

N° Ordre/Faculté/UMBB/2019.

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

HAMANE Fatima

HERBI Ania

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie pétrolier : Production des hydrocarbures.

Thème

Etude de l'Infill Drilling dans le champ d'Ourhoud

Devant le jury :

ZERAIBI Nouredine
BENYOUNES Khaled
SAIFI Redha
NAIT AMAR Menad
MALEK Hacene

Professeur
Professeur
MAA
Docteur
Ingénieur

UMBB
UMBB
UMBB
UMBB
SH/IAP

Président
Encadreur
Examinateur
Examinateur
Examinateur

Année Universitaire : 2018/2019



DEDICACES

Je dédie ce travail à :

Mes parents Rachid et Linda KADOUS

Mes chers frères Tarik et Rayan

Mes tentes Chahrazed, Dehbia et Houria

Aux familles HERBI et KADOUS

Mes collègues HAMANE Fatima, LAMHENE Lydia et leurs familles

A mes chères copines : Sabrina, Sarah, Dabi, Maya, Dyna, Dida et Katia

Ania

Je dédie ce travail à :

Mes parents Yahia et Farida BENAÏSSA

Mes chères sœurs Zahia, Souhila et Sarah

Mon adorable frère Lyes

Aux familles HAMANE et BENAÏSSA

Mes collègues Ania HERBI, Lydia LAMHENE et leurs familles

Mes copines Nassima, Amina, Chahinez, Meriem et sa mère

Fatima

A tous nos amis en particulier Dihia, Bariaa, Houda, Amira, Tina, Sarah, Rawia, Ikram,

Hayet, Aymen, Jalil, Amer et Aïssa

A tous les membres du Petroleum Club

Une particulière dédicace à M^r Ahmed KADOUS



Remerciements

Tout d'abord, nous remercions Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience de mener à bien ce travail

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à Mr. Ahmed KADOUS et qu'il veuille bien trouver ici l'expression de notre reconnaissance pour sa contribution, sa disponibilité et l'aide permanente qu'il nous a apportée tout au long de nos cinq ans d'étude

Nous adressons nos vifs remerciements à Mr. Menad NAIT AMER et Mr. Kheireddine REDOUANE nos professeurs consultants qui ont vite répondu présents pour nous orienter et nous apporter des conseils judicieux, Nous remercions également Mr. Redha SAIFI pour son assistance.

Nos remerciements sont particulièrement adressés à notre promoteur Mr. Khaled BENYOUNES.

Nous exprimons notre reconnaissance à Mr. Omar BENSALÉM, notre encadreur qui a veillé au bon déroulement de notre stage.

Nous remercions tous les enseignants de l'INH qui ont contribué à notre formation.

RESUME

L'objectif principal des études effectuées dans le domaine pétrolier est la maximisation de la récupération des hydrocarbures tout en augmentant les bénéfices économiques. Cela implique la création, supposition, analyse et comparaison des divers scénarios pouvant être appliqués sur le réservoir afin de toucher à ce résultat. Les scénarios représentent ainsi des capitaux objectifs de la simulation en réservoir engineering.

Le but de notre travail est de préconiser un schéma de développement et d'exploitation futur au champ d'Ouroud, il s'agit de l'infill drilling qui permet d'améliorer l'efficacité de balayage et d'extraire le maximum d'huile possible autrement dit rehausser le taux de récupération en un temps réduit en tenant en compte quelques critères de sélection des localisations fiables des puits en se basant sur le simulateur VIP.

L'étude technique de l'infill drilling a été complétée par une étude économique détaillée prenant en compte tous les scénarios possibles, elle fournit une réalisation optimale de l'infill drilling dans une marge financière rentable et une gestion efficace.

ABSTRACT

The main objective of the studies carried out in the petroleum sector is to maximize the recovery of hydrocarbons while increasing economic benefits. This involves the creation, assumption, analysis and comparison of various scenarios that can be applied to the reservoir to achieve this result. The scenarios thus represent the main goals of simulation in reservoir engineering.

The purpose of our work is to recommend a development and exploiting scheme in the Ouroud field, it is infill drilling, which makes it possible to improve the efficiency of sweeping and extracting as much oil as possible, in other words, increasing the rate of recovery in a reduced time by taking into account some criteria for selecting the reliable well locations based on the VIP simulator.

The technical study of infill drilling was supplemented by a detailed economic study taking into account all possible scenarios; it provides an optimal execution of infill drilling in a profitable financial margin and efficient management.

Sommaire

Remerciements.....	III
Résumé.....	IV
Sommaire	V
Liste des figures	IX
Liste des tableaux	XIII
Nomenclature	XV
Liste des abréviations	XVIII
Introduction générale	1
Chapitre1 Notions théoriques	4
1.1 Les types des réserves	5
1.1.1 Les réserves prouvées (1P)	5
1.1.2 Les réserves probables (prouvées+ probables = 2P).....	5
1.1.3 Les réserves possibles (prouvées + probables + possibles = 3P).....	6
1.2 Les mécanismes de drainage.....	6
1.2.1 La récupération primaire	6
1.2.2 Récupération secondaire	12
1.2.3 La récupération tertiaire	13
1.3 Improved Oil Recovery (IOR)	14
1.3.1 infill drilling	14
1.4 La simulation.....	17
1.4.1 Définition	17
1.4.2 Les simulateurs et les modèles de réservoir.....	17
1.4.3 Considérations générales d'une simulation.....	18
Chapitre 2 Modélisation mathématique	20
2 Modélisation mathématique	20
2.1 Les équations de base.....	21

2.1.1	La conservation de la masse et la loi de Darcy	21
2.1.2	Equations d'état.....	23
2.2	La solution numérique de l'écoulement compositionnel	27
2.2.1	Choix des variables primaires	27
2.2.2	La différence finie des équations	29
3	Présentation du champ Ourhoud	38
Chapitre 3	Présentation du champ d'Ourhoud	38
3.1	Situation du champ d'Ourhoud	39
3.1.1	Situation Géographique.....	39
3.1.2	Situation géologique	39
3.2	Aspect structural	40
3.3	Subdivision géologique du réservoir.....	41
3.4	Aspect stratigraphique.....	41
3.4.1	La colonne stratigraphique du champ Ourhoud.....	42
3.4.2	La formation TAGI	44
3.5	Développement du champ Ourhoud	45
3.5.1	Historique de découverte	45
3.5.2	Historique de production.....	46
3.5.3	Caractéristiques du réservoir.....	47
3.5.4	Système d'exploitation du champ Ourhoud.....	47
4	Etude du modèle statique et dynamique	49
Chapitre 4	Etude du modèle statique et dynamique	49
4.1	Propriétés et qualité du réservoir	50
4.1.1	Structure et failles du champ Ourhoud	50
4.1.2	Caractéristiques pétrophysiques.....	51
4.1.3	Contacts des fluides	51
4.2	Etude PVT.....	51

4.2.1 Données de tests et échantillonnage.....	52
4.2.2 Les tests PVT	52
4.2.3 Caractéristiques et composition des fluides de la formation.....	53
4.2.4 Les paramètres PVT.....	55
4.3 Etude SCAL.....	60
4.3.1 Courbes de saturation – perméabilité relative.....	60
4.3.2 La pression capillaire	68
4.4 Modélisation des paramètres petrophysiques	71
4.4.1 Modélisation de la saturation	71
4.4.2 Modélisation de la perméabilité.....	73
5 Vérification de l’History matching du modèle	76
Chapitre 5 Vérification de l’history matching du modèle	76
5.1 Généralités et procédures de l’history matching :.....	77
5.1.1 Définition	77
5.1.2 Objectifs de l’history matching.....	77
5.2 Procédure de l’history matching	77
5.3 Vérification de la qualité du calage dans les régions d’intérêts.....	80
5.3.1 Première région.....	80
5.3.2 Deuxième région.....	80
5.3.3 Troisième région	81
5.3.4 Quatrième région.....	82
6 Implantation des infill wells.....	88
Chapitre 6 Implantation des infill wells.....	88
Introduction.....	89
6.1 Méthodologie et hypothèses pour l’implantation des puits	89
6.1.1 Critères de sélection des emplacements des puits.....	89
6.1.2 Référence de la Simulation	89

6.1.3 Hypothèses des infill wells	90
6.1.4 Comparaison des incréments de production - Niveaux champ et AOI.....	90
6.2 Les critères de choix des emplacements des puits	90
6.2.1 Remaining Oil In Place (ROIP)	90
6.2.1 Le taux de récupération.....	90
6.2.2 Reservoir Opportunity Index (ROI).....	91
6.2.3 La densité des puits	92
6.3 Implantation des puits dans les quatre régions.....	92
6.3.1 Première région QB-11/QB-31	92
6.3.2 Deuxième région QB-03/QB-24	109
6.3.3 Troisième région : La région QB-65/ORD3	120
6.3.4 Quatrième région sud-est d'Ourhoud.....	136
6.3.5 Analyse des dix puits groupés.....	150
7 Etude économique.....	155
Chapitre 7 Etude économique	155
7.1 Procédure de l'évaluation économique des scénarios.....	156
7.2 Utilités de la VAN.....	157
7.3 Le prix du pétrole	157
7.4 Considérations économiques.....	157
7.5 Calcul des VAN	158
7.6 Analyse et interprétation des résultats de l'étude économique :	159
7.7 Conclusion	160
Bibliographie	163
Annexe.....	165

Liste des figures

<i>Figure 1.1 les débits et les taux de récupération pour les types de récupération</i>	6
<i>Figure 1.2 caractéristiques du mécanisme de drainage par gaz dissout.....</i>	8
<i>Figure 1.3 caractéristiques du mécanisme de drainage par gas-cap.....</i>	10
<i>Figure 1.4 les caractéristiques du mécanisme de drainage par water drive.....</i>	11
<i>Figure 1.5 les taux de récupération selon le type d'huile.....</i>	13
<i>Figure 3.1 situation géographique du champ d'Ourhoud.....</i>	39
<i>Figure 3.2 localisation du champ d'Ourhoud selon les blocs</i>	40
<i>Figure 3.3 Partenaires SH-ORD</i>	46
<i>Figure 3.4 carte du champ Ourhoud</i>	47
<i>Figure 3.5 Schéma de récupération secondaire à Ourhoud.....</i>	48
<i>Figure 4.1 Carte des failles du champ d'Ourhoud</i>	50
<i>Figure 4.2 Evolution de la viscosité en fonction de la pression</i>	57
<i>Figure 4.3 Evolution de la solubilité du gaz en fonction de la pression.....</i>	58
<i>Figure 4.4 Evolution du facteur volumétrique de formation en fonction de la pression.....</i>	58
<i>Figure 4.5 Evolution de la masse volumique en fonction de la pression.....</i>	59
<i>Figure 4.6 Emplacement des fluides dans les milieux poreux</i>	63
<i>Figure 4.7 courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau du U et M</i>	64
<i>Figure 4.8 courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau du L</i>	65
<i>Figure 4.9 courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en gaz du U et M</i>	66
<i>Figure 4. 10 Courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en gaz du L.....</i>	67
<i>Figure 4.11 courbes des pressions capillaires du U et M.....</i>	69
<i>Figure 4.12 courbes des pressions capillaires du L</i>	70
<i>Figure 4-13 Corrélation de Log (Sw) en fonction de Log(RQI) pour Upper et Middle TAGI</i>	71
<i>Figure 4-14 Corrélation de Log (Sw) en fonction de Log (RQI) pour Lower TAGI .</i>	72
<i>Figure 4-15 Evolution de B' en fonction de Ht pour U, M et L.....</i>	73
<i>Figure 4-16 Variation de la perméabilité en fonction de la porosité pour Upper TAGI</i>	74
<i>Figure 4-17 Variation de la perméabilité en fonction de la porosité pour Middle TAGI</i>	74

<i>Figure 4-18 Variation de la perméabilité en fonction de la porosité pour Lower TAGI</i>	75
<i>Figure 5-.1 Organigramme des étapes de l'history matching</i>	78
<i>Figure 5-2 La procédure du calage de la pression</i>	79
<i>Figure 5-3 La procédure du calage de la saturation</i>	79
<i>Figure 5-4 La procédure du calage de la productivité</i>	80
<i>Figure 5-5 History matching des PLT pour les puits QB-62 et QB-107</i>	81
<i>Figure 5-6 History matching des puits QB-64, QB-11, QB-87 et QB-72 situés dans la première région</i>	83
<i>Figure 5-7 History matching des puits QB-62, QB-107, QB-77 et QB-03 situés dans la deuxième région</i>	84
<i>Figure 5-8 History matching des puits QB-10, ORD3, QB-47 et QB-14 situés dans la troisième région</i>	85
<i>Figure 5-9 History matching des puits QB-65, QB-84, QB-73 et QB-74 situés dans la troisième région</i>	86
<i>Figure 5-10 History matching des puits QB-17, QB-02, QB-96 et QB-55, QB-60 et QB-25 situés dans la quatrième région</i>	87
<i>Figure 6-1 Génération de la carte de répartition de ROI par Petrel</i>	91
<i>Figure 6-2 Situation de la première région QB-11/QB-31</i>	93
<i>Figure 6-3 Evolution du débit et cumul de production de la région QB-11/QB-31</i> ...	93
<i>Figure 6-4 Carte de distribution de la saturation en huile dans la région QB-11/QB-31</i> ...	94
<i>Figure 6-5 Emplacements des trois infill wells QB-FS, QB-FT et QB-FQ</i>	96
<i>Figure 6-6 Section transversale des trois infill wells de la région QB-11/QB-31</i>	96
<i>Figure 6-7 Section transversale de la faille séparant les deux blocs</i>	97
<i>Figure 6-8 Positions des trois puits proposés dans la région QB-11/QB-31</i>	98
<i>Figure 6-9 Section sismique du puits QB-FS</i>	98
<i>Figure 6-10 Section sismique du puits QB-FT</i>	99
<i>Figure 6-11 Section sismique du puits QB-FQ</i>	99
<i>Figure 6-12 Cumuls de production d'huile des puits de la région QB-11/QB-31</i>	100
<i>Figure 6-13 Débits de production d'huile des puits QB-FS, QB-FT et QB-FQ</i>	102
<i>Figure 6-14 Incrément de production d'huile du puits QB-FQ</i>	102
<i>Figure 6-15 Incrément de production d'huile du puits QB-FT</i>	102
<i>Figure 6-16 Incrément de production d'huile du puits QB-FS</i>	102
<i>Figure 6-17 sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FT</i>	105

<i>Figure 6-18 sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FS.....</i>	<i>105</i>
<i>Figure 6-19 sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FQ.....</i>	<i>105</i>
<i>Figure 6-20 Incréments de production d’huile pour les différents scénarios de la région QB-11/QB-31</i>	<i>106</i>
<i>Figure 6-21 Evolution des WCUT des puits de la région QB-11/QB-31.....</i>	<i>107</i>
<i>Figure 6-22 Situation de la deuxième région QB-03/QB-24.....</i>	<i>109</i>
<i>Figure 6-23 Evaluation du débit et cumul de production de la région QB-03/QB-24.....</i>	<i>109</i>
<i>Figure 6-24 Carte de distribution de la saturation en huile dans la région QB-03/QB-24</i>	<i>111</i>
<i>Figure 6-25 Emplacement de l’infill well QB-FM.....</i>	<i>112</i>
<i>Figure 6-26 Section transversale de la première faille</i>	<i>113</i>
<i>Figure 6-27 Section transversale de la deuxième faille.....</i>	<i>113</i>
<i>Figure 6-28 Position du puits proposé QB-FM dans la région QB-03/QB-24</i>	<i>114</i>
<i>Figure 6-29 Section sismique du puits QB-FM</i>	<i>114</i>
<i>Figure 6-30 Incrément de production d’huile qu’engendre le puits QB-FM</i>	<i>115</i>
<i>Figure 6-31 Emplacement proposés du puits QB-FM.....</i>	<i>116</i>
<i>Figure 6-32 Incréments de production d’huile pour les différents cas.....</i>	<i>117</i>
<i>Figure 6-33 Incréments de production en fonction des débits d’injection du puits QB-FM</i>	<i>118</i>
<i>Figure 6-34 WCUT du puits QB-62 en fonction du débit d’injection du puits QB-FM.....</i>	<i>118</i>
<i>Figure 6-35 situation de la troisième région QB-65/ORD3</i>	<i>120</i>
<i>Figure 6-36 carte de distribution de la saturation en huile dans la région QB-65/ORD3.....</i>	<i>121</i>
<i>Figure 6-37 Emplacement des trois infill wells QB-FY QB-FW et QB-FU.....</i>	<i>122</i>
<i>Figure 6-38 Section transversale des trois infill wells de la région QB-65/ORD3 ..</i>	<i>123</i>
<i>Figure 6-39 Section transversale des failles adjacentes.....</i>	<i>123</i>
<i>Figure 6-40 Positions des trois puits proposés dans la région QB-65/ORD3.....</i>	<i>124</i>
<i>Figure 6-41 Section sismique du puits QB-FU.....</i>	<i>125</i>
<i>Figure 6-42 Section sismique du puits QB-FW</i>	<i>125</i>
<i>Figure 6-43 Section sismique du puits QB-FY.....</i>	<i>126</i>
<i>Figure 6-44 Débits de production d’huile des puits QB-FU, QB-FW et QB-FY.....</i>	<i>127</i>
<i>Figure 6-45 Cumuls de production d’huile des puits de la région QB-65/ORD3</i>	<i>128</i>
<i>Figure 6-46 Incrément de production d’huile du puits QB-FY jusqu’en 2047.....</i>	<i>129</i>
<i>Figure 6-47 Incrément de production d’huile du puits QB-FY jusqu’en 2033.....</i>	<i>129</i>

<i>Figure 6-48</i>	<i>Incrément de production d'huile du puits QB-FW</i>	129
<i>Figure 6-49</i>	<i>Incrément de production d'huile du puits QB-FU</i>	129
<i>Figure 6-50</i>	<i>Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FU</i>	132
<i>Figure 6-51</i>	<i>Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FW</i>	132
<i>Figure 6-52</i>	<i>Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FY</i>	132
<i>Figure 6-53</i>	<i>Incréments de production d'huile pour les différents scénarios de la région QB-65/ORD3</i>	133
<i>Figure 6-54</i>	<i>Evolution des WCUT des puits de la région QB-65/ORD3</i>	134
<i>Figure 6-55</i>	<i>Situation de la quatrième région (région sud-est d'Ourhoud)</i>	136
<i>Figure 6-56</i>	<i>Emplacement de la région sud-est d'Ourhoud</i>	137
<i>Figure 6-57</i>	<i>Carte de distribution de la saturation en huile dans la région sud-est d'Ourhoud</i>	138
<i>Figure 6-58</i>	<i>Emplacements des trois infill wells de la région sud-est d'Ourhoud</i>	139
<i>Figure 6-59</i>	<i>Section transversale des trois infill wells de la région sud-est d'Ourhoud</i>	139
<i>Figure 6-60</i>	<i>Positions des trois puits proposés dans la région sud-est d'Ourhoud</i>	140
<i>Figure 6-61</i>	<i>Section sismique du puits QB-FL</i>	141
<i>Figure 6-62</i>	<i>Section sismique du puits QB-FV</i>	141
<i>Figure 6-63</i>	<i>Section sismique du puits QB-FO</i>	142
<i>Figure 6-64</i>	<i>Débits de production d'huile des puits QB-FL, QB-FV et QB-FO</i>	144
<i>Figure 6-65</i>	<i>Cumuls de production d'huile des puits de la région sud-est d'Ourhoud</i>	145
<i>Figure 6-66</i>	<i>Incrément de production d'huile du puits QB-FL</i>	145
<i>Figure 6-67</i>	<i>Incrément de production d'huile du puits QB-FO</i>	145
<i>Figure 6-68</i>	<i>Incrément de production d'huile du puits QB-FS</i>	145
<i>Figure 6-69</i>	<i>Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FV</i>	147
<i>Figure 6-70</i>	<i>Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FL</i>	147
<i>Figure 6-71</i>	<i>Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FO</i>	147
<i>Figure 6-72</i>	<i>Incréments de production d'huile pour les différents scénarios de la région sud-est d'Ourhoud</i>	148
<i>Figure 6-73</i>	<i>Evolution des WCUT des puits de la région sud-est d'Ourhoud</i>	149
<i>Figure 6-74</i>	<i>Emplacements des dix les infill wells proposés dans le champ d'Ourhoud</i>	150
<i>Figure 6-75</i>	<i>Incréments de production après l'ajout des dix infill wells</i>	151

<i>Figure 6-76 Débits de production du cas de base et après l'ajout des puits.....</i>	<i>151</i>
<i>Figure 6-77 Incréments de production d'huile des scénarios de sensibilités sur le retard du forage.....</i>	<i>153</i>
<i>Figure 6-78 Incréments de production d'huile du scénario de sensibilité de 21 puits WAG</i>	<i>153</i>
<i>Figure 7.1 Variation de la valeur nette actuelle avant et après l'ajout des infill wells</i>	<i>159</i>

Listes des tableaux

<i>Tableau 4-1 Composition de l'huile du champ Ourhoud</i>	<i>54</i>
<i>Tableau 4-2 Compressibilité de l'huile en fonction de la pression</i>	<i>55</i>
<i>Tableau 4-3 Evolution de la viscosité en fonction de la pression.....</i>	<i>56</i>
<i>Tableau 4-4 Saturations en eau initiales selon les classes de roches.....</i>	<i>62</i>
<i>Tableau 4-5 Corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité dans les différents secteurs du champ Ourhoud.....</i>	<i>73</i>
<i>Tableau 6-1 Propriétés moyennes des roches de la région QB-11/QB-31.....</i>	<i>94</i>
<i>Tableau 6-2 Les ROIP et taux de récupération de la région QB-11/QB-31 et la région adjacente à la faille</i>	<i>95</i>
<i>Tableau 6-3 Densités des puits dans les différentes zones du champ Ourhoud</i>	<i>95</i>
<i>Tableau 6-4 Positions des puits proposés et les profondeurs de pénétration du TAGI</i>	<i>97</i>
<i>Tableau 6-5 Débits et WCUT initiaux des puits proposés dans la région QB-11/QB-31</i>	<i>99</i>
<i>Tableau 6-6 Incréments de production d'huile des puits proposés dans la région QB-11/QB-31</i>	<i>100</i>
<i>Tableau 6-7 Incréments de production des sensibilités sur les puits de la région QB-11/QB-31</i>	<i>103</i>
<i>Tableau 6-8 Incréments de production d'huile pour les différents scénarios de la région QB-11/QB-31</i>	<i>106</i>
<i>Tableau 6-9 les taux de récupération avant et après l'ajout des puits dans la région QB-11/QB-31.....</i>	<i>107</i>
<i>Tableau 6-10 les taux de récupération avant et après l'ajout des puits dans la région adjacente à la faille</i>	<i>108</i>

Tableau 6-11 Propriétés moyennes des roches de la région QB-03/QB-24.....	110
Tableau 6-12 ROIP et le taux de récupération de la région QB-03/QB-24 et la région sud du puits QB-62	111
Tableau 6-13 Densités des puits de la région QB-03/QB-24 et du champ.....	111
Tableau 6-14 Incrément de production d'huile du puits proposé dans la région QB-03/QB-24	115
Tableau 6-15 Les cas d'emplacement du puits QB-FM.....	116
Tableau 6-16 Incréments de production des sensibilités sur l'emplacement du puits QB-FM.....	116
Tableau 6-17 les taux de récupération avant et après l'ajout du puits dans la région QB-03/QB-24.....	119
Tableau 6-18 les taux de récupération avant et après l'ajout du puits dans la région sud de QB-62	119
Tableau 6-19 propriétés moyennes des roches de la région QB-65/ORD3.....	121
Tableau 6-20 ROIP et le taux de récupération de la région QB-65/ORD3 et la région adjacente à la faille	122
Tableau 6-21 Densités des puits dans les différentes zones du champ Ourhoud	122
Tableau 6-22 Positions des puits proposés et les profondeurs de pénétration du TAGI	124
Tableau 6-23 Débits et WCUT initiaux des puits proposés dans la région QB65/ORD3	126
Tableau 6-24 Incréments de production d'huile des puits proposés dans la région QB65/ORD3	127
Tableau 6-25 Incréments de production des sensibilités sur les puits de la région QB-65/ORD3.....	130
Tableau 6-26 Incréments de production d'huile pour les différents scénarios de la région QB-65/ORD3.....	133
Tableau 6-27 Les taux de récupération avant et après l'ajout des puits dans la région QB-65/ORD3	134
Tableau 6-28 Les taux de récupération avant et après l'ajout des puits dans la région adjacente à la faille	135
Tableau 6-29 Propriétés moyennes des roches de la région sud-est d'Ourhoud.....	137
Tableau 6-30 ROIP et le taux de récupération de la région sud-est d'Ourhoud.....	138

<i>Tableau 6-31 Densités des puits dans les différentes zones du champ Ourhoud</i>	<i>138</i>
<i>Tableau 6-32 Positions des puits proposés et les profondeurs de pénétration du TAGI</i>	<i>140</i>
<i>Tableau 6-33 Débits et WCUT des puits proposés dans la région sud-est d'Ourhoud</i>	<i>142</i>
<i>Tableau 6-34 Incréments de production d'huile des puits proposés dans la région sud-est.....</i>	<i>143</i>
<i>Tableau 6-35 Incréments de production des sensibilités sur les puits de la région sud-est d'Ourhoud.....</i>	<i>146</i>
<i>Tableau 6-36 Incréments de production d'huile pour les différents scénarios de la région sud-est d'Ourhoud.....</i>	<i>148</i>
<i>Tableau 6-37 Les taux de récupération avant et après l'ajout des puits dans la région sud-est d'Ourhoud.....</i>	<i>149</i>
<i>Tableau 6-38 Incréments de production d'huile après l'ajout des dix infill wells ...</i>	<i>150</i>
<i>Tableau 6-39 Sensibilités sur le retard du forage et l'ajout des puits WAG</i>	<i>152</i>

Nomenclature

α : indice de la phase, o:oil, g:gas, w:water

m: indice du composant

N_c : nombre de composants

$\xi_{m\alpha}$: densité molaire du composant m dans la phase (mol/m^3)

ξ_{mo} : densité molaire du composant m dans la phase liquide (mol/m^3)

ξ_{mg} : densité molaire du composant m dans la phase vapeur (mol/m^3)

ξ_o : densité molaire de l'huile (mol/m^3)

ξ_α : densité molaire d'une phase (mol/m^3)

ξ_g : densité molaire du gaz (mol/m^3)

ξ_w : densité molaire de l'eau (mol/m^3)

$n_{m\alpha}$: nombre de moles du composant m dans la phase α (mol)

n_α : nombre de moles total de la phase α (mol)

q_w : débit molaire de l'eau (mol/s)

q_m : débit molaire du $m^{\text{ème}}$ composant (mol/s)

S_o : saturation en huile (%)

S_g : saturation en gaz (%)

- S_w : saturation en eau (%)
 S_α : saturation à la phase α (%)
 \emptyset : porosité (%)
 v_o : Vitesse volumétrique de la phase liquide donnée par la loi de Darcy (m/j)
 v_g : vitesse volumétrique de la phase vapeur (m/j)
 v_α : vitesse volumétrique de la phase α (m/j)
 z_m : Fraction molaire d'un composant dans le mélange (mol/mol)
 $K_{r\alpha}$: perméabilité relative de la phase α (md)
 μ_α : viscosité de la phase α (cp)
 P_α : pression d'une phase (Pa, psia)
 ρ_α : masse volumique d'une phase (kg/m³)
 g : constante gravitationnelle
 $x_{m\alpha}$: fraction molaire d'un composant m dans la phase α (mol/mol)
 x_{mo} : fraction molaire d'un composant m dans la phase liquide (mol/mol)
 x_{mg} : fraction molaire d'un composant m dans la phase vapeur (mol/mol)
 μ_m : Potentiel chimique d'un composant (kg-m²/j²)
 μ_{mg} : potentiel chimique du composant m dans la phase gazeuse (kg-m²/j²)
 μ_{mo} : potentiel chimique du composant m dans la phase liquide (kg-m²/j²)
 Z : facteur de compressibilité du mélange
 V : volume du mélange (m³)
 $\phi_{m\alpha}$: Coefficient de fugacité d'un composant dans une phase
 ω : facteur acentrique
 T_g : température de la phase gazeuse (°C, °R)
 T_o : température de la phase liquide (°C, °R)
 T_c : température critique (°C, °R)
 T_r : température réduite (°C, °R)
 T : température du fluide (°C, °R)
 P_g : pression de la phase gazeuse (psia)
 P_o : pression de la phase liquide (psia)
 P_c : pression critique (psia)
 P_r : pression réduite (psia)
 P : pression du fluide (psia)
 F : quantité de la matière totale par unité de volume (mol/m³)

T_α : transmissibilité

x_{mg} : fraction molaire du composant m dans la phase gazeuse (mol/mol)

x_{mo} : fraction molaire du composant m dans la phase liquide (mol/mol)

K_m : coefficient d'équilibre liquide vapeur du composant m

$P_{mo,pur}^s$: pression de saturation du composant m pur dans la phase liquide (psia)

$P_{mg,pur}^s$: pression de saturation du composant m pur dans la phase gazeuse (psia)

$f_{mo,pur}$: fugacité du composant m pur à l'état liquide (Pa)

f_m : Fugacité d'un composant dans une phase (Pa)

$f_{mg,pur}$: fugacité du composant m pur à l'état gazeuse (Pa)

P_{cow} : pression capillaire oil/water (psia)

P_{cgo} : pression capillaire gas/oil (psia)

P_o : pression de l'huile (psia)

P_g : pression du gaz (psia)

P_w : pression de l'eau (psia)

f_{mo} : fonction de fugacité pour le $m^{\text{ème}}$ composant dans la phase liquide

f_{mg} : fonction de fugacité pour le $m^{\text{ème}}$ composant dans la phase vapeur

G : Enthalpie libre (j)

V_{pi} : Volume poreux dans une grille

P_{wf} : pression de fond (psia)

P_{sat} : pression de saturation (psia)

C_T : compressibilité à température constante (psi^{-1})

V : volume du corps (m^3)

ρ : masse volumique du corps (g/cm^3)

R_s : solubilité du gaz (scf/STB)

B_o : facteur volumétrique de fond de l'huile (bbl/STB)

K_{ri} : perméabilité relative du fluide

K_i : perméabilité effective du fluide (md)

K : perméabilité absolue du fluide (md)

k_{ro} : perméabilité relative de l'huile

k_{rw} : perméabilité relative de l'eau

k_{rg} : perméabilité relative du gaz

k_m : perméabilité relative de la phase non-mouillante

k_{ro} : perméabilité relative de la phase non-mouillante à la saturation irréductible de la phase mouillante

S_w^* : saturation normalisée de la phase mouillante (%)

λ : indice de distribution de la taille des pores

S_{iw} : saturation en eau initiale (%)

S_{wM} : saturation en eau maximale (%)

S_{or} : saturation en huile résiduelle (%)

S_{gC} : Saturation critique en gaz (%)

S_{gMax} : saturation maximale en gaz (%)

σ : la tension inter-faciale entre deux fluides

θ : angle de contact (la mouillabilité)

R : rayon des pores (m)

$K_{x_{moy}}$: perméabilité moyenne selon x (md)

$S_{O_{moy}}$: saturation en huile moyenne (%)

Δz_{total} : épaisseur totale (m)

Φ_{moy} : porosité moyenne (%)

P_b : pression de bulle (psi)

t_r : taux de récupération (%)

NTG_{moy} : la hauteur nette moyenne (%)

CF_t : cash-flow d'une période t (\$)

d : taux d'actualisation (%)

n : nombre d'années

I : le prix de pétrole dans une période t (\$)

P_o : le prix actuel du pétrole (\$)

R : le taux d'inflation du prix (%)

Liste des abréviations

API: American Petroleum Institute

CAPEX: CAPital Expenditure

CCE: Constant Composition Institute

DL: Differential Liberation

EOR: Enhanced Oil Recovery

EOS : Equation Of State

GOC: Gas Oil Contact

GOR : Gas Oil Ratio

IMPES: Implicite en Pression Explicite en Saturation

L: Lower

LT: Lower TAGI

M: Middle

MT: Middle TAGI

NTG: Net To Gross

OOIP: Original Oil In Place

OPEX: OPerating EXpenditure

PLT: Production Logging Tool

PVT: Pression Volume Temperature

ROI: Reservoir Opportunity Index

ROIP: Remaining Oil In Place

RQI: Rock Quality Index

TAGI : Triassique Argilo- Gréseux Inférieur

TVDss: True Vertical Depth subsea

U: Upper

UT: Upper TAGI

VAN : Valeur Actuelle Nette

WAG: Water Alternating Gas

WCUT: WaterCut

WOC: Water Oil Contact

Introduction générale

Suite à l'augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures, l'industrie pétrolière est constamment mise au défi du changement et d'adaptation, cet environnement a donc stimulé le développement de stratégies nouvelles d'optimisation : maximalisation de la récupération et réduction des coûts opérationnels, afin que l'industrie pétrolière puisse surmonter ces challenges.

Pour cela, l'établissement des projets de développement des champs pétroliers et l'accélération de la production est une préoccupation majeure qui se repose sur des études approfondies des comportements des réservoirs et des fluides qu'ils contiennent.

Dans ce contexte, on cherche à optimiser une récupération efficace des hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique donnée. Cette dernière a toujours été la raison principale de l'apparition de la simulation en réservoir. La simulation s'agit d'une combinaison entre les mathématiques, physique, réservoir engineering et l'informatique, elle ouvre la voie aux chercheurs d'établir et d'améliorer les divers scénarios possibles ainsi que les choix optimaux pour une meilleure interaction entre les données et les décisions prises au cours du cycle de vie d'un champ.

Le contrat de partage de production du champ Ourhoud entre la SONATRACH et ses partenaires entre dans sa dernière phase d'exécution, il est amené à préconiser un schéma d'exploitation futur afin d'extraire le maximum possible de ce champ en un temps réduit.

Afin de bien cerner ce problème, qui s'agit de choisir la variante optimale qui permettra d'optimiser et maximiser la production du champ au moindre coût, nous avons procédé à l'infill drilling. C'est un moyen d'améliorer l'efficacité de balayage en augmentant le nombre de puits dans une région donnée c'est-à-dire le forage de puits supplémentaires entre les puits originaux préexistants, la prédiction et l'optimisation du projet ont été réalisées avec le simulateur VIP.

L'exploitation du champ d'Ourhoud a débuté en 2002 avec un débit d'huile initial de 15275 bbl/j. La production a atteint 230000 bbl/j en Janvier 2003, additionné à la production de Berkine et des autres gisements satellites, il a contribué à la production nationale à 1,5 million de bbl/j.

