

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

GUERNINE Imene, BENTEBBA Imene.

-THEME-

Étude du performance de la récupération d'huile Par l'injection de gaz—pattern GZ20A-

Soutenue le : 26 / 05 / 2015 devant la commission d'examen

Jury:

Président: SOUICI Fatima Zohra

Rapporteur: SIDROUHOU Hadj Med

Univ. Ourgla

Examineurs: KHELIFA Cherif

Résumé

Le déclin des gisements pétroliers est un phénomène physique universel et naturel, parmi les zones déplétées du champ de Hassi Messaoud la zone « 20A ». à partir de cette zone on a choisi un pattern, ce dernier est basé sur l'arrangement des puits injecteurs et des producteurs dans un réservoir sous injection.

Notre travail consiste d'une part, à étudier la Performance d'injection et l'estimation des réserves en place ainsi que le taux de récupération et d'autre part, à faire des scénarios de production dans le future, si en poursuivant avec la production actuelle et ensuite dans le cas où il y'aura une intervention, tout en faisant une comparaison entre les différents scénarios d'injection afin d'arriver à la proposition d'un plan de développement de longue durée. L'ensemble de notre travail montre une simultanéité acceptable entre les deux approches : analytiques et numériques.

En conclusion et après la comparaison des différents scénarios, quelques recommandations seront proposés dans le but d'atteindre et de maintenir des résultats acceptables.

Abstract

Oil fields decline is a universal and natural physical phenomenon. Among the depleted zone in the field of Hassi Messaoud we find "20A". From this zone we have selected a pattern which is based on an arrangement of injector and producer wells in a under injection reservoir.

Our job is to study the injection performance and estimation of reserves in place and the recovery rate from one side, and to make production scenarios in the future from the other side, if continuing with the current production with regarding that in case it will have an intervention, while making a comparison between the different injection scenarios in order to get a long-term development plan. Our work entirely shows an acceptable simultaneity between the two approaches: analytical and numerical.

In conclusion and after comparison of different scenarios, some recommendations will be proposed in order to achieve and maintain an acceptable results.

ملخص

ان تراجع انتاج حقول النفط هو ظاهرة فيزيائية عالمية وطبيعية. من بين المناطق التي انخفض ضغطها من حقل حاسي مسعود المنطقة 20A و التي اخترنا منها خلية، وهي تتمحور حول وضعية آبار الضخ والانتاج في خزان خاضع مهمتنا هي أولاً، دراسة أداء الحقن وتقدير الاحتياطيات ومعدل الاسترداد و من جهة أخرى توقع، سيناريوهات الإنتاج في المستقبل إذا وصلنا في الإنتاج الحالي ثم في حالة ما اذا كانت عملية التدخل، مع إجراء مقارنة بين سيناريوهات الضخ المختلفة للتوصل إلى اقتراح لخطة التنمية على المدى الطويل. كل عملنا يظهر تقارب مقبول بين المنهجين التحليلي و العددي وفي الختام وبعد المقارنة بين سيناريوهات مختلفة، سيتم اقتراح بعض التوصيات من أجل تحقيق نتائج مقبولة.



Remerciement

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

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

Nous commencerons par remercier chaleureusement tous les gens du département des Hydrocarbures, spécialement notre président de jury SOUCI Fatima Zohra et l'examineur KHELIFA Cherif et particulièrement à Mr.SIDROUHOU Hadj Med, pour son précieuse aide son encouragement et son soutien.

Nous tenons à exprimer notre reconnaissance à Mr BELKHIYAR de nous avoir dirigé lors de la réalisation de ce travail, ainsi que Mr BOUSSIF et madame NOUREDDINE Rabiaa qui nous a été d'un grand apport en matière d'organisation et d'orientation.

Ce travail n'aurait pu aboutir sans l'aide de nombreuses personnes, que nous Pardonnent celles que nous oublions ici, mais nous adressons une pensée particulière à Mr BOUBLAL, Mr BOUCHETIT, Mr SATOUH, Mr BADER.et tout le personnel de la DEP Hassi-Messaoud.

Nous aimerions exprimer nos remerciements à Mr Nouredine BOUKABA, pour ses contributions directes et suggestions judicieuses.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des ingénieurs de SCHLUMBERGER qui ont contribué à notre formation. En particulier: Mr. KHETIB Mr. BENJDIYA, MEL YOUCEF BRAHIM Hadjer, Mr. BOUDOUMA.

Pour conclure, un petit clin d'œil et un grand merci à nos familles.

Imene &imene

DÉDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ceux qui m'ont mis au monde, m'ont suivi avec leur cœur, et leur esprit ceux qui m'ont encouragé et soutenue moralement et matériellement pendant les moments les Plus difficiles durent ma vie :

Mes parents que le bon dieu leurs accorde tous une longue vie.

A Ma très chère Grand-mère.

*A ma très chère et adorable sœur **NIHEL** et mes chères frères **AMINE** et **MIDOU** avec qui j'ai partagé une enfance si heureuse.*

*A ma très chère binôme **IMENE***

*Spécialement à mon chère **AMINE** qui a partagé avec moi des moments inoubliable.*

*A ma chère tante **SALIMA** et sa petite famille surtout le petit **IBRAHIM**.*

*A mes amies **OUMAIMA** et **HEITHEM**(الله يرحمهم).*

A mes amis de l'université et proche

GUERNJNE Jmane

Dédicace

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

Je dédie ce modeste travail.

A mes chers parents.

A mes chers frères et sœurs.

A toute la famille **BENTEBBA**.

A mon cher **OUSSAMA** qui m'a vraiment aidé dans tout mon parcours et que je lui donne tous l'amour innocent de mon cœur

A mon binôme **IMENE** qui a partagé avec moi des moments de bons et de mauvais et a été mon partenaire dans la réalisation et la réussite de ce travail.

A tous mes chères copines de chambre les quels j'ai partagé mes bons souvenirs : **RIMA, AHLEM et HAYAT**.

Sans oublier mes amis de l'université et A tous *mes collègues*.



Liste des figures

Figures	Page
Figure 1.1 : Localisation de zone 20A sur le champ de Hassi Messaoud.	09
Figure 1.2 : La configuration du pattern attribué à la zone 20.	11
Figure 2.1 : Historique de production du pattern.	13
Figure 2.2 : Carte à bulles de la production cumulée d'huile des puits du pattern.	14
Figure 2.3 : Carte à bulles de l'injection cumulée d'gaz dans le pattern.	14
Figure 2.4 : Gridmap de la pression du pattern et de son voisinage.	15
Figure 3.1 : Trend de la pression du pattern.	17
Figure 3.2 : Calage de la pression du pattern.	18
Figure 3.3 : VRR et Trend de pression du pattern.	20
Figure 3.4 : Taux de récupération en fonction de HCPVi.	21
Figure 4.1 : l'évolution de la production de gaz et de l'huile du puits MD240.	23
Figure 4.2 : l'évolution de la pression du puits MD240.	23
Figure 5.1 : la prévision de production des puits producteurs.	27
Figure 5.2 : la prévision de cas de base.	29
Figure 5.3 : la prévision du traitement par Acide.	30
Figure 5.4 : la prévision du traitement par Acide et Gaz lift.	30
Figure 5.5 : comparaison des facteurs de récupération.	31
Figure 5.6 : comparaison des débits prévisionnels.	31
Figure 5.7 : comparaison des cumule prévisionnels.	31
Figure 6.1 : Cumule et gain obtenu par l'Acide.	33
Figure 6.2 : Cumul et gain total obtenu par l'Acide et Gas Lift.	34

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau 1.1 : caractéristique pétrophysique du pattern.	10
Tableau 1.2 : Etats actuel des puits du pattern.	12
Tableau 3.1 : Estimation des réserves de pattern.	19
Tableau 4.1 : Analyse des données de test des puits producteurs.	22
Tableau 4.2 : Analyse des données de test des puits injecteurs.	24
Tableau 5.1 : Résultats d'analyse nodal de puits MD443.	26
Tableau 5.2 : Résultats des courbes de déclin des puits producteurs.	28
Tableau 5.3 : Résultats de courbe de déclin.	28
Tableau 5.4 : Résultats des courbes de déclin de puits MD443.	29
Tableau 5.5 : Evaluation des paramètres prévisionnel.	29
Tableau 6.1 : résultat de calcul de payout.	34

Liste des abréviations

<i>Symboles</i>	<i>Désignations</i>	<i>Unités</i>
N	Volume d'huile initiale en place	STm ³
N _p	Production d'huile cumulée	STm ³
V _{cs}	Volume de fluide dans les conditions de surface	STm ³
V _r	volume de roche imprégnée	STm ³
B	facteur volumétrique de fond FVF	scf/STB
H	hauteur totale	m
H _u	Hauteur utile du réservoir	m
K	perméabilité	md
P _{fd}	pression de fond dynamique	kg/cm ²
P _{fs}	pression de fond statique	kg/cm ²
Q	débit en surface	SM ³ /d
Q _{inj}	débit du fluide d'injection	bbl/d
S _{wi}	Saturation interstitielle de l'eau	%
S _{wmoy}	Saturation moyenne	%
T	temps	s, h, j
Φ	porosité	%
Φ _{moy}	Porosité moyenne	%
R _s	Rapport gaz/huile de dissolution (GOR de dissolution)	m ³ / m ³
P _b	pression de bulle	kgf/cm ²
P _g	pression de gisement	kgf/cm ²
VRR	Taux de remplacement de vide	/

$$VRR = \frac{Q_{winj} \cdot B_w}{Q_o \cdot B_o + W_p \cdot B_w + Q_o \cdot (R_p - R_s) \cdot B_g}$$

HCPVi volume poreux injecté (hydrocarbonporous volume injected) %

$$HCPVi = \frac{W_{inj} \cdot B_w}{N \cdot B_{oi}}$$

RF taux de récupération (recovery factor) $RF = \frac{N_p}{N}$ %

Table des matières

Remerciement	I
Dédicace	II
Liste des figures	III
Liste des tableaux	VI
Liste des abréviations	XI
Introduction générale	01
Mode opératoire	
1. Validation de pattern d'injection.	03
2. Calcul et estimation des réserves en place.	03
2.1. La Méthode volumétrique.	03
2.2. La méthode dynamique (Bilan Matière).	04
3. Analyse d'injection dans le pattern.	04
3.1. Calage de la pression.	05
4. Analyse nodale.	06
5. Les courbes de déclin.	06
Partie1 : données géologique de la zone 20A.	
1.1 Généralité.	08
1.2 Caractéristique pétrophysiques.	09
1.3 Caractéristique des fluides de gisement.	10
1.4 Caractéristique de gaz d'injection.	10
1.5 Schéma d'injection attribuée.	11
1.6 Etat actuel des puits du pattern GZ20A.	12
Partie 2 : Analyse de l'historique de production du pattern GZ20A.	
2.1. Analyse de l'évolution de la pression de gisement et compartimentation.	15
Partie 3 : Analyse et étude de l'impact d'injection du Pattern GZ20A.	
3.1. Analyse d'injection dans le pattern GZ20A.	16
3.1.1. Analyse de la pression de pattern.	17
3.1.2. Rétablissement de profil de pression de patterns.	17
3.1.3 Résultat de la restitution de pression.	19
3.2. Etude de Performance d'injection sur le pattern.	20

3.2.1 Analyse de la courbe du Taux de remplacementVRR.	20
3.2.2 Impact de l'injection sur le taux de la récupération.	21

Partie 4 : analyse de performances des puits du pattern.

4.1. Puits producteurs.	22
4.2. Puits injecteurs.	24

Partie 5: Etude prévisionnel et optimisation.

