



Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des hydrocarbures , des energies renouvelables
et des sciences de la terre et de l'univers
Département de production des hydrocarbures



MEMOIRE

En vue d'obtention du Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

AIT AIDER EL YASMINE - MOUHOUB KHEDIDJA

-THEME-

Etude de développement et
modélisation de Hassi Guettar West
(HMD) par le simulateur numérique

RUBIS 2019/2029

Soutenu le : 23/06/2019

Devant les jurys composés de :

Président	Mr.DADEN	Enseignant	UKM, Ouargla
Examineur	Mr. FENAZI	Enseignant	UKM, Ouargla
Encadreur	Mr. CHATTI Djameleddine	Enseignant	UKM, Ouargla

Dédicace

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

Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail

A ma très chère mère, sans elle je ne serais rien, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse réussir dans ma vie

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, son sérieux et surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver mes études.

A Mon grand frère qui à toujours été la pour moi, pour me conseiller me soutenir et m'aider, A mon cher frère

A mes très chères sœurs et ma belle sœur sans oublier tous les membres de ma très chère famille à

*A monsieur **CHETTI Djamel Eddine** mon encadreur*

A mes meilleurs amis et, qui m'ont toujours aidé à surpasser mes problèmes, et à qui je dois beaucoup dans ma réussite.

A tous mes amis que j'ai eu l'honneur de connaître depuis ma tendre enfance jusqu'à aujourd'hui.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

A Tous ceux que j'aime et que je respecte

M. Khadidja

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

*Ma chère mère qui est ma source de bonheur et qui m'a
entourée d'amour et de tendresse.*

*Mon cher père pour son soutien inlassable et qui s'est
sacrifié pour moi.*

*Sans oublier mes chers frères et sœurs et à toute ma grande
famille.*

Je le dédie chaleureusement à mon chère Lounes

A mes chères copines, A tous mes amis

A tous ceux qui j'ai aimé, et je les aime, et je les aimerai.

A tous ceux qui m'aiment.....

EL YASMINE

Remerciements

En premier lieu, on tient à remercier Allah tout puissant, qui nous a donnés la patience et la force pour accomplir ce travail.

On remercie du fond du cœur nos parents, qui nous ont encouragés et aidés de leurs mieux avec leurs soutiens à tout instant.

On tient à remercier notre encadreur Mr CHETTI DJAMEL pour ses conseils, sa patience et ses remarques pertinentes.

On tient aussi à remercier chaleureusement nos Co-encadreur Mr SATOUH Ammar et Mlle FANTAZI IMANE qui nous ont orientés et soutenus durant l'élaboration de ce travail.

On remercie les membres du jury MR Fenazi et MR Daden et MR Atlili pour avoir acceptés d'examiner ce travail.

On voudrait témoigner notre profonde reconnaissance à

MR AOUISSI SAMIR,

On exprime notre vive gratitude à l'ensemble du personnel du service Essai de puits. Sans oublier tout le personnel de la direction E&P Hassi-Messaoud.

On tient aussi à remercier spécialement tous les gens qui nous ont aidées de près ou de loin pour accomplir ce modeste travail.

Merci à tous, c'était vraiment un plaisir et un honneur.

Résumé

Le champ HASSI GUETTAR WEST est l'une des zones périphériques du champ de Hassi Messaoud situé au sud-ouest. Ce champ a connu différents problèmes d'exploitation tels que les venues d'eau qui sont responsables à la fois d'une diminution rapide de la productivité et d'un accroissement des coûts opératoires. Il en résulte souvent une fermeture prématurée des puits du fait d'un niveau de production devenu non économique.

Ce travail consiste à faire une étude de développement du champ HGAW avec la construction d'un modèle de simulation de réservoir en utilisant le software de KAPPA engineering RUBIS. La comparaison des différents scénarios de développement du champ, a permis d'obtenir un plan de longue durée. Les résultats de simulation des quatre scénarios effectués sont satisfaisants.

Mots clés : HASSI GUETTAR WEST, venues d'eau, code Rubis, simulation, productivité, prédiction.

Abstract

The HGAW field is one of the peripheral zones of the field of Hassi Messaoud which is in the south-west of this last one, this field has various problems of exploitation such as the water inflow which is one of the major preoccupations oil industry and a key component of production costs. It is responsible for both a rapid decrease in productivity and an increase in operating costs. This results in an early closure of wells because of the level of production that has become uneconomic.

This work in this memory is to make a development study on the field of HGAW whose objective is the construction of a reservoir simulation model with the KAPPA engineering RUBIS software. The comparison of the different scenarios of development a long-term development plan; the results found in the four scenarios are satisfactory.

Keywords: Hassi-guettar west, water inflow, prediction, productivité, simulation, code Rubis

ملخص

يعد حقل حاسي قطار غرب أحد المناطق الطرفية في حقل حاسي مسعود الذي يقع في الجنوب الغربي من هذا الأخير، وهذا الحقل لديه مشاكل مختلفة من الاستغلال مثل تدفق المياه الذي يعد واحد من الشواغل الرئيسية لصناعة النفط وإنه مسؤول عن كل من الانخفاض السريع في الإنتاجية وزيادة تكاليف التشغيل. ينتج عن هذا إغلاق مبكر للآبار بسبب مستوى الإنتاج الذي أصبح غير اقتصادي.

يتمثل عملنا في هذه المذكرة في إجراء دراسة تطويرية على حقل حاسي قطار غرب وهدفنا هو بناء نموذج محاكاة للخزان ووضع سيناريوهات للتطوير باستعمال برنامج KAPPA engineering Rubis مع إجراء مقارنة بين السيناريوهات المختلفة من أجل التوصل إلى اقتراح لخطة تطوير طويلة الأجل؛ النتائج المتحصل عليها تبدو مرضية.

الكلمات المفتاحية: حاسي قطار غرب ، تدفق المياه، تظاهر ، الإنتاجية، كود ريبس، تنبؤ.

Table des matières

Dédicaces	I
Remerciement	III
Résumé	IV
Liste des abréviations	VI
Liste des figures	VII
Liste des tableaux	IX
Liste des Annexes	X
Introduction générale	1
Chapitre I : Généralités sur HGA	
I-1-Cadre regional	2
I-1-1 Situation du champ de Hassi Guettar	2
I-2 Cadre local de la structure de Hassi Guettar	2
I-2-1 Situation géographique	2
I-2-2 Cadre géologique	2
I-3 Historique sur la recherche dans la région	3
I-4 Aspect stratigraphique	4
I.4.1 Le cambrien	4
I.4.2 L'ordovicien	6
I.5 Aspect pétrolier	7
Chapitre II : Aperçu sur le bloc étudiant	
II-1 Introduction	8
II-2 Situation géographique	8
II-3 Propriétés pétro physiques	9
II-4 L'état des puits du bloc	9
II.5 Production cumulée et pression des puits	10
II.5.1 La production d'huile	10
II.5.2 La production D'eau	11
II.5.3 La pression des puits	12
II.6 Le problème des venues d'eau	13
II.6.1 Sources des venues d'eau	13
II.6.2 Définition et types des aquifères actifs	14
II.6.3 Causes des venues d'eau	14
II.6.4 Conséquences des venues d'eau	16
II.6.5 Solution des problèmes des venues d'eau	18
II.7 Contact huile-eau et l'influence de l'eau de gisement sur la production du champ HGAW	19
Chapitre III : Modélisation du réservoir et des puits du bloc HGAW	
III.1 Introduction	21
III.2 Software utilisé	21

III.3 Flux de travail du Software Rubis et méthodologies de la construction du modèle pour l'étude	21
III.3.1 Géométrie et fluide réservoir	23
III.3.2 Construction du modèle	30
III.4 Conclusion	31
Chapitre IV : History Matching et scenarios	
IV.1 Introduction	32
IV.2 Estimation des reserves en place	32
IV.2.1 Généralités	32
IV.2.2 Les différentes catégories des quantités en place	32
IV.3 History Matching	33
IV.4 Prévision future et scénarios	34
IV.4.1 Prédiction à l'état actuel jusqu'à 2029	39
IV.4.2 Scénarios de développements Proposés	39
IV.4.3 Scénarios effectués et résultats	43
IV.5 Comparaison des résultats	46
IV.6 Conclusion	55
Conclusion générale	58
Recommandations	59
Annexe A	i
Annexe B	xi
Annexe C	xii
Bibliographie	xv

Liste des abréviations

μo	Viscosité	cp
Bg	Facteur volumétrique du fond de gaz	Rm ³ /STm ³
Bo	Facteur volumétrique du fond d'huile,	R m ³ /ST m ³
Bw	Facteur volumétrique du fond de l'eau	R m ³ /ST m ³
GOR	gaz-oil Ratio	m ³ / m ³
Hu	Hauteur utile	m
IP	Indice de productivité	m ³ /hr/kgf/cm ²
K	La perméabilité de la formation	md
KH	Transmissibilité	m.md
NP	Production d'huile cumulée en	ST m ³
NTG	Net to Gross	
OOIP	Original oil in place	MM m ³
Pb	Pression de bulle	kg/cm ²
PFD	Pression de fond dynamique	kg/cm ²
PFD	Pression de fond statique	kg/cm ²
Pg	Pression de gisement	kg/cm ²
Pt	Pression en tête	kg/cm ²
RP	GOR de production	m ³ / m ³
Rs	GOR de dissolution	m ³ / m ³
S	Skin	
STOIP	Standard remaining oil in place	MM m ³
STOOIP	Standard original oil in place	MM m ³
Sw	Saturation d'eau	%
T	Température	C°
WOC	Water-oil Contact	m ³ / m ³
WOR	Water-oil Ratio	m ³ / m ³
WP	Production d'eau cumulée	ST m ³
Φ	Porosité	%
Qo	Débit de production	m ³ /h

Liste des figures

Figure 1.1 : Carte de position du gisement de Hassi Guettar.....	3
Figure 1.2 : Colonne stratigraphique de la structure HGA	5
Figure 2.1 : La contribution de HGAW dans la production	8
Figure 2.2 : Graphe de production des puits	10
Figure 2.3 : Graphe des débits des puits	10
Figure 2.4 : Graphe de cumul de production d'eau des puits.....	12
Figure 2.5 : Graphe des pressions des puits	13
Figure 3.1 : Contour du bloc	23
Figure 3.2 : Variation de la viscosité et Rs avec la pression du réservoir (à 107°C)	25
Figure 3.3 : Variation de Bo et Bg avec la pression du réservoir (à 107 °C)	25
Figure 3.4 : Variation de densité avec la pression de gisement (à 107 °C)	26
Figure 3.5 : Les drains traversés par les puits du bloc HGAW.....	26
Figure 3.6 : Répartition de porosité	27
Figure 3.7 : Répartition perméabilité	28
Figure 3.8 : Répartition pression.....	28
Figure 3.9 : Carte de positionnement des puits dans le bloc.....	29
Figure 3.10 : Réservoir GRID.....	30
Figure 4.1 : Le calage de pression de gisement de RUBIS avec l'historique réel avant le réajustement.....	36
Figure 4.2 : Bloc d'étude basé sur les données de l'OFM	37
Figure 4.3 : Bloc d'étude réajusté	37
Figure 4.4 : Le calage de pression de gisement de RUBIS avec l'historique réel	37
Figure 4.5 : Comparaison du cumul de production de RUBIS et le cumul réel	38
Figure 4.6 : Les débits d'huile pour le puits HGAW3.....	38
Figure 4.7 : Les débits d'huile pour le puits HGAW7.....	39
Figure 4.8 : La variation de la pression du gisement moyenne en fonction de temps	40
Figure 4.9 : La variation de la production en fonction de temps.....	41
Figure 4.10 : La variation du cumul de la production en fonction de temps.....	41
Figure 4.11 : La variation du facteur de récupération en fonction de temps.....	41

Figure 4.12 : Evaluation de pression de gisement et pression de tête en fonction du temps du puits HGAW2	42
Figure 4.13 : Evaluation des débits du liquide del' HGAW2 en fonction du temps.....	42
Figure 4.14 : Positionnement des puits convertie en short raduis	45
Figure 4.15 : Résultats scénario 1.....	46
Figure 4.16 : Résultats scénario 2.....	49
Figure 4.17 : Résultats scénario 3.....	51
Figure 4.18 : Résultats scénario 4	53
Figure 4.19 : Evolution de la production d'eau dans chaque scénario.....	56
Figure 4.20 : Evolution de la pression dans chaque scénario	56

Liste des tableaux

Tableau 2.1: Tableau des puits du bloc et leurs états.....	9
Tableau 2.2: évolution des débits d'eau des puits.....	11
Tableau 2.3: évolution de la pression.....	12
Tableau 3.1: Les mesures expérimentales des PVT.....	24
Tableau 4.1: Résultats de l'état actuel du bloc en 2019 donnée par RUBIS .	40
Tableau 4.2: Les perforations des puits réel et les pérfos suggéré pour le scénario	43
Tableau 4.3: Les perforations des puits suggéré dans le QH pour le scénario.....	44
Tableau 4.4: Paramètres des puits Short Radius	45
Tableau 4.5: Scénarios de développement	46
Tableau 4.6: Résultats des scénarios	55

Liste des annexes

Annexe A : Coordonnés des puits.....	i
Annexe B : Historiques des pressions des puits.....	xi
Annexe C : Paramètres pétrophysique des puits.....	xii

Introduction générale

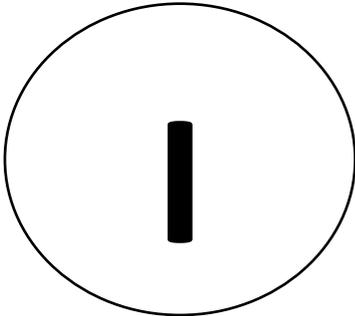
Il est difficile actuellement de nommer un domaine de l'économie nationale où les hydrocarbures sous forme de produits dérivés ne trouveraient pas leur emploi sur une large échelle. Ces hydrocarbures sont donc devenus indispensables dans la vie quotidienne, pour le développement industriel, économique et social.

Le champ de HASSI GUETTAR WEST qui se situe au sud-ouest du champ hassi MESSAOUD est confronté aux différents problèmes d'exploitation qui causent l'interruption de la production des puits tels que les dépôts de sels et la percée d'eau. Ces problèmes sont persistants et peuvent même causer la fermeture des puits. Afin d'y remédier, on fait appel à plusieurs techniques.

Ce travail consiste d'une part, à modéliser le réservoir et estimer son potentiel et d'autre part faire des scénarios de productions futures. Ces simulations réservoirs permettent alors d'optimiser le développement, en modifiant numériquement la position et le design des puits, en améliorant la gestion des puits afin d'optimiser la production attendue et résoudre le problème de la percée d'eau.

Cette étude comporte d'une généralité sur Hassi Guettar dans le premier chapitre, suivi d'un aperçu sur le bloc étudié et un résumé sur le problème de venues d'eau dans le chapitre deux. Ensuite on a entamé le montage du modèle dans le chapitre trois. Enfin dans le chapitre quatre on a procédé à la simulation de la production et on a réalisé les différents scénarios suivi des interprétants et comparaison des résultats.

On termine avec une conclusion et des recommandations.

CHAPITRE : 

Généralités sur HGA

I.1. Cadre régional

I.1.1. Situation géographique et cadre géologique du champ Hassi Messaoud :

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne, entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 4200 Km², il est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. Parmi ces structures la structure de Hassi Guettar située au Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud.

I.2. Cadre local de la structure de Hassi Guettar

I.2.1. Situation géographique de la région :

Hassi Guettar correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord.

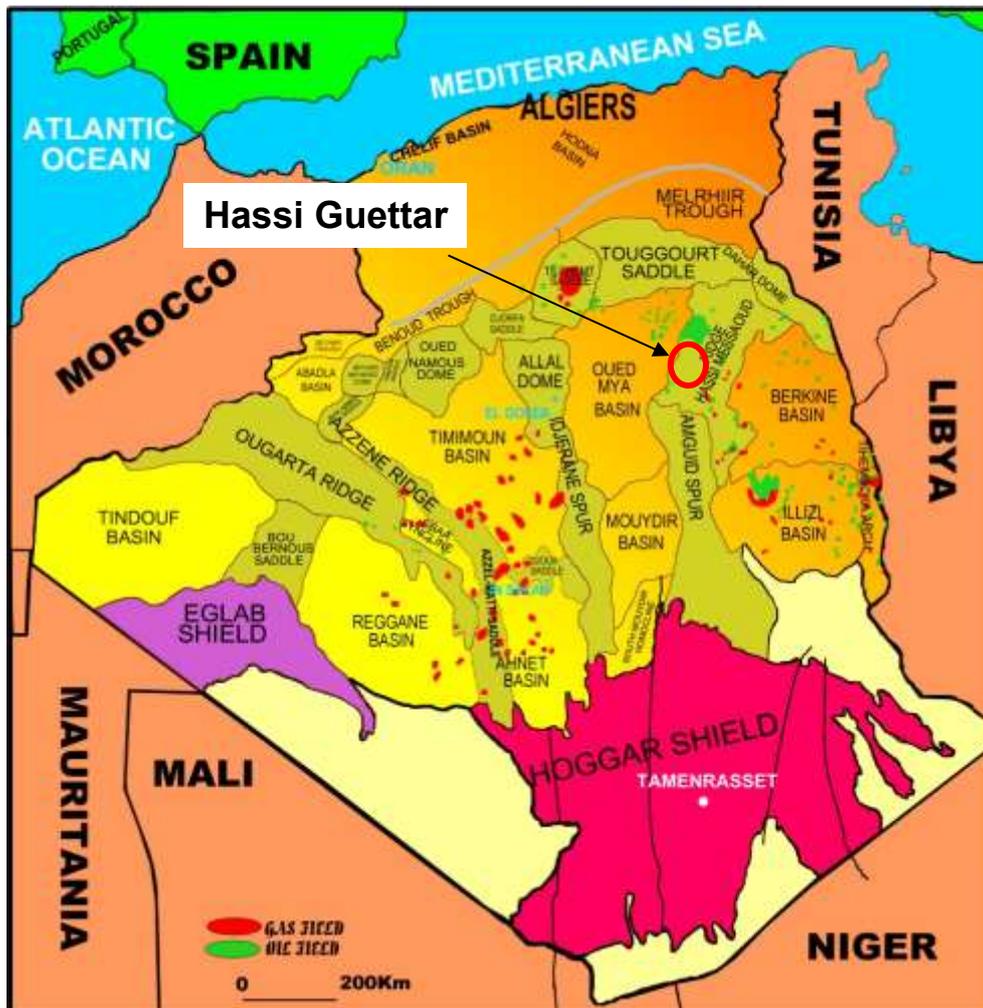
I.2.2. Cadre géologique :

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.

Le dôme de Dahar au Nord-est. Elle est répartie sur trois zones hautes :

- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb – El Gassi plus au Sud.
- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est. Ce périmètre est considéré comme étant un grand dôme compartimenté en blocs (horsts et grabens), affecté par un réseau complexe de failles très denses de directions NE-SW et NW-SE, issues du socle et héritées des événements antéhercyniens.



Document Sonatrach

Figure1.1 : Carte de position du gisement de Hassi Guettar

I.3. Historique sur la recherche dans la région

En Juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Sous la discordance hercynienne quatre unités d'âge Cambro-ordovicien, qui sont mise en évidence :

- Les quartzites HAMRA a huile à -3108m et les grés d'el atchane.
- Une section dominante argileuse (argile d'el gassi, zone des alternances) à - 3178m.
- Le Ri à huile à -3337m.
- Le Ra aquifère à -3380m.
- Le contact huile –eau à été trouvé à -3380m.

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages.

I.4. Aspect stratigraphique :

Du point de vue stratigraphique, les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuées d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente ainsi. Le réservoir de Hassi Guettar est composé de ces principales zones :

I.4.1 Le Cambrien :

Sa subdivision en cinq zones obéit à des critères granulométriques tels que la taille des grains diminuant vers le haut et le pourcentage des argiles évoluant dans le sens inverse.

De bas en haut, le Cambrien comprend :

a- Les unités R3 et R2 :

Constituées de grès micro conglomératiques, quartzitiques et argileux, à ciment illitique, ces deux unités ne présentent aucun intérêt pétrolier.

La zone R3 est constituée principalement par des grès grossiers, conglomératiques à la base avec un ciment argilo-dolomitique. Où l'argile est de type illitique.

La zone R2 de granulométrie plus fine, a un ciment plus argileux (kaolinite).

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep. (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CZ	NR0G	MIO PLIOCENE		215	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE		121	Calcaire dolomitique à silex	
MESOZOIQUE	CRETACÉ	SENONIEN	CARBONATE	96	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie	
			ANHYDRITIQUE	202	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	134	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes	
		TURONIEN	116	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée		
		CENOMANIENTEN	179	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile		
		ALBIEN	341	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce		
		APTIEN	24	Dolomies cristallines et calcaires		
		BARREMIEN	247	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles		
		NEOCOMIEN	208	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux		
		JURASSIQUE	DOGGER	MALM	218	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès
				ARGILEUX	239	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
	LAGUNAIRE			79	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises	
	LIAS		LD1	61	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires	
			LS1	95	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite	
			LD2	55	Dolomies à passées marnes grises	
			LS2	58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises	
			LHb	27	Calcaire argileux avec passée d'argile dolomitique et anhydrite	
			LS 1	244	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie	
			LS 2	57	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile	
LS 3	212	Sel massif avec traces d'argiles				
LS-Argileux	85	Argiles silteuses localement salifère et anhydrite.				
TRIAS	ERUPTIF	39	Roches éruptive à minéraux vert avec passées d'argile silteuse			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	SERIE INFÉRIEUR D.H	19	Argile silteuse à silico-sableuse avec passées des grès		
		Quartzite de Hamra	23	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite		
		GRES D'EL ATCHANE	29	Grès fins feldspathiques et glauconie		
	CAMBRIEN	ARGILES D'EL GASSI	107	Argile verte ou noire à graptolithes		
		Z-Alt	23	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites		
		R Isométriques	50	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites		
		R Anisométriques	125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques à entrecroisées		
		R.2	100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques		
R.3	370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux				
P.Z	Infra Cambrien	45	Grès argileux rouges			
SOCLE			Granite porphyroïde rose			

Sonatrach /DP2005

Figure1.2 : Colonne stratigraphique de la structure HGA

b - L'unité R_a :

Elle est représentée par des grès ani-sométriques, parfois micro- conglomératiques, siliceux à silico-quartzitiques, de couleur gris blanc à blanc, avec des intercalations de joints d'argile grise, indurée, silteuse, micacée et feuilletée, soulignés par des traces d'illite et la présence de Tigillites.

c- L'unité R_i :

Elle est formée de grès isométriques fins à moyens, siliceux à silico- quartzitiques, localement durs, intercalés de passées d'argile noire, indurée, silteuse et micacée avec une abondance de Tigillites ainsi que des traces de pyrite et de lignite. En plus de ces faciès, cette couche réservoir renferme aussi des intercalations de roches ignées observées dans quelques sondages.

d- La zone des alternances :

C'est une zone où les lits d'argile noire, indurée, silteuse et micacée alternent avec des grès gris clair, fins à très fins silico-quartzitiques, durs avec une abondance des Tigillites.

I.4.2 L'Ordovicien :

Il est subdivisé en plusieurs unités dont les changements de faciès ont été rencontrés dans le périmètre étudié. Ces unités sont les suivantes de bas en haut :

a- Les argiles d'El Gassi :

C'est une argile grise à gris foncé, silteuse, indurée, localement schisteuse à passées de grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, rarement grossier, silico- argileux à quartzitique, pyriteux, glauconieux avec présence de corps éruptifs rencontrés dans quelques sondages.

b- Les grès d'El Atchane :

Ils sont représentés par des grès de 30 m d'épaisseur en moyenne, de couleur gris clair, siliceux à quartzitiques, parfois micacés avec présence de glauconie, ils sont intercalés de fines passées d'argile gris foncé, silteuse, micacée et indurée.

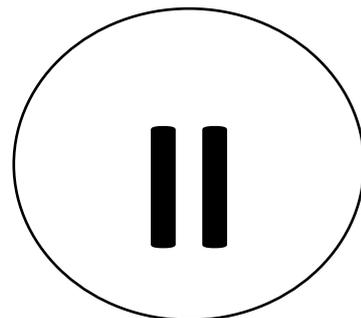
C- Les quartzites de Hamra :

Ce sont des grès fins à moyens, silico-argileux à quartzitiques avec de fines passées d'argile grise verte, indurée et silteuse.

I.5. Aspect pétrolier :

L'huile de Hassi Guettar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud, sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. [1]

CHAPITRE :



Aperçu sur le
bloc étudiant

II.1 Introduction :

La structure de HASSI GUETTAR s'appuie sur la bordure ouest du trend El Agreb Hassi Messaoud qui constitue le prolongement septentrional de l'accident Amguid – El Biod.

Le forage Dans Hassi Guettar West a commencé en 2005 HGAW1. Les premier puits HGAW1, HGAW2 et HGAW3 ont été forés pour but d'exploration. La production d'huile se fait à partir du réservoir Cambrien (Ri-Ra).

La figure ci-dessus représente la contribution du bloc HGAW dans la production.

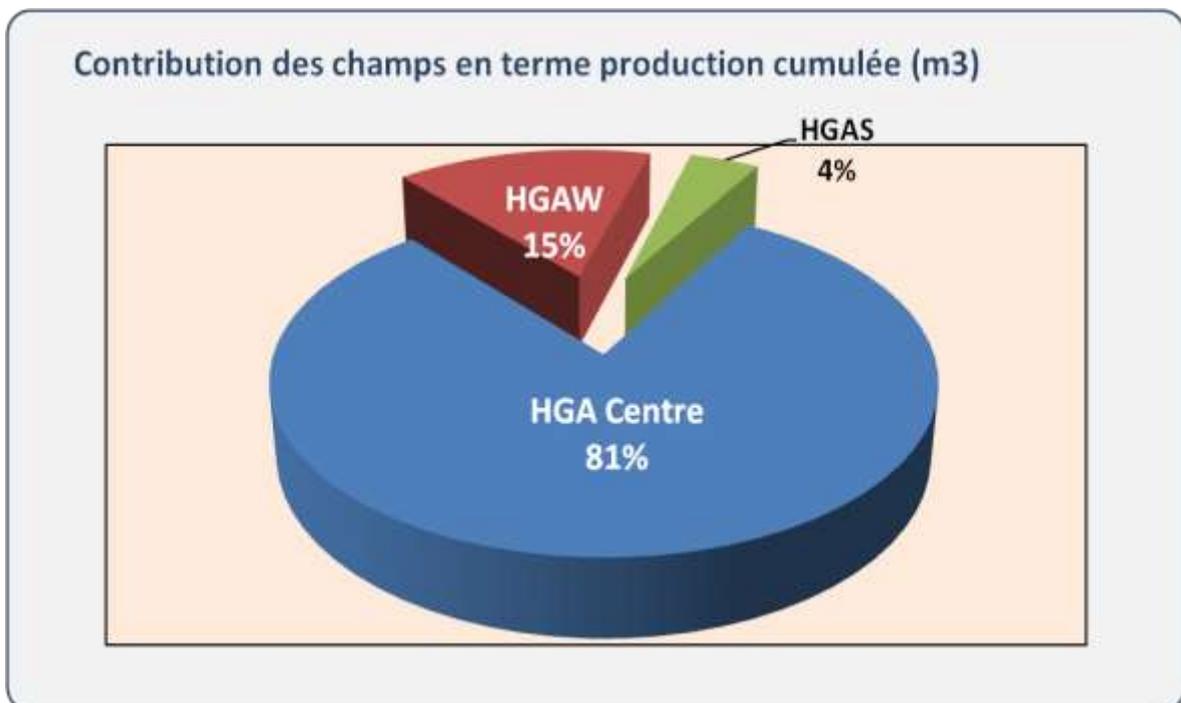


Figure 2.1 : la contribution de HGAW dans la production

II.2 Situation géographique :

La structure de HGAW est un anticlinal allongé de direction NE-SW, elle est caractérisée par un réseau de failles complexe qui lui donne une forme structural particulière : « Flower structure ».

En coordonnées géographiques du gisement, il est limité :

- Au nord par la latitude $31^{\circ}30$.
- Au sud par la latitude $31^{\circ}20$.
- A l'ouest par la longitude $5^{\circ}40$.

- A l'est par la longitude 5°50.