Afin d'atteindre notre objectif, nous proposons ce travail qui s'articule autour des sept chapitres suivants :

Introduction générale

Le premier chapitre a été consacré pour les notions théoriques, commençant par les différents mécanismes de drainage passant par la technologie de récupération par IOR dont l'infill drilling fait partie, ainsi que le choix de l'emplacement des puits avec l'évaluation des incréments de production et enfin la simulation à laquelle on s'est largement référé.

Dans le deuxième chapitre, nous présentons la formulation mathématique du modèle compositionnel appliqué dans le champ d'Ourhoud, c'est à dire les équations de base qui décrivent l'écoulement des fluides dans les milieux poreux, les équations d'état ainsi que la solution numérique correspondante.

La situation géologique et géographique du champ d'Ourhoud, son aspect stratigraphique, son historique de production y compris ses caractéristiques générales ainsi que le système d'exploitation au niveau du champ ont été abordés dans le troisième chapitre.

Dans le quatrième chapitre, on a traité en premier lieu, l'étude PVT des fluides du réservoir où on a déterminé la nature des fluides produits : huile, gaz, eau et leurs propriétés telles que la composition, la solubilité du gaz, le facteur volumétrique de formation et la masse volumique à partir des données de tests et échantillonnage. En deuxième lieu, on a établi une étude SCAL qui englobe les courbes de saturations et perméabilités relatives ainsi que les pressions capillaires. En outre une modélisation de la saturation et de la perméabilité a été présentée.

Le cinquième chapitre s'agit de la vérification du calage du modèle, en se basant sur le calage de quelques paramètres essentiels sur les différentes régions d'intérêt, cette étape est primordiale pour la vérification de la fiabilité d'un modèle de simulation.

L'étude prévisionnelle de l'infill drilling a été effectuée dans le sixième chapitre. Elle s'enchaîne selon les deux étapes suivantes :

- Méthodologie et hypothèses de l'implémentation des puits, les critères pris en compte pour la déduction de leurs emplacements et les situations des régions candidates pour l'étude.
- Après vérifications des critères de sélection et analyses géophysiques, des courbes d'incrément de production, cumules, débits et comparaison des WCUT ont été établies, ainsi que des études de sensibilités et la combinaison des puits afin d'analyser tous les scénarios possibles.

L'évaluation économique du projet proposé afin de valider sa rentabilité a été réalisée dans le dernier chapitre, cette étude est basée sur le calcul de la valeur actuelle nette.

L'objectif général de notre étude est, d'une part, d'analyser et d'étudier le plan actuel d'exploitation pour bien estimer le taux de récupération, et d'autre part d'élaborer un plan

Introduction générale

de développement optimal qui nous permet de rehausser ce taux avec une gestion efficace du réservoir

Chapitre 1

Notions théoriques

Introduction

Une gestion efficace des réservoirs est essentielle pour maximiser le facteur de récupération de toute zone et de tout type de réservoir. Au début de l'exploitation des gisements, les paramètres critiques d'un réservoir comme l'espacement optimal et l'interférence entre les puits demeurent inconnus. L'efficacité du processus de développement des réservoirs dépend de l'analyse des données de subsurface et de production ainsi que la compréhension globale du comportement des réservoirs. Cependant, l'évaluation de nouvelles données de subsurface et de production permettent une meilleure compréhension d'un réservoir.

Une des clés stratégiques de développement d'un champ est l'ajout de nouveaux emplacements de puits connue sous le nom de l'infill drilling.

1.1 Les types des réserves

Les réserves représentent la somme des quantités d'hydrocarbures présumées récupérables à l'aide d'un schéma de développement/production décidé par la compagnie, dans une période de temps définie. L'estimation, entachée d'incertitudes, est faite soit de manière déterministe (estimation optimale unique sur la base des données géologiques, géophysiques, économiques) soit de manière probabiliste quand les données connues sont utilisées pour calculer une gamme d'estimations avec leurs probabilités associées. Il est fortement recommandé d'utiliser les deux approches qui doivent aboutir à des résultats similaires.

Les réserves sont classiquement présentées en trois catégories distinctes :

1.1.1 Les réserves prouvées (1P)

Quantités d'hydrocarbures estimées pouvant être produites avec une certitude raisonnable (probabilité > 90%), à partir de réservoirs connus, de techniques de production matures et de conditions économiques et contractuelles stables. La publication des réserves prouvées est un indicateur essentiel de l'évaluation d'une société, complétée généralement par la durée de vie de ces réserves, exprimée en années, et le taux de renouvellement.

1.1.2 Les réserves probables (prouvées+ probables = 2P)

La probabilité de produire ces volumes est supérieure à 50%. Elles peuvent correspondre à une partie du champ encore mal appréciée ou séparée de la partie mise en

Chapitre 1: Notions théoriques

production par une faille. Elles peuvent être valorisées dans la période du contrat mais leur valorisation doit faire l'objet de travaux complémentaires.

1.1.3 Les réserves possibles (prouvées + probables + possibles = 3P)

Ces volumes correspondent à l'estimation du potentiel ultime du gisement par la prise en compte des hypothèses les plus favorables.

1.2 Les mécanismes de drainage

Les hydrocarbures sont produits à partir du sous-sol par le biais des méthodes de récupération primaires, secondaires et tertiaires afin d'améliorer l'efficacité énergétique.

Pour bien comprendre le comportement des réservoirs et prévoir les performances futures, il est nécessaire de connaître les mécanismes de drainage qui contrôlent le comportement des fluides dans les réservoirs. Le premier mécanisme de drainage est la récupération primaire qui fait recours à l'énergie naturelle du réservoir. Lorsque cette dernière n'est plus suffisante pour assurer les débits de production, des moyens artificiels d'injection d'énergie dans le réservoir sont introduits, il s'agit des deux récupérations secondaire et tertiaire.

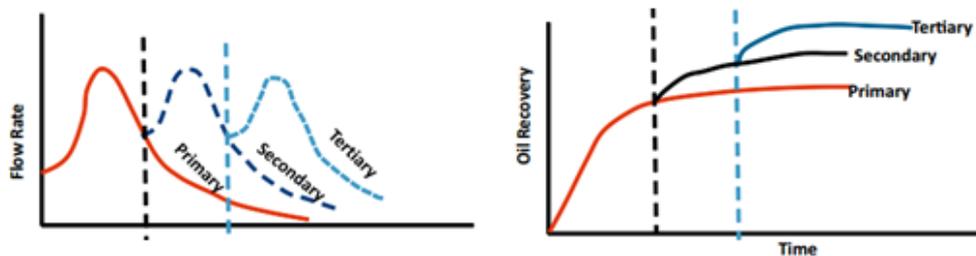


Figure 1-1 les débits et les taux de récupération pour les types de récupération

1.2.1 La récupération primaire

La récupération primaire fait référence à l'extraction du pétrole en s'appuyant uniquement sur l'énergie naturelle du réservoir.

Il existe essentiellement six mécanismes de drainage qui fournissent cette énergie nécessaire pour la récupération d'huile :

- L'expansion de la roche et du fluide
- Depletion drive
- Gas cap drive
- Water drive
- Gravity drainage drive
- Combination drive.

Chapitre 1: Notions théoriques

1.2.1.1 L'expansion de la roche et du fluide

Lorsqu'un réservoir d'huile existe initialement à une pression supérieure à la pression de bulle, on parle de "réservoir d'huile sous-saturé". Sous ces conditions, le pétrole brut, l'eau et la roche sont les seuls matériaux présents. Au fur et à mesure que la pression du réservoir diminue, la roche et les fluides se dilatent en raison des facteurs de compressibilités.

La compressibilité de la roche réservoir est le résultat de deux facteurs :

- L'expansion des différents grains de roche
- Le compactage de la formation.

Ces facteurs sont les résultats de la diminution de la pression du fluide dans les espaces poreux qui ont tendance à réduire le volume des pores par la réduction de la porosité. Comme l'expansion des fluides et la réduction du volume poreux se produisent avec la diminution de la pression du réservoir, le pétrole brut et l'eau vont de l'espace poreux vers les puits.

Les liquides et les roches ne sont que faiblement compressibles, le réservoir subira un déclin rapide de pression. Ce mécanisme de drainage est considéré comme le moins efficace et la récupération est habituellement faible.

1.2.1.2 Depletion drive

Dans ce type de réservoir, la source principale d'énergie est le résultat de la libération du gaz dissout dans le brut lorsque la pression du réservoir est réduite. Lorsque la pression du réservoir chute en dessous de la pression du point de bulle, des bulles de gaz se libèrent dans les espaces microscopiques des pores. Ces bulles se dilatent et entraînent l'huile hors de l'espace interstitiel.

Ce mécanisme est caractérisé par :

- **Le profil de pression :** La pression du réservoir diminue rapidement et en continu. Ce comportement est attribué au fait qu'aucun liquide extérieur ou chapeau de gaz n'est disponible pour remplacer le gaz dissout produit.
- **Production d'eau :** L'absence d'un water drive signifie qu'il y aura peu ou pas de production d'eau avec l'huile pendant toute la durée de production du réservoir.
- **GOR :** on remarque une augmentation rapide du GOR de tous les puits, quelle que soit leur position structurelle. Après la réduction de la pression du réservoir en dessous de la pression du point de bulle, le gaz dissout commence à se libérer. Une

Chapitre 1: Notions théoriques

fois la saturation en gaz dépasse la saturation critique, le gaz libéré commence à s'écouler et le GOR augmente.

Ce mécanisme est généralement la méthode de récupération la moins efficace. La récupération ultime d'huile varie de moins de 5% à environ 30%. Le faible taux de récupération de ce type de réservoir suggère que de grandes quantités d'huile demeurent dans le réservoir et que, par conséquent, ils sont considérés comme les meilleurs candidats pour les applications de récupération secondaire. Ses caractéristiques sont illustrées dans la figure suivante.

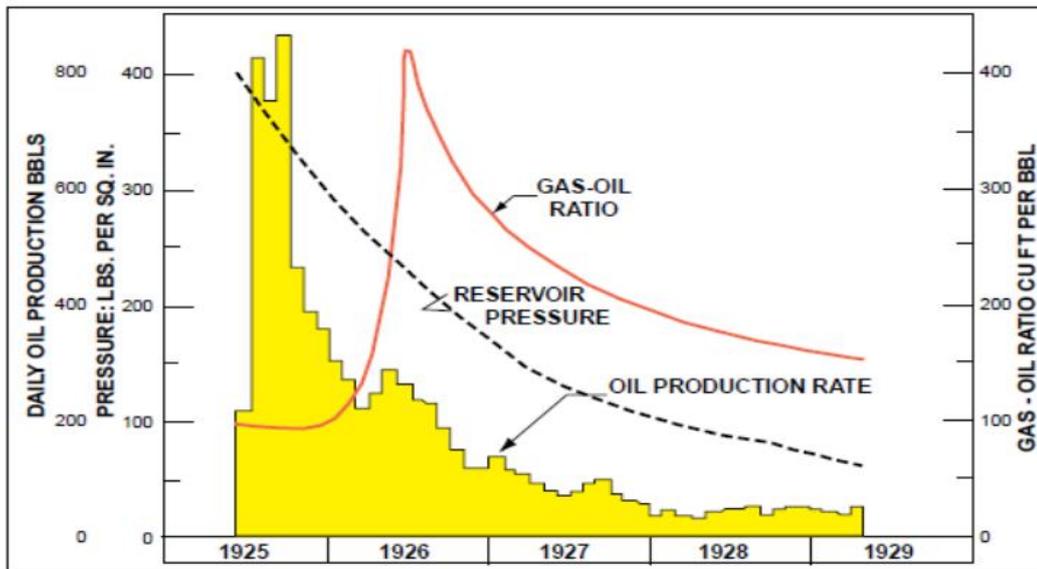


Figure 1-2 caractéristiques du mécanisme de drainage par gaz dissout

1.2.1.3 Gas cap drive

Les réservoirs à gas cap drive peuvent être identifiés par la présence d'un chapeau de gaz avec peu ou pas de water drive. En raison de la capacité d'expansion du chapeau de gaz, ces réservoirs sont caractérisés par une lente baisse de pression, cette dernière est maintenue à un niveau plus élevé que dans un réservoir à depletion drive, une production d'eau absente ou négligeable et un GOR augmentant continuellement dans les puits ascendants.

L'énergie naturelle disponible pour produire l'huile brute provient des deux sources suivantes :

- L'expansion du gaz du chapeau de gaz
- L'expansion du gaz dissout à mesure de la baisse de pression.

Chapitre 1: Notions théoriques

La récupération est considérablement plus élevée que celle des réservoirs à depletion drive qui varie de 20% à 40%. Elle varie en grande partie en fonction des paramètres suivants :

- **Taille du chapeau de gaz :** la récupération d'huile augmente avec l'augmentation de sa taille.
- **Perméabilité verticale :** Une bonne perméabilité verticale permet à l'huile de se déplacer
- **Viscosité de l'huile**
- **Degré de conservation du gaz :** Afin de conserver le gaz et d'augmenter ainsi la récupération d'huile, il est nécessaire de fermer les puits qui produisent excessivement de gaz.
- **Le débit de production :** Au fur et à mesure que la pression du réservoir diminue avec la production, le gaz dissous s'échappe du brut et la saturation en gaz augmente continuellement. Si la saturation en gaz dépasse la saturation critique, le gaz dégagé commence à s'écouler et engendre les deux événements suivants :
 - La perméabilité effective à l'huile diminue en raison de l'augmentation de la saturation en gaz
 - La perméabilité effective au gaz augmente, augmentant ainsi le débit du gaz.

La formation de la saturation en gaz libre ne peut être évitée sans recourir à des opérations de maintien de pression. Par conséquent, afin de tirer le maximum d'avantages de ce mécanisme, la saturation en gaz doit être maintenue à un minimum absolu. Ceci peut être accompli en tirant profit de la ségrégation gravitationnelle des fluides. Le gaz libéré doit avoir la possibilité de migrer vers le haut de la structure vers le chapeau de gaz. Ainsi, un réservoir à chapeau de gaz est un réservoir à système de drainage combiné. Des taux de production plus faibles permettront à la quantité maximale de gaz libre dans l'huile de migrer vers le chapeau de gaz.

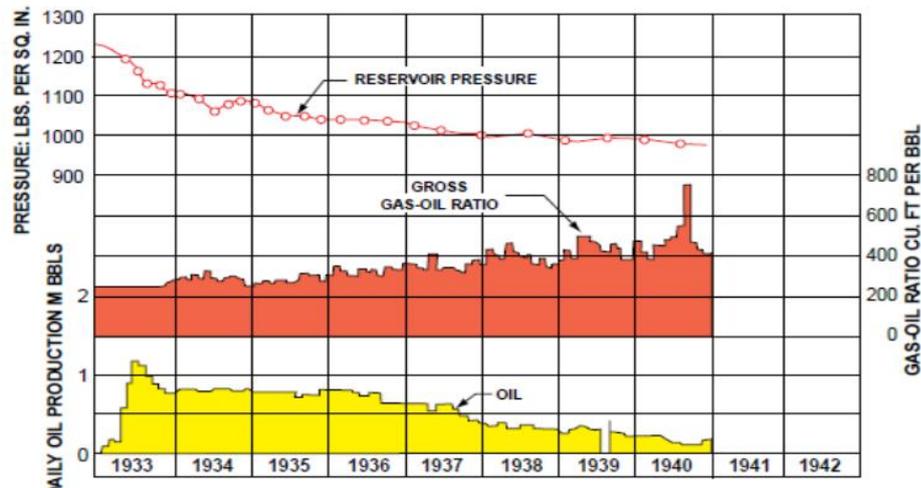


Figure 1-3 caractéristiques du mécanisme de drainage par gas-cap

1.2.1.4 Water drive

De nombreux réservoirs sont délimités partiellement ou totalement par des roches imbibées d'eau appelées aquifère.

L'aquifère lui-même peut être entièrement délimité par des roches imperméables ou affleuré à un ou plusieurs endroits, ou il peut être alimenté par des eaux de surface.

Quelle que soit la source d'eau, le water drive est le résultat du déplacement de l'eau dans les espaces poreux occupés à l'origine par l'huile, remplaçant cette dernière et la déplaçant vers les puits producteurs.

Les caractéristiques qui peuvent être utilisées pour la description de ce mécanisme :

- **Pression du réservoir :** La diminution de la pression du réservoir est habituellement très lente, Cette légère baisse s'explique par le fait que les prélèvements d'huile et du gaz du réservoir sont remplacés presque par de l'eau.
- **Production d'eau :** on note un excès de production d'eau dans les puits à structure basse. Si l'eau pénètre de manière uniforme, il fournira probablement le mécanisme de déplacement le plus efficace. Si le réservoir possède une ou plusieurs zones de très haute perméabilité, l'eau peut se déplacer dans ces zones. Dans ce cas, il peut être économiquement faisable d'effectuer des opérations de restauration pour les fermer.
- **GOR :** il y a un léger changement du GOR pendant la durée de vie du réservoir si le réservoir n'est pas muni d'un chapeau de gaz initial. La pression sera maintenue, donc il y aura relativement peu de gaz libéré de la solution.
- **Le taux de récupération :** il est habituellement plus important comparant aux autres mécanismes primaires, sa récupération varie entre 35% et 75%.

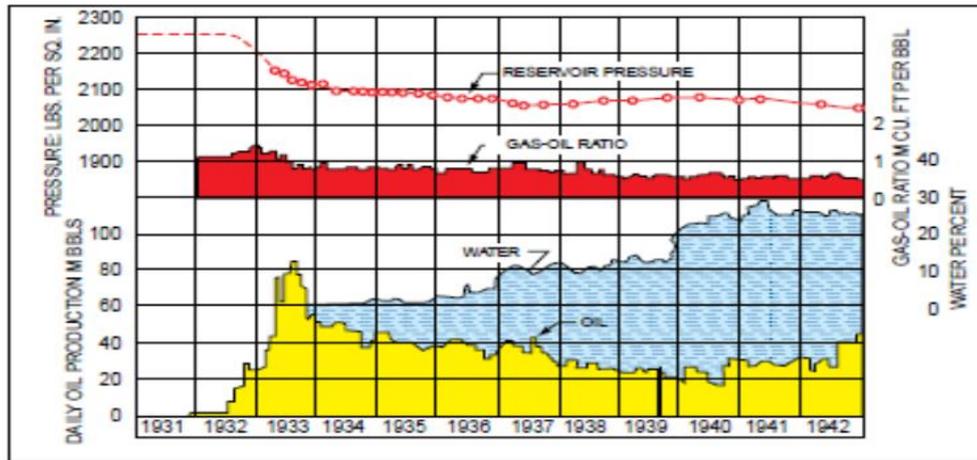


Figure 1-4 les caractéristiques du mécanisme de drainage par water drive

1.2.1.5 Gravity drive

Le mécanisme de drainage par gravité se produit dans les réservoirs pétroliers en raison des différences de densités des fluides qu'ils contiennent. Ces fluides sont soumis aux forces de gravité, comme en témoignent leurs positions relatives.

La ségrégation gravitationnelle des fluides peut contribuer considérablement à la production d'huile dans certains réservoirs. Ils sont caractérisés par les facteurs suivants :

- **Pression du réservoir** : la variation du déclin de pression dépend principalement de la quantité de conservation du gaz. Si le gaz est conservé la pression du réservoir est maintenue. Le réservoir fonctionne sous un mécanisme de drainage combiné entre Gas cap drive et gravity drive. Sans cette combinaison on constate une chute rapide de la pression.
- **GOR** : ce facteur dépend de la profondeur des puits due au phénomène de migration du gaz vers le haut en raison de la ségrégation gravitationnelle des fluides. Ce type de réservoir présente généralement de faibles GOR pour les puits à grande profondeur et un fort GOR pour les puits structurellement élevés.
- **Chapeau de gaz secondaire** : Un chapeau de gaz secondaire peut être formé dans des réservoirs initialement sous-saturés. Évidemment, le drainage par gravité n'entre en vigueur qu'à partir du moment où la pression du réservoir chute sous la pression de bulle.
- **Production d'eau** : peu ou pas de production d'eau.
- **Le taux de récupération** : il varie largement. Les débits de production limités et le degré de conservation du gaz du réservoir permettent de maximiser la récupération par les forces gravitationnelles. Une perméabilité dans le sens du pendage favorise aussi ce mécanisme.

1.2.1.6 Combination drive

Il combine les deux mécanismes de drainage water drive et gas cap drive.

Deux combinaisons de forces de drainage sont généralement présentes dans les réservoirs de ce type :

- Depletion drive et faible water drive.
- Depletion drive, petit chapeau de gaz et faible water drive.

De plus, la ségrégation par gravité peut également jouer un rôle important dans ces deux combinaisons. Ce mécanisme est caractérisé par les paramètres suivants :

- **Pression du réservoir** : une baisse de pression relativement rapide, en général due à l'insuffisance des deux forces de drainage.
- **Production d'eau** : Les puits de production qui sont situés près du WOC présentent lentement des taux de production d'eau croissants.
- **GOR** : en cas de présence d'un petit chapeau de gaz, les puits à structure élevée présenteront des GOR en augmentation continue. Il est possible que le chapeau de gaz se rétrécisse en raison de la production du gaz libre excédentaire, pour cela les puits structurellement élevés présenteront une diminution du GOR. Ce cas devrait être évité dans la mesure du possible.
- **Le taux de récupération** : étant donné qu'un pourcentage important d'huile récupérée est dû à l'effet de depletion drive, le GOR des puits structurellement bas continue d'augmenter en raison de l'évolution du gaz dissous. La récupération par combination drive est généralement plus élevée que celle obtenue par depletion drive mais plus faible que celles du water drive et Gas cap drive [1].

1.2.2 Récupération secondaire

Les techniques de récupération secondaire sont utilisées pour augmenter l'énergie naturelle du réservoir en injectant artificiellement du fluide (gaz ou eau) dans le réservoir pour forcer l'huile à s'écouler. Son objectif principal est de balayer l'huile vers les puits de production pour augmenter la productivité. La récupération secondaire est également utilisée pour maintenir la pression du réservoir, qui diminue normalement au cours de la phase de récupération primaire. En raison de la forte intensité de son capital, la récupération secondaire ne devrait être appliquée que lorsque la récupération primaire n'est plus économiquement fiable pour l'exploitation.

Chapitre 1: Notions théoriques

L'injection d'eau et du gaz sont les méthodes de récupération secondaire. L'injection d'eau implique l'injection d'eau dans le réservoir afin de balayer l'huile vers les puits de production ou pour le maintien de la pression du réservoir.

L'injection de gaz est le fait d'injecter du gaz dans le réservoir pour un balayage efficace de l'huile résiduelle ainsi que le maintien de pression. Le gaz injecté dans l'huile se dilate et cette expansion force l'huile à s'écouler à travers les pores vers les puits producteurs.

1.2.3 La récupération tertiaire

La récupération assistée du pétrole (EOR), également appelée récupération tertiaire, est une technique de récupération sophistiquée appliquée pour augmenter ou stimuler l'écoulement du fluide à l'intérieur du réservoir ainsi extraire le maximum de pétrole brut à partir d'un gisement pétrolier. Il s'agit de l'injection d'un fluide autre que l'eau conventionnelle et le gaz non miscible dans le réservoir

Ces méthodes vont au-delà de la récupération primaire et secondaire en réduisant la viscosité du fluide et en augmentant la mobilité de l'huile. La récupération tertiaire est normalement appliquée pour récupérer une plus grande partie de l'huile résiduelle restante dans le réservoir. L'utilisation des techniques EOR permet d'extraire de 30 à 60%, voire plus, du pétrole présent à l'origine dans le réservoir. Ce type de récupération englobe les méthodes thermique, chimique, gaz miscible et microbienne.

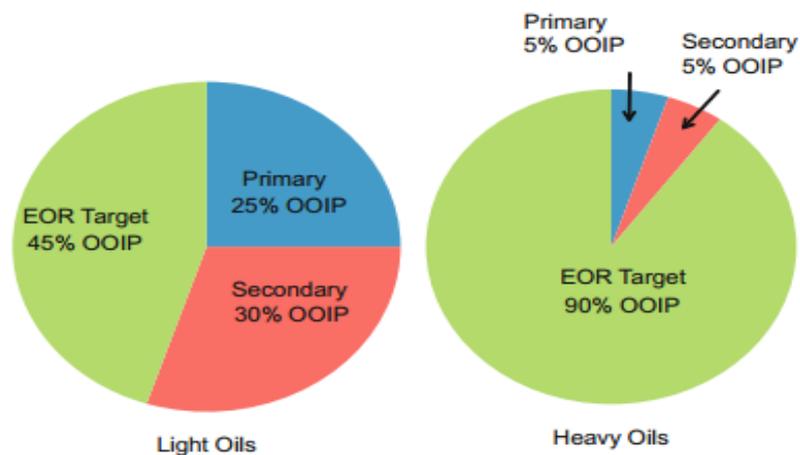


Figure 1-5 les taux de récupération selon le type d'huile

Chapitre 1: Notions théoriques

1.2.3.1 Le WAG

L'injection d'eau et du gaz en alternance (WAG), est considérée comme une récupération assistée. Elle implique le drainage et l'imbibition simultanés, ou en cycles alternatifs dans le réservoir. Il est largement appliqué de nos jours pour améliorer la récupération d'huile à partir des gisements matures en réinjectant le gaz produit dans les puits injecteurs d'eau. En raison de leur faible viscosité, les gaz sont très mobiles, ce qui se traduit par une faible efficacité de balayage macroscopique.

L'injection d'eau après le gaz aide à contrôler la mobilité de ce dernier et stabiliser le front de déplacement. Les techniques de récupération WAG combinent les avantages de l'injection d'eau et du gaz, c'est-à-dire un balayage macroscopique amélioré avec l'efficacité de l'injection d'eau et la haute efficacité de déplacement du gaz afin d'augmenter l'incrément de production d'huile.

Le WAG peut aussi améliorer la récupération d'huile grâce à des échanges de composition entre les produits injectés et le pétrole du réservoir. L'échange de composition entraînant la réduction de la viscosité de l'huile, ce qui la rend plus mobile ainsi que la réduction de la tension interfaciale sont également des mécanismes qui permettent d'obtenir une récupération supplémentaire de l'huile pendant les WAG non miscibles.

La faible tension interfaciale du système gaz-huile par rapport au système eau-huile permet au gaz de chasser l'huile des petits espaces poreux qui ne sont pas accessibles par l'eau seule. L'injection d'eau en présence de la phase gazeuse entraîne le piégeage d'une partie du gaz. Cela peut entraîner une mobilisation de l'huile à faible saturation et une réduction efficace de la saturation résiduelle de l'huile en trois phases [2].

1.3 Improved Oil Recovery (IOR)

La technologie de récupération IOR comprend les procédés anciens de récupération secondaire comme l'injection d'eau et du gaz non miscibles, ainsi que les procédés de récupération assistée des hydrocarbures (EOR) et l'infill drilling [3].

1.3.1 infill drilling

1.3.1.1 Définition

L'infill drilling est un moyen d'améliorer l'efficacité du balayage en augmentant le nombre de puits dans une région donnée. Ce qui signifie le forage de puits supplémentaires entre les puits originaux préexistants. L'espacement entre puits est réduit pour permettre l'accès aux parties non balayées d'un champ. Les modifications apportées aux

Chapitre 1: Notions théoriques

configurations des puits et l'augmentation de la densité des puits peuvent accroître l'efficacité du balayage, en particulier dans les réservoirs hétérogènes [3].

Selon *Frank et al., (2007)*, le non drainage de quelques volumes d'hydrocarbures est dû aux raisons suivantes :

- Le piégeage de ces volumes dans des blocs de failles ou couches isolées.
- Des volumes contournés par une inondation d'eau ou de gaz.
- L'espace entre puits : ils peuvent être trop éloignés pour accéder à toutes les réserves.

En règle générale, l'infill drilling peut être considéré comme réalisable et efficace tant que les incréments de production couvrent la totalité des coûts des puits supplémentaires [4].

L'infill drilling est appliqué lorsque les points de drainage existants ne seront pas en mesure de récupérer la totalité des réserves restantes. De plus, où l'espace entre puits existants est grand la probabilité de trouver des accumulations non récupérées par les puits actuels est grande, l'incitation à l'infill drilling devient particulièrement attrayante en raison du potentiel qu'il offre [5].

Dans de bonnes conditions, l'infill drilling présente trois avantages majeurs pour un projet :

- Un incrément de production à la limite économique.
- Accélération de la production.
- Réduction du WCUT moyen du champ.

L'infill drilling est considéré comme une technique d'accélération de la production, en raison de l'augmentation du nombre de puits. Bien que des effets d'accélération soient évidents, l'analyse faite par *Thomas et al., (1982)* pour un modèle d'injection d'eau a montré que l'infill drilling entraîne également un incrément de production important. Les Réservoirs ayant une superficie et hétérogénéité importantes peuvent être de bons candidats pour l'infill drilling. Pour estimer correctement l'opportunité de l'infill drilling, chaque candidat devrait être callé et une évaluation économique doit être réalisée [6].

Ching et al., (1989) ont effectué une étude dont le but était d'évaluer statistiquement l'effet de l'espace entre puits sur la récupération d'un champ avec injection d'eau. Une corrélation entre la récupération secondaire et l'espace entre puits à l'aide de la base de données a montré que si l'espace entre puits diminue, la récupération s'améliore.

Chapitre 1: Notions théoriques

L'impact de l'infill drilling sur la récupération secondaire des réservoirs carbonatés était considérable. Comme l'espacement des puits a été réduit, le taux moyen de récupération est élevé de 8 à 9% [7].

1.3.1.2 Le choix de l'emplacement d'un infill well

Plusieurs paramètres de champ doivent être analysés avant l'implantation d'un puits pour caractériser la zone réservoir qui contribuera à la production : les paramètres pétrophysiques, y compris la porosité, la perméabilité et la saturation des fluides, les informations géologiques et sismiques, les cartes de la structure, les logs, l'épaisseur du réservoir, la distribution des couches, le NTG, le WOC et le GOC, les barrières d'écoulement des fluides et les failles, les rayons de drainage des différents puits l'interférence et la distance entre les puits. Après l'implantation, la production des puits et le risque de production d'eau pour les sites de forage sont évalués en tenant compte de tous les résultats d'analyses mentionnés ci-dessus, cela permet de prendre une décision éclairée par rapport au choix de l'emplacement optimal de l'infill well [8].

L'hétérogénéité des réservoirs et la connectivité entre les compartiments sont aussi des propriétés fondamentales d'un réservoir qui affectent directement la récupération donc elle affecte aussi le choix de l'emplacement d'un puits [9].

Bose et al., (2018) ont examiné les emplacements possibles pour l'implantation d'un puits à l'aide d'une approche multidisciplinaire (MDA Multi-Disciplinary Approach), combinant les caractéristiques géologiques, diverses données des propriétés du réservoir et les profils de production du champ appliquée à un réservoir gréseux non consolidé dans le but d'améliorer la récupération ainsi que la gestion du réservoir [8].

1.3.1.3 Evaluation de l'incrément de production par infill drilling

L'estimation de la récupération supplémentaire d'huile ou de gaz à partir de l'infill drilling est essentielle pour justifier la recommandation de forer des puits de développement ou pour évaluer l'avantage de réduire l'espacement des puits dans un champ développé. Différentes techniques peuvent être utilisées pour quantifier la récupération progressive d'huile et l'accélération de la production par infill drilling. Une de ces méthodes est la simulation du modèle réservoir, utilisée pour prédire la production des infill wells. Elle est largement utilisée pour la compréhension des comportements des réservoirs.

Chapitre 1: Notions théoriques

Les études de simulation numérique sont apparues en littérature pour une grande variété de mécanismes de récupération allant de la déplétion primaire jusqu'à des techniques de récupération très sophistiquées. Nombreuses sont les études qui ont été recommandées pour l'implantation de projets très coûteux dont le capital investi est de l'ordre de multi-millions de dollars basés sur les incréments de récupération d'huile et de gaz prédits par les modèles de simulation.

Les études géologiques combinées à la simulation numérique sont devenues largement acceptables formant un outil puissant pour la prédiction de la récupération des hydrocarbures [10].

1.4 La simulation

1.4.1 Définition

Les modèles de simulation sont utilisés quotidiennement. Par exemple, les prévisionnistes nous montrent chaque jour des simulations du système météorologique, où nous voyons le mouvement des fronts météorologiques au cours des jours à venir.

Dans son sens le plus général, une simulation peut être définie comme une imitation d'un système. Certaines simulations impliquent le passage du temps, d'autres pas. Il y a donc une différence entre les concepts d'une simulation statique, qui imite un système à un moment donné, et d'une simulation dynamique, qui imite un système au fil du temps. Le terme simulation est surtout utilisé dans le contexte de la simulation dynamique [11].

La simulation des réservoirs est un outil largement utilisé dans leur gestion. Les grandes sociétés pétrolières prennent souvent leurs décisions en matière d'évaluation des projets en se basant sur la simulation, nous voyons plusieurs simulateurs de réservoirs liés à bon nombre des techniques de base en matière d'ingénierie de réservoirs.

1.4.2 Les simulateurs et les modèles de réservoir

Un simulateur de réservoir est un programme informatique qui résout un ensemble d'équations décrivant mathématiquement les processus dynamiques qui régissent sur les écoulements des fluides en milieux poreux selon les trois dimensions physiques et dans le temps. Les équations utilisées pour décrire les écoulements sont basées sur des équations de conservation de masse, bilan matière et de conservation d'énergie, plus les relations constitutives PVT et petrophysiques des matériaux poreux impliqués.

Grâce au choix des données d'entrée (les propriétés des roches réservoirs et des fluides) et les solutions appropriées des équations mathématiques, le rendement des

Chapitre 1: Notions théoriques

réservoirs pétroliers - passé et futur - peut être simulé. En d'autres termes, il est possible de construire un réservoir virtuel qui peut être foré, produit et géré dans les limites d'un ordinateur.

La qualité de ce modèle virtuel dépend de nombreux facteurs, dont l'exactitude de la description mathématique des processus de récupération, les méthodes numériques utilisées pour résoudre les équations, la fiabilité des données d'entrée et la validité des hypothèses simplificatrices appliquées par le concepteur ou les utilisateurs du programme.

Le programme informatique qui résout l'ensemble des équations est appelé "simulateur", tandis que l'ensemble des données d'entrée et de sortie pour une application particulière est le "modèle". La modélisation des réservoirs est donc le processus qui consiste à incorporer les évaluations et les interprétations des données dans un simulateur numérique et à utiliser les résultats pour l'ingénierie et la gestion des réservoirs.