5.1 Analyse nodal.	25
5.1.1 Objectif.	25
5.1.2 Résultats d'Analyse nodal des puits.	25
5.2 Analyse des courbes de déclin (METHODE "Quick Look").	26
5.2.1 Objectif.	26
5.2.2 Equation d'Arps.	26
5.2.3. Résultats des courbes de déclin des puits producteurs.	27
5.2.4. Résultats des courbes de déclin des puits sélectionnés.	28
5.3 Evaluation des paramètres prévisionnel en 15/01/2035.	29
5.4. Comparaison entre l'évolution des paramètres de production des trois cas.	31
6. Approche économique.	33

Conclusion

Recommandations

Bibliographie

Annexe

Résumé

Partie 1 : données géologique de la zone 20A et schéma d'injection

1.1. Généralité :

Le gisement de Hassi Messaoud est découvert en 1956, n'a été exploité pratiquement que trois ans plus tard. Les caractères principaux du gisement sont :

- Sa très grande hétérogénéité,
- Sa profondeur importante,
- La légèreté de son huile nettement sous-saturée,
- La productivité très variable des puits. Mais en moyenne élevée,
- La présence d'huile en quantités considérables.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. [6]

La zone concernée dans notre étude c'est la 20A, qui se situe dans la partie Sud du champ de Hassi –Messaoud. Cette zone est recoupée par la faille régionale majeure NE-SO (rejet 10 à 20 m).

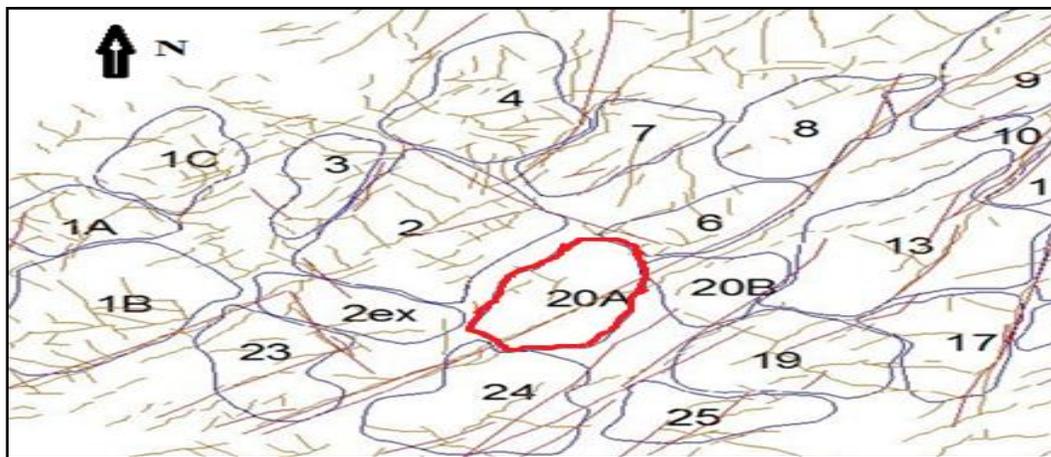


Figure 1.1 : Localisation de zone 20A sur le champ de Hassi Messaoud.

1.2. Caractéristique pétrophysiques :

Les données sont issues des mesures pétrophysiques réalisées sur les carottes.

- Nous avons calculé les valeurs de la porosité moyenne sur l'ensemble de la zone. La porosité ayant une distribution normale, nous avons opté pour la moyenne arithmétique, On peut noter que les sept drains ont des porosités moyennes proches qui varient de 3.3 % pour le D5 à 10 % pour le R2.
- Nous avons calculer des moyennes de perméabilité par drain en utilisant la moyenne géométrique qui permet d'atténuer l'effet que pourraient avoir des valeurs trop importantes ou trop faible de la perméabilité.
- Le calcule montre que la saturation initiale moyenne en eau est globalement faible sur l'ensemble du réservoir, elle a une moyennede9.4 %.
- La hauteur utile moyenne renfermant un potentiel exploitable de l'huile dans chaque drain, Le R2 n'étant pas traversé dans sa totalité.[8]

Tableau 1.1 : caractéristique pétrophysique du pattern. [8]

drains	D5	D4	D3	D2	ID	D1	R2
Porosité moyenne	2.32	5.48	6.22	6.74	6.71	7.92	10.00
Perméabilité moyenne	0.89	11.42	4.71	11.82	6.91	10.25	2.99
Saturation en eau moyenne	12.82	7.82	9.00	6.73	7.41	7.09	15.15
Hauteur utile moyenne	8.98	9.89	16.48	18.20	23.08	22.87	/

1.3 . Caractéristique des fluides de gisement :

La pression de saturation moyenne (pression de bulle) dans la zone 20A est de 183 kg/cm^2 . A cette pression, l'huile a les caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique de fond : $B_o = 1.67 R_m^3 / \text{stm}^3$.
- Densité en condition de stockage : 0.8 g/cm^3 (45° API).
- Rapport gaz/huile de dissolution : $R_s = 219 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.
- Densité relative à l'air : 0.9.
- L'eau de gisement est très riche en sel (315 g/l), dans les conditions initiales de gisement (480.2 kg/cm^2 et 120°C), cette eau a une viscosité de 1cp. En condition de stockage, sa densité est de 1.2 g/cm^3 . [8]

1.4. Caractéristique de gaz d'injection :

- La masse spécifique ρ : 0.23 g/cm^3
- Coefficient de compressibilité : $Z = 0.98$
- Viscosité du gaz : $\mu_g = 0.034 \text{ cp}$.
- Facteur volumétrique de gaz: $B_g = 0.0037 \text{ cf/scf}$.
- Compressibilité de gaz = $0.0017 \text{ cm}^2/\text{kg}$.

Tableau 1.2 : Etats actuel des puits du pattern.[8]

Puits	Nature	Etat	Situation	Facteur d'allocation
MD 10	Producteur huile	Fermé	-	1
MD 29	Injecteur gaz	Fermé	Fermé le 24/11/2013 suite injectivité nulle, contrôle WL le 18/03/2014 top sédiment à 3427m CR, attente nettoyage	0.15
MD 34	Gaz lift	Ouvert	En service	1
MD 88	Injecteur gaz	Ouvert	En service	0.15
MD 94	Producteur huile	Ouvert	En service	1
MD 102	Producteur huile	Ouvert	En service	1
MD 106	Producteur huile	Ouvert	En service	1
MD 115	Producteur eau	Fermé	-	1
MD 129	Producteur huile	Ouvert	En service	0.7
MD 160	Injecteur gaz	Ouvert	En service	0.5
MD 168	Injecteur gaz	Ouvert	En service	0.45
MD 172	Injecteur gaz	Fermé	Fermé en 1986, suite injectivité nulle (malgré stim), puits déconnecté.	0.6
MD 203	Producteur huile	Ouvert	En service	1
MD 240	Producteur huile	Ouvert	En service	1
MD 384	Injecteur gaz	Ouvert	En service	0.4
MD 443	Producteur huile	Fermé	-	1
MD 455	Producteur huile	Ouvert	En service	0.5
MDZ 538	Injecteur eau	Fermé	n'est pas encore transféré pour l'injection d'eau	1
MDZ 551	Gaz lift	Ouvert	En service	1
MDZ 568	Producteur huile	Ouvert	En service	1
MDZ 567	Producteur huile	Ouvert	En service	0.75
MD 508	Producteur huile	Ouvert	En service	0.4
MD 520	Producteur huile	Fermé	-	0.3

Partie 2 : Analyse de l'historique de production du pattern GZ20A.

L'historique de développement et de production du peut être divisé en deux périodes principales :

a-Avant l'injection :

Le développement du pattern GZ20A commence par le forage du puits MD10 dont la production a commencé le 06/08/1958. MD29, MD34, MD77, MD94, MD102 et MD106 sont forés durant cette période.

La pression de gisement, dont la valeur initiale est de 480 kgf/cm², a chuté en moyenne de 244 kgf/cm². Cependant, cette chute ne fut pas uniforme, par contre la production journalière d'huile a rencontrée deux types de changements le premier se manifeste par une augmentation remarquable du 1958 au 1971 suivi par une chute progressive à partir de 1972.

b-Après l'injection :

L'injection dans ce pattern commence par la mise en service du premier puits MD88 le 16/02/1977, La production est maintenue de manière continue ainsi que la pression de gisement, quoique ponctuée par des hausses temporaires, tout au long de cette période.

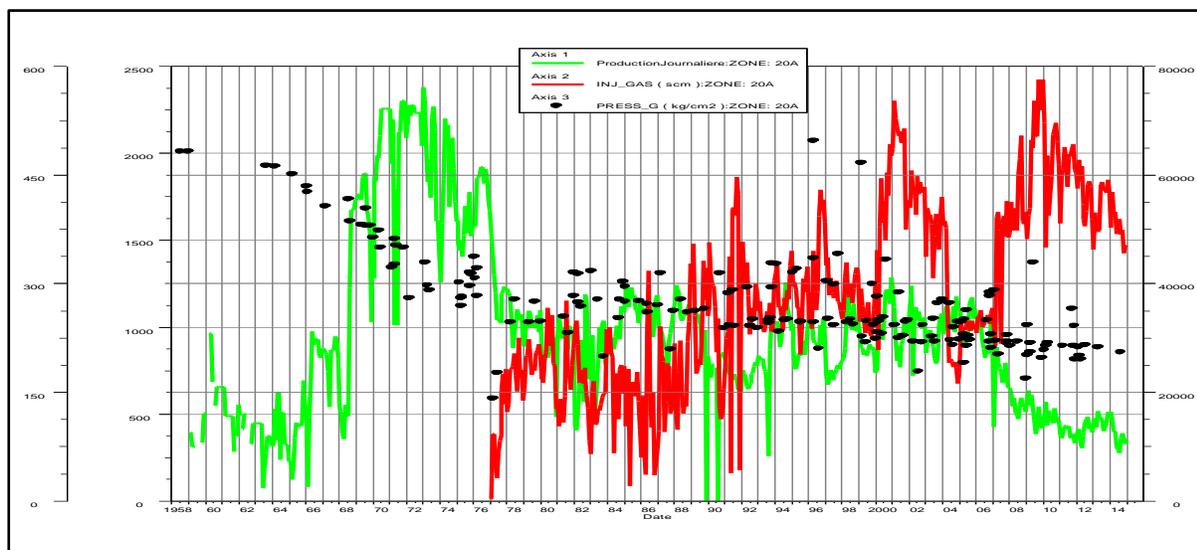


Figure2.1 : Historique de production du pattern.

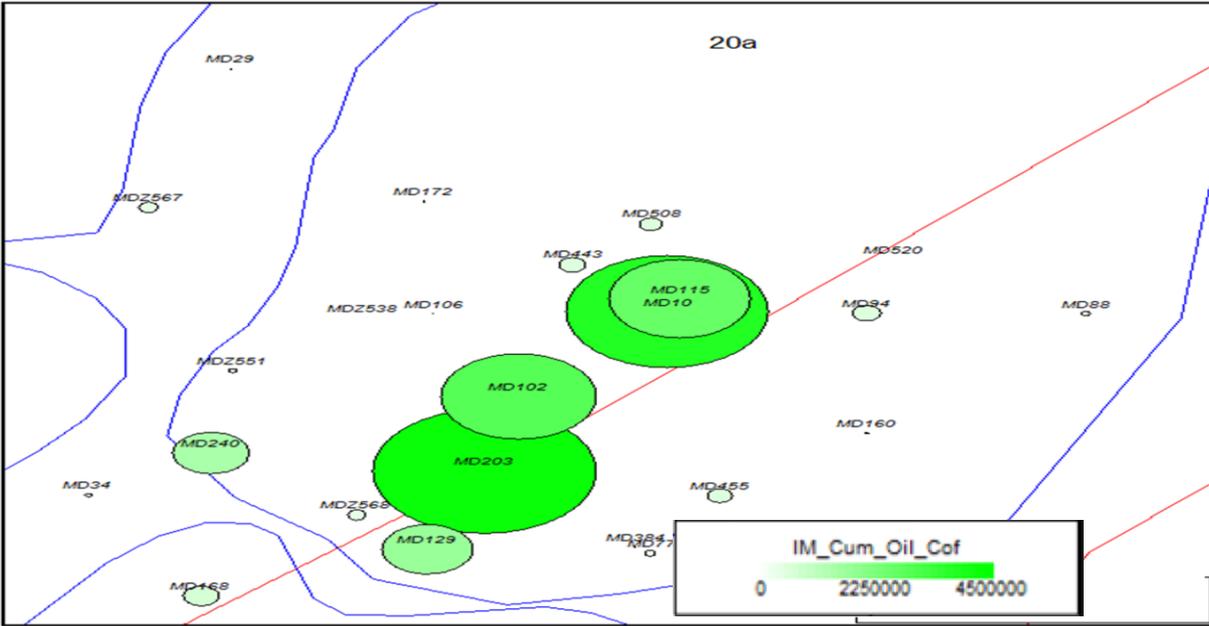


Figure 2.2 : Carte à bulles de la production cumulée d'huile des puits du pattern.