II.3 Propriétés pétro physiques :

- ❖ Le Cambrien «Ri-Ra» présentent des valeurs de porosité meilleures que celles des quartzites de Hamra dont elle a une moyenne de l'ordre de 12%
- ❖ La perméabilité matricielle est légèrement meilleures que celle des quartzites de Hamra mais reste globalement, inférieure à 1 mD. Les valeurs supérieures à 10mD sont liées à la fracturation naturelle du réservoir.
- ❖ L'épaisseur maximale atteinte du réservoir « Ri-Ra » est de 206m. Quant au Ri tous seul est toujours supérieur à 40 m cas érodée.
- ❖ La hauteur nette moyenne du réservoir est de l'ordre de 30 à 60% par rapport à la hauteur total.
- ❖ La saturation d'eau varie.

Les objectifs

- Objectif principale : Cambrien (Ri +Ra).
- Objectif secondaire : Quartzites de Hamra.

II.4 L'état des puits du bloc :

Le tableau si dessous présente les puits du bloc, la date de forage et leur état

Tableau 2.1 : tableau des puits du bloc et leurs états

Les puits	Date de forage	Etat
HGAW1	22/04/2005	Ouvert
HGAW2	24/06/2008	Ouvert
HGAW3	22/10/2008	Ouvert
HGAW4	29/02/2016	Ouvert
HGAW5	04/06/2016	Ouvert
HGAW6	04/09/2016	Fermé
HGAW7	18/01/2017	Ouvert
HGAW8	07/05/2017	Fermé
HGAW9	03/04/2018	Fermé
HGAW10	Mars 2019	Repris en Short Radius

II.5 Production cumulée et pression des puits:

II.5.1 La production d'huile :

Les graphes ci-dessous (Figure 2.2 et 2.3) représentent la production cumulée et le débit d'huile de réservoir (Ri-Ra) de chaque puits depuis leur mise en production. Le puits HGAW3 a montré un cumul d'environ 475 Mm^3 alors que le reste des puits ne dépassent pas 300 Mm^3 . Parmi les puits ayant la plus faible productivité : HGAW8, HGAW7 où leur cumul est limité entre 20 et 100 Mm^3 .

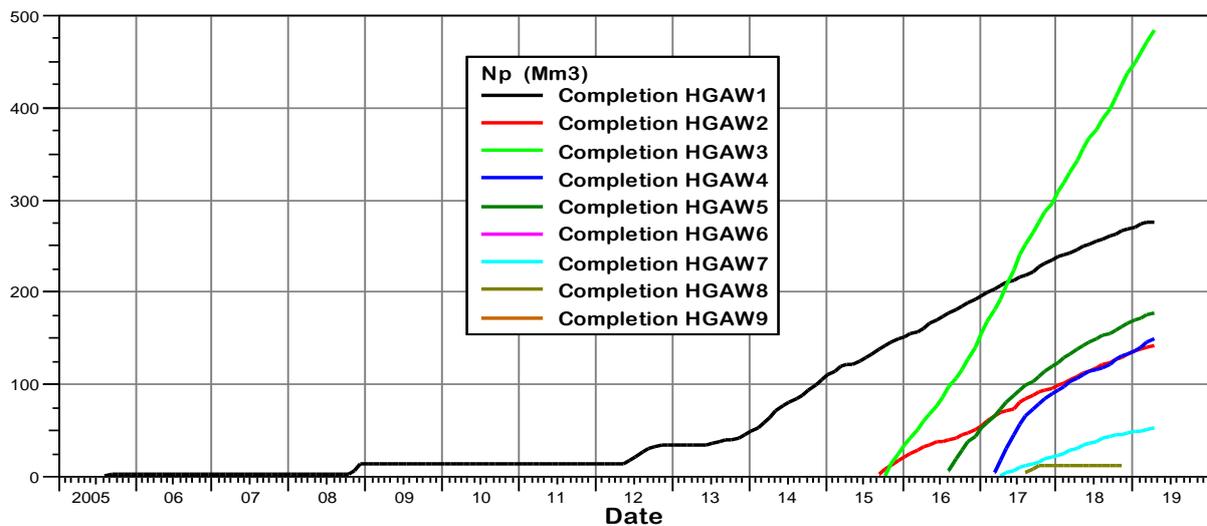


Figure 2.2 : Graphe de production des puits.

Le débit de chaque puits est représenté dans le graphe suivant :

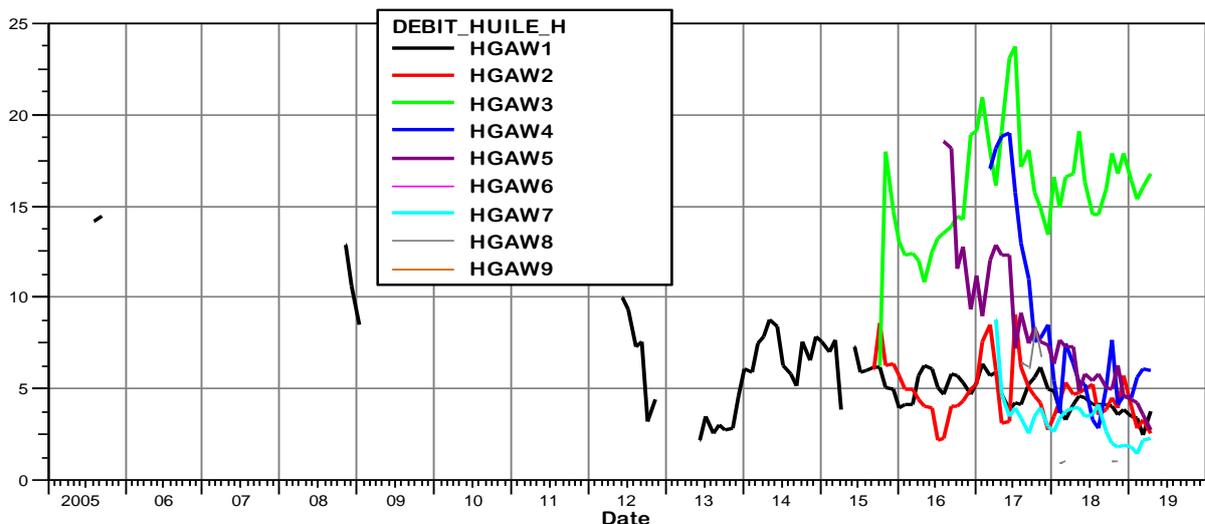


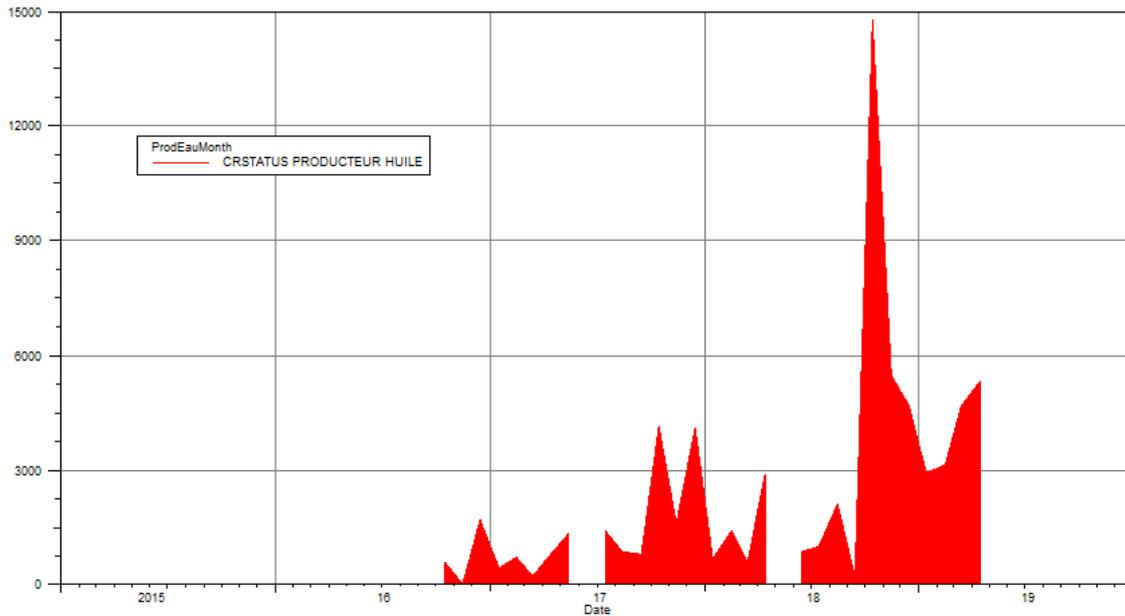
Figure 2.3 : Graphe des débits des puits.

II.5.2. La production d'eau :

La production d'eau dans ce champ est le problème majeur des puits. Cette production est causée par la présence d'un aquifère actif, quelques valeurs sont présentées par le tableau et le graphe suivant :

Tableau 2.2 : évolution des débits d'eau des puits

PUITS	Date	Débit d'eau l/h
HGAW1	2016	194
	2017	174
	2018	586
HGAW2	2016	30
	2017	237
	2018	3400
	2019	210
HGAW3	2016	581
	2017	694
	2018	557
HGAW4	2018	664
	2019	695
HGAW5	2017	412
	2018	612
	2019	400
HGAW8	2017	116
HGAW10	23/01/2019	16.5
	13/04/2019	1600



Donnée OFM 2018

Figure 2.4 : Graphe de cumul de production d’eau des puits.

II.5.3 La pression des puits :

Le tableau 2.3 montre l’historique de la pression de quelques puits et leur évolution :

Tableau 2.3 : évolution de la pression.

Pression initiale (Kg/cm2)		Pression actuelle moyenne (Kg/cm2)		Obs				
Valeur	Année	Valeur	Année	Première mesure (Kg/cm2)		Dernières mesures (Kg/cm2)		
473.6	2005	445.8	2019	HGAW1	05/05/2005	HGAW7	09/01/2017	457,2
						HGAW8	26/04/2017	448,6
						HGAW8	07/08/2017	445,7
						HGAW8	16/11/2017	433,54
						HGAW8	05/06/2018	431,6

La pression des puits et représenté par le graphe suivant :

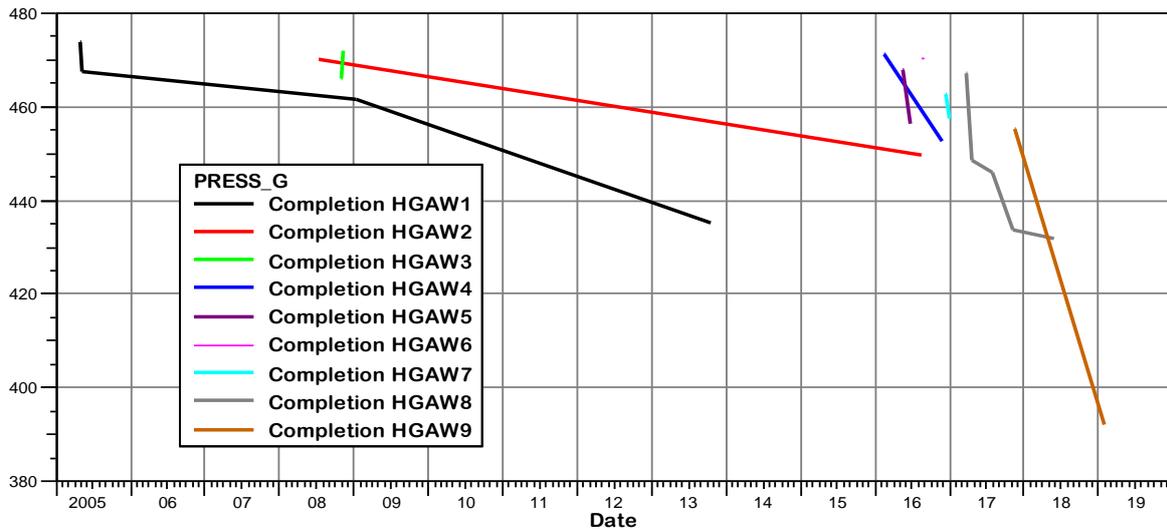


Figure 2.5 : Graphe des pressions puits.

II.6 Le problème des venues d'eau:

La production d'eau est l'un des problèmes produisant un souci critique dans l'industrie pétrolière et gazière. Plusieurs réservoirs sont liés à un aquifère actif ou à un mode de récupération d'huile élevée due à l'énergie supplémentaire fournie naturellement par l'aquifère ou artificiellement par l'injection d'eau, mais les venues d'eau associées peuvent créer des problèmes majeurs liés à la production des hydrocarbures au niveau des puits.

Les compagnies pétrolières dans le monde entier produisent une moyenne de trois barils d'eau pour chaque baril de pétrole à partir de leurs réservoirs épuisés. Chaque année plus 40 milliards de dollar sont dépensés dans le traitement des problèmes des venues d'eau indésirables cela pousse les communautés scientifiques et industrielles essayant d'expliquer comprendre et résoudre les problèmes de la production d'eau. [2]

II.6.1 Sources de la production d'eau :

Les sources de la production d'eau sont :

- L'eau interstitielle originaire de la couche réservoir où la saturation d'eau est plus grande que la saturation d'eau irréductible ou à partir des couches d'eau plus hautes ou plus basses
- Un aquifère actif de fond ou latéral.

- L'eau d'injection dans le cadre de la récupération secondaire.

II.6.2 Définition et types des aquifères actifs:

Plusieurs réservoirs sont limités sur une partie ou sur la totalité de leurs périphéries avec des systèmes roche-eau appelés aquifères. Les aquifères peuvent être aussi grands par rapport aux réservoirs contigus à apparaître infinis pour toutes les applications pratiques. De même, ils peuvent être petits que leur effet sur la performance de réservoir soit négligeable. L'aquifère peut être entièrement limité par une roche imperméable de telle sorte qu'il forme avec le réservoir un ensemble volumique fermé. D'autre part, il peut être lié à un endroit où il sera alimenté par l'eau de surface.

Il est courant de parler de l'aquifère de fond ou latéral lors de la discussion sur les entrées d'eau dans les réservoirs. L'aquifère de fond est situé directement sous l'huile et l'aquifère latéral est situé aux abords de la zone à huile. Indépendamment de la source d'eau l'activité de l'aquifère est le résultat du mouvement d'eau dans l'espace poreux initialement occupé par l'huile remplaçant et déplaçant l'huile vers les puits producteurs.

II.6.3 Causes des venues d'eau:

A- La complétion:

Les principales causes liées à la complétion sont :

a) Channelig:

L'écoulement derrière le tubage est le résultat d'une mauvaise adhérence ciment-tubage ou ciment-formation. Il est recommandé d'analyser la qualité de la cimentation à l'aide des logs CBL, VDL, CET,...

b) Complétion dans la zone à eau:

Compléter et perforer un puits dans un intervalle où la saturation d'eau dépasse la saturation irréductible permet la production immédiate d'eau.

Dans un réservoir d'huile lié à un aquifère et en absence d'un chapeau de gaz la complétion des puits verticaux se fait dans la partie supérieure de la couche productrice afin de retarder l'arrivée des venues d'eau.

c) Fracturation hydraulique:

La stimulation par fracturation hydraulique accélère l'arrivée d'eau, soit par augmentation de la production de façon que la fracture produit une succion d'eau ou par pénétration du compartiment d'eau. Dans d'autres cas, la fracturation provoque une

fissuration de la barrière imperméable (argile, anhydrite) qui sépare le niveau d'hydrocarbure de celle d'eau.

d) Mauvais état du tubage:

Un mauvais choix des caractéristiques d'acier peut engendrer une fuite dans le tubage au cours de la durée de vie d'un puits. Ainsi, la production d'eau est accrue.

B- Le réservoir:

La remontée du contact eau-huile entraîne un accroissement de la production d'eau avec le temps.

a) Remontée du contact eau-huile:

C'est une étape inévitable de la vie des gisements liés à un aquifère actif où la communication entre le réservoir et les puits producteurs se fait initialement dans une zone où la saturation d'eau est inférieure que la saturation irréductible.

b) Le développement d'une langue d'eau:

Le phénomène de langue d'eau est causé par l'hétérogénéité de réservoir et par la présence des chemins préférentiels de haute perméabilité, il est d'autant plus important que le rapport de mobilité est plus grand. Les langues d'eau sont surtout rencontrées dans les cas d'une injection d'eau et d'un aquifère actif latéral.

c) Réservoir fissuré et faille non étanche:

Ils sont d'une nature tectonique. Les failles et les fissures représentent des chemins préférentiels à l'eau entre l'aquifère et le puits. Dans ces cas, la production d'eau met le puits en péril.

Ces cas sont surtout rencontrés dans les puits déviés et horizontaux.

d) Coning d'eau ou percée d'eau:

Le phénomène de Coning d'eau signifie la déformation locale de l'interface eau-huile pour prendre une forme grossièrement conique. C'est l'un des problèmes rencontrés lors de l'exploitation des réservoirs liés à un aquifère, du fait qu'il entraîne une augmentation de la production d'eau, pour cela il faut le minimiser.

Du temps de percée d'eau la solution évidente pour le problème est de produire le puits à un débit inférieur au débit critique. Cependant cette solution est peu économique en raison de la faible valeur du débit critique.

La tendance d'avoir un Coning est proportionnelle à la viscosité d'huile et inversement proportionnelle à la différence de densité entre les deux phases. En conséquence, le

phénomène de coning peut avoir lieu lorsque l'effet de la faible viscosité d'eau par rapport à l'huile à certain débit est plus grand que l'effet de ségrégation par différence de densité.

Pour avoir un certain débit de production, la chute de pression imposée dans un réservoir de faible perméabilité est plus grande que dans un réservoir de haute perméabilité. Ainsi les réservoirs de haute perméabilité présentent moins de tendance de Coning que les réservoirs de faible perméabilité.

Dans les réservoirs naturellement fracturés particulièrement ceux avec des fractures verticales le Coning d'eau devient plus grave malgré la perméabilité de réservoir élevée. Ceci est due à l'écoulement d'eau de l'aquifère à travers les fractures de haute perméabilité c'est particulièrement vrai dans les réservoirs fracturés avec des blocs de matrice grands et de faible perméabilité où l'imbibition d'eau dans la matrice est très lente.

Pour le minimiser, on doit réduire la chute de pression, mais cela conduit à une réduction de débit de production ce qui est économiquement peu rentable et opérationnellement indésirable. Les puits horizontaux représentent des bonnes solutions du fait qu'ils réduisent la chute de pression sans diminuer le débit de production (petit débit unitaire et une grande longueur). [3]

II.6.4 Conséquences des venues d'eau:

a) Les dépôts:

Le sel dissous dans l'eau produite va se cristalliser et se déposer pour former des dépôts lors de la remontée de l'effluent dans le tubing et ce suite à la chute de pression et de température qui entraînent une diminution de la solubilité de sel dans l'eau. D'autre part, l'incompatibilité entre l'eau injectée et celle de gisement entraîne également la formation des précipités durs et compacts. Les différents dépôts peuvent réduire la section d'écoulement jusqu'à boucher complètement la colonne de production, ainsi que les installations de puits et de collecte. Par la suite, les dépôts peuvent causer une chute importante de la production des puits.

Il existe aussi d'autres paramètres favorisant les dépôts de sel tels que :

- 1) Parois rigoureux permettent aux cristaux de s'accrocher.
- 2) l'écoulement turbulent augmente le contact des cristaux avec les parois.
- 3) la vitesse d'écoulement permet aux cristaux ayant atteint une taille favorable de se déposer.

Afin d'inhiber le problème des dépôts de sel soluble dans l'eau et du fait qu'on ne peut pas jouer sur la pression et la température, on procède à certaines interventions telles que l'injection continue de l'eau douce pour le lavage de tubing et des installations de surface. Les

bouchons d'eau douce pour le lavage du fond de puits ainsi que le lavage des pipes de collecte.

L'analyse et le traitement de l'eau injectée sont nécessaires afin d'éviter la formation des précipités solides tels que $BaSO_4$, $CaSO_4$,... par suite d'une incompatibilité avec l'eau de gisement.

b) La corrosion:

L'eau produite est généralement très salée, elle peut être l'origine d'aggravation du phénomène de corrosion des équipements tubulaires.

c) Les émulsions:

Dans le puits et le collecte la production simultanée des hydrocarbures et d'eau est souvent l'origine des associations d'une nature physique telles que les émulsions entre l'eau et l'huile. Une émulsion visqueuse est susceptible de réduire d'une façon significative la productivité des puits sa destruction par injection d'un surfactant adéquat nécessite un contact intime entre ce dernier et les gouttes d'émulsion afin de réduire la tension interfaciale.

d) Les hydrates:

Les hydrates sont des associations d'une nature physique qui se forment entre le gaz et l'eau sous certaines conditions de pression et de température.

e) L'alourdissement de la colonne hydrostatique:

La production d'eau entraîne un alourdissement de la colonne d'effluent dans la colonne de production suite à l'augmentation de la masse volumique moyenne du mélange eau-huile.

Cela résulte une augmentation de la pression de fond et une chute de débit total ainsi que des difficultés lors de démarrage de l'injection de gaz dans le cadre de l'activation artificiel de puits par gas lift.

f) Le blocage à eau (water blocking):

L'intervention impropre de dessalage par bouchon d'eau dans les formations déplétées produit des pertes importantes d'eau et entraîne une augmentation de la saturation d'eau aux abords de puits. En conséquence, la production d'huile chute parfois fortement, bien que d'une façon temporaire.

g) La diminution de la perméabilité relative d'huile:

La productivité des puits d'huile est fortement liée à la perméabilité relative d'huile au voisinage de puits cette dernière est altérée par la présence simultanée d'eau.

h) La production de sable:

L'eau peut affaiblir les matériaux de ciment qui tiennent les grains et la formation en place permettant ainsi la production de sable.

II.6.5 Solutions des problèmes des venues d'eau :

Plusieurs technologies ont été développées afin de contrôler l'eau dans le fond de puits. Bien que ces technologies ne réduisent pas le volume d'eau entrant au puits elles minimisent le volume d'eau monte en surface.

Ainsi, elles sont incluses sous la minimisation de la production d'eau. D'une façon générale, ces méthodes peuvent être classées en catégorie mécanique ou chimique.

A- Solutions mécaniques :

Les opérateurs pétroliers utilisent des techniques mécaniques diverses pour obstruer l'eau d'entrer au puits. Ils ont donné plusieurs exemples de ces techniques:

- Bouchon mécanique de fond (Straddle packers, Bridge plugs).
- Bouchon de sable de fond.
- Ciment Portland (obtenu par traitement de calcaire et d'argile, très résistant).
- Pièce d'une colonne (Tubing patch).

a-Solutions de complétion:

Les solutions de complétion alternatives tels que les puits horizontaux, la complétion double (DWS) séparateurs eau/huile de fond (DOWS) peuvent résoudre les problèmes difficiles des venues d'eau tels que la remontée du contact eau-huile (WOC), le coning d'eau et l'écoulement d'eau en canal.

b-La complétion double (Downhole Water Sink, DWS):

La production d'huile peut être diminuée dans un puits suite à la formation d'un cône d'eau autour des perforations, limitant ainsi la production d'huile. Cette situation peut être renversée et contrôlée par une complétion double tubing séparés et des pompes. La première complétion est faite à une profondeur correspondante à une forte production d'huile et la complétion secondaire est faite à une profondeur plus grande avec une forte production d'eau.

Les deux complétions sont séparées par un packer. L'huile recueillie au-dessus du packer est produit en surface et l'eau recueillie au-dessous du packer est injectée dans une formation inférieure

c-Séparateurs eau/huile de fond (Down hole oil/water separator, DOWS) :

Le séparateur eau/huile de fond (DOWS) est installé au fond de puits afin de séparer l'eau de l'huile. Le fluide riche d'huile est produit en surface, alors que ce riche en eau est pompé dans une couche de décharge sans être produite en surface, ceci peut réduire les coûts liés à la production d'eau. La technologie DOWS a deux composants principaux un séparateur eau/huile et une ou plusieurs pompes.

B- Les solutions chimiques:

Certains traitements chimiques sont très efficaces pour le contrôle de l'excès de la production d'eau, la plupart de ces traitements utilisent des gels à polymères ou leur forme prégeler (gelant).

Il y a des polymères et des surfactants qui sont développés pour le traitement de matrice aux abords de puits, ils s'appellent les modificateurs de la perméabilité relative (relative perméabilité modifier RPM). Ces agents ont la capacité de réduire l'écoulement dans les zones à eau, mais de maintenir le comportement des fluides dans les zones à huile afin d'assurer une meilleure production, ce traitement est effectué simplement par la méthode de pompage direct.

II.7 Contact huile-eau et l'influence de l'eau de gisement sur la production du champ HGAW:

Dans un réservoir où l'huile est en contact avec un aquifère actif, qui a une dimension importante, l'énergie qui permet l'expulsion de l'huile, est assurée par la poussée de l'eau, ce qui fait qu'avec le soutirage le (WOC) remonte.

Le contact huile-eau du réservoir Cambrien a été identifié à -3372 m/TVDSS grâce à l'analyse du diagramme de pression enregistré au niveau du puits HGAW1.

Le secteur d'étude présente un risque de percée d'eau vu les valeurs des résultats des derniers jaugeages effectués sur les puits HGAW avec une quantité croissante d'eau produite qui se caractérise par une salinité élevée.

Les années de production dans ce secteur ont eu un impact significatif sur la distribution des pressions latéralement et verticalement au niveau du réservoir cambrien, ceci a entraîné un mouvement de fluide et a engendré un déplacement du contact huile/eau, visible dans les nouveaux puits forés.

Les différences de niveau des contacts huile eau constatées, impliqueraient un aquifère actif au moins latéralement lorsque la quantité d'eau produite devient importante, cela affecte la colonne hydrostatique de production qui devient lourde car il fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production avec des bouchages causés par la salinité élevée. Donc la quantité d'eau va augmenter avec le temps et la récupération d'huile va diminuer car elle est remplacée par des volumes d'eau de gisement.

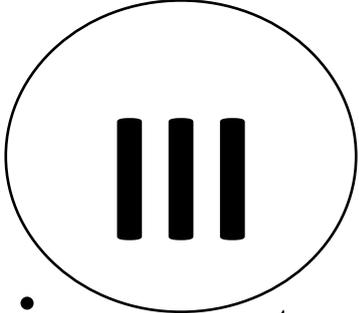
Afin de lever l'incertitude sur ce phénomène, une étude approfondie est nécessaire sur le champ HGA par des mesures de profil de pression dans les nouveaux puits, dans une perspective d'analyse qui englobe en plus des mesures de pression de type MDT, RCI.

Cette étude a permis d'analyser:

- Les profils de pression le long du réservoir.
- La densité des fluides en conditions de fond.
- L'identification du mouvement vertical et horizontal du fluide dans le gisement.
- Localisation de profondeur de contact huile, eau.

Ce qui induit une meilleure caractérisation du réservoir dans le modèle de simulation.

