. Applications des diagraphies de production

Evaluation:

- Potentiel d'un puits
- Etablissement d'un profil de production
- Détection des zones de production

Monitoring:

- Changement du profil de production
- Changement de débit des fluids: gas or water

Diagnosis:

- Percées de gaz
- Venue d'eau
- Detection des communication
- Cross flow

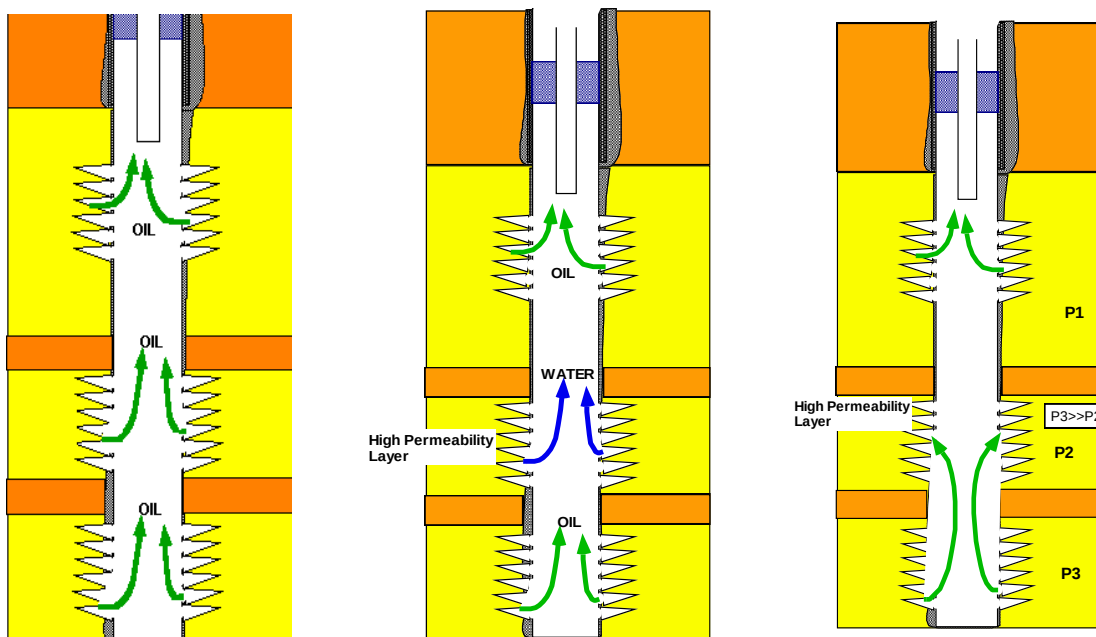


Figure IV.1. Evaluation, Monitoring et Diagnosis respectivement

IV.3. Outils de diagraphies de production

Les sondes de production sont de petits outils qui peuvent être descendues à travers les tubings de production. Elles comprennent les outils classiques, optionnels et d'autres spéciaux.

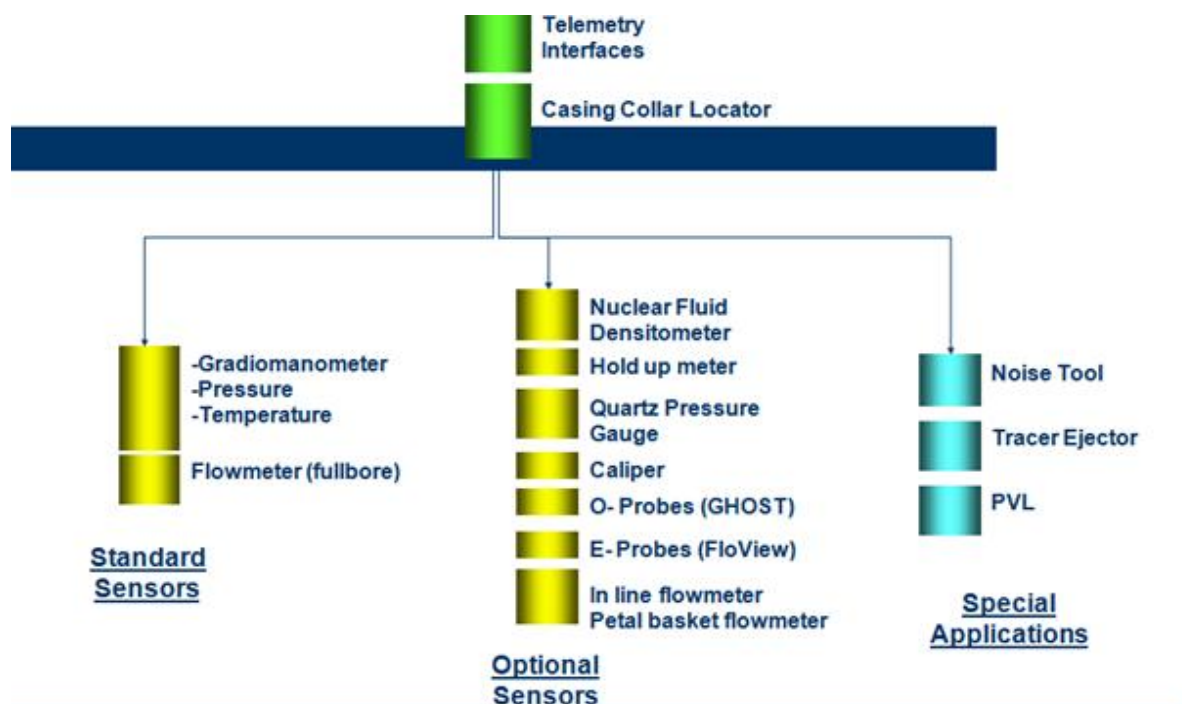


Figure IV.2. Différents outils de diagraphie de production

IV.3.1. Débitmètres

Le débitmètre est destiné à la mesure du débit du fluide produit dans un puits de sondage. Toutefois, on distingue les débitmètres continus, à traceurs radioactifs, à packer et plein trou.

Le principe de fonctionnement est simple, tel que le fluide pénétrant dans l'outil, passe à travers une hélice qui se met à tourner. Cela fait tourner un aimant solidarisé de l'axe de l'hélice qui se trouve entre des bobines. En tournant, l'aimant induit dans la bobine un courant dont la fréquence dépend du nombre de tours de l'hélice. Ce paramètre ainsi mesuré est traduit en débit.

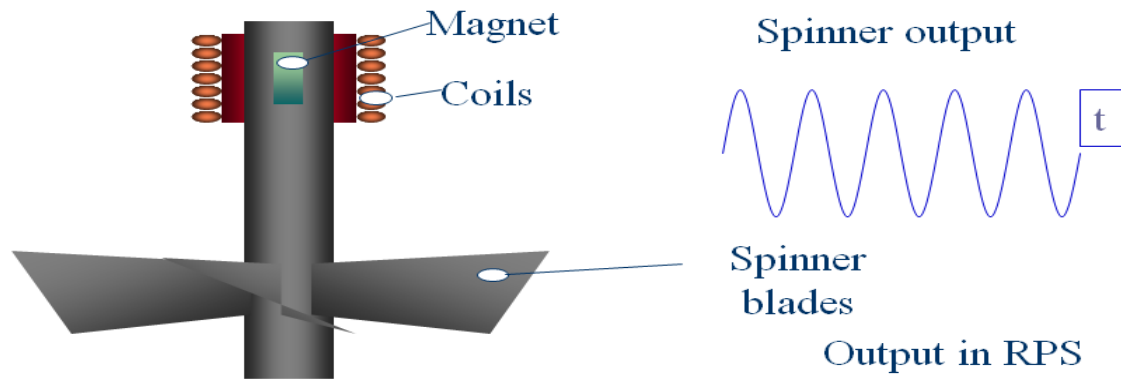


Figure IV.3. Principe du débitmètre

IV.3.2. Diamètres

Dans un tubage les premières déformations ont lieu suite à la solidification du ciment et l'écrasement du tubage par celui-ci, les secondes déformations peuvent surgir suite à la perforation du tubage et du tubing. Ce qui entraîne une variation des diamètres et donne alors un autre débit que celui attendu. D'autres variations du diamètre peuvent être occasionnées par :

- la corrosion
- le dépôt de particules véhiculées par l'effluent
- le dépôt de paraffine

Tout ceci nous amène à considérer la mesure diamètre avec assez de précision. Dans ce sens il existe différents diamètres dit diamètres de production. Deux types de diamètres existent :

- diamètres mécaniques
- diamètres soniques.

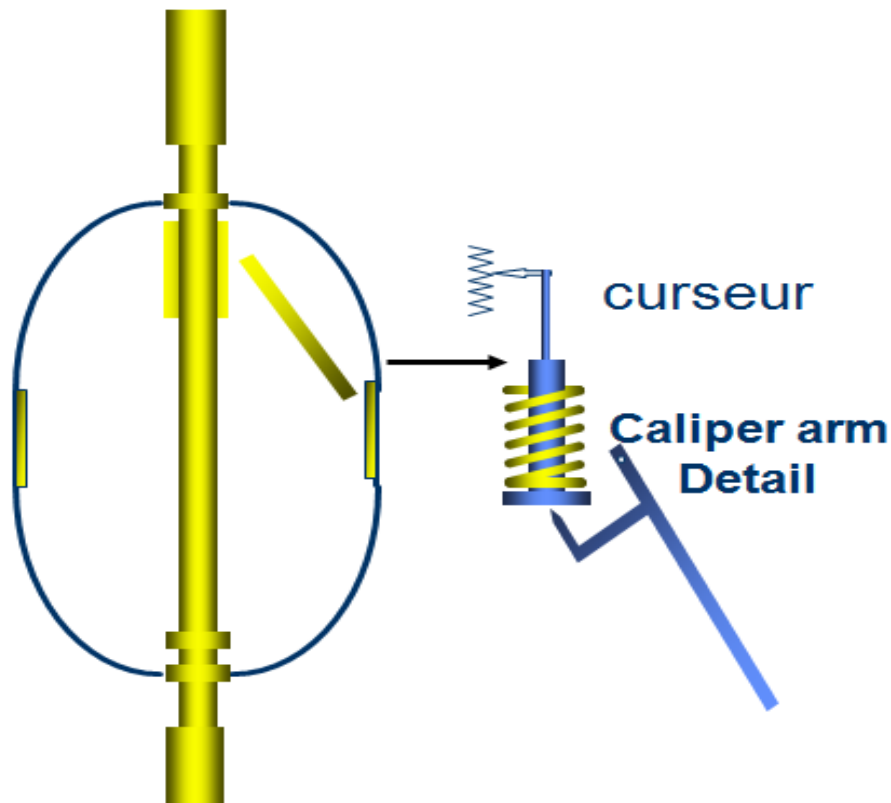


Figure IV.4. Principe du diamètreur

IV.3.3. Manomètre

Utilisé pour la conversion des propriétés des fluides. Il existe deux types de manomètre : le manomètre à jauges de contraintes et le manomètre à quartz.

Le manomètre à jauges de contraintes peut être utilisé avec un enregistreur digital de surface piloté par un ordinateur. Il semble plus fidele que les manomètre s à quartz dans le cas de variation rapide de température, il est également plus robuste.

IV.3.4. Température (thermométrie)

Généralement, on descend avec l'outil diagraphie un thermomètre. La mesure peut être ponctuelle ou continue.

La thermométrie doit être programmée avant les autres mesures.

Actuellement, en production la thermométrie est utilisée pour localiser les écoulements de fluides et la hauteur du ciment.

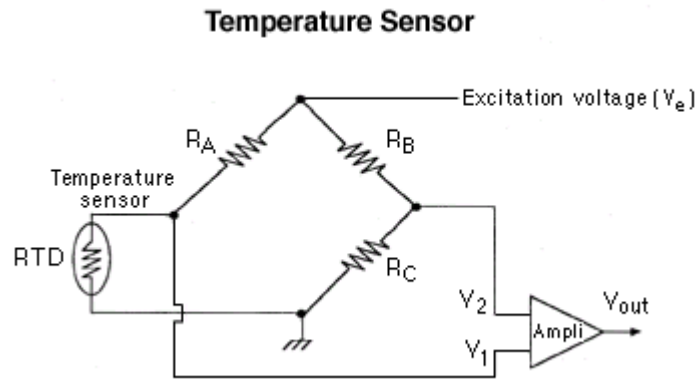


Figure IV.5. Capteur de température

IV.3.5. Gradiomanomètre

Le Gradiomanomètre est destiné principalement à la mesure de la densité du fluide. Il peut avoir d'autre applications tel que :

- Détermination du type Fluide
- Calcul du Holdup
- Calcul de la vitesse de glissement

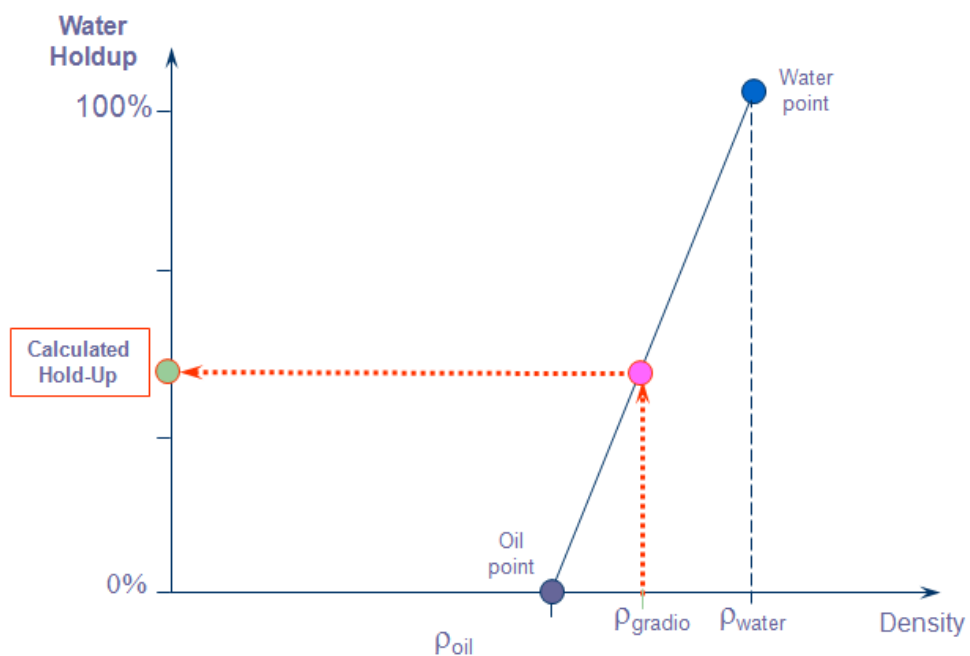


Figure IV.6. Détermination du water holdup up à partir de la densité du mélange

IV.4. FloScan Imager (FSI)

Dans les puits déviés et les puits horizontaux, le FloScan Imager optimise les réponses triphasiques des logging de production, donnant une analyse complète des régimes d'écoulement complexes de fond.

Tout en prenant en considération les interfaces de phase et les recirculations, les régimes d'écoulement complexes sont quantifiés et profilés en temps réel pour nous donner un image sur les dynamiques des phases au fond du puits.

Les outils conventionnels de diagraphie de production, qui utilisent un pipe central de mesure avec un spinner plein trou, sont adéquats pour caractériser typiquement les régimes d'écoulement simple des puits verticaux ou près de verticaux, mais ne peuvent pas donner des réponses efficaces quand confrontés avec un environnement de régimes complexes des puits fortement déviés. Le FloScan Imager peut le faire. Ses mini spinners et ses sondes électrique et optiques sont positionnés tous les deux sur un bras manœuvrable et le corps de l'outil le long du coté inférieur du puits pour traverser les axes verticaux du puits et étudier complètement tous les aspects de l'écoulement.

L'arrangement des capteurs est suffisamment condensé de telle sorte que les capteurs mesurent le même régime d'écoulement à la même profondeur et au même temps.

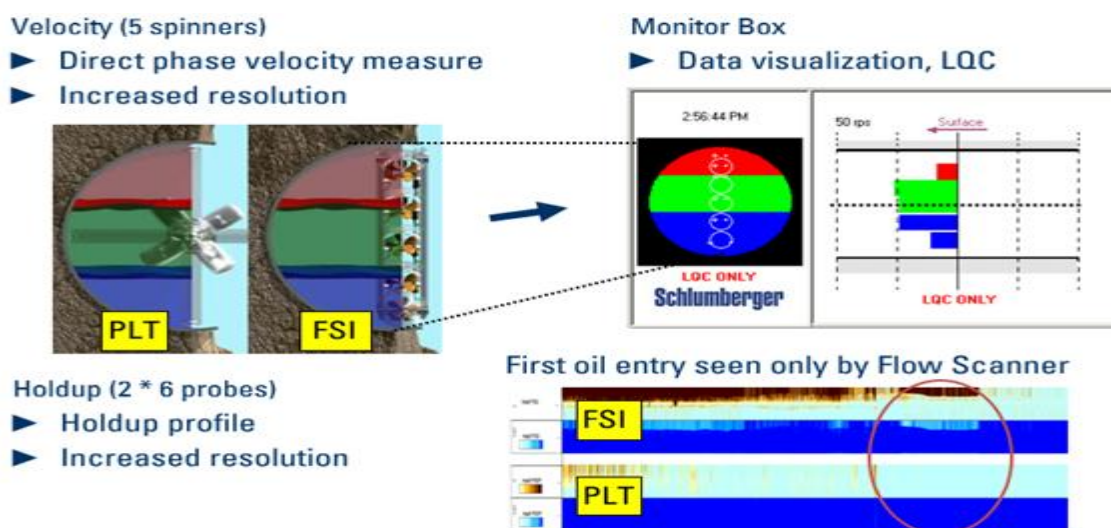


Figure IV.7. Avantage du FSI par rapport au PLT

IV.4.1. Description de l'outil

Le FloScan Imager (FSI) était développé spécialement pour les puits fortement déviés et les puits horizontaux à près de l'horizontaux.

Dans un coté du bras de l'outil il existe quatre mini-spinners (1'' de diamètre) destinées à la mesures du profil de vitesse du fluide. Dans l'autre coté, il existe des rangées de cinq électrique et cinq optique sondes pour la mesure des water et gas holdup up, respectivement. En plus, une cinquième petite spinner et une sixième paire de sonde électrique et optique dans le corps de l'outil mesure les propriétés des fluides dans la partie inferieures du puits. L'outil a un petit diamètre extérieur de $1^{11/16}$ " , et il peut être descendu dans des puits de diamètre de $2^{7/8}$ " à 9", en utilisant le coiled tubing, le wire line ou le Maxtrac. Il est idéal pour les puits à grande intensité de dog-leg grâce à sa petite longueur (6 ft).

Il fonctionne à des températures et des pressions jusqu'à 150°C et 15000 psi. Il peut être combiné avec la PS Platform system et autres outils de diagraphie de production.

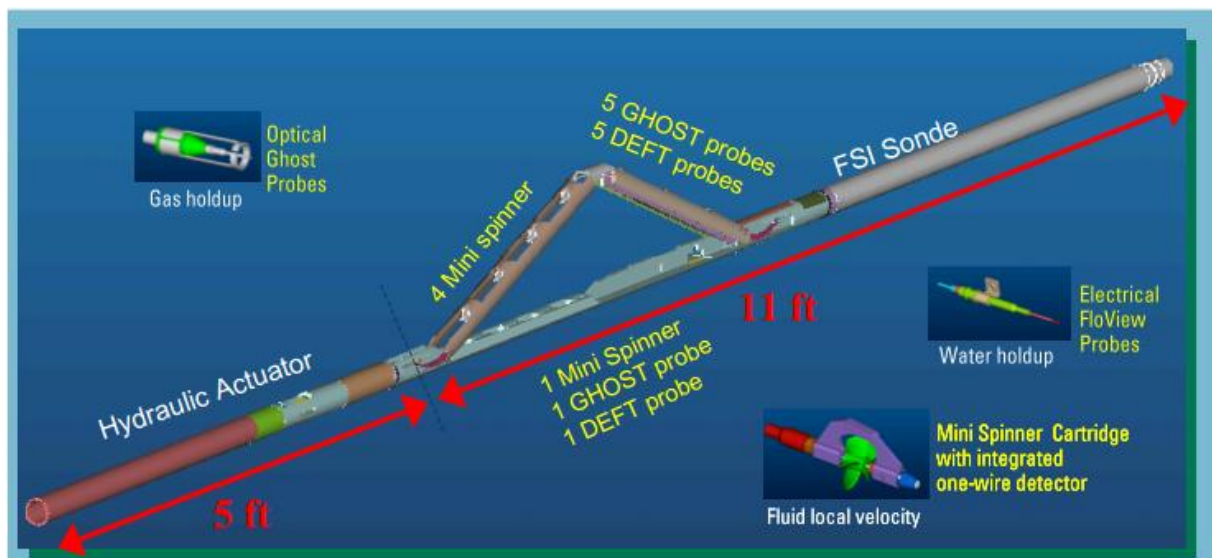


Figure IV.8. Composition du FloScan Imager

IV.4.2. Mesure du Holdup

Les raisons principales de la réalisation d'une mesure des Holdups sont :

- La détermination des écoulements volumétriques en triphasique.
- Indiquer les points d'entrée dans les écoulements triphasiques.

Il existe plusieurs outils destinés à la mesure du Holdup, on peut citer :

- Le Gradiomanomètre
- Le GHOST (sondes optiques – gas Holdup)
- Le FloView (sondes électriques – water Holdup)...

IV.4.2.1. GHOST

Le GHOST utilise une sonde optique qui mesure la quantité de la lumière réfléchie à partir de la pointe de la sonde.

Le degré de réflexion est contrôlé par le contraste dans l'indice de réfraction entre la pointe de la sonde et le fluide environnant. Un grand contraste de l'indice de réfraction est montré dans le gaz. L'huile et l'eau ont un indice de réfraction similaire à la matière de la sonde d'où ils reflètent moins de lumière.

Bien que le GHOST est désigné pour discriminer entre les liquide et le gaz, il est possible, dans quelque puits, d'utiliser les différences de l'indice de réfraction entre l'huile et l'eau pour mesurer un Holdup d'huile.

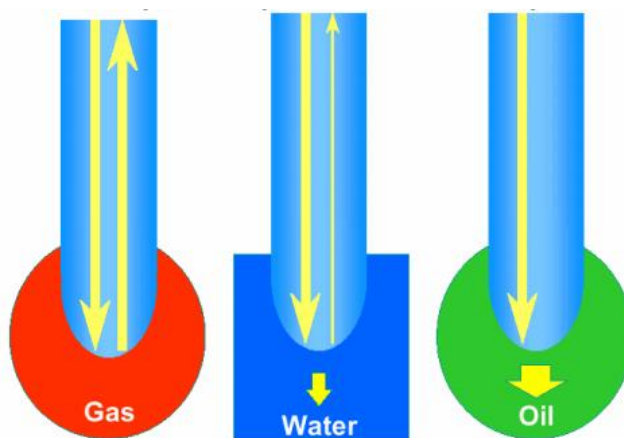


Figure IV.9. Principe des sondes optiques

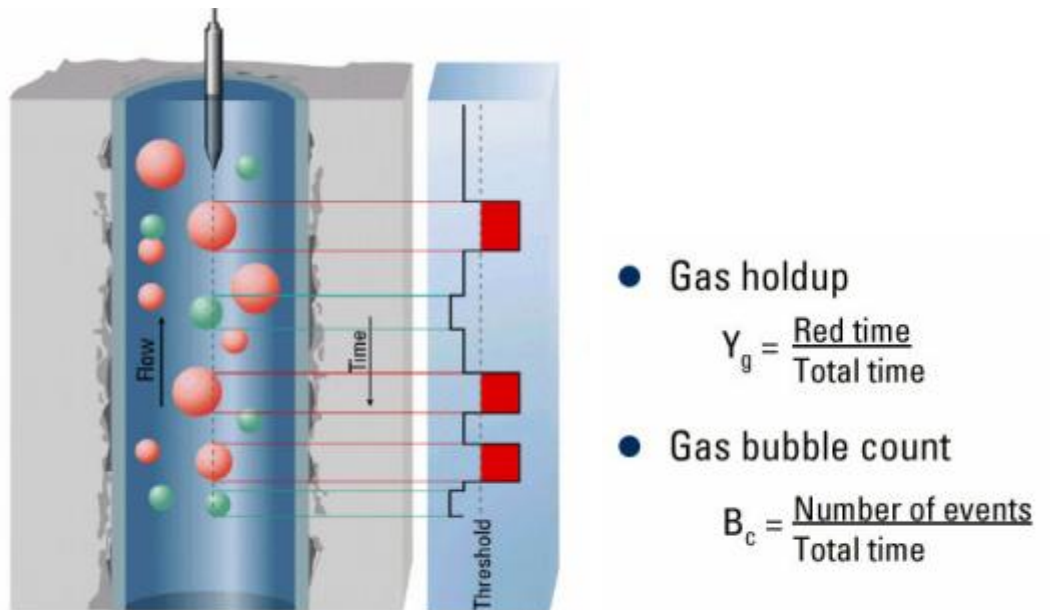


Figure IV.10. Calcul du Holdup à partir du GHOST

IV.4.2.2. FloView (DEFT)

Dans l'outil FloView quatre mesures du Holdup sont faites tout autour des parois du puits. Le capteur utilisé est une sonde qui mesure le water Holdup local. (À une profondeur donnée le Holdup local peut varier considérablement en différents points à travers le puits.)