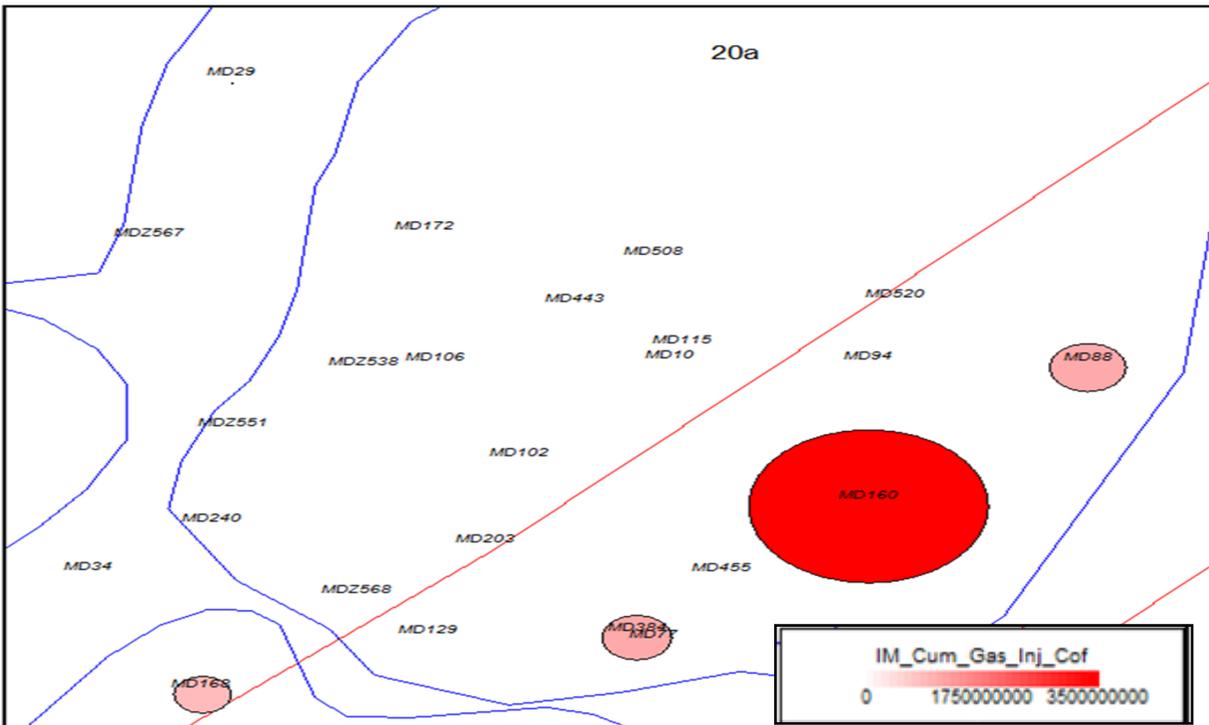


Figure 2.3 : Carte à bulles de l'injection cumulée d'gaz dans le pattern.

2.1. Analyse de l'évolution de la pression de gisement et compartimentation :

Dans le but de statuer sur l'existence de barrières à l'écoulement entre les puits et sur la compartimentation de notre pattern , nous avons tracé des cartes isobares à différentes dates ce qui nous a aidé à regrouper les puits ayant des tendances d'évolution de pression similaires dans des compartiments dont les frontières sont établies en utilisant les failles déjà identifiées par les géologues.

En traçant les valeurs de pression de réservoir déduites de l'interprétation des essais de puits ou bien des mesures de pression de fond statique, nous avons pu confirmer l'existence de deux compartiments (voir fig.2.4).

Le compartiment Ouest a connu une chute fulgurante de pression atteignant des valeurs proches de 180 kgf/cm² avant de remonter grâce à l'injection de gaz. Cet énorme soutirage explique la forte déplétion qu'a connue ce compartiment.

Par contre le compartiment Est a connu une fort pression significative importante.

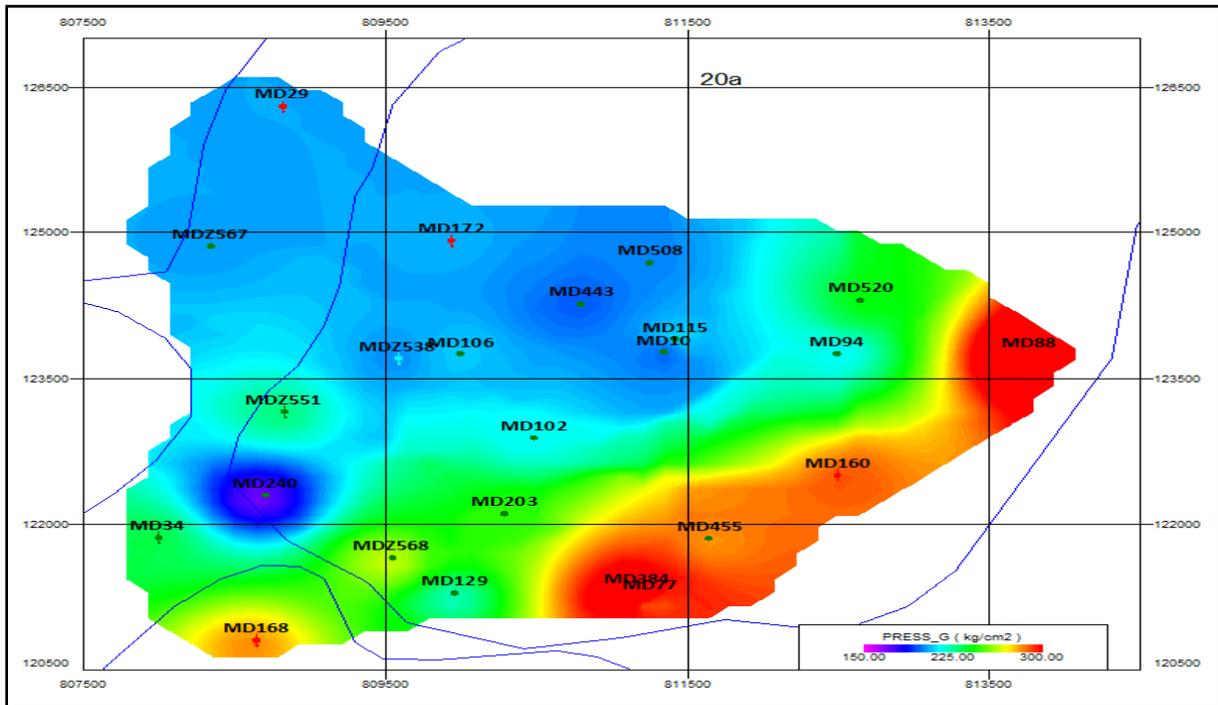


Figure2.4 : Gridmap de la pression du pattern et de son voisinage.

Mode opératoire

1. Validation de pattern d'injection :

Le choix de l'emplacement d'un pattern doit satisfaire certaines recommandations, on peut citer :

- Les sommets du pattern doivent être occupés par des puits injecteurs, laissant le centre du pattern aux producteurs.
- Les limites du pattern sont indiquées par la présence des puits injecteurs ou par des barrières non perméables.
- Les puits du pattern doivent présenter une tendance de pression (trend) la plus proche que possible.

Enfin, le pattern doit avoir un calage acceptable de la pression par la méthode de bilan matière. [2]

2. Calcule et estimation des réserves en place :

Il existe deux groupes de méthodes différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs et chaque méthode à ces propres bases et intérêts :

2.1. La Méthode volumétrique :

Principe :

L'évolution des accumulations est rendue délicate par la complicité des milieux poreux, elle ne tient en compte que la géologie elle permet de donner les réserves en place statique (n'est pas touché par la différence de pression), elle est utilisée dans la plupart des cas dans la phase de développement de gisement, cette évaluation se fait à partir des données provenant de deux sources différentes. **La sismique, Les forages.**

$$V(cs) = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \cdot \frac{1}{B_o} \dots \dots \dots (01)$$

$V(cs)$: Volume de fluide dans les conditions de surface.

V_R : volume de roche imprégnée.

h_u et h_t : la hauteur utile et hauteur totale respectivement.

\emptyset : Porosité.

S_{wi} : Saturation en eau initiale

B_o : facteur volumétrique de fond.

La méthode volumétrique prend en considération toutes les réserves que contiennent les pores (connectés et non connectés), ce qui ne reflète pas le vrais potentiel du gisement qui n'est autre que les réserves récupérables.[1]

2.2. La méthode dynamique (Bilan Matière) :

Elle s'intéresse seulement aux déplacements des fluides donc où il y a une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques, cette dernière méthode n'est plus applicable 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.

Le bilan matière est un outil fondamental de réservoir engineering qui peut être utilisé pour fournir une meilleure compréhension du réservoir par :

- Estimation des réserves en place.
- Analyse et prédiction des performances futures du réservoir.
- Définir les régimes de drainage participant à la production et leurs taux de contribution.

La forme générale de l'équation de bilan matière a été présentée par Schilthuis en 1941. [1]

**La production = Expansion des fluides initialement en place +
(l'injection de gaz + Influx d'eau)**

3. Analyse d'injection dans le pattern :

- Définition du pattern sur l'ensemble du gisement en respectant les critères de choix.
- Plotter les pressions de pattern (les trends de pression).
- Allouer un volume d'hydrocarbure à partir du modèle géologique (réserves volumétriques) comme étant de réserve initiale du pattern.

- Calculer la pression moyenne de pattern et le caler avec le trend de pression sur le même graphe.
- Tirer les réserves de pattern qui rétablissent le profil de pression calé.
- Estimer la récupération primaire et secondaire.

- Ploter et analyser les courbes de VRR associé avec la pression et le débit de production pour le pattern.
- Analyser les courbes de coefficient de récupération en fonction de volume poreux injecté.[2]

3.1. Calage de la pression :

La pression recalculée par la méthode citée auparavant qui tient compte des volumes produits et injectés doit être calée avec le trend de pression élaboré par les mesures réelles au niveau des puits de pattern sur tout l'historique de production (pendant la période de déplétion naturelle ainsi que pendant la période de l'injection du gaz).[2]

L'exécution du travail se présente dans les étapes suivantes :

- Sélection des puits du pattern.
- Collection des données de production, d'injection et des pressions mesurées des puits du pattern.
- Affectation des GAF (Géometric Allocation Factor) aux volumes produits et injectés de chaque puits selon sa position dans le pattern (central, périphérique) et les contraintes géologiques (failles, barrières et linéaments) auxquelles il peut se soumettre. Ceci conduit à allouer aux puits des volumes de production et d'injection différents des volumes initiaux, surtout pour les puits situés aux sommets de pattern ou aux frontières, afin de déterminer les volumes réellement injectés ou soutirés du pattern considéré fermé. La somme des GAF affectés pour le même puits égale 1.
- Calcul de la pression Mat bal par la méthode de dichotomie en utilisant une macro Excel programmée en VBA (Visual Basic).

- Variation des GAF jusqu'à l'obtention d'un match acceptable de la pression Mat bal avec les pressions observées dans la période d'injection.
- Pour caler la pression dans la partie déplétion naturelle, on fait varier les réserves(N) allouées pour le pattern en prenant comme valeurs initiales les réserves volumétriques.[2]

4. Analyse nodale :

Le modèle "performance" est validée à partir des valeurs obtenues lors d'un jaugage et d'une mesure de fond au cours desquels la pression de fond dynamique est mesurée.