L'une des principales difficultés dans la simulation des réservoirs est de maintenir le réalisme géologique des modèles de réservoirs tout en respectant les limites du stockage informatique et de la durée d'exécution des modèles. Les modèles géologiques statiques d'aujourd'hui peuvent compter des dizaines de millions de cellules, alors que les modèles de simulation doivent généralement compter entre 100 000 et 10 000 000 de cellules pour un calcul efficace. Par conséquent, pour honorer les détails géologiques tout en fournissant des modèles dynamiques pratiques, de nombreux compromis sont effectués dans les résolutions aréolaires et verticales. L'échelle cellulaire des logs (environ 1ft) est modifiée à des grandes cellules.

1.4.3 Considérations générales d'une simulation

Quelques considérations générales concernant l'efficacité de la simulation doivent être prises en compte :

- La connaissance des performances et propriétés du réservoir. Il s'agit d'un test pour avoir une certaine confiance aux résultats du simulateur.
- Comprendre les processus de récupération et les limites du simulateur dans l'approximation de ces processus et s'assurer que le modèle résultant est conforme aux interprétations géologiques, géophysiques, pétrophysiques et techniques.
- Savoir comment utiliser correctement le(s) simulateur(s) et être conscient des hypothèses que l'utilisateur applique au fur et à mesure que les différentes options du simulateur sont choisies.

Chapitre 1: Notions théoriques

- S'appuyer sur la visualisation et d'autres moyens pour vérifier la présence d'erreurs ou d'incohérences dans les données.
- Donner de l'importance à l'étape de l'history matching et se rappeler que le but de la simulation n'est pas de faire correspondre exactement l'historique, mais plutôt de comprendre le réservoir dans le but de prédire le rendement futur.
- Tenir compte de l'incertitude lorsqu'on se fie aux prévisions de simulation pour prendre des décisions **[12]**.

Chapitre 2

Modélisation mathématique

Introduction

Le réservoir est un milieu poreux tridimensionnel contenant des hydrocarbures qui se composent de différents constituants pouvant être trouvés dans des phases gazeuses et/ou liquides. Deux modèles numériques différents sont souvent utilisés pour analyser le cas général d'un écoulement triphasique tridimensionnel des fluides dans un réservoir : le modèle compositionnel et le modèle black oil. Dans le modèle black oil, les différents fluides présents dans le réservoir sont considérés comme des « pseudo-composant » du fait que les compositions du pétrole et du gaz sont fixes avec un échange compositionnel faible entre ces deux fluides. Ce modèle peut être employé pour les systèmes de bas-volatilité. Cependant, si les compositions en équilibre de pétrole et de gaz varient fortement en fonction de l'espace et du temps, une formulation compositionnelle est nécessaire. Cette dernière inclut un plus grand nombre de composants et d'équations d'état appropriées. En présence de transfert de composants entre les phases, un modèle entièrement compositionnel (fully compositionnel) devrait être employé pour analyser le fluide du réservoir et son écoulement dans la roche réservoir. Beaucoup de processus d'EOR, y compris l'injection miscible de gaz ou le WAG, sont spécifiquement des exemples de ce type. Pour cerner toute la physique qui va avec le processus WAG, la simulation en mode compositionnel est la plus recommandée.

Dans ce chapitre, nous illustrons la formulation mathématique du modèle compositionnel ainsi que la solution numérique correspondante.

2.1 Les équations de base

Un cas général d'un réservoir isotherme est considéré. Une description mathématique pour le flux du fluide dans un milieu poreux est obtenue à partir de :

- La conservation de la masse.
- La conservation de l'énergie.
- Equation de mouvement ou les lois qui décrivent le mouvement du fluide dans la roche poreuse telles que la loi de Darcy et les lois de Fick.
- Equation d'état et des équations constitutives.

2.1.1 La conservation de la masse et la loi de Darcy

Soit ξ_{mo} et ξ_{mg} les densités molaires du composant (*avec* $m = 1, 2, \dots, N_c$; où N_c est le nombre de composant), dans la phase liquide (oil) et la phase vapeur (gas) respectivement.

La densité molaire d'une phase α ($\alpha = o, g$) est donnée comme suit :

$$\xi_\alpha = \sum_{m=1}^{N_c} \xi_{m\alpha}, \quad \alpha = o, g. \quad (2.1)$$

La fraction molaire d'un composant m dans la phase α est donnée par la formule suivante :

$$x_{m\alpha} = \frac{n_{m\alpha}}{n_\alpha}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c, \text{ et } \alpha = o, g. \quad (2.2)$$

où $n_{m\alpha}$ représente le nombre de mole du composant m dans la phase α , et n_α est le nombre de mole total de cette même phase.

En raison de l'échange de masse entre les phases, la masse n'est pas conservée dans chaque phase ; mais c'est la masse totale de chaque composant qui est conservée. Cela est exprimé comme suit :

$$\frac{\partial(\phi \xi_w S_w)}{\partial t} + \nabla \cdot (\xi_w v_w) = q_w, \quad (2.3)$$

$$\frac{\partial(\phi [x_{mo} \xi_o S_o + x_{mg} \xi_g S_g])}{\partial t} + \nabla \cdot (x_{mo} \xi_o v_o + x_{mg} \xi_g v_g) = q_m \quad (2.4)$$

avec $m = 1, 2, \dots, N_c$; q_w et q_m sont les débits molaires de l'eau et du $m^{\text{ème}}$ composant respectivement (à noter que le débit molaire est égale au débit massique par unité de volume sur la masse molaire). S_α c'est la saturation de la phase α , ϕ c'est la porosité et $v_{\alpha(o,g,w)}$ représente la vitesse volumétrique donnée par la loi de Darcy :

$$v_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} K (\nabla p_\alpha - \rho_\alpha g \nabla z), \quad \alpha = o, g, w. \quad (2.5)$$

où $k_{r\alpha}$ est la perméabilité relative de la phase α , K est la perméabilité absolue, μ c'est la viscosité, p_α c'est la pression, ρ_α c'est la masse volumique de la phase α et g c'est l'accélération de la pesanteur.

En plus des équations différentielles décrites, il y aussi une contrainte algébrique sur les fractions molaires et qui est :

$$\sum_{m=1}^{N_c} x_{mo} = 1, \quad \sum_{m=1}^{N_c} x_{mg} = 1 \quad (2.6)$$

Les saturations des 3 phases vérifient l'égalité suivante :

$$S_w + S_o + S_g = 1. \quad (2.7)$$

Les pressions des 3 phases sont reliées entre elles par les pressions capillaires qui sont données par :

$$p_{cow} = p_o - p_w, \quad p_{cgo} = p_g - p_o. \quad (2.8)$$

Ces pressions capillaires sont assumées d'être des fonctions connues des saturations. Les perméabilités relatives $k_{r\alpha}$ sont aussi assumées d'être des fonctions connues des saturations. Les viscosités μ_α , les densité molaires ξ_α , et les masses volumiques ρ_α sont des fonctions de leurs propres pressions et compositions.

D'après l'ensemble des équations, contraintes et égalités développées, on constate qu'il y a $2N_c + 9$ variables dépendantes ($x_{mg}, x_{mo}, v_\alpha, p_\alpha$ et S_α ; $\alpha = o, w, g$ et $m = 1, 2, \dots, N_c$), et $N_c + 9$ relations ou équations indépendantes. Les N_c équations restantes pour pouvoir résoudre ce système sont obtenues par les relations d'équilibre qui relient les

nombres de mole. L'échange de masse entre les phases est caractérisé par la variation de la distribution de masse de chaque composant dans les phases vapeur et liquide. Ces deux phases sont assumées d'être dans l'état d'équilibre de phase. C'est physiquement raisonnable puisque l'échange de masse entre les phases se produit beaucoup plus rapidement que l'écoulement des fluides dans les milieux poreux. Par conséquent, la distribution de chaque composant d'hydrocarbure dans les deux phases est portée à l'état de l'équilibre thermodynamique stable, qui est donné en minimisant l'énergie libre de Gibbs du système compositionnel [13,14]:

$$f_{mo}(p_o, x_{1o}, x_{2o}, \dots, x_{N_c o}) = f_{mg}(p_g, x_{1g}, x_{2g}, \dots, x_{N_c g}),$$

où f_{mo} et f_{mg} sont les fonctions de fugacité pour le $m^{\text{ème}}$ composant dans les phases liquide et vapeur respectivement, $m = 1, 2, \dots, N_c$.

2.1.2 Equations d'état

Plusieurs techniques mathématiques pour manipuler le comportement thermodynamique des hydrocarbures (la distribution des composants chimiques dans chaque phase) sont disponibles. Les plus communes sont basées sur (1) l'approche de K-valueur, ou (2) sur des équations d'état. Avant d'entamer ces 2 approches, quelques définitions indispensables sont présentées ci-après.

- **Le potentiel chimique (μ)**

On définit le potentiel chimique d'un constituant m dans une phase comme étant l'enthalpie libre partielle de ce constituant (ou contribution d'un constituant à l'enthalpie libre du mélange), et lorsque des molécules sont présentes dans une phase, et qu'on leur donne la possibilité de passer dans une autre phase, un transfert entre les phases se produit, et c'est la différence de potentiel chimique qui oriente le sens du transfert (c.à.d le transfert se fait dans le sens décroissant du potentiel chimique) :

$$\mu_m = \left(\frac{\partial G}{\partial n_m} \right)_{T, P, n_k} \quad (2. 10)$$

- **La fugacité (f)**

La fugacité (tendance à s'échapper) est une mesure de la possibilité de transfert d'un composant entre deux phases. Pour un constituant m d'un mélange, la fugacité est donnée par la relation suivante :

$$\mu_m(T, P, x_m) = \mu_m^0(T, P_0) + RT \ln \frac{f_m(T, P, x_m)}{f_m^0(T, P_0)} = \mu_m^0 + RT \ln \frac{f_m}{P_0} \quad (2. 11)$$

L'indice 0 indique un état de référence. Généralement on choisit l'état de gaz parfait pur à la pression « standard » de 1 bar et à la température considérée. μ_m est le potentiel

chimique du composant m , T c'est la température, P c'est la pression, R est la constante universelle des gaz et f c'est la fugacité.

- **Le Coefficient de fugacité (φ)**

Le coefficient de fugacité d'un composant m dans une phase (L ou V) est le rapport de sa fugacité sur sa pression partielle dans cette phase :

$$\varphi_{mo} = \frac{f_{mo}}{P_{mo}} = \frac{f_{mo}}{x_{mo}P}, \text{ et } \varphi_{mg} = \frac{f_{mg}}{P_{mg}} = \frac{f_{mg}}{x_{mg}P} \quad (2.12)$$

Pour un gaz parfait, $\varphi = 1$. Ce coefficient mesure en quelque sorte la non idéalité du système. Reid et al. [15] ont défini le coefficient de fugacité pour un mélange d'hydrocarbure par une loi thermodynamique généralisée (elle est souvent utilisée avec les EOS pour déterminer les fugacités des composants m) :

$$\ln(\varphi_m) = \left(\frac{1}{RT}\right) \left[\int_V^\infty \left(\frac{\partial P}{\partial n_m} - \frac{RT}{V} \right) dV \right] - \ln(Z) \quad (2.13)$$

où Z est le facteur de compressibilité du mélange, n est le nombre de mole du composant m , et V est le volume du mélange.

- **Critères d'équilibre L-V**

L'équilibre de phase L-V dans un mélange de plusieurs composants ($m = 1, 2, \dots, N_c$) se traduit par l'égalité des températures et pressions des deux phases, ainsi que l'égalité du potentiel chimique de chaque composant m dans les deux phases considérées : $T_o = T_g$, $P_o = P_g$, et $\mu_{mo} = \mu_{mg}$ ($m = 1, 2, \dots, N_c$).

D'après ces égalités, on peut établir le critère (ou condition) d'équilibre de phase qui est l'égalité des fugacités des constituants entre les phases : $f_{mo} = f_{mg}$ ($m = 1, 2, \dots, N_c$).

2.1.2.1 Coefficient d'équilibre liquide vapeur K

Dans un mélange équilibre Liquide-Vapeur, le coefficient K (appelée aussi coefficient de partage) est défini comme étant le rapport de la fraction molaire du composant m dans la phase vapeur sur sa fraction molaire dans la phase liquide :

$$K_m = \frac{x_{mg}}{x_{mo}} \quad (2.14)$$

K_m est donné en fonction de P, T et de la composition de chaque phase du système. Aux faibles pressions ($< 100 \text{ Psia}$) (loin du point critique du mélange), ce coefficient devient indépendant de la composition.

• **Mélange à faibles pressions (K dépend de T et P seulement)**

Dans ce cas, on peut considérer que le mélange, dans la phase liquide et vapeur, a un comportement idéal, ce qui permet d'écrire :

$$\begin{aligned} f_{mo} &= x_{mo} f_{mo,pur} = x_{mo} P_{mo,pur}^s \\ f_{mg} &= x_{mg} f_{mg,pur} = x_{mg} P_{mg,pur} \end{aligned} \quad (2.15)$$

$P_{mo,pur}^s$ c'est la pression de saturation de m pur à T du mélange ; $P_{mg,pur}$ est la pression m pur = P du mélange ($\equiv P$ saturation mélange) ; $f_{mo,pur}$ c'est la fugacité du composant m pur à l'état liquide = $P_{mo,pur}^s$ et $f_{mg,pur}$ c'est la fugacité de m pur à l'état vapeur = $P_{mg,pur}$.

Comme il y a égalité entre ces fugacités, on aura : $x_{mo} P_{mo}^s = x_{mg} P$.

Donc, pour les faibles pressions :

$$K_m = \frac{P_{mo}^s}{P} \quad (2.16)$$

Ces pressions de saturation peuvent être calculées (pour des mélanges d'hydrocarbures) par la relation de Lee-Kesler :

$$\ln(P_r^s) = A(T_r) + \omega B(T_r) \quad (2.17)$$

avec

$$\begin{aligned} A(T_r) &= 5.92714 - \frac{6.09648}{T_r} - (1.28862) \ln T_r + 0.169347 (T_r)^6 \\ B(T_r) &= 15.2518 - \frac{15.6875}{T_r} - (13.4721) \ln T_r + 0.43577 (T_r)^6 \end{aligned}$$

où $T_r = T/T_c$ et $P_r^s = P^s/P_c$ (les températures sont en °R et les pression en Psia).

Le coefficient d'équilibre peut être estimé à partir des corrélations empiriques. Celle que l'on utilise souvent dans le domaine pétrolier est la corrélation de Wilson (mais elle est valable pour les faibles pressions seulement) :

$$K_m = \frac{1}{P_{r_m}} \exp \left[5.37(1 + \omega_m) \left(1 - \frac{1}{T_{r_m}} \right) \right] \quad (2.18)$$

ω est le coefficient acentrique de Pitzer donné par la relation : $\omega = -(\log P_r^s)_{T_r=0.7} - 1$.

• **Mélange à hautes pressions (K devient dépendant de T, P et de la composition)**

Dans le cas des mélanges à hautes pressions, on utilise d'autres corrélations (Standing, méthode de pression de convergence ou Whitson-Torp) ou des équations d'états (dans ce cas il faut relier le coefficient d'équilibre au coefficient de fugacité) :

$$K_m = \frac{x_{mg}}{x_{mo}} = \frac{\left(\frac{f_{mg}}{\varphi_{mg}P}\right)}{\left(\frac{f_{mo}}{\varphi_{mo}P}\right)} = \frac{\varphi_{mo}}{\varphi_{mg}} \quad (2.19)$$

2.1.2.2 Equations d'état (EOS)

L'apparition des EOS a servi dans la détermination de plusieurs paramètres thermodynamiques liés aux composés chimiques hydrocarbures et non hydrocarbures. De ce fait, plusieurs équations d'état ont été développées, à titre d'exemple : Van Der Waals, Soave-Redlich-Kwong, Peng Robinson...etc. Dans ce qui suit, on illustrera en bref l'EOS utilisée pour le champ d'Ourhoud

• **EOS de Peng–Robinson (PR)**

Cette équation a été établie en 1976 par Peng et Robinson [16]. Elle est donnée par l'expression suivante pour un système de α phases ($\alpha = o, g$) :

$$P_\alpha = \frac{RT}{(V_\alpha - b_\alpha)} - \frac{a_\alpha(T)}{V_\alpha(V_\alpha + b_\alpha) + b_\alpha(V_\alpha - b_\alpha)} \quad (2.20)$$

avec : $a_\alpha = \sum_{m=1}^{N_c} \sum_{l=1}^{N_c} x_{m\alpha} x_{l\alpha} (1 - \kappa_{ml}) \sqrt{a_m a_l}$, et $b_\alpha = \sum_{m=1}^{N_c} x_{m\alpha} b_m$, $\alpha = o, g$

où

$$a_m = \Omega_{ma} \alpha_m \frac{R^2 T_{cm}^2}{P_{cm}}, \quad b_m = \Omega_{mb} \frac{RT_{cm}}{P_{cm}}$$

V_α est le volume molaire de la phase α , R est la constante universelle des gaz, T c'est la température, T_{cm} et P_{cm} sont la température critique et la pression critique du composant m respectivement. Les paramètres Ω_{ma} , Ω_{mb} , et α_m sont donnés par :

$$\Omega_{ma} = 0.45724; \quad \Omega_{mb} = 0.0778$$

$$\alpha_m = \left(1 + \lambda_m \left[1 - \sqrt{T/T_{cm}}\right]\right)^2$$

$$\lambda_m = 0.37464 + 1.54226\omega_m - 0.26992\omega_m^2$$

ω_m C'est le facteur acentrique du composant m et qui définit la déviation des formes des molécules de la sphéricité.

En introduisant l'expression du facteur de compressibilité Z qui est : $Z_\alpha = \frac{P_\alpha V_\alpha}{RT}$, $\alpha = o, g$, on obtient la forme cubique de l'EOS de PR en fonction de Z_α :

$$Z_\alpha^3 - (1 - B_\alpha)Z_\alpha^2 + (A_\alpha - 2B_\alpha - 3B_\alpha^2)Z_\alpha - (A_\alpha \cdot B_\alpha - B_\alpha^2 - B_\alpha^3) = 0$$

$$\text{où } A_\alpha = \frac{a_\alpha P_\alpha}{(RT)^2} \text{ et } B = \frac{b_\alpha P_\alpha}{RT}$$

Quand seulement une racine est réelle de cette équation, elle est choisie. S'il y a trois racines qui sont réelles, le choix dépend de la dominance de la phase liquide ou de la phase vapeur.

Pour $m = 1, 2, \dots, N_c$ et $\alpha = o, g$, le coefficient de fugacité du composant m dans un mélange peut être obtenu à partir de la combinaison de l'EOS de PR et l'expression de Reid, et al. [14]:

$$\ln(\varphi_{m\alpha}) = \frac{b_m}{b_\alpha} (Z_\alpha - 1) - \ln(Z_\alpha - B_\alpha) - \frac{A_\alpha}{2\sqrt{2}B_\alpha} \left(\frac{2}{a_\alpha} \sum_{l=1}^{N_c} x_{l\alpha} (1 - \kappa_{ml}) \sqrt{a_m a_l} - \frac{b_m}{b_\alpha} \right) \cdot \ln \left(\frac{Z_\alpha + (1 + \sqrt{2})B_\alpha}{Z_\alpha - (1 - \sqrt{2})B_\alpha} \right)$$

La fugacité d'un composant m est donnée par :

$$f_{m\alpha} = P_\alpha x_{m\alpha} \varphi_{m\alpha}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c, \alpha = o, g.$$

2.2 La solution numérique de l'écoulement compositionnel

Le choix d'une technique de solution est crucial pour un système couplé d'équations différentielles partielles. Il existe plusieurs techniques de solution qui sont actuellement employées dans la solution numérique des modèles black oil et compositionnels. Ces techniques incluent la méthode IMPES (implicite pressure explicite saturation) ou IMPEC (implicite pressure explicite composition), la technique fully implicite, et la technique adaptive-implicite [22, 23].

Un simulateur compositionnel typique inclut environ une douzaine de composants chimiques ; la technique fully implicite serait une technique très coûteuse pour ce type d'écoulement, même avec la puissance de calcul actuel. Les techniques IMPEC et adaptive-implicite sont employées couramment dans ce type d'écoulement [21].

2.2.1 Choix des variables primaires

Comme il y a $2N_c + 9$ équations pour le même nombre de variables dépendantes, ce système peut être écrit en termes de quelques variables primaires, et d'autres variables peuvent être exprimées en tant que leurs fonctions. Ces variables primaires doivent être soigneusement choisies de sorte que les propriétés physiques principales inhérentes aux équations et aux contraintes gouvernées, la non-linéarité et l'accouplement entre les équations sont affaiblies, et des méthodes numériques efficaces pour la solution du système en résultant peuvent être conçues.

Pour cela, on utilise la variable introduite dans [17][18], et qui est la masse totale par unité de volume (ou la quantité de la matière totale par unité de volume) notée F du système d'hydrocarbure :

$$F = \xi_o S_o + \xi_g S_g \quad (2.21)$$

et la notion de la fraction massique de l'huile et du gaz :

$$L = \frac{\xi_o S_o}{F}, \quad \text{et} \quad V = \frac{\xi_g S_g}{F}$$

Notons que : $L + V = 1$

Au lieu d'exploiter les différentes fractions molaires individuelles dans chaque phase, on utilise la fraction totale du composant dans le système d'hydrocarbure :

$$z_m = Lx_{mo} + (1 - L)x_{mg}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c \quad (2.22)$$

et

$$\sum_{m=1}^{N_c} z_m = 1 \quad (2.23)$$

D'après ces équations, on obtient :

$$x_{mo}\xi_o S_o + x_{mg}\xi_g S_g = Fz_m, \quad m = 1, 2, \dots, N_c$$

En substituant cette dernière équation et l'équation de Darcy dans l'équation (I. 4), on obtient l'équation d'écoulement individuel d'un composant m :

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\emptyset F z_m)}{\partial t} - \nabla \cdot \left(K \left[\frac{x_{mo}\xi_o k_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_o - \gamma_o \nabla z) + \frac{x_{mg}\xi_g k_{rg}}{\mu_g} (\nabla P_g - \gamma_g \nabla z) \right] \right) \\ = x_{mo}q_o + x_{mg}q_g, \end{aligned} \quad (2.24)$$

où $\gamma_\alpha = \rho_\alpha g$, $\alpha = o, g$.

Pour l'ensemble des composants, et en appliquant l'opérateur de sommation dans les 2 côtés de l'équation individuel d'écoulement avec l'exploitation des contraintes sur les fractions molaires, on obtient l'équation globale de l'écoulement pour le mélange :

$$\frac{\partial(\emptyset F)}{\partial t} - \nabla \cdot \left(K \left[\frac{\xi_o k_{ro}}{\mu_o} (\nabla P_o - \gamma_o \nabla z) + \frac{\xi_g k_{rg}}{\mu_g} (\nabla P_g - \gamma_g \nabla z) \right] \right) = q_o + q_g \quad (2.25)$$

Pour simplifier les équations globales et individuelles d'écoulement du mélange et celle de l'eau, on utilise la notion de transmissibilité :

$$T_\alpha = \frac{\xi_\alpha k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} K, \quad \alpha = o, g, w$$

$$T_{m\alpha} = \frac{x_{m\alpha}\xi_\alpha k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} K, \quad \alpha = o, g, m = 1, 2, \dots, N_c$$

Après les développements et les simplifications effectués, on résume ci-après l'ensemble des équations nécessaire dans l'approche de résolution IMPEC :

–La relation d'équilibre :

$$f_{mo}(p_o, x_{1o}, x_{2o}, \dots, x_{N_{co}}) = f_{mg}(p_g, x_{1g}, x_{2g}, \dots, x_{N_{co}}), \quad m = 1, 2, \dots, N_c \quad (2. 26)$$

–Les équations individuelles d'écoulement :

$$\frac{\partial(\phi F z_m)}{\partial t} = \nabla \cdot (T_{mo}(\nabla P_o - \gamma_o \nabla z) + T_{mg}(\nabla P_g - \gamma_g \nabla z)) + x_{mo} q_o + x_{mg} q_g, \quad m = 1, 2, \dots, N_c - 1 \quad (2. 27)$$

–L'équation globale d'écoulement pour le mélange :

$$\frac{\partial(\phi F)}{\partial t} = \nabla \cdot (T_o(\nabla P_o - \gamma_o \nabla z) + T_g(\nabla P_g - \gamma_g \nabla z)) + q_o + q_g \quad (2. 28)$$

–L'équation d'écoulement pour l'eau :

$$\frac{\partial(\phi \xi_w S_w)}{\partial t} = \nabla \cdot (T_w(\nabla P_w - \gamma_w \nabla z)) + q_w \quad (2. 29)$$

–La contrainte des saturations en fonction de S_w :

Comme : $S_o + S_g + S_w = 1$, et $(L = \frac{\xi_o S_o}{F}; \quad V = \frac{\xi_g S_g}{F})$, on aura :

$$F \left(\frac{L}{\xi_o} + \frac{1-L}{\xi_g} \right) + S_w = 1 \quad (2. 30)$$

Ce système différentiel développé et simplifié contient $2N_c + 2$ équations et idem comme inconnus, à savoir : x_{mo} (ou x_{mg}), L (ou V), z_m , F , S_w , et P_o , $m = 1, 2, \dots, N_c - 1$.

2.2.2 La différence finie des équations

Considérant que le tenseur de perméabilité K égale à sa diagonale (k_{11}, k_{22}, k_{33}) , et soit $n > 0$ indique time-step. Pour time-step $(n + 1)$, les approximations pour le système d'équations précédentes seront :

$$f_{mo}(p_o^{n+1}, x_{1o}^{n+1}, x_{2o}^{n+1}, \dots, x_{N_{co}}^{n+1}) = f_{mg}(p_g^{n+1}, x_{1g}^{n+1}, x_{2g}^{n+1}, \dots, x_{N_{co}}^{n+1}), \quad m = 1, 2, \dots, N_c \quad (I. 31)$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\Delta t} (V[(\emptyset F Z_m)^{n+1} - (\emptyset F Z_m)^n])_{i,j,k} \\
&= T^{n+1}_{m o 1, i + \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{o, i+1, j, k} - P^{n+1}_{o, i, j, k}) - T^{n+1}_{m o 1, i - \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{o, i, j, k} - P^{n+1}_{o, i-1, j, k}) \\
&+ T^{n+1}_{m o 2, i, j + \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{o, i, j+1, k} - P^{n+1}_{o, i, j, k}) - T^{n+1}_{m o 2, i, j - \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{o, i, j, k} - P^{n+1}_{o, i, j-1, k}) \\
&+ T^{n+1}_{m o 3, i, j, k + \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{o, i, j, k+1} - P^{n+1}_{o, i, j, k}) - T^{n+1}_{m o 3, i, j, k - \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{o, i, j, k} - P^{n+1}_{o, i, j, k-1}) \\
&- (T_m \gamma_o)^{n+1}_{1, i + \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i+1, j, k} - Z_{i, j, k}) + (T_m \gamma_o)^{n+1}_{1, i - \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i, j, k} - Z_{i-1, j, k}) \\
&- (T_m \gamma_o)^{n+1}_{2, i, j + \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j+1, k} - Z_{i, j, k}) + (T_m \gamma_o)^{n+1}_{2, i, j - \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j, k} - Z_{i, j-1, k}) \\
&- (T_m \gamma_o)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k+1} - Z_{i, j, k}) + (T_m \gamma_o)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k} - Z_{i, j, k-1}) \\
&+ T^{n+1}_{m g 1, i + \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{g, i+1, j, k} - P^{n+1}_{g, i, j, k}) - T^{n+1}_{m g 1, i - \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{g, i, j, k} - P^{n+1}_{g, i-1, j, k}) \\
&+ T^{n+1}_{m g 2, i, j + \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{g, i, j+1, k} - P^{n+1}_{g, i, j, k}) - T^{n+1}_{m g 2, i, j - \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{g, i, j, k} - P^{n+1}_{g, i, j-1, k}) \\
&+ T^{n+1}_{m g 3, i, j, k + \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{g, i, j, k+1} - P^{n+1}_{g, i, j, k}) - T^{n+1}_{m g 3, i, j, k - \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{g, i, j, k} - P^{n+1}_{g, i, j, k-1}) \\
&- (T_m \gamma_g)^{n+1}_{1, i + \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i+1, j, k} - Z_{i, j, k}) + (T_m \gamma_g)^{n+1}_{1, i - \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i, j, k} - Z_{i-1, j, k}) \\
&- (T_m \gamma_g)^{n+1}_{2, i, j + \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j+1, k} - Z_{i, j, k}) + (T_m \gamma_g)^{n+1}_{2, i, j - \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j, k} - Z_{i, j-1, k}) \\
&- (T_m \gamma_g)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k+1} - Z_{i, j, k}) + (T_m \gamma_g)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k} - Z_{i, j, k-1}) + (x_{m o} Q_o)^{n+1}_{i, j, k} \\
&+ (x_{m g} Q_g)^{n+1}_{i, j, k}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c - 1
\end{aligned} \tag{2.32}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\Delta t} (V[(\emptyset F)^{n+1} - (\emptyset F)^n])_{i,j,k} = T^{n+1}_{o 1, i + \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{o, i+1, j, k} - P^{n+1}_{o, i, j, k}) - T^{n+1}_{o 1, i - \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{o, i, j, k} - \\
&P^{n+1}_{o, i-1, j, k}) + T^{n+1}_{o 2, i, j + \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{o, i, j+1, k} - P^{n+1}_{o, i, j, k}) - T^{n+1}_{o 2, i, j - \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{o, i, j, k} - P^{n+1}_{o, i, j-1, k}) + \\
&T^{n+1}_{o 3, i, j, k + \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{o, i, j, k+1} - P^{n+1}_{o, i, j, k}) - T^{n+1}_{o 3, i, j, k - \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{o, i, j, k} - P^{n+1}_{o, i, j, k-1}) - (T_o \gamma_o)^{n+1}_{1, i + \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i+1, j, k} - \\
&Z_{i, j, k}) + (T_o \gamma_o)^{n+1}_{1, i - \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i, j, k} - Z_{i-1, j, k}) - (T_o \gamma_o)^{n+1}_{2, i, j + \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j+1, k} - Z_{i, j, k}) + (T_o \gamma_o)^{n+1}_{2, i, j - \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j, k} - \\
&Z_{i, j-1, k}) - (T_o \gamma_o)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k+1} - Z_{i, j, k}) + (T_o \gamma_o)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k} - Z_{i, j, k-1}) + T^{n+1}_{g 1, i + \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{g, i+1, j, k} - \\
&P^{n+1}_{g, i, j, k}) - T^{n+1}_{g 1, i - \frac{1}{2}, j, k} (P^{n+1}_{g, i, j, k} - P^{n+1}_{g, i-1, j, k}) + T^{n+1}_{g 2, i, j + \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{g, i, j+1, k} - P^{n+1}_{g, i, j, k}) - \\
&T^{n+1}_{g 2, i, j - \frac{1}{2}, k} (P^{n+1}_{g, i, j, k} - P^{n+1}_{g, i, j-1, k}) + T^{n+1}_{g 3, i, j, k + \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{g, i, j, k+1} - P^{n+1}_{g, i, j, k}) - T^{n+1}_{g 3, i, j, k - \frac{1}{2}} (P^{n+1}_{g, i, j, k} - \\
&P^{n+1}_{g, i, j, k-1}) - (T_g \gamma_g)^{n+1}_{1, i + \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i+1, j, k} - Z_{i, j, k}) + (T_g \gamma_g)^{n+1}_{1, i - \frac{1}{2}, j, k} (Z_{i, j, k} - Z_{i-1, j, k}) - \\
&(T_g \gamma_g)^{n+1}_{2, i, j + \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j+1, k} - Z_{i, j, k}) + (T_g \gamma_g)^{n+1}_{2, i, j - \frac{1}{2}, k} (Z_{i, j, k} - Z_{i, j-1, k}) - (T_g \gamma_g)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k+1} - Z_{i, j, k}) + \\
&(T_g \gamma_g)^{n+1}_{3, i, j, k - \frac{1}{2}} (Z_{i, j, k} - Z_{i, j, k-1}) + (Q_o)^{n+1}_{i, j, k} + (Q_g)^{n+1}_{i, j, k}
\end{aligned} \tag{2.33}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\Delta t} \left(V \left[(\emptyset \xi_w S_w)^{n+1} - (\emptyset \xi_w S_w)^n \right] \right)_{i,j,k} \\
&= T_{w1,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} \left(P_{w,i+1,j,k}^{n+1} - P_{w,i,j,k}^{n+1} \right) - T_{w1,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} \left(P_{w,i,j,k}^{n+1} - P_{w,i-1,j,k}^{n+1} \right) \\
&+ T_{w2,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} \left(P_{w,i,j+1,k}^{n+1} - P_{w,i,j,k}^{n+1} \right) - T_{w2,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} \left(P_{w,i,j,k}^{n+1} - P_{w,i,j-1,k}^{n+1} \right) \\
&+ T_{w3,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} \left(P_{w,i,j,k+1}^{n+1} - P_{w,i,j,k}^{n+1} \right) - T_{w3,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} \left(P_{w,i,j,k}^{n+1} - P_{w,i,j,k-1}^{n+1} \right) \\
&- (T_w \gamma_w)_{1,i+\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i+1,j,k} - z_{i,j,k}) + (T_w \gamma_w)_{1,i-\frac{1}{2},j,k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i-1,j,k}) \\
&- (T_w \gamma_w)_{2,i,j+\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j+1,k} - z_{i,j,k}) + (T_w \gamma_w)_{2,i,j-\frac{1}{2},k}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j-1,k}) \\
&- (T_w \gamma_w)_{3,i,j,k+\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k+1} - z_{i,j,k}) + (T_w \gamma_w)_{3,i,j,k-\frac{1}{2}}^{n+1} (z_{i,j,k} - z_{i,j,k-1}) \\
&+ (Q_w)_{i,j,k}^{n+1}
\end{aligned} \tag{2.34}$$

et

$$F \left[\left(\frac{L}{\xi_o} + \frac{1-L}{\xi_g} \right) + S_w \right]^{n+1} = 1 \tag{2.35}$$

où $Q_{\alpha,i,j,k} = (Vq_{\alpha})_{i,j,k}$, $\alpha = o, g, w$ et les transmissibilités aux niveaux des frontières des grid-blocks sont données par :

$$\frac{A_i T_{\alpha i}}{h_i}, \frac{A_i T_{m \alpha i}}{h_i}, \quad i = 1, 2, 3, \alpha = w, o, g, m = 1, 2, \dots, N_c - 1$$

A_i c'est la section transversale du grid-block.