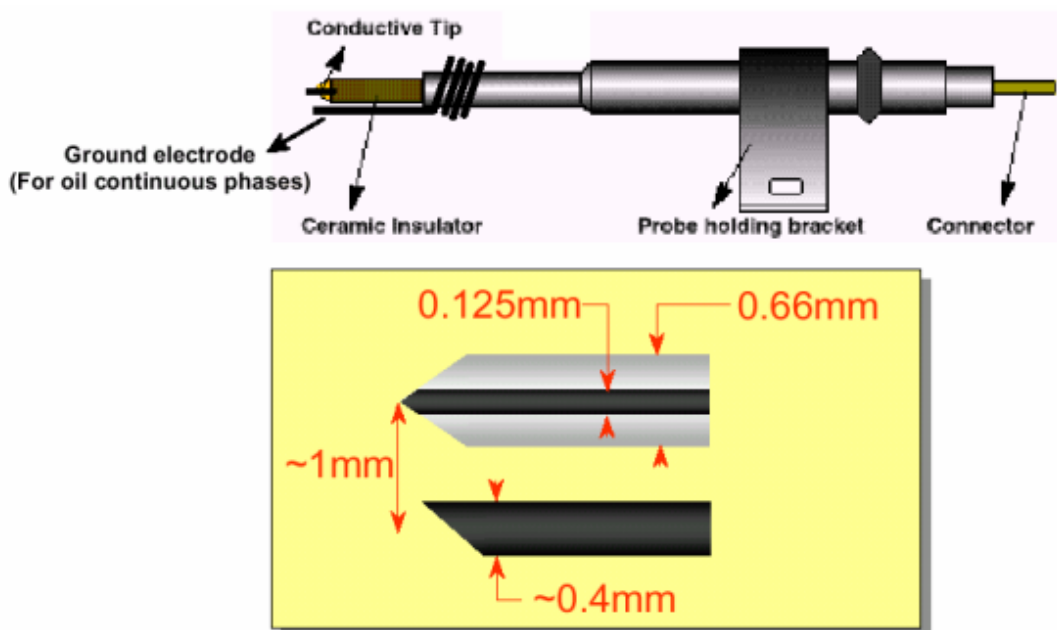


Figure IV.11. Sonde électrique

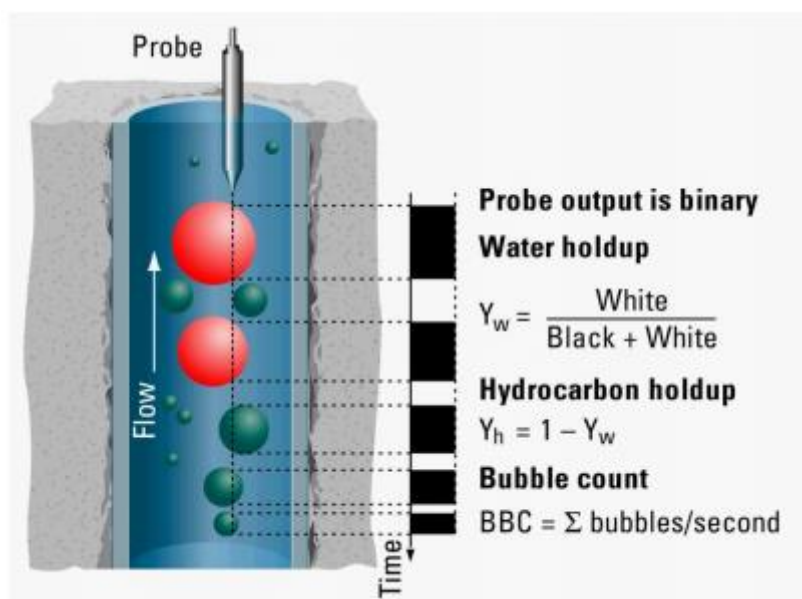


Figure IV.12. Principe du FloView

L'enregistrement dans un puits horizontal nécessite plus de quatre sondes. L'addition d'un autre outil produit des mesures de FloView^{plus} avec un total de huit sondes distribuées à travers le puits. La plupart des sondes vont enregistrer une phase continue de l'huile ou de l'eau mais une sonde proche de l'interface eau-huile va détecter des bulles. Un traiteur MapFlo est utilisé donc pour produire des sections transversales du fond et une valeur du Holdup de l'eau.

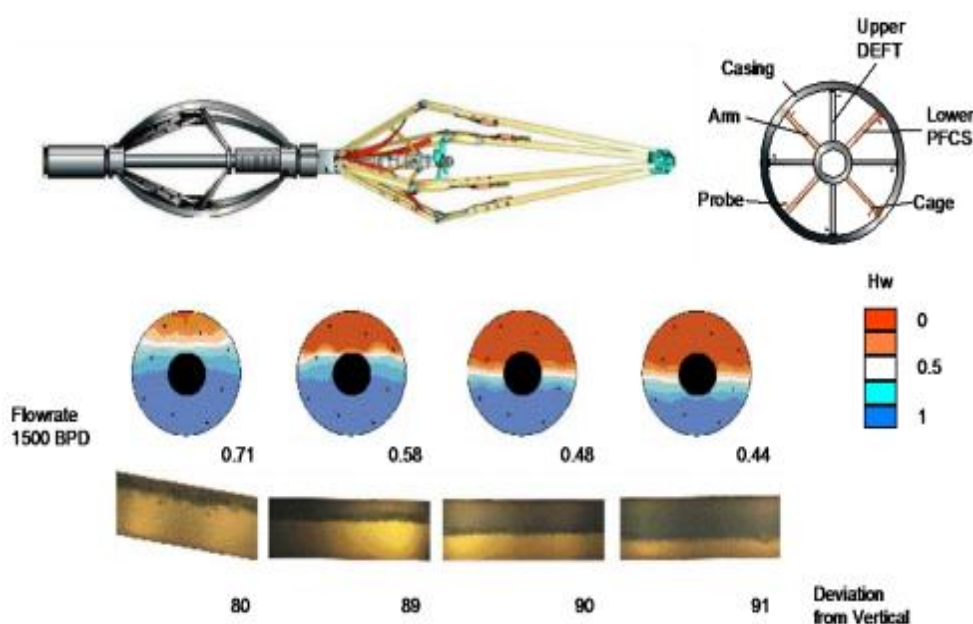


Figure IV.13. Enregistrement dans les puits horizontaux

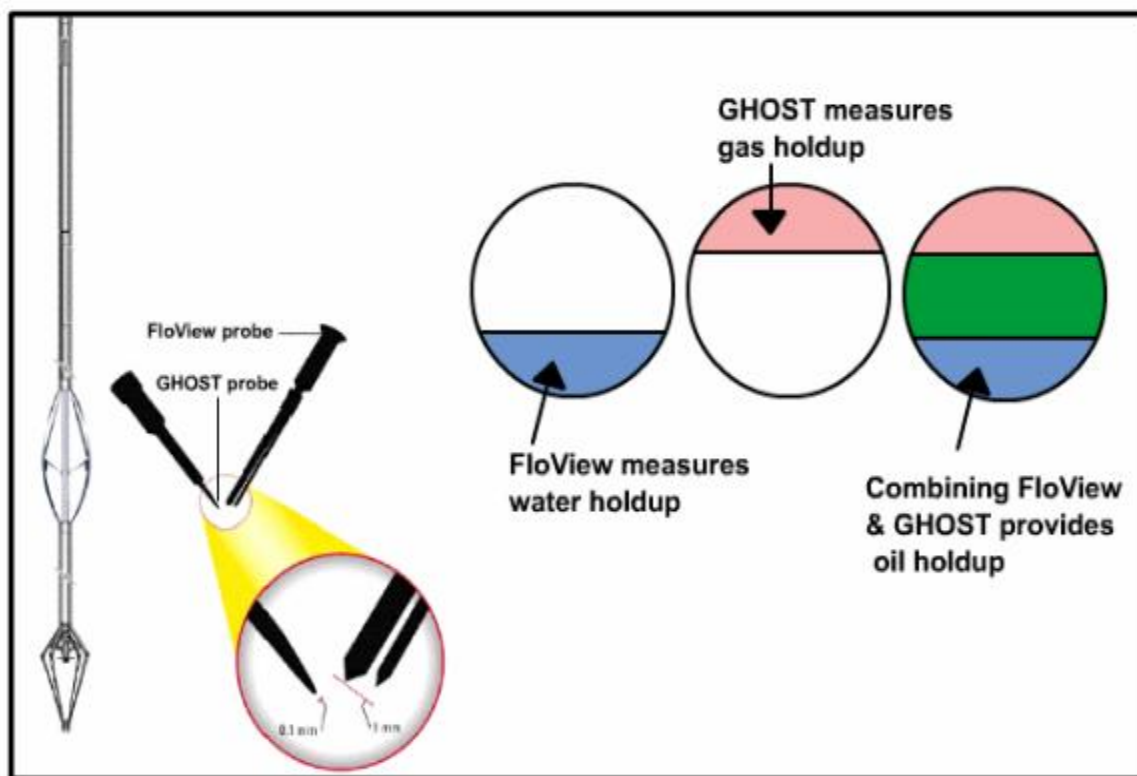


Figure IV.14. Combinaison du GHOST et FloView donne le Holdup de l'huile

IV.5. Distributed Temperature System (DTS)

En décembre 1926, Clarence W. Hansell a proposé l'utilisation des fibres optiques pour la transmission des images optiques. La technologie des fibres optiques a été exploitée dans plusieurs industries, particulièrement la télécommunication. Les capteurs permanent de fond en fibre optique ont été introduits dans l'industrie du pétrole et du gaz au début des années 1990, mais leur utilisation est devenue largement acceptée à partir des années 2000.

Schlumberger a développé plusieurs capteurs en fibre optique, le plus important est le SENSE distributed temperature system (DTS). Le DTS est un outil précieux qui nous permet

de comprendre la dynamique de production de pétrole et de gaz. Ceci est réalisé en surveillant les variations de température causées par les débits d'écoulement ou d'injection aux points d'entrée du réservoir. Le profil complet de la température du puits sera bien obtenu dans un court laps de temps.

IV.5.1 Description de l'outil

Les mesures DTS utilisent une impulsion laser, une fibre optique et une unité optoélectroniques pour le traitement du signal et la visualisation. Le laser envoie 10 nanoseconde (ns) d'éclat de lumière dans la fibre optique. Typiquement, les fibres optiques sont constituées d'un noyau central en silicium de 5 à 50 μm [0.0002 à 0.002 in] de diamètre et sont entourées par une autre couche de silicium d'un indice de réfraction légèrement inférieur. Le silicium pure dans le noyau et les couches entourées est modifiées, ou absorbées, par l'addition des autres matériels tel que le germanium ou fluorine pour avoir les profils de l'index de réfraction et les propriétés de dispersion désirés. L'indice de réfraction le plus petit de la couche extérieure aide à minimiser l'atténuation optique le long de la fibre en guidant la lumière dans ou près du noyau de la fibre. Actuellement, l'atténuation dans la longueur d'onde la plus transparente diminue le signal par seulement un facteur de 10 pour chaque 50 km [31 miles] de fibre.

Un revêtement (coating) est appliqué à la fibre la protège du grattement et les micro-courbures qui peuvent potentiellement causer des pertes de signal. A cause de la haute température, hautes pressions, les produits chimiques corrosifs et le risque de l'abrasion et d'écrasement dans les environnements du fond, un revêtement spécial a été développé pour fournir une protection supplémentaire.



Figure IV.15. Eléments composant le DTS

Finalement, la fibre finale (typiquement 250 μm [0.01 in] de diamètre) est davantage protégée par une ligne de control en métal de $1/4$ in [0.63 cm] de diamètre où elle s'est logée. La ligne de control, ou conduite, est désignée dans la complétion, elle est communément liée au tubing de production et peut s'étendre plus de ça. La fibre ensuite est pompée dans la ligne de control à l'aide d'un system hydraulique.

IV.5.2. Principe de mesure

Des informations de mesure de la température discrète peuvent être obtenues le long du puits à l'aide de fibres optiques installées dans un Coiled Tubing et d'une source / détecteur laser pour émettre des impulsions à plusieurs reprises dans la fibre et détecter la lumière diffusée à chaque profondeur. La lumière rétrodiffusée est le résultat de l'interaction de chaque impulsion laser avec les molécules de fibres et est proportionnelle à la température du verre à la profondeur donnée. Les réponses d'intensité des impulsions lumineuses répétées sont calculées en moyenne pour obtenir une résolution de température acceptable et peuvent être améliorées en augmentant le temps d'acquisition.

Une impulsion de lumière laser est lancée dans la fibre de détection à travers un coupleur directionnel (**Figure IV.16**).

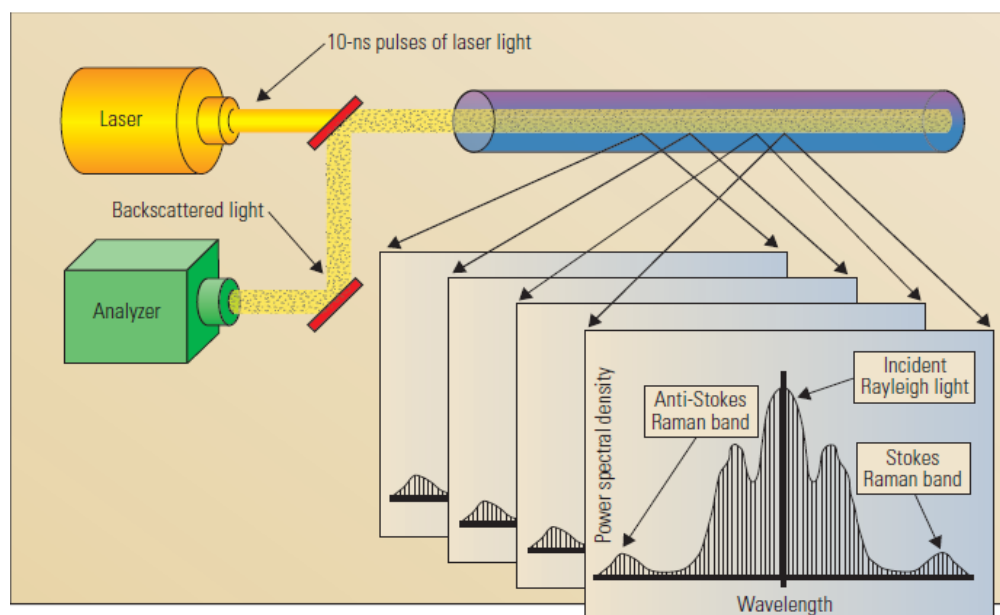


Figure IV.16. Principe de fonctionnement du DTS

Quand la lumière est transmise à travers la fibre optique, des petites quantités de lumière sont retournées, ou rétrodiffusées. Dans la mesure DTS un "Analyseur" ou une unité optoélectronique, à la surface capture les spectres de la lumière rétrodiffusée.

Une proportion de cette lumière dispersée est conservée dans le noyau de la fibre et est guidée vers la source. Le signal retourné à la source est séparé par le coupleur directionnel à un récepteur.

La lumière est dispersée quand la pulsation descend dans la fibre à travers plusieurs mécanismes, y compris les fluctuations de densité et de composition (diffusion Rayleigh) ainsi que la diffusion Raman et Brillouin en raison des vibrations moléculaires et de la fibre respectivement.

Un des composants de rétrodiffusion, appelés Raman Signal, provient d'une collision inélastique de photons avec des molécules dans le milieu, interagissant à travers des états d'énergie vibratoires moléculaires. Le photon rétrodiffusé peut soit perdre de l'énergie pour la molécule et l'élever vers un état d'énergie vibratoire plus élevé, appelé la diffusion de Stokes, ou acquérir de l'énergie en déplaçant la molécule à un état inférieur, appelé la diffusion anti-Stokes. Dans un milieu chaud, plus de molécules sont dans des stades d'énergie plus élevés et excités. Puisque la diffusion anti-Stokes est dépendante du nombre de molécules à l'état excité lorsque le photon entre en collision, l'intensité de la réponse anti-Stokes est fortement dépendante de la température (**Figure IV.17**). La diffusion de Stokes est faiblement dépendante de la température. Dès le processus de diffusion se produit au niveau moléculaire, le signal de rétrodiffusion est une fonction continue de temps, contrairement aux réflexions qui seraient observées à un changement brutal de l'indice de réfraction, Comme à la fin de la fibre. .

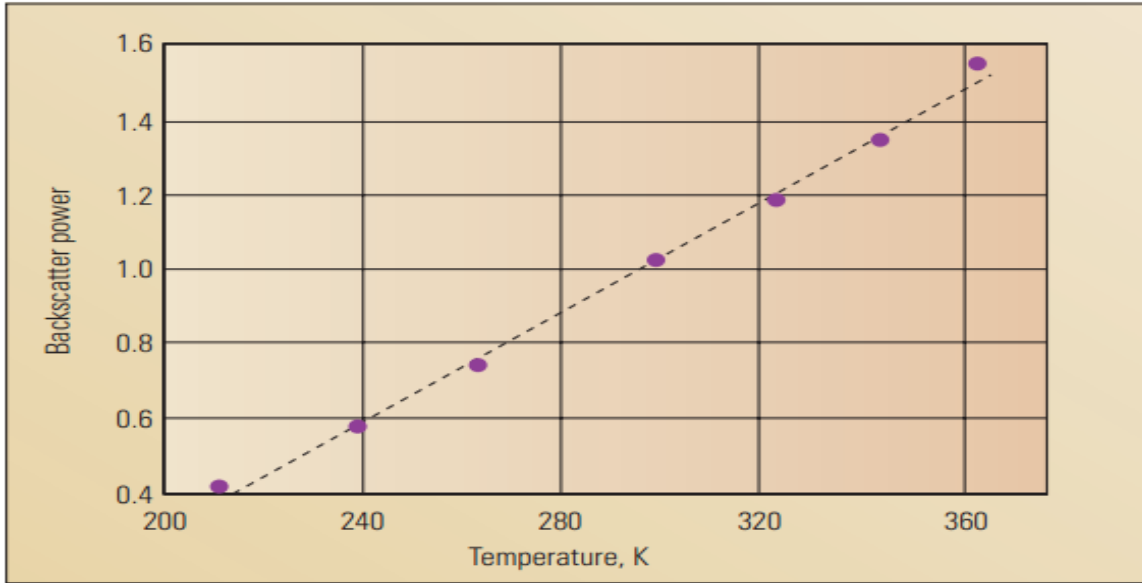


Figure IV.17. Intensité anti-Stokes en fonction de la température

La détermination de la température à une profondeur donnée est possible par les caractéristiques de transmission efficaces de la fibre et par la vitesse constante de la lumière dans la fibre. La lumière rétrodiffusée peut être fractionnée en paquets de lumière, avec chaque paquet représente un certain intervalle le long de la fibre, typiquement 1 m , qui correspond à un intervalle de temps de 10 ns. Le spectre de chaque paquet de la lumière rétrodiffusée est analysé pour chaque intervalle d'échantillonnage.

La température est déterminée en calculant le rapport de l'intensité anti-stokes au l'intensité stokes de la bande Raman et l'application de la relation suivante :

$$\frac{1}{T_z} = \frac{1}{T_{ref}} - \ln \left(\frac{(TTS * NTS)_x}{(TTS * NTS)_{ref}} \right) * \frac{1}{SLE}$$

Où T_z est la temperature en Kelvin, TTS et NTS représente l'intensité du signal anti-Stokes et Stokes respectivement. Les coordonnées z et ref representent la position du point d'inert où la mesure s'effectue et la bobine de reference, respectivement, où T_{ref} est la temperature connue d'une fibre de référence (bobine de référence). Le facteur SLE est dependant des constantes de Planck et Boltzmann et la difference de fréquence entre le signal incident et celui de Raman modifié.

IV.5.3. Options d'installation du DTS

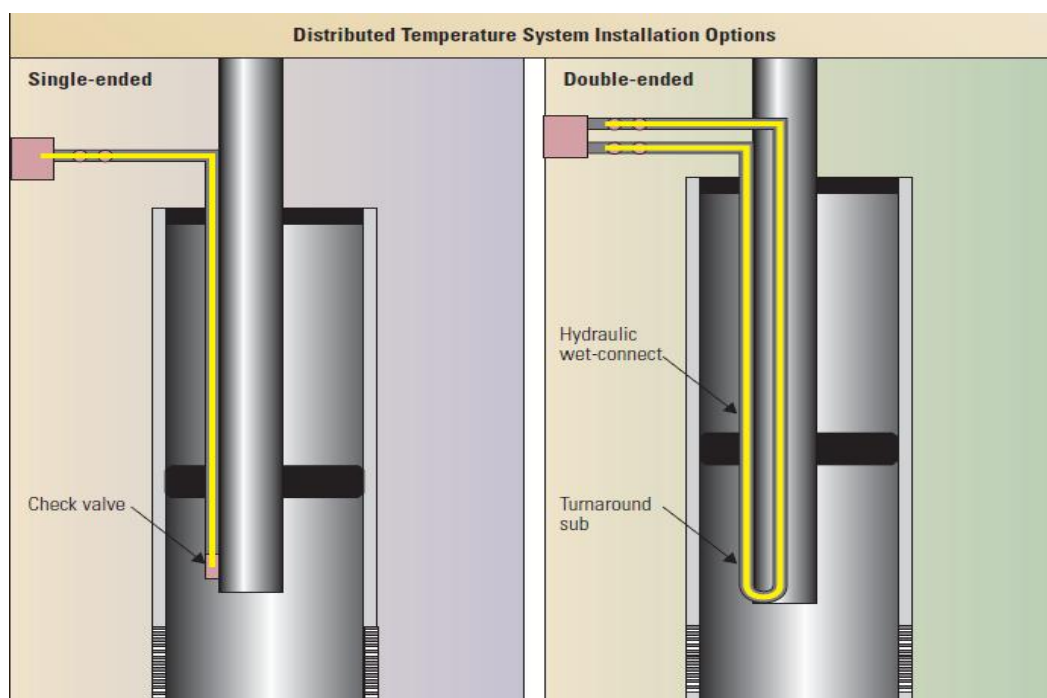


Figure IV.18. Options d'installation du système de température distribuée

Il existe deux techniques de mesure, single-ended ou double-ended. Tandis que la technique single-ended présente plusieurs limitations liées aux configurations de complétion. La meilleure méthode est l'installation double-ended, impliquant un tube en U. Ça donne un système fermé pour une simple installation et remplacement de la fibre, et elle assure une bonne qualité de données par l'augmentation de la précision et l'élasticité. La fibre est alternativement sondée de chaque fin par les impulsions laser, et la moyenne géométrique des deux signaux de retour est utilisée. La mesure des deux fins et la prise de leur moyenne améliore la précision par élimination de l'effet de perte de signal, y compris les micro courbures et les pertes au niveau des connecteurs. Si une fibre se casse, le profil de température peut être enregistré en utilisant la technique single-ended.