Les différentes étapes suivies sont :

- Un gradient de pression utilisé afin de vérifier les corrélations qui permettent de reproduire la pression de fond dynamique à partir d'un débit d'huile et d'une pression de tête, pour le cas du champ de Hassi Messaoud on utilise la corrélation de Hagedorn & Brown (huile).
- Une analyse du calage des données du puits par rapport aux résultats de test et de jaugage correspondant.
- Reproduction de l'état actuel du puits.
- Une performance du potentiel de production du puits mettant en œuvre différentes sensibilités qui permettent d'améliorer l'état actuel en débit.

5. Les courbes de déclin :

La méthode consiste à faire un plot des paramètres de production représenté par :

Graphe 1 : déclin de production

Représente le déclin de production avec les conditions actuelles, ainsi que le déclin après intervention sur le puits en utilisant le débit prévisionnel et voir le gain cumulé que le puits peut produire.

Grphe 2 : cumul de production

Représente une extrapolation du cumul de production du puits dans le temps (dans les conditions actuelles de production) et une extrapolation du gain cumulé si le puits subi une intervention (en se basant sur les résultats) graphe 1.[3]

Partie 3 : Analyse et étude de l'impact d'injection du Pattern GZ20A.

3.1. Analyse d'injection dans le pattern GZ20A :

L'analyse du pattern répond à deux aspects fondamentaux :

- Comprendre l'historique de production et les mécanismes de drainage.
- Et en même temps, calculer le coefficient de récupération de la cellule et le comparer avec les volumes poreux injectés.

Ceci répondra à la problématique de l'optimisation de la récupération par une meilleure répartition de l'injection et par la suite reconfiguration du système d'injection total par la conversion de certains puits et aussi redessiner le pattern s'il est moins performant pour améliorer son récupération.

La zone 20A présente tous les critères pour l'application de l'approche d'analyse sur pattern, un pattern irrégulier est attribué à cette zone et ceci est dû à la complexité géologique du réservoir cambro-ordovicien due à la combinaison des effets d'érosion et des mouvements tectoniques.

Objectifs :

Les objectifs de l'analyse de cette partie seront :

- Optimiser les volumes du gaz d'injection.
- Examiner le bilan injection/récupération du pattern.
- Etendre l'injection du gaz par la conversion des puits producteurs dans la même zone ou dans d'autres zones.
- Ressortir les compartiments en sur-injection et en sous-injection.
- Définir des zones potentielles pour l'implantation de nouveaux puits producteurs.
- Estimation de la récupération ultime.

3.1.1. Analyse de la pression de pattern :

Ce pattern est mis en production par le forage du puits MD10 en aout 1958. La pression initiale était de 480.2 kg/cm². Le déclin de pression des puits de ce pattern suit la même disposition, à l'exception des trois puits injecteurs MD168 et MD160 et MD88 qui sortent du trend de pression. Les pressions du réservoir obtenues par l'interprétation des essais *Fall-off* effectués sur ces puits sont des pressions moyennes dans le volume du réservoir atteint par l'injection, cela explique les fortes pressions constatées sur la figure.2.4.

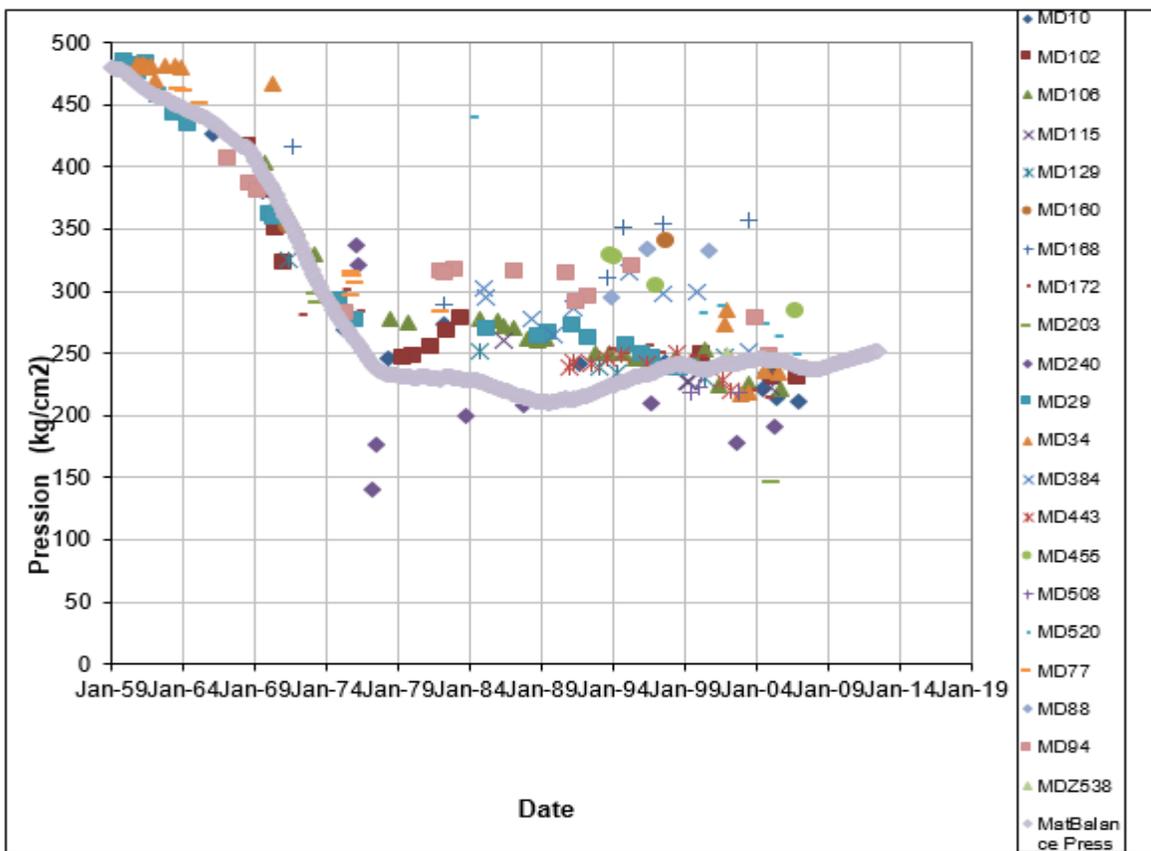


Figure 3.1 : Trend de la pression du pattern.

3.1.2. Rétablissement de profil de pression de patterns :

L'analyse du pattern d'injection est basée sur un calcul du bilan matière. Le pattern est défini par un nombre de puits producteur entourés par des puits injecteurs.

Connaissant les réserves en place(N) par calcul volumétrique de pattern, les pressions de gisement mesurées des puits de pattern (les essais des puits), les volumes soutirés (huile, eau gaz), les volumes injectés gaz; rapportés aux conditions réservoir (utilisant le B_o , B_g et B_w), on cherche à calculer la pression moyenne mensuelle pour le pattern par la méthode de dichotomie.

L'intérêt de cette méthode réside dans ces trois points :

- La méthode de dichotomie dans toutes les étapes de calcul converge.
- L'estimation des résultats par des itérations reliées, nous permet de contrôler l'erreur.
- L'algorithme de la dichotomie nous permet de déterminer la pression par le bilan de matière pour chaque cumule de production soutiré.

Calage de la pression

Après correction des réserves en place et des facteurs d'allocation, le pattern est parfaitement calé.

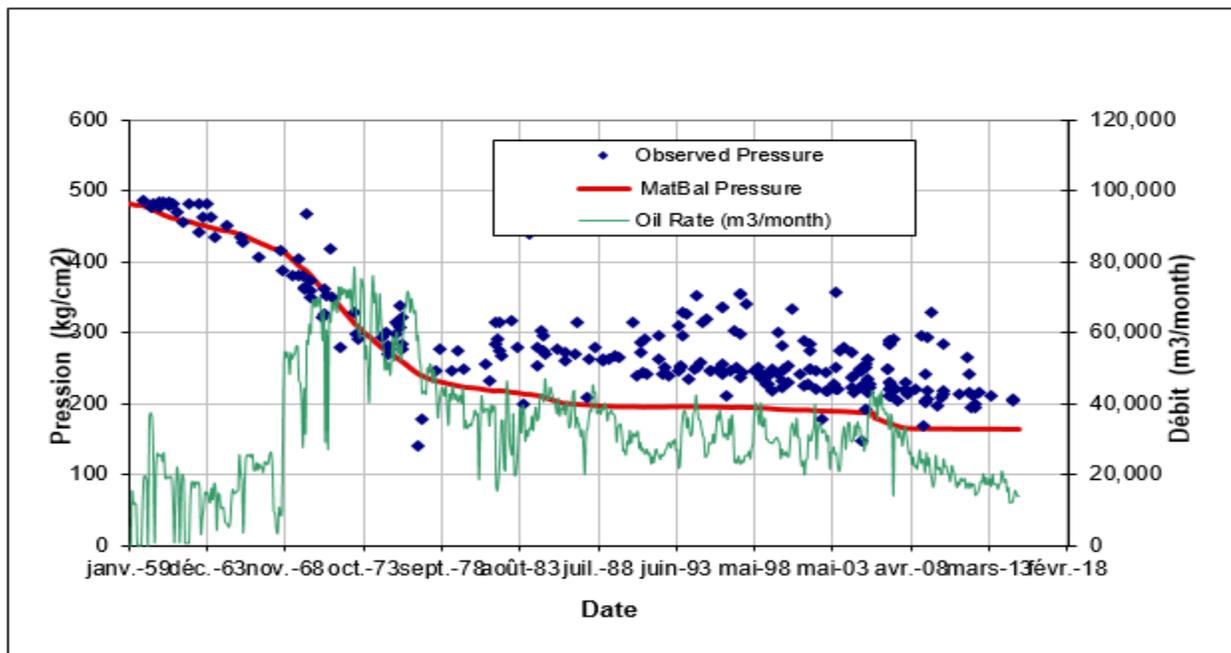


Figure 3.2 : Calage de la pression du pattern.

Le profil de pression rétablit est parfaitement calé dans la période de la déplétion naturelle ainsi que dans la période d'injection.

L'injection est considérée comme la seule source d'énergie qui intervient sur le maintien de pression de ce pattern.

3.1.3 Résultat de la restitution de pression :

A) A base des facteurs alloués au puits :

Dans le pattern, à partir des facteurs GAF alloués au puits MD10, MD94, MD34 MD102 MD106, MD115, MD203, MD443, MDZ538, MD240 MDZ568, MDZ551, MD443 qui se trouvent au milieu du pattern, leurs production est limitée de l'intérieur du pattern et ne produisent pas de l'extérieurs.

Suivant leur GAF et l'injection cumulée de gaz, les puits injecteurs participent différemment ou on peut voir que malgré l'injection du gaz importante, le puits MD88 participe dans notre pattern moins que le puits MD160.

B) A base des réserves Matbal utilisées :

Les réserves volumétriques et les réserves MatBal utilisées dans la restitution du profil de pression du pattern sont représentées dans le tableau suivant :

Tableau.3.1. Estimation des réserves de pattern.

	Pattern
Réserves volumétriques, stm ³ .	44541672.52
Réserves MatBal, stm ³ .	45688574
Différence	-1146901.48

Ce tableau montre que la réserve calculée par la méthode volumétrique ne correspond pas à réserves estimées par Mat Bal utilisée dans la restitution du profil de pression, la différence entre ces réserves est soit supérieure ou inférieure suivant la direction des influx et la distribution de pression dans la zone20A.

La différence entre la réserve volumétrique et la réserve dynamique (réserves estimées par Mat Bal) est une différence négative, cet écart négatif indique que le paterne a reçu des influx de l'intérieur de la zone.

Commentaire :

- Vue l'épaisseur important du réservoir, les barrières de perméabilité (failles, linéaments et dégradation ou absence des drains productifs) ne constituent pas vraiment des barrières étanches.
- Cette méthode de restitution de pression par Mat Bal permet de corriger les réserves du pattern et par conséquent les réserves totales de la zone.
- L'effet de l'injection sur le maintien de pression est notable dans le pattern. Tout de même, une étude de performance plus approfondie est nécessaire pour évaluer son apport à la production d'huile.