CHAPITRE :



III

History Matching et
scénarios

III.1 Introduction

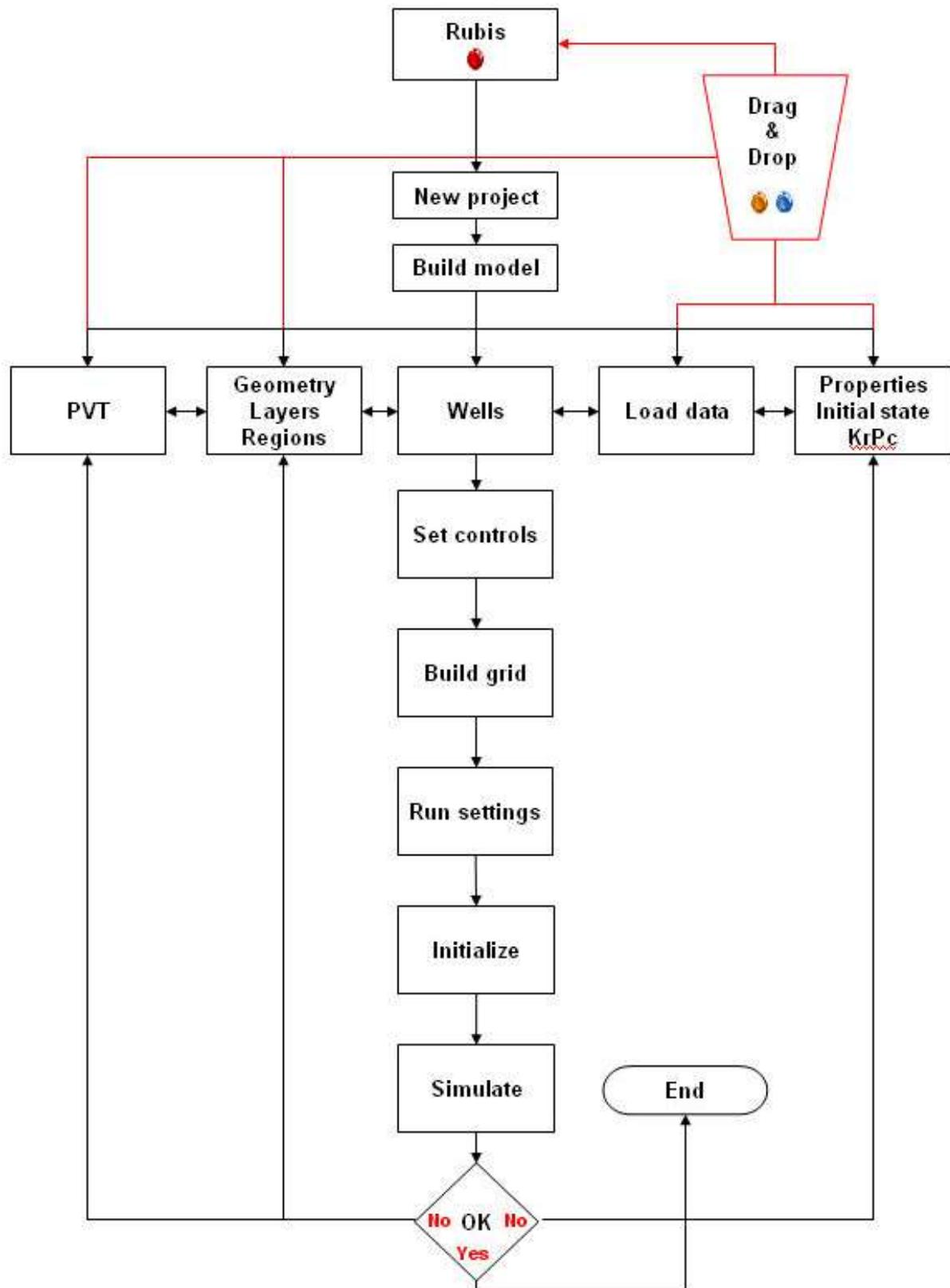
La simulation des réservoirs pétroliers est utilisée dans le cadre de développements du champ à fin de prendre des décisions concernant le développement des réservoirs ainsi que la gestion en cours de production. L'objectif est de faire des prédictions sur la performance du réservoir, à partir des données géologiques et proposer des contraintes, l'adaptation des descriptions géologiques aux données statiques et dynamiques, évaluer l'incertitude des prédictions et optimiser les stratégies de production, donc cette étude permis d'obtenir des résultats simuler de l'exploitation du réservoir réel sans les coûts d'essais et d'erreurs réels. [4]

III.2 Software utilisé

Le Software Rubis est un modélisateur numérique 3D de la société KAPPA ENGINEERING, multi-phase et triphasé qui se situe quelque part entre Le MATERIAL BALANCE à cellule unique et les modèles de simulation massifs à plein champ. Il ne remplace aucun, mais fait une grande partie du travail des deux. On peut construire intuitivement des modèles numériques simples sans formation particulière. La géométrie peut être construite de manière interactive ou peut être importée d'un géo-modelé ou d'un autre simulateur. La grille non structurée de Voronoi est construite automatiquement pour inclure des cellules de grille plus fines à proximité des puits. L'ingénieur se concentre sur le problème, maintient le modèle à jour, exécute plusieurs prévisions, réserve et recherche des opportunités d'intervention possibles dans un laps de temps très court, sans se soucier de la mécanique de «conduite» d'un simulateur complexe. La connexion est transparente entre les autres modules KAPPA.

III.3 Flux de travail du Software Rubis et méthodologies de la construction du modèle pour l'étude :

Le diagramme ci-après montre le circuit des traitements des données, les tâches à répartir dans le software Rubis :



Une approche avec plusieurs étapes ont été utilisées pour effectuer le modèle de RUBIS :

III.3.1 Géométrie et fluide réservoir :

a) Définition du contour de réservoir :

La première étape de la construction du modèle consiste à définir le contour ou le périmètre qui contient la surface du bloc, on se basant sur les barrières structurale (les failles) pour mettre en précision les limites du bloc.

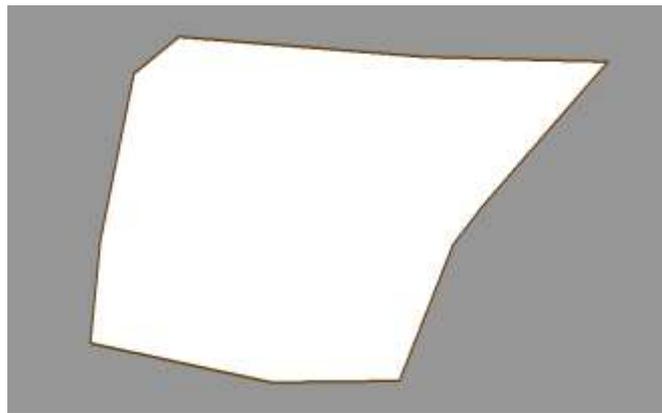


Figure 3.1 : contour du bloc.

b) Définition du PVT :

Dans cette étape la partie PVT a été développée pour caractériser le comportement du fluide du réservoir. Cette étape consiste à calibrer le modèle du réservoir à simuler avec les données de l'historique de production et de la pression. Les propriétés chimiques du fluide de réservoir sont déterminées à partir de l'analyse des échantillons de fond au niveau du laboratoire. Les différents tests réalisés sont :

- Etude à composition constant à la température de réservoir pour but de déterminer la pression de bulle, le volume relatif et le coefficient de compressibilité.
- Comportement différentiel pour déterminer le facteur volumique de fond, le GOR de dissolution, les compositions de gaz et les masses volumiques.
- Test de la viscosité à la température du réservoir pour déterminer la viscosité d'huile.

Les données PVT nécessaires à introduire dans le simulateur Rubis sont :

- Température du réservoir 107 °c.
- Pression du réservoir : 473 kg/cm² (463.85bar)
- Pression de bulle : 143 kg/cm² (140bar)

- GOR : 130
- Salinité d'eau : 314 g/l
- Densité d'huile : 0.73
- La densité du gaz ou les fractions molaires des compositions du gaz : 0.3

Après la définition de ces paramètres, on fait introduire les résultats expérimentaux (obtenus au laboratoire PVT du puits HGAW7) pour les comparer avec celle obtenus par Rubis, Les résultats expérimentaux sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau 3.1: Les mesures expérimentales des PVT. [5]

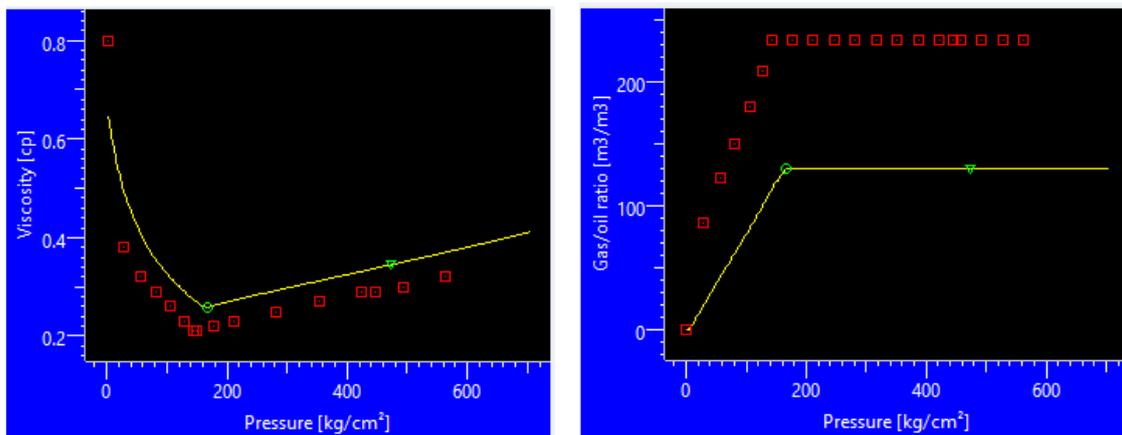
Pression	GOR dissous	Bo	μ_{oil}	Bg	ρ_{oil}	Z
Psia	vol/vol	vol/vol	Cpo	vol/vol	g/cm3	
7514.7	218.65		0.318		0.6639	
7014.7	218.65		-		0.6596	
6349	218.65		0.298		0.6532	
5514.7	218.65		0.282		0.6458	
4514.7	218.65		0.264		0.6368	
3514.7	218.65		0.245		0.6261	
3014.7	218.65		0.236		0.6198	
2514.7	218.65		-		0.6131	
2314.7	218.65		-		0.6104	
2114.7	218.65		-		0.6074	
2014.7	218.65		-		0.6059	
2003.7	218.65	1.946	0.22		0.6057	
1814.7	201.27	2.045	0.232	0.009	0.6134	0.8301
1414.7	165.16	2.395	0.255	0.012	0.6308	0.8389
1014.7	133.39	3.073	0.29	0.016	0.6489	0.8534
714.7	110.42	4.165	0.328	0.024	0.6645	0.8696
314.7	74.85	9.549	0.419	0.056	0.6899	0.9049
14.7	0	286.182	0.73	1.304	0.7434	0.9792

Le principe de cette étape (L'ajustage des résultats du PVT expérimentaux et de Rubis) est de sélectionner les corrélations de propriétés de fluide à intégrer dans Rubis, cette modification des données PVT a permis d'obtenir des données PVT prête à utiliser pour un bon matching.

Les paramètres calculés par le software RUBIS à partir des bonnes corrélations sont :

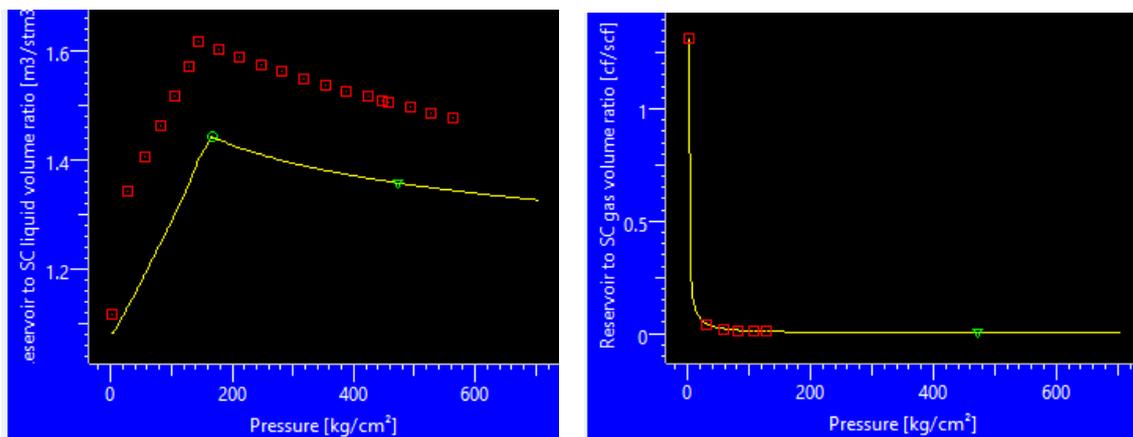
- La pression de bulle (Lasater-Standing).
- Le GOR de dissolution (Lasater-Standing).
- Le facteur volumétrique du fond d'huile Bo (Standing).
- La viscosité de l'huile (Petrosky).
- La densité d'huile.

Les graphes ci-dessous représentent les résultats de match entre les données mesurées et les corrélations utilisées pour créer les courbes PVT utilisées par Rubis.



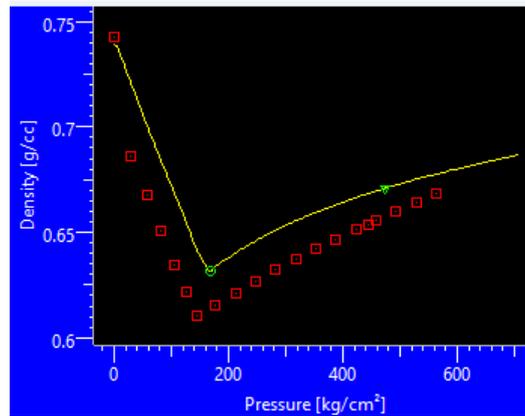
Source : software rubis (ECRIN)

Figure 3.2 : Variation de la viscosité et R_s avec la pression du réservoir (à 107°C).



Source : software rubis (ECRIN)

Figure 3.3 : Variation de B_o et B_g avec la pression du réservoir (à 107 °C).



Source : software rubis (ECRIN)

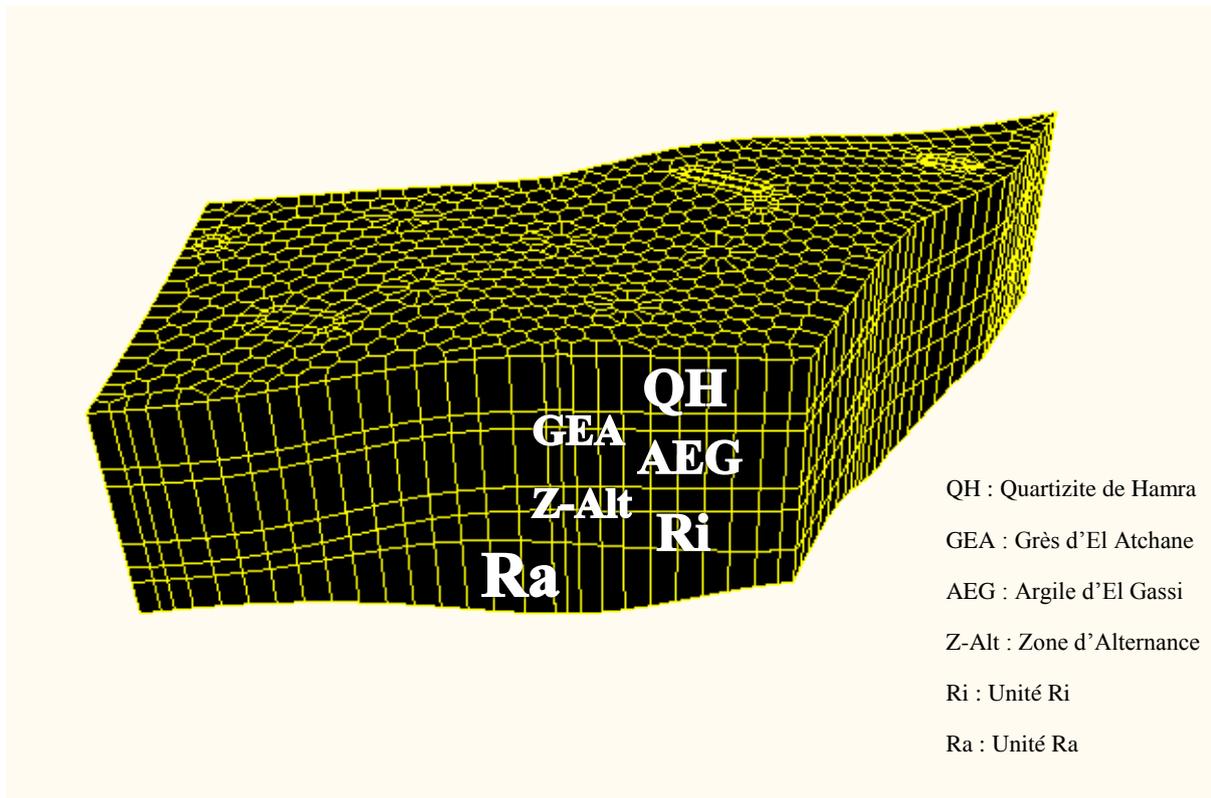
Figure 3.4 : Variation de densité avec la pression de gisement (à 107 °C).

Les figures montrent le comportement typique des différents paramètres vis-à-vis de la pression.

Lorsque l'huile passe du réservoir à la surface, la pression et la température diminuent, dans ce cas le gaz dissous se libère de l'huile à partir de la valeur de pression de bulle, cela est dû à l'expansion du liquide dans le réservoir.

c) Définition du réservoir et des drains :

Le bloc est constitué du réservoir Cambrien Ri-Ra, les surfaces géologiques utilisées dans la modélisation structurale sont le drain QH, drain GEA, drain AEG, drain Z-Alt, drain Ri, drain Ra **Figure 3.5 :**

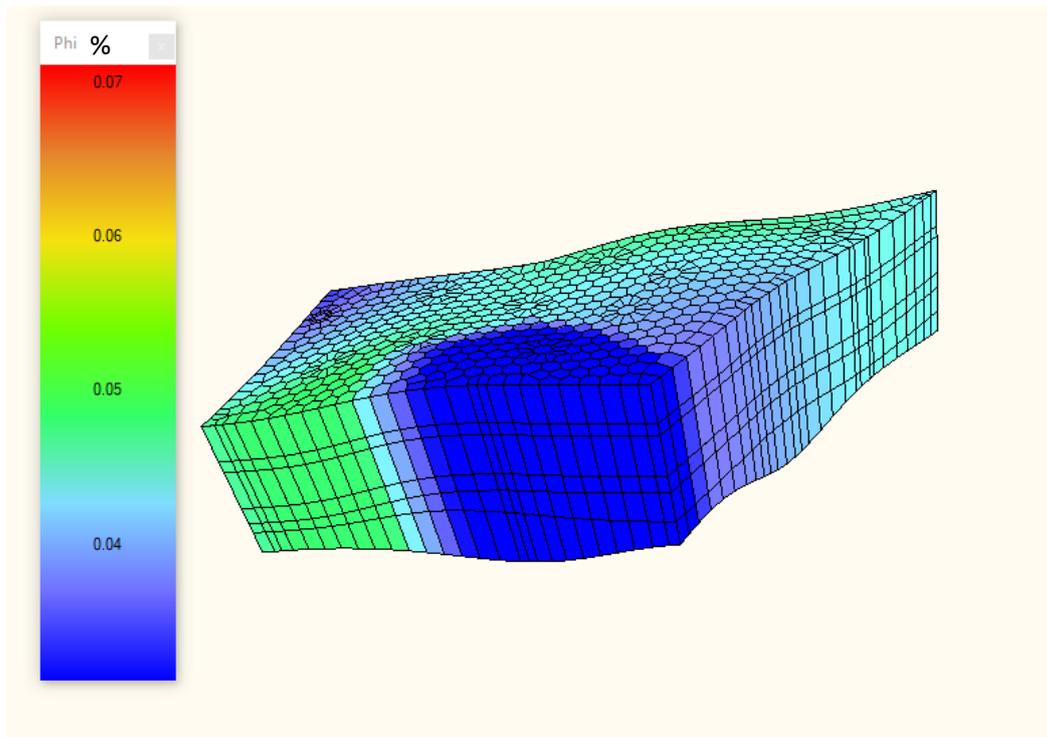


Source : software rubis.

Figure 3.5 : Les drains traversés par les puits du bloc HGAW.

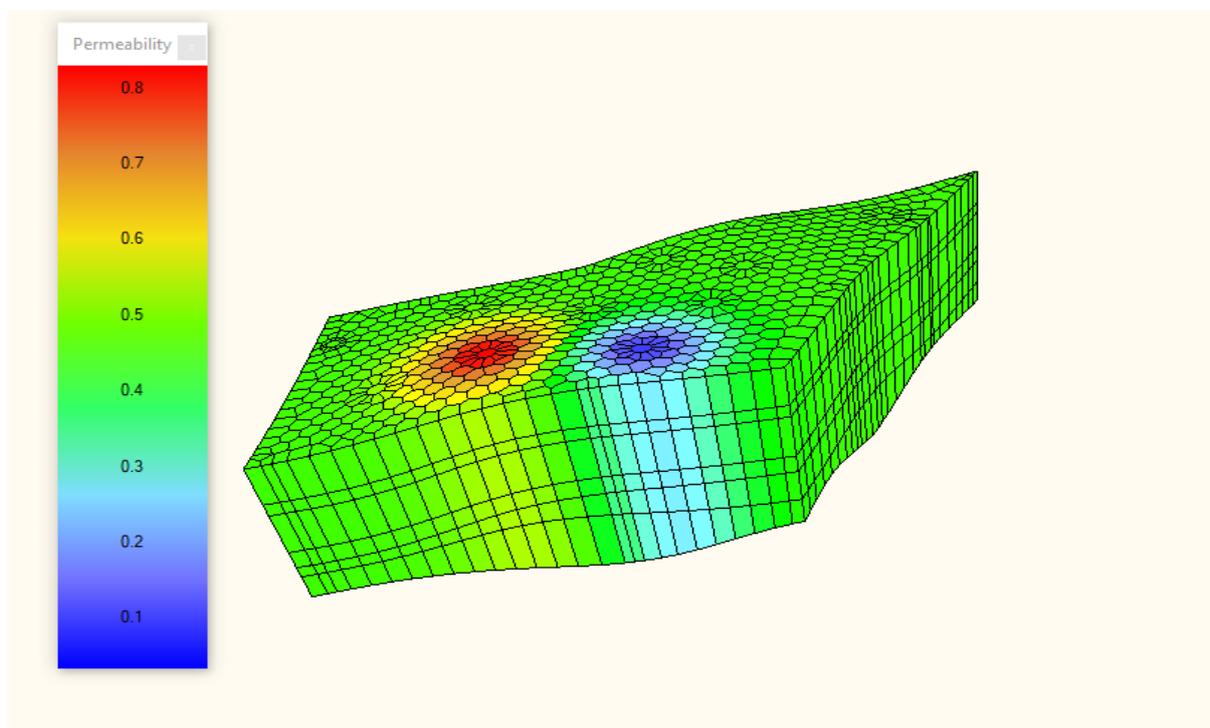
d) Définition des propriétés du réservoir :

Les valeurs de la porosité et la perméabilité peuvent avoir une grande variation dans le réservoir. Dans chaque cellule de la grille, nous définissons une valeur de ces variables qui est une valeur moyenne représentative de la propriété (les valeurs des porosités, perméabilités et NTG dans l'annexe C).



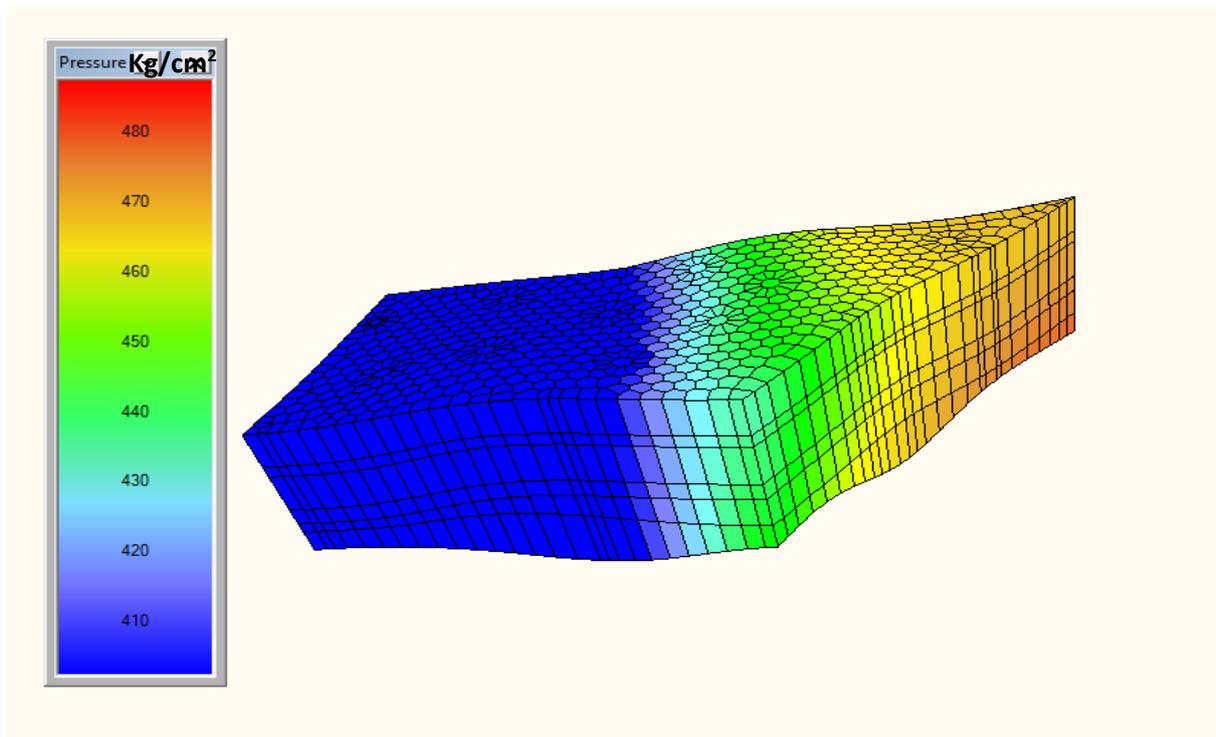
Source : software Rubis.

Figure 3.6 : répartition de porosité.



Source : software Rubis.

Figure 3.7 : répartition de perméabilité.



Source : software Rubis.

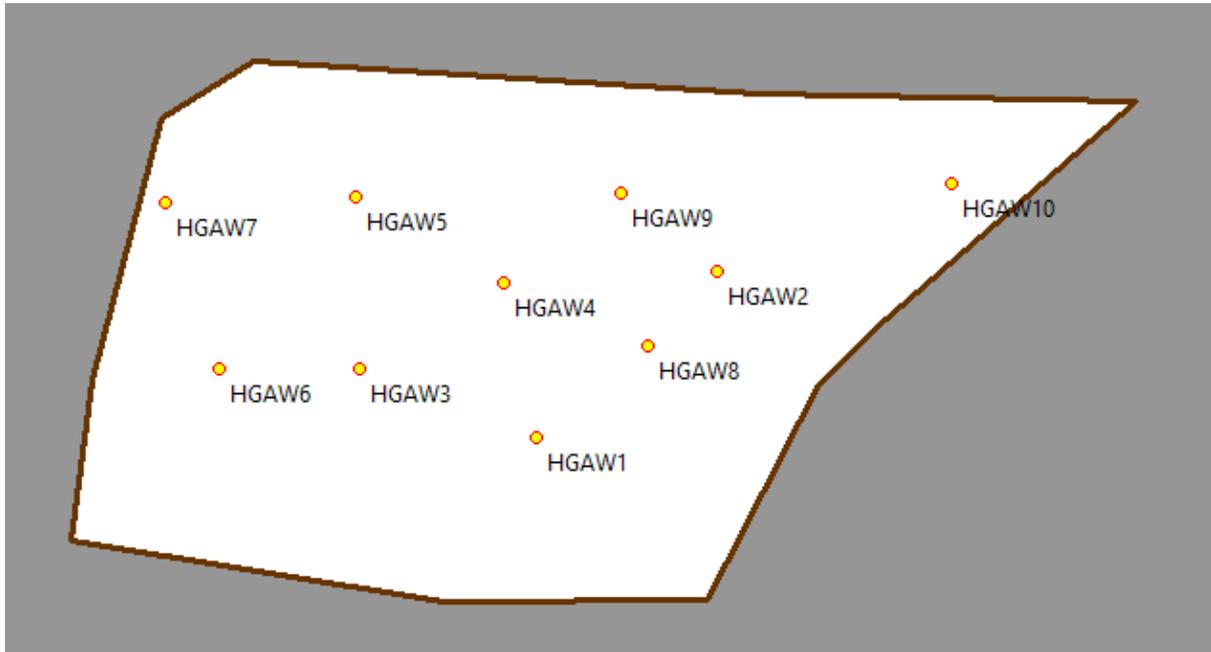
Figure 3.8 : répartition de pression.

e) Définitions des paramètres des puits :

Les puits sont les moyens les plus importants pour retirer le fluide du réservoir. Pour être bien exploités, on aura besoin de décrire :

- Les positions des puits (x, y).
- Les noms des puits et la date de début de production.
- Les types des puits : vertical, horizontal ou bien short radius.
- Les intervalles perforés et les skins.
- A quelles profondeurs ils sont ouverts au réservoir (longueur du réservoir, azimuth et déviation).
- Les complétions des puits : diamètre de tubing 4 ½ ou bien 3 ½.
- Les contrôles des puits : consiste à mettre des alarmes c'est-à-dire contrôlé les états des puits (fermé ou ouvert) on se basant sur l'historique de production on peut déterminer la date du

début de contrôle pour chaque puits pour notre cas on a choisi le 10/03/2019 comme date de référence pour le début de contrôle et scénarios.



Source : software Rubis.

Figure 3.9: Carte de positionnement des puits dans le bloc.