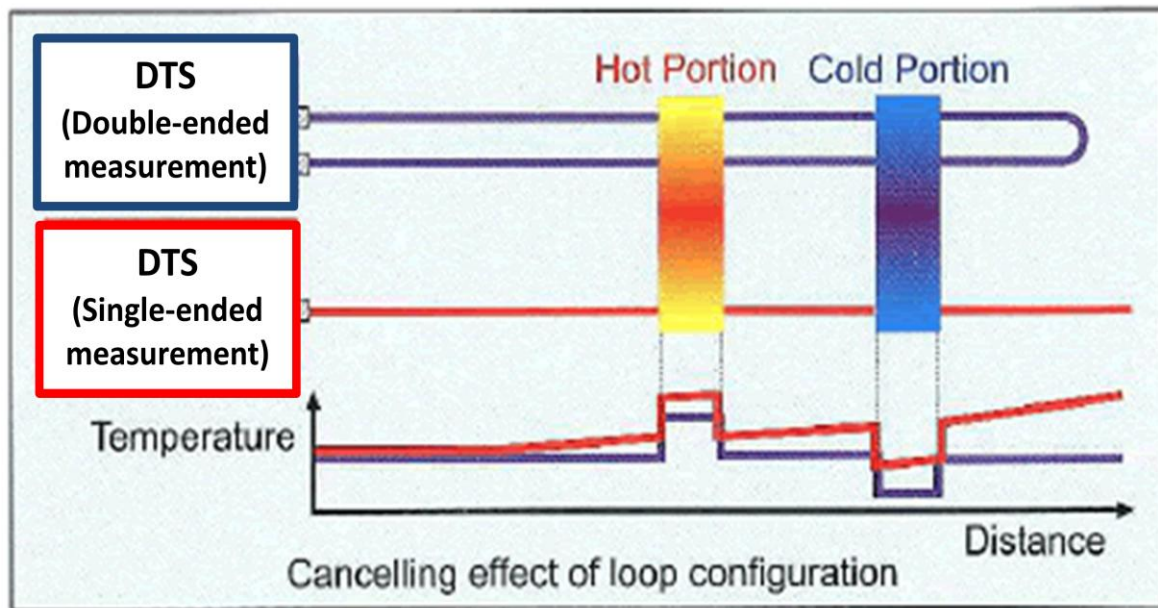


Figure IV.19. Comparaison entre les mesures de Double-ended et Single-ended

V.1. Introduction

Dans ce chapitre une étude approfondie sera consacrée, toute en étudiant les raisons et les conséquences qui mènent à penser d'une nouvelle technologie avec des résultats motivants et convenables.

Le problème de percée de gaz dans le champ HMD ne date pas d'aujourd'hui, toute au long du temps, plusieurs solutions ont été testées et appliquées, parmi ces solutions on trouvera :

- LCP (liner cimenté perforé).
- LPP (liner pré-perforé).
- Gas shut-off.

Ces solutions étaient beaucoup plus curatives que préventives, malgré qu'elles ont donné des résultats acceptables, La performance de ces solutions diminuera avec le temps en fonction de la sévérité de la percée de gaz sur les puits.

Le contrôle de la percée de gaz est devenu une nécessité pour assurer la vie de puits et sa bonne productivité, Ceci est le principe de la Smart Complétion.

Plusieurs puits en percée de gaz peuvent être candidats pour l'études de la Smart Completion, un de ces puits sera sélectionné pour faire une étude complète sur l'impact de la Smart Completion sur sa performance. C'est le puits MDZ627 :

V.2. Objectif

L'objectif de cette étude est de voir l'impact de la Smart Completion avant et après sa mise en fonctionnement , et qui a été descendue dans le but de remédier au problème de percée de gaz, puis évaluer la performance du puits MDZ627 équipé par la nouvelle complétion et la comparer avec les résultats du modèle proposé, obtenus par le simulateur PipeSim, et donner des solutions pour se rapprocher aux résultats de ce dernier ; avant d'arriver à ce stade on doit passer par différentes méthodes de sélection des zones productrices du gaz

V.3. Problématique

Après plusieurs années de production, le potentiel des puits a diminué suite à une déplétion naturelle. Cette déplétion représente une diminution d'énergie qui assure le transport des fluides à travers la formation jusqu'aux centres de traitement. Le maintien de cette énergie ou de pression de gisement a été assuré par l'injection du gaz et de l'eau, ce mécanisme de drainage est appelé la récupération secondaire. Actuellement la plus parts des zones du champ HMD sont sous l'injection du gaz. Plus de $300 \cdot 10^6 \text{ MMm}^3$ ont été injecté progressivement dans le réservoir. Comme cette injection a pour but de maintenir la pression de réservoir, elle a aussi un inconvénient et un impact direct sur le potentiel des puits suite au problème de percées de gaz à cause de nombreuses raisons.

La figure (**Fig. V.1**) montre une vue générale sur la distribution de l'injection d'eau et du gaz dans le champ de HMD.

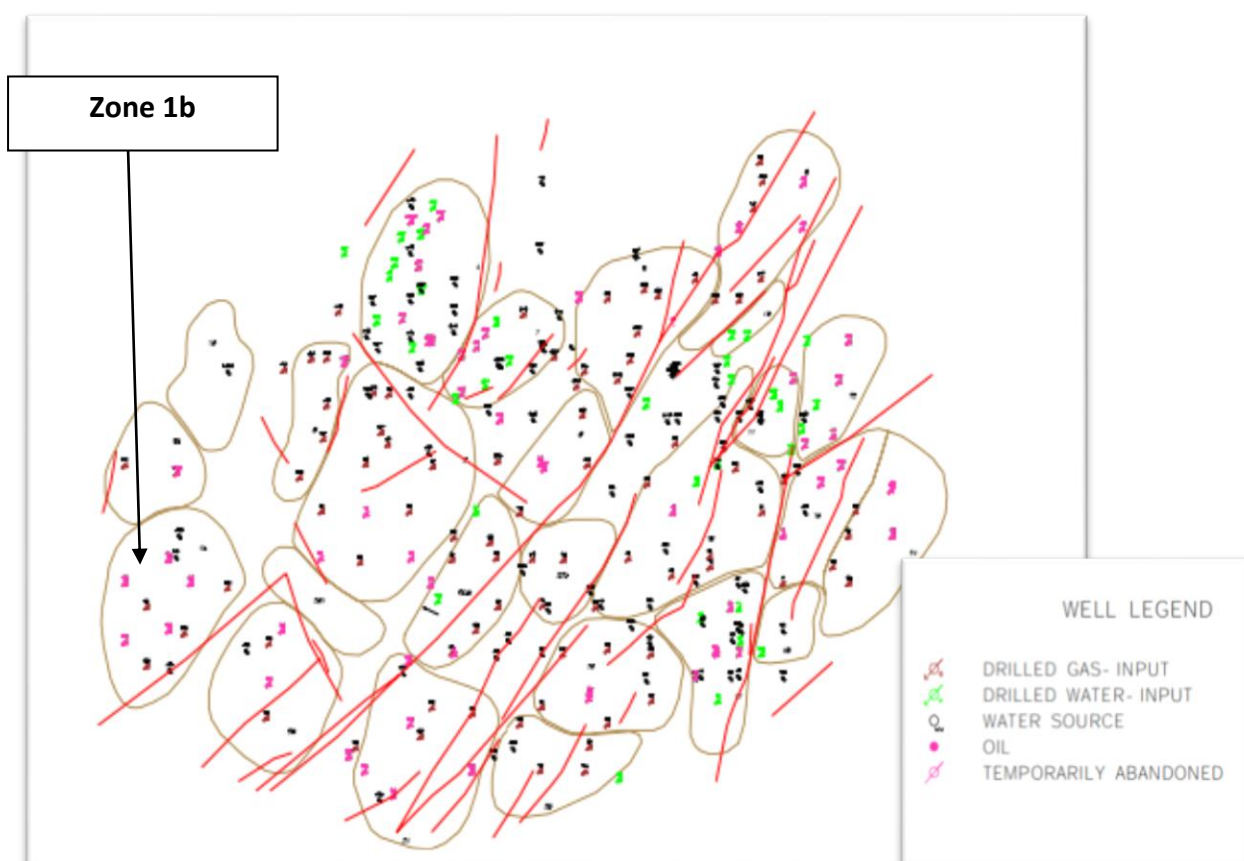


Fig. V. 1. Distribution des puits injecteurs dans le champs HMD

V.4. Cas d'étude de la Zone 1B:

V.4.1. Historique de la zone 1B

La zone 1B se trouve au sud-ouest du champ Hassi Messaoud, sa production a été établie en 1960 avec l'installation de deux puits producteurs et une pression de gisement vaut environ 490 Kg/cm², avec un débit ne dépassant pas les 7500 m³/mois.

A ce jour, la zone produit avec un débit de 52500 m³/mois à la présence de 32 puits producteurs d'huile actif en moyenne 2,27 m³/h par puits.

La zone 1B contient au total 73 puits, 41 puits producteurs huile, 11 puits activés en gas lift, 9 puits injecteurs de gaz, 1 puits abandonné, 7 puits secs, et 4 puits producteurs d'eau. Le tableau (Tab. V.1) récapitule l'état des puits dans la zone 1B. La figure (Fig. V.2) montre les zones qui sont sous l'injection de gaz/eau, ainsi que la distribution des puits et leurs états dans la zone 1B.

Well Types

Total No. Of Wells	Total Oil Producers	41	Gas Injectors	Water Injectors	Closed Wells
78	Flowing	26	7	0	30
	Single Point Gas-Lift	7			
	Flowing With Continuos W/I	8			

Tab. V. 1. Types des puits dans la zone 1B

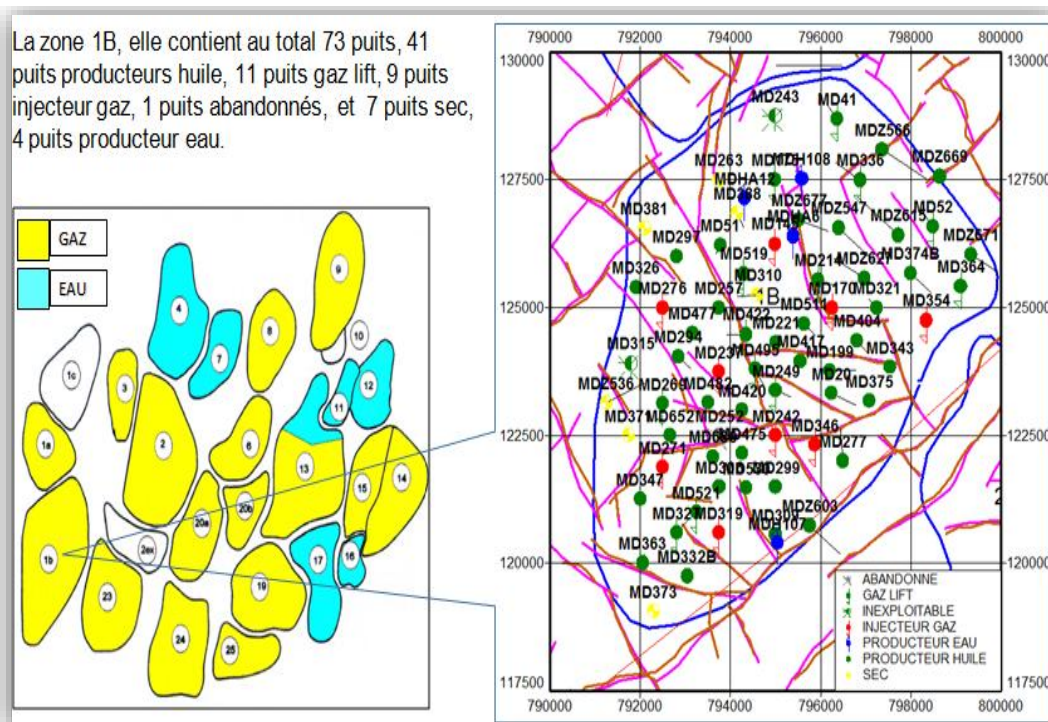


Fig. V. 2. Distribution des puits dans la zone 1B

V.4.2 Programme d'injection de gaz

Le programme d'injection de gaz a été lancé dans la zone 1B en 1987 avec un niveau d'injection qui a été élevé à partir des années 2000, une analyse de la baisse de pression subite dans la zone montre l'effet de ce programme (**Fig. V.4**)

La pression du réservoir a chuté (avant l'implantation des puits injecteurs) en moyenne de 11,76 kg/cm² par an entre 1970 et 1987 (date d'implantation du premier puits injecteur de gaz dans la zone), et après l'implantation de ces puits, la baisse de pression était de 2,06 kg/cm² par an entre 1987 et 2016.

V.4.3 Problèmes dû à l'injection de gaz

Sept puits ont été complétés comme des puits injecteurs de gaz, ils ont injecté un volume total de 13398 m³ de gaz. En 1987, au début de l'injection de gaz, la zone a eu un GOR de 200 à 300 m³/m³, à partir de l'an 2000 on constate la diminution du débit d'huile produite, d'autre part, on constate une augmentation du débit de gaz injecté ce qui a augmenté la valeur du GOR (**Fig. V.3**), d'où ce dernier atteint une valeur de 800-1500 m³/m³ pour tous les puits actifs ce qui pose comme hypothèse l'apparition d'un problème de percée de gaz, dû à l'injection de gaz incontrôlée par les puits injecteurs se trouvant dans cette zone et les autres zones avoisinantes, et par conséquent le potentiel des puits a diminué graduellement.

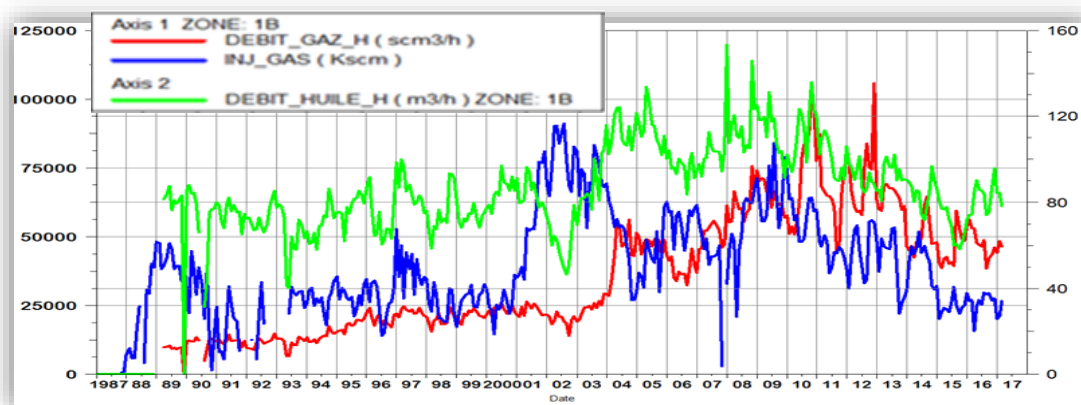


Fig. V. 3. Historique de production et d'injection de la zone 1B

Dans le graphe ci-dessus on peut tirer les remarques suivantes :

- une forte augmentation de production de gaz et du GOR due à l'injection importante de gaz.
- Le débit d'huile a resté presque constant dans la zone et ça à cause de la mise en production de nouveaux puits de plus (**Fig. V. 4**) pour maintenir la production à un

niveau constant, après la diminution de la rentabilité des puits ouverts précédemment suite à l'augmentation des percées qui affectent leur performance.

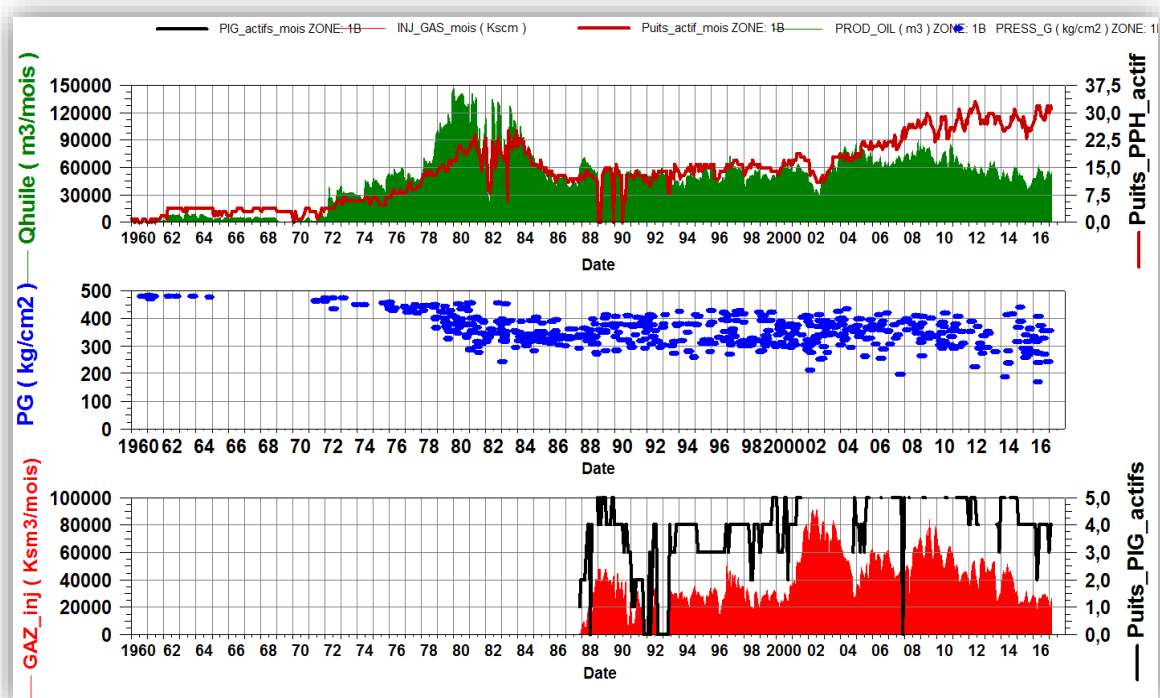


Fig. V. 4. Historique de la zone 1B (débit d'huile - pression gisement - débit de gaz injecté)

Les figures (Fig. V.5) et (Fig. V.6) illustrent le cumul de production de chaque puits dans la zone 1B ainsi que l'indice de productivité de chaque puits.

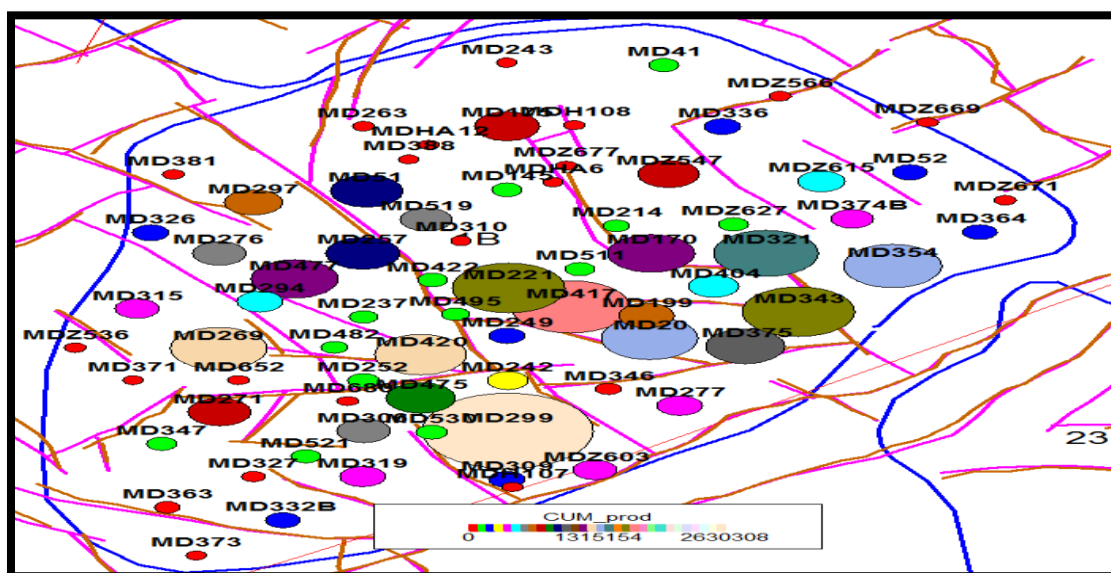


Fig. V. 5. Cumul de production d'huile dans chaque puits de la zone 1B

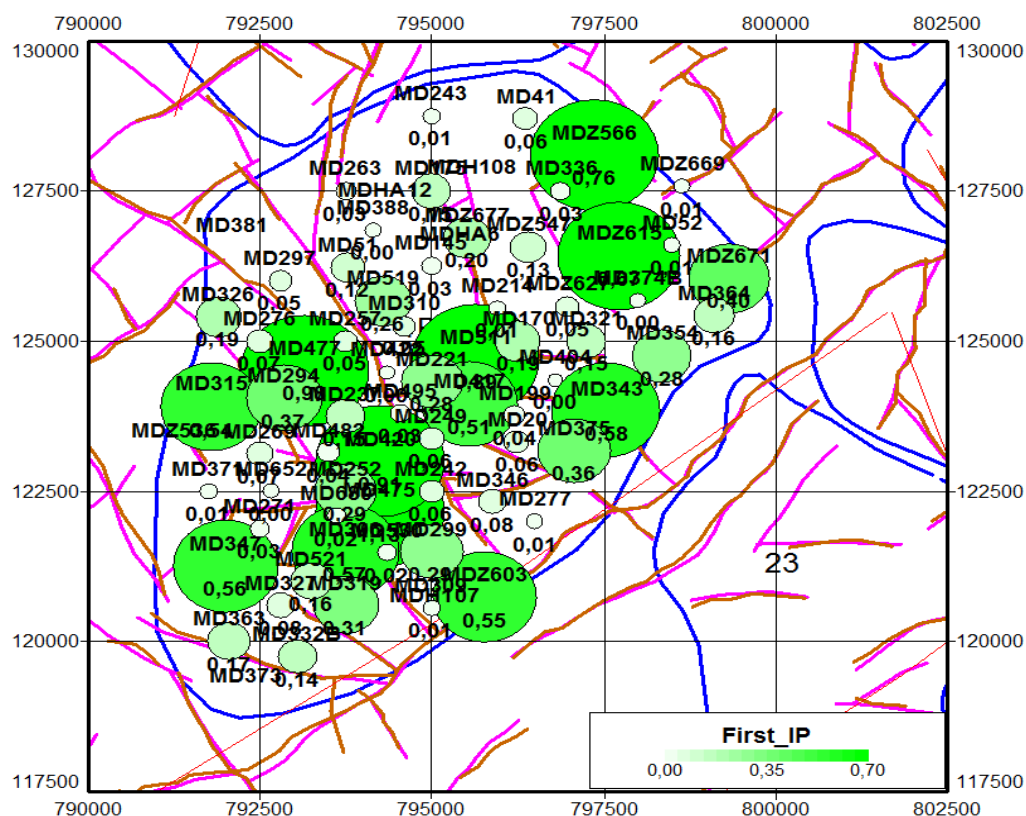


Fig. V. 6. Indice de productivité dans chaque puits de la zone 1B

D'après les figures ci-dessus On constate que les puits de la zone 1B souffre d'un manque du cumule de production, et il n'y a que certains puits qui sont distingués par un grand cumule de production qui sont **MD221**, **MD417**, **MD321**, **MD299**, en revanche l'indice de productivité n'est pas assez grand pour ces puits (**Fig. V.6**) mais considérablement grand pour d'autres comme : **MDZ566** avec un IP égale à 0,76 et le puits **MDZ615** avec un IP de 0,63 $\frac{m^3}{d} / \frac{Kg}{cm^2}$.

V.4.4. Autres problèmes possibles rencontrés dans la zone 1B :

- Les dépôts de sel (NaCl): La zone a tendance à précipiter les sels. Certains puits sont soumis à une injection continue d'eau par des conduites concentriques.
- Les argiles: La migration des argiles est importante.
- Les dépôts d'asphaltène: Zone a tendance à déposer de l'asphaltène.

• Chute de la pression du réservoir: La pression du réservoir a chuté de +450 kg / cm² en 1960 à $\pm$ 340 kg / cm² en 1995. La zone est sous injection de gaz pour le maintien de la pression. De même, peu de puits sont sous l'ascenseur à gaz.

Remarque :

A noter que le problème de percée de gaz est le problème majeur dans cette région.

V.5. Analyse des performances du puits MDZ627 :

V.5.1. Historique :

Le puits «**MDZ627**» a été foré et complété en 28/03/2010, initialement comme un puits horizontal en open hole 6'' (ANNEXE D), situé au nord-est de la zone 1B, avec une profondeur totale de 4006 m (MD), (**Tab. V.1**) traversant les drains D5 et D4. Le puits est complété par un tubing 4"1/2 ancré dans un packer. Ce puits a connu une production initiale caractérisée par un débit de production atteignant les 14.82 m³/h, une pression en tête de 150.50 kg/cm² et des valeurs du rapport GOR très élevés (2040 m³/ m³).