3.2. Etude de Performance d'injection sur le pattern :

L'étude de performance peut nous aider dans la validation de la configuration d'injection choisie, l'évaluation du degré de maintien et de l'efficacité de balayage afin d'estimer la récupération de pattern et la récupération final de la zone. Pour effectuer cette étude nous avons suivi les points d'analyse suivant :

3.2.1 Analyse de la courbe du Taux de remplacement de vide VRR (Voidage Replacement Ratio) :

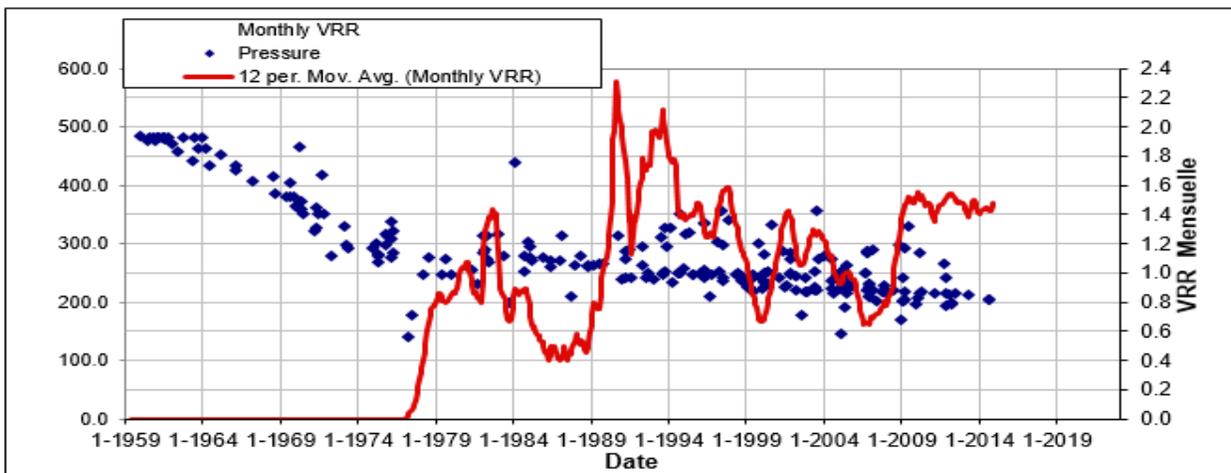


Figure3.3: VRR et Trend de pression du pattern.

3.2.2 Impact de l'injection sur le taux de la récupération :

L'évolution du taux de récupération en fonction du volume poreux injecté (HCPVi) est représentée sur la figure suivante :

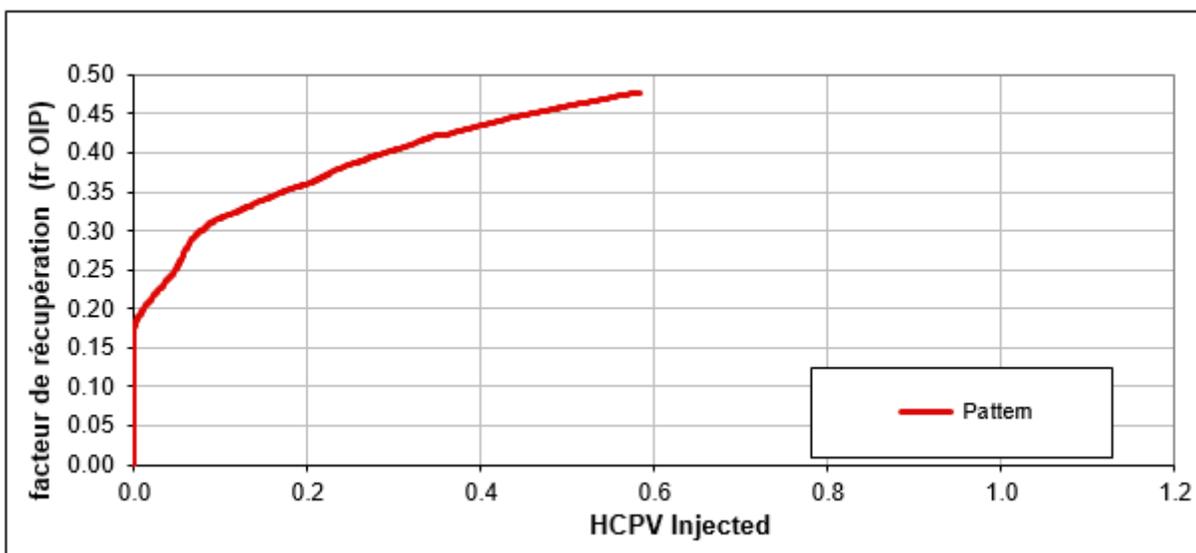


Figure 3.4 : Taux de récupération en fonction de HCPVi.

Le taux de récupération dans le pattern était de **0.18** avant l'initiation de l'injection. Cette huile était récupérée grâce à la seule déplétion naturelle vu l'absence d'un aquifère actif ou d'un *gascap*.

Grâce à l'injection, la récupération atteint une valeur de **0.48** après l'injection d'un volume de gaz correspondant à un HCPVi de **0,58**. Cette valeur indique qu'un potentiel important d'huile reste à récupérer, et nous avons utilisés les formules suivantes :

Commentaire :

L'étude effectuée à ce niveau nous a permis de dire que l'injection du gaz dans le pattern est efficace sur le plan de maintien de pression ainsi que la récupération, on veut l'améliorer et c'est pour cela on va faire des investigations sur les puits du pattern.

Partie 4 : analyse de performances des puits du pattern

D'après les derniers tests build up disponibles, ainsi que les données de production, on peut tirer les observations et les recommandations suivantes.

4.1. Puits producteurs :

Tableau 4.1 : Analyse des données des puits producteurs.

puits	Dernier mesures de test				Observations	Recommandations	Problèmes probables
	p_g (kg/cm ²)	Q_h (m/h)	GOR	skin			
MD10	242.51	6.73		5.41	Fermé ; Skin élevé	Actualiser le build UP ; PLT Gas shut-off	Percé de gaz
MD102	248.99	2.76	3975	- 0.12	Skin Nulle ; Pas d'endommagement	Actualiser le build UP ; PLT type GHOST Gas shut-off	Percé de gaz
MD106	207.93	3.59	2306	9.92	Fort skin ; puits endommagée	Actualiser le build UP et PLT pour d'éventuel Acidification	Endommagement
MD115	222.63	2.66		- 1.42	Fermé	PLT Gas shut-off	Percé de gaz
MD129	39.55	5.78		6.43	Q faible après 2 opérations frac	Actualiser le build UP et PLT pour d'éventuel Acidification	Déplétion
MD203	246.89	6.78	2002	-1.4	Pas d'endommagement	PLT Gas shut-off jaugeage build-up	Percé de gaz
MD240	168.69	1.2		23.8	PG faible ; Très Fort Skin ; Puits endommagée	Actualiser le build UP et PLT ; jaugeage Pour éventuelle acidification	Déplétion endommagement
MD34	245	3.88	5017	7.24	Fort Skin ; Puits endommagée	Optimisation Gaz lift Actualiser le build UP et PLT pour éventuelle acidification jaugeage	Endommagement et percée de gaz probable
MD508	200	7.79		8.56	Fort Skin ; puits endommagée	Gas shut-off - Actualiser le build UP et PLT pour éventuelle acidification	Percé de gaz ; endommagement
MD443	202.49	3.46		- 0.55	Puits non endommagée	Actualiser le build UP et PLT	
MD455	283.05	6.66	2656	19.3	Skin fort ; Puits endommagée	Actualiser le build UP et PLT pour éventuelle acidification-	Percé de gaz

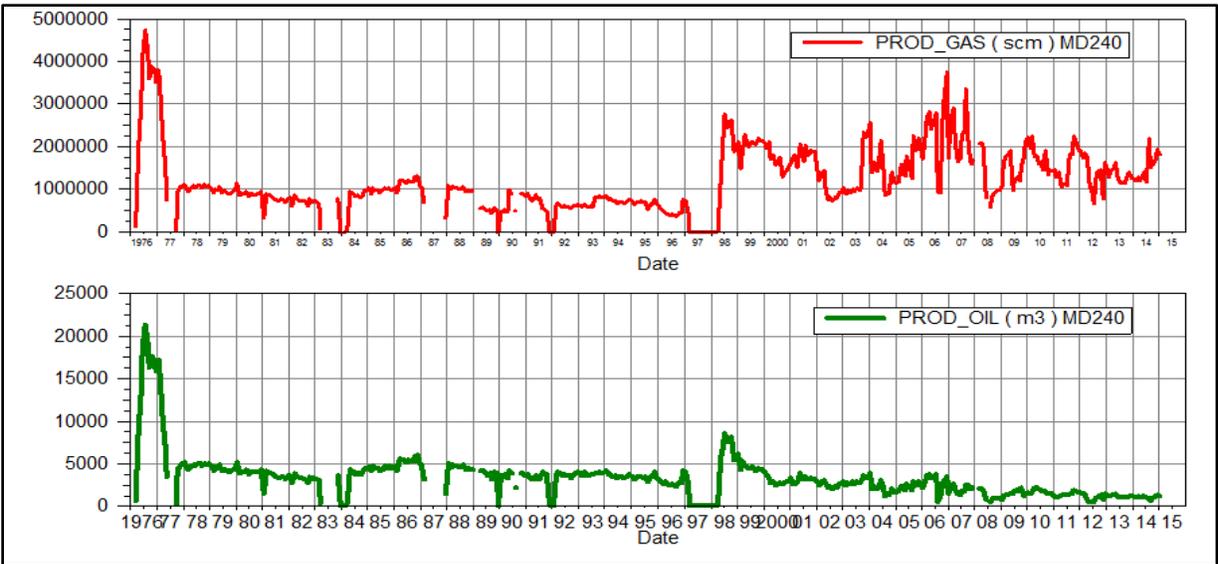


Figure 4.1 : l'évolution de la production de gaz et de l'huile du puits MD240.

A partir de graphe ci-dessus la production d'huile et du gaz sont relativement proportionnelles jusqu'au 1997, une fois le puits est attaqué par la percé de gaz en 1998 on note une chute remarquable en production d'huile.

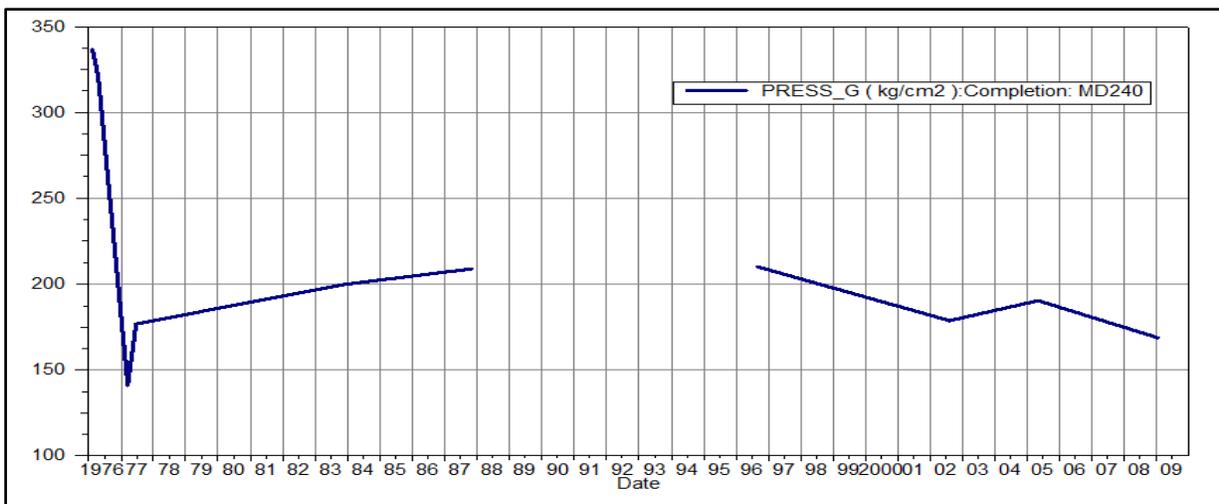


Figure 4.2 : l'évolution de la pression du puits MD240.

Le graphe ci-dessus montre une chute progressive de pression de 340 jusqu'au 140 kg/cm², ensuite la pression est maintenue stable durant la période d'injection qui a commencé en 1977, à partir 1998 la pression de gisement décroît légèrement et pour cela on a noté une chute de production dans le graphe précédent (figure.4.1) .