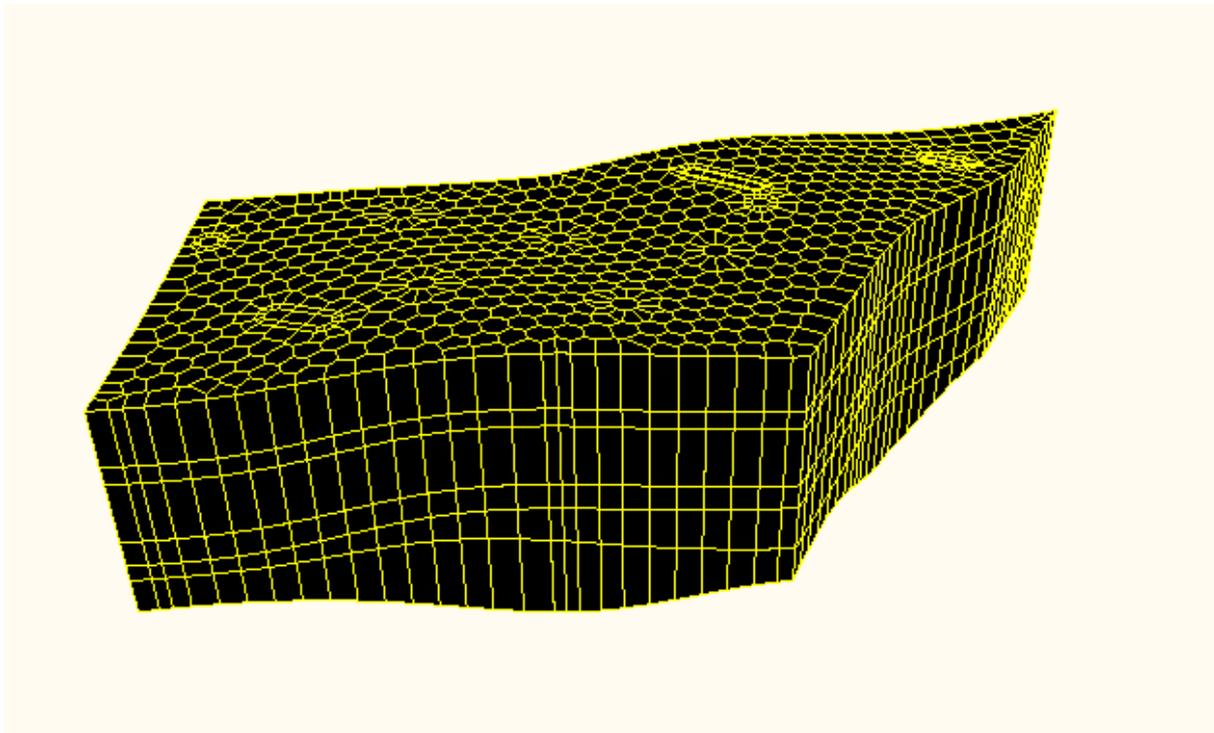
III.3.2 Construction du modèle :

a) Construction des Grid :

Il est donc nécessaire de subdiviser le réservoir continu en un nombre fini d'éléments discrets, et aussi de définir le développement temporel dans un sens discret.

La subdivision du réservoir en éléments de volume finis ou cellules est désignée par une discrétisation du réservoir et l'ensemble d'éléments est appelé la grille de réservoir. Intuitivement, nous nous attendrions à ce que les résultats du simulateur soient plus fiables si la grille se rapproche du réservoir lui-même. Comme la plupart des réservoirs réels ont une géométrie et une structure interne complexes, une bonne approximation nécessitera normalement un grand nombre de cellules, La Figure ci-après illustre le modèle de notre réservoir.

Dans cette étude, la géométrie 3D est construite par hexagonal grilles. Elle contient 6 couches, 10 puits et 63068 cellules.



Source : software Rubis

Figure 3.10 : Réservoir GRID.

b) Définition du Run settings :

Dans cette étape on peut définir les dates de début de l'exécution et sa durée ainsi que d'autres paramètres de contrôle de temps.

III.4. Conclusion :

Après avoir introduit toutes les données nécessaires citées précédemment telle que les paramètres pétro-physique, géologique, PVT et les données de chaque puits dans le logiciel RUBIS, afin de construire un modèle robuste, à ce stade on peut procéder au calage du modèle, la prédiction et les différents scénarios de développement.

CHAPITRE :

IV

History Matching et
scénarios

IV.1 Introduction

Une fois le modèle construit, son initialisation permettra d'améliorer la connaissance du comportement du gisement puisqu'on doit simuler son historique de production. Cette phase est appelé calage de l'historique. Au cours de cette étape on doit déterminer les valeurs des paramètres qui permettent de caler les résultats du modèle numérique avec les résultats réel, et après faire de prévision de production et des différents scénarios.

IV.2 Estimation des réserves en place :

IV.2.1 Généralités :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile et /ou de gaz contenus dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés « réserves en place » ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément nommés de nos jours :

- Quantités en place.
- Volume de fluide en place : huile et de gaz en place.
- Accumulations

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « réserves » employé par les Anglo-Saxons notamment, et qui signifie « réserves récupérables », c'est à dire les quantités d'huile et/ ou de gaz qui seront produites pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, les quels sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs.

IV.2.2 Les différentes catégories des quantités en place :

Les quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Lorsqu'un gisement a été découvert, un premier calcul rapide est fait pour estimer l'ordre de grandeur du volume d'hydrocarbures en place. Les données étant peu nombreuses à partir d'un seul forage, elles ne pourront fournir qu'une première évaluation très grossière. Cette estimation sera reprise lorsque tous les résultats faisant suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétrophysiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique.

Les premières et / ou les deuxièmes estimations vont permettre la prise de décision de forer un ou plusieurs autres puits d'extension, lesquels auront pour premier but de préciser la connaissance générale du gisement et ensuite de participer si possible à la production.

Enfin, le développement du gisement commencé, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins continue tout au long de la vie du gisement sous forme de correction et l'estimation des accumulations ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ.

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Il faut préciser qu'à l'échelle d'un bassin, ces notions peuvent être différentes : notion d'accumulations espérées à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus.

Ces trois catégories sont :

- **Quantités en place prouvées** : considérées comme certaines zones traversées par des puits notamment.
- **Quantités en place probables** : les données structurales, des interprétations des diagraphies et de pression permettent de considérer des zones comme imprégnées, mais sans certitude complète.
- **Quantités en place possibles** : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.

Les forages supplémentaires vont affiner l'image du réservoir, préciser le (ou les) interface (s) et les valeurs des quantités en place prouvées vont se rapprocher au fur et à mesure des quantités réelles.

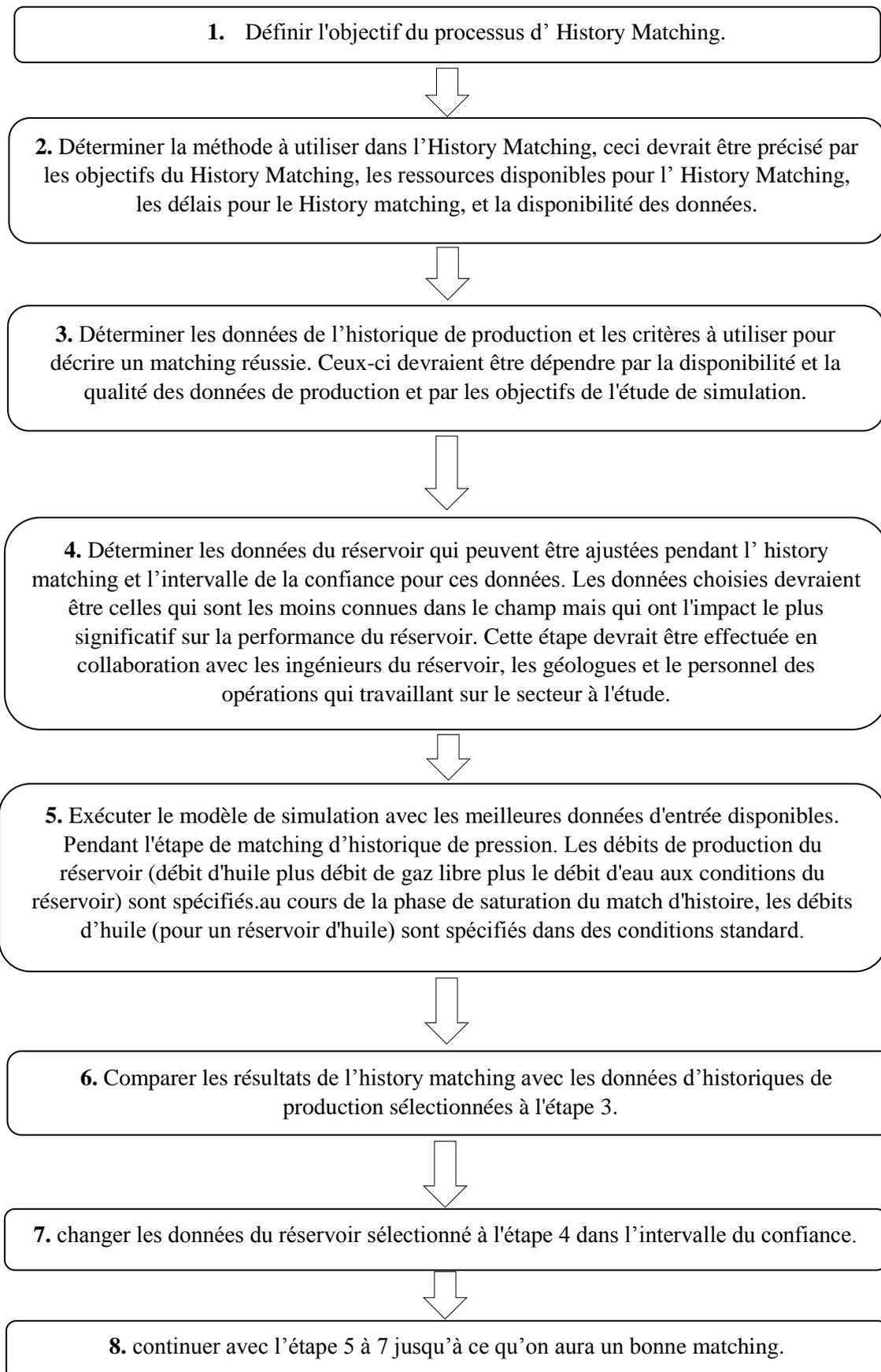
IV.2.3 Calcul des quantités en place :

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- Les méthodes volumétriques, dont il sera question dans ce mémoire
- Les méthodes dynamiques (Bilan Matière et les modèles), ces dernières méthodes ne sont applicables que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

IV.3 History matching

En général, les paramètres observés et calculés sont comparés en faisant des graphiques de pression en fonction du temps, de la production cumulative. D'autres comparaisons peuvent être faites si les données sont disponibles. Elles comprennent, par exemple, des saturations de modèles par rapport aux résultats obtenus des logging de puits. [6]

Procédure générale du History Matching [6]

La pression de gisement est le premier paramètre pétro physique à caler pendant le processus de calage de l'historique. Après une comparaison des pressions du réservoir obtenues lors des essais de puits avec la courbe de pression de gisement donné par rubis, après le running de la simulation. On a trouvé que la pression de gisement n'est pas bien caler sur l'historique du réservoir voir la **Figure 4.1** et aussi le cumulative de production n'a pas donné une valeur similaire.

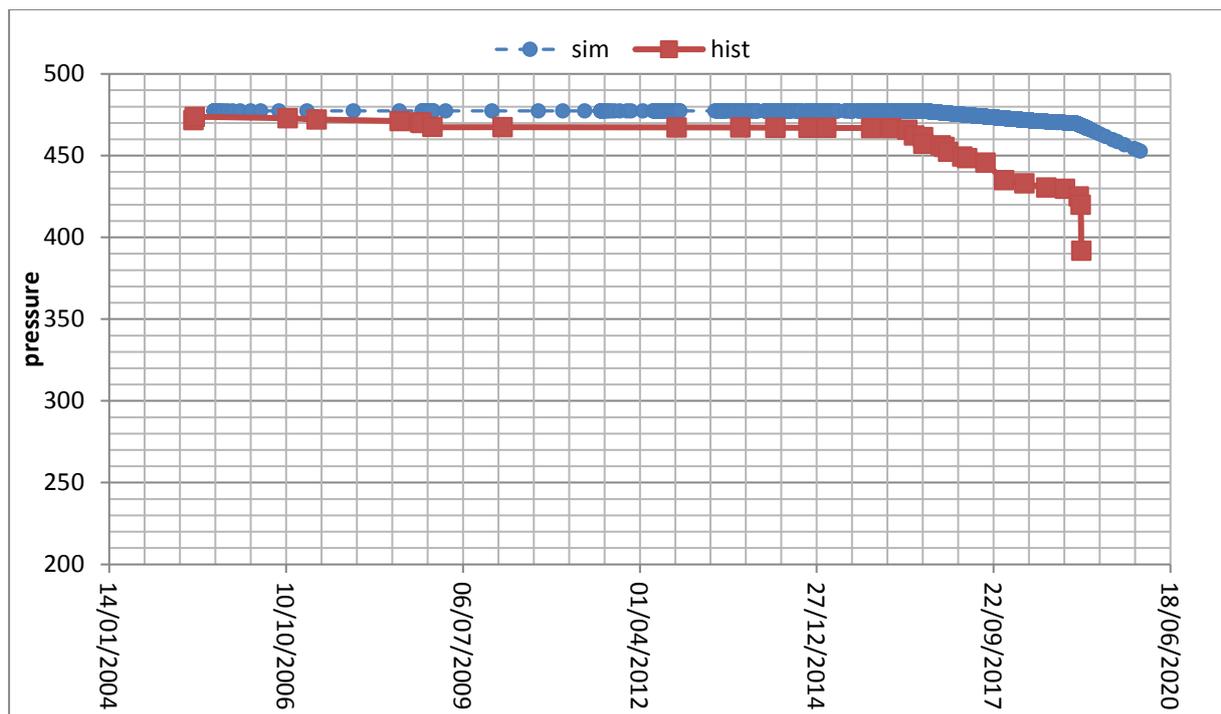


Figure 4.1 : Le calage de pression de gisement de RUBIS avec l'historique réel avant le réajustement.

Pour le matching du modèle et pour obtenir des résultats plus proches, on a procédé à réajuster la taille ou bien la surface du bloc par la diminution ou l'agrandissement de la surface du bloc. Pour le bloc on a obtenu des résultats proches de la réalité par la diminution de sa surface.

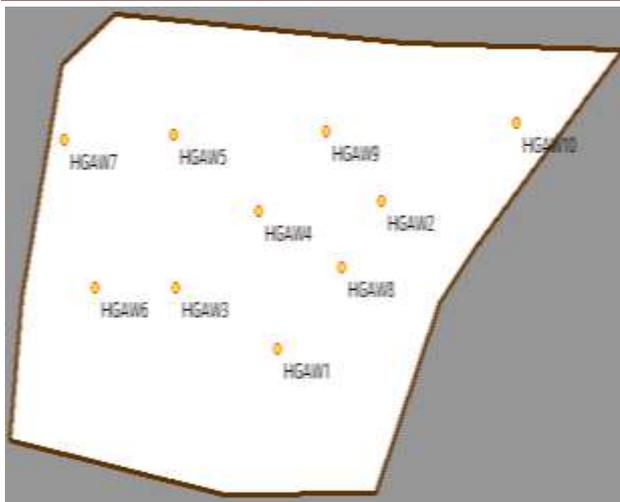


Figure 4.2 : Bloc d'étude basé sur les données OFM

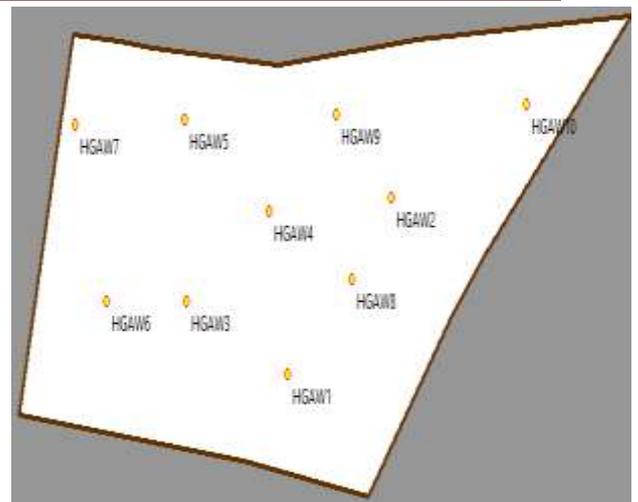


Figure 4.3 : Bloc d'étude réajusté

Le run réalisé avec la modification adoptée a permis d'améliorer le calage de la pression de gisement moyenne du modèle avec celle de la pression de gisement mesuré comme le montre le graphique (Figure 4.4). Les réserves volumétriques obtenues après la modification du bloc sont 21.406MM m³ et la pression de gisement chute jusqu'à 400 bar.

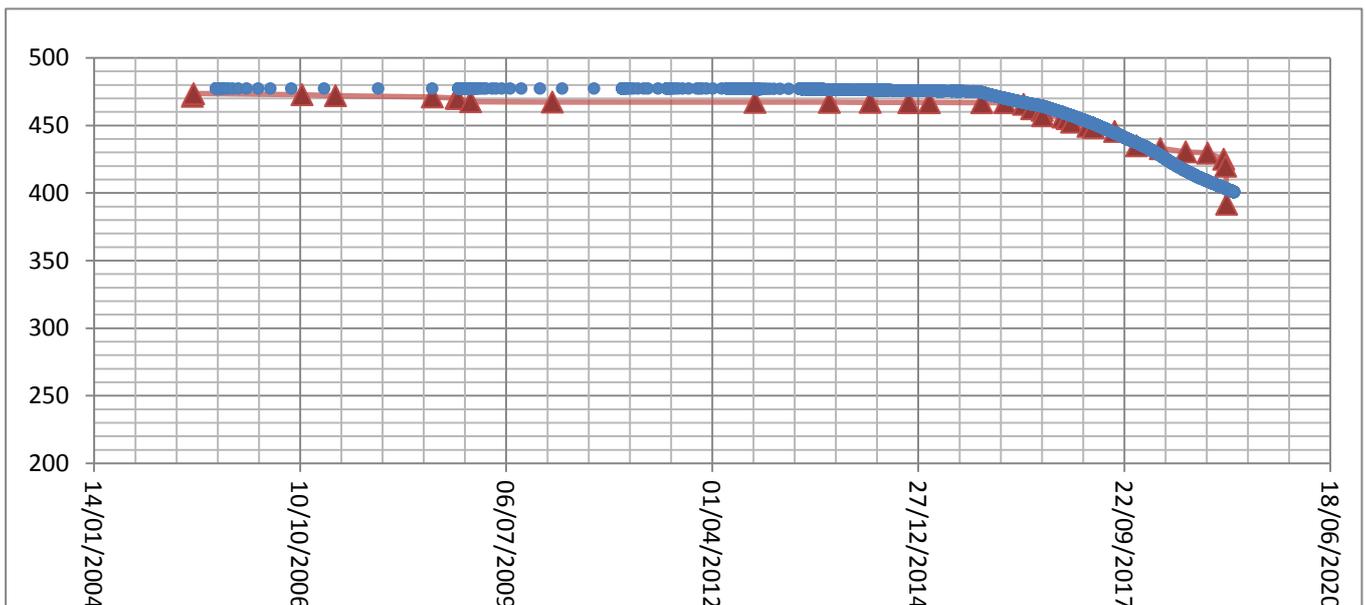


Figure 4.4 : Le calage de pression de gisement de RUBIS avec l'historique réel.

Puisque la précision de l'history matching dépend de la qualité du modèle de réservoir et de la qualité et de la quantité des données de pression et de production, comparant aussi les résultats du Rubis et les résultats réels de la production représenté dans la figure 4.5. On remarque une petite différence entre les résultats :

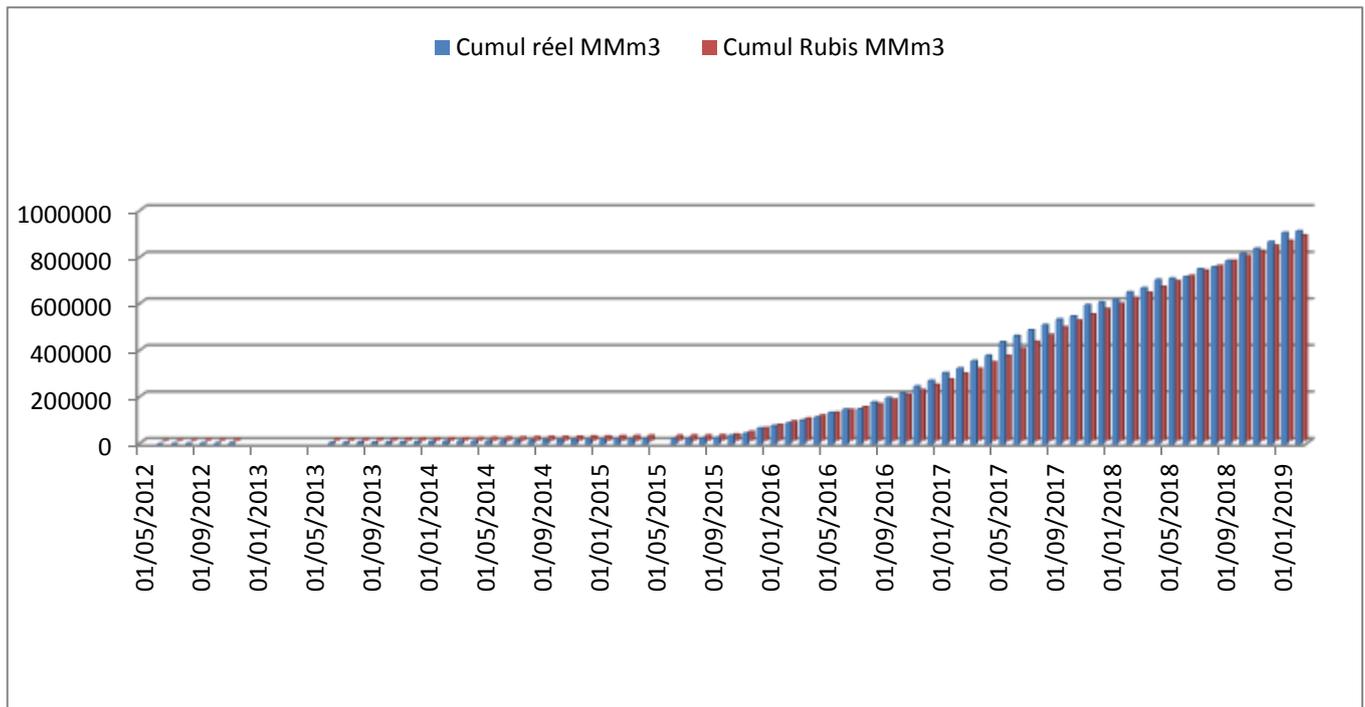


Figure 4.5 : Comparaison du cumul de production de RUBIS et le cumul réel.

Les graphes suivants représentent les débits d’huile, de gaz et d’eau mesurés pendant l’historique de production et les débits obtenus par Rubis pour les puits HGAW3 et HGAW7.

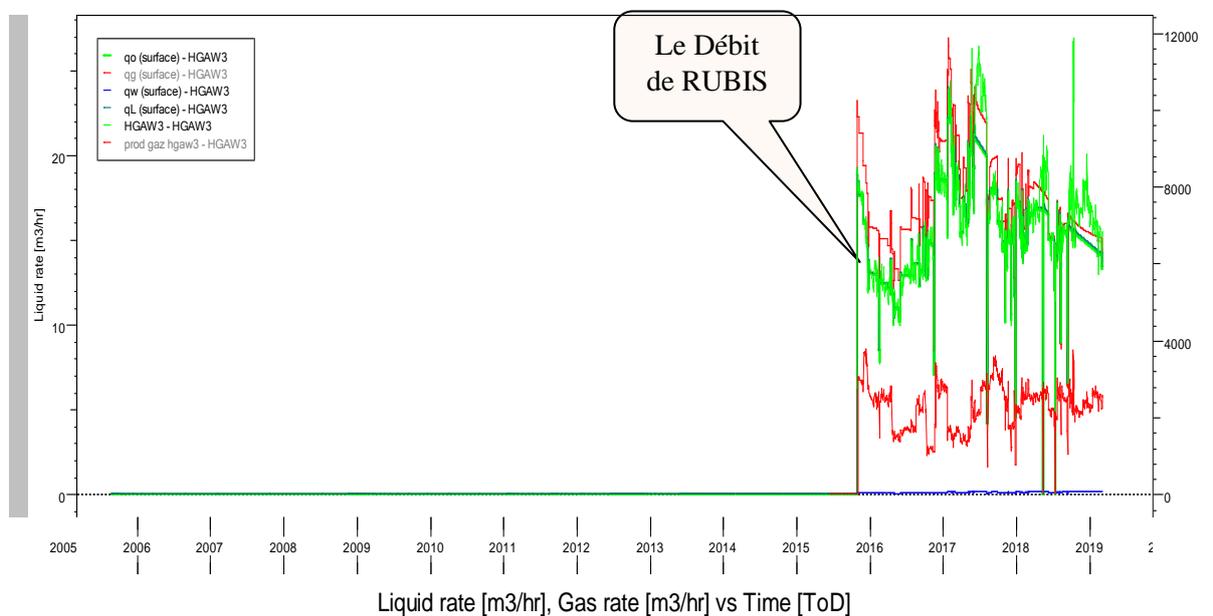


Figure 4.6: Les débits du puits HGAW3

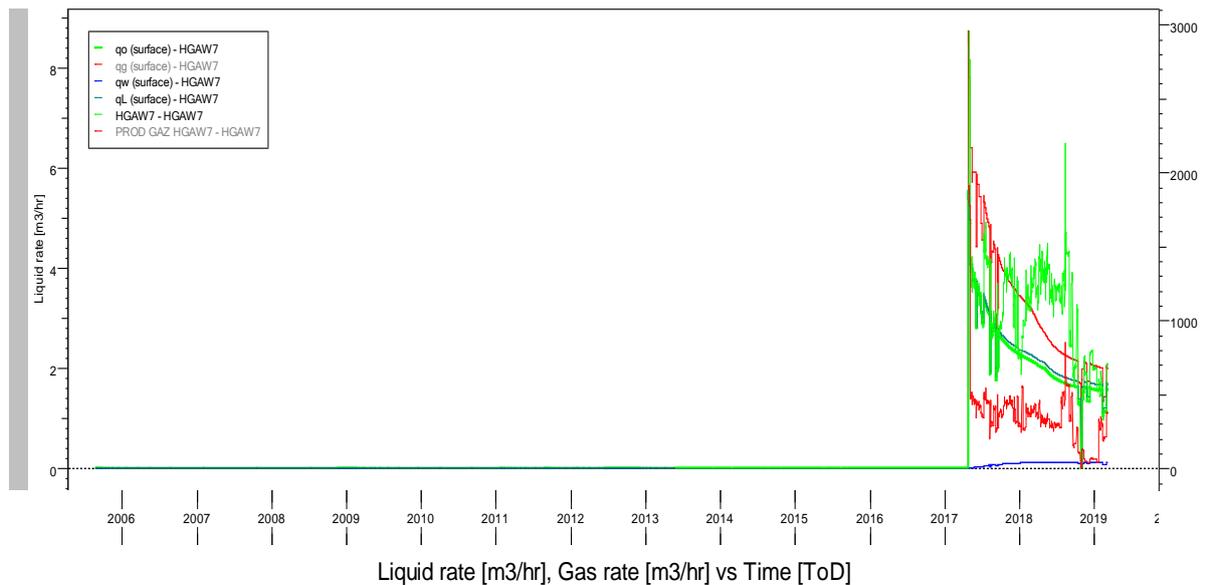


Figure 4.7 : Les débits du puits HGAW7.

D'après ces graphes, on constate que les débits d'huile pour la majorité des puits sont bien matchés et on remarque une production d'eau et c'est le problème du bloc la majorité des puits ramènent de l'eau durant leurs production.

Durant tout l'historique de production la pression du réservoir est nettement supérieure à la pression de bulle $P_b = 143 \text{ kg/cm}^2$ (140bar) (dans Rubis, le GOR est considéré constant).

A ce moment-là le modèle est prêt, on peut l'utiliser pour simuler le comportement futur du réservoir avec un degré de confiance plus élevé.