Dans la méthode IMPEC itérative, toutes les fonctions qui dépendent de la saturation, à savoir : $k_{rw}, k_{ro}, k_{rg}, p_{cow}$ et p_{cgo} , sont évaluées à une valeur de saturation calculée à l'étape précédente avec la méthode itérative de Newton-Raphson. Les facteurs volumétriques et les viscosités (qui interviennent dans le calcul des transmissibilités) sont aussi calculés à l'itération précédente de Newton-Raphson.

De la remarque précédente, on obtient les expressions suivantes :

$$\begin{aligned}
P_w^{l+1} &= P^{l+1} - P_{cow}(S_w^n), \quad P_g^{l+1} = P^{l+1} + P_{cgo}(S_w^n), \\
T_{\alpha}^{l+1} &= \frac{\xi^l k_{r\alpha}^n}{\mu_{\alpha}^l} k, \quad \alpha = w, o, g \\
T_{m\alpha}^{l+1} &= \frac{x_{m\alpha}^l \xi^l k_{r\alpha}^n}{\mu_{\alpha}^l} k, \quad \alpha = w, o, g, \quad m = 1, 2, \dots, N_c
\end{aligned}$$

où $(l+1)$ et l représentent les étapes suivante et précédente respectivement de la méthode itérative de Newton-Raphson.

Pour l'application de la méthode de Newton-Raphson dans la résolution du système compositionnel présenté par les équations discrétisées, un choix des variables primaires doit être effectué et cela suivant la dominance des phases vapeur ou liquide. Deux approches existent, la première nommée $L - X$ type, elle est utilisée lorsque la phase vapeur est la dominante ($L < 0.5$), ses variables primaires sont : x_{mo}, L, z_m, F, S_w et P , $m = 1, 2, \dots, N_c - 1$. La deuxième c'est $V - Y$ type, qui est utilisée dans les cas où la phase liquide est la dominante ($L \geq 0.5$), ses variables primaires sont : x_{mg}, V, z_m, F, S_w et P , $m = 1, 2, \dots, N_c - 1$. En ce qui suit, on présentera les démarches du type $L - X$ comme illustration.

Selon Chen [19], les variables considérées pour chaque approches ($L - X$ ou $V - Y$) ont une influence sur la vitesse de convergence lors de la résolution du système d'équation.

Pour une itération $l + 1$ (de Newton-Raphson), les variables primaires sont mises à jour comme suit :

$$\begin{aligned}
 x_{mo}^{n+1,l+1} &= x_{mo}^{n+1,l} + \delta x_{mo}^{n+1,l+1}, & m = 1, 2, \dots, N_c - 1, \\
 z_m^{n+1,l+1} &= z_m^{n+1,l} + \delta z_m^{n+1,l+1}, & m = 1, 2, \dots, N_c - 1, \\
 L^{n+1,l+1} &= L^{n+1,l} + \delta L^{n+1,l+1}, & F^{n+1,l+1} = F^{n+1,l} + \delta F^{n+1,l+1}, \\
 S^{n+1,l+1} &= S^{n+1,l} + \delta S^{n+1,l+1}, & P^{n+1,l+1} = P^{n+1,l} + \delta P^{n+1,l+1},
 \end{aligned} \tag{2.36}$$

L'application de la méthode de Newton-Raphson pour résoudre le système compositionnel présenté par les équations discrétisées donne les formes résiduelles suivantes :

$$\begin{aligned}
 R_{f_{m,i,j,k}}^l &= f_{mo}^l(p_o^l, x_{1o}^l, x_{2o}^l, \dots, x_{N_c o}^l) - f_{mg}^l(p_g^l, x_{1g}^l, x_{2g}^l, \dots, x_{N_c o}^l), \\
 & m = 1, 2, \dots, N_c
 \end{aligned} \tag{2.37}$$

$$\begin{aligned}
R_{Z_m}^l = \frac{1}{\Delta t} & (V[(\emptyset F Z_m)^l - (\emptyset F Z_m)^n])_{i,j,k} - T^l_{m01,i+\frac{1}{2},j,k} (P^l_{o,i+1,j,k} - P^l_{o,i,j,k}) + T^l_{m01,i-\frac{1}{2},j,k} (P^l_{o,i,j,k} - P^l_{o,i-1,j,k}) \\
& - T^l_{m02,i,j+\frac{1}{2},k} (P^l_{o,i,j+1,k} - P^l_{o,i,j,k}) + T^l_{m02,i,j-\frac{1}{2},k} (P^l_{o,i,j,k} - P^l_{o,i,j-1,k}) \\
& - T^l_{m03,i,j,k+\frac{1}{2}} (P^l_{o,i,j,k+1} - P^l_{o,i,j,k}) + T^l_{m03,i,j,k-\frac{1}{2}} (P^l_{o,i,j,k} - P^l_{o,i,j,k-1}) \\
& + (T_{mo}\gamma_o)^l_{1,i+\frac{1}{2},j,k} (Z_{i+1,j,k} - Z_{i,j,k}) - (T_{mo}\gamma_o)^l_{1,i-\frac{1}{2},j,k} (Z_{i,j,k} - Z_{i-1,j,k}) \\
& + (T_{mo}\gamma_o)^l_{2,i,j+\frac{1}{2},k} (Z_{i,j+1,k} - Z_{i,j,k}) - (T_{mo}\gamma_o)^l_{2,i,j-\frac{1}{2},k} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j-1,k}) \\
& + (T_{mo}\gamma_o)^l_{3,i,j,k-\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k+1} - Z_{i,j,k}) - (T_{mo}\gamma_o)^l_{3,i,j,k+\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j,k-1}) \\
& - T^l_{mg1,i+\frac{1}{2},j,k} (P^l_{g,i+1,j,k} - P^l_{g,i,j,k}) + T^l_{mg1,i-\frac{1}{2},j,k} (P^l_{g,i,j,k} - P^l_{g,i-1,j,k}) \\
& - T^l_{mg2,i,j+\frac{1}{2},k} (P^l_{g,i,j+1,k} - P^l_{g,i,j,k}) + T^l_{mg2,i,j-\frac{1}{2},k} (P^l_{g,i,j,k} - P^l_{g,i,j-1,k}) \\
& - T^l_{mg3,i,j,k+\frac{1}{2}} (P^l_{g,i,j,k+1} - P^l_{g,i,j,k}) + T^l_{mg3,i,j,k-\frac{1}{2}} (P^l_{g,i,j,k} - P^l_{g,i,j,k-1}) \\
& + (T_{mg}\gamma_g)^l_{1,i+\frac{1}{2},j,k} (Z_{i+1,j,k} - Z_{i,j,k}) - (T_{mg}\gamma_g)^l_{1,i-\frac{1}{2},j,k} (Z_{i,j,k} - Z_{i-1,j,k}) \\
& + (T_{mg}\gamma_g)^l_{2,i,j+\frac{1}{2},k} (Z_{i,j+1,k} - Z_{i,j,k}) - (T_{mg}\gamma_g)^l_{2,i,j-\frac{1}{2},k} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j-1,k}) \\
& + (T_{mg}\gamma_g)^l_{3,i,j,k-\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k+1} - Z_{i,j,k}) - (T_{mg}\gamma_g)^l_{3,i,j,k+\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j,k-1}) - (x_{mo}Q_o)^l_{i,j,k} \\
& - (x_{mg}Q_g)^l_{i,j,k} \quad , m = 1, 2, \dots, N_c - 1
\end{aligned} \tag{2.38}$$

$$\begin{aligned}
R_{w,i,j,k}^l = \frac{1}{\Delta t} & \left(V \left[(\emptyset \xi_w S_w)^l - (\emptyset \xi_w S_w)^n \right] \right)_{i,j,k} - T^l_{w1,i+\frac{1}{2},j,k} (P^l_{w,i+1,j,k} - P^l_{w,i,j,k}) \\
& + T^l_{w1,i-\frac{1}{2},j,k} (P^l_{w,i,j,k} - P^l_{w,i-1,j,k}) - T^l_{w2,i,j+\frac{1}{2},k} (P^l_{w,i,j+1,k} - P^l_{w,i,j,k}) \\
& + T^l_{w2,i,j-\frac{1}{2},k} (P^l_{w,i,j,k} - P^l_{w,i,j-1,k}) - T^l_{w3,i,j,k+\frac{1}{2}} (P^l_{w,i,j,k+1} - P^l_{w,i,j,k}) \\
& + T^l_{w3,i,j,k-\frac{1}{2}} (P^l_{w,i,j,k} - P^l_{w,i,j,k-1}) + (T_w\gamma_w)^l_{1,i+\frac{1}{2},j,k} (Z_{i+1,j,k} - Z_{i,j,k}) \\
& - (T_w\gamma_w)^l_{1,i-\frac{1}{2},j,k} (Z_{i,j,k} - Z_{i-1,j,k}) + (T_w\gamma_w)^l_{2,i,j+\frac{1}{2},k} (Z_{i,j+1,k} - Z_{i,j,k}) \\
& - (T_w\gamma_w)^l_{2,i,j-\frac{1}{2},k} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j-1,k}) + (T_w\gamma_w)^l_{3,i,j,k-\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k+1} - Z_{i,j,k}) \\
& - (T_w\gamma_w)^l_{3,i,j,k+\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j,k-1}) - (Q_w)^l_{i,j,k}
\end{aligned} \tag{2.39}$$

$$\begin{aligned}
R_{F,i,j,k}^l = \frac{1}{\Delta t} & (V[(\emptyset F)^l - (\emptyset F)^n])_{i,j,k} - T^l_{o1,i+\frac{1}{2},j,k} (P^l_{o,i+1,j,k} - P^l_{o,i,j,k}) + T^l_{o1,i-\frac{1}{2},j,k} (P^l_{o,i,j,k} - P^l_{o,i-1,j,k}) \\
& - T^l_{o2,i,j+\frac{1}{2},k} (P^l_{o,i,j+1,k} - P^l_{o,i,j,k}) + T^l_{o2,i,j-\frac{1}{2},k} (P^l_{o,i,j,k} - P^l_{o,i,j-1,k}) - T^l_{o3,i,j,k+\frac{1}{2}} (P^l_{o,i,j,k+1} - P^l_{o,i,j,k}) + \\
& T^l_{o3,i,j,k-\frac{1}{2}} (P^l_{o,i,j,k} - P^l_{o,i,j,k-1}) + (T_o\gamma_o)^l_{1,i+\frac{1}{2},j,k} (Z_{i+1,j,k} - Z_{i,j,k}) - (T_o\gamma_o)^l_{1,i-\frac{1}{2},j,k} (Z_{i,j,k} - Z_{i-1,j,k}) + \\
& (T_o\gamma_o)^l_{2,i,j+\frac{1}{2},k} (Z_{i,j+1,k} - Z_{i,j,k}) - (T_o\gamma_o)^l_{2,i,j-\frac{1}{2},k} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j-1,k}) + (T_o\gamma_o)^l_{3,i,j,k-\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k+1} - Z_{i,j,k}) - \\
& (T_o\gamma_o)^l_{3,i,j,k+\frac{1}{2}} (Z_{i,j,k} - Z_{i,j,k-1}) - T^l_{g1,i+\frac{1}{2},j,k} (P^l_{g,i+1,j,k} - P^l_{g,i,j,k}) + T^l_{g1,i-\frac{1}{2},j,k} (P^l_{g,i,j,k} - P^l_{g,i-1,j,k}) - \\
& T^l_{g2,i,j+\frac{1}{2},k} (P^l_{g,i,j+1,k} - P^l_{g,i,j,k}) + T^l_{g2,i,j-\frac{1}{2},k} (P^l_{g,i,j,k} - P^l_{g,i,j-1,k}) - T^l_{g3,i,j,k+\frac{1}{2}} (P^l_{g,i,j,k+1} - P^l_{g,i,j,k}) + \\
& T^l_{g3,i,j,k-\frac{1}{2}} (P^l_{g,i,j,k} - P^l_{g,i,j,k-1}) + (T_g\gamma_g)^l_{1,i+\frac{1}{2},j,k} (Z_{i+1,j,k} - Z_{i,j,k}) - (T_g\gamma_g)^l_{1,i-\frac{1}{2},j,k} (Z_{i,j,k} - Z_{i-1,j,k}) +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & (T_g \gamma_g)_{2,i,j+\frac{1}{2},k}^l (z_{i,j+1,k} - z_{i,j,k}) - (T_g \gamma_g)_{2,i,j-\frac{1}{2},k}^l (z_{i,j,k} - z_{i,j-1,k}) + (T_g \gamma_g)_{3,i,j,k-\frac{1}{2}}^l (z_{i,j,k+1} - z_{i,j,k}) - \\
 & (T_g \gamma_g)_{3,i,j,k-\frac{1}{2}}^l (z_{i,j,k} - z_{i,j,k-1}) - (Q_o)_{i,j,k}^l - (Q_g)_{i,j,k}^l \quad (2.40)
 \end{aligned}$$

et

$$R_{p,i,j,k}^l = \left[F \left(\frac{L}{\xi_o} + \frac{1-L}{\xi_g} \right) + S_w \right]^l - 1 \quad (2.41)$$

Calcul des dérivés des termes résiduelles et procédure de mise à jour itérative :

D'après l'égalité globale des fractions molaires $z_m = Lx_{mo} + (1-L)x_{mg}$,

$$m = 1, 2, \dots, N_c, \text{ on aura :} \quad (2.42)$$

$$\frac{\partial x_{mg}}{\partial x_{mo}} = \frac{L}{L-1}, \quad \frac{\partial x_{mg}}{\partial z_m} = \frac{1}{1-L}, \quad \frac{\partial x_{mg}}{\partial L} = \frac{x_{mo} - x_{mg}}{L-1}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c$$

Par conséquent, on obtient les expressions des dérivations partielles suivantes :

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial}{\partial x_{mo}} &= \frac{\partial x_{mg}}{\partial x_{mo}} \frac{\partial}{\partial x_{mg}} = \frac{L}{L-1} \frac{\partial}{\partial x_{mg}} \\
 \frac{\partial}{\partial z_m} &= \frac{\partial x_{mg}}{\partial z_m} \frac{\partial}{\partial x_{mg}} = \frac{1}{1-L} \frac{\partial}{\partial x_{mg}} \\
 \frac{\partial}{\partial L} &= \frac{\partial x_{mg}}{\partial L} \frac{\partial}{\partial x_{mg}} = \frac{x_{mo} - x_{mg}}{L-1} \frac{\partial}{\partial x_{mg}}
 \end{aligned} \quad (2.43)$$

D'après l'expression du facteur de compressibilité $Z_\alpha = \frac{P_\alpha V_\alpha}{RT}$, $\alpha = o, g$, on obtient la formule suivante de la densité molaire :

$$\frac{1}{\xi_\alpha} = \frac{Z_\alpha (P_\alpha, x_{1\alpha}, x_{2\alpha}, \dots, x_{N_c\alpha}) RT}{P_\alpha}, \quad \alpha = o, g \quad (2.44)$$

A partir de ces expressions, l'application de la méthode de Newton-Raphson aux formes résiduelles précédentes donne les expressions suivantes :

$$\begin{aligned}
 & \sum_{m=1}^{N_c-1} \frac{\partial R_{f_m}^{l,i,j,k}}{\partial (x_{mo})_{i,j,k}} \delta (x_{mo})_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{f_m}^{l,i,j,k}}{\partial L_{i,j,k}} \delta L_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{f_m}^{l,i,j,k}}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \sum_{m=1}^{N_c-1} \frac{\partial R_{f_m}^{l,i,j,k}}{\partial (z_m)_{i,j,k}} \delta (z_m)_{i,j,k}^{l+1} \\
 & = -R_{f_m}^{l,i,j,k}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c \quad (2.45)
 \end{aligned}$$

Ce système linéaire est utilisé pour trouver $(\delta x_{1o}, \delta x_{2o}, \dots, \delta x_{(N_c-1)o}, \delta L)$ en fonction de $(\delta z_1, \delta z_2, \dots, \delta z_{(N_c-1)}, \delta P)$.

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial P_{i,j,k-1}} \delta P_{i,j,k-1}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial P_{i,j-1,k}} \delta P_{i,j-1,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial P_{i-1,j,k}} \delta P_{i-1,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial P_{i+1,j,k}} \delta P_{i+1,j,k}^{l+1} \\
 & + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial P_{i,j,k+1}} \delta P_{i,j,k+1}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial F_{i,j,k}} \delta F_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial (z_m)_{i,j,k}} \delta (z_m)_{i,j,k}^{l+1} \\
 & + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial (x_{mo})_{i,j,k}} \delta (x_{mo})_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{z_m}^l}{\partial (x_{mg})_{i,j,k}} \delta (x_{mg})_{i,j,k}^{l+1} = -R_{z_m}^l
 \end{aligned} \quad (2.46)$$

Cette dernière équation donne δz_m en fonction de δP , δF , et δx_{mo} .

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k-1}} \delta P_{i,j,k-1}^{l+1} + \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j-1,k}} \delta P_{i,j-1,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial P_{i-1,j,k}} \delta P_{i-1,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial P_{i+1,j,k}} \delta P_{i+1,j,k}^{l+1} \\
 & + \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k+1}} \delta P_{i,j,k+1}^{l+1} + \frac{\partial R_{F,i,j,k}^l}{\partial F_{i,j,k}} \delta F_{i,j,k}^{l+1} = -R_{F,i,j,k}^l
 \end{aligned} \quad (2.47)$$

Cette équation donne δF en fonction de δP .

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k-1}} \delta P_{i,j,k-1}^{l+1} + \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j-1,k}} \delta P_{i,j-1,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial P_{i-1,j,k}} \delta P_{i-1,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial P_{i+1,j,k}} \delta P_{i+1,j,k}^{l+1} \\
 & + \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k+1}} \delta P_{i,j,k+1}^{l+1} + \frac{\partial R_{w,i,j,k}^l}{\partial S_{w,i,j,k}} \delta S_{w,i,j,k}^{l+1} = -R_{w,i,j,k}^l
 \end{aligned} \quad (2.48)$$

Cette équation donne δS_w en fonction de δP .

$$\begin{aligned}
 & \sum_{m=1}^{N_c-1} \frac{\partial R_{p,i,j,k}^l}{\partial (x_{mo})_{i,j,k}} \delta (x_{mo})_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{p,i,j,k}^l}{\partial L_{i,j,k}} \delta L_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{p,i,j,k}^l}{\partial P_{i,j,k}} \delta P_{i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{p,i,j,k}^l}{\partial S_{w,i,j,k}} \delta S_{w,i,j,k}^{l+1} + \frac{\partial R_{p,i,j,k}^l}{\partial F_{i,j,k}} \delta F_{i,j,k}^{l+1} \\
 & + \sum_{m=1}^{N_c-1} \frac{\partial R_{p,i,j,k}^l}{\partial (z_m)_{i,j,k}} \delta (z_m)_{i,j,k}^{l+1} = -R_{p,i,j,k}^l, \quad m = 1, 2, \dots, N_c
 \end{aligned} \quad (2.49)$$

Après la substitution de δx_{mo} , δL , δz_{mo} , et δS_w , $m = 1, 2, \dots, N_c - 1$, dans (2.49) et en utilisant les équations (2.45) - (2.48), l'équation en résultant devient l'équation de pression, qui est implicitement résolue pour le δP . Après l'obtention de δP , les équations (2.45), (2.46), (2.47), et (2.48) sont résolues explicitement, alternativement, pour δS_w , δF , $(\delta z_1, \delta z_2, \dots, \delta z_{(N_c-1)})$, et $(\delta x_{1o}, \delta x_{2o}, \dots, \delta x_{(N_c-1)o})$, respectivement.

1. Solution de la relation d'équilibre

La solution de la relation d'équilibre est discutée dans cette partie (EOS de PR est utilisée comme équation d'état).

1.1. La méthode de substitution successive

La méthode de substitution successive est souvent utilisée pour trouver les points de départ pour la résolution de la relation d'équilibre thermodynamique (2.27).

Pour un système à haute pression, le coefficient d'équilibre liquide-vapeur est donné par :

$$K_m = \frac{x_{mg}}{x_{mo}} = \frac{\left(\frac{f_{mg}}{\varphi_{mg}P}\right)}{\left(\frac{f_{mo}}{\varphi_{mo}P}\right)} = \frac{\varphi_{mo}}{\varphi_{mg}}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c \quad (2.50)$$

où $\varphi_{m\alpha}$ est le coefficient de fugacité pour le composant m dans la phase α .

Pour un calcul de flash qui est un équilibre instantané de phase, et pour P, T et z_m connues, on trouve L (ou V), x_{mo} et x_{mg} , $m = 1, 2, \dots, N_c$.

D'après l'équation (I. 23), on obtient :

$$x_{mo} = \frac{z_m}{L + (1 - L)K_m}; \quad x_{mg} = \frac{z_m K_m}{L + (1 - L)K_m} \quad m = 1, 2, \dots, N_c, \quad (2.51)$$

ce qui donne

$$\sum_{m=1}^{N_c} \frac{z_m(1 - K_m)}{L + (1 - L)K_m} = 0.$$

A partir de cette dernière équation, on suit les étapes suivantes qui permettent le calcul de flash :

- **Etape 01** : K_m initiaux sont estimés en utilisant la formule empirique de Whitson [20]:

$$K_m = \frac{1}{P_{rm}} \exp \left[5.37(1 + \omega_m) \left(1 - \frac{1}{T_{rm}} \right) \right] \quad (2.52)$$

où

$$T_{rm} = T/T_{cm} \quad \text{et} \quad P_{rm} = P/P_{cm}$$

- **Etape 02** : Pour K_m calculé et z_m donné, on trouve L en utilisant :

$$\sum_{m=1}^{N_c} \frac{z_m(1 - K_m)}{L + (1 - L)K_m} = 0. \quad (2.53)$$

La résolution de cette équation se fait par la méthode itérative de Newton.

- **Etape 03** : Calculer x_{mo} et x_{mg} en utilisant :

$$x_{mo} = \frac{z_m}{L + (1 - L)K_m}, \quad x_{mg} = K_m x_{mo}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c, \quad (2.54)$$

- **Etape 04** : calcul des nouveaux K_m avec la formule :

$$K_m = \frac{\varphi_{mo}}{\varphi_{mg}}, \quad m = 1, 2, \dots, N_c \quad (2.55)$$

Les étapes 02 à 04 sont répétées jusqu'à la convergence de K_m . Le critère de convergence est le suivant :

$$\sum_{m=1}^{N_c} \left[\frac{K_m^{n+1}}{K_m^n} - 1 \right]^2 < \varepsilon, \quad \varepsilon \sim 10^{-12} \quad (2.56)$$

Conclusion

La simulation numérique compositionnelle du WAG consiste à discrétiser le réservoir à la fois dans l'espace et dans le temps pour représenter les écoulements en place en tenant compte des échanges de composition entre les phases. Les systèmes ainsi associés sont résolus numériquement par une méthode IMPEC dont la stabilité est contrôlée par un choix adéquat du pas d'intégration.

Cette résolution numérique est performée par des codes de calcul sophistiqués écrits et représentés sous forme de simulateurs d'une très grande complexité tel qu'Eclipse de Schlumberger ou VIP d'Halliburton. Cependant, ce gain se paye par un temps de calcul souvent prohibitif, impliquant ainsi la difficulté à cerner globalement les études d'optimisation sur des réservoirs avec des tailles importantes et/ou avec un nombre de variables de design élevé.

Chapitre 3

Présentation du champ d'Ourhoud

3.1 Situation du champ d'Ourhoud

3.1.1 Situation Géographique

Le champ pétrolier **Ourhoud** (autrefois appelé **Qoubba**), est situé au sud du champ d'**Anadarko** à Hassi Berkine, à 420km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et à 1300km au Sud-est d'Alger. Il est limité à l'ouest par la dorsale d'anguid, au nord par le dôme Dahar et au sud par le bassin d'Illizi.

Le champ Ourhoud fut découvert en juillet de l'an 1994, est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec une surface d'exploitation de 263.4 Km², et une Superficie du Réservoir de 140 km².

$$X_1 : 405248,9.$$

$$Y_1 : 3376147.$$

$$X_2 : 426628,4.$$

$$Y_2 : 3403776.$$

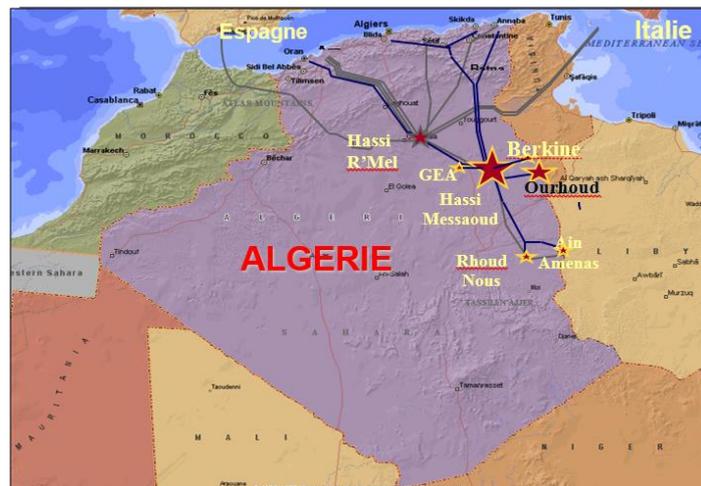


Figure 3.1 situation géographique du champ d'Ourhoud

3.1.2 Situation géologique

Le gisement d'Ourhoud est situé dans le bassin intra-cratonique de Ghadamès où se trouvent d'épaisses séries Paléozoïques et Mésozoïques. Ces deux séries sont séparées par la discordance Hercynienne. Le gisement d'Ourhoud est localisé dans les blocs 404, 406A, 405 du bassin de Ghadamès et contient une huile légère sous saturée dans les grès du TAGI, piégée dans une structure anticlinale faillée. Le réservoir possède des caractéristiques petrophysiques de grande qualité.

L'intervalle de production du réservoir TAGI est situé immédiatement au-dessus de la discordance Hercynienne, qui est généralement rencontré à une profondeur de 3100mètres dans la région de Qoubba, le point le plus élevé de la structure se situe à -2772 m/NM.

- Le WOC moyen est interprété à -3056 m/NM ;
- La hauteur utile moyenne est d'environ 31,5m ;
- Les valeurs moyennes de porosité et de perméabilité sont respectivement de 15% et 200md ;
- L'huile est fortement sous-saturée aux conditions initiales du réservoir et à une densité de 0,8115 au stockage ; km²
- La pression initiale du réservoir est de 348,11bar à la profondeur de référence de -2978 m/NM et la température de gisement est de 102°C.

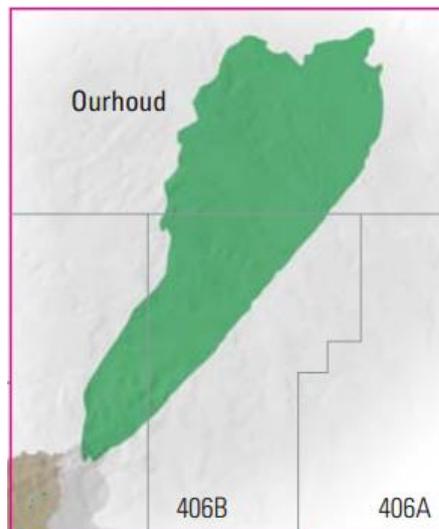


Figure 3.2 localisation du champ d'Ourhoud selon les blocs

3.2 Aspect structural

La structure d'Ourhoud correspond à un horst complexe limité vers l'est par une faille majeure régionale dont le rejet vertical varie entre 200 et 300 mètres. L'ensemble du gisement est affecté par un réseau principal d'accidents parallèles à la faille majeure qui découpe la structure en différents panneaux. Un réseau secondaire orthogonal au réseau principal est également observé localement. Le rejet de ces failles est assez faible dans la moitié sud du gisement, mais peut être important dans la moitié nord affaissée. Actuellement, on compte quatre grands secteurs : la terrasse A (la plus haute structuralement), la zone dite « main field » (la partie sud du gisement), le secteur nord-ouest et une autre partie plus basse.

3.3 Subdivision géologique du réservoir

L'horizon producteur est constitué des grès du TAGI, d'âge triasique. Ces grès continentaux ont été déposés par un système fluvio-deltaïque dans une large vallée, situé le long du système de faille Pan-Africain. L'épaisseur totale du TAGI varie de 88 à 108m. La hauteur utile définie par une porosité >10%, tirée de la diagraphie de densité et un Cut-off en rayons gamma de 90°API, varie de 17 à 59m parmi les puits existants.

Les trois unités stratigraphiques principales ont été corrélées avec les sept puits disponibles et décomposées en onze couches dont les caractéristiques réservoirs ont été établis à l'aide des diagraphies et des mesures sur carottes. Pour chaque couche, les cartes isopaques des hauteurs totales, des hauteurs utiles ainsi que des porosités et des perméabilités ont été établies et introduites dans le simulateur afin de déterminer l'accumulation d'huile en place et d'optimiser le plan de développement du gisement.

Le WOC a été interprété à -3056 m/NM à partir de l'analyse diagraphique et de l'interprétation des données de pression (MDT) des sept puits

3.4 Aspect stratigraphique

La colonne stratigraphique du champ Ourhoud est presque complète. Le paléozoïque est complètement préservé au-dessous de la discordance Hercynienne par rapport aux champs voisins situés sur l'axe d'El-Biod Hassi Messaoud, à la partie occidentale du bassin de Berkine où tous les dépôts post Hercyniens reposent directement sur le cambro-ordovicien et quelque fois directement sur le Cambrien. Cette section est essentiellement des roches de Silice clastique à la base, en addition à cette section Paléozoïque vient se reposer la section Mésozoïque qui constitue en même temps le réservoir principal du champ Ourhoud et du bassin Berkine. Les roches clastiques épaisses caractérisent la séquence Jurassique moyenne et supérieure, tel que l'anhydrite, les sels, les carbonates de Lias et le trias qui constituent une barrière pour les accumulations d'hydrocarbures dans le TAGI du champ.

L'origine continentale est caractérisée par le bas sédiment crétacé interrompu par le dépôt aptien Carbonaté, la partie supérieure de crétacé a été déposée de Schiste aux carbonates de bas en haut.

3.4.1 La colonne stratigraphique du champ Ourhoud

Pendant le forage, plusieurs couches de caractéristiques diverses sont rencontrées. Elles sont nommées suivant leur appartenance à l'ère géologique de leur mise en place. Ainsi on rencontre :

➤ **Le cénozoïque (Le Tertiaire) :**

Mio-pliocène [0-192,4m] : Il est constitué essentiellement de sables non consolidés avec des présences occasionnelles de calcaire. Il contient un aquifère atmosphérique. Tout le paléogène est absent.

➤ **Le mésozoïque :**

Le crétacé :

- **Sénonien carbonaté [192,4 - 384,8m] :** Contient des calcaires dolomitiques, des dolomites avec des intercalations de gypse et des argiles gréseuses. Son inconvénient est le risque élevé de perte de circulation.
- **Sénonien anhydritique [384,8 – 657,7m] :** Constitué des bancs d'anhydrite et des calcaires dolomitiques en dépit de quelques couches d'argiles gréseuses.
- **Sénonien salifère [657,7 – 849,4m] :** Il contient des massifs d'halite (sel) sur une grande section avec des intercalations d'anhydrite blanche. Il peut présenter le problème de glissement dans le puits (car les sels sont ductiles).
- **Le Turonien [849,4 – 917,4m] :** renferme dans sa partie supérieure du calcaire alors que dans la partie inférieure se trouve l'argile dolomitique. Il contient un aquifère caractérisé par une nature corrosive avec une faible perméabilité.
- **Le Cénomaniens [917,4 – 1157,5m] :** Il est constitué des intercalations d'halite, argiles, anhydrite et du calcaire dolomitique.
- **L'Albien [1157,5 – 1320,5m] :** est représenté par les grès et les argiles silteuses en alternance. Il renferme un aquifère actif.
- **Aptien [1320,5 – 1350,4m] :** Il renferme du carbonate en dépit de quelques couches de dolomite et de calcaire dolomitique compacté.
- **Le Barrémien [1350,4 – 1701,7m] :** dont le top est composé de sables avec des intercalations de silt et des argiles silteuses et renferme dans sa partie intermédiaire des argiles et des silts. Le bas de la formation est composé de

sables et de minces couches d'argile et de dolomite. Il contient aussi un aquifère actif.

- **Néocomien [1701,7 – 1976,1m]** : Il est composé de silt et des argiles avec des intercalations de sable et occasionnellement des couches de charbon.

Jurassique :

- **Malm [1976,1 – 2206,1m]** : Il est constitué d'intercalations d'argiles, de silt et de sable avec de minces couches de calcaires, de calcaires dolomitiques, charbon et des traces d'anhydrides. La partie inférieure de cette formation est très dure, raison pour laquelle on doit diminuer les paramètres de forage afin de ne pas endommager l'outil.
- **Dogger argileux [2206,1 – 2433,5m]** : Il est constitué essentiellement d'argiles avec du sable en alternance et des traces d'anhydrites.
- **Lias anhydritique [2433,5 – 2620m]** : renferme des anhydrites, des argiles, des halites en alternance et des traces de calcaires dolomitiques.
- **Le Lias salifère [2620 – 2693,4m]** : Contient des halites, des argiles et des traces d'anhydrite.
- **L'Horizon « B » [2693,4 – 2717,6m]** : renferme du calcaire dolomitique avec de minces couches d'argile et parfois des couches d'anhydrite à la base de la formation. Au toit de la formation il contient un passage du sel au calcaire dolomitique plus dur.
- **Lias S1/S2 [2717,6 – 2955,3m]** : cette partie contient des sels, des anhydrites et des argiles en alternance. Dans la partie supérieure les sels sont prédominants contrairement à la partie inférieure constituée principalement d'anhydrites.
- **Lias S3 [2955,3 - 3081,5m]** : Le toit de cette formation est constitué principalement de sels et la partie inférieure d'argiles fréquentes.

Trias :

- **L'Horizon « D2 » [3081,5 – 3108,7m]** : renferme des argiles anhydritiques avec de minces couches de sel.
- **Le Trias argileux [3108,7 – 3111,2m]** : Contient des argiles de couleurs différentes. Dans sa base on rencontre de minces couches de silt et d'argiles siliteuses.

- **Trias carbonaté [3111,2 – 3211,5m]** : Il contient des argiles en alternance avec du sable et du calcaire.
- **Formation TAGI (Trias Argileux Gréseux Inferieur) 3211,5 – 3299,7m**

3.4.2 La formation TAGI

Reposant sur la discordance hercynienne, le TAGI consiste en une séquence de dépôts fluviatiles et continentaux d'approximativement 80 à 100 mètres d'épaisseur totale, montrant une alternance de grès propres et de niveaux argileux. Le TAGI est subdivisé en trois unités principales corrélables à l'échelle régionale : TAGI inférieur, moyen et supérieur [24].