4.2. Puits injecteurs :

Tableau 4.2 : Analyse des données de test des puits injecteurs.

puits	Dernier mesures de test			Observations	Recommandations	Problèmes probables
	p_g (kg/cm ²)	Q_{inj} (m/h)	skin			
MD160	290.36	28774	11.3	Skin Fort Puits Endommagée	Actualiser le Fall off et PLT pour éventuelle acidification	Endommagement par conséquent réduction d' injectivité
MD168	284.47	25483	0.32	Puits non endommagée	Surveillance de l'injectivité	
MD384	328.66	28888	-4.01	Puits Stimulé	Surveillance de l'injectivité	

Partie 5 : Etude prévisionnel et optimisation

5.1 Analyse nodale :

5.1.1 Objectif :

L'objectif de l'analyse nodal est d'apprécier le comportement du réservoir aux abords du puits par une optimisation de la colonne et étudier la performance que le puits peut donner.

Cela se fait par un examen des différentes sensibilités affectant le puits.

Ce type d'analyse donne un aperçu sur l'état d'exploitation actuel et identifie le manque à produire dû à la configuration des complétions, des contraintes en tête du puits, les restrictions dues au skin ou autres considérations de réservoir telles que la déplétion et la production de gaz.

5.1.2 Résultats d'ANALYSE NODAL des puits :

a-Puits candidats pour Acidification :

Le débit prévisionnel est de 42.5m^3 pour les opérations d'acidification des puits suivants : MD129, MD240, MD34, MD455, MD508 et MD443.

Remarque Importante :

Il est à noter que certains puits candidats à l'acide sont susceptibles de subir une percée de gaz. Cela doit être confirmé avant d'envisager une opération de stimulation (Acidification) pour éviter d'aggraver encore le phénomène de percé.

Toutefois dans notre étude, on a omis cette éventualité et on a supposé ces puits candidat à l'acide.

b-Puits candidats pour Gaz Lift :

Tableau 5.1 : Résultats d'analyse nodal de puits MD443.

Puits	Cumul en 01/01/2015	Débit prévisionnel m3/h	Débit avant optimisation m3/h	Gain m3/h	Recommandations
MD443	544526.88	9.3	6.5	2.8	Gaz Lift

Commentaires :

- L'analyse nodale nous a permis de tirer au clair le comportement du réservoir à l'échelle du puits.
- Une synthèse de sensibilité est mise en jeu afin d'optimiser le puits et évaluer la performance de ce dernier.
- Différentes recommandations ont été proposées pour valider les résultats obtenus au cours de l'analyse.

5.2 Analyse des courbes de déclin (METHODE "Quick Look") :

5.2.1 Objectif :

L'objectif de cette partie est d'établir une évaluation quantitative de la performance de chaque puits et voir son point de fonctionnement dans le temps en se basant sur le déclin de production actuel et l'estimation du gain cumulé après intervention.

5.2.2 Equation d'Arps :

C'est une relation empirique pour les réservoirs d'huile.

Pendant l'écoulement pseudo permanent PSS pour les systèmes, un déclin exponentiel est une caractéristique d'une production à pression de fond constante tandis qu'un déclin harmonique ($b=1$) correspond à une production à débit constant.

L'application des méthodes de déclin fait appel à plusieurs conditions nécessaires afin de valider cette analyse, parmi ces conditions on cite :

- Pas de puits injecteurs aux alentours du puits à étudier.
- Pas d'interférence entre les puits.

5.2.3. Résultats des courbes de déclin des puits producteurs:

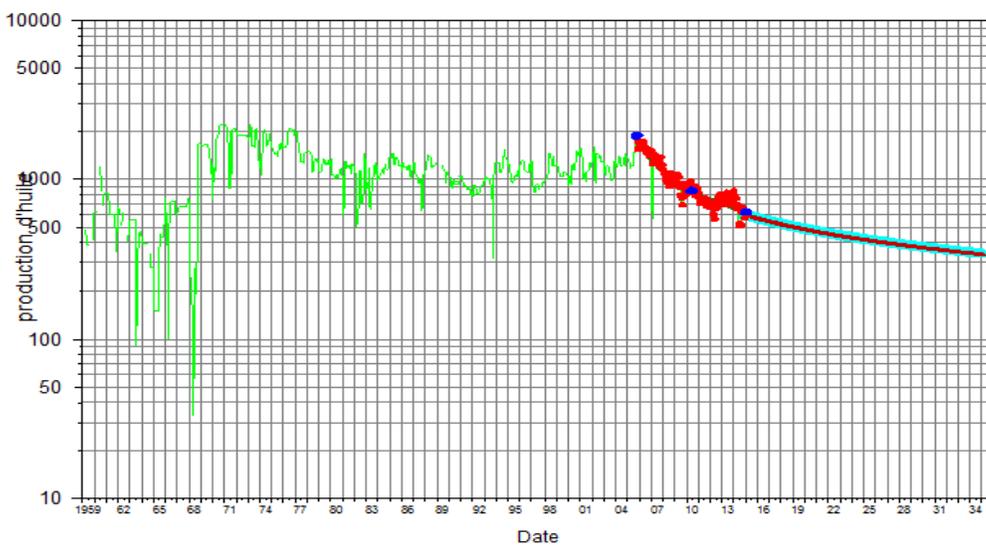


Figure 5.1 : la prévision de production des puits producteurs.

Tableau 5.2 : Résultats des courbes de déclin des puits producteurs.

Puits	Date d'arrêt	Production prévisionnelle Mm ³	Débit final m ³
MD10			10.8641
MD 102	31/01/2035	135.349	13.9009
MD 106	30/09/2022	38.0308	11.9966
MD 115	30/04/2022	71.353	11.9968
MD 129	31/01/2035	285.253	34.1656
MD 203	31/01/2035	261.051	15.8099
MD 240	31/01/2035	208.149	20.8791
MD 34	30/04/2020	31.2548	11.9347
MD 443	31/12/2034	210.934	20.0443
MD 455	31/01/2035	482.387	53.1869
MD 508	30/04/2032	220.613	11.8995
MD 520	31/07/2020	94.1587	11.9691
MD 94	30/04/2018	17.3687	11.9195
MD Z551	28/02/2017	12.8333	11.9927
MD Z568	31/01/2035	745.736	73.6482
MD Z567	30/06/2023	78.2624	11.9853

5.2.4. Résultats des courbes de déclin des puits sélectionnés :

Pour Acidification :

Tableau 5.3 : Résultats de courbe de déclin

Puits	Date d'arrêt	Production prévisionnelle Mm ³	Débit final m ³
MD455	31/12/2034	530.927	46.0716
MD129	31/12/2034	443.249	45.174
MD240	31/12/2034	247.206	16.89
MD34	31/12/2030	173.147	11.9016
MD508	31/12/2034	356.877	14.3598
MD443	31/10/2032	181.739	11.9502

Pour Acidification et Gaz Lift :

Tableau 5.4 : Résultats des courbes de déclin de puits MD443.

Puits	Date d'arrêt	Production prévisionnelle Mm ³	Débit final m ³
MD443	31/12/2034	647.265	64.3672

5.3 Evaluation des paramètres prévisionnel en 15/01/2035 :

Tableau 5.5 : Evaluation des paramètres prévisionnel.

Résultat	Cumule m ³	Débit final m ³	Taux de récupération
cas de base	25147221.79	6560.91	55
Recommandation (Acide)	25646588	7033.18	56.1
Recommandation (Gaz lift et Acide)	26110492.56	9030.98	57.14

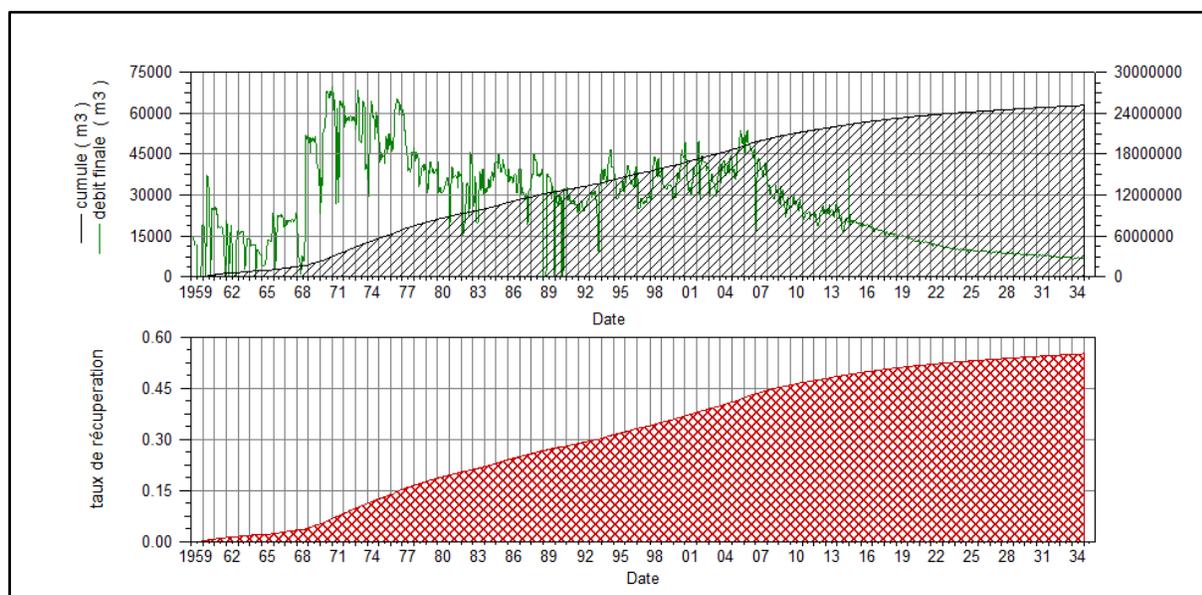


Figure 5.2 : la prévision de cas de base.

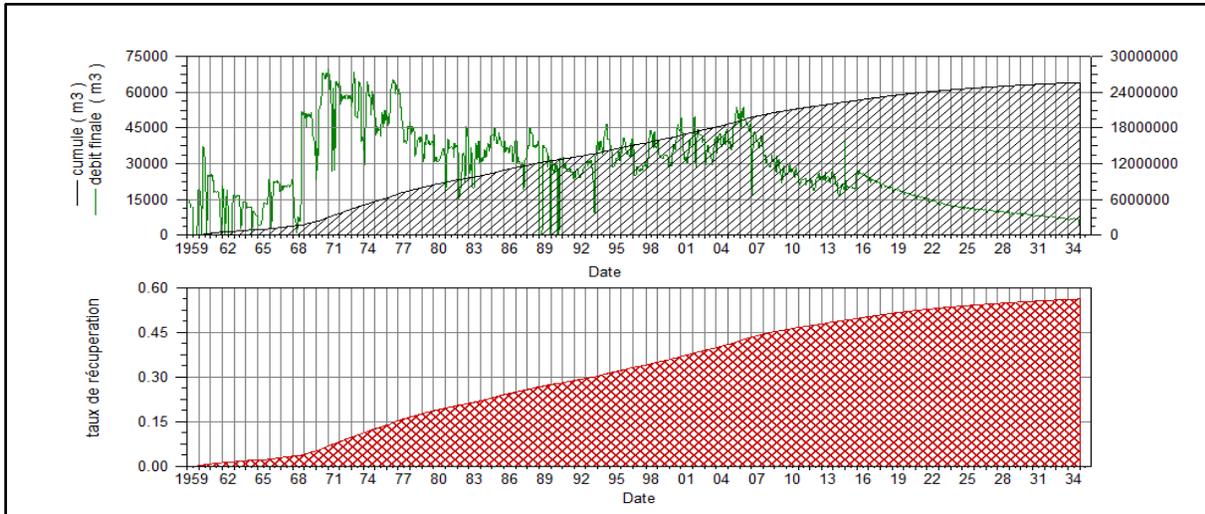


Figure 5.3 :la prévision du traitement par Acide.