IV.4 Prevision future et scenarios

IV.4.1 Prédiction de l'état actuel jusqu'à le 2029

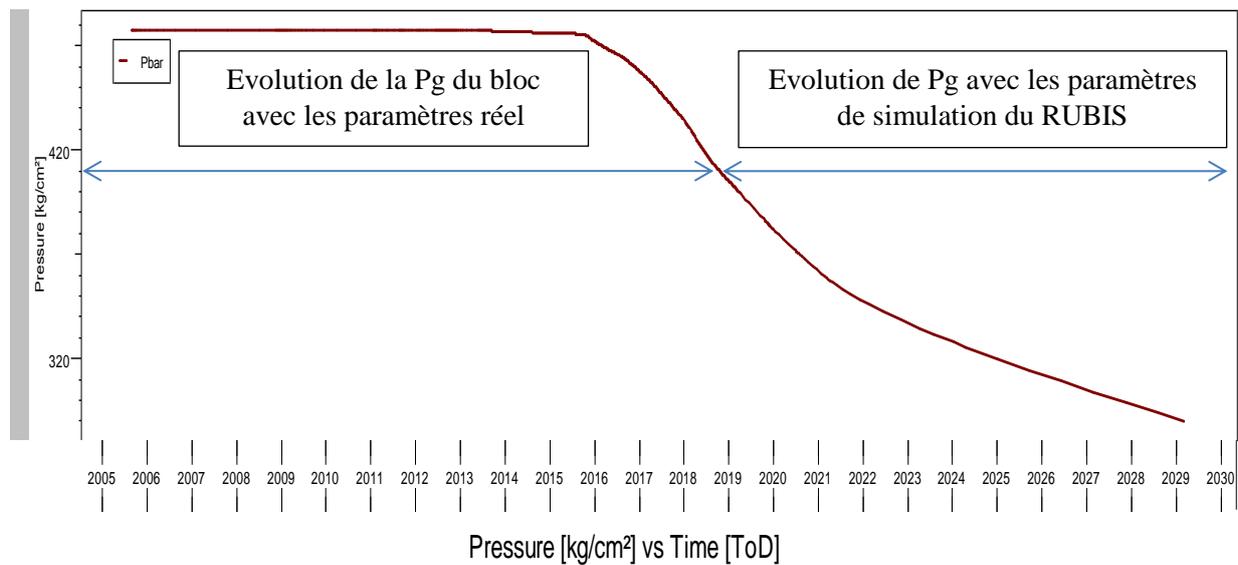
Après avoir bien matché et caler la pression du gisement on procède à la prédiction du cas de base. La prédiction de base est une prévision supposant que les conditions de fonctionnement existante ne change pas pendant la durée de la prévision.

La prédiction doit être simulée à partir du cas réel du bloc à partir de laquelle on peut comparer les changements dans les performances du bloc résultant dans les conditions d'exploitation existantes.

Les résultats des prévisions du cas de base (jusqu'au 2029) sur les débits des puits, la production totale de gisement, la pression de gisement et le taux de récupération sont représentés dans le tableau et les graphes suivant :

Tableau 4.1 : résultats de l'état actuel du bloc en 2019 donnée par RUBIS

Années	STOIP MMm ³	Cumul oil MMm ³	Facteur de récupération	Pression de gisement moyenne Kg/cm ²	Débit de l'huile moyenne m ³ /hr	Cumul d'eau MMm ³
2019	21.4066	2.3774	0.040	400	29.85	0.151
2029	19.92	2.36	0.106	290	9.87	0.457

**Figure 4.8** : La variation de la pression du gisement moyenne en fonction de temps.

La déplétion naturelle de la pression de gisement par son énergie naturelle sera atteinte à la fin de l'année 2029 avec une valeur moyenne de 290 kg/cm² (284bar) supérieure à la pression de bulle (Pb =143 kg/cm²).

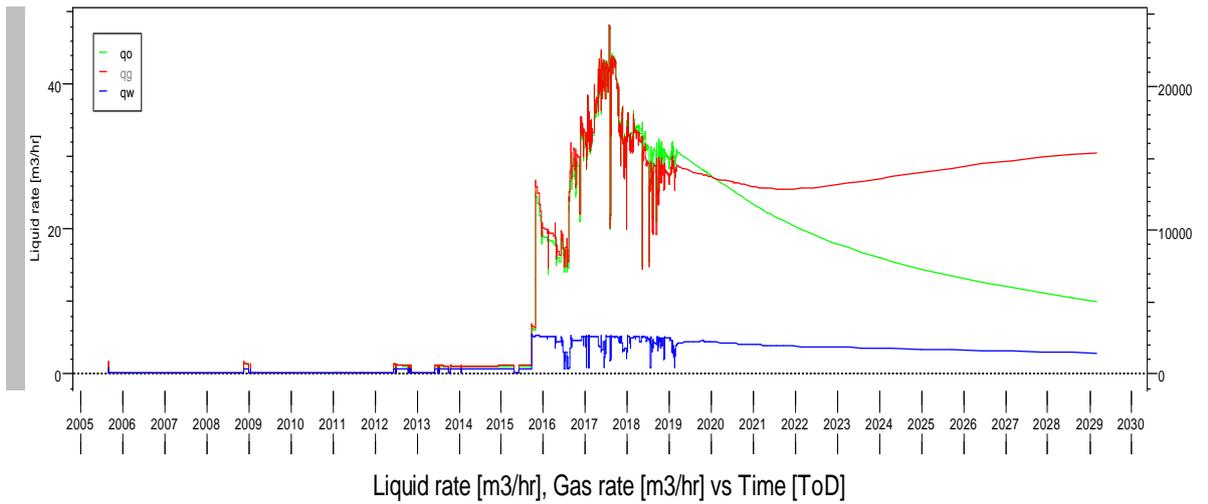


Figure 4.9 : Variation de la production en fonction de temps.

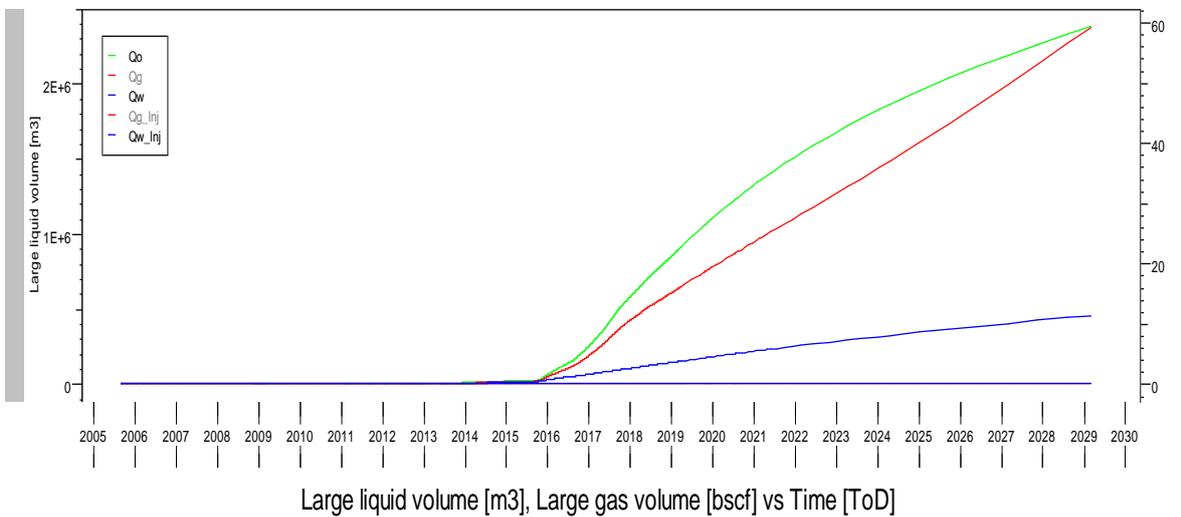


Figure 4.10 : Variation du cumul de la production en fonction de temps.

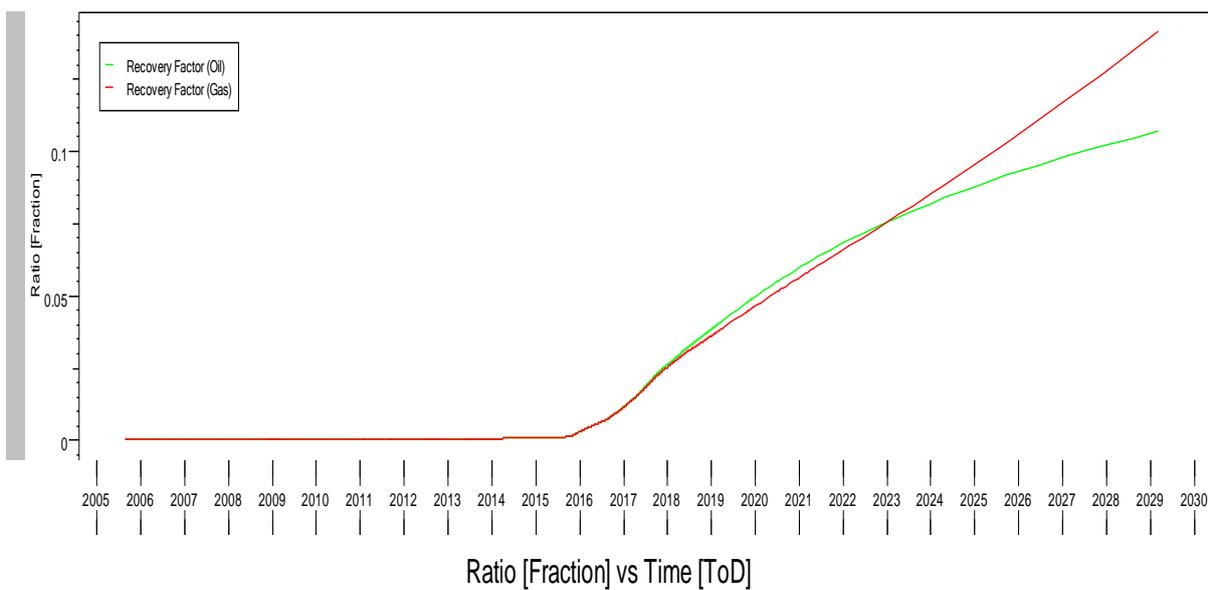


Figure 4.11 : Variation du facteur de récupération en fonction de temps.

Le taux de récupération d'huile jusqu'au 2029 avec l'énergie naturelle de gisement est de 10.1% (par rapport aux réserves volumétriques) et un cumul de production d'huile de 2.376 MMm³ avec production d'eau de 0.457MMm³.

Exemple de puits HGAW2 :

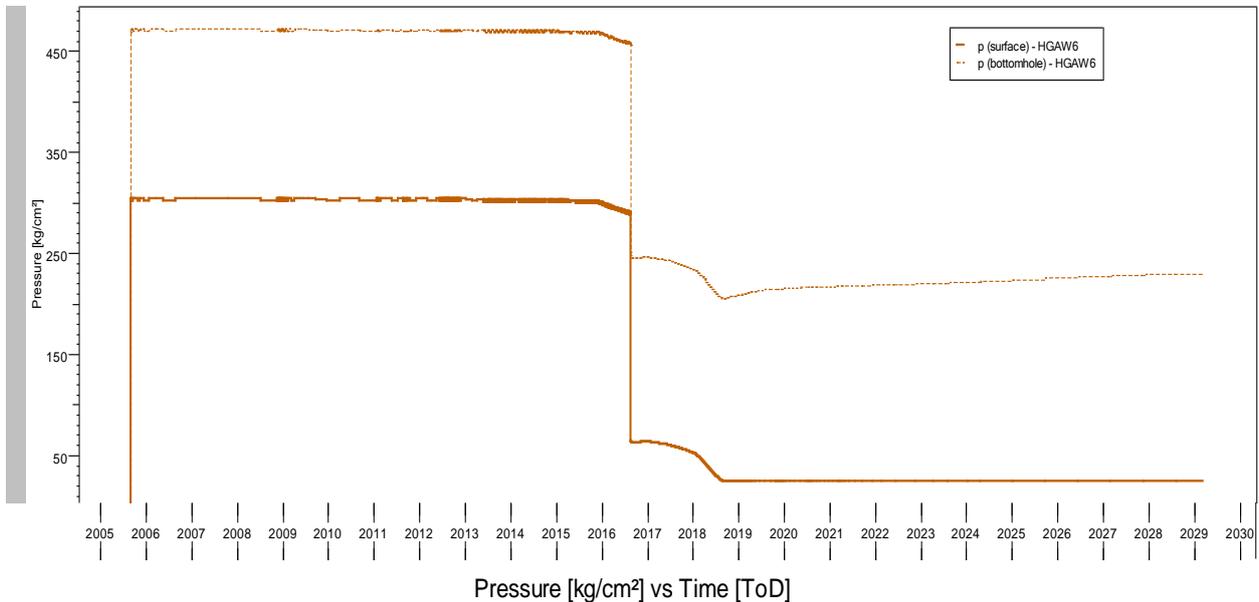


Figure 4.12 : Evaluation de pression de gisement et pression de tête en fonction du temps du puits HGAW2.

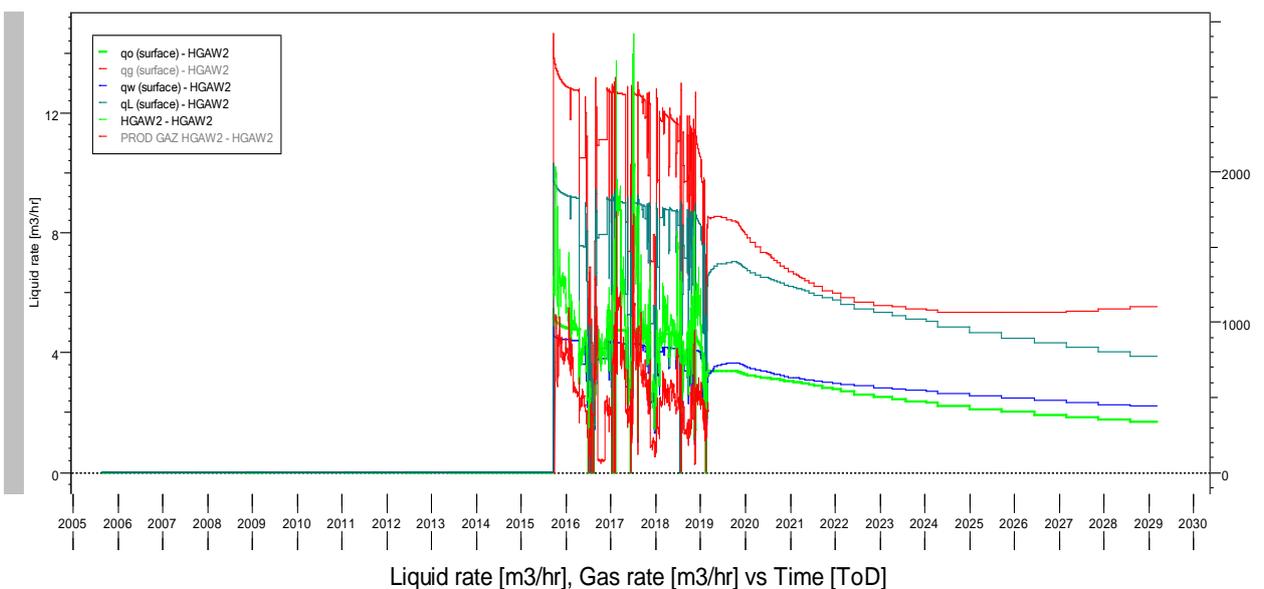


Figure 4.13 : Evaluation des débits du liquide de l'HGAW2 en fonction du temps.

D'après les résultats de la prédiction sur l'état actuel du puits HGAW2 on observe une chute remarquable du potentiel du puits avec production d'eau de 4m³/h.

IV.4.2 Scénarios de développement proposes:

D'après les résultats de prédiction de l'état actuel du bloc qui a montré une production d'eau et une chute de production d'huile, on procède à l'élaboration des scénarios de développement sur ce bloc par différentes propositions.

Dans le but d'obtenir un plan de développement et améliorer la production du bloc, on a proposé quatre scénarios :

Scénario 1 : Fermetures des bas perfos qui probablement ramènent de l'eau (au moins 20m au-dessus de plan d'eau actuel).

Scénario 2 : Ajout des perfos complémentaires dans le cambrien.

Scénario 3 : Perforation des quartzites el hamra + la fermeture des bas perfos.

Scénario 4 : conversion de puits en short radius.

1-Scénarios sur les perforations

a. Fermetures des bas perfos qui ramènent probablement de l'eau :

Avec un plan d'eau actif et des perfos proches de WOC et a partir du PLT effectué sur le puits HGAW3 qui a montré que les basses perfos contribue à la production d'eau on a décidé de fermer ces perfos au moins 20mètres au-dessus du plan (par exemple poser un bouchant de ciment) et laisser les perfos existants loin du plan d'eau sachant que WOC est à 3372m

Tableau 4.2 : Les perforations des puits réel et les pérfos suggéré pour le scénario

Les puits	Les bas perfos avant	Les bas perfos suggéré
HGAW1	3305.71 - 3366.09	3305.71 - 3335
HGAW2	3327.48 - 3373.18	3327.48 - 3347.54
HGAW3	3313.76 - 3355.76	3154.28 - 3345.76
HGAW4	3327.58 - 3360.58	3327.58 - 3350.08
HGAW5	3305.85 - 3347.9	3305.85 - 3347.9
HGAW6	3348.49 - 3369.51	3349.53 - 3352.53
HGAW7	3327.75 - 3355.42	3327.75 - 3352.42
HGAW8	3325.54 - 3359.91	3325.54 - 3350.14
HGAW9	3332.94 - 3364.27	3332.94 - 3352.4
HGAW10	3177.08 - 3186.16	3325.08 - 3352.31

Ces perfos ont été choisis après une interprétation des diagraphies et des élans pour pouvoir exploiter tout l'ensemble du réservoir.

b. Ajout des perfos complémentaires dans le cambrien:

Le Cambrien «Ri-Ra» présente des valeurs pétrophysiques meilleures et puisque son épaisseur est importante on ajoute des perforations supplémentaires dans le but d'améliorer la production. On garde les perfos de la partie basse au-dessus du plan d'eau fermé et on perfore dans le cambrien les zones qu'on trouve selon les diagraphies (résistivité-GR-sonique....) contiennent des HC.

c. Perforation des quartzites el hamra + la fermeture des bas perfos :

L'hétérogénéité des réservoirs Cambro-Ordoviciens (Ri, Ra et QH), implique automatiquement une grande variation des caractéristiques pétrophysiques, afin de mieux cerner ces variations. Le potentiel productif des Quartzites de Hamra a été prouvé par le forage du second puits HGA. Un échantillon de 100% d'huile a été prélevé dans les QH qui pourront être exploitées et faire l'objet d'un objectif secondaire dans le champ HGAW, c'est la raison pour laquelle on a suggéré de perfore dans cette zone.

Tableau 4.3 : Les perforations des puits suggéré dans le QH pour le scénario.

Les puits	Les perfos suggérés dans QH
HGAW1	3174 - 3227
HGAW2	3170 - 3219
HGAW3	3154.28 - 3192.76
HGAW4	3174 - 3199
HGAW5	3168 - 3223
HGAW6	3171 - 3230
HGAW7	3173 - 3228
HGAW8	3170 - 3227
HGAW9	3162 - 3215
HGAW10	3177.08 - 3186.16

2-Scénario de conversion des puits :

d. conversion de puits en Short Radius :

Vu les résultats combinés aux interprétations diagraphie, les puits révèlent des caractéristiques de bonne qualité et au risque de les perdre, il a été suggéré de reprendre les puits en short radius afin d'y remédier et d'optimiser les puits.

Les critères du choix des puits candidats pour les convertir en SR :

- ❖ Les puits doivent être situés à l'intérieur du bloc.
- ❖ Des propriétés pétro-physique acceptable et nécessaires.
- ❖ Prendre en considération les cartes iso-porosité, iso-perméabilité, iso-saturation.

Et pour cette étude on a choisi 3 puits pour les convertir en short radius :

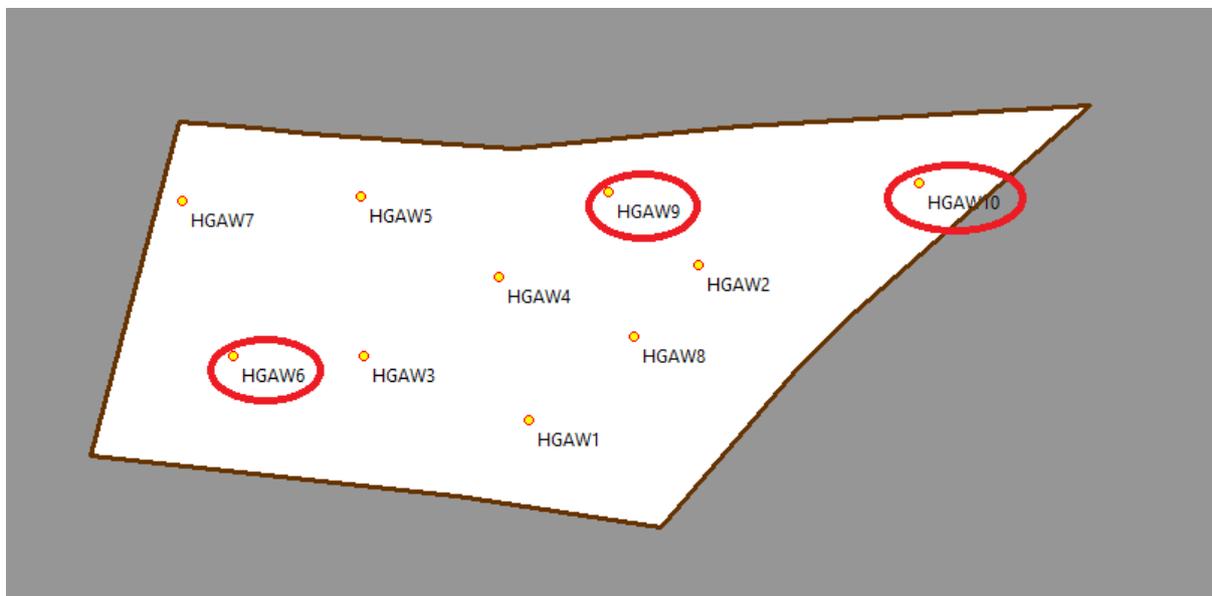


Figure 4.14 : Positionnement des puits convertie en short radius.

Tableau 4.4 : Paramètres des puits Short Radius

Les puits SR	Azimuth	Longueur du puits
HGAW6	320	350
HGAW9	315	421.618
HGAW10	329.5	408

Le choix de ces paramètres a été basé sur les données géologiques et pétro-physiques

IV.4.3. Scénarios effectués et résultats :

Les scénarios qu'on a choisis pour le développement du bloc sont montrés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4.5 : Scénarios de développement

Scénario	Type de scénario
Scenario 1	Fermetures des bas perfos qui probablement ramènent de l'eau
Scenario2	Ajout des perfos complémentaires dans le cambrien
Scenario 3	Perforation des quartzites el hamra + la fermeture des bas perfos
Scenario 4	conversion de puits en short radius

Résultats du scénario 1

Après la fermeture des perfos les plus bases on obtient les résultats suivants :

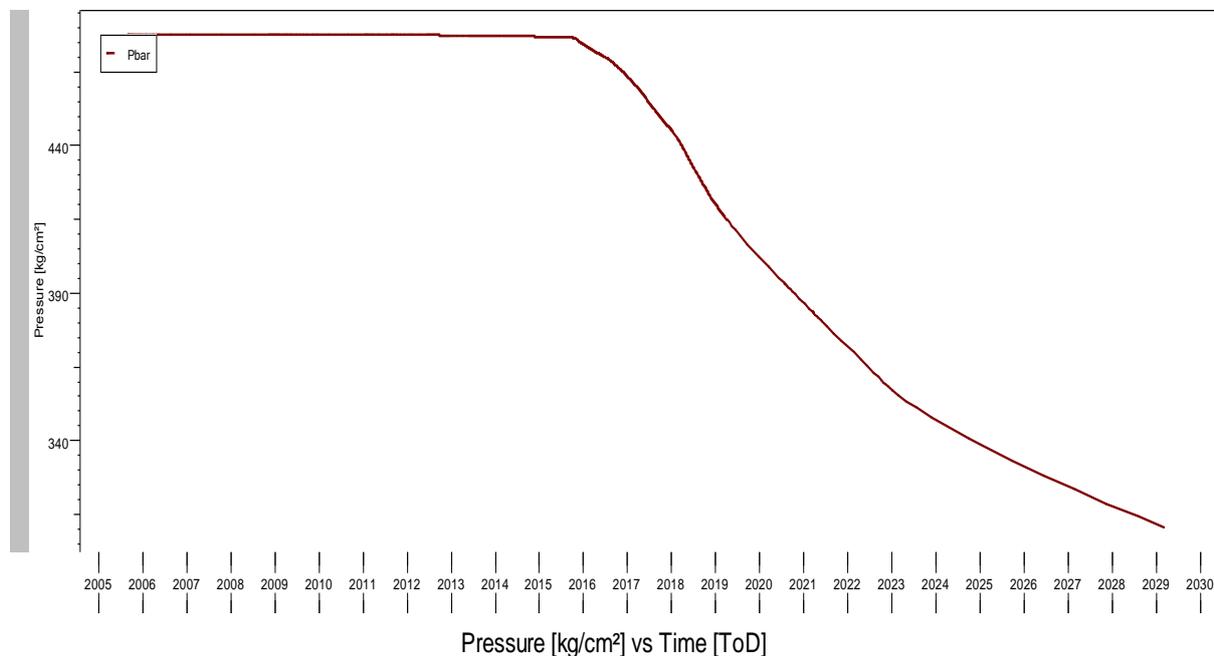


Figure 4.15.a : Evolution de pression de gisement moyenne avec le temps.

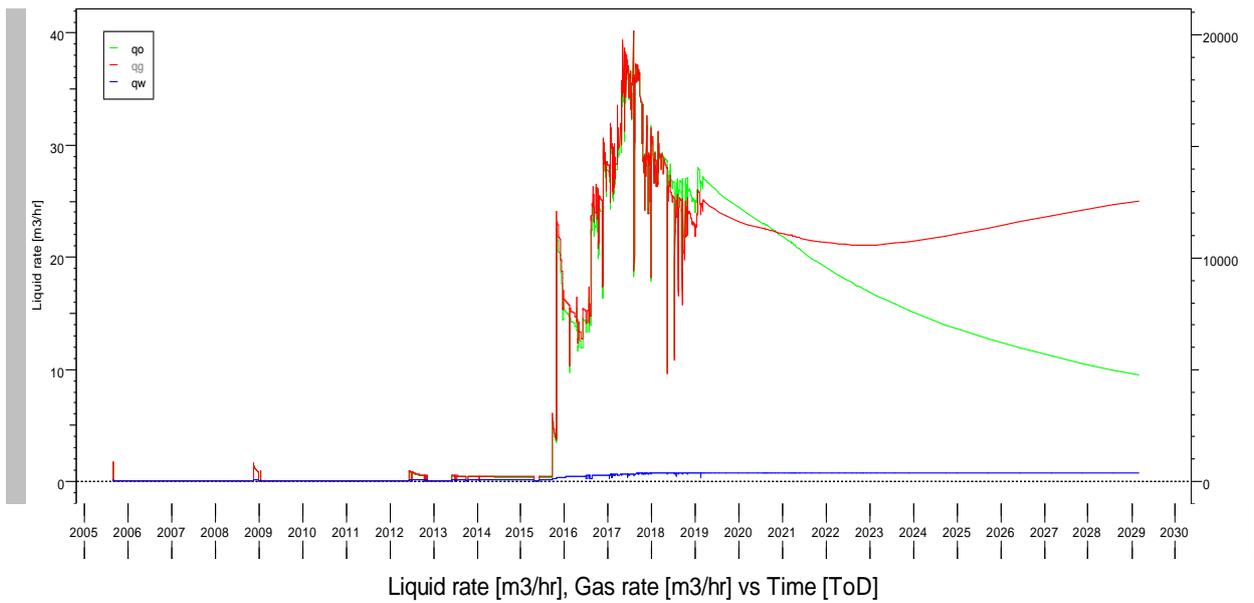


Figure 4.15.b : Evolution de débit total de production avec le temps.