3.4.2.1 Le TAGI inférieur (Lower TAGI)

Ce niveau est formé par les sédiments déposés sur la discordance Hercynienne. Au-dessus du WOC. Le TAGI inférieur (32-58 m d'épaisseur totale) est principalement constitué par des grès et lutites, et correspond à une séquence qui va en s'affinant vers le haut. Sa porosité moyenne est de 14,2 %. Le TAGI inférieur est subdivisé en 3 unités : L1, L2, L3. Il compte 18 % du pétrole initial en place (OOIP) d'Ourhoud [24].

3.4.2.2 TAGI moyen et supérieur (middle et upper TAGI)

Le TAGI moyen (subdivisé de bas en haut en M1 et M2 et d'épaisseur totale allant de 10 à 33 mètres) et le TAGI supérieur (subdivisé de bas en haut en U1, U2, U3 et U4 et d'épaisseur totale de 27 à 42 mètres) correspondent à une séquence transgressive : le M1 et le U1 contiennent d'abondants réservoirs qui se sont déposés dans des chenaux en tresses, le U3 est généralement riche en dépôts de débordement et a été déposé dans un système fluvial méandrique.

Les TAGI moyen et supérieur correspondent à une séquence, qui peut être corrélée à l'échelle du bassin. Deux intervalles correspondant à des mudstones. Ils ont une porosité moyenne de 15,4 %. Le TAGI moyen (le M1) compte 39 % de l'OOIP du champ. Le TAGI supérieur compte la plus grande part, à savoir 43 % de l'OOIP d'Ourhoud.

Le TAGI moyen se compose essentiellement de grès. Les grès montrent deux trends de granulométrie, l'une fine et l'autre à grains grossiers homogènes. La qualité du réservoir est excellente et le coefficient H_u/H_t (hauteur nette/hauteur totale) est partout très élevé.

Le TAGI supérieur montre une distribution de l'épaisseur totale qui est essentiellement le contraire du TAGI intermédiaire, c-à-d où le TAGI intermédiaire est fin, le TAGI supérieur est épais.

La coupe stratigraphique du TAGI est présentée en annexe.

3.5 Développement du champ Ourhoud

3.5.1 Historique de découverte

Les explorations au champ Ourhoud ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre Sonatrach et Cepsa qui permet l'exploration du bloc 406 dans le bassin de Berkine. En Juillet 1994 le gisement d'Ourhoud fut découvert, il s'étend sur deux autres blocs, le 405 et le 404. Le puits nommé **BKE1** était le premier puits foré dans les grès du **TAGI** (Triasique Argileux Gréseux Inférieur) son débit initial était de 15275 bbl/J.

En février 1997 une participation par pourcentage fut convenue d'une manière à ce que trois opérateurs étrangers développeront le champ en association avec **Sonatrach**. Cette exploitation d'un champ qui regroupe plusieurs blocs et connu sous le nom d'unitarien de champ et son objectif est de permettre un développement optimum du gisement dans son ensemble. **Sonatrach** est associée avec six compagnies étrangères dans la mesure où le gisement englobe les trois blocs :

- Sur le bloc 404, **Sonatrach** est associée à **Anadarko** (qui a comme associés **Agip** et **Maersk**).
- Sur le bloc 406, la compagnie nationale est associée à l'espagnole **Cepsa**.
- Tandis que sur le bloc 405, elle est associée à **Burlington Ressource** (qui a comme associé **Talisman**)

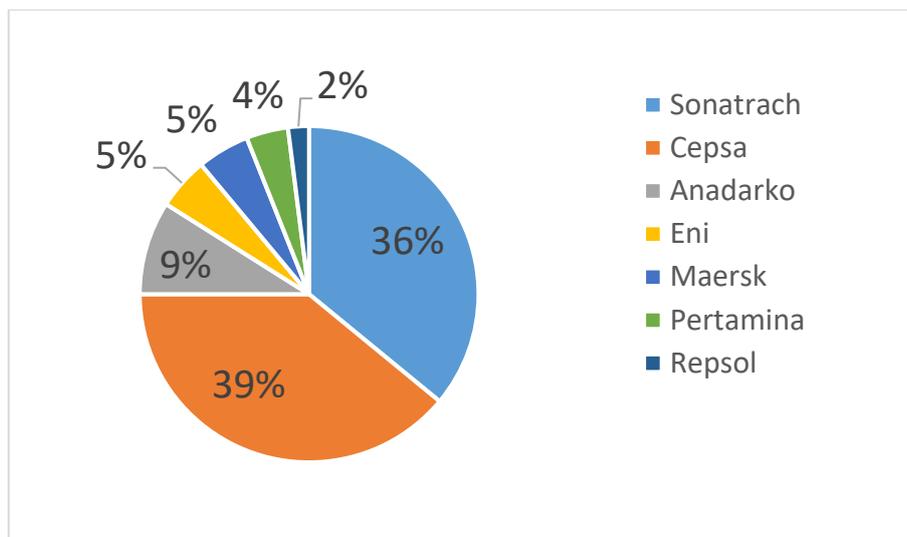


Figure 3.3 Partenaires SH-ORD

3.5.2 Historique de production

La production du champ Ourhoud a commencé le 08/11/2002 avec un rythme faible pour pouvoir tester les équipements de toutes les installations de surface ainsi que le CPF (Central Processing Facility) et avec un nombre de puits limité. La production d'huile a atteint 230000 bbl/j en Janvier 2003. Ce plateau est maintenu pendant 10 ans. Additionné à la production de Berkine et des autres gisements satellites, il a contribué à la production nationale à 1,5 million de bbl/jour.

Comme l'aquifère du réservoir est inactif, le maintien de la pression du réservoir se fait par l'injection d'eau et de gaz qui a commencé en 25/01/2003 et 20/02/2003 respectivement. L'avancement du front d'eau provoque l'apparition d'eau dans les puits producteurs notamment dans le niveau inférieur (Lower) et ce à compter de Mars 2004 avec une accentuation au fil du temps pour atteindre un seuil de WCUT allant jusqu'à 80% des quelques puits à savoir QB36, BKE2

La production actuelle (jusqu'à juin 2019) est assurée par **169** puits dont :

- 67 producteurs d'huile ;
- 10 producteurs d'eau : Albien / Barremian ;
- 08 producteurs d'eau : Miopliocène ;
- 44 injecteurs d'eau ;
- 18 injecteurs gaz ;
- 04 observateurs ;
- 18 WAG.

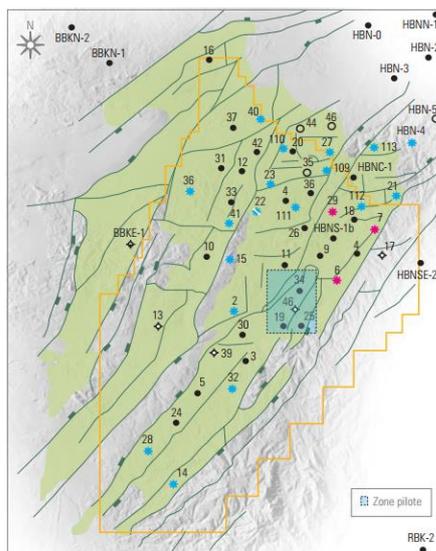


Figure 3.4 carte du champ Ourhoud

3.5.3 Caractéristiques du réservoir

La variation latérale de faciès du réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyenne de 80 à 100 mètres. L'épaisseur maximale est enregistrée dans les terrasses dépassant les 100m, à la partie ouest du champ, 89m dans la partie Sud-ouest, cette diminution est due à l'érosion lors la genèse des couches. La superficie du réservoir est de 140Km², avec une profondeur moyenne de 3180m.

Les données caractéristiques du Réservoir :

- Réservoir Producteur : Grès du TAGI
- Température de réservoir : 102° C.
- Pression de réservoir initiale : 348 bars à -2978 m.
- Porosité moyenne :16 %.
- Perméabilité moyenne : 200 md.
- Degré API :42,5.
- GOR moyen : 95 m³/m³.
- Gradient de pression :1,02 psi/m.
- Hauteur totale : 80-100 m

3.5.4 Système d'exploitation du champ Ourhoud

3.5.4.1 Récupération secondaire à Ourhoud

Le scénario de maintien de pression a Ourhoud consiste à produire l'eau de l'Albien / Barrémien et puis l'injecter par les puits injecteurs d'eau qui se trouvent dispersés aux

périphéries avec une réinjection de gaz dans le sommet du réservoir. Les résultats des tests d'interférence indiquent que l'aquifère est faiblement connecté dans la zone à huile à la direction Est-Ouest car l'injection périphérique dans l'aquifère ne peut pas servir de support à la production du centre du champ cela est due à l'existence des failles orientées de Nord-est/Sud-ouest. En conséquence l'injection d'eau dans l'aquifère aux périphéries n'est pas adéquate pour un maintien de pression complet du réservoir ainsi une injection dispersée sur la structure est requise.

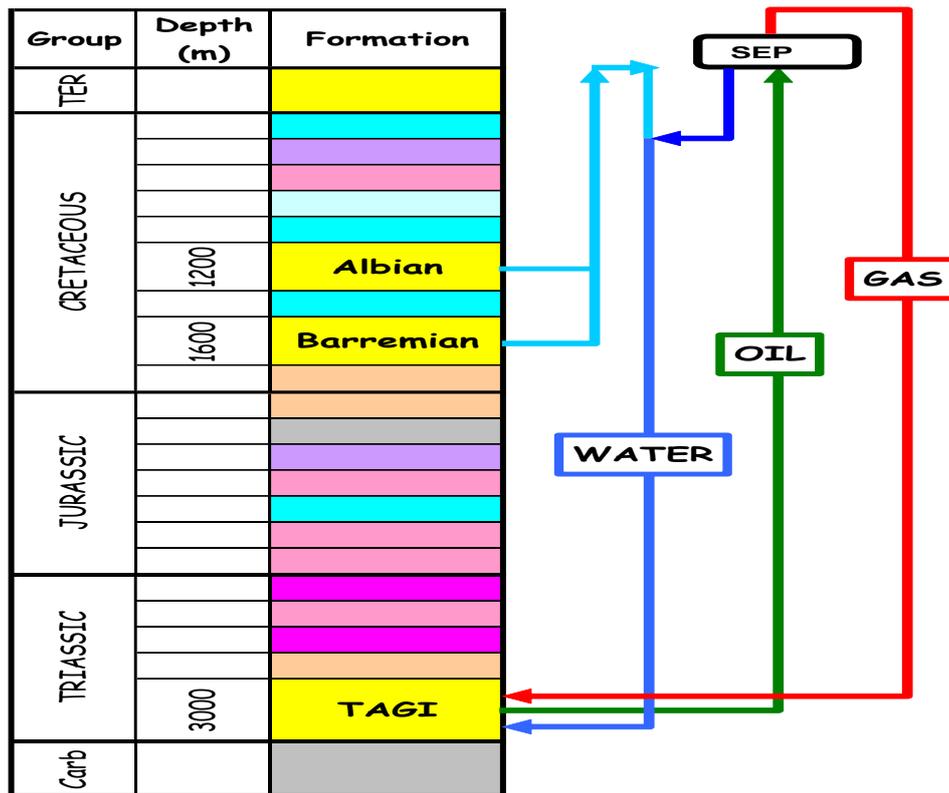


Figure 3.5 Schéma de récupération secondaire à Ourhoud

3.5.4.2 Water Alternative Gas (WAG)

L'huile d'Ourhoud est de haute qualité (~43° API) mais avec un GOR faible 95m³/m³, donc une très bonne candidate pour l'injection de gaz miscible. Pour cela Le (WAG) à Ourhoud est mis en application comme processus de récupération secondaire ayant pour but l'accélération et l'augmentation de taux de récupération et surtout assurant un meilleur contact entre le gaz miscible et le volume de réservoir. Le processus du WAG consiste à l'injection alternative d'eau et de gaz soit six mois pour chacun.

Chapitre 4

Etude du modèle statique et dynamique

Introduction

La phase de caractérisation du réservoir permet la bonne compréhension de ses propriétés. Elle englobe toute l'étude du réservoir, en commençant par la construction d'un modèle géologique, puis par la modélisation de l'écoulement des fluides (modélisation dynamique) et enfin, elle est suivie de la modélisation numérique de l'écoulement en prenant en compte ces deux modèles et reproduisant, à l'échelle du gisement, les données de production.

Grâce aux progrès techniques et informatiques, les modèles de réservoir sont de plus en plus détaillés, ce dernier peut être discrétisé en plusieurs millions /milliers de blocs élémentaires ou mailles.

4.1 Propriétés et qualité du réservoir

Le réservoir d'Ourhoud est un réservoir TAGI d'huile sous saturé ($P_g=5000 \text{ psi} > P_b=1200 \text{ psia}$). Il est caractérisé par la présence d'un aquifère inactif (méthode de Campbell). Les principaux mécanismes de drainage qui l'activent sont l'expansion du gaz dissout, la compressibilité de l'huile et de la roche, l'injection d'eau (Water flooding), injection de gaz (Gaz flooding) et le WAG, l'injection d'eau suivi de l'injection du gaz en alternance. Le taux de récupération actuel à Ourhoud est estimé à 46%.

4.1.1 Structure et failles du champ Ourhoud

La zone d'Ourhoud est caractérisée par la présence de 44 failles (selon les études sismiques 2D et 3D). La figure(4.1) illustre ces failles.

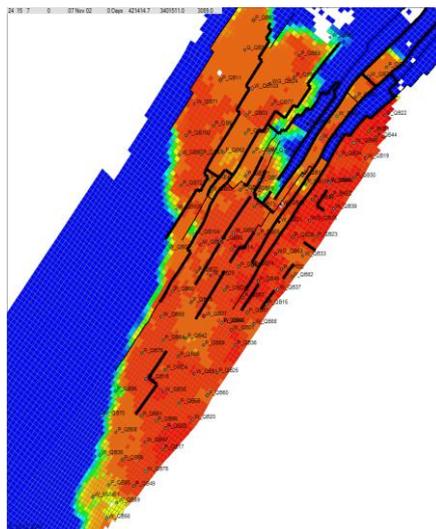


Figure 4.1 Carte des failles du champ d'Ourhoud

4.1.2 Caractéristiques pétrophysiques

La pétrophysique c'est l'étude des propriétés de la roche et l'interaction des fluides avec cette roche, la détermination des paramètres pétro physiques, est la première étape avant toute étude applicable dans le domaine de l'exploitation des réservoirs, elle nous donne une information plus détaillée sur l'image réelle du réservoir, la capacité d'écoulement, la capacité de stockage et les types des fluides.

Deux méthodes de caractérisation peuvent être utilisées :

- À partir de l'interprétation des diagraphies.
- À partir des résultats des carottages.

Le réservoir d'Ourhoud présente des qualités pétro physiques médiocres à bonnes avec des porosités qui varient de 0 à 25% avec une moyenne d'environ 16% et des perméabilités de 0.0003 à 3000md avec une moyenne de 200md.

Le modèle statique du champ Ourhoud est devisé en plusieurs grids suivant les 3 directions x, y et z (200m×200m×19 couches). La distribution des caractéristiques pétrophysiques du réservoir d'Ourhoud au niveau de la 7^{ème} couche est présentée en annexe.

4.1.3 Contacts des fluides

Selon les compartiments du réservoir d'Ourhoud, trois différents WOC ont été définis dans les trois secteurs du champ :

- B Terrace : 3039 mss,
- Main field : 3054 mss
- Western Flank : 3060 mss

4.2 Etude PVT

Lors de la découverte d'un champ d'hydrocarbure on se préoccupe très vite d'obtenir des renseignements précises sur la nature des fluides produits : huile, gaz et eau, dans le double but d'exploiter le champ convenablement et de tirer la meilleure partie des d'hydrocarbures découverts.

Les mélanges naturels d'hydrocarbures sont constitués d'un grand nombre de composants. L'identification de leurs caractéristiques est primordiale pour différentes études de réservoir telles que :

- Calcul des réserves et évaluation d'un modèle de bilan matière.
- Réalisation d'un model numérique « dynamique » du réservoir.

Il suffira pour cela, de prélever un échantillon représentatif du complexe de gisement et d'en étudier les caractéristiques d'une manière précise au laboratoire, cette étude porte le nom de l'étude P.V.T.

4.2.1 Données de tests et échantillonnage

Pour déterminer les propriétés physiques et chimiques du fluide de réservoir, un échantillonnage de production devrait être effectué, il a pour objet de recueillir une quantité de fluide représentant du mélange qui imprègne la formation. L'échantillonnage se pratique le plus souvent au début de la productivité du puits avant que la pression du gisement devienne inférieure à la pression de saturation du fluide.

Il existe deux modes d'échantillonnage, échantillonnage en surface et au fond :

4.2.1.1 Echantillonnage de fond

Il s'effectue au moyen d'un appareil spécial qu'on descend dans le puits au niveau de la couche, celui-ci recueille un certain volume de fluide qui est ensuite amené en surface, les conditions de pression et température restent celles du fond.

La procédure à suivre dépend des conditions d'écoulement au niveau de l'intervalle productif et deux situations peuvent se présenter.

- **$P_{wf} > P_{sat}$** : la composition du fluide de réservoir est identique au fluide pénétré dans le puits alors on obtient un échantillonnage représentatif.
- **$P_{wf} < P_{sat}$** : si la pression de fond est légèrement inférieure on obtient un liquide avec des bulles de gaz réparties d'une manière homogène, on peut alors le considérer représentatif.
- **$P_{wf} \ll P_{sat}$** : Si la pression de fond est très inférieure à la pression du gisement on procède de l'échantillonnage après fermeture du puits.

4.2.1.2 Echantillonnage de surface

On prélève dans un séparateur un échantillon de gaz et un échantillon de liquide, puis on mélange au laboratoire pour le rapport de leur débit, le système obtenu représente l'effluent de la couche dans l'hypothèse d'un régime permanent de production du puits.

4.2.2 Les tests PVT

Les principaux tests qu'on doit effectuer pour avoir le modèle PVT du fluide de réservoir sont les suivant :

4.2.2.1 Le test CCE (Constante Composition Expansion)

Son but est de créer le plot P, T et de déterminer la pression de bulle P_b , la pression critique et les compressibilités du fluide en fonction de la pression.

4.2.2.2 Le test DL (Differential Liberation)

Son objectif est de trouver les valeurs de B_o , R_s , la viscosité et la masse volumique en fonction de la pression. Cette étape se fait sur deux parties : une étude expérimentale et une étude théorique avec une des équations d'état des fluides EOS (pour notre cas c'est celle de Peng-Robinson). Un plot de comparaison des différents paramètres obtenus avec les deux parties (EOS et expérimentale) sera établi. Si une similitude des formes du plot est vérifiée (c-à-d les résultats des expériences suivent l'EOS choisie), on génère les tables des résultats (variation des paramètres cités auparavant en fonction de la pression), si non, on effectue une régression et un ajustement des paramètres de l'EOS de façon que les formes des plots soient les mêmes, puis on génère les résultats.

4.2.3 Caractéristiques et composition des fluides de la formation

Les principales caractéristiques des fluides dans les conditions d'équilibre de pression et de températures et les résultats des expériences sont définis comme suit :

➤ **L'huile**

- Température du réservoir : 102°C
- Pression de Bulle : 1247 Psi
- Densité de l'huile de stockage : 0,813 g/cm³
- Viscosité : 0.68 cp
- Compressibilité : $7,14 \times 10^{-6}$ Psi⁻¹
- GOR dissolution initial : 95m³/m³
- Facteur volumétrique de fond (FVF) : 1,233

➤ **L'eau de la formation**

Les principales caractéristiques de l'eau de formation du champ Ourhoud sont :

- Densité : 1,224 Kg/l à 20°C
- Viscosité : 2,75 Cp à 25°C.
- Salinité : 352,925 g/l.
- Compressibilité : $4,3 \times 10^{-8}$ Psi⁻¹
- Résistivité : 5,94 Ohm.m à 20°C.

➤ **Gaz**

- Compressibilité : $1,16 \times 10^{-4}$ Psi⁻¹.

La composition d'huile (après les études sur les échantillons prélevés) est présentée dans le tableau (4.1).

Tableau 4-1 Composition de l'huile du champ Ourhoud

Composant	Fraction molaire	Point d'ébullition (F)
N2	0,0052	-320.44
CO2	0,0041	-109.32
H2S	0,0000	-76.56
C1	0,1988	-259.06
C2	0,0840	-128.02
C3	0,0859	-43.96
i-C4	0,0125	10.94
n-C4	0,0489	30.92
i-C5	0,0166	82.04
n-C5	0,0281	96.98
C6	0,0409	96.98-156.0
C7	0,0498	156.0-208.9
C8	0,0457	208.9-258.1
C9	0,0328	258.1-303.1
C10	0,0334	303.1-345.0
C11	0,0334	345.0-385.0
C12	0,0300	385.0-419.0
C13	0,0256	419.0-455.0
C14	0,0205	455.0-486.0
C15	0,0172	486.0-519.1
C16	0,0144	519.1-550.0
C17	0,0142	550.0-557.0
C18	0,0120	577.0-603.0
C19	0,0101	603.0-626.0
C20	0,0092	626.0-651.9
C21	0,0081	651.9-675.0
C22	0,0071	675.0-696.9
C23	0,0063	696.9-716.0
C24	0,0057	716.0-736.0
C25	0,0051	736.0-755.1

C26	0,0047	755.1-774.0
C27	0,0044	774.0-792.0
C28	0,0039	792.0-809.1
C29	0,0035	809.1-826.0
C30+	0,0272	Above 826.0
C5H10	0,0016	120
C6H12	0,0079	162.0
C6H12	0,0026	178.0
C7H14	0,0149	214.0
C6H6	0,0007	176
C7H8	0,0016	231.1
C8H10	0,0105	277.0-282.0
C8H10	0,0044	291.9
C9H12	0,0064	336.0

4.2.4 Les paramètres PVT

4.2.4.1 La compressibilité

La compressibilité est une caractéristique d'un corps quantifiant sa variation relative de volume sous l'effet d'une pression appliquée. La compressibilité de l'huile d'Ourhoud elle est présentée dans le tableau (4.2).

$$C_T = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad (4.1)$$

C_T : compressibilité à température constante

V : volume du corps

P : pression appliquée

Tableau 4-2 Compressibilité de l'huile en fonction de la pression

Pression (psia)		Compressibilité moyenne $10^{-6}(\text{psi}^{-1})$
De	A	
6013	4965	8,8396
4965	4013	9,2881

4013	3013	9,9579
3013	2513	11,009
2513	2013	11,893
2013	1513	13,068
1513	1229 Psat	14,446

4.2.4.2 La viscosité

Cette caractéristique du fluide est importante pour l'écoulement des huiles dans une couche, elle est définie comme étant la résistance interne du fluide à s'écouler, elle est spécifique pour chaque fluide, et la présence de gaz dissout fait diminuer la viscosité du brut et facilite son écoulement dans le milieu poreux.

L'évolution de la viscosité en fonction de la Pression à une température égale à 213.1F est donnée dans le tableau (4.3).

Tableau 4-3 Evolution de la viscosité en fonction de la pression

Pression (psia)	Viscosité d'huile (cp)	Viscosité du gaz (cp)	Rapport de viscosité huile- Gaz
6013		-	-
4965	0,958	-	-
4013	0,815	-	-
3013	0,697	-	-
2013	0,579	-	-
1513	0,540	-	-
1229 Psat	0,523	-	-
913	0,571	0,01434	39,81
763	0,612	0,01399	43,78
613	0,642	0,01364	47,04
463	0,686	0,01324	51,81
313	0,741	0,01269	58,42
163	0,812	0,01176	69,10
88	0,928	0,01089	85,23
27	1,115	0,00990	112,67
13	2,499	0,00883	282,89

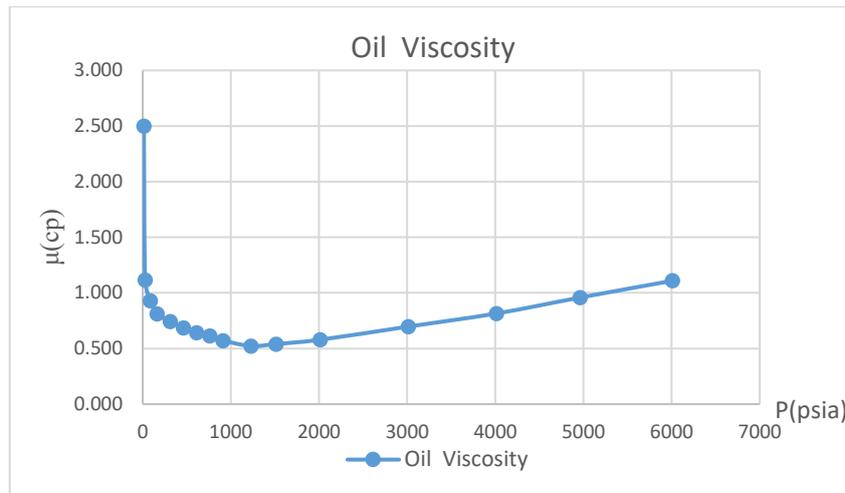


Figure 4.2 Evolution de la viscosité en fonction de la pression

Dans cette courbe, on remarque que la viscosité diminue avec la diminution de la pression du réservoir jusqu'à une valeur de 0.52 Cp qui correspond à la valeur de la pression de bulle étant de 1229 psia. La diminution de la viscosité est interprétée par le mouvement du gaz dans l'huile, plus la pression diminue (supérieure à la pression de bulle) plus les bulles de gaz sont en mouvement et donc le fluide est moins visqueux. Pour des pressions inférieures à celle de bulle, la viscosité augmente avec la diminution de la pression, cette augmentation est interprétée par la libération des bulles de gaz. Plus l'huile est dégazée, plus elle est visqueuse.

4.2.4.3 La solubilité du gaz

La solubilité par définition est le nombre des standards foots cubes de gaz dissout dans un baril d'huile brut à des conditions de température et de pression. Elle est en fonction de plusieurs paramètres tels que : la température, la pression, la densité d'huile, mais dans les conditions de réservoir où la température est constante, la variation de la solubilité est en fonction seulement de la pression.

L'évolution de la solubilité en fonction de la Pression pour différentes températures est montrée dans la figure (4.3).

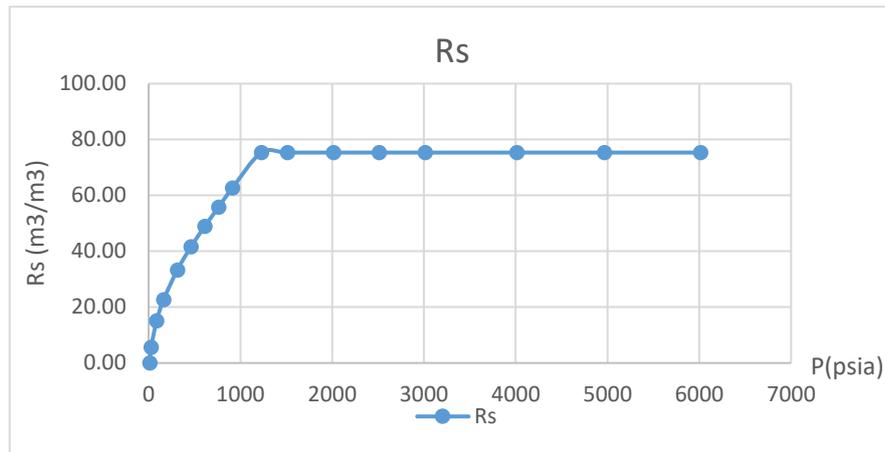


Figure 4.3 Evolution de la solubilité du gaz en fonction de la pression

D'après cette courbe, la solubilité est constante en fonction de la diminution de la pression jusqu'à une valeur de 1229 psia qui correspond à la pression de bulle à la température du réservoir 213.1 °F. Pour des pressions inférieures à cette valeur, la solubilité diminue graduellement, à cause de la libération du gaz.

4.2.4.4 Facteur Volumétrique de Formation

Le facteur volumétrique de formation est le rapport entre le volume d'huile sous les conditions du réservoir sur le volume d'huile sous les conditions de surface.

$$B_o = \frac{\text{Volume d'huile sous les conditions de réservoir } (P, T)}{\text{Volume d'huile sous les conditions de surface } (P, T)} \quad (4.2)$$

Les données PVT de l'huile ont fourni la courbe de Bo en fonction de la pression.

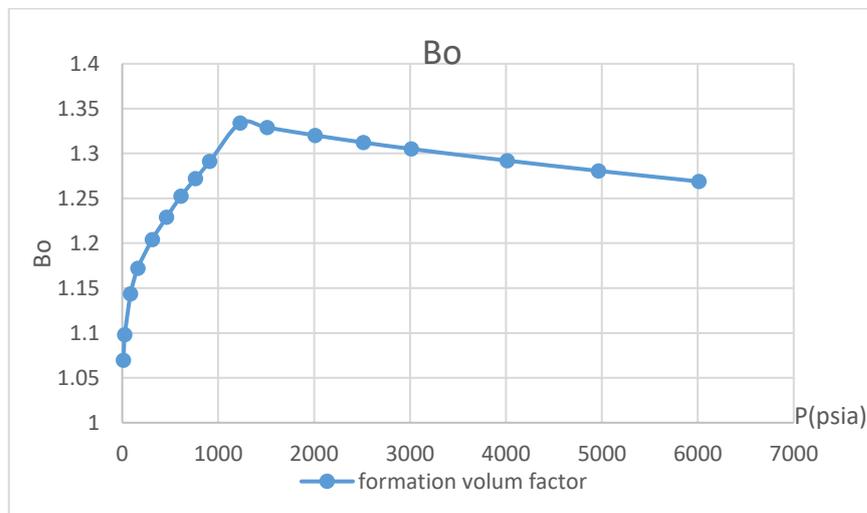


Figure 4.4 Evolution du facteur volumétrique de formation en fonction de la pression

Une diminution de la pression du gisement provoque un mouvement du gaz, sans sa libération, cela se traduit par l'augmentation du facteur volumétrique de fond jusqu'à une valeur de 1.33 correspondant à la pression de bulle (1229 psia). Pour les pressions inférieures à cette valeur, il y'aura une diminution rapide de la valeur du Bo qui est provoquée par la libération du gaz dissout.

4.2.4.5 La masse volumique

La masse volumique d'une substance, est une grandeur physique qui caractérise la masse de cette substance par unité de volume.

La courbe suivante représente la variation de la masse volumique en fonction de la pression pour le cas de l'huile d'Ourhoud.

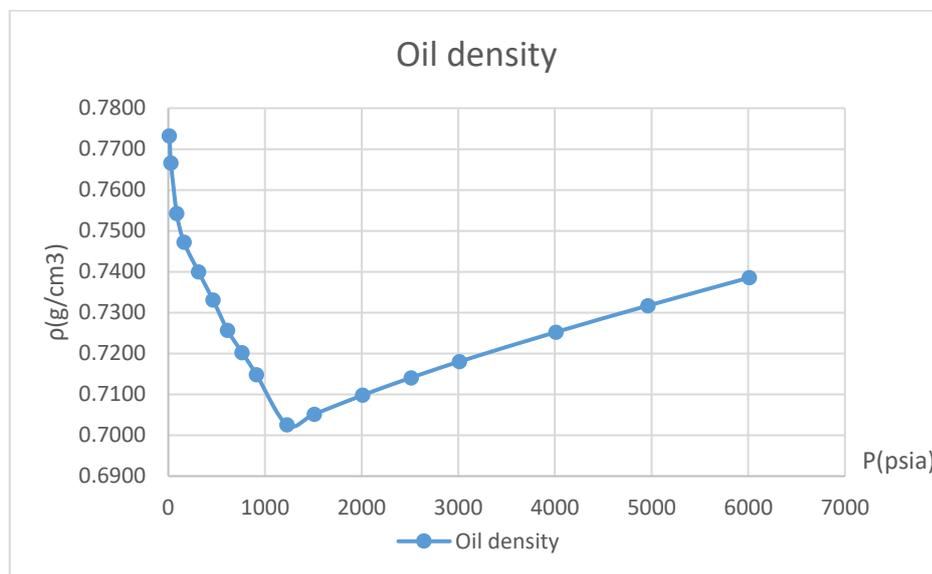


Figure 4.5 Evolution de la masse volumique en fonction de la pression

Dans cette courbe, on remarque que la masse volumique diminue avec la diminution de la pression du réservoir jusqu'à une valeur de 0.7 g/cm^3 qui correspond à la valeur de la pression de bulle (1229psia). La diminution de la masse volumique est interprétée par le mouvement du gaz dans l'huile, plus la pression diminue (supérieure à la pression de bulle) plus les bulles de gaz sont en mouvement et donc le fluide est moins dense. Pour des pressions inférieures à celle de bulle elle augmente avec la diminution de la pression, cette augmentation est interprétée par la libération des bulles de gaz.

4.3 Etude SCAL

4.3.1 Courbes de saturation – perméabilité relative

Les réservoirs, sont généralement saturés de deux fluides ou plus tels que le gaz, l'huile et l'eau. Pour généraliser la loi de Darcy, il est nécessaire d'introduire le concept de la perméabilité relative pour décrire l'écoulement simultané des phases existantes. La perméabilité relative d'un fluide dans une roche est le rapport entre la perméabilité effective de ce fluide sur la perméabilité absolue de la roche.

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \quad (4.3)$$

Tel que :

$$k_{ri} < 1 \text{ et la somme } k_{ro} + k_{rw} + k_{rg} = 1 \quad i = (\text{eau, huile, gaz})$$

k_{ri} : la perméabilité relative du fluide i

k_i : la perméabilité effective du fluide i

k : la perméabilité absolue de la roche

La valeur de la perméabilité relative de l'un des fluides de réservoir est en fonction de sa saturation dans la roche, et puisque la saturation est variable donc la perméabilité relative est variable aussi et elles peuvent être représentées dans une courbe.

Dans notre étude, la relation de Corey a été utilisée pour l'estimation des valeurs de perméabilités relatives des deux couples suivants (eau-huile) et (gaz-huile).

- **Relation de Corey**

La relation de Corey est la plus utilisée pour le calcul des perméabilités relatives. Elle représente une extension de l'équation de **Burdine et al.** (1953), utilisée pour la normalisation de la perméabilité effective.