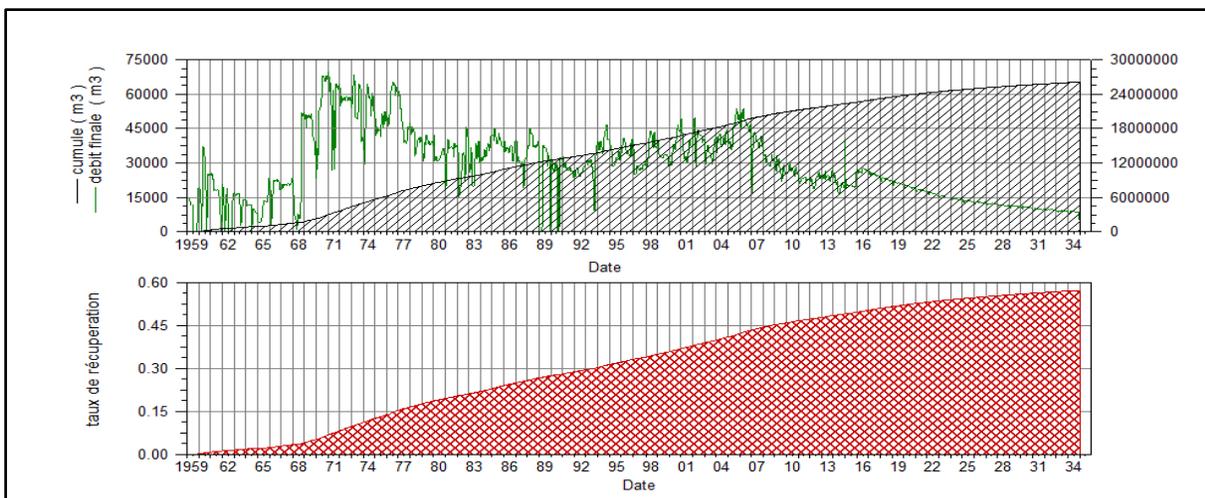


Figure 5.4 :la prévision du traitement par Acide et Gaz lift.

5.4. Comparaison entre l'évolution des paramètres de production des trois cas :

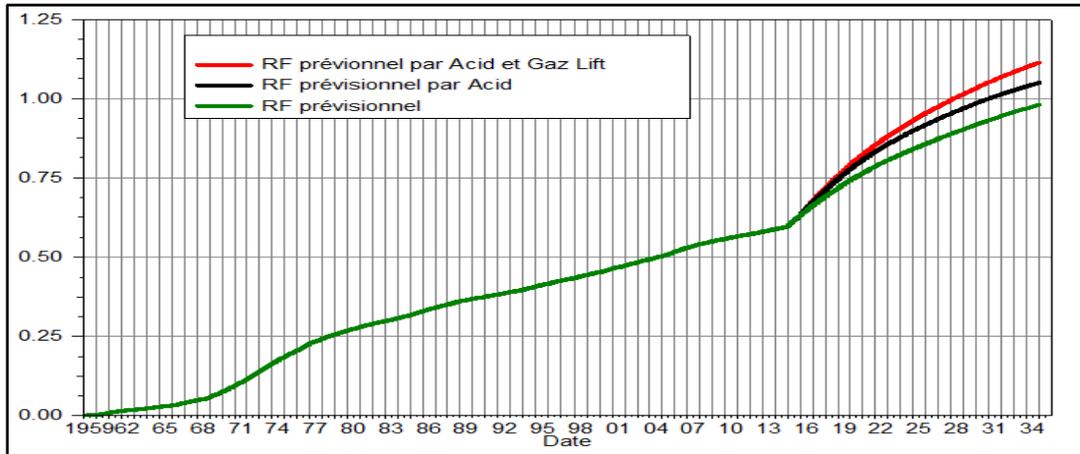


Figure 5.5 : comparaison des facteurs de récupération.

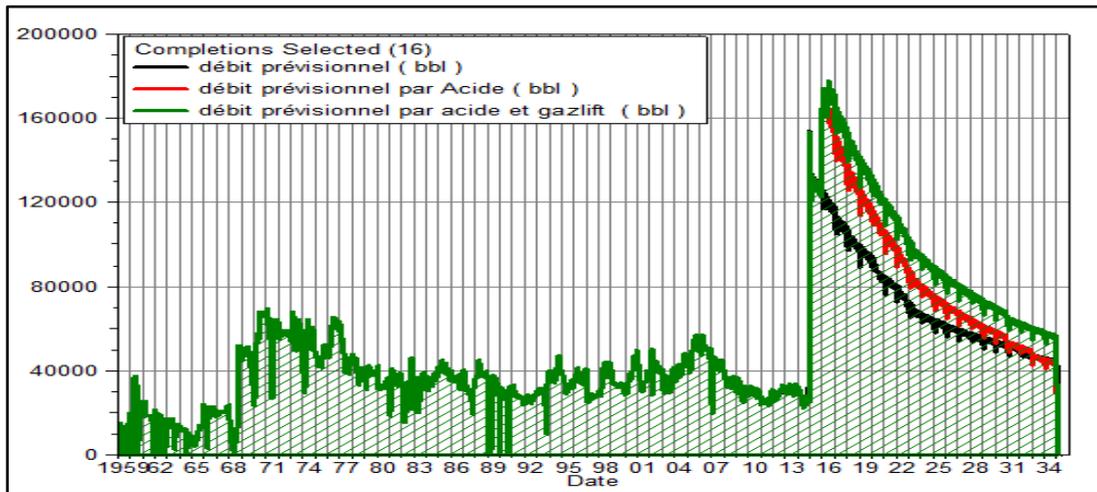


Figure 5.6 : comparaison des débits prévisionnels.

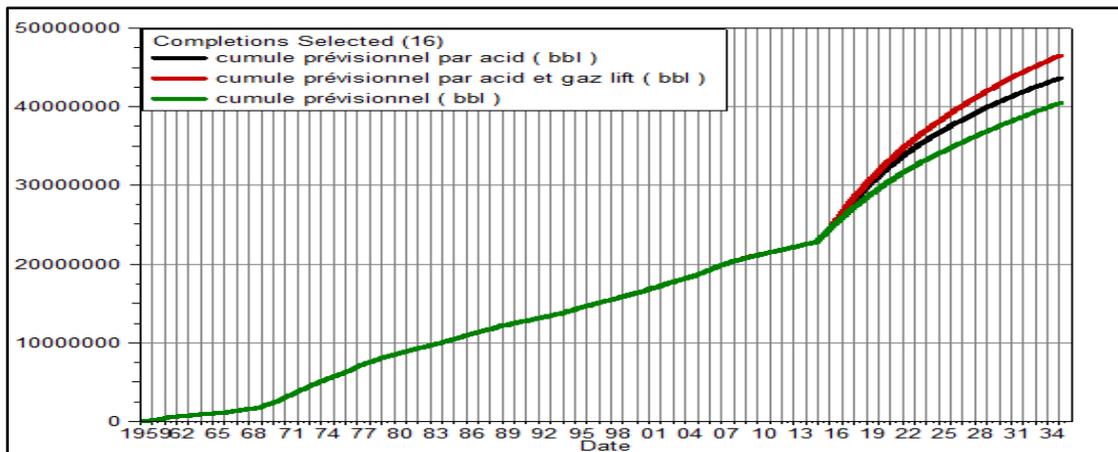


Figure 5.7 : comparaison des cumule prévisionnels.

Commentaires :

L'analyse du déclin a montré la validité de la performance du puits après optimisation par l'exploitation du gain cumulé de production ainsi que la longévité et le point de fonctionnement du puits après traitement et cela par une amélioration du déclin de production.

Conclusion

L'étude nous a permis de mettre en évidence l'impact de l'injection de gaz sur le comportement du réservoir et les effets sur la production du pattern.

L'injection de gaz influe considérablement sur la productivité des puits du pattern. Pour cela notre étude vient éclaircir la situation actuelle du réservoir et d'estimer leur états prévisionnel et en suite proposer des solutions pratiques pour remédier à cette situation afin de récupérer une partie du manque à produire des réserves en place.

Dans ce contexte, le travail présenté dans ce mémoire permis de tirer au clair le comportement du réservoir à l'échelle du puits et montre la validité de la performance de ce dernier.

En fin, nous espérons que ce modeste travail contribuera à donner un aperçu de base sur le réservoir du pattern GZ20A et de mettre en évidence l'impact d'injection de gaz qui influe sur la productivité de la zone.

Recommandations

- Evité de recommander un Gaz lift pour les puits menacés par l'effet de la percée de gaz.
- Mesurer les remontées de pression (Build up) récentes, indispensables pour une bonne analyse sur le comportement du réservoir.
- Optimiser l'injection de gaz dans le pattern GZ20A afin de faire une balance entre l'injection et le soutirage.
- Enregistrement des PLT récents sur les puits.
- Investissement de l'application d'injection d'eau.
- Mesurer les PFS pour les puits fermé.
- Convertir les puits ont un chut de pression par des puits Gaz lift.
- Investigation Gaz Shut-of.
- Recommander Gaz Lift conventionnel au lieu de concentrique pour pouvoir faire des interventions sur les puits.

Annexe

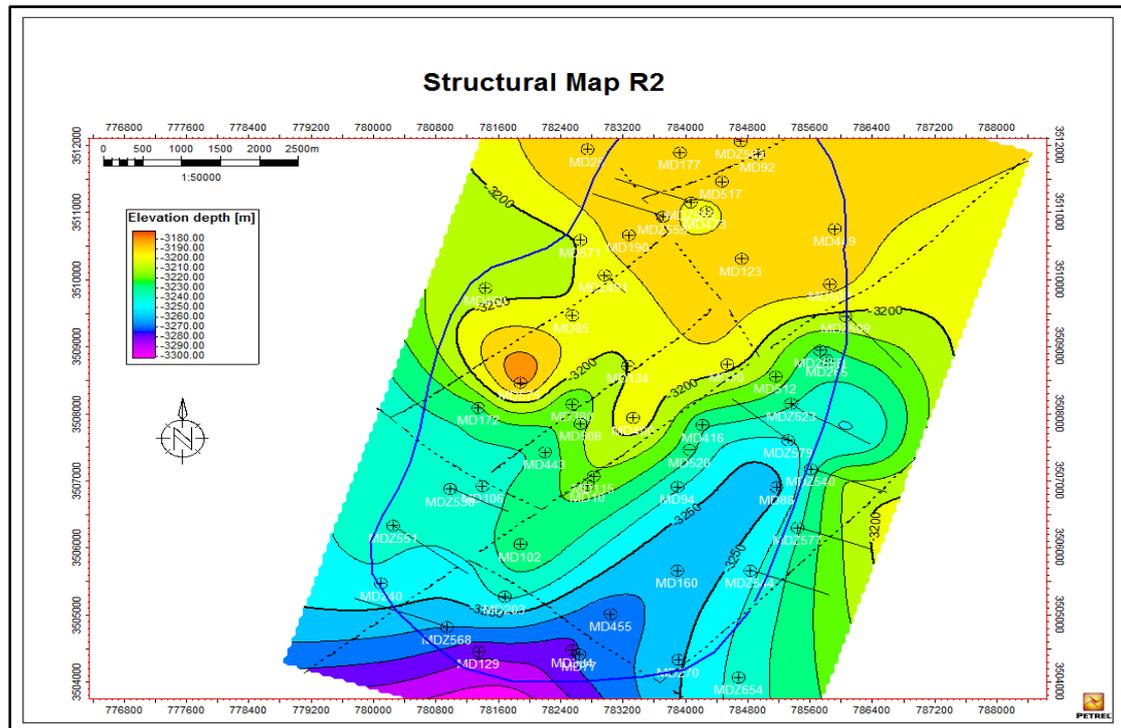


Figure 1 : Carte isobathe au toit du R2.