V.5.2. Complétion :

- Casing 4"1/2 NEW VAM ANCRE – PACKER VERS 2970 M
- Reservoir: Open Hole.

Puits : MDZ627		
Zone : 1B		
Date Forage : 28/03/2010		
X : 796970.98	Y : 125575.33	
Z Sol : 143.37 (m)	Z Table : 151 (m)	FOND : 4006 (m)
Appareil : TP199		
Situation : PRODUCTEUR HUILE		
Etat : Ouvert		
Manifold : W1C	Sous/Manifold : W1C	

Tab. V. 2. Informations générales sur le puits MDZ627

V.5.3. Localisation de puits MDZ627

Le puits se trouve à l'proximité de deux puits injecteurs MD170, MD354 et les puits producteurs MD324, MD374B, MDZ547 et MD404 (**Fig. V.7**).

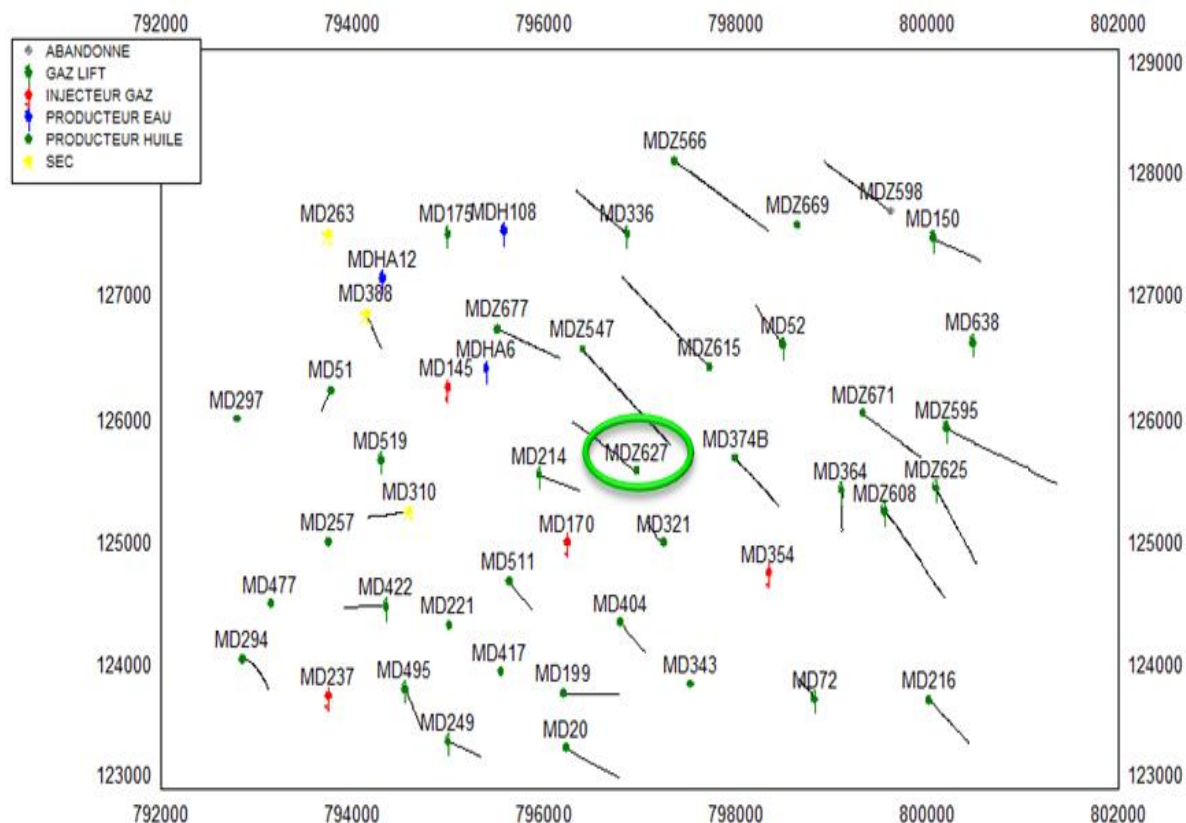


Fig. V. 7. Localisation du puits MDZ627

V.5.4. Géologie

Suivant les informations géologiques de cette section du réservoir, le puits est localisé dans un compartiment délimité par un réseau important de failles d'une orientation de NE-SE et une autre faille orientée de l'EO. Le puits traverse les drains D5 et D4.

Pendant le forage de la phase 6'', il a été décidé d'arrêter le forage quand les pertes de boue atteignaient un débit de 18 m³/h. De grands volumes de LCM ont été injectés pour limiter les pertes de boue. Par conséquent, l'opération DST a été annulée. Il a été conclu que les sections où il y avait de pertes de boue se corrèlent parfaitement par les zones de percée de gaz.

V.5.5. Analyse des paramètres de la production

Les courbes ci-dessous illustrent les variations des paramètres du puits durant sa vie de production (*Fig. V.8*)

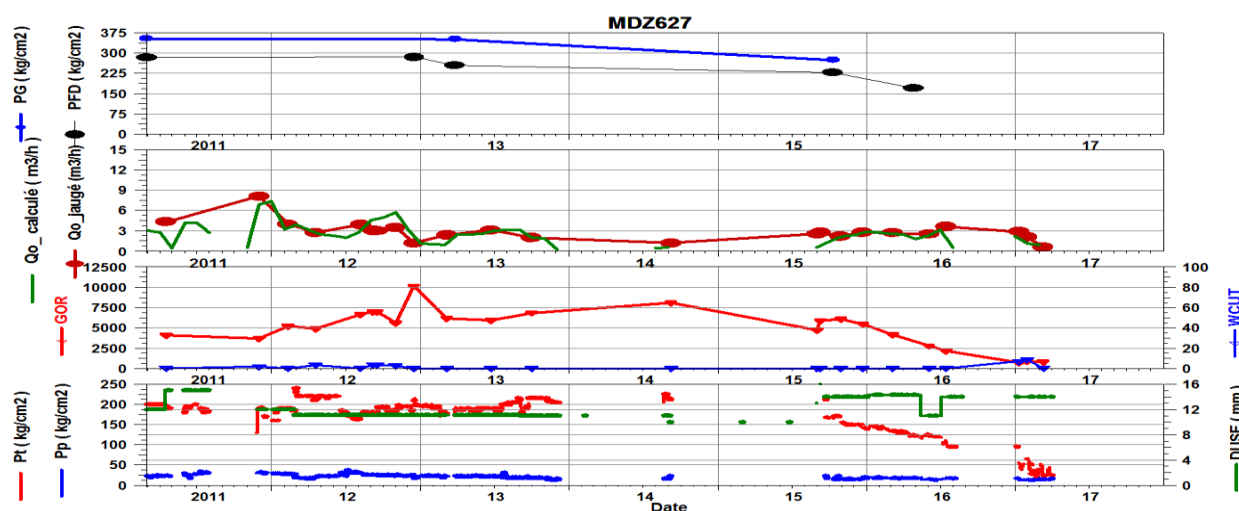


Fig. V. 8. Historique de production de puits MDZ627

Le puits MDZ627 a commencé de produire avec un débit (en moyenne de $14,82 \text{ m}^3/\text{h}$). Le débit et la pression de fond statique ont chuté suite à une déplétion naturelle. A partir de l'année 2013 le débit a été stabilisé pour une valeur en moyenne $3 \text{ m}^3/\text{h}$ avec une duse de 13 mm, la valeur du GOR était élevée dès la mise en production de ce puits avec une valeur vaut $2040 \text{ m}^3/\text{m}^3$. La valeur a connu des perturbations atteignant les $10147 \text{ m}^3/\text{m}^3$ en 2012 ce qui explique le maintien de pression et aussi la venue de gaz venant des puits injecteurs voisins. Par conséquent dès le début de la production le débit d'huile est en chute, en favorisant la production de gaz avec l'augmentation de plus en plus dans le GOR. Le puits a connu le problème de sel, pour résoudre ce dernier le puits a été soumis à l'injection du bouchon d'eau.

V.6. interprétation des données de DTS et FSI

V.6.1. Objectif de l'opération DTS

L'objectif principal de l'intervention proposée est d'avoir une distribution de l'écoulement à travers les sleeves, et d'obtenir le profil de température derrière le liner de la complétion intelligente. Les séquences de l'opération est comme suit :

- 1- Effectuez un nettoyage au CT afin d'éliminer tous les débris, le déroulement de l'opération prend huit heures jusqu'à la stabilisation.
- 2- Effectuez l'opération de DTS pendant 3-4 heures avec le puits est en position fermée (pour déterminer le gradient géothermique statique).
- 3- Effectuer un enregistrement DTS de 3 à 4 heures, Pour avoir le gradient géothermique dynamique d'où on peut déterminer les zone d'entrée (productrices), et la contribution de chaque zone.

V.6.2. Interprétation d'enregistrement DTS

V.6.2.1. Interprétation qualitative de DTS

La figure (**Fig. V.9**) montre les résultats DTS pendant la phase shut-in (gradient géothermique statique), les deux traces ont été prises au début et à la fin de l'enregistrement DTS. De vue elles sont très similaires en raison de la stabilité des paramètres du fond du trou.

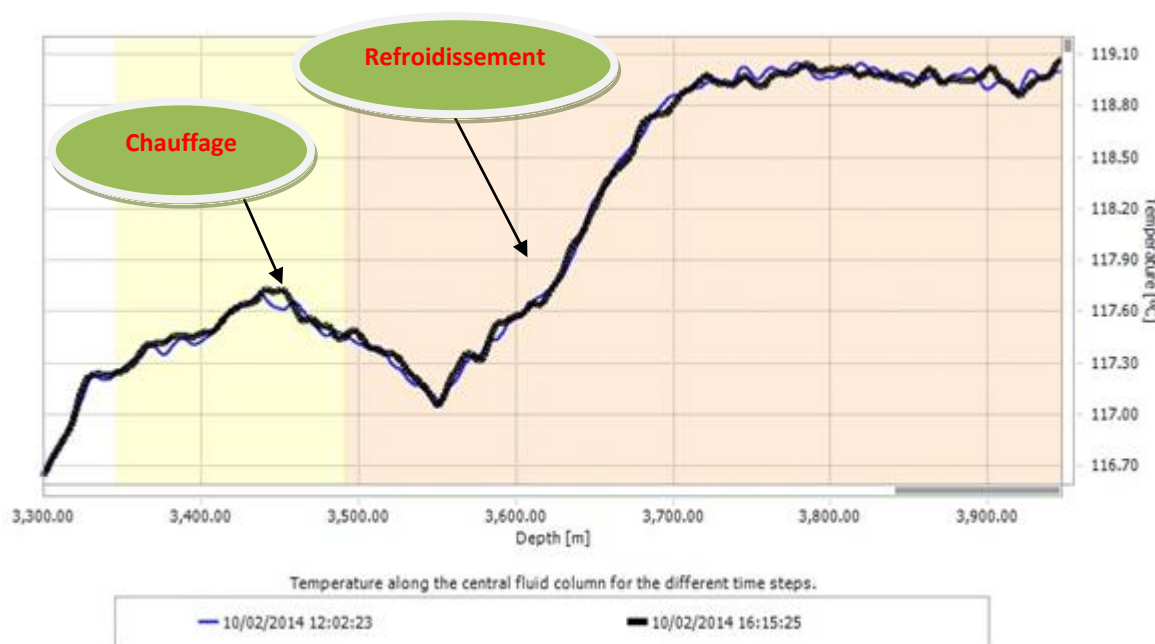


Fig. V. 9. Température enregistrée pendant la phase shut-in

Cependant, il semble qu'il y a une zone de refroidissement définie entre 3 490 m à 3700 m où la température a diminué de 119 ° C à 117 ° C, ce qui pourrait indiquer une production de gaz dans cette zone.

Au-dessus de 3500 m, il y a un petit chauffage dû à une petite production d'huile, mais en raison de la forte production de gaz, le chauffage est presque négligeable.

Dans la deuxième phase de mesure de la température, le puits a été ouvert lentement afin d'éviter une forte turbulence dans la section du trou ouvert et de perturber la lecture. L'enregistrement DTS a été effectué pendant 4 heures, les résultats sont affichés sur le graphe suivant :

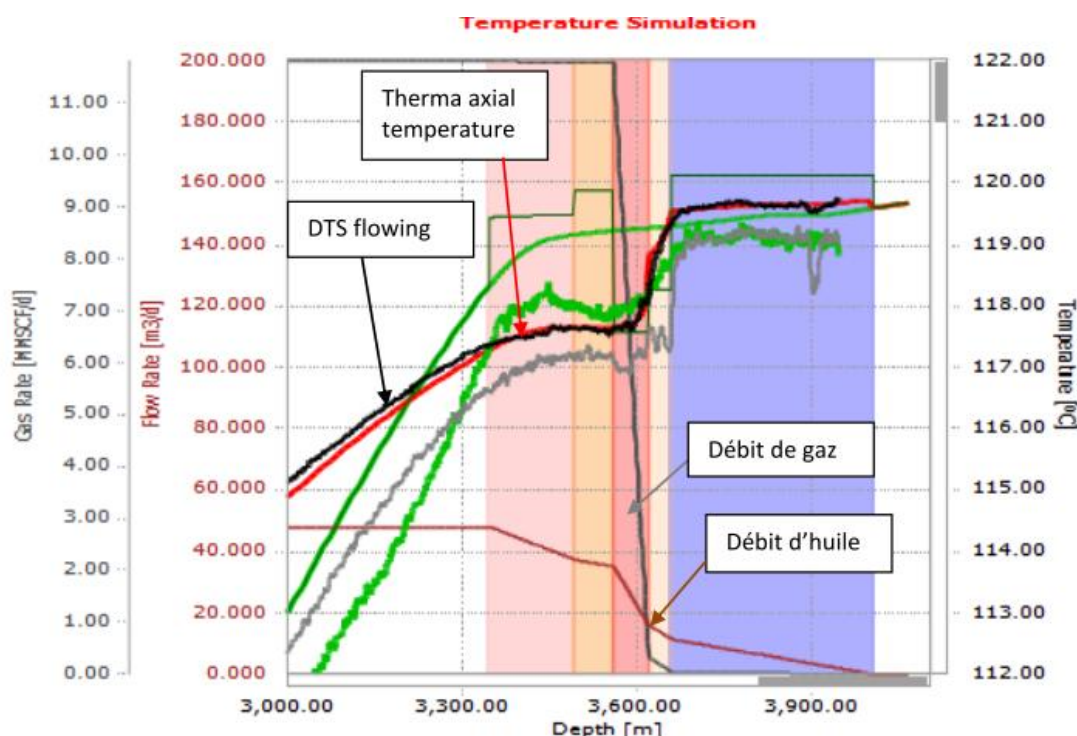


Fig. V. 10. Température enregistrée pendant la phase flowing

La figure (**Fig. V.10**) montre les résultats de DTS pendant la période d'écoulement, les lignes rouge et grise au bas de la figure représentent respectivement le taux cumulé de pétrole et du gaz.

Il y a 3 traces de température représentées dans la figure au début (trace grise) à 12:16:08, le milieu (trace verte) à 14:20:36 et la fin de l'enregistrement (trace noire), le modèle (Ligne rouge) est ajusté en fonction du dernier enregistrement (trace noire).

La température commence à refroidir de 3490 à 3660 m ce qui indique une production de gaz. La plus grande production de gaz provient de 3490 à 3620 m. La zone de production de gaz entière représente une zone TVD de 10 m comme indiqué dans la figure ci-dessus.

V.6.2.2. Interprétation quantitative

Zone	Couleur	Les intervalles thermiques du réservoir	Le débit du gaz	Le taux du débit de gaz pour chaque couche	Le débit d'huile	Le taux du débit d'huile pour chaque couche
		(m)	STB/day	%	STB/day	%
Surface		0 – 0	2102806.74	100	301.559	100
D5		3347-3492	5923.71	0.28	66.517	22.06
D5		3492-3560	4294.6	0.20	14.660	4.86
D5		3560-3620	2033739.77	96.72	119.660	39.68
D5		3620-3660	52506.30	2.5	29.503	9.78
D4		3660-4005	6342.36	0.3	71.219	23.62

Tab. V. 3. Contribution de chaque couche productrice traversée par le puits

V.6.3. Objectif de l'opération FSI

Pour éviter l'effet négatif du potentiel d'un écoulement stratifié et l'eau stagnante donné par les PLT classiques, un enregistrement FSI a été effectué dans ce puits.

L'objectif de l'FSI est d'évaluer le profil de production et la production d'eau à travers la section open hole, afin de :

- Délimiter les intervalles de percée de gaz
- Confirmer les intervalles non producteurs
- Confirmer les sections de production d'eau
- Construire le profil d'écoulement d'huile à travers le drain du puits
- Utiliser les résultats de l'opération FSI pour la conception de la complétion de ce puits pour contrôler la production d'huile et d'eau

V.6.4. Résumé de l'opération FSI 2012

D'après le Well Test, le 18 avril 2012, le débit a baissé jusqu'au 2,72 m³/h, mais le GOR et la WHP (la pression de tête) ont augmenté considérablement jusqu'au 4854 m³/m³ et 224,7 kg/cm², respectivement. Il s'avère que le puits a été foré dans une zone sous l'injection de gaz, et l'imagerie logging montre les fractures du réservoir (**Fig. V. 5**), pour ces raisons la production de la percée de gaz a commencé avec le début de la mise en production du puits en juillet 2010. L'objectif de l'FSI c'est d'évaluer le profil de production (**Fig. V.11**) à travers le trou ouvert afin de :

- Confirmer la présence d'une eau stagnante qui peut réduire la production
- Confirmer si il y'a des intervalles qui ne contribuent pas à la production
- Construire le profil d'écoulement gaz / huile à travers le puits

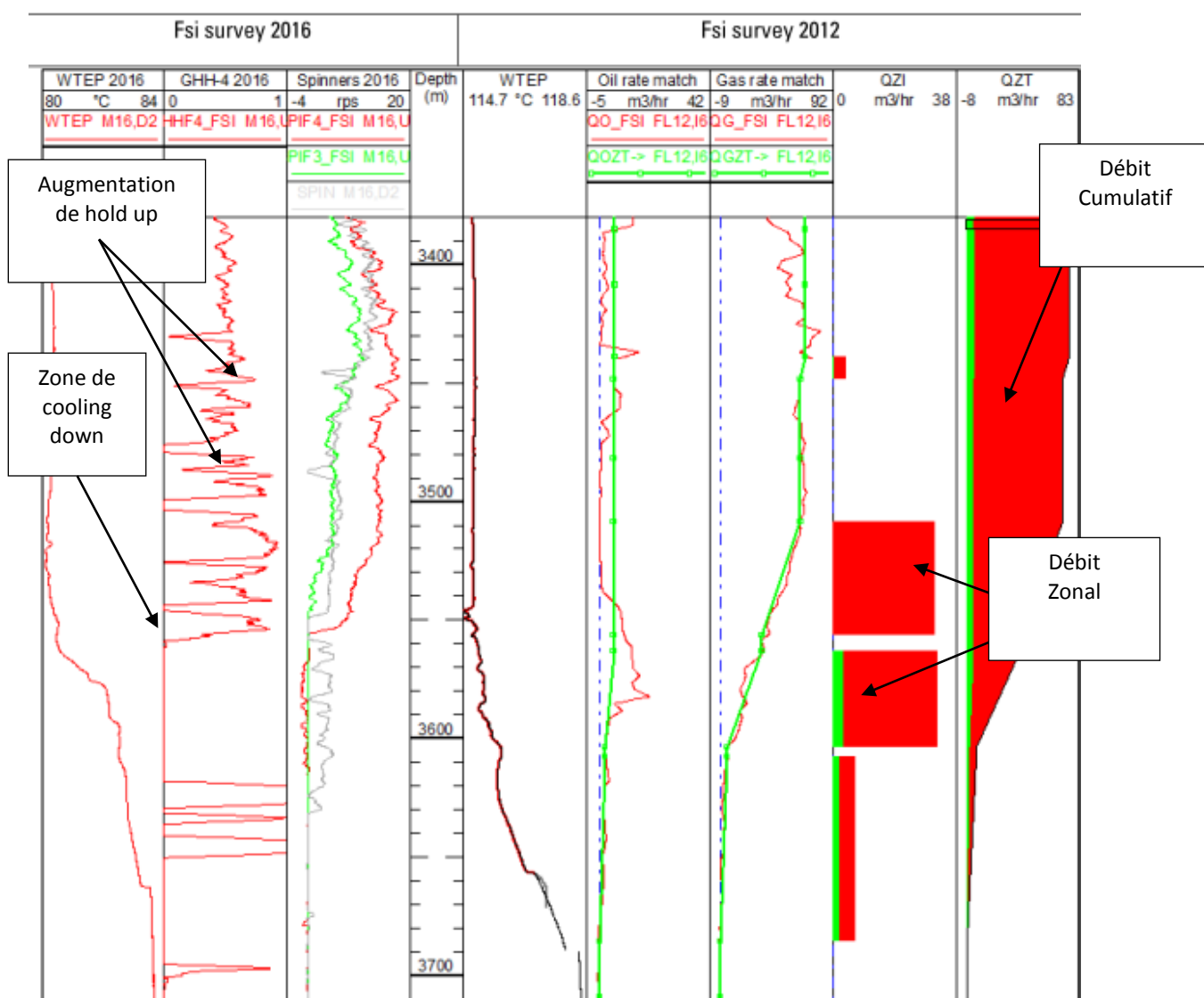


Fig. V.11. Profil d'écoulement

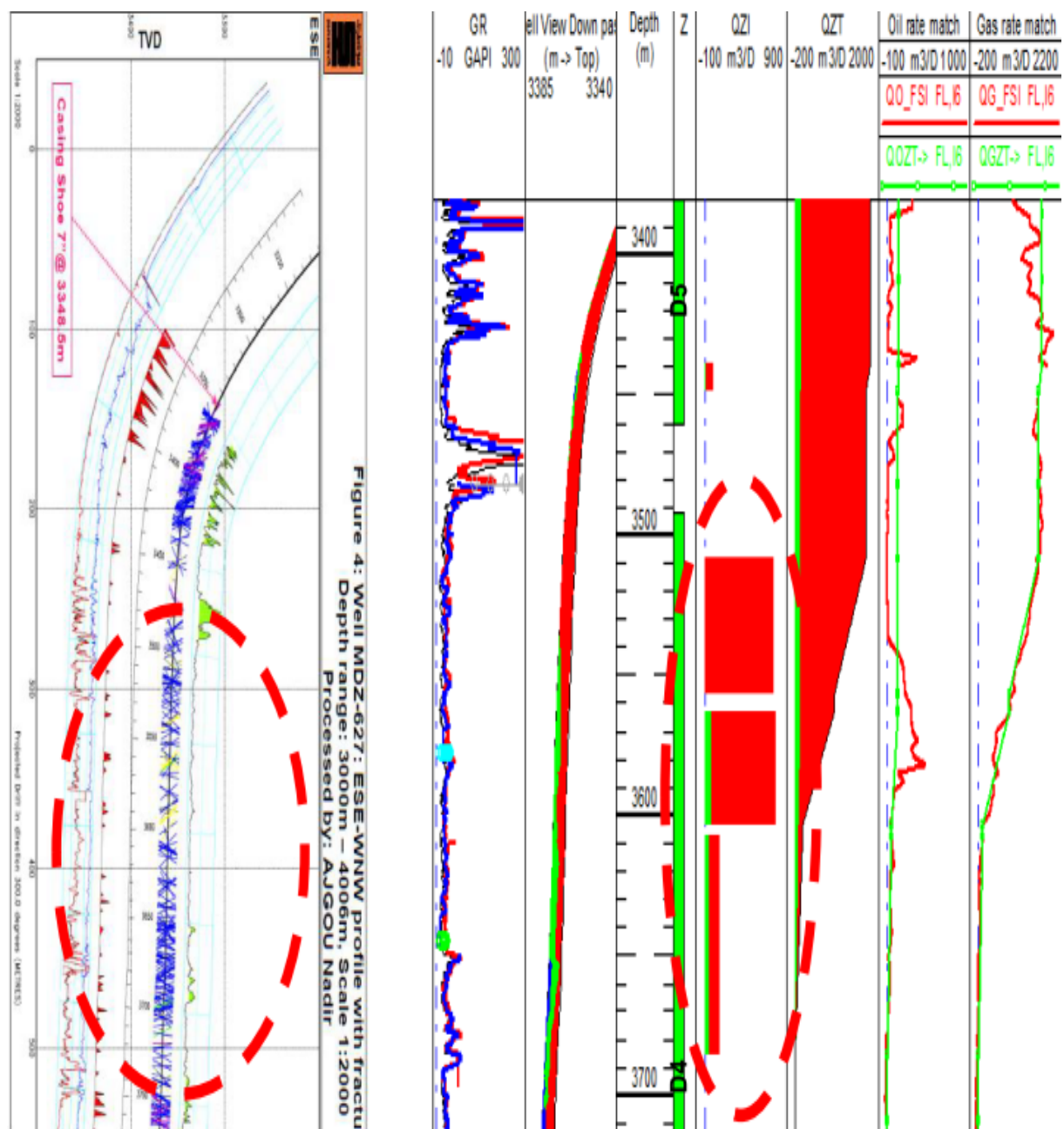


Fig. V. 12. Fissurations aux abords du puits MDZ627 et les intervalles producteurs

V.6.5. Interprétation d'enregistrement FSI

V.6.5.1. Interprétation qualitative d'enregistrement FSI (enregistré en 2012)

- Une eau stagnante se manifeste au fond du puits -3648m.
- Les intervalles suivants [3439m-3449m] , [3563m-3604m] et [3608m – 3686m] sont les zones d'écoulement d'huile et du gaz , la production cumulative de ces intervalles représente 58% de la totalité de la production.
- 42% de la production cumulative restante se manifeste par une production de gaz seulement face à l'intervalle [3509m-3557m].
- Pas d'anomalie de profil de température au dessous de la profondeur 3686 m , associée à un faible débit ou une zone qui ne débite pas.
- En comparant le test de jaugeage en 07/2010 avec celui de 04/2012 , on observe une diminution de production de d'huile et de gaz , mais on remarque une augmentation considérable du GOR et qui engendre aussi une augmentation de la WHP (**Tab. V.4**).
- en outre, grâce à l'imagerie on a observé des fractures ouvertes et d'autres sont fermées ce qui renforce la raison de la percée de gaz élevée.