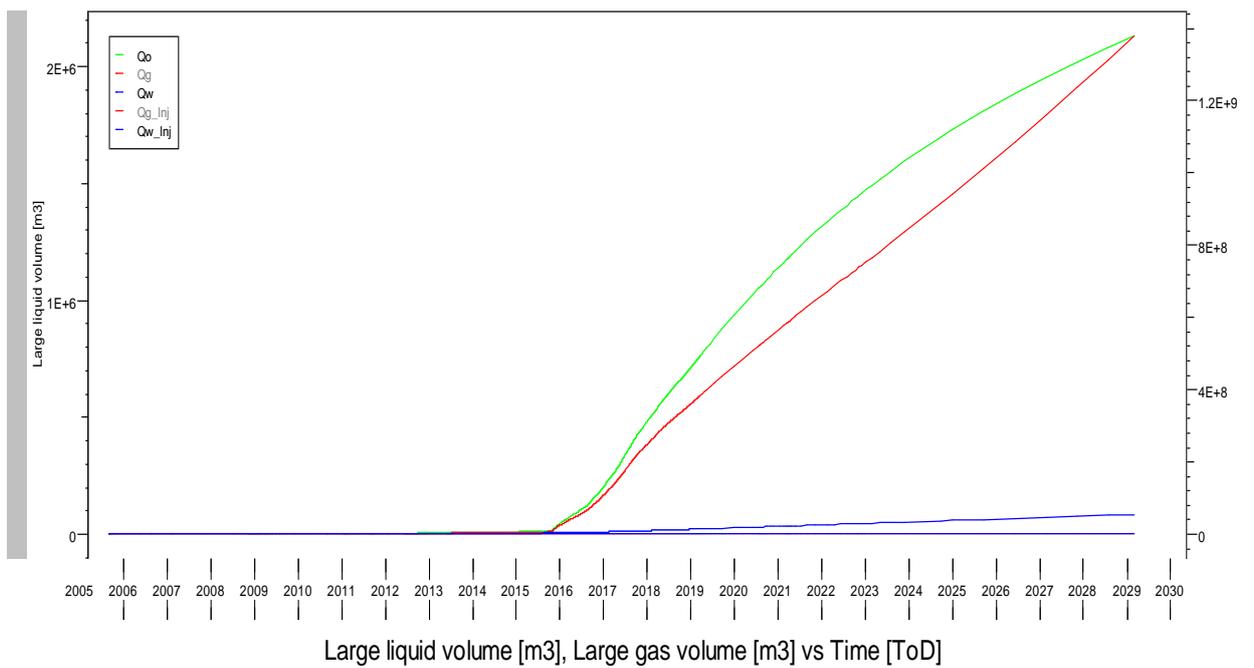


Figure 4.15.c : Evolution de cumule de l'huile produits avec le temps.

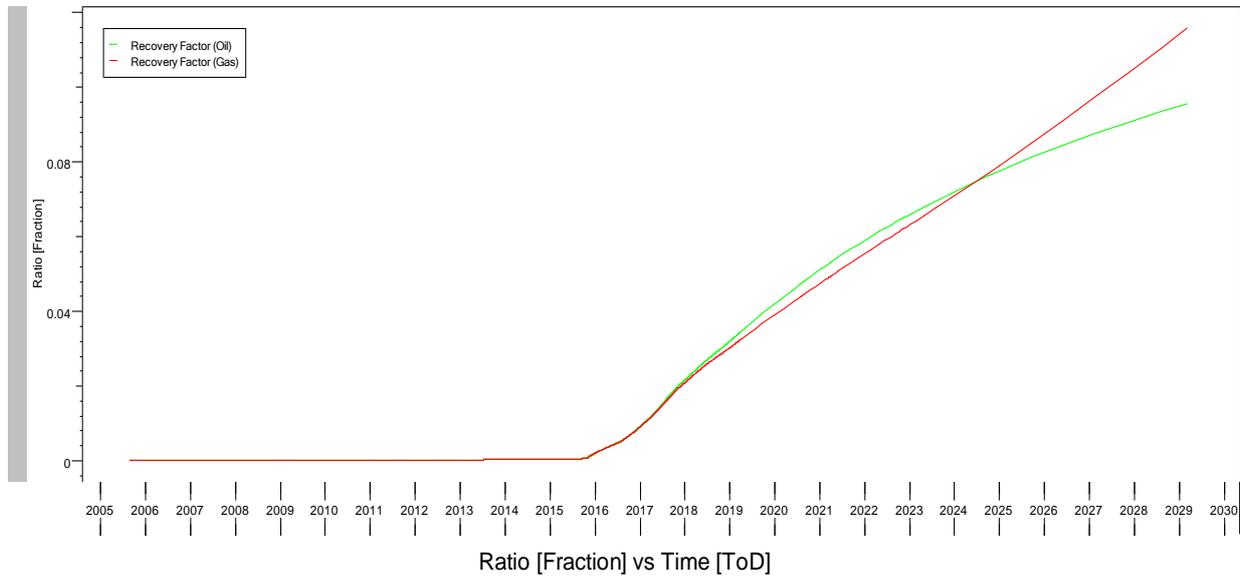


Figure 4.15.d : Evolution du facteur de récupération d'huile avec le temps.

Interprétation des résultats :

Dans le premier scénario de fermetures des bas perfos qui probablement ramènent de l'eau, la fermeture apparaît à la fin de l'année 2019 avec une pression qui atteint 413 kg/m^2 (405bar) et qui atteint 310 kg/m^2 (304bar) en 2029, on remarque une augmentation des réserves à 20MMm^3 et une diminution dans la production d'eau qui est de $0.84 \text{ m}^3/\text{h}$.

Les autres paramètres telle que le cumul et le taux de production sont presque les même que dans le cas de base.

Résultats du Scénario2 :

Les résultats de l'ajout des perforations dans le cambrien ont donné les résultats suivants :

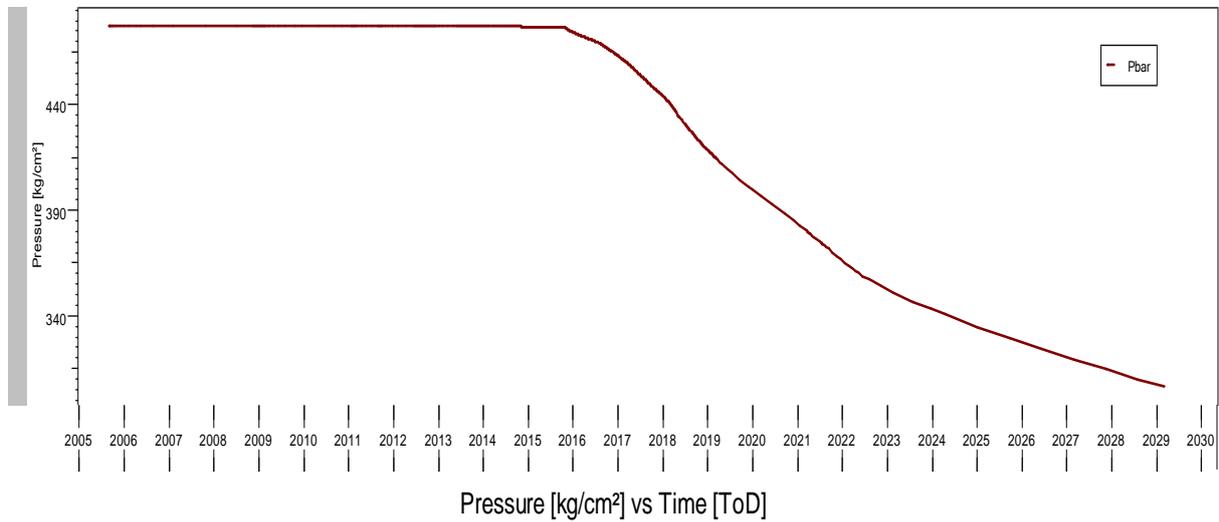


Figure 4.16.a : Evolution de la pression de gisement moyenne avec le temps

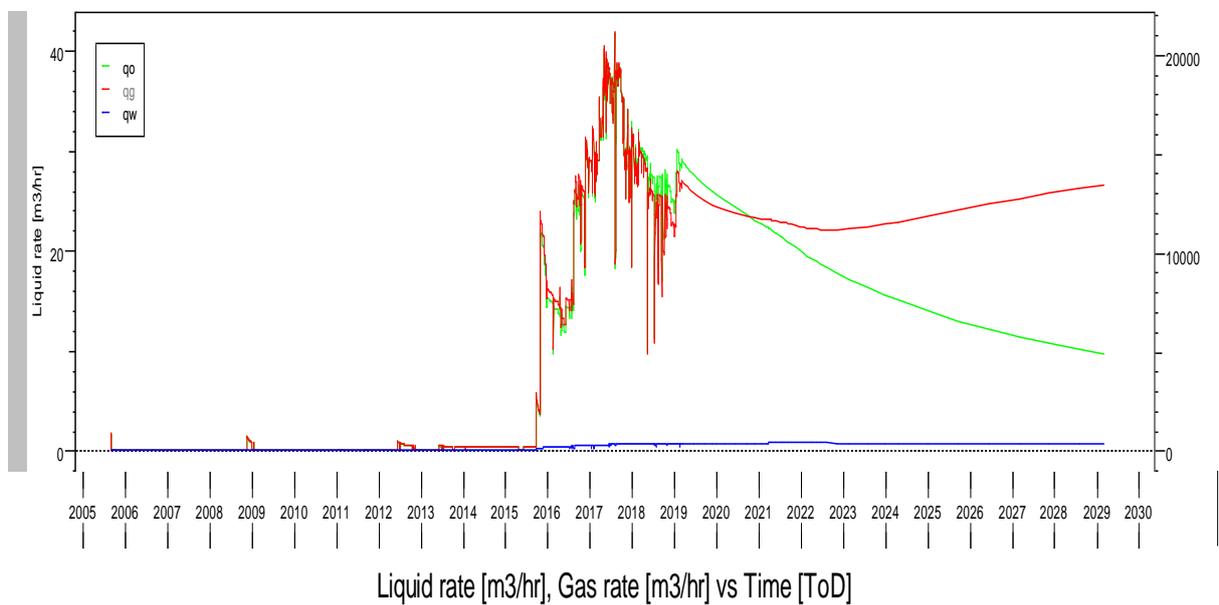


Figure 4.16.b : Evolution du débit total de production avec le temps.

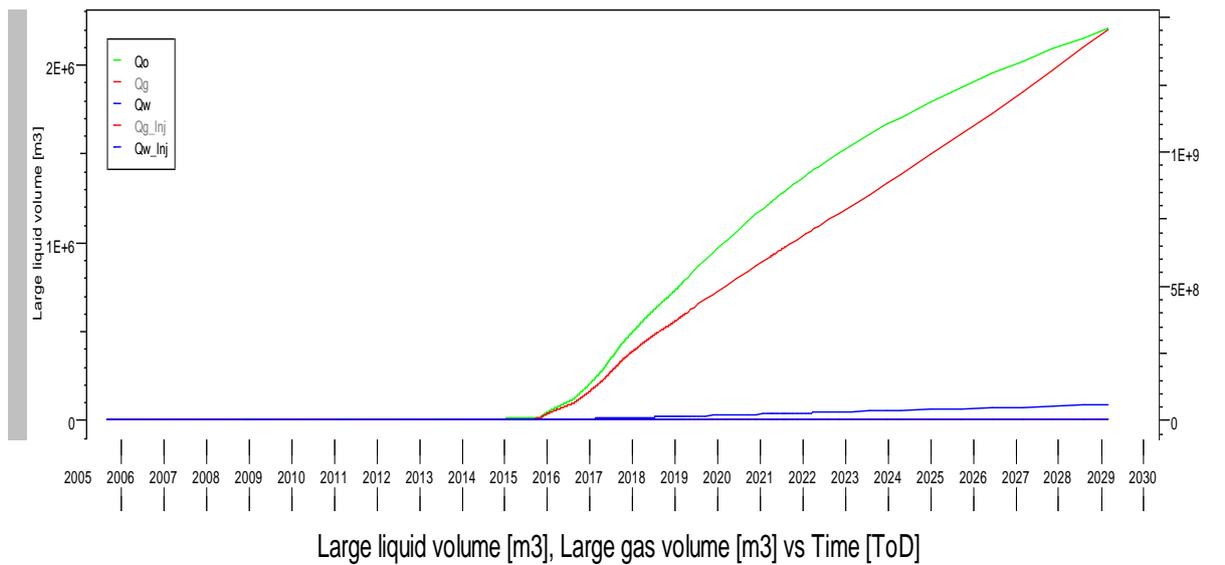


Figure 4.16.c : Evolution de cumule de l’huile produits avec le temps.

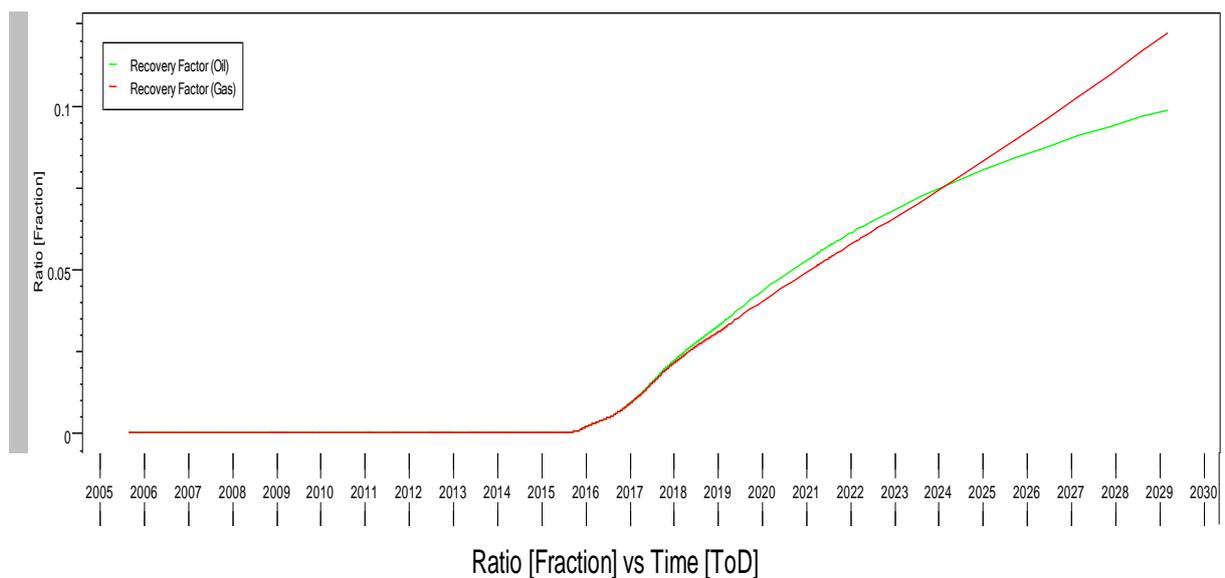


Figure 4.16.d : Evolution de facteur de récupération de l’huile avec le temps.

Interprétation des résultats :

Dans ce scénario, l’effet de l’ajout des perfos apparait à la fin de l’année 2019 avec une pression qui atteint 414 kg/cm² (406bar) et qui atteint 306 kg/cm² (300bar) en 2029, on remarque une augmentation du taux de production jusqu’à 0.98 et des réserves 22.29MMm³ avec un débit moyen de 9.829m³/h.

Résultats du Scénario 3 :

Perforation des puits dans la zone des Quartzites de Hamra a donné ces résultats :

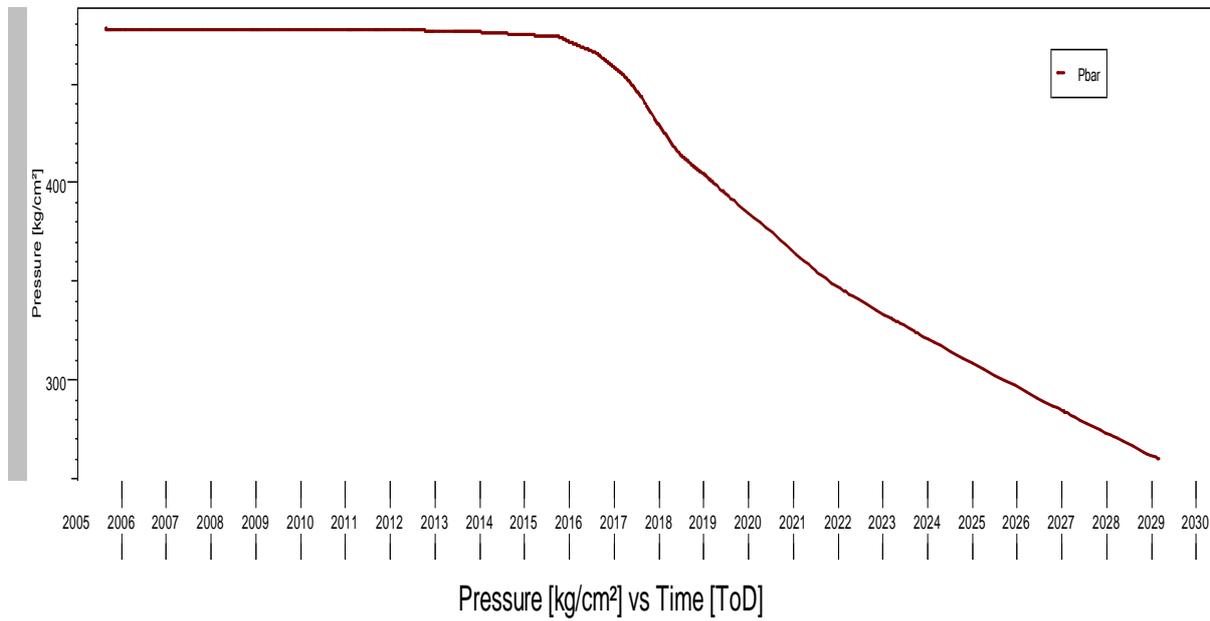


Figure 4.17.a : Evolution de la pression de gisement moyenne avec le temps

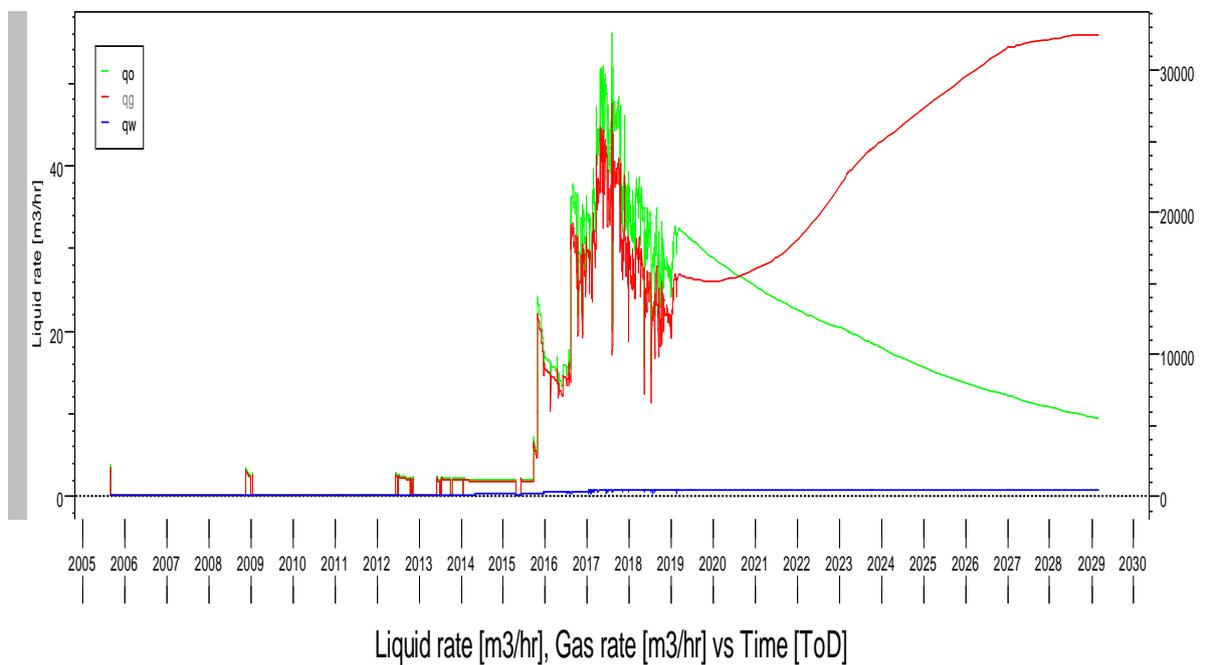


Figure 4.17.b : Evolution du débit total de production avec le temps.

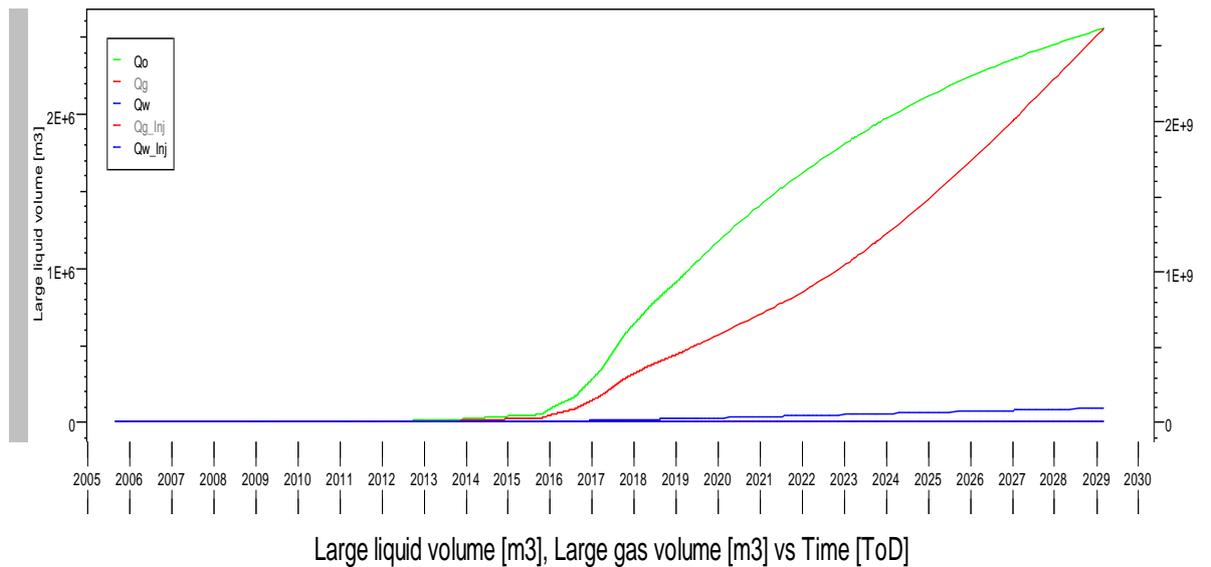


Figure 4.17.c : Evolution de cumule de l’huile produits avec le temps.

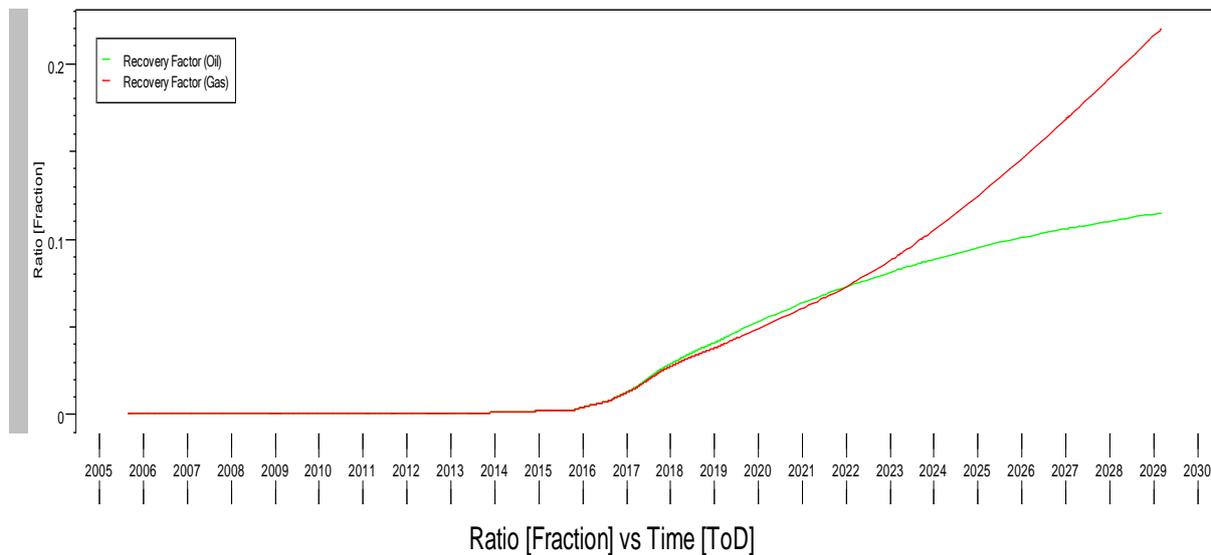


Figure 4.17.d : Evolution de facteur de récupération de l’huile avec le temps.

Interprétation des résultats :

Dans ce scénario on a des perfos dans la zone de QH et dans le cambrien ou on garde les même perfos du scénario 1 pour éviter le plan d’eau, la pression de gisement en 2019 est de 400 kg/cm² (392bar), mais elle chute jusqu’à 260 kg/cm² (254bar) en 2029. On remarque une augmentation dans le cumul de 2.546MMm³ et le taux de production jusqu’à 0.11.

a. Résultats scénario 4

Dans ce scénario on a converti les 3 puits HGAW6, HGAW9 et HGAW10 en short radius et on a obtenu ces résultats :

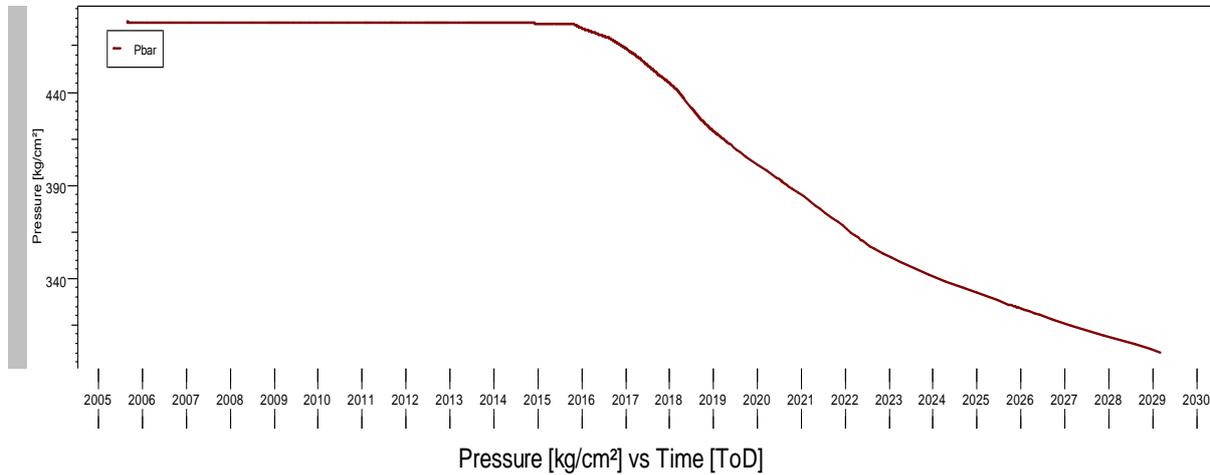


Figure 4.18.a : Evolution de pression de gisement moyenne avec le temps.

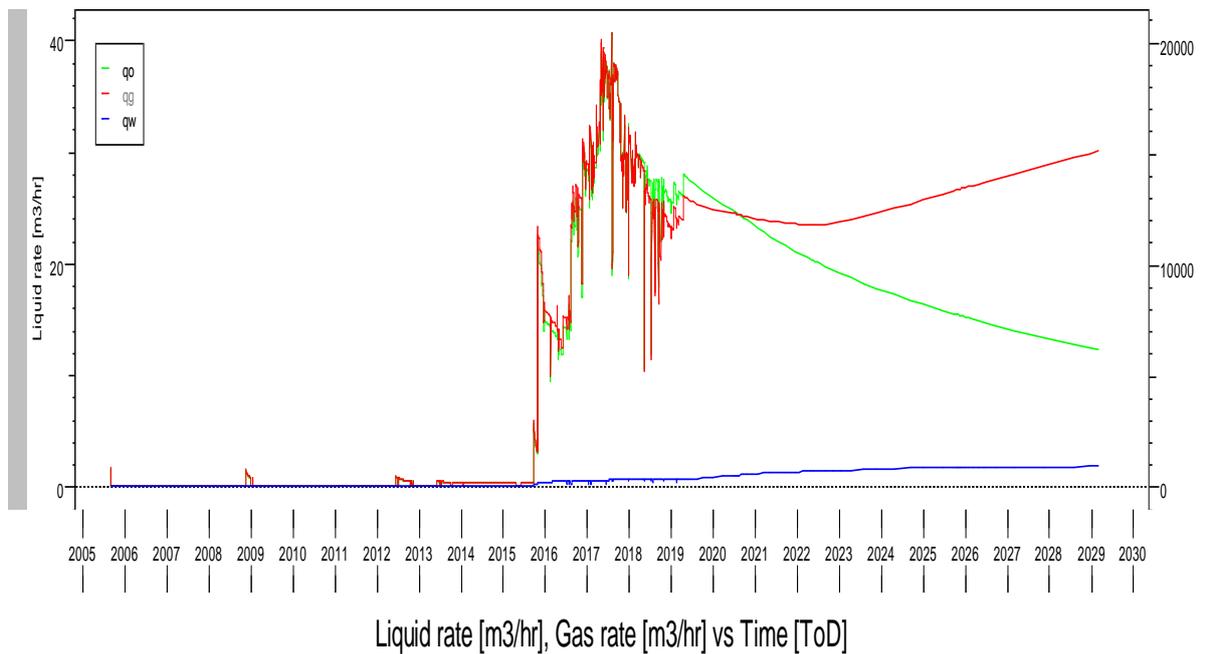


Figure 4.18.b : Evolution de débit total de production avec le temps.