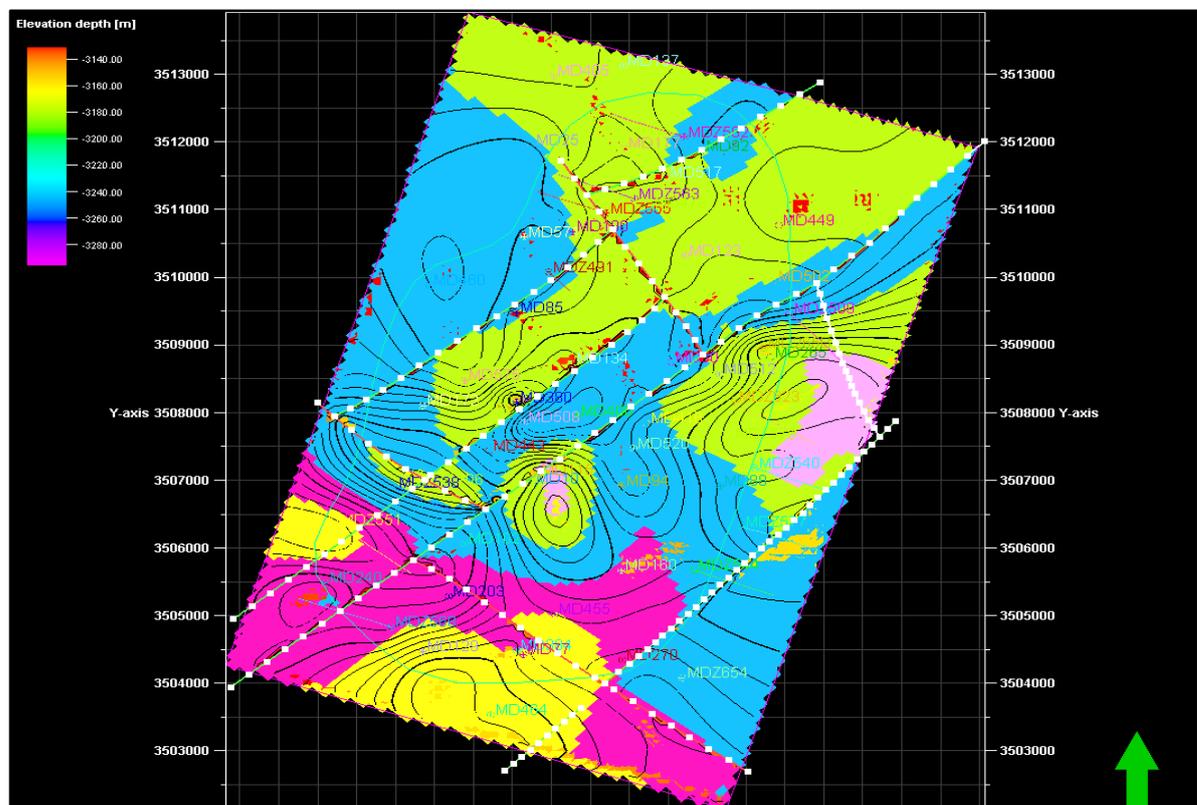


Figure 2 : écorché des réservoirs cambriens sous discordance hercynienne dans la zone 20a

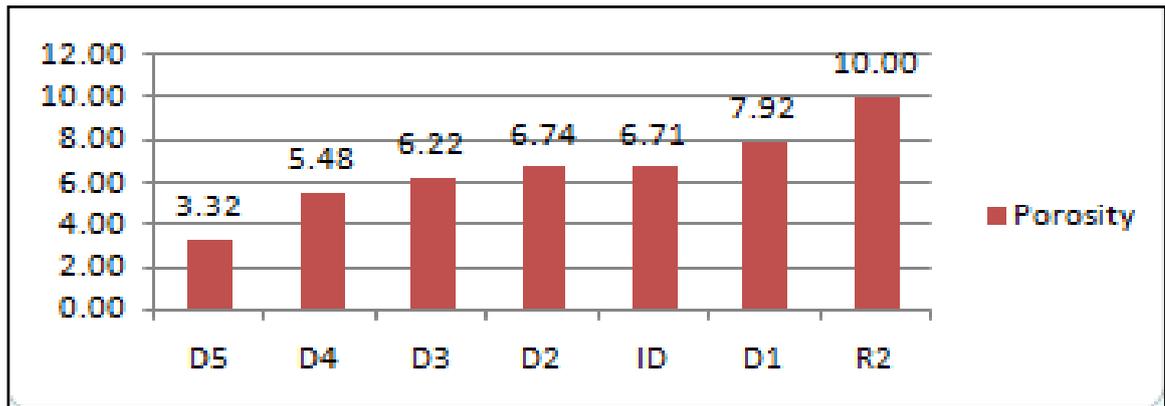


Figure 3 : Porosité moyenne par drain dans le pattern GZ20A.

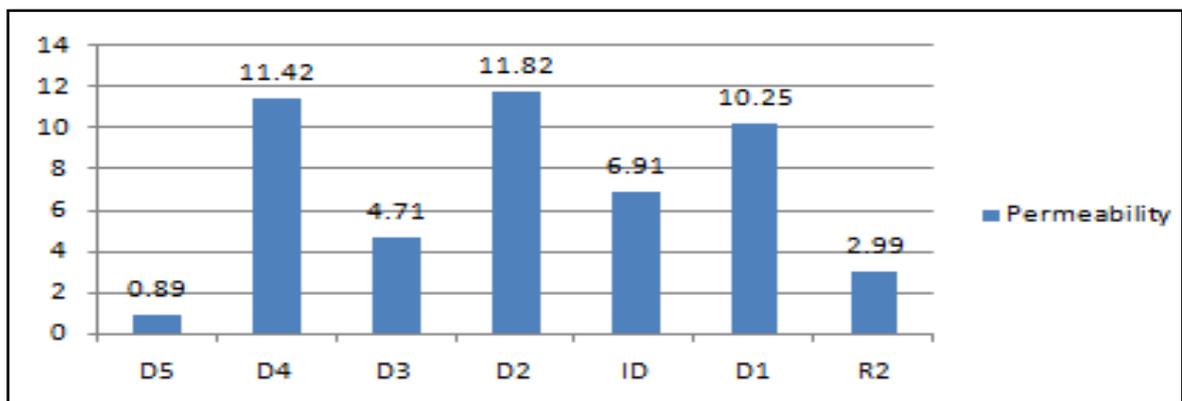


Figure 4 : Perméabilité moyenne par drain dans le pattern GZ20A.

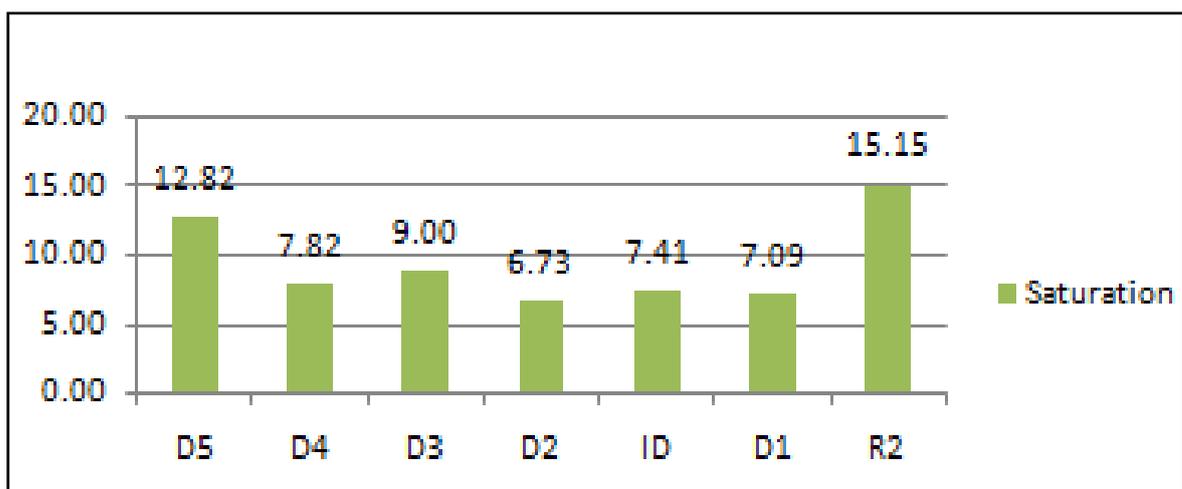


Figure 5 : Saturation moyenne en eau par drain dans le pattern GZ20A.

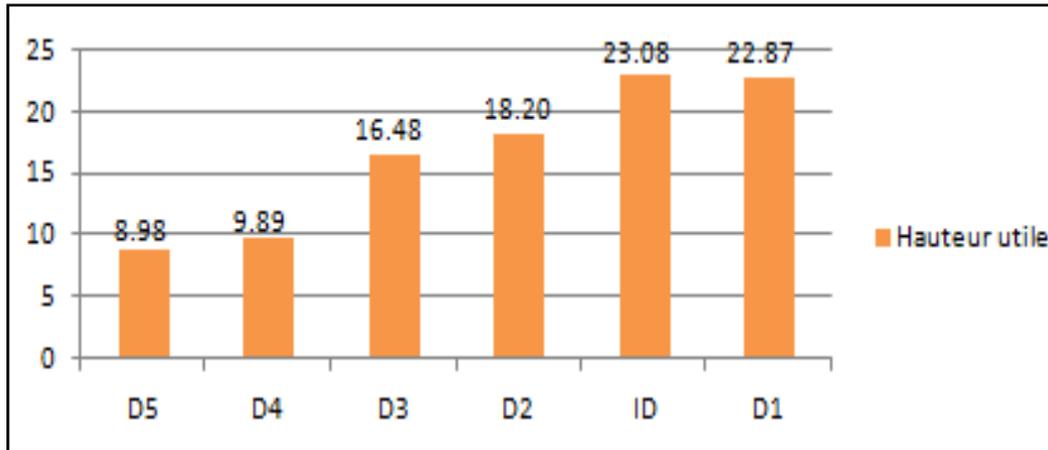


Figure 6 : Hauteur utile moyen par drain dans le pattern GZ20A.

Pattern	Date	Monthly Gas Injection, m ³	Cumulative Gas Injected, m ³	Date	Monthly Water Injected, m ³	Cumulative Water Injected, m ³	A * Cum Gas Injection, m ³	B * Cum Water Injection, m ³
GZ20A_B	01/07/1958	0	0	01/07/1958	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/08/1958	0	0	01/08/1958	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/09/1958	0	0	01/09/1958	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/10/1958	0	0	01/10/1958	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/11/1958	0	0	01/11/1958	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/12/1958	0	0	01/12/1958	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/01/1959	0	0	01/01/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/02/1959	0	0	01/02/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/03/1959	0	0	01/03/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/04/1959	0	0	01/04/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/05/1959	0	0	01/05/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/06/1959	0	0	01/06/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/07/1959	0	0	01/07/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/08/1959	0	0	01/08/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/09/1959	0	0	01/09/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/10/1959	0	0	01/10/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/11/1959	0	0	01/11/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/12/1959	0	0	01/12/1959	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/01/1960	0	0	01/01/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/02/1960	0	0	01/02/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/03/1960	0	0	01/03/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/04/1960	0	0	01/04/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/05/1960	0	0	01/05/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/06/1960	0	0	01/06/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/07/1960	0	0	01/07/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/08/1960	0	0	01/08/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/09/1960	0	0	01/09/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/10/1960	0	0	01/10/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/11/1960	0	0	01/11/1960	0.0	0	0	0
GZ20A_B	01/12/1960	0	0	01/12/1960	0.0	0	0	0

Figure 7 : Macro de restitution de pression du pattern.

Bibliographie

- [1] TAREK Ahmed: *“Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition”*, Gulf Professional Publishing, 2010.
- [2] DEROUICHE Abderrahim, TELLAB Noureddine, *étude de l’efficacité de l’injection d’eau dans la zone 12 du champ de Hassi Messaoud, institut algérien du pétrole, Promotion : novembre 2013.*
- [3] Schlumberger SPE 161767 *Theoretical Bases of Arps Empirical Decline Curves.*
- [4] NNAEMEKA Ezekwe: *“Petroleum Reservoir Engineering Practice”*, Prentice Hall, 2010.
- [5] Cours de production tome 6 (récupération assistée).
- [6] Etude champ HASSI Messaoud (BEICIP).
- [7] Etude Franlab zone 20A.
- [8] Base des données Sonatrach DP HMD “data Bank”.