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)		Observations
			Huile	Gaz		Tête	Pipe	Sépar.			Récupérée	Injectée	
Puits													
20/07/2010	10	Vx52	14.82	30231.67	2040	150.5	38.5		41	.6407	0		-----
29/09/2010	10	655	11.06	29984.86	2711	130	43	28.55	28	.7416	0		-----
11/11/2010	10	Vx52	8.84	35404.40	4005	120.8	41.3		30	.8621	25		-----
07/01/2011	10	655	7.56	26171.78	3461	145	32.5	23.66	20	1.2097	0		-----
17/02/2011	12	-	3.15	17430.74	5529	204	21.1		23	5.6689	77		-----
16/04/2011	15	655	4.34	17585.60	4048	190	27	14.28	28	5.725	0		-----
01/12/2011	12	-	8.15	29918.86	3669	191.6	32.2		20	2.0585	145		-----
10/02/2012	12	-	4	20854.54	5214	190.5	25.6	24.07	15	4.1722	0		-----
18/04/2012	11.11	1440	2.72	13227.21	4854	224.7	23.5	23.45	11	6.2885	90		-----
06/08/2012	11.11	-	3.93	26004.39	6614	165	31.2	21.41	33	3.2	0		-----
06/09/2012	11.11	1440	3.05	21316.00	6986	111.99	28.02	32.43	28	2.7991	100		-----
16/09/2012	11.11	1440	2.99	20763.59	6937	112.08	29.67	31.71	26	2.8554	100		-----
31/10/2012	11.11	1440	3.51	19617.75	5588	112.07	29.33	30.08	29	2.4345	90		-----
15/12/2012	11.11	655	1.2	12164.42	10147	214	18.3	6.42	16	13.613	0		-----

Tab. V. 4. Résultats de jaugeage

V.6.5.2. Interprétation quantitative de l'FSI (2012)

Les zones	Les zones d'écoulement	De (m)	A (m)	Température C	Pression Kg/cm ²	Les zones productrices d'eau m ³ /d			Les zones productrices d'huile m ³ /d			Les zones productrices du gaz m ³ /d		
						Res	Surf	%	Res	Surf	%	Res	Surf	%
D4	Inflow 1	3439	3449	115,1	272,1	0	0	0	12	7	8	89	19811	5
D5	Inflow 2	3509	3557	115,1	271,4	0	0	0	0	0	0	756	156200	45
	Inflow 3	3563	3604	115,1	272,5	0	0	0	77	45	54	700	154300	42
	Inflow 4	3608	3686	115,9	272,6	0	0	0	53	31	37	118	30888	7

Tab. V. 5. Interprétation quantitative de l'FSI

V.6.5.3. Interprétation qualitative des données de FSI (enregistré en 2016)

Peut être résumé comme suit :

- La déflexion de la température observée sur l'intervalle [3515m-3663m] peut être associé à une production.
- La tendance de la température est similaire à l'enregistrement du FSI en 2012, mais avec un cooling down plus important dans l'intervalle [3560m-3577m].
- Une augmentation de la vitesse de l'effluent peut être ressentie du spinner -4, associée à un niveau de production, cet intervalle a été confirmé aussi comme une zone de production dans l'enregistrement en 2012.
- En observant le gas holdup de l'outil probe -4, il paraît qu'il y a une petite augmentation du gas hold up face à l'intervalle [3536m-3517m] qui peut être associé aux entrées de gaz.
- Ce profil d'écoulement coïncide avec celui enregistré en 2012, avec une possibilité d'une augmentation face à l'intervalle [3560m-3577m]
- Il est recommandé de bien nettoyer le fond du puits pour réduire les débris juste avant l'opération FSI.

V.6.6. Comparaison entre les résultats des deux méthodes FSI et DTS :

La figure ci-dessous (**Fig. V.13**) montre une comparaison entre les résultats de l'FSI obtenus en 2012 et ceux de DTS obtenus en 2014.

Pour l'enregistrement de l'FSI, c'était difficile de distinguer une production d'huile au-dessous de la profondeur 3600 m parce que les spinners ont été bloqués dans l'intervalle [3550m-4000m] et [3350m-3490m].

le gaz débite essentiellement de l'intervalle [3490m–3660m] , dans l'FSI , contrairement au DTS, le gaz débite de deux zones avec une capacité presque similaire , mais d'après le DTS le plupart du gaz provient de [3490m-3620m] , cette différence d'enregistrement et d'interprétation peut être justifiée que l'enregistrement du DTS n'était pas mesuré à la présence d'un écoulement stable, parce que l'enregistrement a commencé avec l'ouverture du puits ce qui engendre une instabilité d'écoulement contrairement à l'opération FSI où l'écoulement est plus stable. Le puits doit débiter pour 6 heures ou plus pour avoir une mesure stable du DTS.

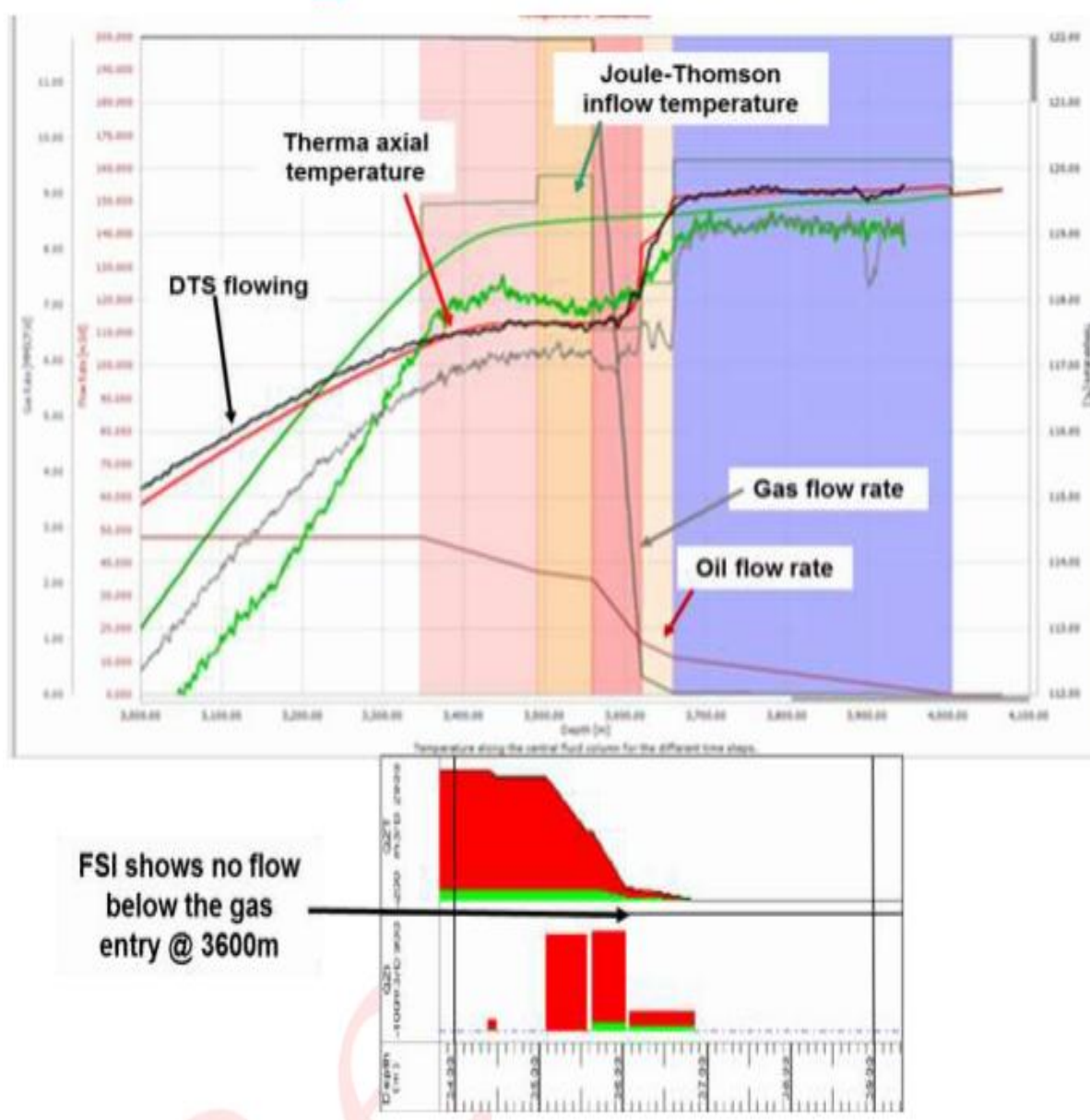


Fig. V. 13. Comparaison entre l'enregistrement DTS et FSI

En résumé, le travail a été effectué dans les deux jours, le premier jour, l'opération de DTS a été effectuée pendant que le puits a été fermé afin d'avoir le premier profil statique des zones de production de gaz et de pétrole, ce qui montre une production de gaz claire entre 3490m et 3700m

La deuxième prise de DTS pendant la période d'écoulement montre une présence de production d'huile de 3550m à 4000m et également de 3350m à 3490m.

Les résultats DTS et FSI en dehors de certaines différences mentionnées précédemment, les deux ont montré clairement que la production de gaz provient principalement de 3490m à 3660m.

Il est recommandé pour l'opération DTS future d'étendre le temps de prise (shooting) autant que possible, plus il y a de temps, plus le puits sera stable et plus les données DTS seront précises.

V.7.Modélisation du puits MDZ 627

Pour établir un modèle du puits MDZ627, on avait recouru au logiciel de simulation Pipesim dans le but de concevoir le puits ainsi que l'analyse de performance de production lorsque on isole la zone qui contribue beaucoup plus à la production de gaz D5 et une partie supérieure de D4 (en se basant sur l'interprétation de FSI) ,et pour simuler le puits MDZ627 aux plusieurs scénarios . Pour ce faire l'analyse nodale a été utilisée pour calculer le point de fonctionnement (pression de fond et le débit d'huile pour différents cas) par l'intersection des courbes IPR et VLP.

En se basant sur les données de Test PFD en 27/04/2016 et FSI 18/06/2016 et le jaugeage de 06/03/2016, le modèle de puits est constitué de 4 zones productrices. Elles sont mentionnées dans le tableau suivant : $Q_o=2.44 \text{ m}^3/\text{h}$.

	Intervall es	Temp érature C°	PFD kg/cm ²	Q _o m ³ /d	Q _o %	Q _g m ³ /h	Q _g %	P _g Kg/cm ²	PI	GOR Sm ³ /S m ³
D5+D4A	3439- 3557	115,1	176,86	5.2704	9	136259.8	51	271,82	0.055507	25853.8
D4B	3563- 3604	115,1	176,9	31.62224	54	112214	42	271,82	0,33314	3548.56
D4C	3610- 3770	115,9	177	21.6672	37	18702.33	7	271,82	0,228508	863.1633
D4D	3770- 3975	115,9	177	0	0	0	0	271,82	1,00E-10	0

Tab. V. 6.Données de puits MDZ627 par zone

La méthode de calcul est comme suit : on a le débit actuel $2.44 \text{ m}^3/\text{h} \rightarrow 58.56 \text{ m}^3/\text{d}$, et le débit de gaz $11132.34 \text{ m}^3/\text{h} \rightarrow 267176.16 \text{ m}^3/\text{d}$, en utilisant les pourcentage obtenus par l'opération FSI 2012 , on trouve la contribution de chaque zone.

V. 7.1.Modèle proposé

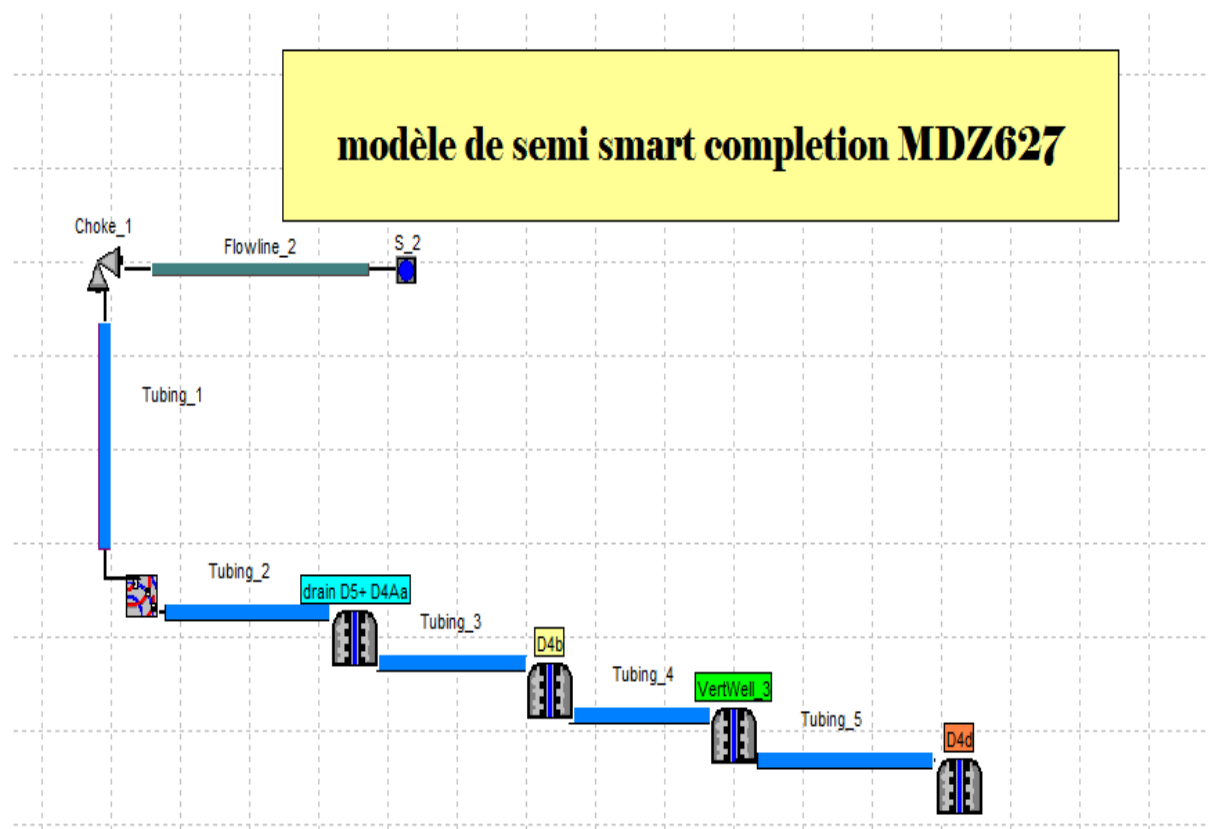


Fig. V. 14.Model du puits MDZ627 par PipeSim

Remarques

- Dans ce modèle on a utilisé la complétion verticale parce qu'elle contient la faculté de la FCV (flow control valve).
- Pour les MD (measured depth) et la TVD (true vertical depth) on s'est basé sur les données du data Survey (ANNEXE E).
- Vu le manque de données de pression après la descente de la complétion semi intelligente, le modèle a été matché sur les données du test PFD en 27/04/2016 et FSI 18/06/2016 et le jaugeage de 06/03/2016 ; comme montré dans le figure (**Fig. V.15**).

Survey Data

Well Name: Save Changes

Survey Date: (dd / mm / yyyy) New

Liquid Rate: sm³/h GOR: sm³/sm³ Cancel Changes

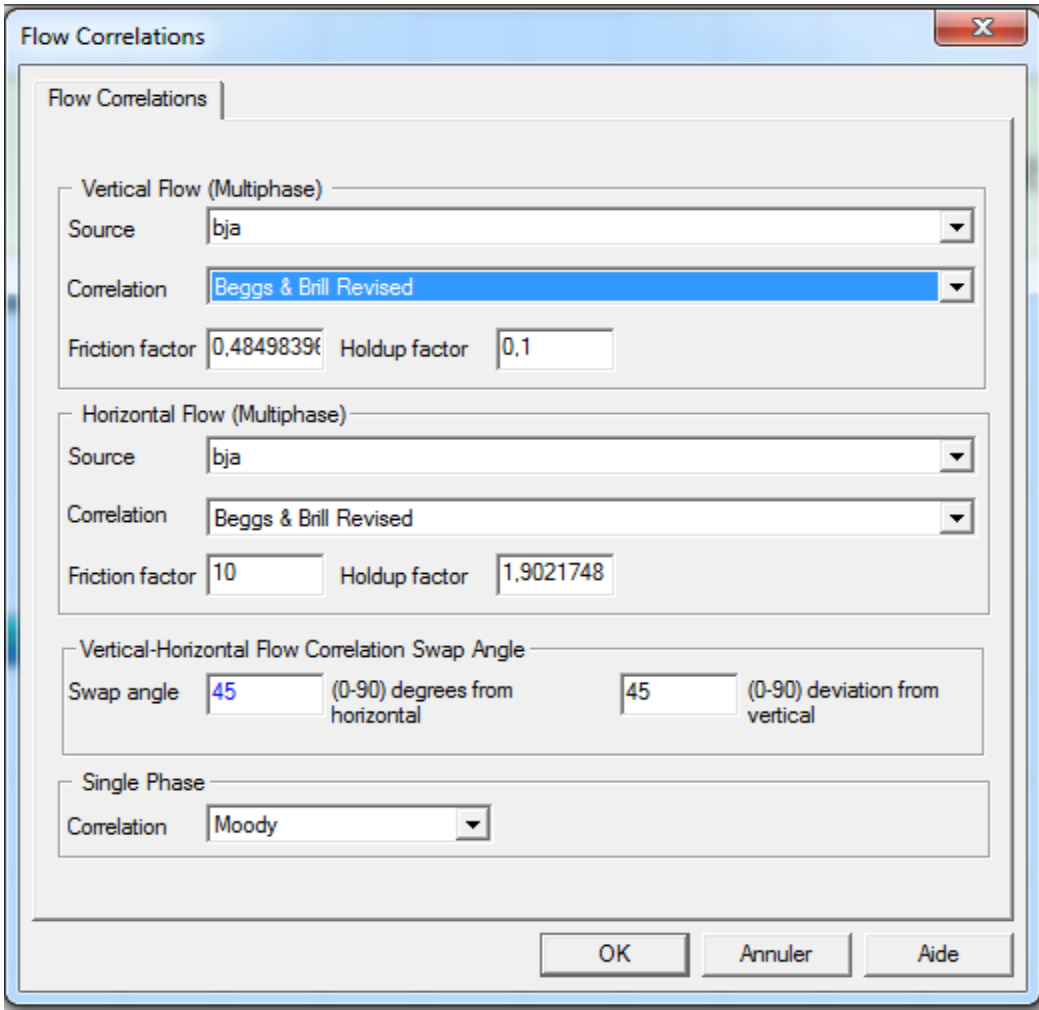
Water Cut: % Production Pressure: kg/cm² g Delete

	MD	Pressure	Temperature
-	m	kg/cm ² g	C
1	0	123.46	
2	2969.1	170.55	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			

OK Cancel

Fig. V.15. Données du matching

Après le matching la corrélation qui correspond au modèle du puits MDZ627 c'est : Beggs and Brill Revised (BBR) (**Fig. V.16**).



The image shows a software dialog box titled "Flow Correlations". It contains three main sections for selecting flow correlations. The first section, "Vertical Flow (Multiphase)", has a "Source" dropdown set to "bjb", a "Correlation" dropdown set to "Beggs & Brill Revised", a "Friction factor" text box with the value "0.48498396", and a "Holdup factor" text box with the value "0.1". The second section, "Horizontal Flow (Multiphase)", has a "Source" dropdown set to "bjb", a "Correlation" dropdown set to "Beggs & Brill Revised", a "Friction factor" text box with the value "10", and a "Holdup factor" text box with the value "1.9021748". The third section, "Vertical-Horizontal Flow Correlation Swap Angle", has two text boxes, both containing the value "45", with labels "(0-90) degrees from horizontal" and "(0-90) deviation from vertical" respectively. Below these is a "Single Phase" section with a "Correlation" dropdown set to "Moody". At the bottom of the dialog are three buttons: "OK", "Annuler", and "Aide".