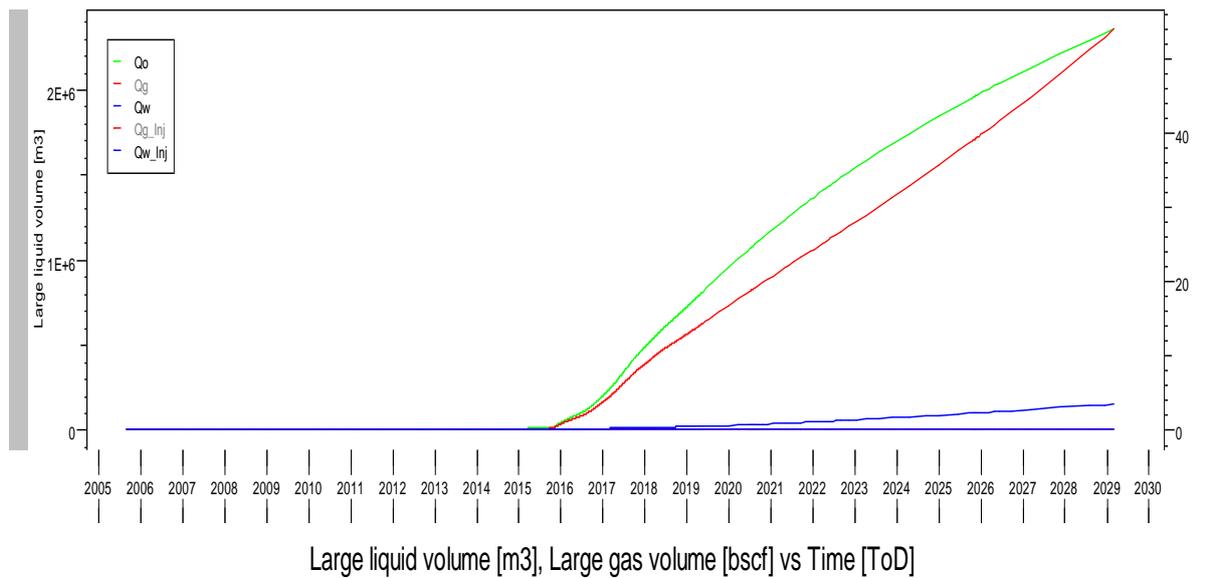


Figure 4.18.c : Evolution de cumule de l'huile produits avec le temps.

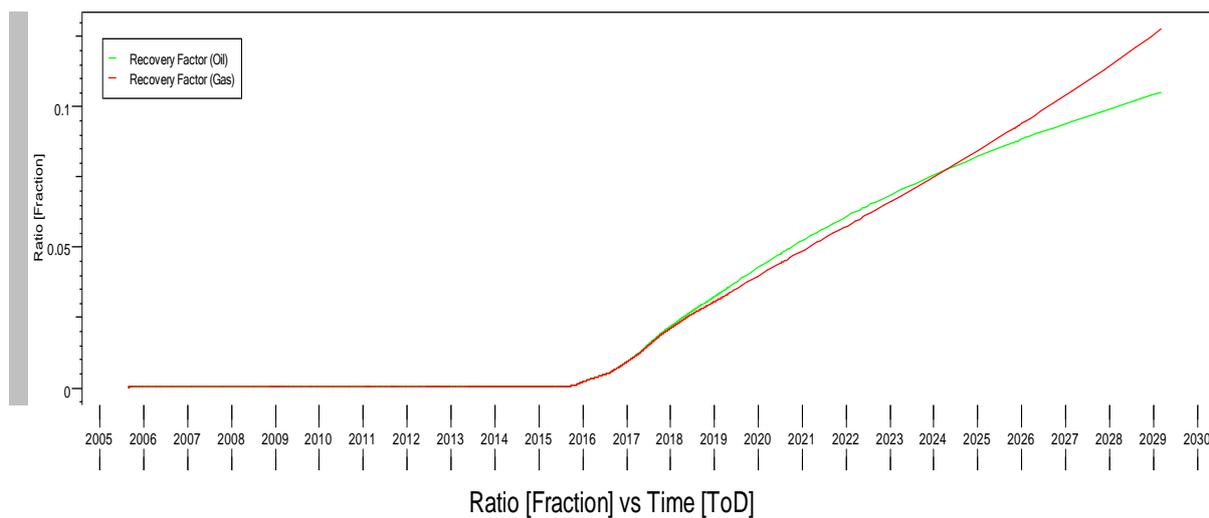


Figure 4.18.d : Evolution de facteur de récupération de l'huile avec le temps.

Interprétation des résultats

Ce 4^{ème} scénario ou on a converti les 3 puits HGAW6, HGAW9 et HGAW10 en SR les résultats montrent une augmentation dans les réserves à 20.094MMm³ et la production d'une valeur de 2.38MMm³ et une augmentation dans le débit moyen jusqu'à 12.20 m³/h, on remarque un maintien de pression ou elle atteint en 2019, 416 kg/m² (408bar) et en 2029 elle atteint 300 kg/m² (294bar).

IV.5. Comparaison des résultats

Les résultats globaux concernant l'évolution de la pression de gisement jusqu'à le 2029, le taux de récupération suivant les quatre scénarios sont résumés dans le tableau récapitulatif suivant :

Tableau 4.6 : Résultats des scénarios.

	STOIP MMm³	Cumul oil MMm³	Facteur de récupération	Pression de gisement moyenne Kg/cm2	Débit de l'huile moyenne m3/hr	Cumul d'eau MMm³
Cas de base	19.92	2.372	0.10	290	9.87	0.457
Scénario 1	20.165	2.13	0.095	310	9.45	0.080
Scénario 2	22.29	2.18	0.098	306	9.829	0.086
Scénario 3	19.737	2.546	0.11	260	9.10	0.089
Scénario 4	20.094	2.38	0.10	300	12.20	0.075

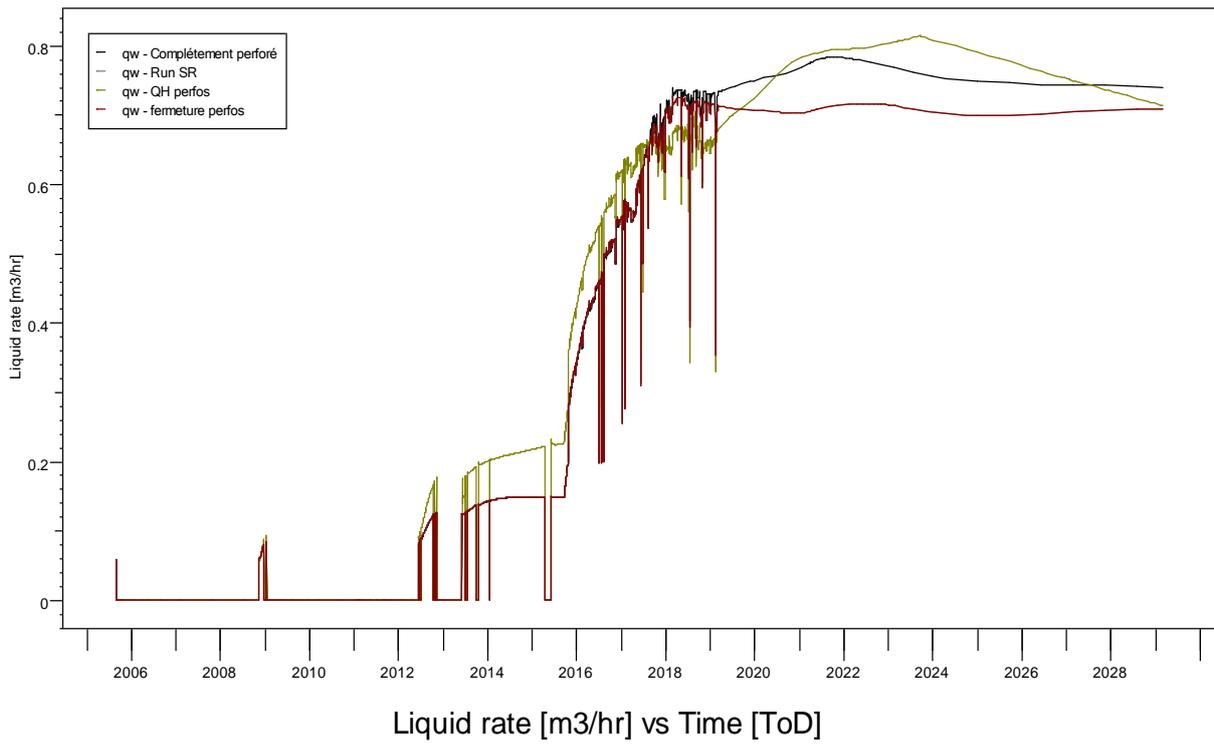


Figure 4.19 : Evolution de la production d'eau dans chaque scénario

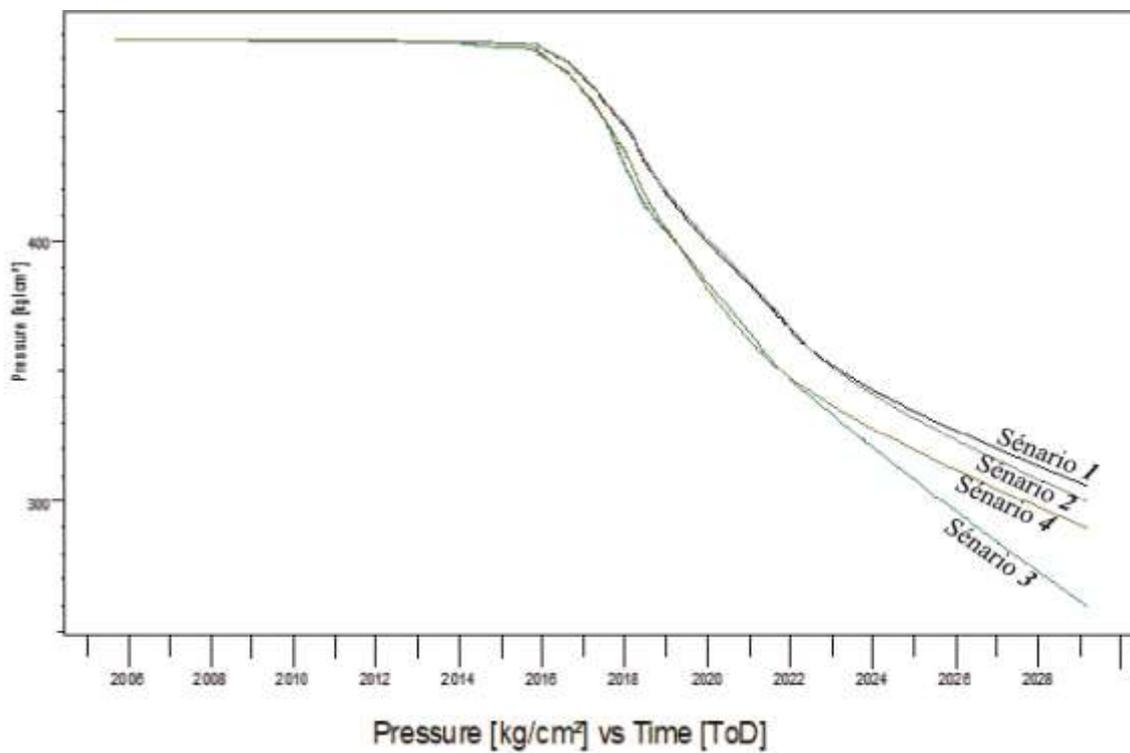


Figure 4.20 : Evolution de pression dans chaque scénario.

Interprétation des résultats

Après la comparaison entre les quatre scénarios de développement qu'on a proposé avec le cas de base, on remarque que pour tous les scénarios on obtient de bon résultats avec un maintien de pression sauf pour le scénario3, et en fermons les perfos les plus basses on obtient des résultats acceptables pour la production d'eau.

Le meilleur scenario pour ce cas c'est le quatrième scénario de la conversion des puits HGAW6, HGAW9 et HGAW10 en Short Radius en tenant en considération l'éloignement de la section horizontal du plan d'eau, ce scénario a donné une pression moyenne de 413 kg/cm², et elle atteindra 300 kg/cm² en 2029 en déplétion naturelle, avec un cumul de production de 2.38MMm³, un taux de production de 0.10 et une production d'eau de 0.075MMm³

IV.6 Conclusion

L'étude faite sur ce bloc et les résultats positifs des scenarios de développement, montre qu'il y a plusieurs scénarios pour améliorer la production tout en gardant le maintenir de pression de gisement et éviter la production d'eau. Par comparaison entre les scénarios suggéré et utilisée dans ce projet ont conclu que la conversion des puits en Short Radius donne les bons résultats.

Conclusion générale

La structure de HGAW se trouve à la limite sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Ce champ possède des réserves importantes 21.4066 million de m³ avec un taux de récupération de 4% (calculé par le simulateur rubis) et une production cumulé actuelle de 2.3774 million m³.

Le cumul de production du bloc atteindra 2.36 millions m³ à l'horizon du 2029 avec une pression moyenne de gisement de l'ordre de 290 kg/cm². Ces résultats montrent que ce bloc présente un intérêt économique significatif.

En revanche la présence des problèmes d'exploitation nécessitent des études approfondies, et parmi ces problèmes la production de l'eau de gisement dans la majorité des puits.

Pour cette raison la complétion adoptée dans le champ HGAW est LCP (Liner cimenté et perforé) réduit l'apparition de water coning et augmente le facteur de récupération.

L'analyse des résultats d'étude que nous avons faite sur le bloc HGAW ainsi que les meilleurs scenarios de développement générés sur le software Rubis présentent une augmentation de la production du champ avec une diminution de la production d'eau de gisement.

Nous estimons que le blocage des venues d'eau se fait par la fermeture des perfos sur les parties basses avec des bouchons de ciment ou bien l'utilisation des casings patch comme solutions rapides et moins coûteuses.

Mais la conversion des puits verticaux en Short Radius reste la meilleure solution qui sera mise en œuvre dans un proche avenir.

Recommandations

A la lumière de l'étude faite sur le bloc HGAW, on recommande :

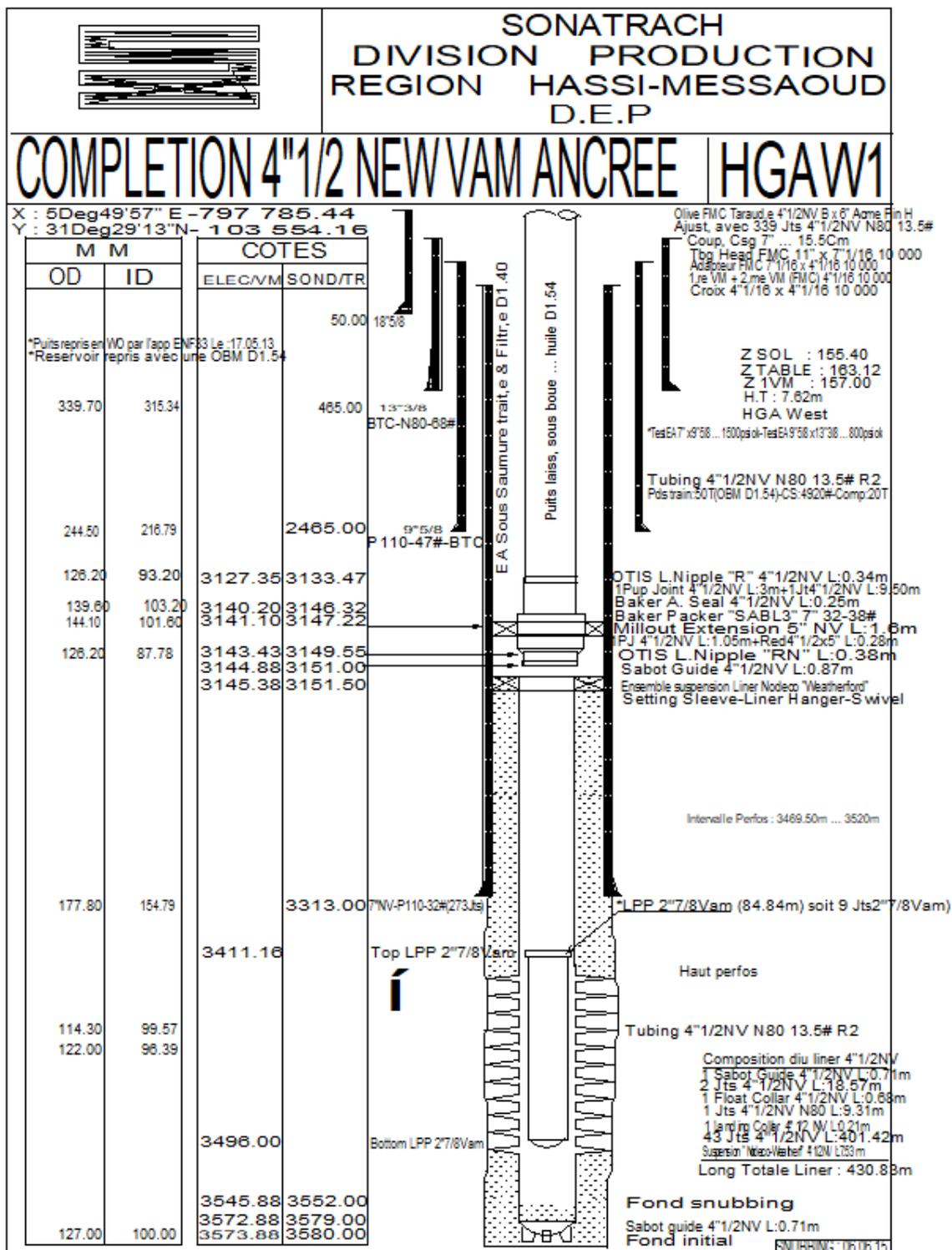
- ❖ Fermeture des Perforation plus basses afin d'éviter les venues d'eau (au moins 20m au-dessus de plan d'eau actuel).
- ❖ Ajouter des perforations le long du cambrien puisque il présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques.
- ❖ faire appel à des complétions dites intelligentes (smart well complétion DWS/DOWS) puisque la solution de LCP (liner cimenté perforé) n'a pas de réduit les problèmes de la percée.
- ❖ réaliser des tests d'interférence entre deux puits pour confirmer ou infirmer l'étanchéité des failles.
- ❖ Etudier la possibilité de convertir les puits fermés en short radius à cause de leur faible productivité (HGAW6 HGAW9). La reprise de ces derniers en shorts radius permettra d'augmenter le contact couche trou (Meilleur scénario).
- ❖ Pour le puits HGAW10 qui est déjà converti en Short Radius il est recommandé de le convertir en Side Track uniquement dans la Ri supérieure afin de préserver le puits, en tenant compte du réservoir QH qui pourra être exploité ultérieurement dans le Champ HGAW.