Les équations de Corey pour le calcul des perméabilités relatives sont :

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (4.4)$$

$$k_{rn} = k_r^0 \left(\frac{S_m - S_w}{S_m - S_{iw}} \right)^2 \left(1 - (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \right) \quad (4.5)$$

$$S_w^* = \left(\frac{S_m - S_{iw}}{1 - S_{iw}} \right) \quad (4.6)$$

$$k_r^0 = 1.31 - 2.62 S_{iw} - 1.1(S_{iw})^2 \quad (4.7)$$

Avec
$$S_m = 1 - S_{or} \quad (4.8)$$

k_{rw} : perméabilité relative de la phase mouillante

k_{rn} : perméabilité relative de la phase non-mouillante

k_{ro} : perméabilité relative de la phase non-mouillante à la saturation irréductible de la phase mouillante

S_w^* : saturation normalisée de la phase mouillante

λ : indice de distribution de la taille des pores

S_w : saturation en eau

S_{iw} : saturation en eau initiale

Pour le champ d'Ourhoud, les roches constituant le réservoir sont divisées en 9 classes de roche, définies en se basant sur un paramètre appelé Indice de qualité de la roche (RQI), c'est la racine carrée de la perméabilité divisée par la porosité [25]. Neuf types de roches sont définis pour le TAGI (6 pour l'UT et MT et 3 pour le LT).

$$RQI = \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (4.9)$$

K : perméabilité de la roche

Φ : porosité de la roche

4.3.1.1 Couple huile-eau

L'exploitation des données PVT de l'huile nous a fourni les courbes (4.7) et (4.8). D'après ces courbes on déduit les saturations suivantes :

- **La saturation en l'eau irréductible**

Tableau 4-2 Saturations en eau initiales selon les classes de roches

	Rock class	RQI range	Swi
Upper et middle TAGI	1	0-10	0.330
	2	10-20	0.227
	3	20-40	0.171
	4	40-60	0.132
	5	60-80	0.106
	6	>80	0.084
Lower TAGI	7	0-30	0.319
	8	30-60	0.266
	9	>60	0.244

- **La saturation en eau maximale**

$$S_{wM} = 0,81 = 81\%$$

- **La saturation en huile résiduelle**

$$S_{or} = 1 - S_{wM} = 0.19$$

$$S_{or} = 1 - 0.81 = 0.19$$

$$S_{or} = \mathbf{19\%}$$

La perméabilité à l'huile décroît constamment. Elle n'est pas très affectée par la présence d'eau, alors que celle à l'eau est plus affectée par la présence d'huile. Ceci peut s'expliquer que l'eau tapisse les parois des pores et emplit les petits pores, laissant passer l'huile surtout par les centres des gros pores comme le montre la figure (4.6).

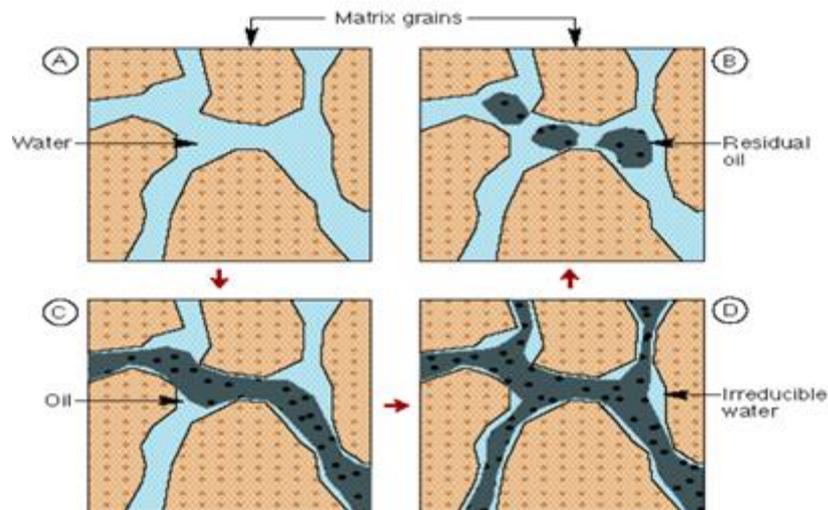


Figure 4.6 Emplacement des fluides dans les milieux poreux

- L'huile s'arrête de circuler pour une saturation minimale qui est la saturation résiduelle en huile $S_{or}=0.19$.
- L'eau ne circule qu'à partir de la saturation interstitielle S_{wi} .
- La perméabilité à l'eau croît constamment jusqu'à la saturation maximale en eau : $S_{wM} = 81\%$.
- $k_{ro} + k_{rw} < 1$, ce qui montre que les deux fluides se gênent mutuellement pendant leur déplacement simultané : la capacité totale d'écoulement est réduite.

4.3.1.2 Couple huile-gaz

Les courbes de perméabilités relatives du couple huile-gaz sont présentées sur la figure. D'après ces courbes on déduit les valeurs des saturations suivantes :

- **Saturation critique en gaz** : elle est donnée par :

$$S_{gC} = 2\%$$

- **La saturation maximale en gaz** : La perméabilité relative du gaz croit jusqu'à une valeur de :

$$S_{gMax}=59\%$$

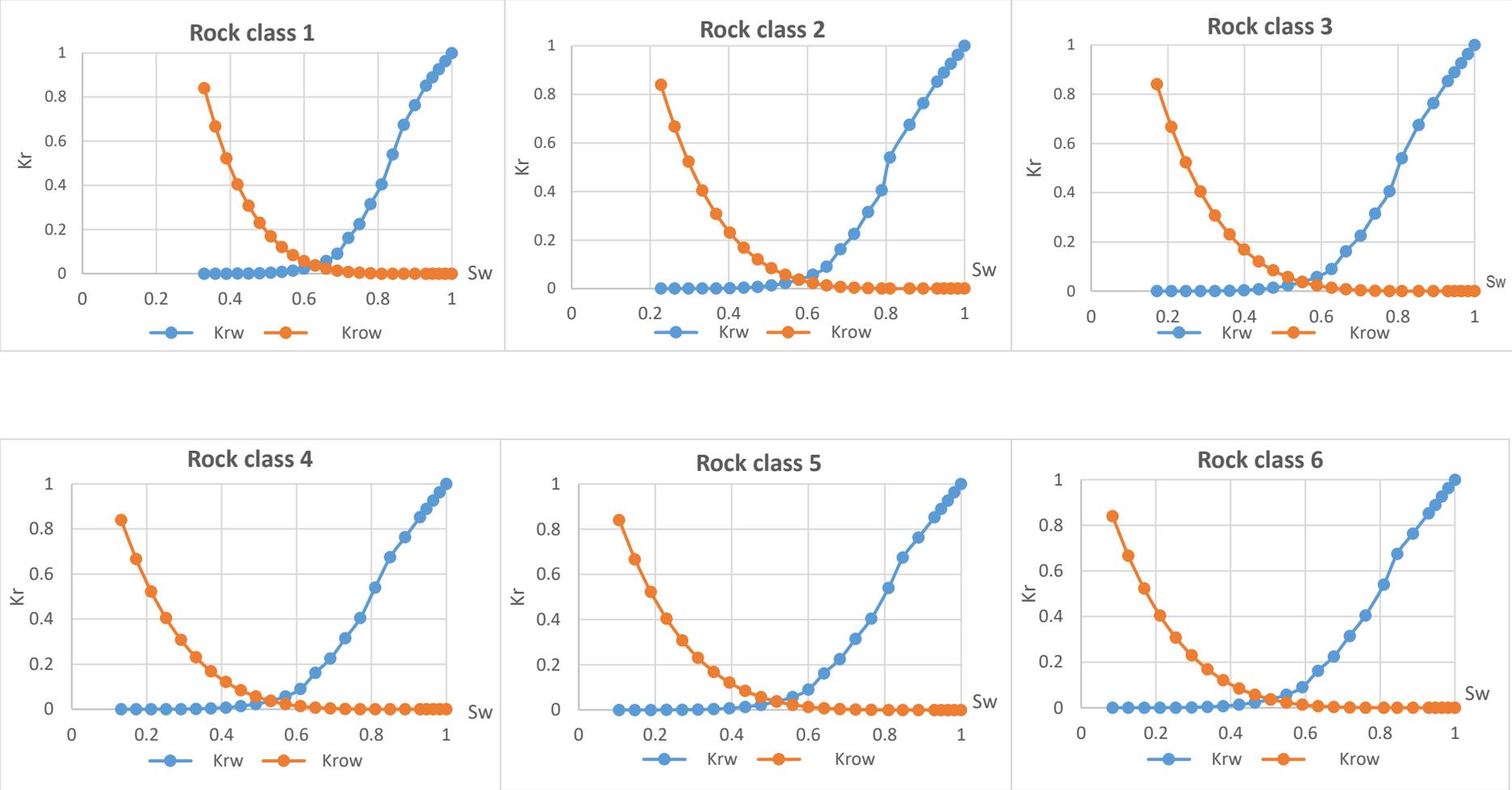


Figure 4.7 Courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau du U et M

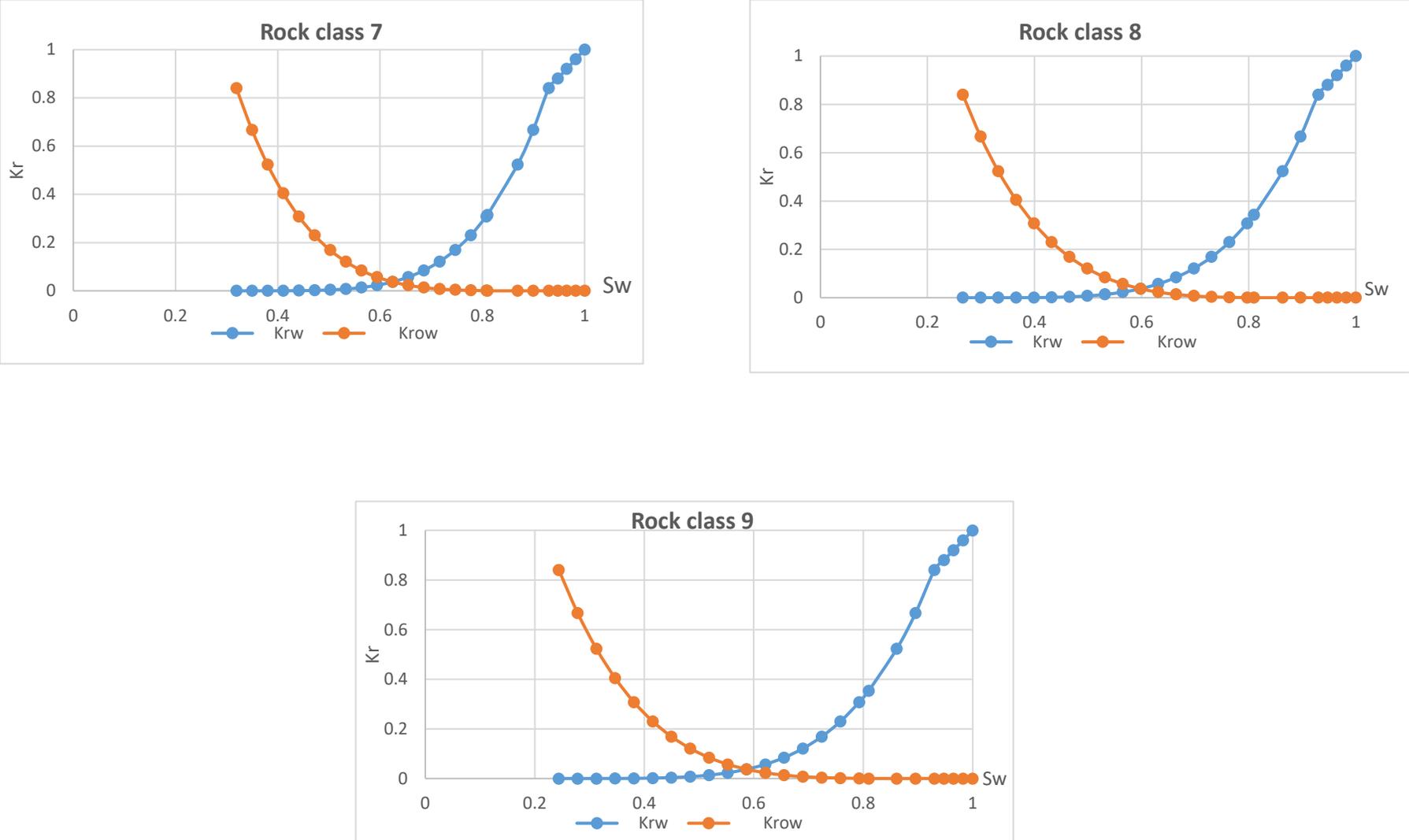


Figure 4.8 courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau du L

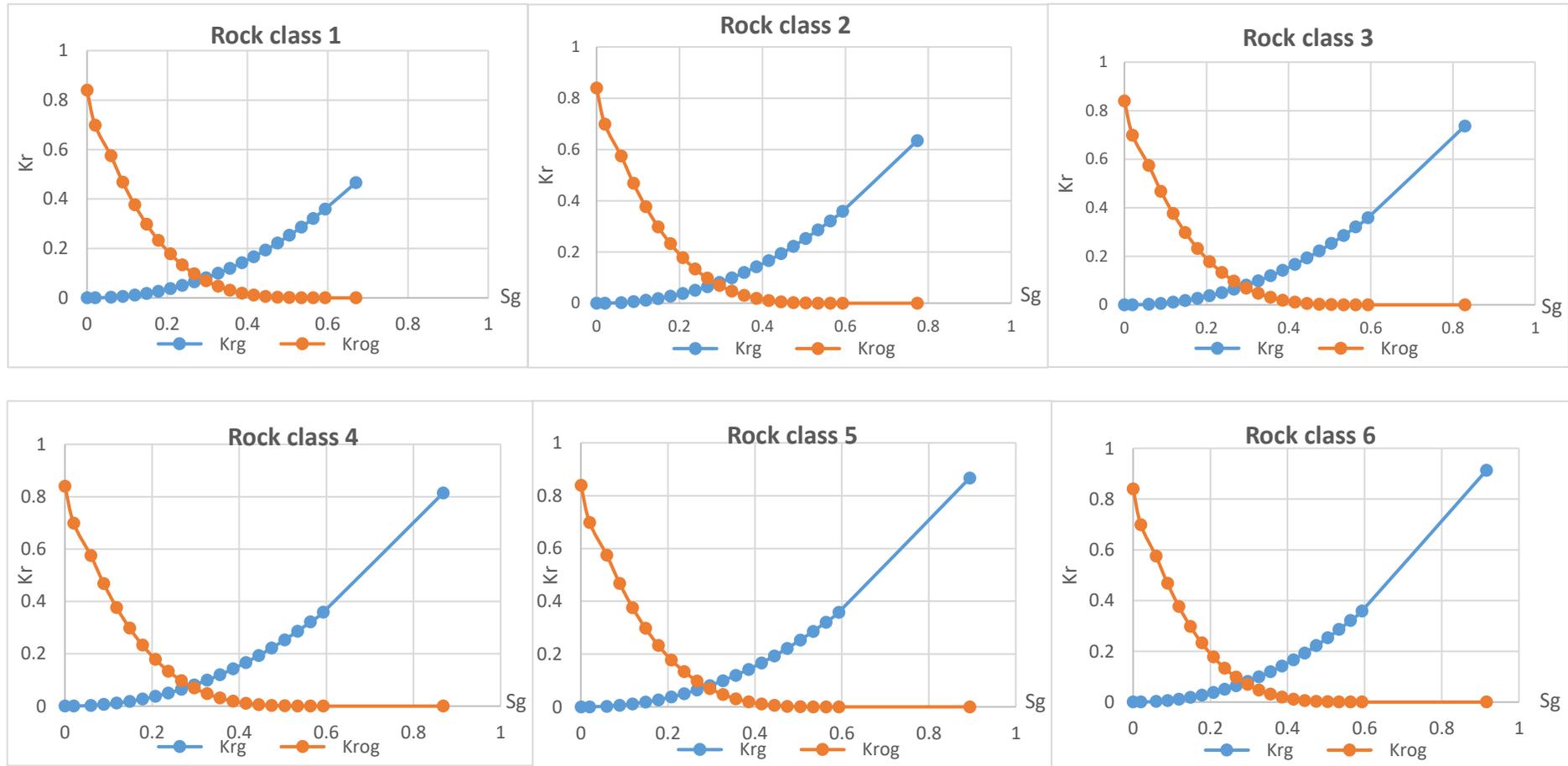


Figure 4.9 courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en gaz du U et M

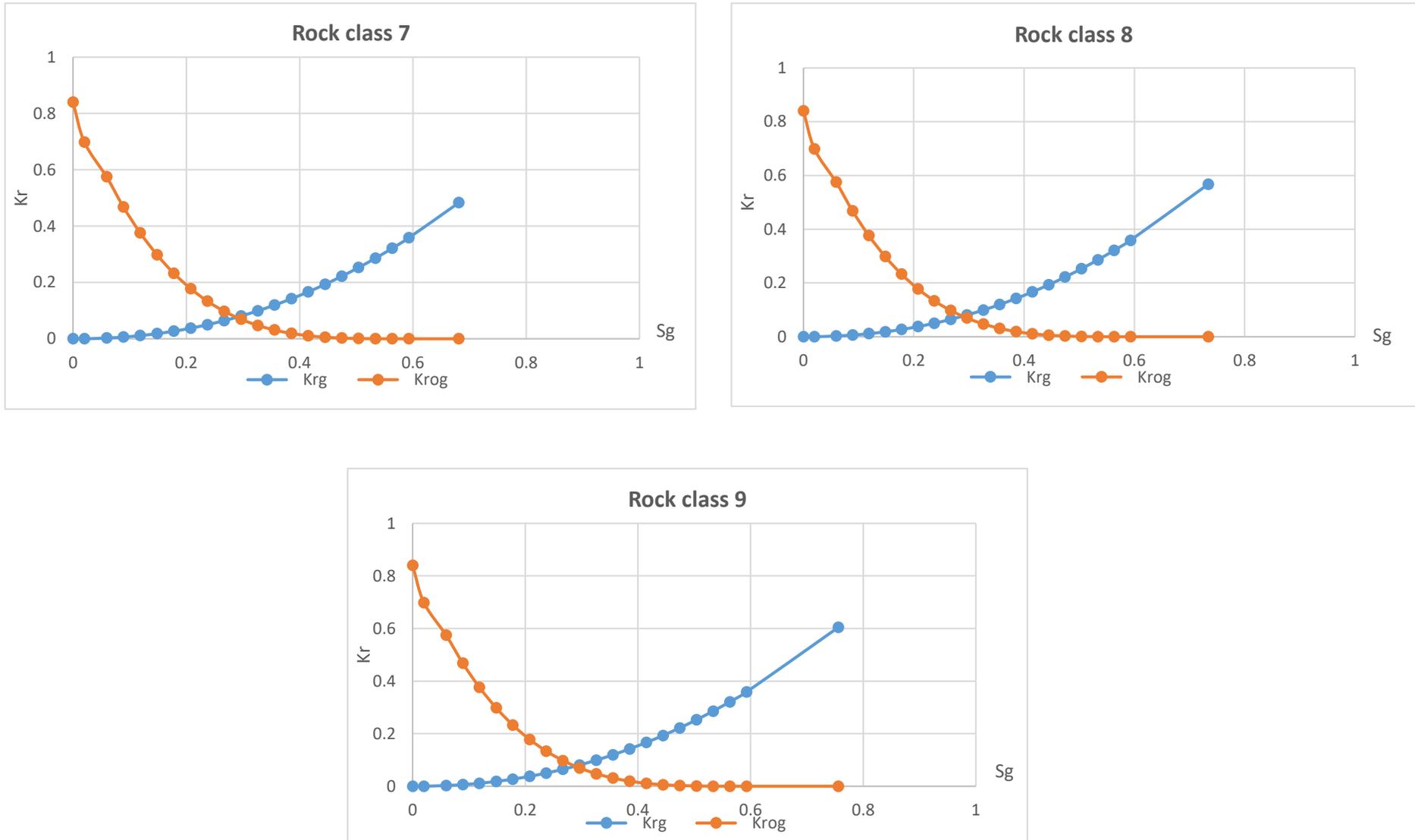


Figure 4.10 courbes des perméabilités relatives en fonction de la saturation en gaz du L

4.3.2 La pression capillaire

La pression capillaire est la différence de pression entre deux interfaces constituées par deux fluides immiscibles.

$$P_c = P_{non\ mouillant} - P_{mouillant} \quad (4.10)$$

P_c : pression capillaire.

$P_{non\ mouillant}$: pression de la phase non mouillante.

$P_{mouillant}$: pression de la phase mouillante.

Dans un milieu poreux, Jurin a abouti à l'expression générale de la pression capillaire :

$$P_c = \frac{2 * \sigma * \cos \theta}{R} \quad (4.11)$$

Où :

P_c : pression capillaire

σ : la tension inter faciale entre 2 fluides

θ : l'angle de contact (la mouillabilité)

R : rayon des pores

En utilisant la loi de Jurin et en effectuant des expériences expérimentales, on peut trouver les valeurs de pressions capillaires dans le réservoir en fonction de la saturation comme suit :

$$(P_c)_{labo} = \frac{(2 * \sigma * \cos(\theta))_{labo}}{R} \quad (4.12)$$

$$(P_c)_{réservoir} = \frac{(2 * \sigma * \cos(\theta))_{réservoir}}{R} \quad (4.13)$$

Comme la valeur de R est la même dans les deux expressions (la même roche), on obtient :

$$(P_c)_{réservoir} = (\sigma * \cos(\theta))_{réservoir} * \frac{(P_c)_{labo}}{(\sigma * \cos(\theta))_{labo}} \quad (4.14)$$

Les résultats des mesures de la pression capillaire sont montrés dans les figures (4.11) et (4.12).

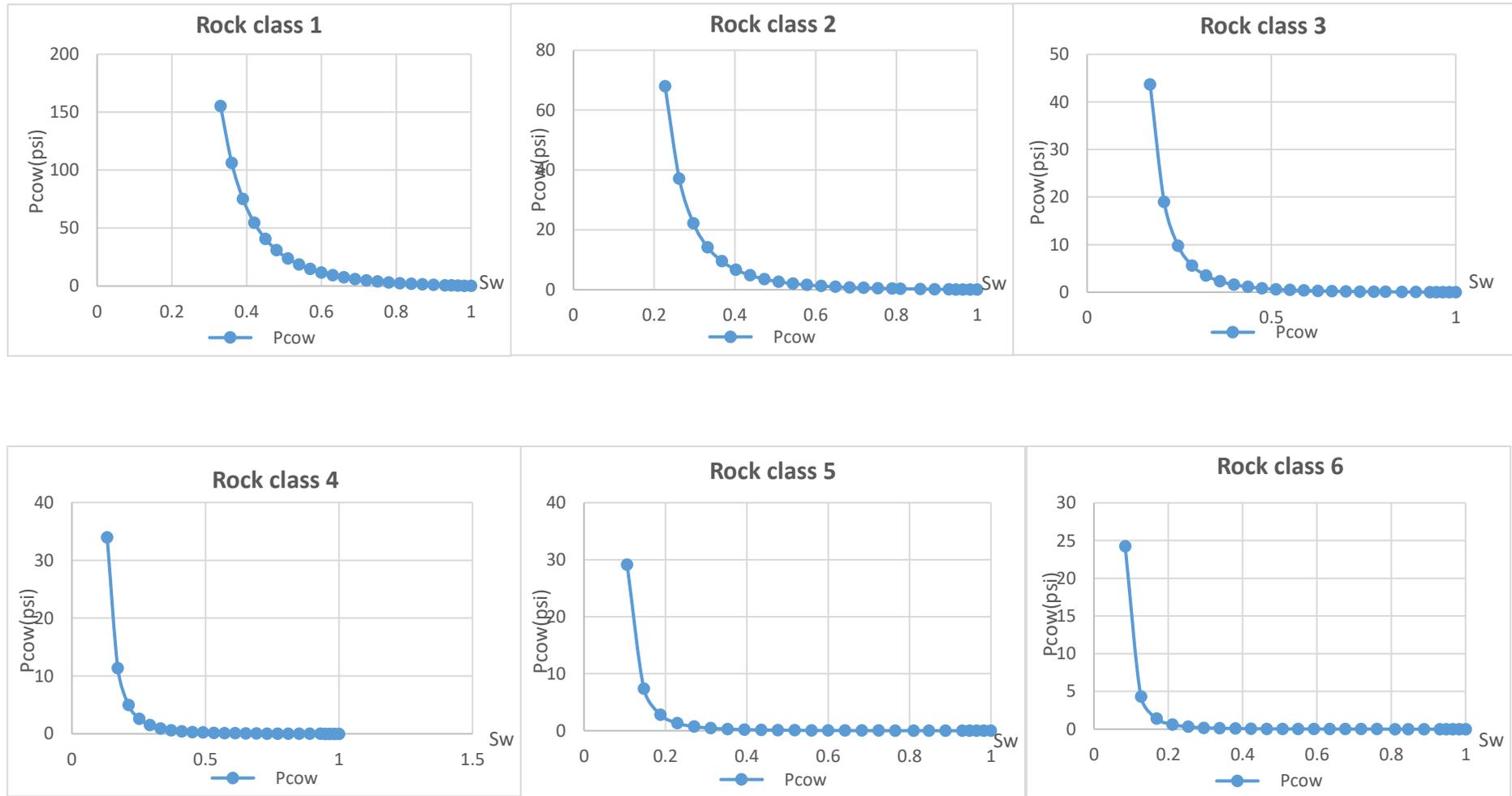


Figure 4.11 courbes des pressions capillaires du U et M

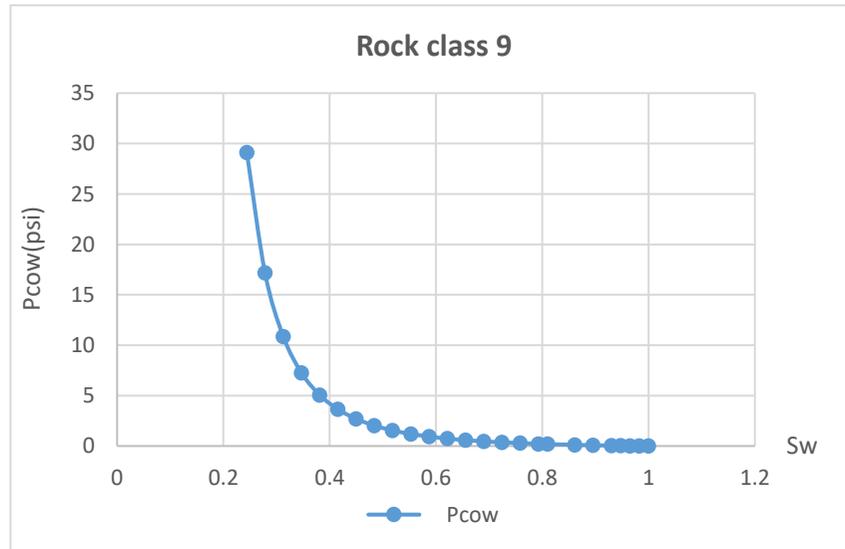
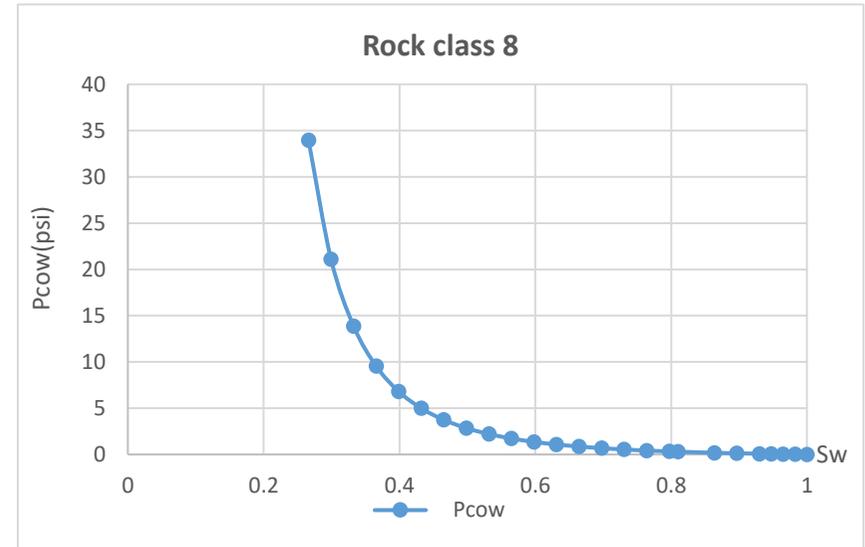
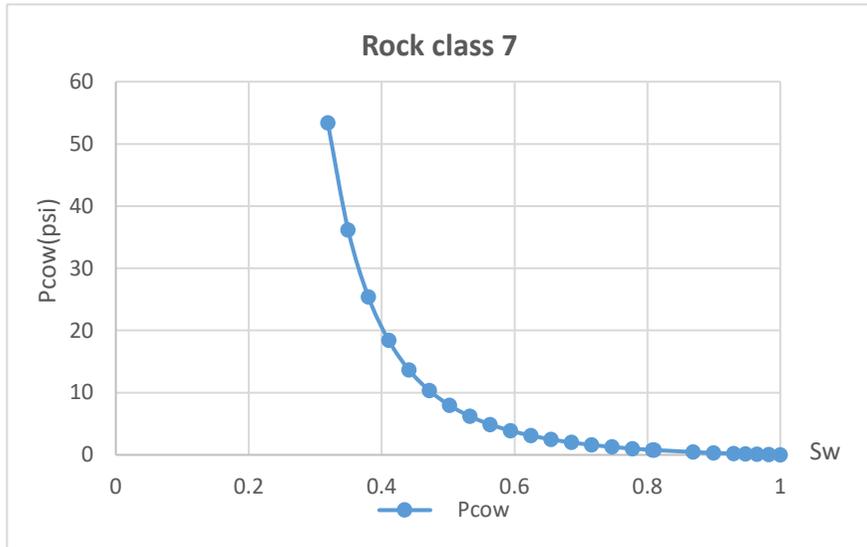


Figure 4.12 courbes des pressions capillaires du L

4.4 Modélisation des paramètres petrophysiques

4.4.1 Modélisation de la saturation

Les saturations en eau à utiliser dans les modèles géologiques et de simulation peuvent être déterminées par deux méthodes, soit à partir des résultats des logs ou bien à partir les corrélations des Sw. Les corrélations de Sw utilisées pour le champ Ourhoud sont

- Pour le TAGI supérieur et intermédiaire :

$$\text{Log}_{(10)} Sw = - 0.472 * \text{Log } RQI + 2.3680*(Ht)^{-0.04496} \quad (4.15)$$

- Pour le TAGI inférieur :

$$\text{Log}_{(10)} Sw = - 0.547 * \text{Log } RQI + 2.567*(Ht)^{-0.0436} \quad (4.16)$$

Où

RQI : Rock Quality Index

Sw : saturation en eau

Ht : la hauteur du TAGI au-dessus du WOC (m)

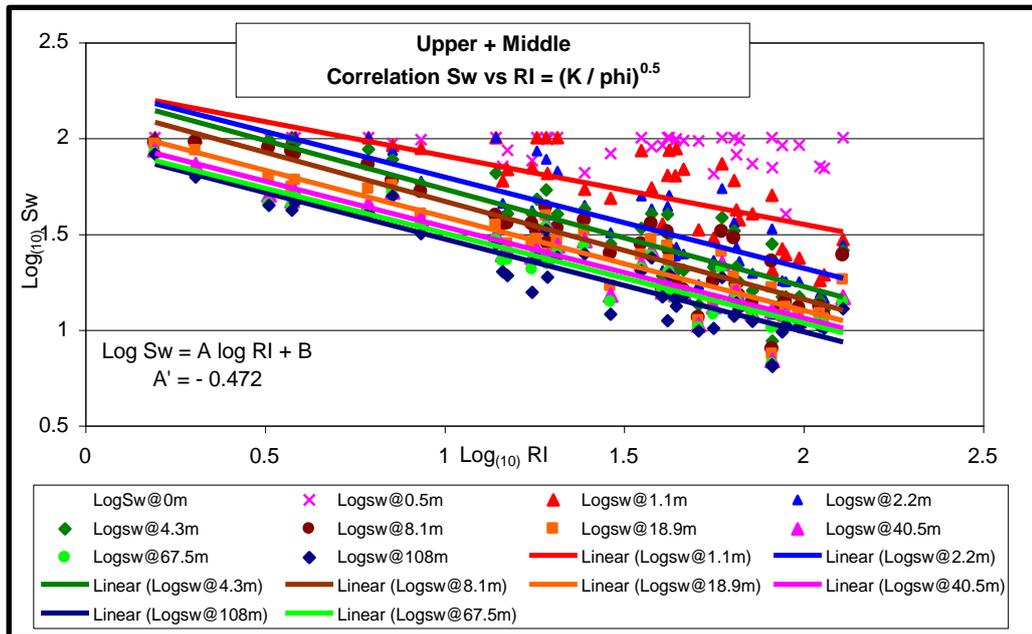


Figure 4.13 Corrélation de Log (Sw) en fonction de Log(RQI) pour Upper et Middle TAGI

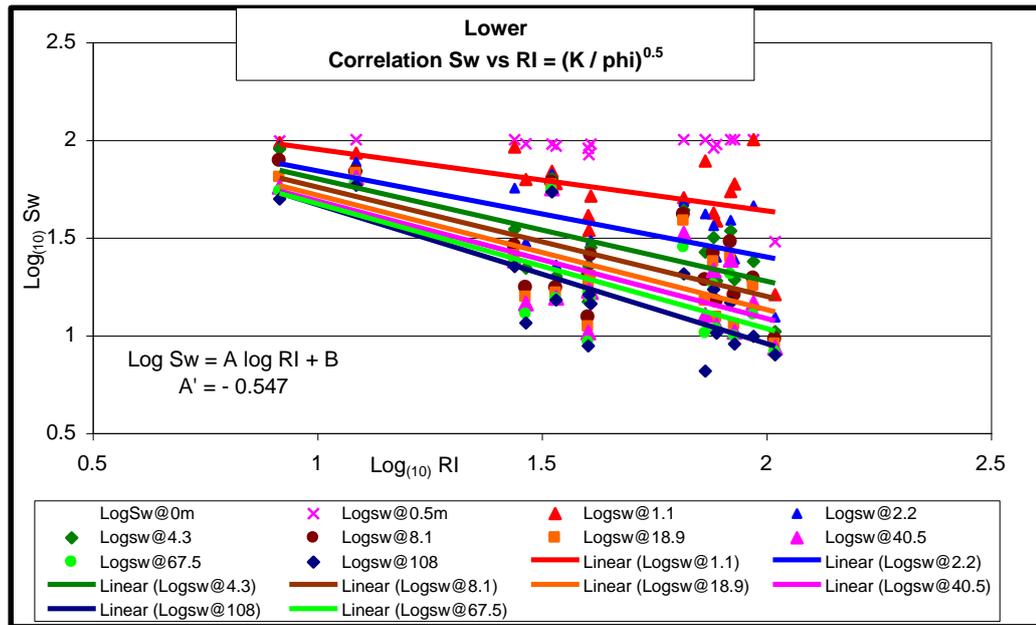


Figure 4.14 Corrélation de Log (Sw) en fonction de Log (RQI) pour Lower TAGI

Les corrélations reliant les saturations et les RQI s'écrivent sous la forme suivante :

$$\text{Log}_{(10)} Sw = A * \text{Log}_{(10)} RQI + B \quad (4.17)$$

La corrélation générale s'écrit :

$$\text{Log}_{(10)} Sw' = A' * \text{Log}_{(10)} RQI' + B' \quad (4.18)$$

A' et B' sont estimés comme suit :

- A' est définie comme étant la moyenne des valeurs des pentes A.
- RQI' est la valeur moyenne des RQI des carottes.
- Sw' est la moyenne des valeurs Sw mesurées sur les carottes avec une même hauteur au-dessus du WOC. Huit valeurs ont été déterminées
- Les valeurs B représentées les valeurs d'interception est calculée à partir de A, RQI, et valeur moyenne de Sw donnant huit valeurs.