Flow Correlations

Flow Correlations

Vertical Flow (Multiphase)

Source: bjb

Correlation: Beggs & Brill Revised

Friction factor: 0.48498396 Holdup factor: 0.1

Horizontal Flow (Multiphase)

Source: bjb

Correlation: Beggs & Brill Revised

Friction factor: 10 Holdup factor: 1.9021748

Vertical-Horizontal Flow Correlation Swap Angle

Swap angle: 45 (0-90) degrees from horizontal 45 (0-90) deviation from vertical

Single Phase

Correlation: Moody

OK Annuler Aide

Fig. V.16. Corrélation qui correspond au matching

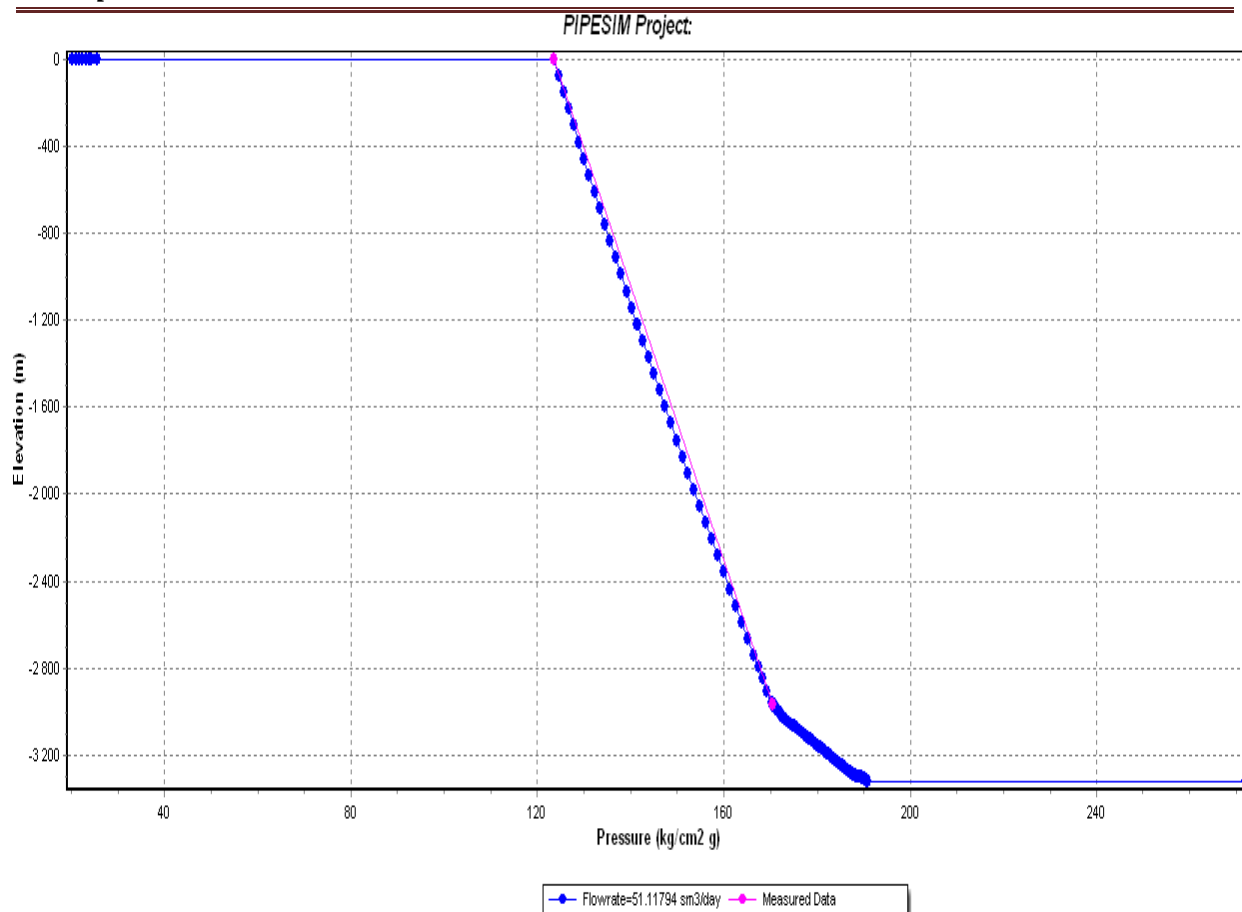


Fig. V.17. Profil de pression du puits MDZ 627

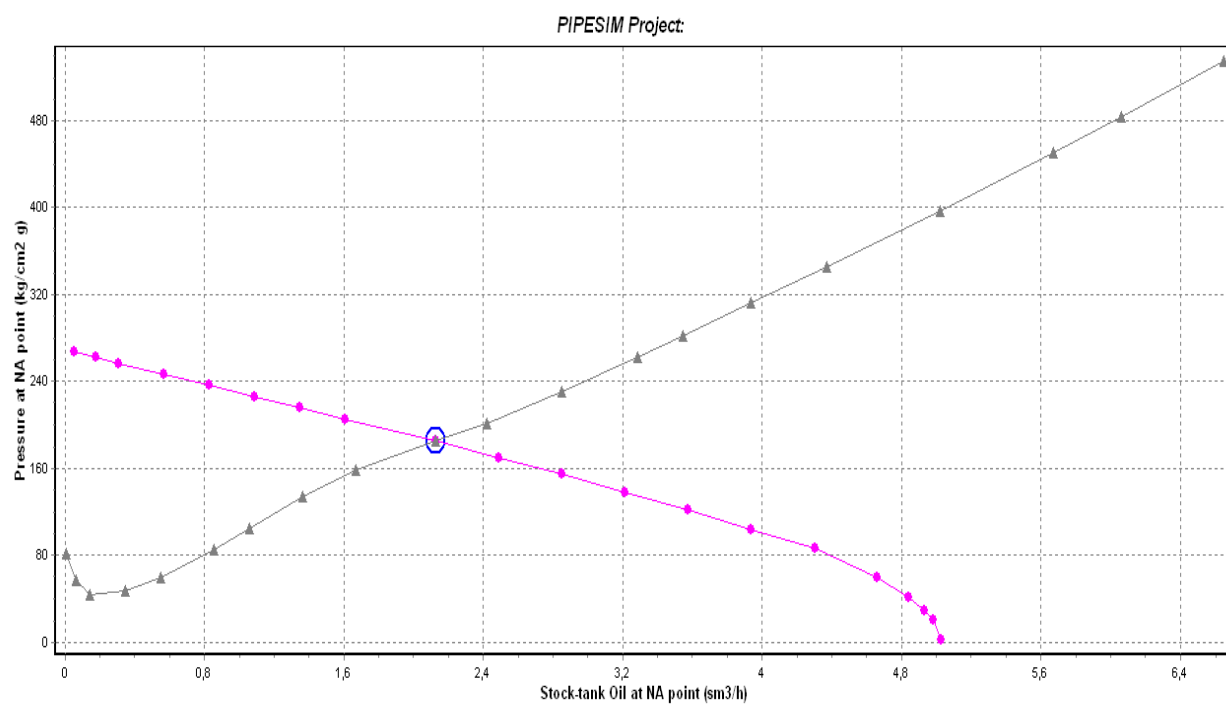


Fig. V.18. Point de fonctionnement de puits MDZ 627

V.7.2. Modèle actualisé au dernier jaugeage 15/07/2016

Matché le dernier jaugeage 15/07/2016 (avant la mise en fonctionnement de la complétion intelligente) pour avoir un Q_o égale à $3.62 \text{ m}^3/\text{h}$ et une PFD environ $178 \text{ kg}/\text{cm}^2$.

	Intervalles m	Température C°	PFD kg/cm ²	Qo m ³ /d	Qo %	Qg m ³ /h	Qg %	Pg kg/cm ²	PI m ³ /d/kg/ cm ²	GOR Sm ³ /Sm ³
D5+D4a	3439-3557	115,1	176,86	7,8192	9	95000,515 2	51	271,82	0,082342	12149,64
D4b	3563-3604	115,1	176,9	46,9152	54	78235,718 4	42	271,82	0,4942604	1667,59
D4c	3610-3770	115,9	177	32,1456	37	13039,286 7	7	271,82	0,33901708	405,63
D4d	3770-3975	115,9	177	0	0	0	0	271,82	1,00E-10	0

Tab.V. 7.Données actualisées du puits MDZ627 par zone.

Le point de fonctionnement : $Q_o = 3.7 \text{ m}^3/\text{h}$ et la PFD = $168.21 \text{ kg}/\text{cm}^2$

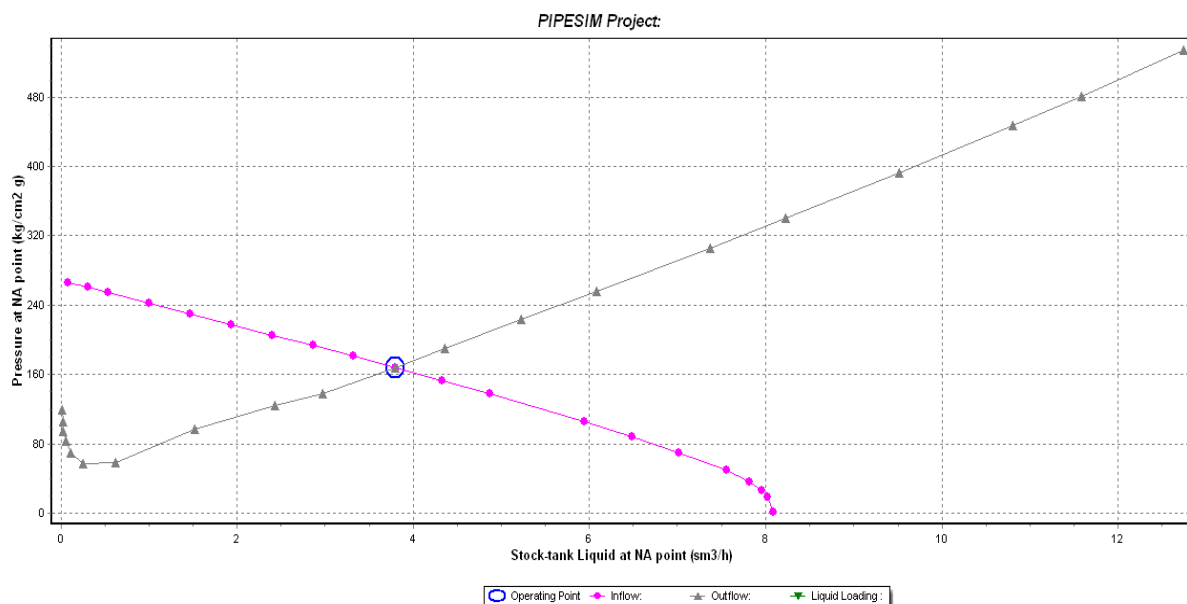


Fig. V. 19.Point de fonctionnement du puits MDZ627 après l'actualisation du model de puits MD627 par zone

Remarque :

la PFD devrait être proche de la valeur 176 kg/cm² qui est la valeur de PFD mesurée le 27/04/2016, mais comme le modèle n'est pas bien matché vu le manque de données d'enregistrement récentes, la PFD du modèle a pris la valeur 168.21 kg/cm². Si le débit a pris la valeur exacte du débit mesuré par le jaugeage $Q_o = 3.62 \text{ m}^3/\text{h}$, la PFD tombe parfaitement sur la valeur 176 kg/cm².

V.7.3.Solutions recommandées

Le concept de la complétion semi-intelligente est de réduire le gaz produits dans le but d'augmenter le débit d'huile produits, pour cette raison la zone D5+D4a a été isolée (celle qui débite beaucoup d'huile).

L'isolation des deux drains se fait par deux méthodes soit on désactive la complétion D5+D4a, soit mettre la valeur zéro (0 in²) pour la surface de FCV.

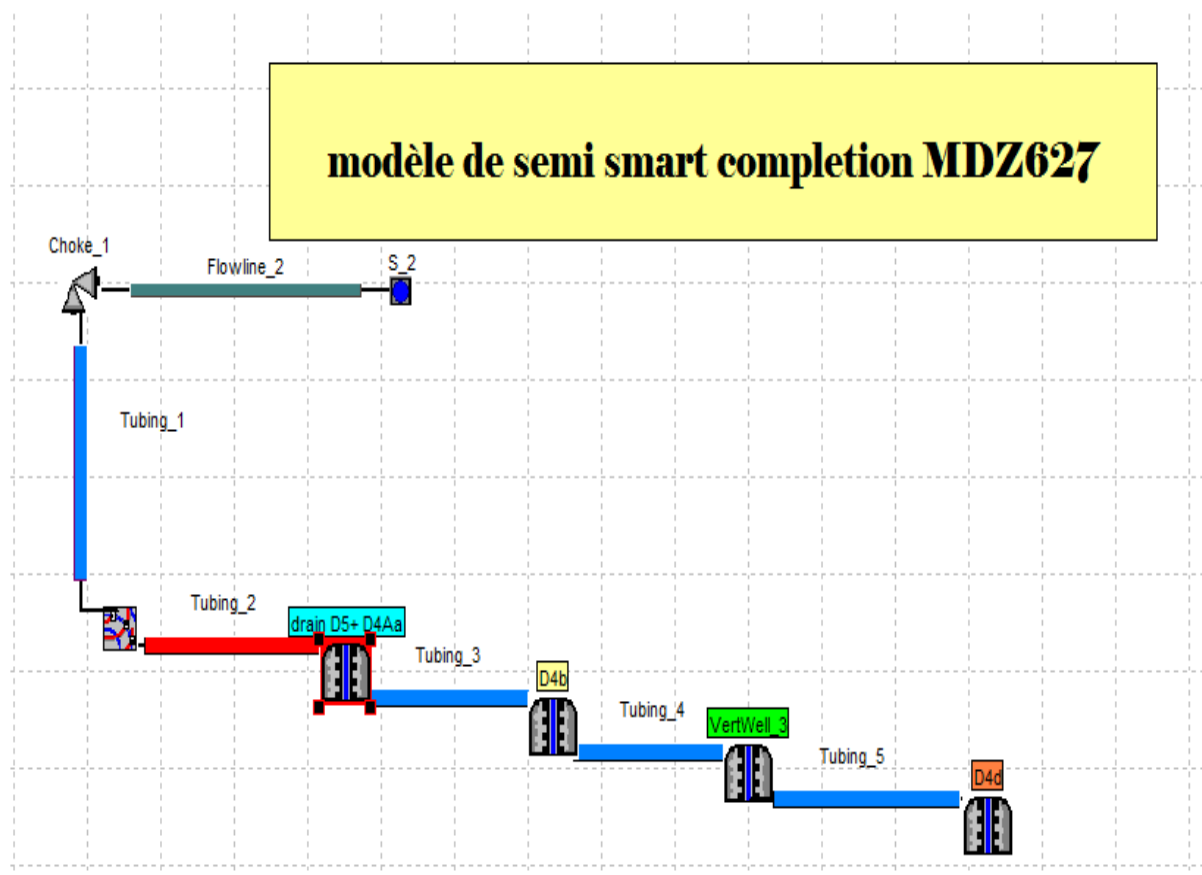


Fig. V. 20.Modèle après l'isolation du drain D5+D4a

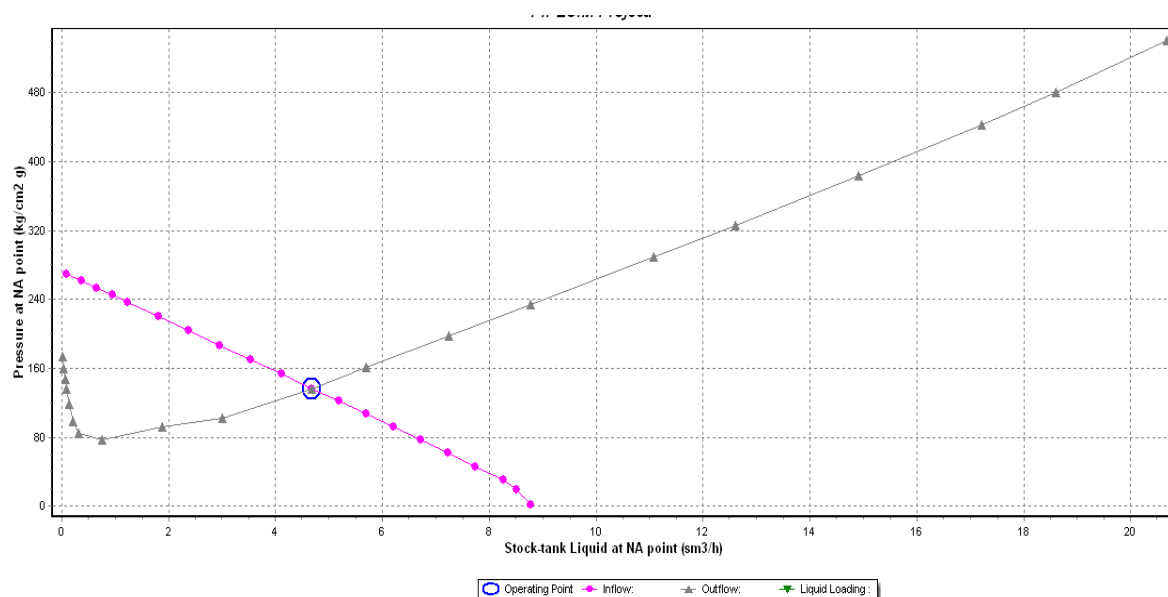


Fig. V. 21. Point de fonctionnement après l'isolation du drain D5+D4a

Le point de fonctionnement est : $Q_o = 4.68 \text{ m}^3/\text{h}$ et la PFD = 136.77 kg/cm^2 ; pour une duse de 14 mm.

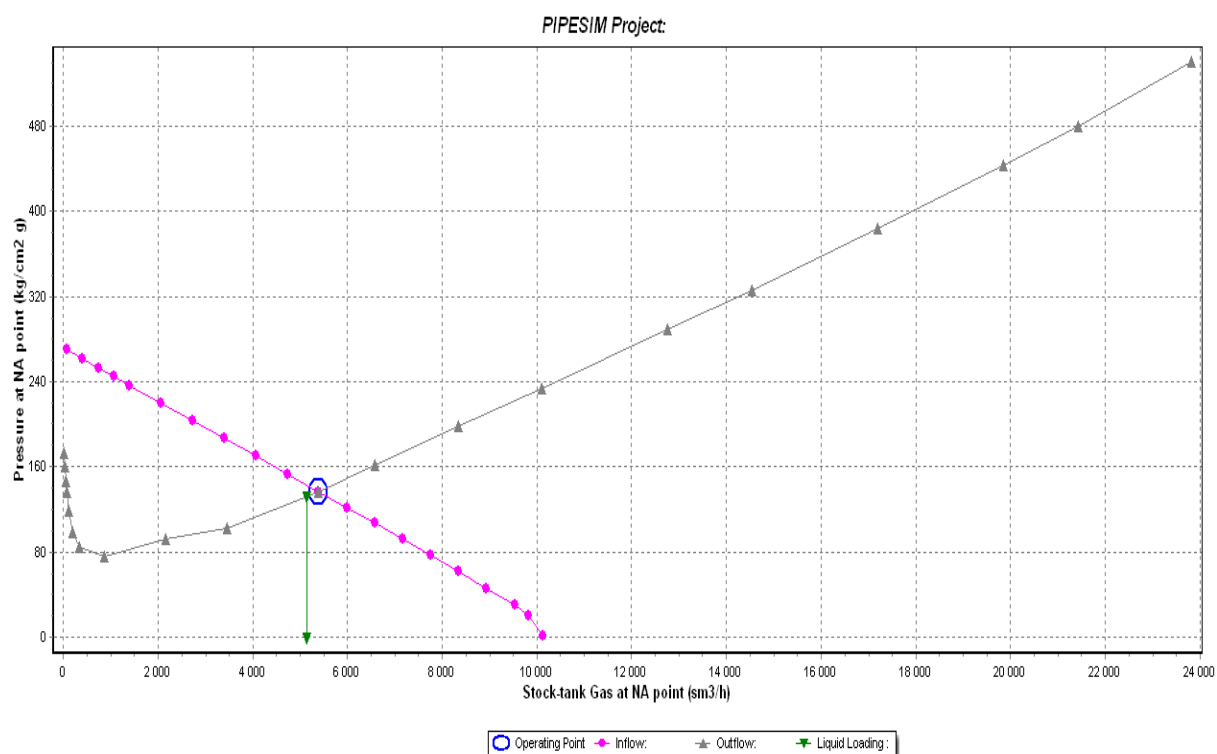


Fig. V. 22. Débit de gaz du puits MDZ627 après l'isolation de drain producteur du gaz

V.7.4. Résultats obtenus par PipeSim, avant et après l'isolation

	Avant l'isolation des drains D5+D4a	Après l'isolation des
$Q_o \text{ m}^3/\text{h}$	3.7	4.68
$Q_g \text{ m}^3/\text{h}$	8107.48	5394.07
$GOR (Sm^3/Sm^3)$	2191.21	1152.57

Tab.V. 8. Comparaison entre les paramètres avant et après l'isolation de drain de gaz

Techniquement pour isoler le gaz de D5 et D4 on a recomplété le puits avec une complétion semi intelligente qui nous a permis de gérer l'écoulement des fluides dans le puits à distance, en intervenant avec shifting tool pour fermer les sleeves qui produisent des fluides indésirables et laisser ouvert les sleeves productrices d'huile.

V.7.5. Comparaison entre les résultats de simulation et les données de jaugeage après la descente de la complétion semi intelligente dans le puits MDZ627 :

Le premier jaugeage fait après la descente de la complétion semi intelligente a donné un Q_o égale à $2.9 \text{ Sm}^3/\text{h}$, $Q_g = 1914 \text{ Sm}^3/\text{h}$, $GOR = 661 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$, avec une $P_t = 54.7 \text{ kg/cm}^2$, et $P_p = 13 \text{ kg/cm}^2$, ce sont des données primaires, il faut attendre une période pour que l'écoulement dans le réservoir se stabilise à ce moment peut être on aura l'augmentation du débit d'huile et du GOR et avoir les mêmes résultats que ceux obtenus par le simulateur .

Les données du jaugeage qu'ils ont fait après la descente de la complétion semi intelligente lorsque les trois sleeves sont ouverts ont donné les résultats suivants :

$Q_o = 3.17 \text{ m}^3/\text{h}$, $Q_e = 400 \text{ l/h}$, $GOR = 1115 \text{ Sm}^3/\text{Sm}^3$, $Q_g = 3531.91 \text{ Sm}^3/\text{h}$.

Le model réalisé par le simulateur PipeSim, on a visualisé l'effet de la réduction du gaz produit qui avait une influence positive sur le débit d'huile produite , or si on analyse les données

de jaugeage qu'ils ont fait après la descente de la complétion semi intelligente on trouve deux problèmes :

1. Une diminution de Q_0 après l'isolation d'une quantité importante de gaz.
2. Production de l'eau salée saturée, et récupération de sel sur la duse.

On justifie la différence entre les résultats obtenus par le simulateur et le jaugeage par :

1. la stabilité au niveau des écoulements des fluides on ne l'a pas encore atteint suite à la fermeture des sleeves, de la dernière section puis les sleeves de la première section, et la période insuffisante de la mise en œuvre de ces derniers ; ce qui perturbe l'écoulement parce qu'à chaque fois on constate qu'il y a des pressions instables à cause de changement de comportement du puits
2. l'eau, qui s'agit d'une eau stagnante, c'est facile à inhiber par les fermetures des portières de fond (derniers sleeves) et mettre le puits sous surveillance pour voir son évolution, si on constate qu'il n'y a pas assez d'huile à récupérer à travers, on dira que toute la zone qu'on a pensé qu'elle va ramener de l'huile est sèche (zone sans aucun intérêt de point de vue productivité).
3. l'existence des fissures aux abords du puits d'où l'isolation entre les couches n'est plus comme souhaitée, ce qui engendre une communication entre les intervalles producteurs d'huile et ceux qui contribuent à la production de gaz.

V.7.6.Démarche à suivre pour accélérer la stabilité de comportement du puits

- Nettoyage à l'eau avec jetting à haute pression (les dépôts de sel peuvent boucher les vannes de fond et réduire ainsi leur capacité de contrôle).
- Mettre le puits sous eau traitée.
- Fermeture des dernières 3 sleeves supposés productrices d'eau. (Les sleeves de la dernière section).
- après la fermeture des sleeves, on fait produire le puits et on fait un jaugeage.
- Après la fermeture des sleeves, on doit prendre une période assez suffisante pour bien analyser le jaugeage et voir la réponse du puits.

- Si on trouve que le puits produit de l'eau malgré la fermeture des derniers sleeves, donc il n'y a pas que ces sleeves qui produisent l'eau (faire une évaluation).
- Faire un DTS (Distributed Temperature Survey) pour voir la contribution de chaque sleeve en production de gaz et liquide (en se basant sur le profil de la température, donc on aura des faibles températures pour les sleeves productrices du gaz, et des hautes températures pour les sleeves qui produisent du liquide).

Remarque :

Le DTS ne fait pas la différence entre les liquides (huile et eau), il fait distinguer les liquides des gaz seulement, alors avec le DTS on précise les sleeves productrices de gaz.

Faire un FSI (FloScan Imager) (pour voir la contribution de chaque sleeve en huile, gaz et eau en se basant sur la différence de densité) (avec FSI on confirme les sleeves productrices de gaz précisées par DTS, et on précise aussi les sleeves productrices d'eau celle de l'huile).

Si on arrive à préciser les sleeves productrices d'huile et celles qui produisent les fluides indésirables, on propose les options suivantes :

1. fermetures des sleeves qui produisent les fluides indésirables (gaz et eau en se basant sur les résultats de DTS et FSI).
2. faire un traitement acide dans les sleeves productrices d'huile pour améliorer le Qo.