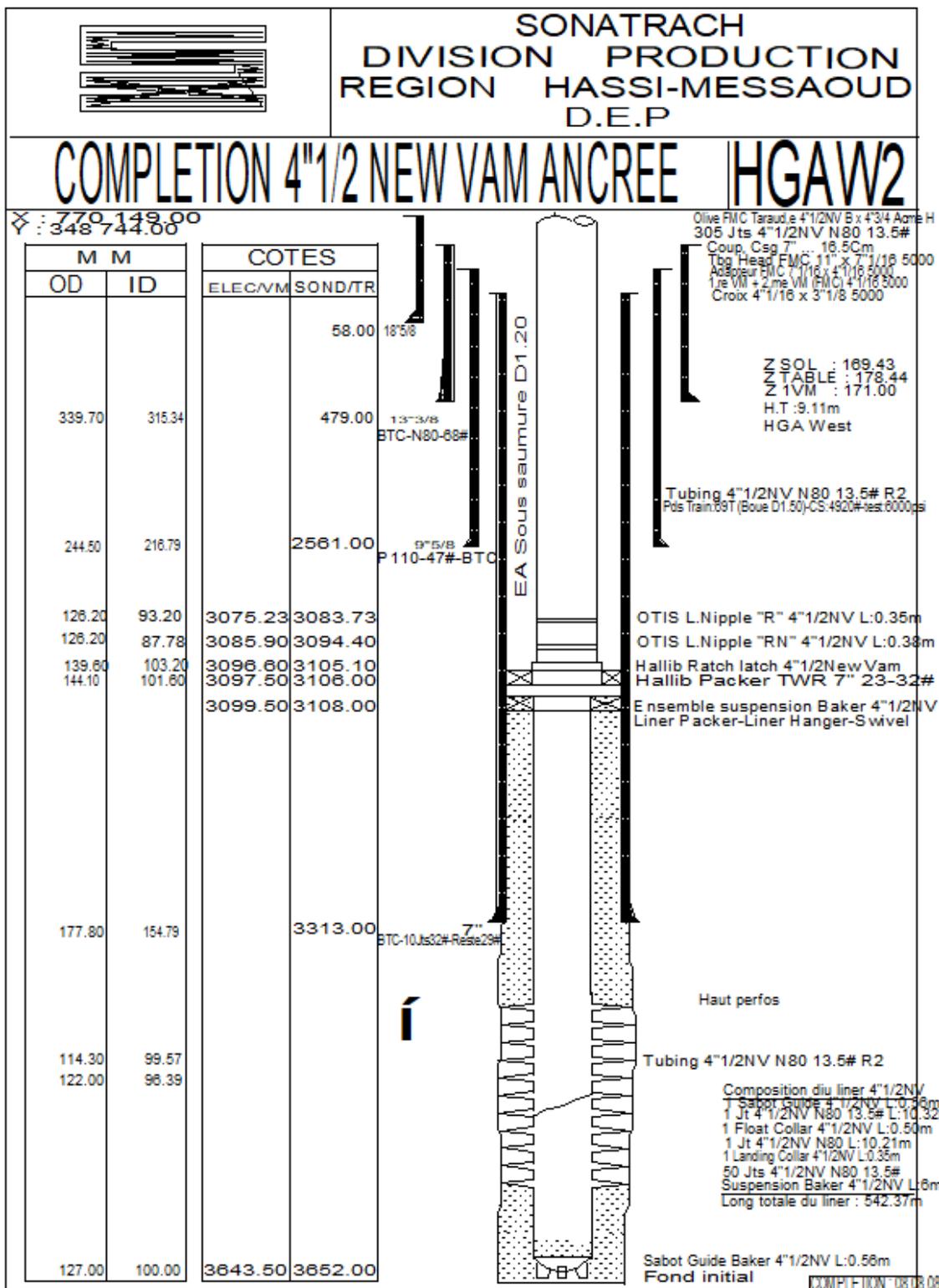
Annexes

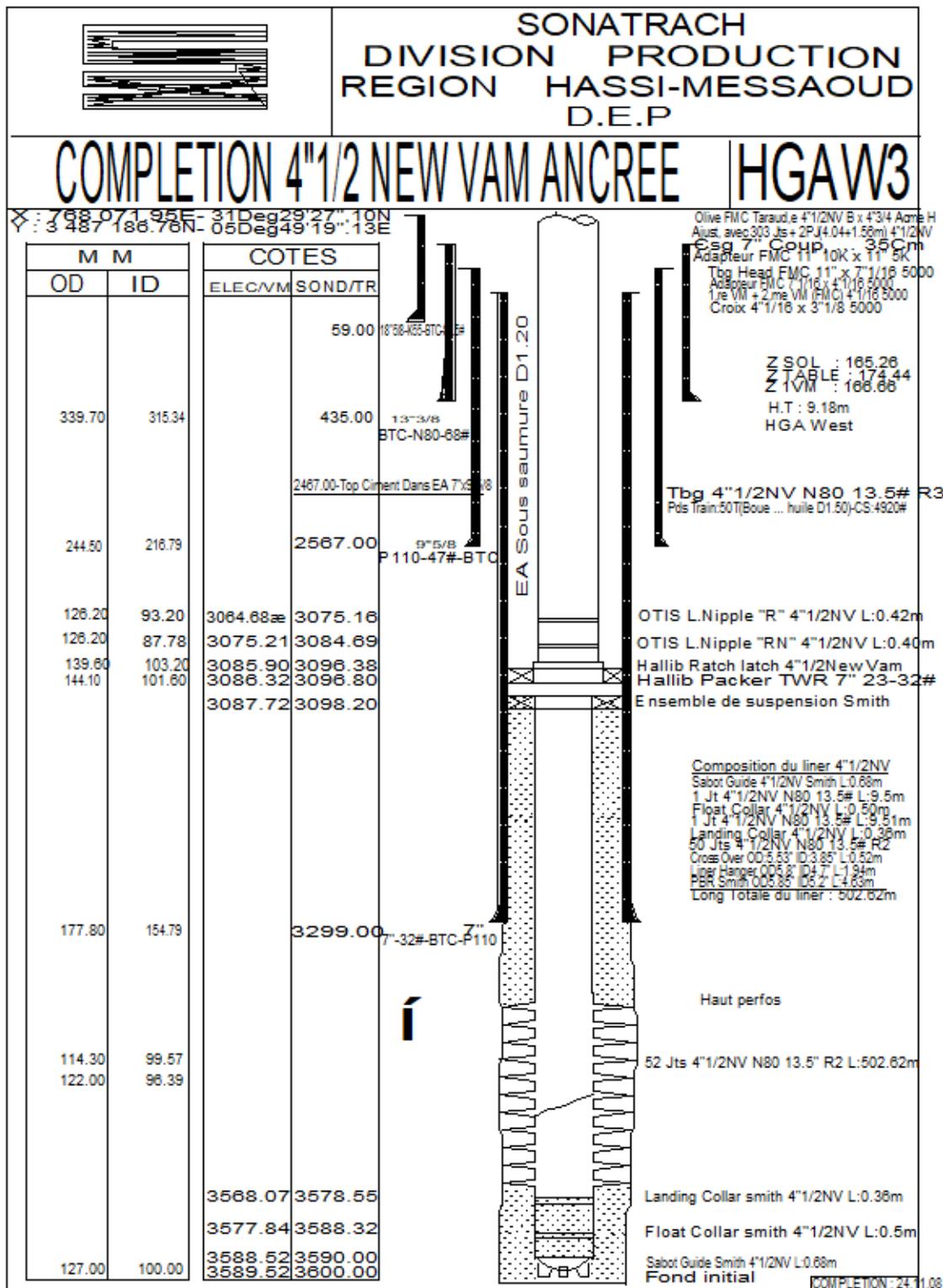
Annexe A : Coordonnés des puits

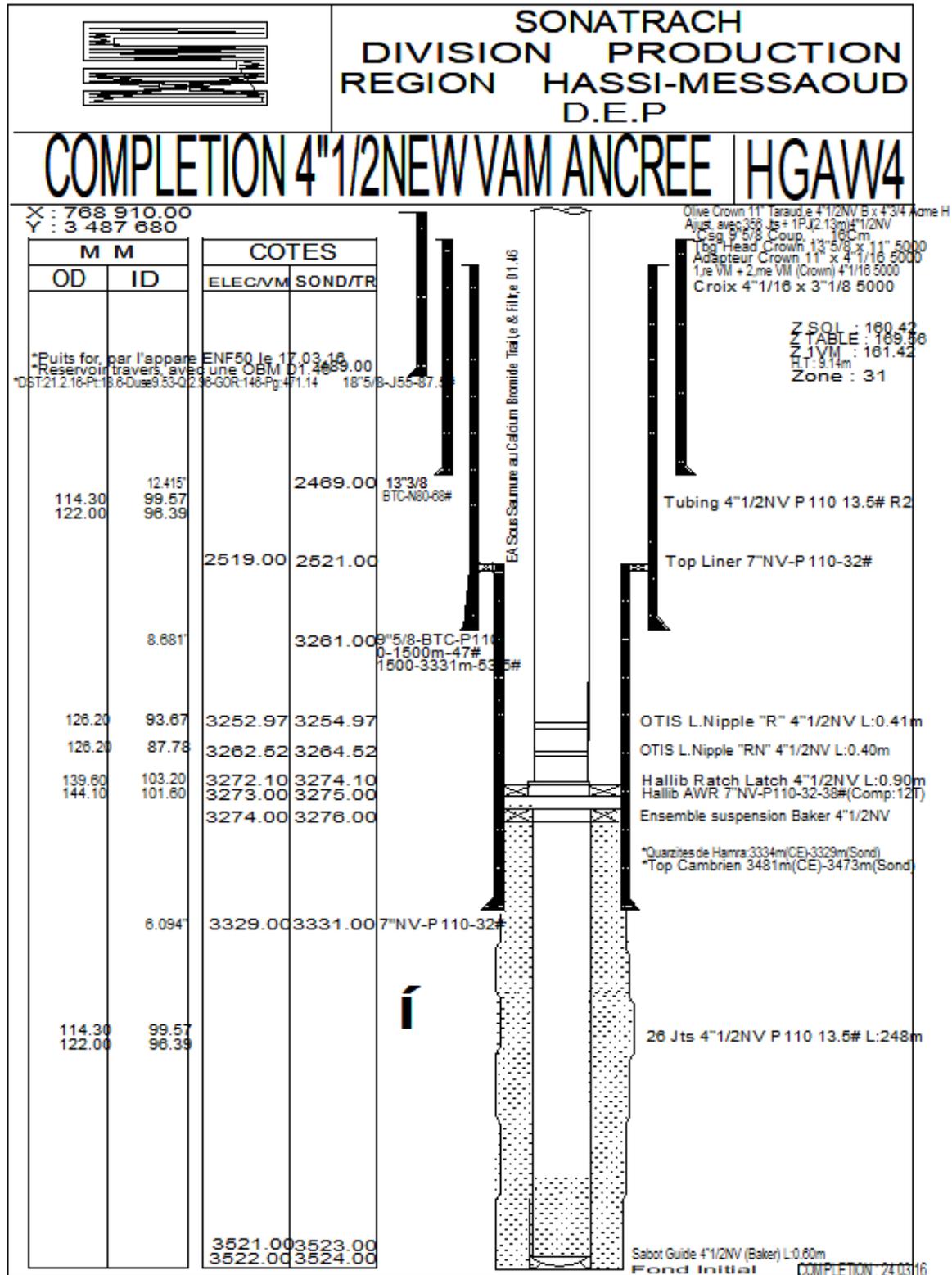
Coordonnés des puits du bloc HGAW

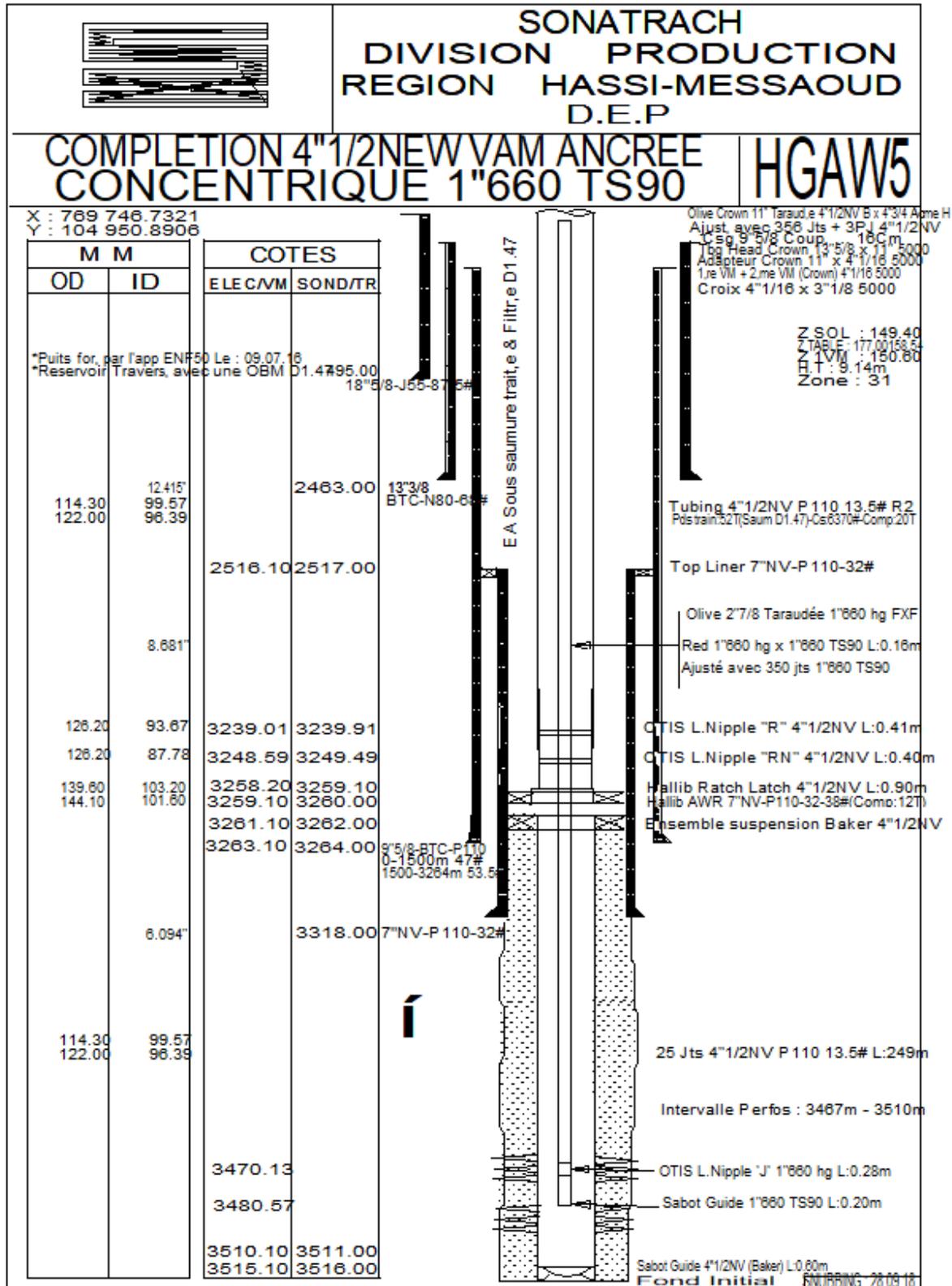
PUITS	X	Y	STATUS	DATE DE FORAGE
HGAW1	7.97786E+5	1.03553E+5	PRODUCTEUR HUILE	22/04/2005
HGAW2	7.98831E+5	1.0452E+5	PRODUCTEUR HUILE	24/06/2008
HGAW3	7.9676E+5	1.03956E+5	PRODUCTEUR HUILE	22/10/2008
HGAW4	7.97595E+5	1.04453E+5	PRODUCTEUR HUILE	29/02/2016
HGAW5	7.96747E+5	1.04951E+5	PRODUCTEUR HUILE	04/06/2016
HGAW6	7.95953E+5	1.03952E+5	PRODUCTEUR HUILE	04/09/2016
HGAW7	7.95639E+5	1.04923E+5	PRODUCTEUR HUILE	18/01/2017
HGAW8	7.98436E+5	1.04082E+5	PRODUCTEUR HUILE	07/05/2017
HGAW9	7.98278E+5	1.04978E+5	PRODUCTEUR HUILE	03/04/2018
HGAW10	8.00194E+5	1.05037E+5	PRODUCTEUR HUILE	Mars 2019

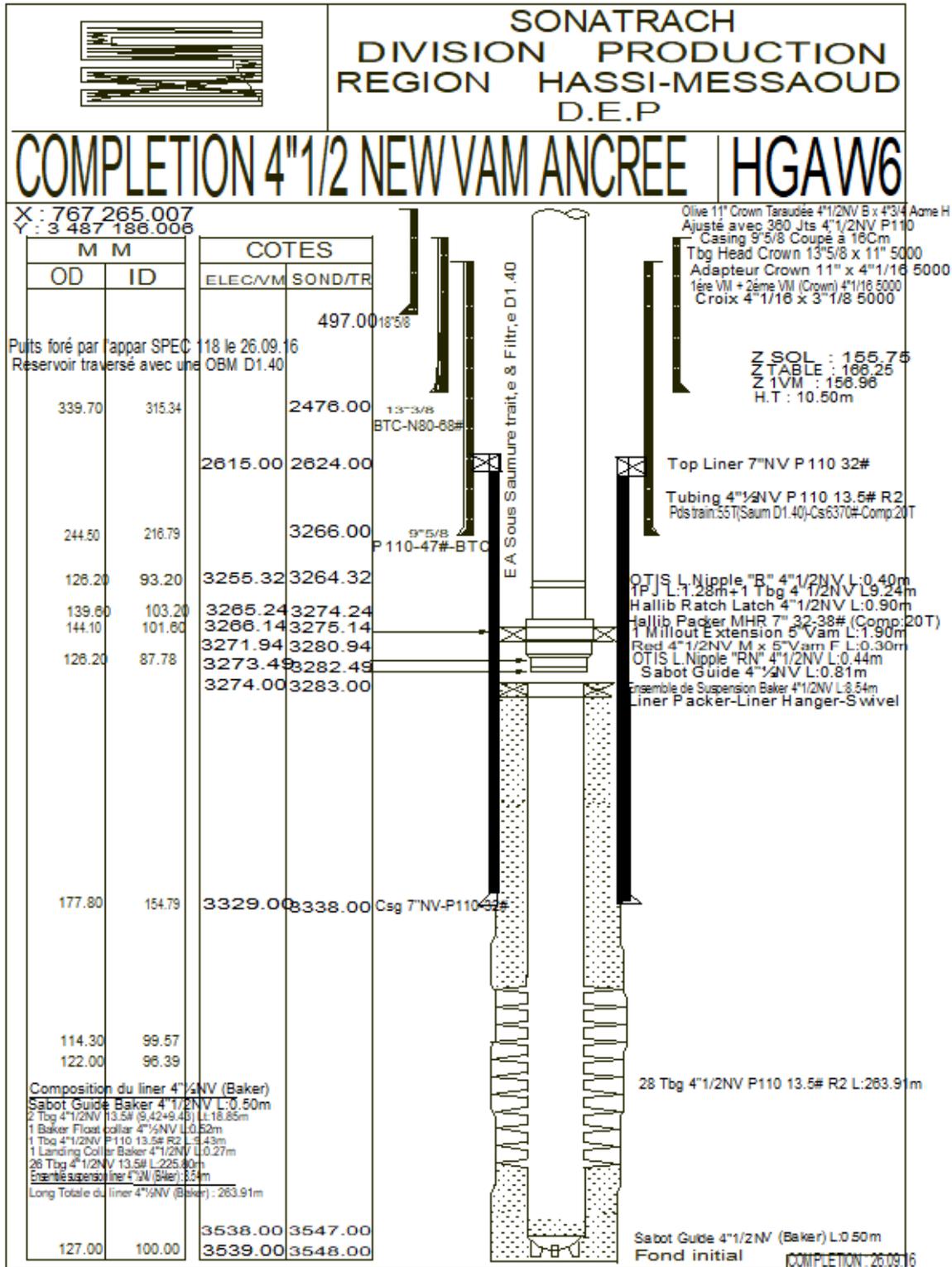


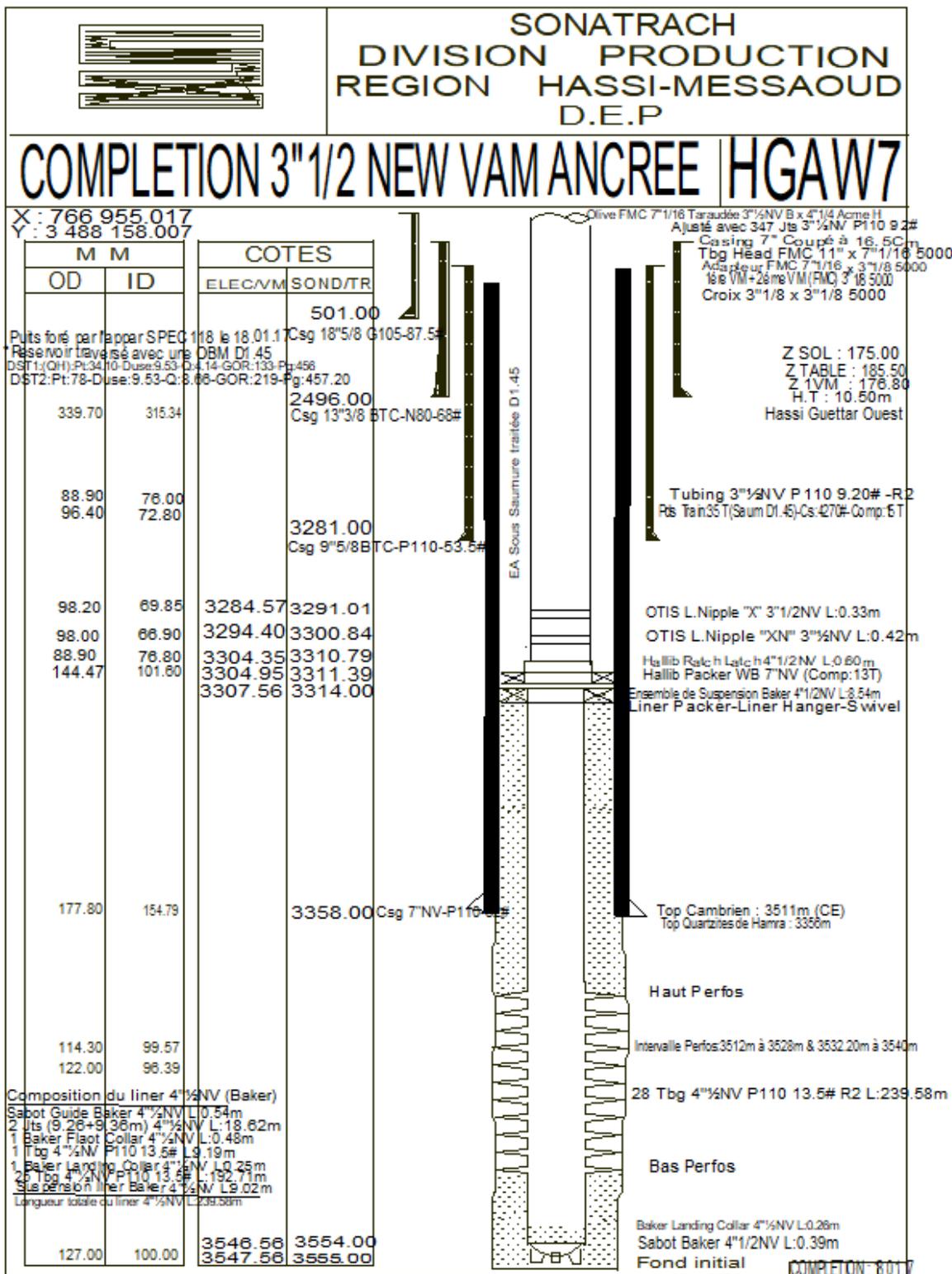


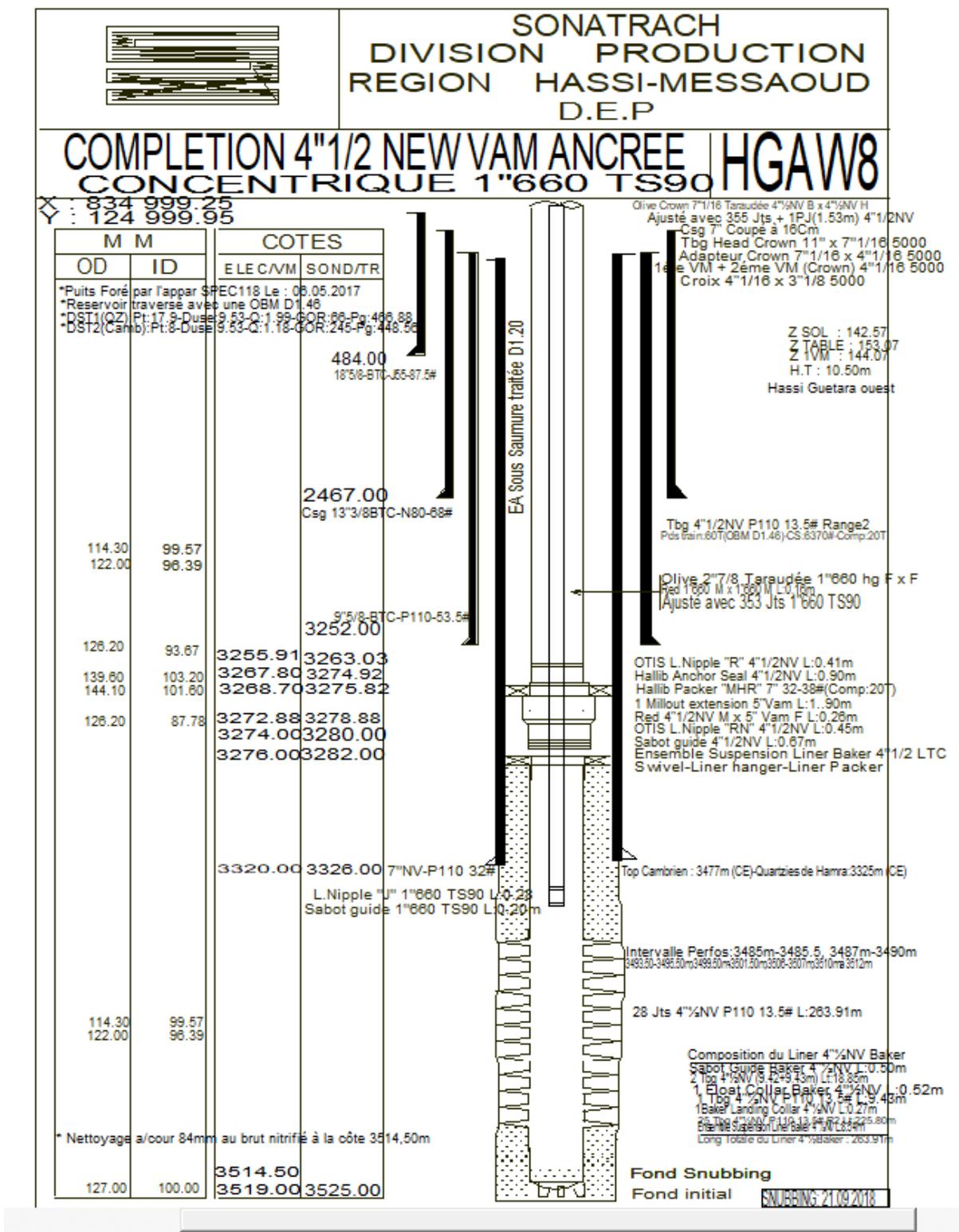


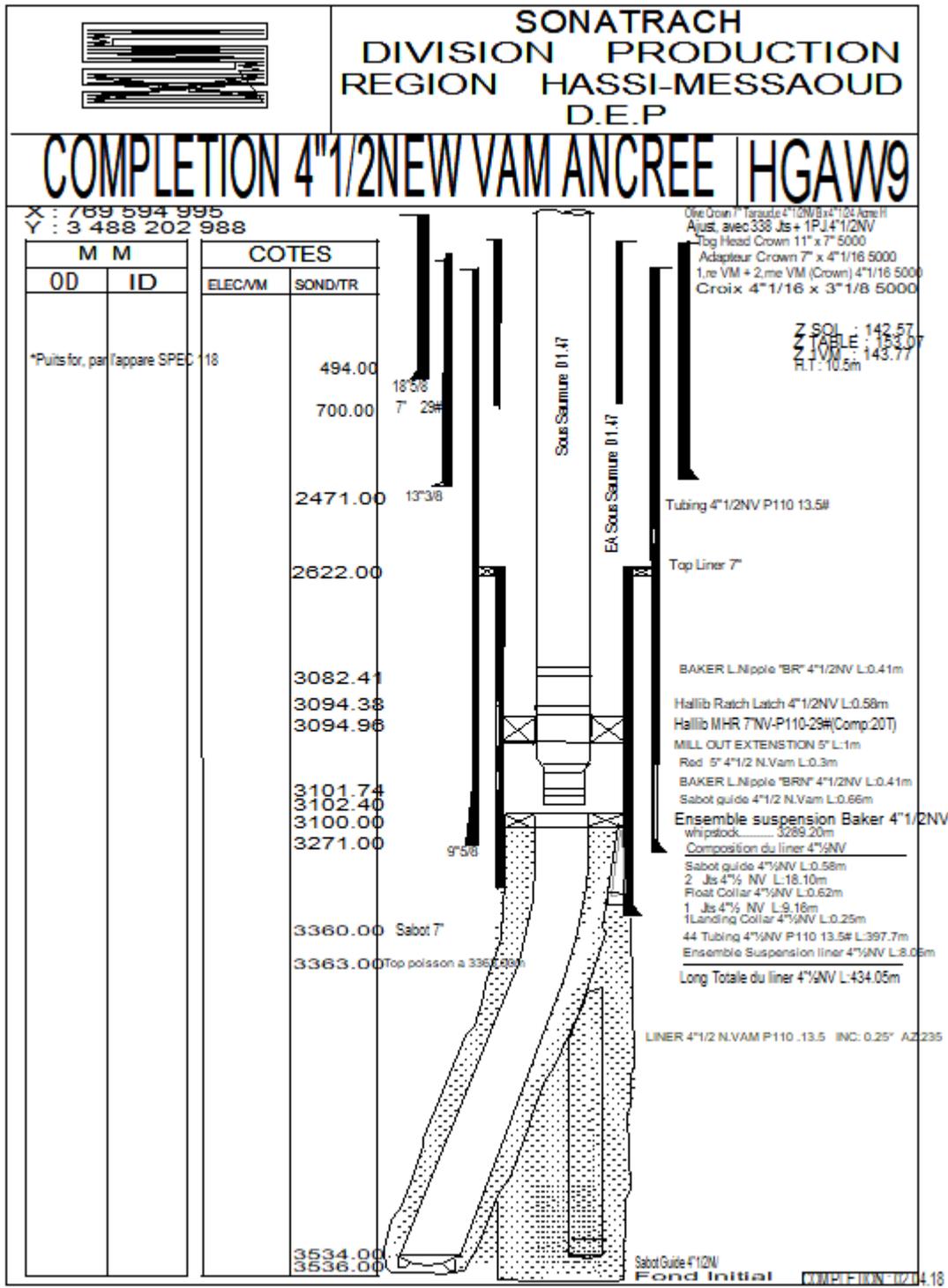












Annexe B : Historiques des pressions des puits

Les pressions de gisements des puits de Bloc HGAW :

Puits	Date de test	ESSAI	PRESS_G Kg/cm2
HGAW1	05/05/2005	DST	473.64
HGAW1	12/05/2005	DST	467.21
HGAW1	15/01/2009	BUILD-UP	461.27
HGAW1	21/10/2013	BUILD-UP	434.97
HGAW2	13/07/2008	DST	469.99
HGAW2	20/08/2016	BUILD_UP	449.44
HGAW3	05/11/2008	DST	465.76
HGAW3	13/11/2008	DST	471.67
HGAW4	21/02/2016	DST	471.14
HGAW4	28/11/2016	EP-BU	452.48
HGAW5	22/02/2016	DST	467.56
HGAW5	29/06/2016	DST	456.25
HGAW6	21/08/2016	DST	470.26
HGAW7	18/12/2016	DST	462.36
HGAW7	09/01/2017	DST	457.2
HGAW8	30/03/2017	DST	466.88
HGAW8	26/04/2017	DST	448.56
HGAW8	07/08/2017	BUILD-UP	445.74
HGAW10	17/01/2019	DST	419.88
HGAW10	27/01/2019	DST	425.12
HGAW9	20/11/2017	DST	455.24
HGAW9	31/01/2019	BUILD-UP	391.84

Annexe C : Paramètres pétro-physiques des puits

Les données géologiques des puits du bloc HGAW :

Le puits HGAW1 :

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE		RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - DIAGRAPHIQUE				
DRAIN	TOIT _____ MUR (metres)	EPAIS. (m)	EPAIS.EFF (m)	PERMEA. (md)	PHIE. (%)	So (%)	Sw (%)	SILT. (m)	INTER.INTER	EPAI.EF (m)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
QH	3320.0--3373.0	53.0	---	0.031	0.985	--	--	--	---	--	05.0	40.0	12.0
GEA	3373.0--3388.0	15.0	---	--	--	--	--	--	---	--	06.0	80.0	09.0
A E G	3388.0--3445.0	57.0	---	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--
Z_ALT	3445.0--3470.0	25.0	---	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--
Ri	3470.0--3512.0	42.0	---	10.32	8.50	--	--	--	---	--	07.0	20.0	15.0
Ra	3512.0--3586.0	74.0	---	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--

Le puits HGAW2 :

DE 2/40 A 2300M CLIMENTATION INTERNE.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE		RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - DIAGRAPHIQUE				
DRAIN	TOIT _____ MUR (metres)	EPAIS. (m)	EPAIS.EFF (m)	PERMEA. (md)	PHIE. (%)	So (%)	Sw (%)	SILT. (m)	INTER.INTER	EPAI.EF (m)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
QH	3337.0--3391.0	54.0	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
GEA	3391.0--3407.5	16.5	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
A E G	3407.5--3464.0	56.5	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
Z_ALT	3464.0--3489.0	25.0	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
Ri	3489.0--3530.0	41.0	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
Ra	3530.0--3652.0	122.0	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--

Le puits HGAW3 :

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE		RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - DIAGRAPHIQUE				
DRAIN	TOIT MUR (metres)	EPAIS. (m)	EPAIS.EFF (m)	PERMEA. (md)	PHIE. (%)	So (%)	Sw (%)	SILT. (m)	INTER.INTER	EPAI.EF (m)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
QH	3323.0--3362.5	39.5	---	0.85	4.70	--	--	--	----	--	06.0	36.0	09.0
GEA	3362.5--3375.0	13.5	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
A E G	3375.0--3429.5	54.5	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
Z_ALT	3429.5--3454.0	24.5	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--
Ri	3454.0--3494.0	40.0	---	19.9	3.92	--	--	--	----	--	07.0	33.0	08.0
Ra	3494.0--3597.5	103.5	---	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--

NB : CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES MOYENNES DANS LES INTERVALLES CAROTTES.

Le puits HGAW4 :

487 TUP3 DLS TUNIMHIVIL3.
=====

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR													
DECOUPAGE		RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - DIAGRAPHIES				
DRAIN	TOIT MUR (metres)	EPAIS. (m)	EPAIS.EFF (m)	PERMEA. (md)	PHIE. (%)	So (%)	Sw (%)	SILT. (m)	EPAIS.EFF (m)	PERM (md)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
QH	3334 -- 3386	52	-----						47.908	--	6.0	4.6	11.5
Ri	3481 -- 3524	43	-----						34.041	--	5.3	1.7	14.4
Ra	3524 -- 3531	07	-----						--	--	---	---	----

Le puits HGAW5 :

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - DIAGRAPHIES				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	PERM	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(md)	(%)	(%)	(%)
QH	3325 --	3375	50	39.269						3325 -- 3375	--	6.2	22.3	6.6
					PAS DE CAROTTAGE									
Ri	3466 --	3509	43	33.975						3466 -- 3509	--	6.7	14.3	10
Ra	3509 --	3525	16	5.954						3509 -- 3525	--	8.9	16.7	5.5

Le puits HGAW6 :

IV- TOPS DES FORMATIONS:

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - DIAGRAPHIES				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	PERM	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(md)	(%)	(%)	(%)
QH	3337 --	3401	64	39.269						3337 -- 3401	--	5.9	20.3	10.1
Ri	3515 --	3548.5	11	33.975						--	--	---	----	----

Le puits HGAW8 :

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - DIAGRAPHIES				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	PERM	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(md)	(%)	(%)	(%)
QH	3325 --	3383	58	18.745						-----	--	6.3	17.3	4.9
Ri	3477 --	3528	52	10.668						-----	--	7.2	21.9	7.2

BIBLIOGRAPHIE

[1] **Leblab.s -1998 et Daoud.A-1996** : cité par Samir Aouimer (2004-2005), Etude des corps éruptifs Cambro-Ordovicien de champ Hassi Guettar par les diagraphies, mémoire d'ingénieur (IAP) Boumerdés.

[2] **Belazzoug Fateh** « Etude des problèmes des venues d'eau dans les champs d'huile » 2012.

[3] AHMED Tarek, Paul D. McKinney « Reservoir Engineering HandBook », Edition Elsevier 2005.

[4] KHALID Aziz, ANTONIN Settari « PETROLIUM RESERVOIR SIMULATION », applied science publishers LTD, LONDON 1979.

[5] Schlumberger Reservoir Laboratories Fluid Analysis Report well: HGAW7 /HGAW5, 2017

[6] John R. Fanchi « Principles of Applied Reservoir Simulation » Third Edition, United States 2006.