Ces huit valeurs ont été corrélées avec la Ht (la hauteur au-dessus du WOC) dans une échelle log-log.

La relation résultante est donnée par :

$$B' = C * Ht^n \quad (4.19)$$

Les figures suivantes montrent l'évolution de B' en fonction de la Ht pour les TAGI supérieur, intermédiaire et inférieur.

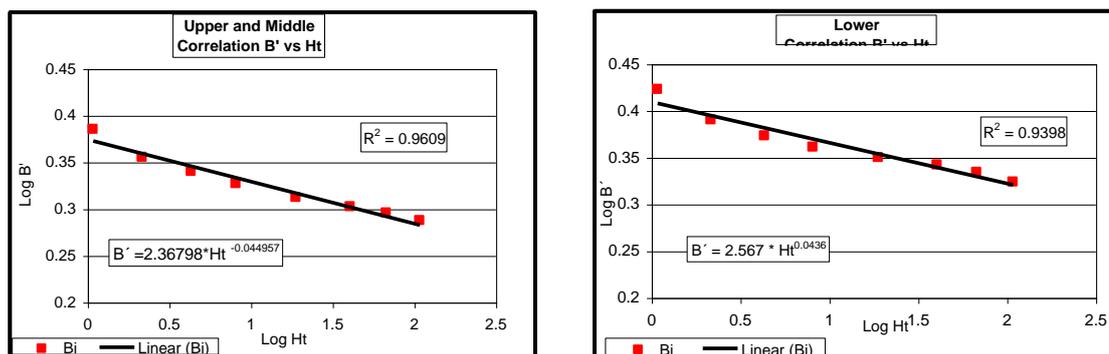


Figure 4.15 Evolution de B' en fonction de Ht pour U , M et L

En remplaçant les valeurs de A' et B' on obtient

$$\text{Log}_{(10)} Sw = A' \times \text{Log}_{(10)} RQI' + C \times Ht^n \quad (4.20)$$

4.4.2 Modélisation de la perméabilité

La variation de la perméabilité en fonction de la porosité dans le champ Ourhoud se présente ainsi :

- Pour Upper and Middle TAGI

$$\text{Log}_{10}(K) = -140 \times (\text{phie}^2) + 69.5 \times \text{phie} - 5.1 \quad (4.21)$$

- Pour Lower TAGI

$$\text{Log}_{10}(K) = -122.0 \times (\text{phie}^2) + 58 \times \text{phie} - 3.4 \quad (4.22)$$

Tableau 4-3 Corrélation de la perméabilité en fonction de la porosité dans les différents secteurs du champ Ourhoud

SECTOR	ZONE	TRANSFORM
A terrace	U	$\text{Log}_{10} K = -139 * \text{Phi}^2 + 71 * \text{Phi} - 5.5$
	M	$\text{Log}_{10} K = -186 * \text{Phi}^2 + 86 * \text{Phi} - 6.7$
	L	$\text{Log}_{10} K = -135 * \text{Phi}^2 + 59 * \text{Phi} - 3.5$
main field	U	$\text{Log}_{10} K = -142 * \text{Phi}^2 + 73 * \text{Phi} - 5.8$
	M	$\text{Log}_{10} K = -186 * \text{Phi}^2 + 86.5 * \text{Phi} - 6.7$
	L	$\text{Log}_{10} K = -205 * \text{Phi}^2 + 86 * \text{Phi} - 5.8$
Wastern flank	U	$\text{Log}_{10} K = -211 * \text{Phi}^2 + 93 * \text{Phi} - 7.1$
	M	$\text{Log}_{10} K = -298 * \text{Phi}^2 + 120 * \text{Phi} - 9$
	L	$\text{Log}_{10} K = -200 * \text{Phi}^2 + 76 * \text{Phi} - 4.5$
QB-09 Block	U	$\text{Log}_{10} K = -213 * \text{Phi}^2 + 93.5 * \text{Phi} - 7$
	M	$\text{Log}_{10} K = -226 * \text{Phi}^2 + 95 * \text{Phi} - 7$
	L	$\text{Log}_{10} K = -370 * \text{Phi}^2 + 121 * \text{Phi} - 7$

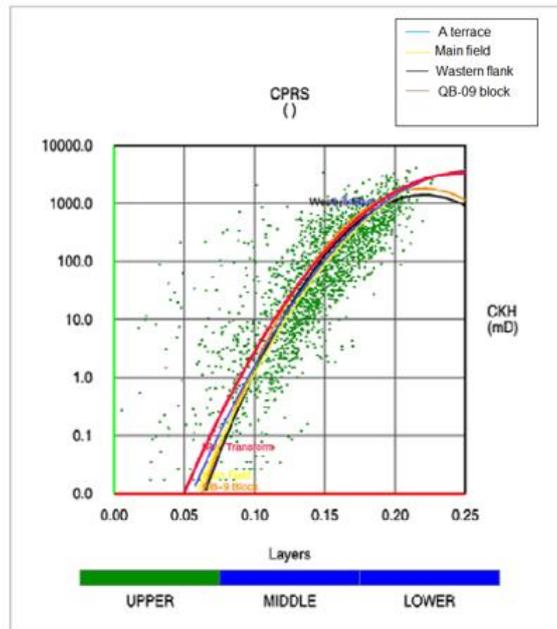


Figure 4.16 Variation de la perméabilité en fonction de la porosité pour Upper TAGI

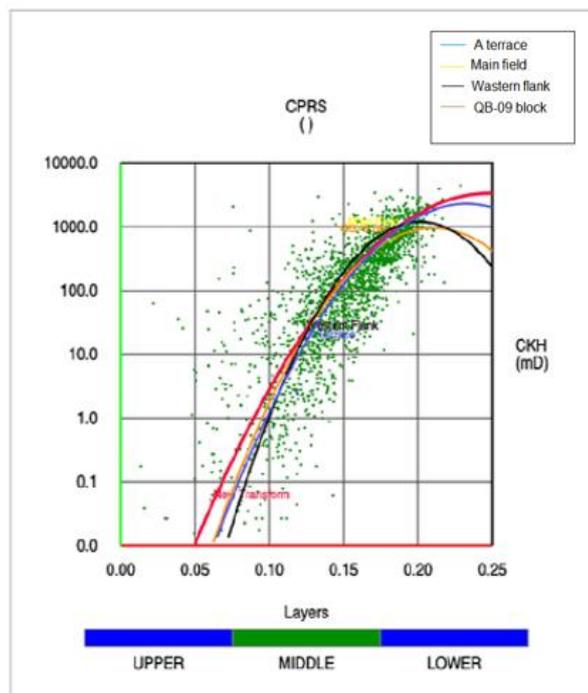


Figure 4.17 Variation de la perméabilité en fonction de la porosité pour Middle TAGI

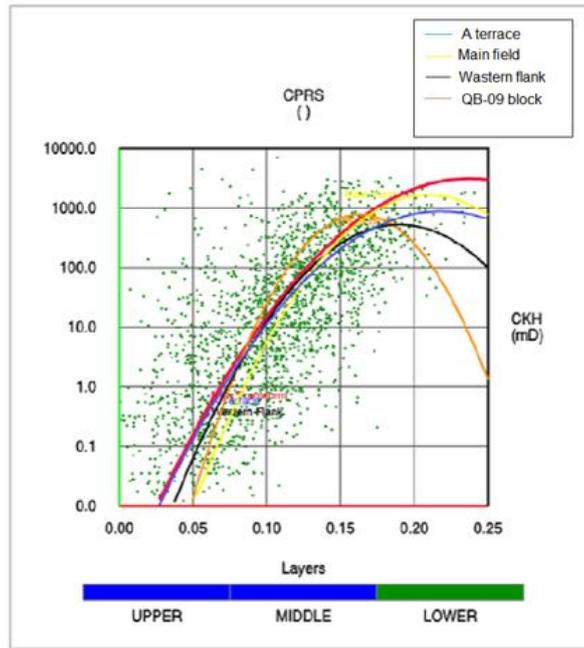


Figure 4.18 Variation de la perméabilité en fonction de la porosité pour Lower TAGI

Chapitre 5

Vérification de l'history matching du modèle

Aperçu

L'history matching est une étape primordiale permettant la vérification de la validité d'un modèle de simulation

5.1 Généralités et procédures de l'history matching :

Les données originales établies dans le modèle sont la meilleure évaluation de tous les paramètres qui décrivent le réservoir. Généralement, ces données ne seront pas exactement représentatives du réservoir dans son ensemble. Pour cela, elles doivent être modifiées jusqu'à ce que le simulateur (le run du modèle) reproduise le comportement du réservoir à un degré acceptable.

5.1.1 Définition

L'history matching représente le processus de modification des données du modèle existantes jusqu'à ce qu'une comparaison raisonnable soit faite avec les données observées.

5.1.2 Objectifs de l'history matching

Les deux principaux objectifs de l'history matching sont l'amélioration et la validation du modèle de simulation du réservoir. Une fois que les données historiques de production sont calées, une certaine confiance plus importante peut être placée dans les prévisions faites avec ce modèle.

Pour les objectifs secondaires, on trouve que l'history matching mène invariablement à une meilleure compréhension des processus qui se produisent dans le réservoir, des niveaux de l'appui de couche aquifère, les chemins de la migration des fluides et les secteurs d'huile peuvent être identifiés pendant la phase history matching. En outre, la communication entre différents puits et secteurs du réservoir est identifiée.

5.2 Procédure de l'history matching

Le processus d'history matching est l'un des aspects les plus longs dans une étude de simulation. Il est caractérisé par une boucle de contre-réaction dans laquelle l'ingénieur reformule sa conception de base du réservoir comme un résultat des réponses des paramètres qu'il emploie comme mesure du comportement du système. Par l'analyse de l'effet des modifications apportées après un particulier run (n), l'ingénieur décide alors de la forme des données d'entrée pour le run (n + 1). L'illustration ci-dessous montre la procédure globale de l'history matching :

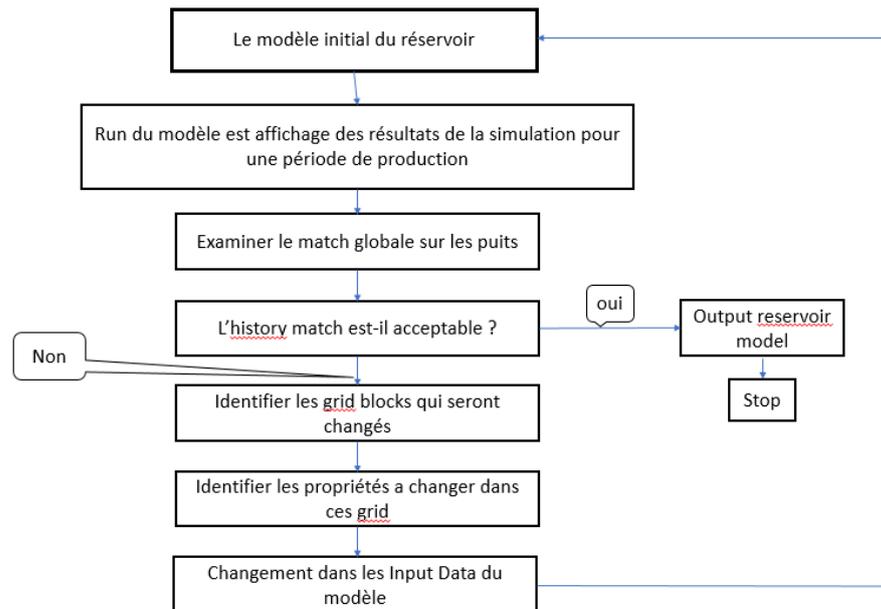


Figure 5.1 Organigramme des étapes de l'history matching

Deux approches sont utilisées généralement pour le processus de calage : le calage manuel et le calage automatique. A noter que le calage manuel est souvent le plus employé.

Le calage manuel implique le run du modèle de simulation pour la période historique et la comparaison des résultats au comportement connu du champ. Une fois les résultats sont comparés à la performance du champ, l'ingénieur de réservoir peut ajuster les données de simulation dans le but d'améliorer le calage.

Le calage automatique est semblable au calage manuel sauf que dans ce cas, l'ordinateur est employé pour ajuster les données du réservoir plutôt que l'intervention directe. Une caractéristique néfaste du processus automatique est le fait qu'il néglige partiellement le rôle, le jugement et les connaissances de l'ingénieur dans cette étape.

La BHP (Bottom Hole Pressure), la saturation (ou le GOR et WOR) et la production (le débit de production ou le watercut) sont les données d'entrée à ajuster :

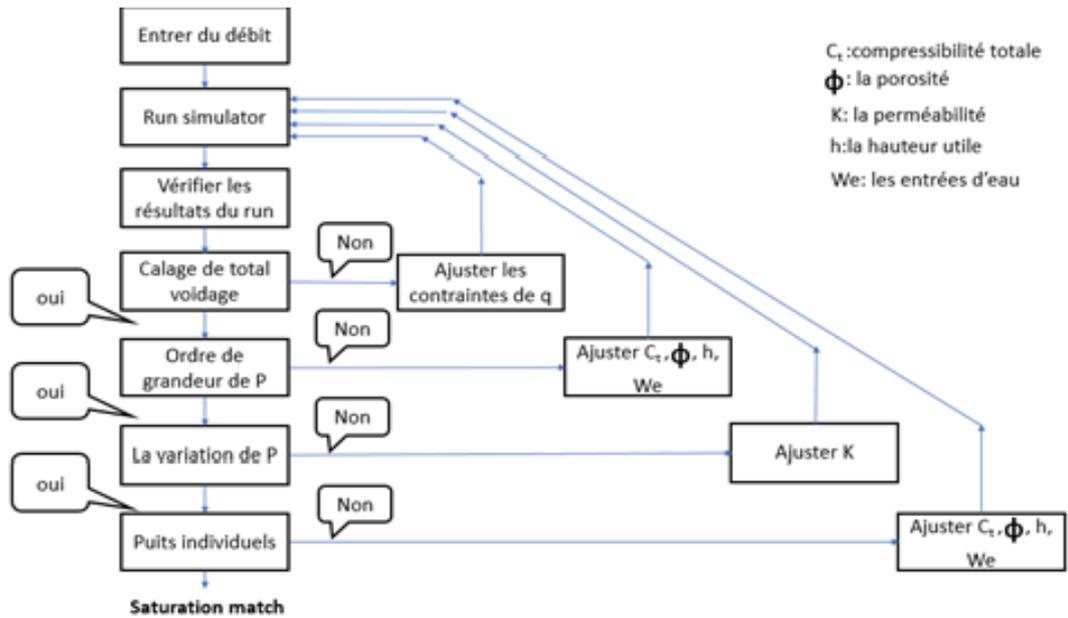


Figure 5.2 La procédure du calage de la pression

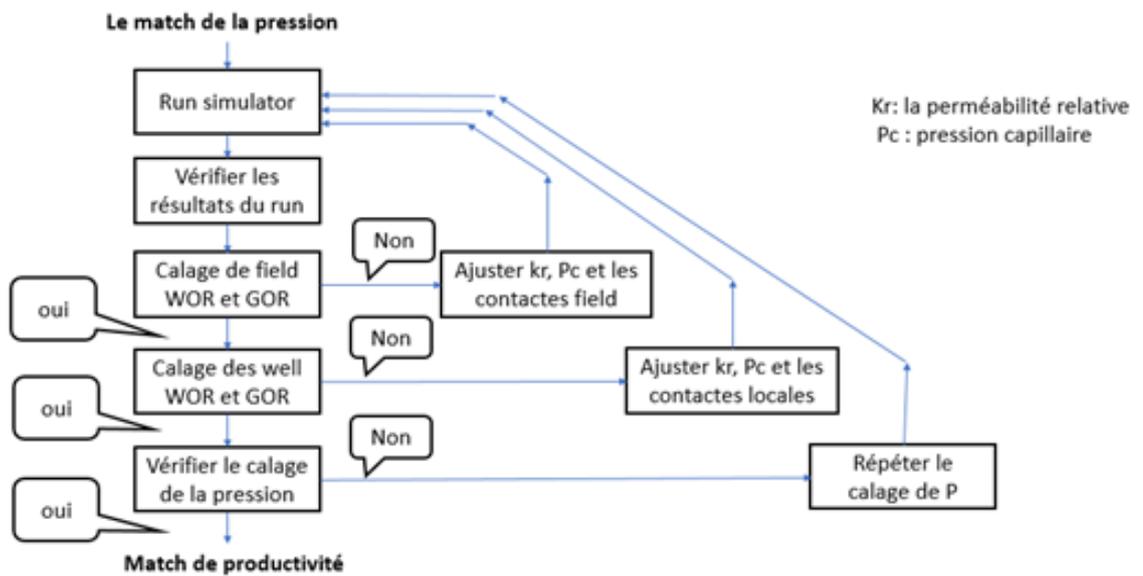


Figure 5.3 La procédure du calage de la saturation

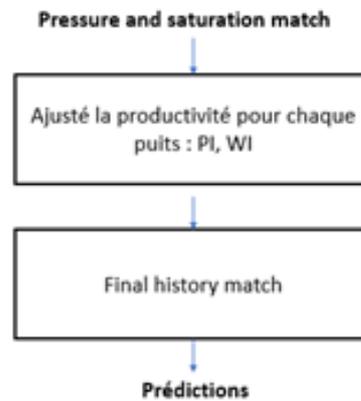


Figure 5.4 La procédure du calage de la productivité

5.3 Vérification de la qualité du calage dans les régions d'intérêts

Une vérification de la qualité du calage dans les régions qui vont faire l'objet de notre étude dans le prochain chapitre est nécessaire pour qualifier la fiabilité des résultats de l'étude et en avoir une certaine confiance.

5.3.1 Première région

Dans le modèle de simulation P_13r12, un bon calage a été effectué à la région QB-11/QB-31. Les deux meilleurs producteurs de la région, QB-64 et QB-11, ont un calage satisfaisant de pression et de WCUT. Les derniers mois, le modèle a légèrement surestimé le WCUT du puits QB-11, cette surestimation est considérée comme étant temporaire et mineure. En examinant le reste des bons producteurs, les puits QB-87 et QB-72 présentent un bon calage de pression et de WCUT et pas de percée de gaz pour le moment.

La qualité globale du calage nous donne une certitude de l'existence des réserves piégées dans la zone adjacente à la faille.

5.3.2 Deuxième région

Dans le modèle de simulation P_13r12, un bon calage a été effectué au niveau de la région QB-03/QB-24. Les puits QB-62, QB-77 et QB-107 montrent tous un calage conforme. Aucune percée de gaz n'a eu lieu dans le puits QB-62. Le puits QB-03 est également bien calé, même si une légère augmentation du WCUT a eu lieu et cela est dû en partie à des problèmes mécaniques dans le puits.

En termes de production à partir des couches U et M, le modèle a correctement indiqué que la majeure partie de l'huile a été produite à partir de l'U1. Cela est indiqué dans la figure ci-dessous, où les PLT réels et simulés sont présentés.

La qualité globale du calage nous donne confiance en l'existence d'importants volumes d'huile non récupérés au sud du puits QB-62.

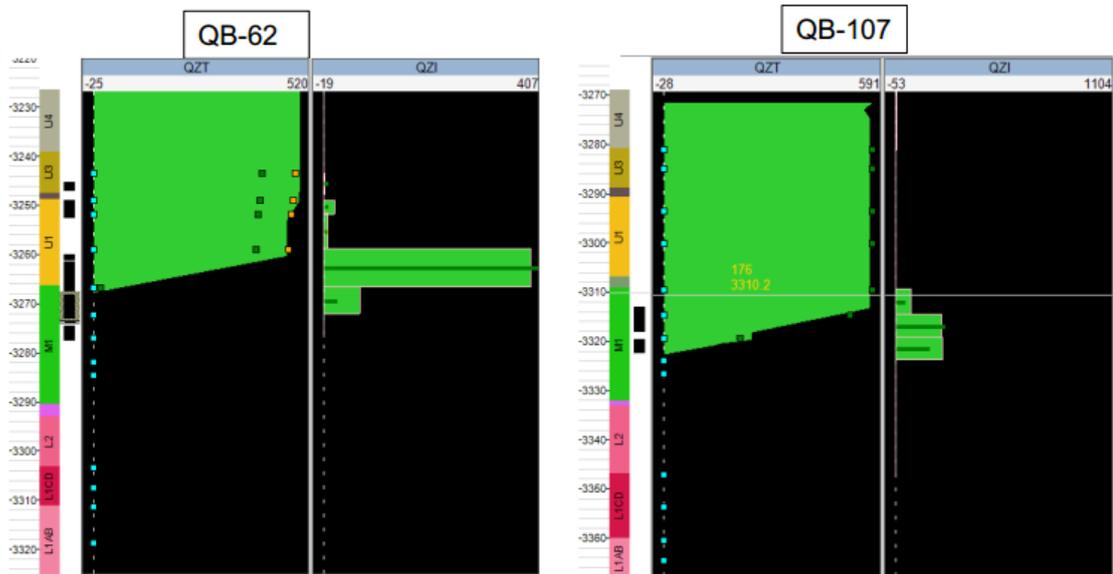


Figure 5.5 History matching des PLT pour les puits QB-62 et QB-107

5.3.3 Troisième région

Différentes réalisations ont évolué le calage dans cette région. Au fur et à mesure du forage des puits, l'adaptation du modèle au profil de production et des données de pression s'effectue.

Dans le modèle actuel, le puits QB-40 prend exclusivement en charge le puits QB-10, tandis que le puits QB-65 est pris en charge par QB-92 et QB-29. Les puits QB-84, ORD-3 et QB-74 sont pris en charge par les puits QB-29 et QB-27, et plus récemment par QB-48 (un puits producteur converti en injecteur d'eau en 2008).

Le puits QB-10 présente un bon calage du WCUT et du GOR, ce qui prouve que presque toute l'injection du puits QB-40 est dirigée vers ce puits. Les zones comportant les puits QB-65 et QB-84 ont de basses pressions, donc un gradient de pression important entre eux et les injecteurs, ce qui prouve une mauvaise communication. Dans le modèle, la pression des puits QB-65 et QB-84 est légèrement surestimée. Le puits ORD-3, dont le support de pression provient principalement du puits QB-29, a un très bon calage du

WCUT et du GOR. Pour le puits QB-74, le modèle a été modifié localement pour améliorer le calage du water breakthrough et le WCUT.

5.3.4 Quatrième région

Le calage de cette région est considéré comme acceptable, Il y a suffisamment d'informations sur la structure en raison de la densité des puits. En termes de propriétés pétrophysiques, la région est presque homogène.

Dans le modèle de simulation, nous observons des pressions régulièrement inférieures aux mesures réelles bien que sa tendance générale soit principalement prise en compte.

Les temps des percées d'eau et de gaz sont bien ajustés. En conséquence, après plusieurs essais d'amélioration du modèle, aucun changement n'a été introduit et le modèle P_13r12 inchangé a été utilisé avec suffisamment de confiance comme cas de référence de la simulation pour tous les calculs d'incrément de production.

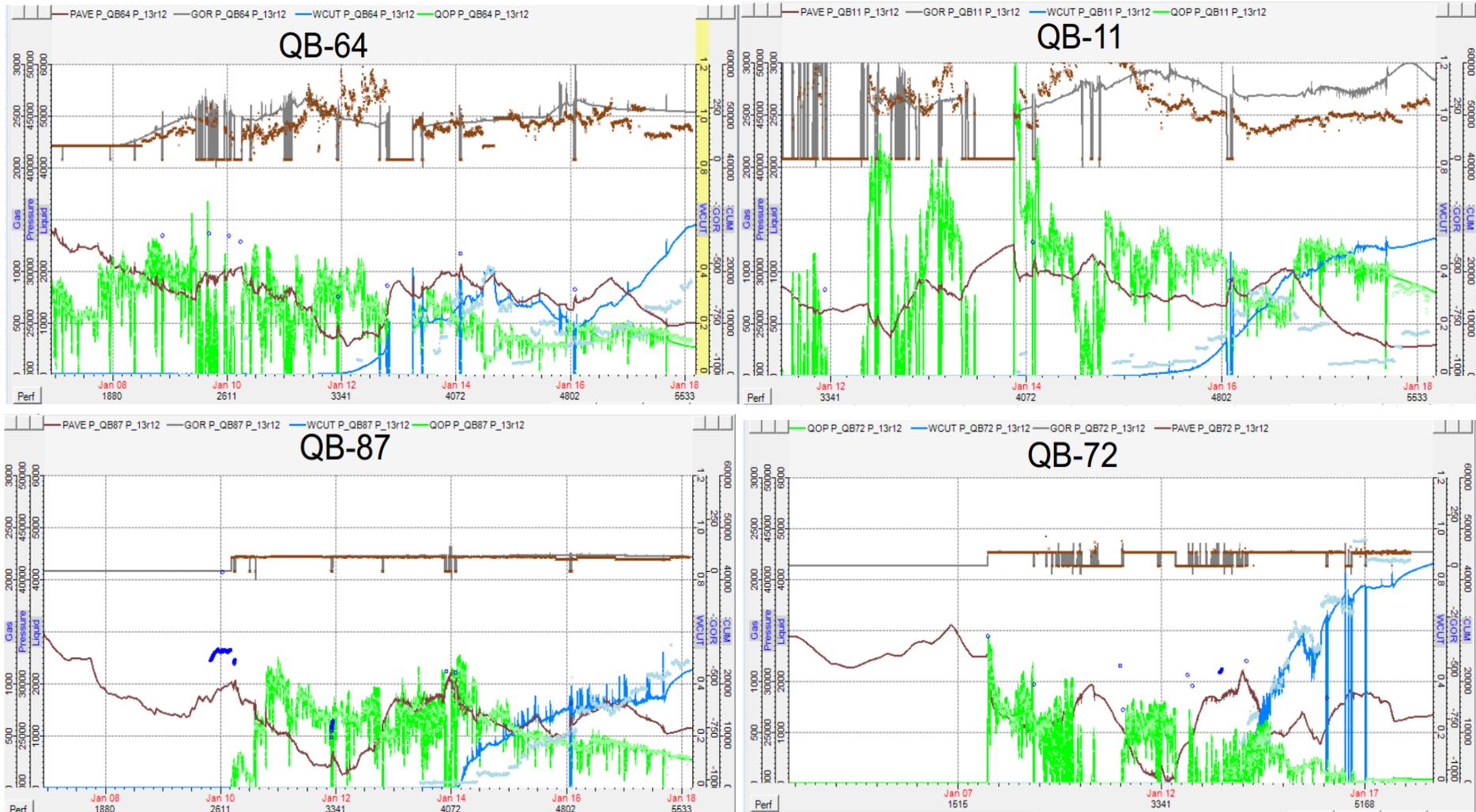


Figure 5.6 History matching des puits QB-64, QB-11, QB-87 et QB-72 situés dans la première région

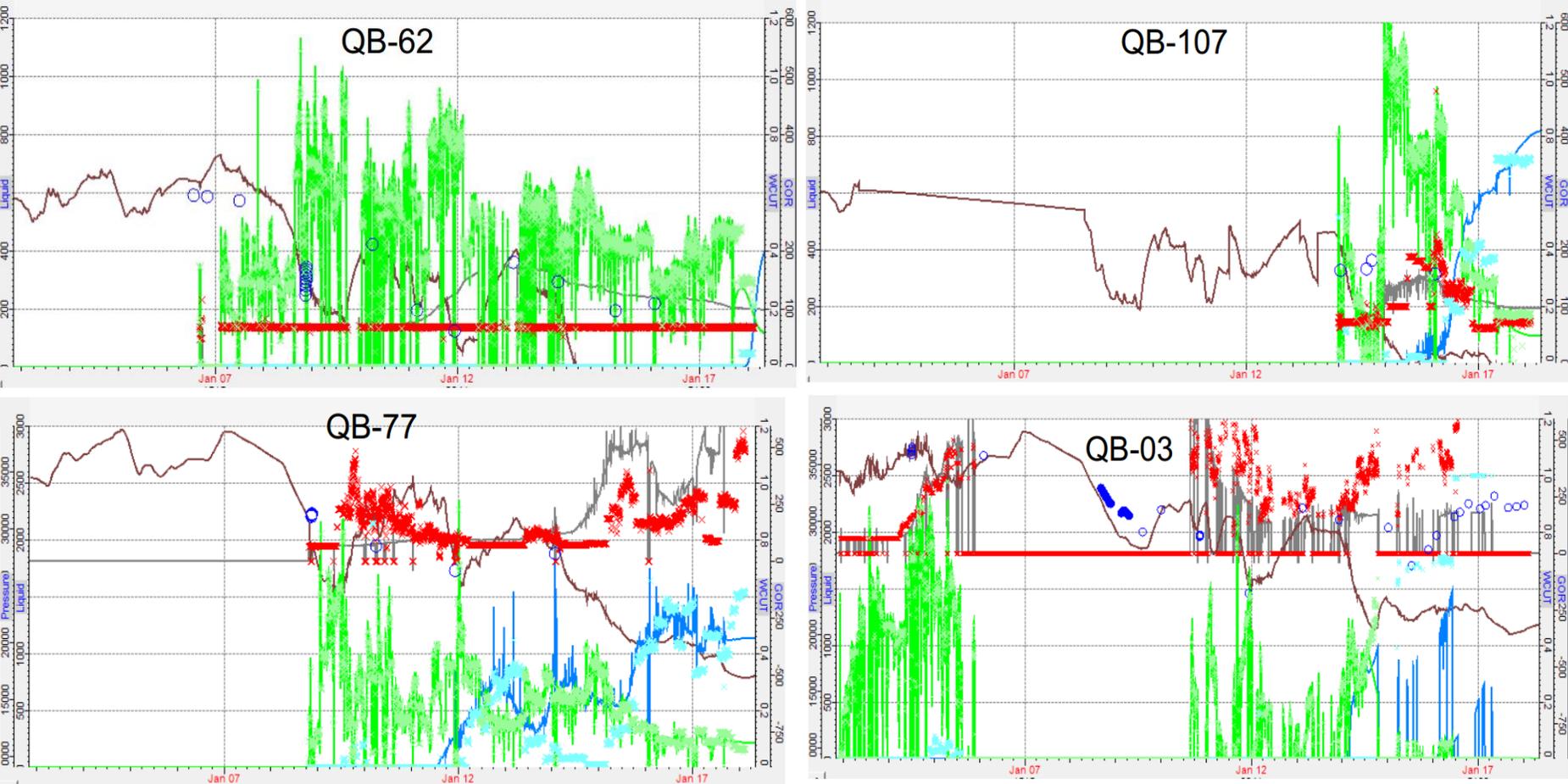


Figure 5.7 History matching des puits QB-62, QB-107, QB-77 et QB-03 situés dans la deuxième région

Chapitre 5 : vérification de l'history matching

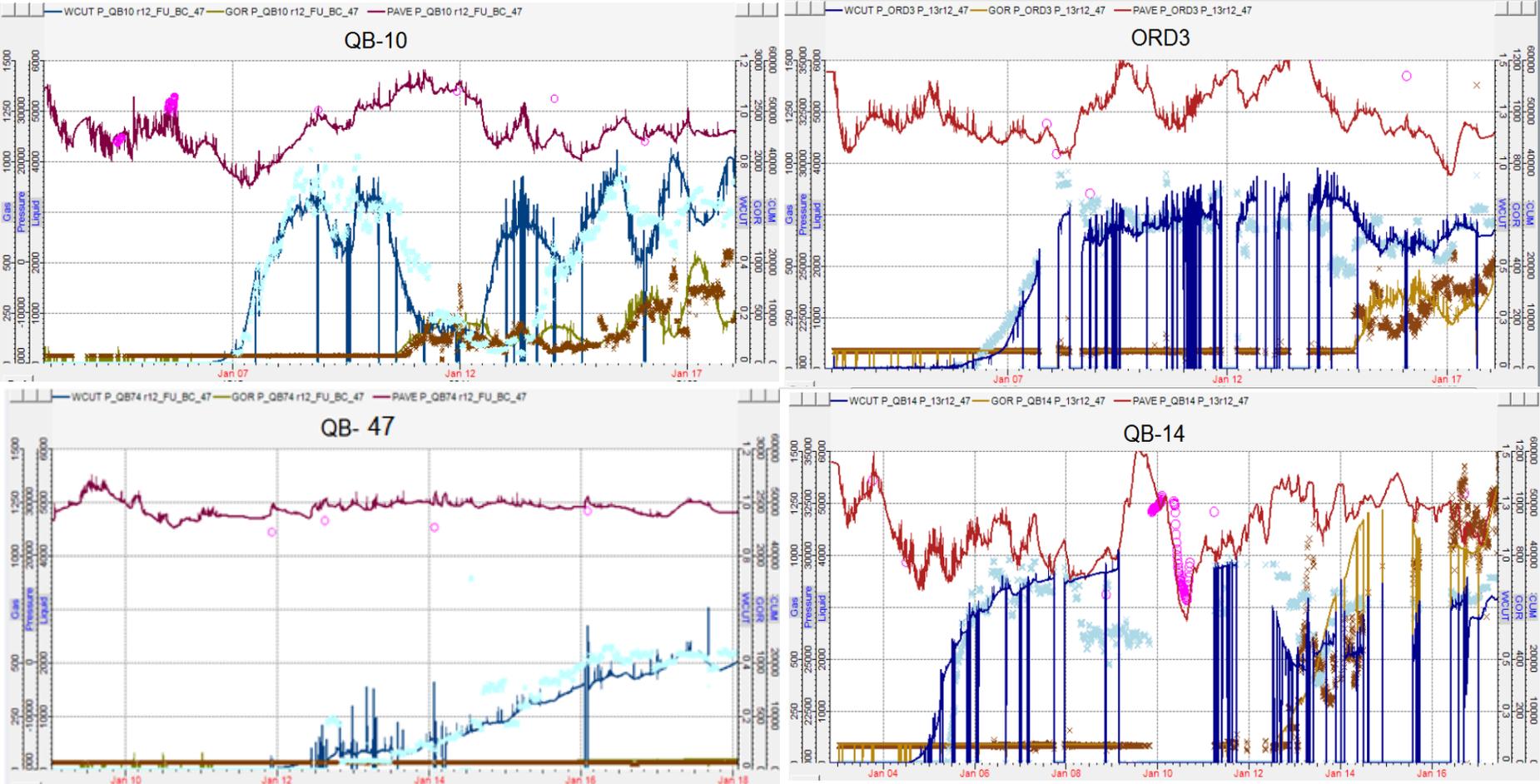


Figure 5.8 History matching des puits QB-10, ORD3, QB-47 et QB-14 situés dans la troisième région