Etude pour différents cas

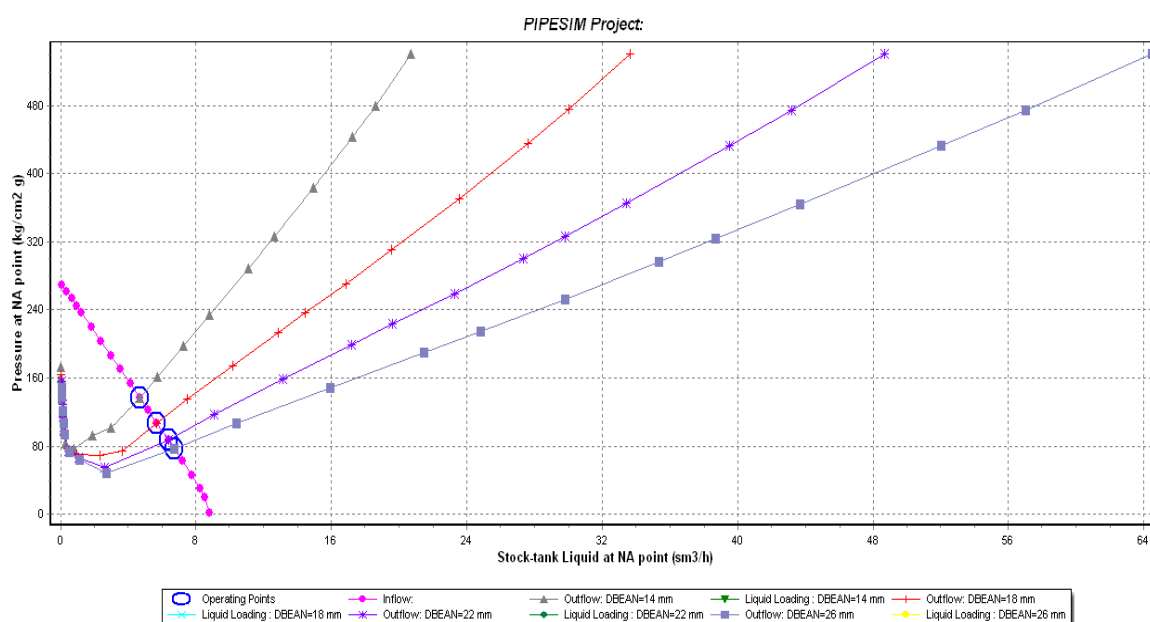


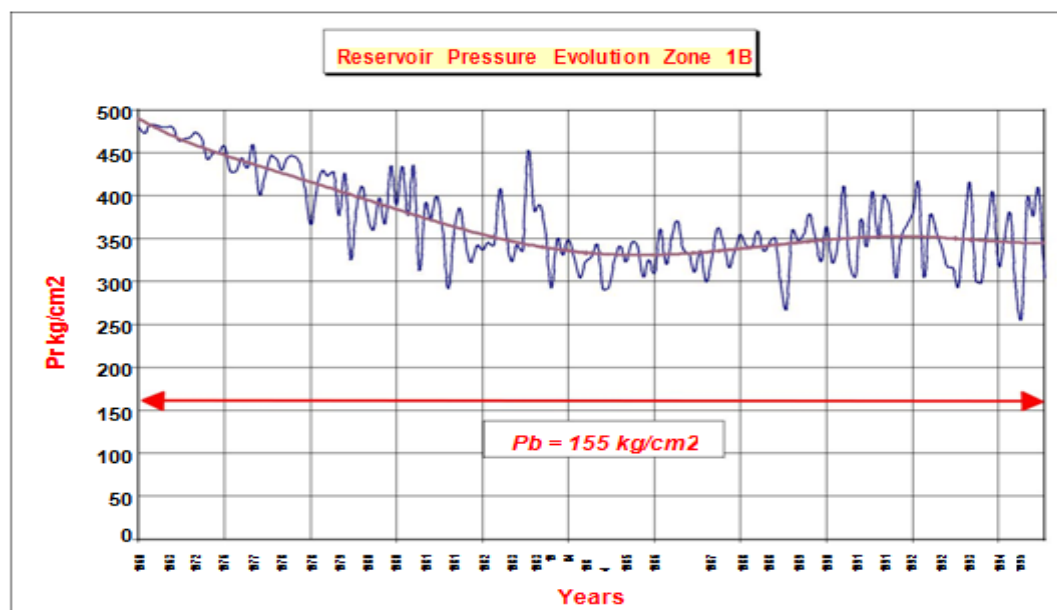
Fig. V. 23. Points de fonctionnement pour différents diamètres de duse

D duse mm	Pg kg/cm²	Pp kg/cm²	Qo m³/h	Qg Sm³/h	GOR Sm³/Sm³	PFD kg/cm²
14	271.82	18.7	4.68	5394.07	1152.57	136.77
18	271.82	18.7	5.69	6560.03	1152.90	107.38
22	271.82	18.7	6.36	7336.66	1153.56	87.67
26	271.82	18.7	6.7	7727.71	1153.38	77.67

Tab.V. 9. Sensitivité pour différents diamètres de duse

Table des matières

V .1. Introduction	63
V .2. Objectif	63
V .3. Problématique	64
V.4. Cas d'étude de la Zone 1B:	65
V .4.1. Historique de la zone 1B	65
V.4.2 programme d'injection de gaz	66
V.4.3 les problèmes dus à l'injection de gaz	66
V.4.4. Autres problèmes possibles rencontrés dans la zone 1B :	68
V.5.Analyse des performances du puits MDZ627 :	69
V.5.1. Historique :	69
V.5.2. Complétion :	69
V.5.3. Localisation de puits MDZ627	69
V.5.4. Géologie	70
V.5.5.Analyse des paramètres de la production	71
V.6. interprétation des données de DTS et FSI	71
V.6.1. L'objectif de l'opération DTS	71
V.6.2. Interprétation d'enregistrement DTS	72
V.6.2.1.Interprétation qualitative de DTS	72
V.6.2.2.Interprétation quantitative	74
V.6.3. L'objectif de l'opération FSI	74
V.6.4. Résumé de l'opération FSI 2012	75
V.6.5. Interprétation d'enregistrement FSI	77
V.6.5.1.interprétation qualitative d'enregistrement FSI (enregistré en 2012)	77
V.6.5.2.Interprétation quantitative de l'FSI (2012)	78
V.6.5.3.Une interprétation qualitative des données de FSI (enregistré en 2016)	78
V.6.6. La comparaison entre les résultats des deux méthodes FSI et DTS :	79
V.7.modélisation du puits MDZ 627	81
V.7.2Actualisé le modèle au dernier jaugeage 15/07/2016	86
V.7.3.Les solutions recommandées	87
V.7.4.Les résultats obtenus par PipeSim, avant et après l'isolation	89
V.7.5.Comparaison entre les résultats de simulation et les données de jaugeage après la descente de la complétion semi intelligente dans le puits MDZ627 :	89
V.7.6.La démarche à suivre pour accélérer la stabilité de comportement du puits	90



Evolution de la pression de reservoir au niveau de la zone 1B

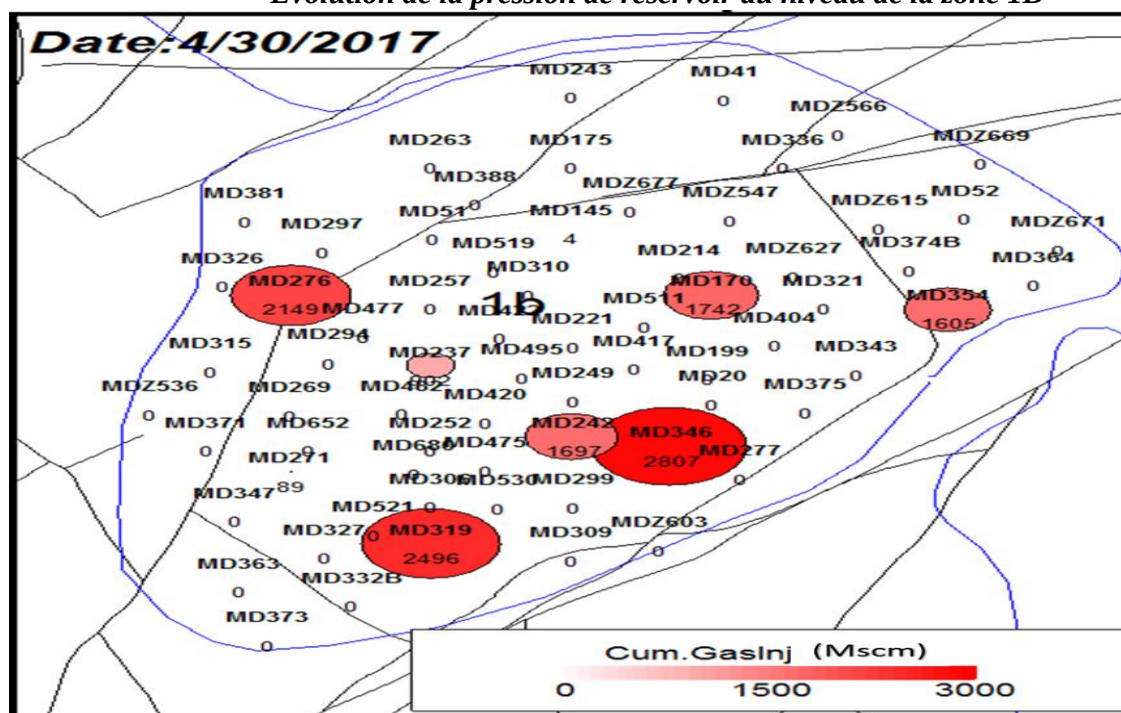


Fig...Cumul de gaz injecté

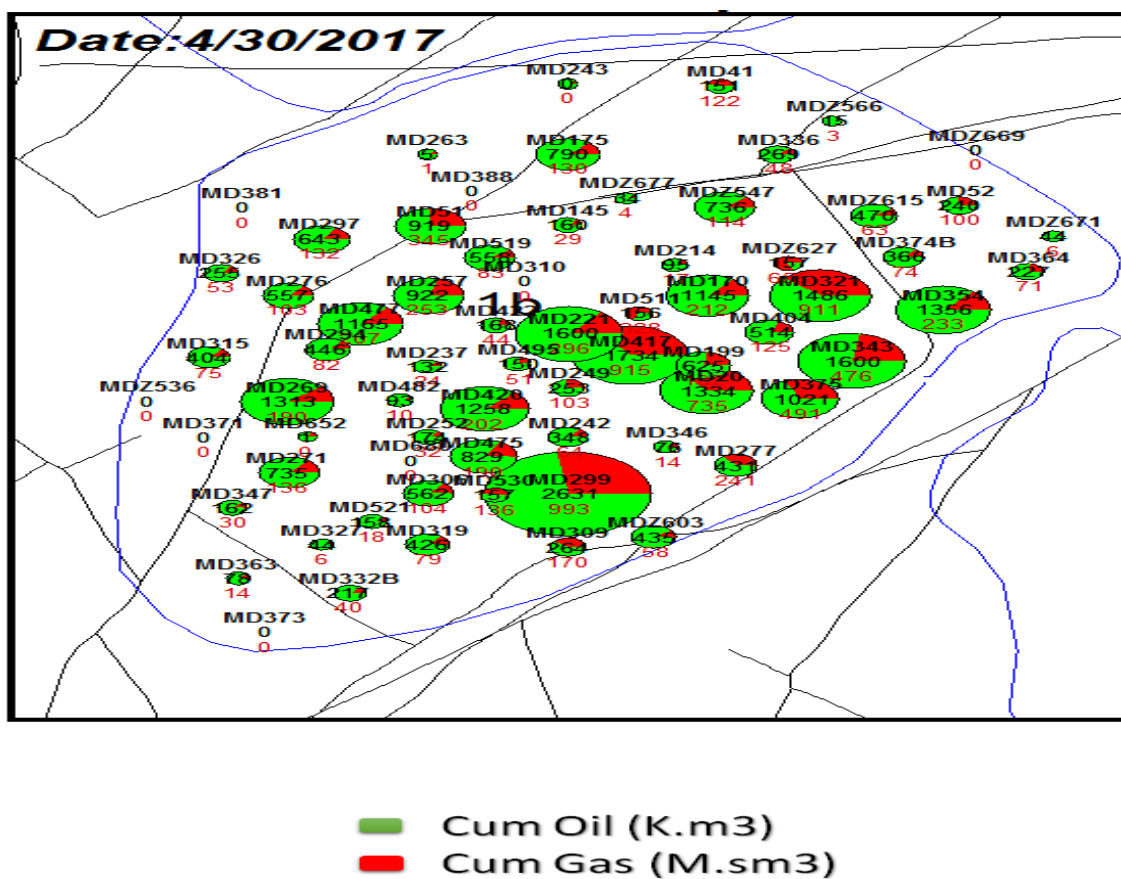


Fig...Le cumul de la production d'huile et de gaz par puits

Completion Types

Perforated Liner		Slotted Liner		Mixed Liner		Open Hole Completion	
With Cce	Without Cce	With Cce	Without Cce	With Cce	Without Cce	With Cce	Without Cce
3	9	4	12	5	2	3	12

Differentescompletions dans la zone 1B.

Puits Injecteurs d'eau voisins	Néant	/	/	/
Puits injecteurs gaz voisins	MD170	Zone: 1B Centrale	Rayon: 922.87	Etat du puits: Fermé: 07/07/2014
	MD354	Zone: 1B Centrale	Rayon: 1607.26	Etat du puits: Ouvert

I. Tab...Les puits injecteurs voisins

II.

Conclusion & recommandation

Conclusion :

Suite à notre étude réalisée sur le puits MDZ627 équipé récemment avec semi smart completion au champ Hassi Messaoud, dans le but de préconiser des solutions pour remettre ce puits en production malgré le risque du gaz produit, on peut conclure ce qui suit :

- La technologie de la smart completion ou la semi smart completion est une technique curative, devenue une solution efficace contre les problèmes de percée de gaz ; elle nous permet de gérer l'écoulement des fluides indésirables
- L'utilisation de la Smart Completion permet le contrôle des percées de gaz par intervalles; ce qui réduit l'excès de gaz en dusant sélectivement dans chaque intervalle en faisant appel aux dispositifs de contrôle de fond (ICV/ICD)
- La présence de duses de fond octroie de nombreux avantages:
 - éviter la communication entre les zones.
 - Optimiser la production de chaque zone revient à améliorer le débit total.
 - réduire les percées d'eau et / ou de gaz.
- Grâce aux loggings (PLT) et (DTS) on peut identifier les zones qui produisent un débit élevé du gaz et par la suite la détermination des zones où on va ancrer les packers d'isolation et le positionnement des sleeves
- Grâce au modèle du puits proposé et l'analyse Nodal on a confirmé que l'effet d'isolation de l'intervalle où le débit de gaz est élevé, conduira à l'augmentation de débit d'huile produite
- La présence des packer d'isolation ne garantit pas parfaitement l'isolation entre les différentes zones à la présence des fissures aux abords de puits qui peuvent fournir une communication entre ces zones, où dans notre cas les fissures couvrent toute la partie horizontale du puits

Recommandations :

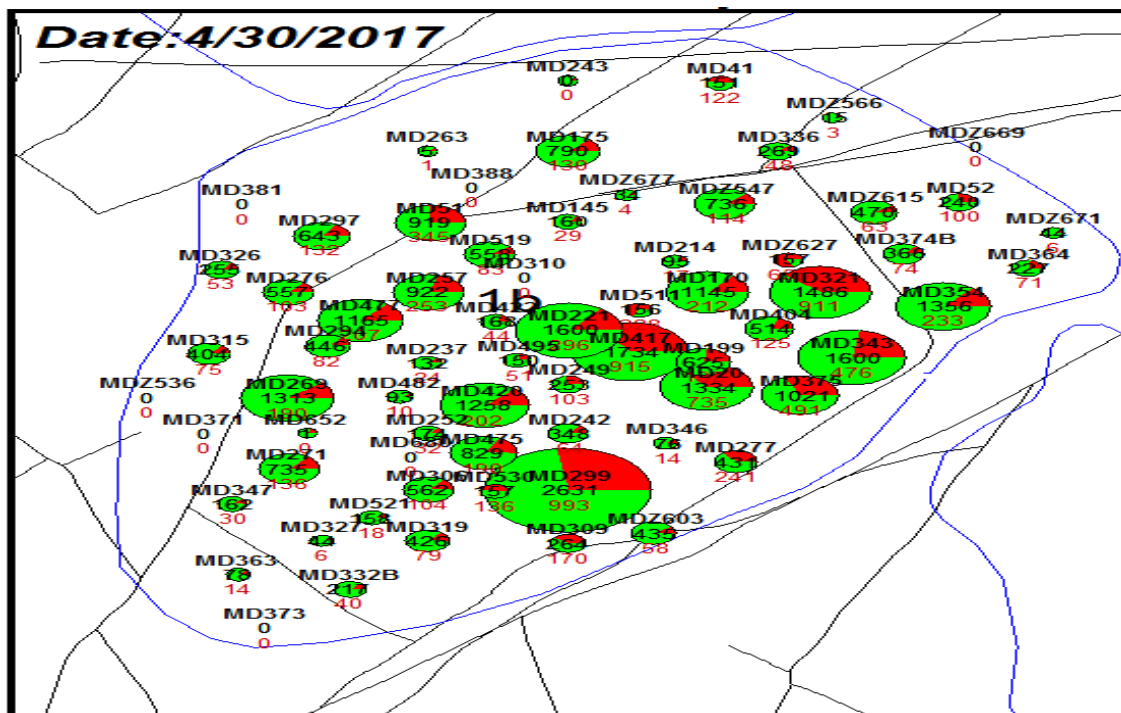
- Pour une maîtrise rationnelle des puits à fort GOR, il est souhaitable d'avoir au moins des PLT de référence pour décider et minimiser le cout de l'intervention.
- Encourager les complétions intelligentes sur les nouveaux puits pour pouvoir faire un suivi efficace d'exploitation des puits réalisés dans les zones touchées par la percée au niveau du réservoir
- Revoir le pattern d'injection dans une cellule pour réorienter le gaz balayeur et faire bouger l'huile piégée vers les puits producteur
- Dans le cas où le réseau est gonflé sous l'effet d'un puits fort GOR, le réaménagement d'une collecte aux nouvelles conditions du puits de point de vue quantité de gaz et pression de fonctionnement sera nécessaire.
- Après avoir descendu la smart completion on recommande de réaliser les opérations suivantes :
 1. Un test de build up ou bien PFD pour mieux matché le modèle PipeSim
 2. Un test de FSI ou bien de DTS pour connaitre la contribution des zones productrices après la fermeture et l'ouverture des sleeves
- L'injection d'eau ou de produits chimique semble nécessaire pour éviter le problème de la défaillance des sleeves et par la suite réduction de ses performance
- Incorporé à la semi-Smart Complétion les capteurs de fond et de jaugeage pour avoir une connaissance au temps réel si il y a des changements de température anormale ce qui indiquerait le changement de comportement d'écoulement par l'une des phases (gaz ou huile)
- La prise en considération de l'imagerie est indispensable pour garantir la réussite d'isolation entre les zones productrices

Bibliographie

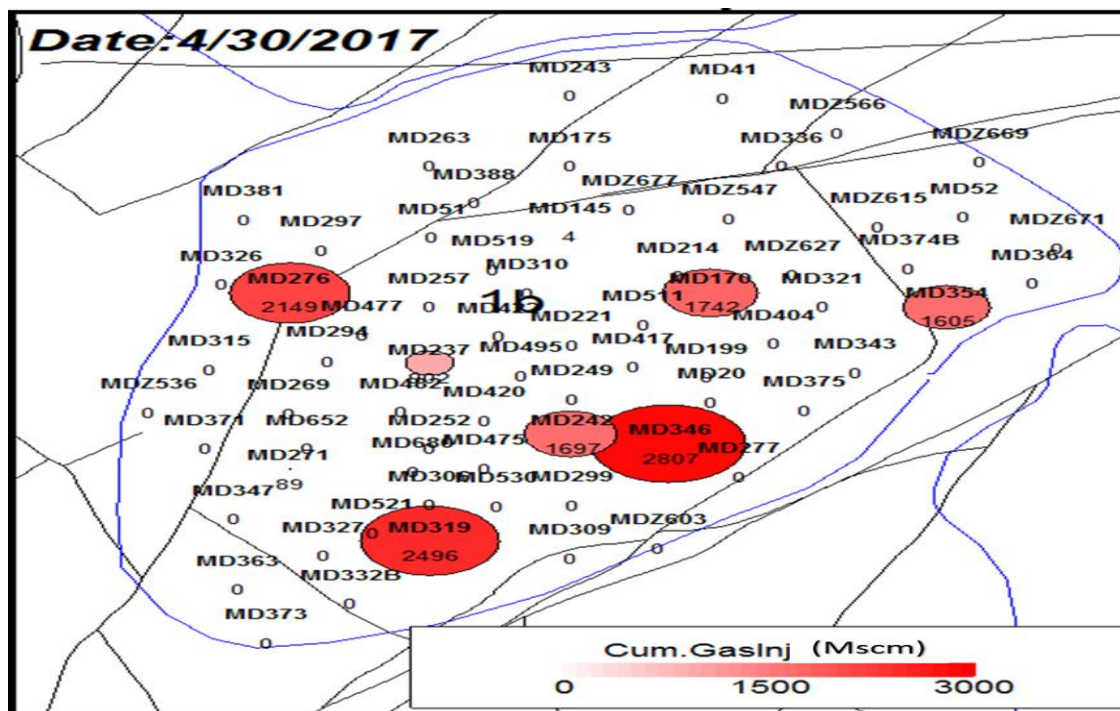
- [1] Gas breakthrough, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/breakthrough.aspx>
- [2] M Muskat, RD Wycokoff - Transactions of the AIME, 1935 - onepetro.org
- [3] DG Hatzignatiou, F Mohamed - Annual Technical Meeting, 1994 - onepetro.org
- [4] T Ahmed, P McKinney, 2005. Advanced Reservoir Engineering .Burlington ,MA, USA : Gulf Professional publishing
- [5] J Ligthelm, GJM van Eijden, J Gronsveld - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 16-18 October, Brisbane, Australia, 2000 - onepetro.org
- [6] AM Zahrani, MA Amri, KS Yateem , G. D. Mendes , SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, 6-9 March, Manama, Kingdom of Bahrain, 2017 - onepetro.org
- [7] NI Al-Afaleg, TR Pham, UF Al-Otaibi , Scott W. Amos, Sylvain Sarda, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 5-7 , 2005, onepetro.org
- [8] AE Enyekwe, JA Ajienka - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 5-7 August, Lagos, Nigeria , 2014 , onepetro.org
- [9] MV Chertenkov, S Deliya, DA Semikin, George Brown , Ainur Bayanova ,Edward Kanevsky , Marat Nukhaev , Alexay Shapovalov ,Yan Pormeyster , SPE-159581-MS , SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 8-10 October, San Antonio, Texas, USA , 2012 , onepetro.org
- [10] Haavard Aakre , Britt Halvorsen , Bjørnar Werswick ,Vidar Mathiesen , SPE-164348-MS, SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 10-13 March, Manama, Bahrain , 2013 , onepetro.org
- [11] JD Jansen - 2001 - citg.home.tudelft.nl
- [12] oil field revue article 2002

ANNEXE A

Le cumul de la production de l'huile et du gaz par puits dans la zone 1B :

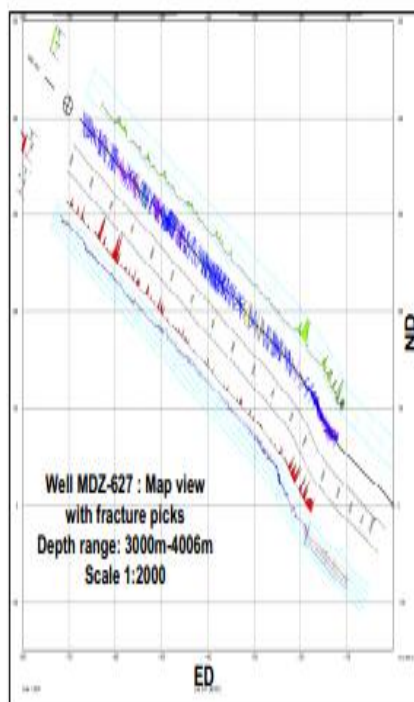
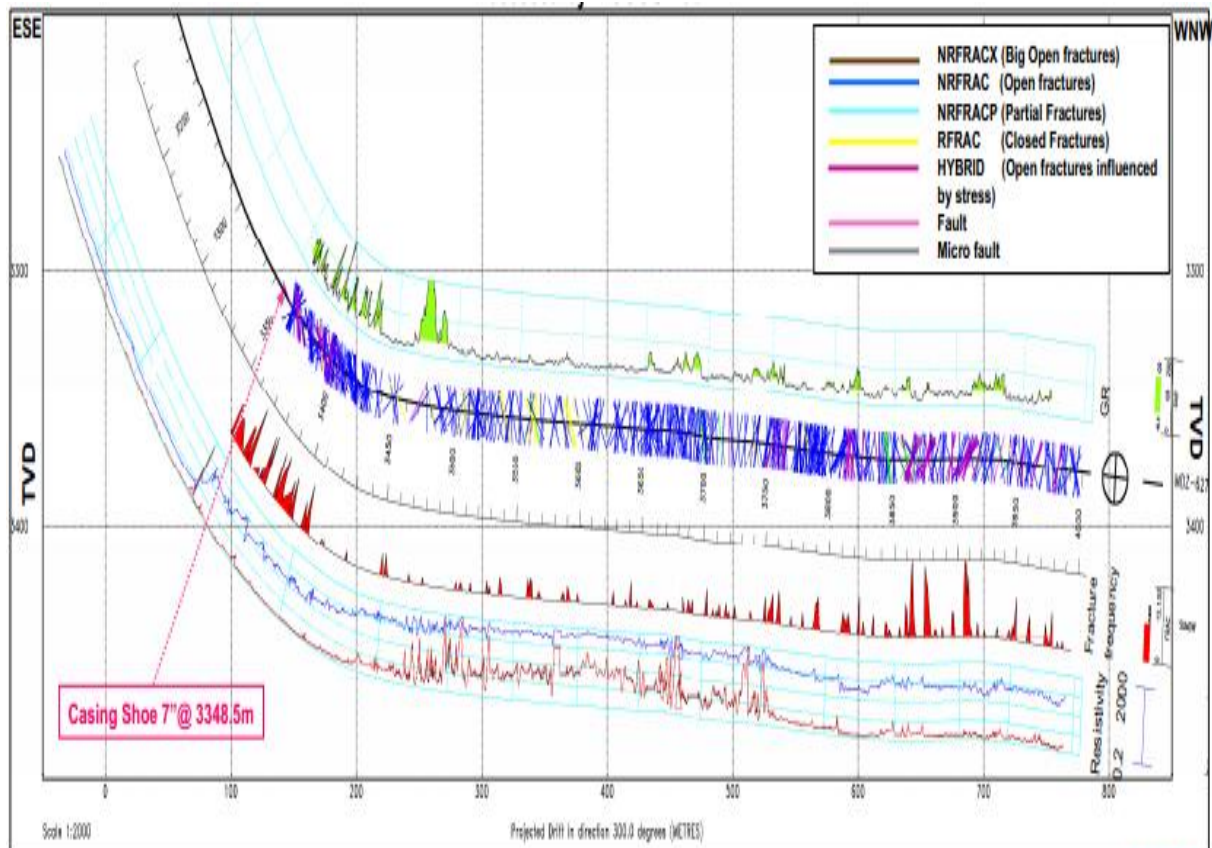


Le cumul du gaz injecté dans la zone 1B :



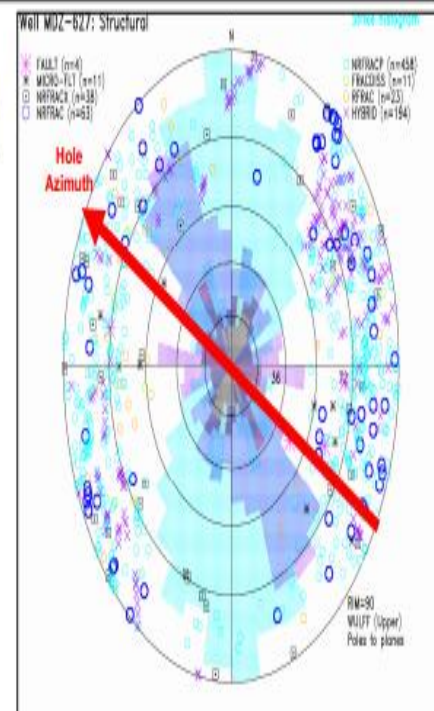
ANNEXE B

Imagerie du puits MDZ627 :



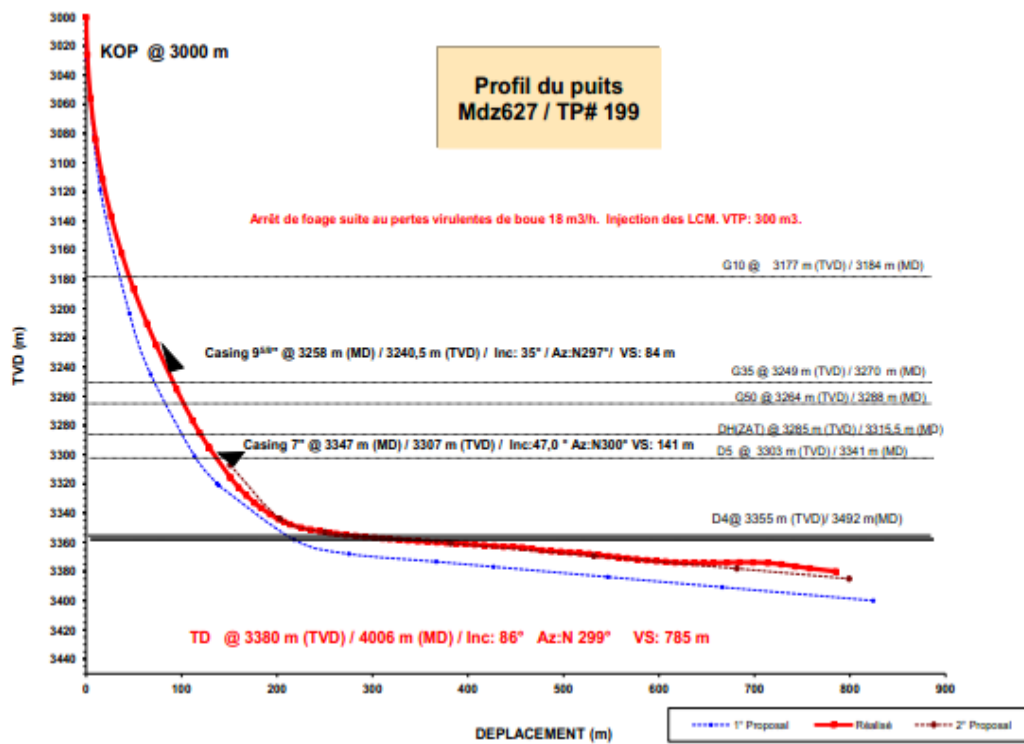
Fractured Zones:
3351m-3452m, 3468m-3610m, 3625m-3705m, 3730m-3797m, 3804m-3849m, 3860m-3910m, 3922m-3996m

A total number of 802 fractures, The partial fractures NRFRACP present a half of the total number and striking mainly to N-S, The remnant fractures groups striking to NNW-SSE.

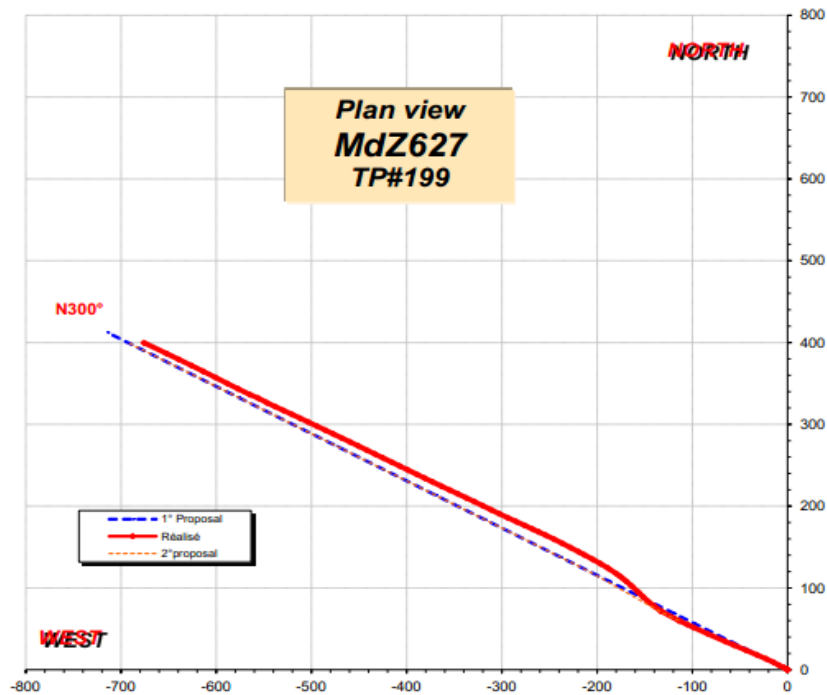


ANNEXE C

Profil du puits MDZ627 :



Plan View du puits MDZ627 :

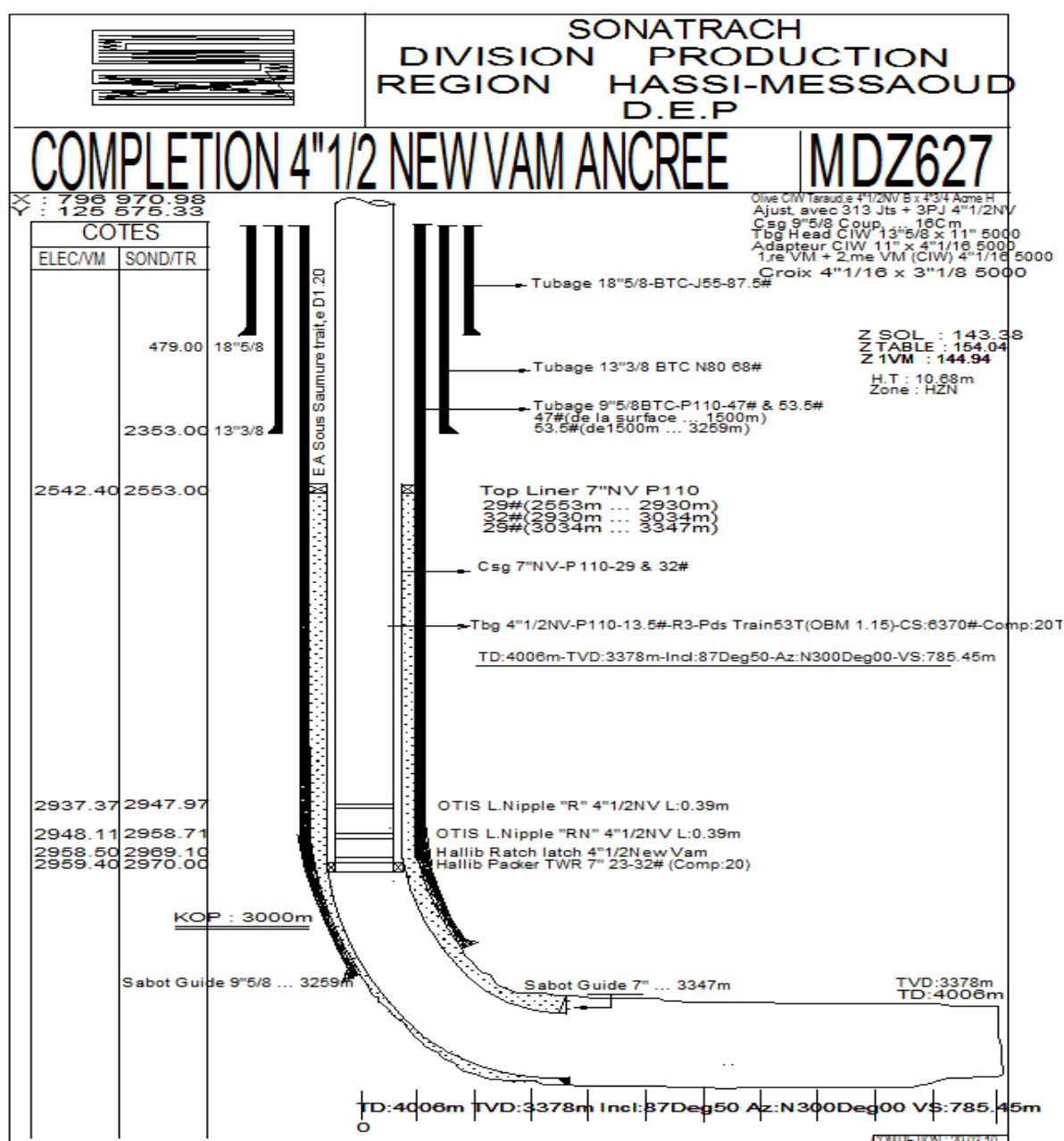


Annexe D

Coupe géologique du puits MDZ627 :

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - ELAN				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	EPAI.EF	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(m)	(%)	(%)	(%)
D5	3341 ---	3390	49	48.4	2.12	4.66	0.46	1.01	4.12	ELAN	NON	FAIT		
D4	3390 ---	3429	39	35.5	6.85	7.75	0.78	0.69	1.64					
D3	3429 ---	3450	21	17.2	1.62	6.10	0.51	1.07	1.12					
D2	3450 ---	3475	25	24.5	5.04	8.53	0.53	1.02	1.06					
ID	3475 ---	3492	17	15.5	7.68	6.25	0.48	1.23	1.26					

Fiche technique du puits en open hole



Fiche technique du puits équipé avec la semi smart complétion :

ANNEXE D

Installation	Depth	Length	Jts.	Description
				5" x 7" Vesaflex Liner Hanger SAP # 101320333 / x-over SAP # 102289500
				7" 29# Casing Shoe
				Oil Swellpacker, 4 1/2 in, 13.5lbs, P110, New Vam, Box-Pin, 11m Basepipe, 9m Element Length SAP # 102293783
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Oil Swellpacker, 4 1/2 in, 13.5lbs, P110, New Vam, Box-Pin, 11m Basepipe, 9m Element Length SAP # 102293783
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Oil Swellpacker, 4 1/2 in, 13.5lbs, P110, New Vam, Box-Pin, 11m Basepipe, 9m Element Length SAP # 102293783
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Mechanical-RapidShift™ Sleeve, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-pin, SAP# 102284022 / Shifting tool SAP # 102112937
				Oil Swellpacker, 4 1/2 in, 13.5lbs, P110, New Vam, Box-Pin, 11m Basepipe, 9m Element Length SAP # 102293783
				Delta Stim Landing Collar, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-Pin. SAP # 101963369
				Float Collar, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-Pin, SAP # 101281622
				Float Shoe, 4 1/2 in, 13.5lbs, New Vam Box-Pin SAP # 101363656
				Total measured depth of well

Annexe D.4. Puits MDZ627 équipé par la semi-Smart Completion

ANNEXE E

Test du puits MDZ627 :

Test	Date	PG (kg/cm²)	PFD (kg/cm²)	PT (kg/cm²)	Debit (m/h)	IP	HKP	HKL	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque	
BUILD UP	27/02/2011	354.98	283.81	200	Huile	3.15	.052	71	246	--	-.3	12	Pfd @-2817.06m
PFD	16/12/2012	0	286	220.14	Huile	5.52	0	-	-	--	-	11.11	PFD@-2948m.
BUILD UP	26/03/2013	351.89	254.94	178	Huile	2.3	.026	-	112	--	.43	11.11	Puits en percee de gaz, Pfd @ -2803.06 m.
BUILD UP	11/10/2015	274.74	228.61	158	Huile	2.77	.073	97.7	-	--	-1.17	14	
PFD	27/04/2016	null	170.55	123.46	Huile	2.44	--	-	-	--	-	14.28	PFD @-2815.06.

Jaugeage du puits MDZ627 :

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)		Observations
			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	.6407	0	0	-----
29/09/2010	10	655	11.06	29984.86	2711	130	43	28.55	28	.7416	0	0	-----
11/11/2010	10	Vx52	8.84	35404.40	4005	120.8	41.3	--	30	.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	.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	-----
27/04/2017	14	-	2.29	1376.99	602	53.6	12.9	4.18	20	2.7074	800	0	-----
08/05/2017	14	600	3.17	3531.94	1115	44	13.5	5	26	1.6063	400	0	-----

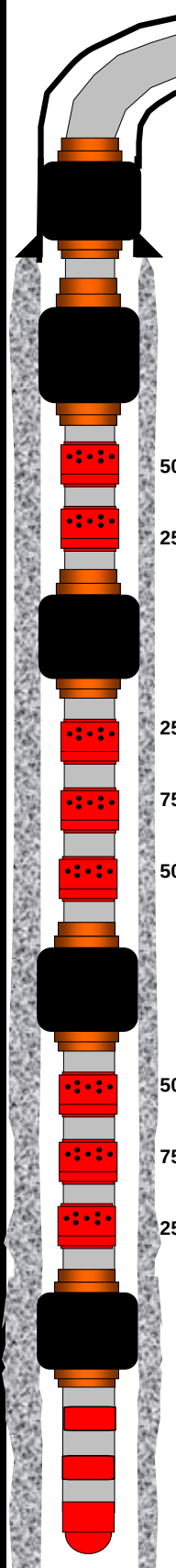
ANNEXE E

Data Survey du puits MDZ627 :

N°	MD (m)	Incl (°)	Azimuth (°)	TVD (m)	Latitude N/S (m)	Longitude E/W (m)	DLS (°/30m)	VS (m)	Remarques
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2	2970,00	0,00	0,00	2970,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3	2981,22	0,19	11,19	2981,22	0,02	0,00	0,51	0,01	
4	3000,38	0,76	329,34	3000,38	0,16	-0,06	0,99	0,13	
5	3025,96	4,30	306,62	3025,93	0,88	-0,91	4,23	1,23	
6	3055,92	8,72	300,75	3055,69	2,71	-3,77	4,47	4,62	
7	3084,90	12,70	301,33	3084,16	5,49	-8,88	4,12	10,01	
8	3113,17	17,25	299,78	3111,46	9,19	-14,67	4,85	17,31	
9	3139,71	21,53	297,23	3136,49	13,37	-22,42	4,93	26,11	
10	3167,44	25,21	296,34	3161,94	18,32	-32,24	4,00	37,09	
11	3195,31	29,29	296,39	3186,71	23,99	-43,67	4,39	49,82	
12	3222,74	32,46	295,95	3210,25	30,20	-56,31	3,48	63,86	
13	3240,31	34,10	296,20	3224,94	34,43	-64,97	2,81	73,48	
14	3277,16	35,97	297,89	3255,11	44,06	-83,80	1,71	94,60	
15	3304,61	40,41	297,73	3276,68	51,97	-98,81	4,85	111,56	
16	3315,71	42,70	298,75	3284,99	55,46	-105,29	6,45	118,92	
17	3329,53	45,05	297,62	3294,95	59,98	-113,74	5,38	128,49	
18	3330,00	45,12	297,75	3295,28	60,13	-114,03	7,41	128,82	Sabot 7" @ 3347
19	3360,00	49,82	305,53	3315,57	71,76	-132,79	7,41	150,88	
20	3360,15	49,84	305,57	3315,67	71,83	-132,88	7,41	150,99	
21	3371,36	54,91	310,98	3322,52	77,83	-139,84	17,76	159,77	
22	3381,07	59,29	316,15	3327,79	82,95	-145,73	19,05	167,69	
23	3391,54	61,83	318,25	3332,94	89,64	-151,93	8,97	176,39	
24	3399,36	65,26	317,71	3336,42	94,84	-156,61	13,29	183,05	
25	3410,44	68,02	316,91	3340,81	102,32	-163,51	7,73	192,76	
26	3419,62	70,96	313,88	3344,03	108,44	-169,55	13,35	201,05	
27	3426,72	73,64	311,80	3346,19	113,03	-174,51	14,08	207,64	
28	3433,04	76,78	309,44	3347,80	117,01	-179,14	18,42	213,65	
29	3444,83	81,48	305,53	3350,03	124,05	-188,33	15,44	225,12	
30	3454,89	83,39	304,06	3351,35	129,74	-196,52	7,16	235,06	
31	3464,59	83,69	302,31	3352,44	135,02	-204,58	5,46	244,68	
32	3475,32	84,11	301,93	3353,58	140,69	-213,62	1,58	255,35	
33	3482,00	85,39	301,36	3354,19	144,18	-219,28	6,29	262,00	
34	3491,89	85,74	300,94	3354,96	149,28	-227,72	1,66	271,85	
35	3502,16	86,14	300,81	3355,69	154,54	-236,51	1,23	282,10	
36	3512,14	86,32	299,90	3356,34	159,57	-245,11	2,78	292,05	
37	3522,26	86,91	298,47	3356,94	164,50	-253,93	4,58	302,16	
38	3530,68	86,84	298,41	3357,40	168,50	-261,32	0,33	310,56	
39	3537,90	87,02	298,30	3357,78	171,92	-267,67	0,88	317,77	
40	3547,49	86,96	298,19	3358,29	176,46	-276,10	0,39	327,34	3558 à 3569
41	3557,35	87,14	297,81	3358,80	181,08	-284,80	1,28	337,18	
42	3567,37	87,45	298,03	3359,27	185,77	-293,64	1,14	347,18	
43	3577,66	87,83	299,12	3359,69	190,68	-302,67	3,36	357,46	3575 (50%)
44	3587,52	87,83	299,69	3360,07	195,52	-311,25	1,73	367,31	
45	3597,72	88,34	299,44	3360,41	200,55	-320,12	1,67	377,51	3590 (25%)
46	3607,66	87,51	299,01	3360,77	205,40	-328,79	2,82	387,44	
47	3617,57	87,27	298,72	3361,22	210,18	-337,46	1,14	397,34	3607 à 3617
48	3627,20	87,53	298,95	3361,65	214,82	-345,88	1,08	406,96	
49	3637,16	87,42	298,68	3362,09	219,61	-354,60	0,88	416,90	
50	3647,80	87,66	298,49	3362,55	224,70	-363,94	0,86	427,53	
51	3657,51	87,01	299,29	3363,00	229,39	-372,43	3,18	437,23	3650 (25%)
52	3667,43	85,70	299,33	3363,00	234,23	-381,06	3,96	447,13	
53	3677,33	86,22	299,41	3363,63	239,08	-389,67	1,59	457,00	
54	3687,36	86,39	299,47	3364,33	244,00	-398,39	0,54	467,01	
55	3697,59	87,08	299,54	3365,56	249,03	-407,27	2,03	477,22	
56	3707,50	87,04	299,35	3366,07	253,89	-415,89	0,59	487,12	3700 (75%)
57	3717,46	87,24	299,23	3366,56	258,76	-424,57	0,70	497,07	
58	3727,33	87,93	299,39	3366,98	263,59	-433,17	2,15	506,93	
59	3737,51	87,04	299,77	3367,43	268,61	-442,01	2,85	517,10	
60	3747,19	86,07	299,34	3368,01	273,37	-450,42	3,29	526,76	

ANNEXE E

61	3757,51	85,48	299,26	3368,77	278,41	-459,39	1,73	537,05	 3750 (50%)
62	3767,54	85,67	299,16	3369,54	283,29	-468,12	0,64	547,05	 3770 à 3779
63	3777,56	85,80	298,86	3370,29	288,13	-476,86	0,98	557,04	
64	3787,33	85,91	298,69	3370,99	292,83	-485,40	0,62	566,78	 3790 (50%)
65	3797,36	86,25	299,01	3371,68	297,65	-494,16	1,39	576,79	
66	3807,65	86,52	299,13	3372,33	302,64	-503,14	0,86	587,05	
67	3817,76	87,32	298,65	3372,87	307,52	-511,98	2,77	597,15	
68	3828,47	87,01	298,57	3373,35	312,16	-520,49	0,99	606,84	
69	3837,45	87,42	298,13	3373,84	316,90	-529,27	1,81	616,81	 3850 (75%)
70	3847,54	89,93	298,69	3374,07	321,70	-538,14	7,64	626,89	
71	3857,24	89,79	298,71	3374,09	326,35	-546,65	0,44	636,59	
72	3867,49	89,72	298,77	3374,14	331,83	-555,63	0,27	646,83	
73	3877,58	90,34	299,50	3374,13	336,20	-564,45	2,85	656,92	
74	3892,04	91,20	299,83	3373,94	343,95	-577,01	1,91	671,38	 3930 (25%)
75	3904,81	90,10	300,28	3373,79	349,75	-588,06	2,79	684,15	
76	3919,11	89,62	300,48	3373,83	356,98	-600,40	1,09	698,45	
77	3934,34	87,56	300,16	3374,20	364,66	-613,54	4,11	713,67	
78	3948,65	84,80	299,42	3375,16	371,76	-625,93	5,99	727,95	
79	3963,65	84,52	299,34	3376,57	379,18	-639,12	0,57	743,08	 3960 à 3969
80	3978,47	85,01	299,22	3377,90	386,30	-651,82	1,03	757,64	
81	4006,00	86,00	299,00	3380,06	399,65	-675,80	1,10	785,08	<i>Proj-TD</i>

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