Chapitre 5 : vérification de l'history matching

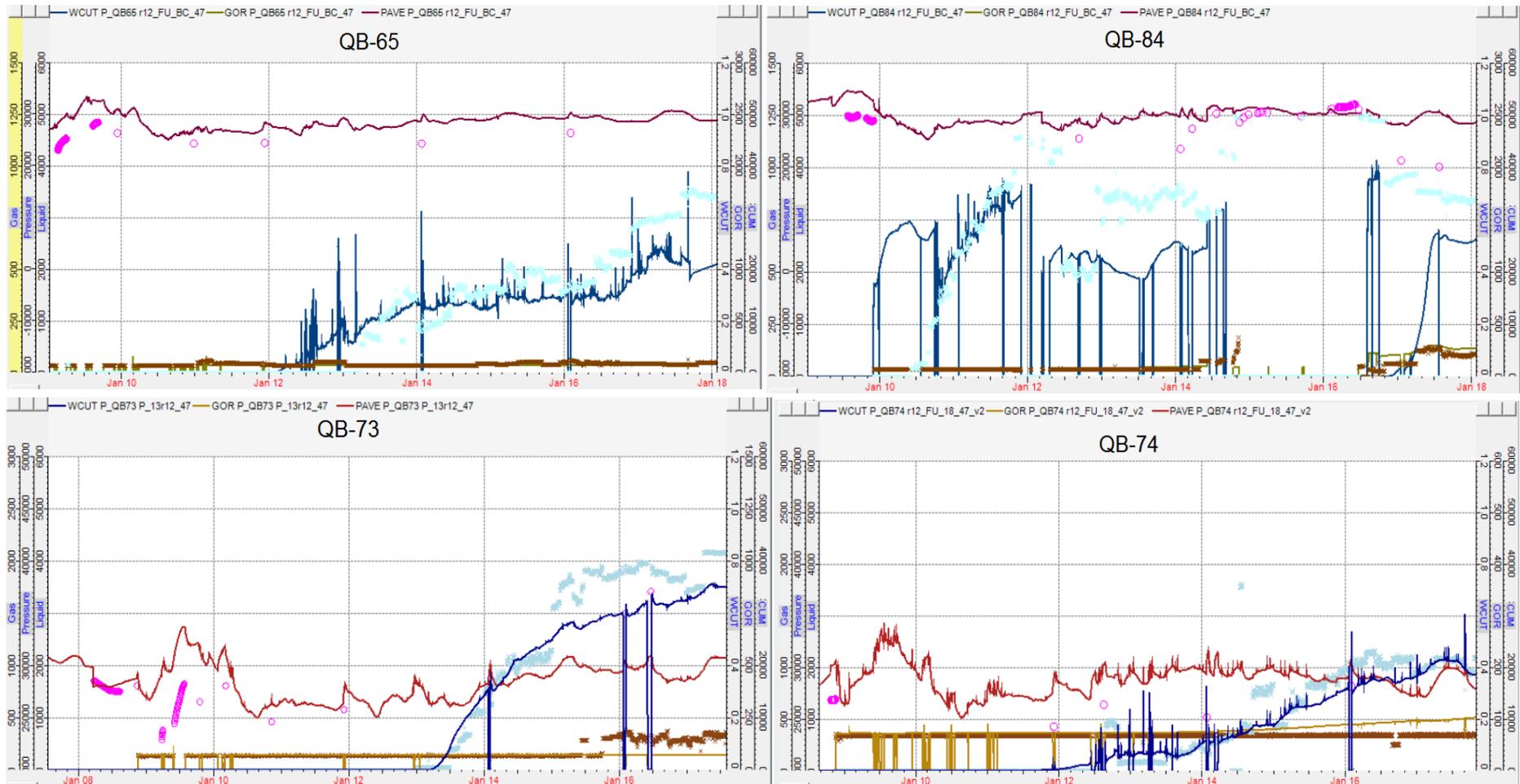


Figure 5.9 History matching des puits QB-65, QB-84, QB-73 et QB-74 situés dans la troisième région

Chapitre 5 : vérification de l'history matching

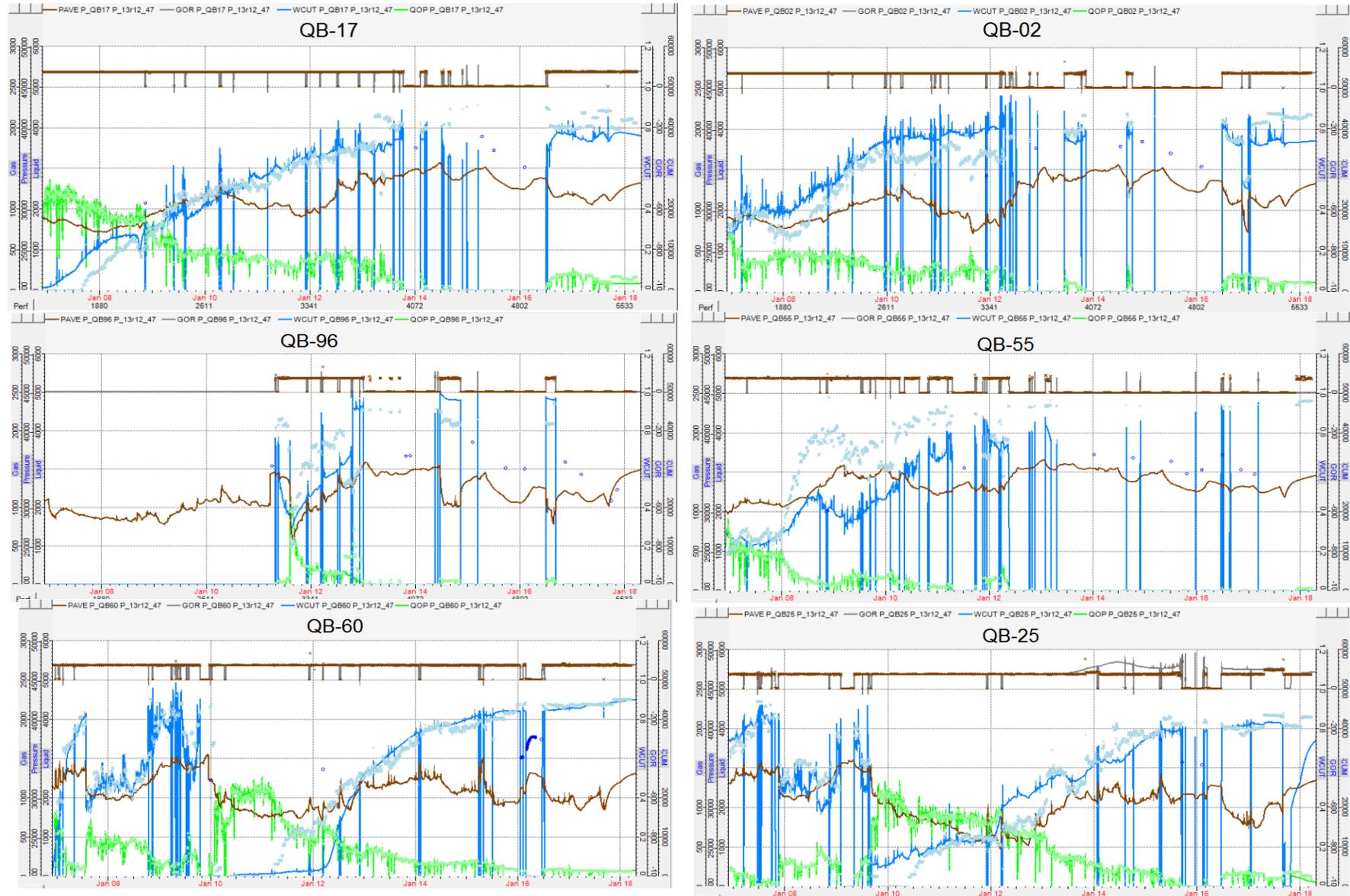


Figure 5.10 History matching des puits QB-17, QB-02, QB-96 et QB-55, QB-60 et QB-25 situés dans la quatrième région

Chapitre 6

Implantation des infill wells

Introduction

L'exploitation d'un gisement se fait par l'application des plans de développement de façon à moderniser la gestion du réservoir, améliorer ses performances et augmenter la récupération.

L'infill drilling est le plan de développement proposé dans notre travail, il s'articule selon les étapes suivantes :

6.1 Méthodologie et hypothèses pour l'implantation des puits

6.1.1 Critères de sélection des emplacements des puits

Le processus de sélection comprend les étapes suivantes :

- Analyse des paramètres de réservoir, tels que le ROI (Reservoir Opportunity Index), le ROIP (Remaining Oil In Place), le taux de récupération, l'espacement entre les puits et la densité des puits.
- Analyse géophysique de la zone environnante.
- Analyse qualitative du calage (history matching) dans l'AOI (Area Of Interest).
- L'incrément de production de pétrole sur une base autonome de simulation.
- Sensibilités et combinaisons entre les infill wells.

Le choix d'un puits exige la nécessité de disposer de bonnes caractéristiques de réservoir, l'existence de suffisamment de ROIP dans la région, peu d'incertitude structurelle et un incrément de production qui dépasse $0,15 \text{ MM Sm}^3$ aux trois niveaux puits, région et champ.

6.1.2 Référence de la Simulation

L'outil principal utilisé pour l'analyse des puits est le modèle de simulation d'Ourhoud, qui permet l'estimation de l'incrément de production fourni par les infill wells par rapport à un cas de base qui est le modèle P_13r12, à l'exception de quelques puits où il a été modifié pour tenir compte des améliorations de l'history matching réalisées.

Ce modèle présente les caractéristiques et hypothèses suivantes :

- Début de prédiction en 2019.
- 18 puits WAG.
- Deux groupes définis d'injecteurs WAG qui changent de cycle (gaz/eau) tous les 6 mois. Par conséquent, à tout moment, il y'a 8 à 9 puits injecteurs de gaz.
- Le make-up gaz est non considéré.

- La production maximale d'eau au niveau du champ est de 42 000 m³/j.
- L'injection maximale d'eau au niveau du champ est de 60 000 m³/j.
- L'injection maximale de gaz au niveau du champ est de 4,6 MMm³/j.
- L'injection maximale de gas-lift au niveau du champ est de 6,0 MMm³/j.

■ Hypothèses des infill wells

Les hypothèses considérées lors des simulations sont les suivantes :

- Début de la production des infill wells en 2022.
- Dans les simulations impliquant plusieurs infill wells, la mise en production de ces derniers est d'un puits par mois.
- La date de fin de la simulation est 2033.

■ Comparaison des incréments de production - Niveaux champ et AOI

Pour analyser la performance de tous les infill wells sélectionnés dans différents scénarios, l'incrément de production obtenu est toujours calculé au niveau du champ. Dans le cas d'un infill well autonome, afin de se concentrer sur l'impact localisé du puits, l'incrément de production est calculé au niveau de l'AOI qui prend en compte le puits étudié et tous les puits environnants pouvant être affectés par cet ajout.

6.2 Les critères de choix des emplacements des puits

■ Remaining Oil In Place (ROIP)

Dans tous les cas, il reste dans les gisements une partie des fluides non produite. Ce volume de fluides dit non récupérable est égal au volume de l'accumulation en place initiale moins les réserves produites c'est le ROIP. Ce volume peut varier de 40 à 90% dans le cas de pétrole et de 5 à 40% dans le cas de gaz.

■ Le taux de récupération

Il est égal au rapport entre les volumes de réserves produites et les volumes d'hydrocarbures en place. Les gisements déjà exploités ont permis de déterminer des taux de récupération de référence pour chaque type de gisement. Ces taux sont de l'ordre de 10 à 60% dans le cas d'accumulations de pétrole avec présence d'aquifères sous-jacents et de 60 à 95% dans le cas du gaz naturel. Les variations viennent principalement de la qualité des fluides, des caractéristiques du réservoir (conditions thermodynamiques et qualités pétro-physiques) et des rythmes de production.

$$tr = \frac{OOIP-ROIP}{OOIP} \times 100 \quad (6.1)$$

tr : taux de récupération

OOIP: Original Oil In Place

ROIP: Remaining Oil In Place

Reservoir Opportunity Index (ROI)

Afin d'identifier les opportunités d'exploitation restantes au champ Ourhoud et dans le but d'améliorer l'efficacité du balayage, on définit l'Indice d'Opportunité du Réservoir (ROI) calculé pour les niveaux TAGI : U3, U1, M1 et L1 jusqu'en 2033.

$$ROI = Kx_{moy} \times So_{moy} \times \Delta z_{total} \times \Phi_{moy} \times NTG_{moy} \quad (6.2)$$

Kx_{moy} : perméabilité moyenne.

So_{moy} : saturation en huile moyenne.

Δz_{total} : épaisseur totale.

Φ_{moy} : porosité moyenne.

NTG_{moy} : la hauteur nette moyenne.

Le ROI a été généré par le logiciel Petrel sur le modèle d'Ourhoud, on aboutit alors à la carte de répartition suivante :

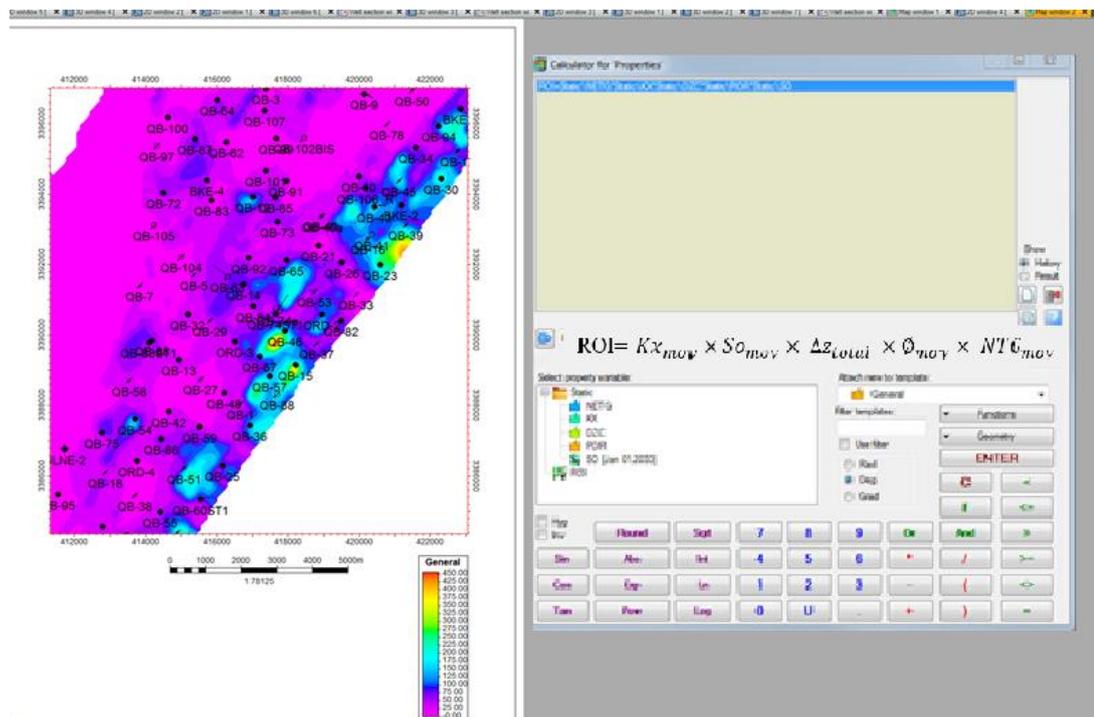


Figure 6.1 Génération de la carte de répartition de ROI par Petrel

6.2.2.1 Interprétation des cartes de distribution du ROI :

D'après les cartes de distribution de l'indice d'opportunité du réservoir (ROI) dans les niveaux U3, U1, M1 et L, on peut déduire ce qui suit :

1^{ère} région : La région nord-ouest d'Ourhoud, où se situent les puits QB-100, QB-64 et QB-87, présente un bon ROI au niveau U1 et M1, il atteint respectivement des taux de 800 et 1400, alors qu'il est faible à médiocre aux niveaux U3 et L ou il ne dépasse pas la valeur 100.

2^{ème} région : cette région qui englobe les puits QB- 77 et QB-107 présente un bon ROI dans les niveaux U1 et M ou il atteint respectivement 800 et 600 alors que les caractéristiques sont médiocres dans les niveaux U3 et L.

3^{ème} région : cette région qui contient les puits QB- 73, QB-65 et QB-10 est caractérisée par un ROI élevé au niveau U1 et M1 avec des valeurs maximales de 1400 et 1000, en revanche l'indice d'opportunité du réservoir est faible aux niveaux U3 et L.

4^{ème} région : la région située au sud-est d'Ourhoud ayant les puits QB-17, QB-20 et QB-76 présente les meilleures caractéristiques comparant aux régions précédentes. Le ROI atteint 700 à U3, 1200 à U1, 1000 à M1 et enfin 2100 au niveau L.

■ La densité des puits

La densité des puits d'une région donnée est définie comme étant le rapport du nombre de puits sur la surface de cette région.

6.3 Implantation des puits dans les quatre régions

Quatre régions ont été localisées et considérées comme candidates pour l'implémentation des puits.

■ Première région QB-11/QB-31

6.3.1.1 Aperçu sur la région

Une des régions dans lesquelles nous estimons qu'il existe plus de potentiel pour l'implantation des infill wells est la région QB-11/QB-31. Cette région est située dans le nord-ouest d'Ourhoud. Elle est délimitée à l'est et à l'ouest par des failles. Au total, 10 puits ont été déjà forés dans ce bloc dont 6 producteurs d'huile, 2 injecteurs d'eau et 2 injecteurs WAG. Jusqu'en janvier 2018, la figure (6.3) montre que la région a produit environ 16,5 MM m³ (100.8 MM bbl) d'huile.

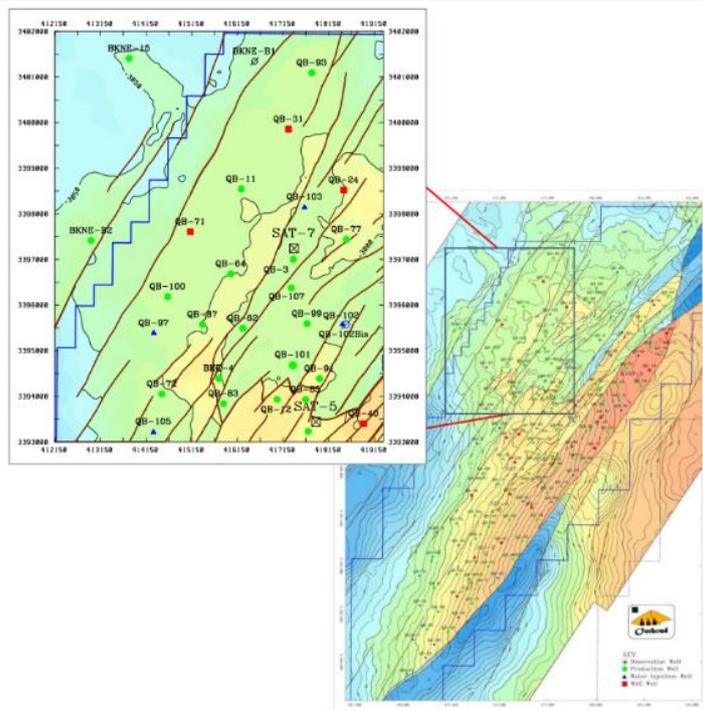


Figure 6.2 Situation de la première région QB-11/QB-31



Figure 6.3 Evolution du débit et cumul de production de la région QB-11/QB-31

6.3.1.2 Situation géologique

La région QB-11/QB-31 est située au nord-ouest d'Ourhoud, présentant une extension en bas-relief du champ principal, légèrement inclinée vers le nord-ouest et traversée par un certain nombre de failles de tendances NE-SO.

Cette région présente à l'origine des accumulations importantes d'huile dans les couches U et M (44,3 MM sm³ d'huile dans le modèle de simulation P_13r12). Le WOC pour ces deux unités TAGI est à -3060 m TVDss. La formation L, se trouvant sous le WOC, n'a presque plus de réserves pour la région.

Les épaisseurs moyennes prédites des unités TAGI, U et M, sont respectivement 37-40m et 20-26m avec une couche de schiste M2 séparant U1 de M1 existante dans tous les puits forés dans la moitié nord de la zone QB-11/QB-31, tels que QB-11, QB-93, QB-64...etc, avec une épaisseur de 1-2 m. Cependant, dans les puits du sud, tels que QB-100 et QB-72, M2 n'a pas été trouvée.

Les propriétés moyennes des roches estimées sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 6-1 Propriétés moyennes des roches de la région QB-11/QB-31

La région QB 11/QB-31			
Couche	Perméabilité (mD)	Porosité ()	NTG ()
U3	71	9%	23%
U1	285	13%	67%
M1	219	14%	78%

6.3.1.3 Réserves non récupérées

On estime que, dans la région QB-11/QB-31, d'importants volumes d'huile n'ont pas été récupérés sur le flanc est, près de la faille qui sépare cette zone du bloc QB-24/QB-03. Ces volumes contournés sont considérés comme récupérables uniquement par le forage des infill wells.

Selon le modèle de simulation P_13r12, le ROIP en 2033 dans la surface délimitée par le polygone noir de la figure serait d'environ 5MMm³.Le résumé des données volumétriques est présenté dans le tableau (6.2).

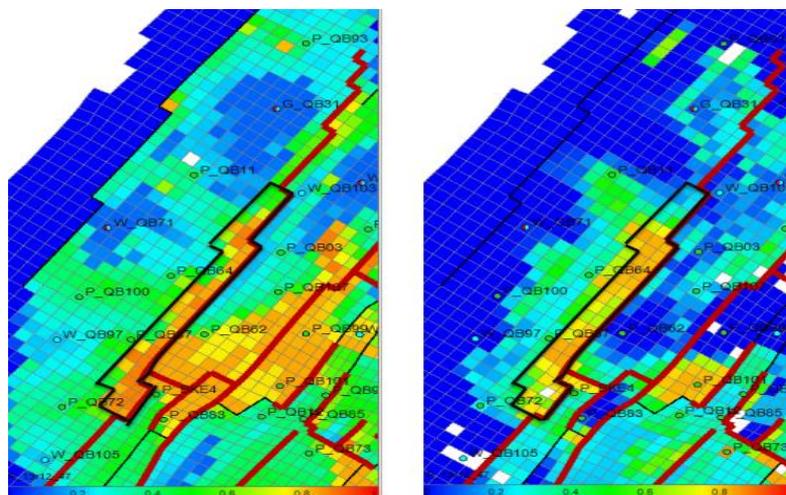


Figure 6.4 Carte de distribution de la saturation en huile dans la région QB-11/QB-31

Tableau 6-2 Les ROIP et taux de récupération de la région QB-11/QB-31 et la région adjacente à la faille

L'année	La région QB-11/QB-31				La région adjacente à la faille			
	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	44.3	26.8	22.6	20.2	7.6	6.8	5.9	5.1
Taux de récupération	0%	39%	49%	54%	0%	10%	22%	33%

6.3.1.4 Densité et espacement des puits

La densité des puits dans la région QB-11/QB-31 est inférieure à la densité moyenne du champ. Une comparaison avec la terrasse A et l'ensemble du champ Ourhoud est présentée dans le tableau (6.3).

La région QB-11/QB-31 est caractérisée par une faible densité de puits. Il est connu que le grand espacement entre les puits peut conduire à une faible efficacité de balayage, ce qui met en évidence l'avantage potentiel d'augmenter le nombre de puits dans la région QB-11/QB-31 en forant des nouveaux puits.

Tableau 6-3 Densités des puits dans les différentes zones du champ Ourhoud

	Puits/km ²	Puits/MMm ³ d'huile
La région QB-11/QB-31	0.50	0.23
Terrasse A	1.42	0.23
Champ Ourhoud	0.78	0.26

6.3.1.5 Les infill wells de la région QB-11/QB-31

Pour produire l'huile non récupérée à côté de la faille orientale dans la région QB-11/QB-31, trois puits producteurs QB-FS, QB-FT et QB-FQ ont été proposés, ils sont indiqués dans la figure (6.5).

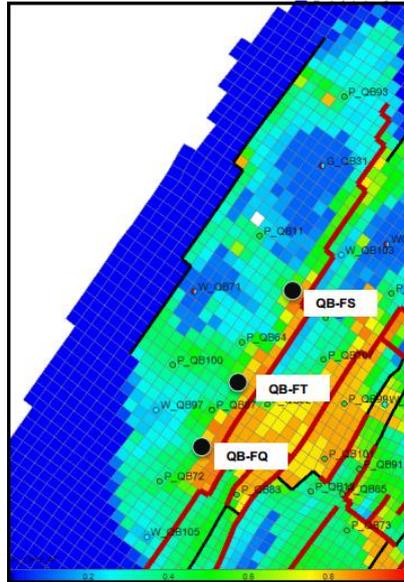


Figure 6.5 Emplacements des trois infill wells QB-FS, QB-FT et QB-FQ

Les sections transversales et les emplacements des trois puits sont présentés dans les figures (6.6) et (6.7). Les emplacements ciblés représentent la partie la plus haute de la structure de ce bloc, où le potentiel d'huile non récupérée est considérable.

Le WOC estimé à -3060 m TVDss donne lieu à la présence d'une colonne d'huile potentiellement importante. Il est possible de récupérer de l'huile dans la couche TAGI L de QB-FQ, ce qui n'est pas le cas dans le reste des puits de la région en raison de leur structure plus profonde.

La figure (6-7) montre la faille qui sépare la région QB-11/QB-31 du bloc QB-03/QB-24. Il a été prouvé que la communication à travers cette faille est faible ou non directe. Par conséquent, elle est considérée comme étant une barrière de flux.

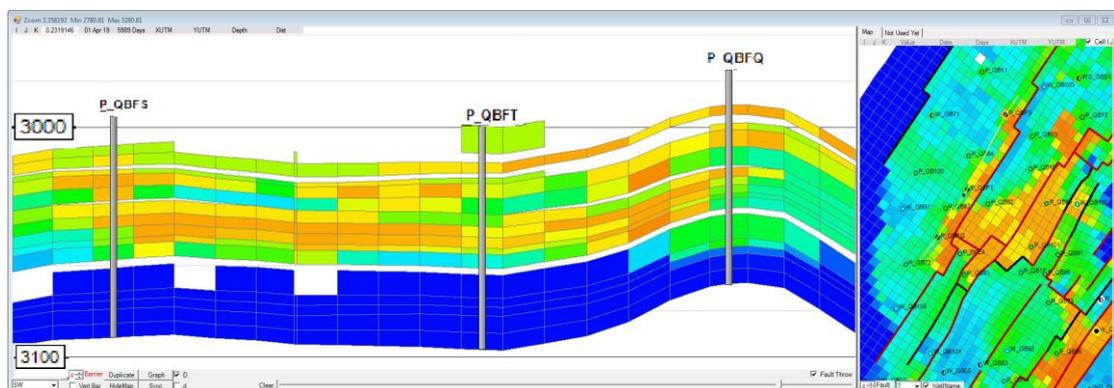


Figure 6.6 Section transversale des trois infill wells de la région QB-11/QB-31

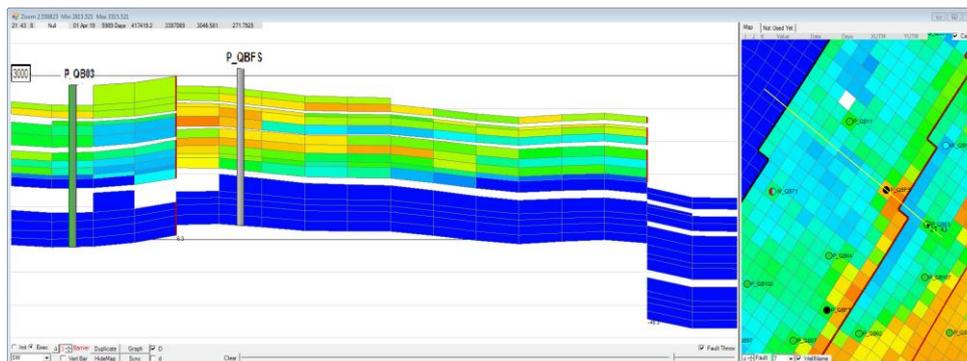


Figure 6.7 Section transversale de la faille séparant les deux blocs

6.3.1.6 Les emplacements des puits

Le puits proposé QB-FS est situé à 1126m au sud-est de QB-11 et à 1146m nord-est de QB-64. Sa distance estimée par rapport à la faille est d'environ 370m.

Le puits QB-FT est situé à 859m au sud de QB-64 et à 653m nord-est de QB-87. Sa distance estimée par rapport à la faille est d'environ 250 m.

Le puits QB-FQ est situé à 68m au sud de QB-87 et à 951m nord-est de QB-72. Sa distance estimée par rapport à la faille est d'environ 130m.

Les positions approximatives de ces puits et les profondeurs de pénétrations de la formation du TAGI U4 selon l'interprétation structurale du modèle statique EM 2013 sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 6-4 Positions des puits proposés et les profondeurs de pénétration du TAGI

Les puits	X(m)	Y(m)	La profondeur de pénétration du TAGI TVDss (m)
QB-FS	416 793	3 397 573	-2995
QB-FT	415 906	3 395 865	-3000
QB-FQ	415 311	3 394 684	-2965

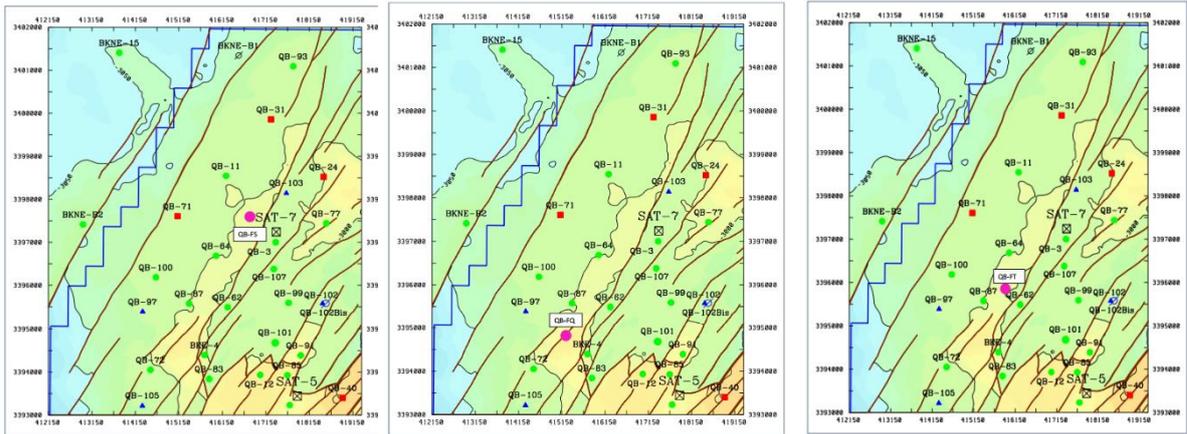


Figure 6.8 Positions des trois puits proposés dans la région QB-11/QB-31

6.3.1.7 Analyse géophysique

Le puits QB-FS est situé dans la région nord-ouest d'Ourhoud, à proximité d'une faille orientée SO-NE. Cette faille sépare la région QB-11/QB-31 de la région adjacente QB-03/QB-24, dans le même compartiment structural que QB-11, QB-71 et QB-64. Aucune faille n'est prévue entre l'emplacement du puits QB-FS proposé et les puits environnants dans le même bloc.

L'emplacement de la faille et le suivi des horizons sismiques dans cette région sont confirmés, cette faille est continue et sa position est très bien définie.

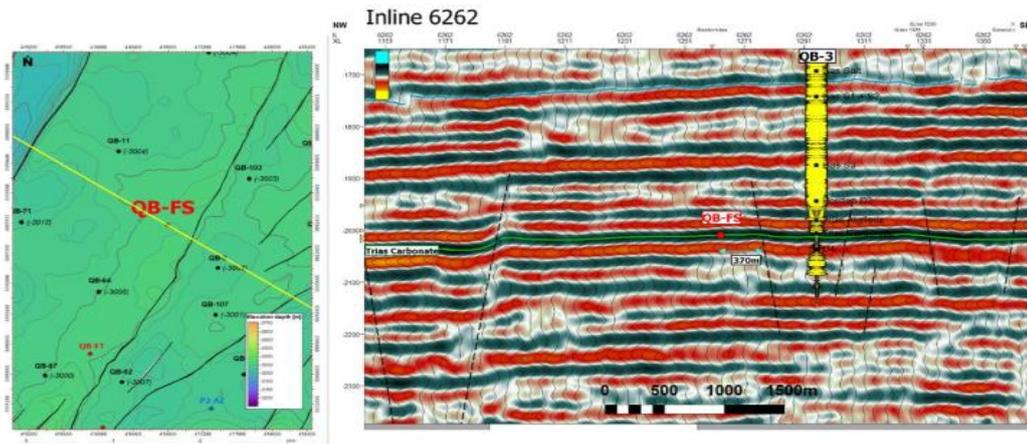


Figure 6.9 Section sismique du puits QB-FS

Le puits QB-FT est situé dans le nord-ouest d'Ourhoud, dans le même bloc structural que le puits QB-FS. Aucune faille n'est prévue entre le puits QB-FT et les puits environnants : QB-87, QB-100 et QB-64.

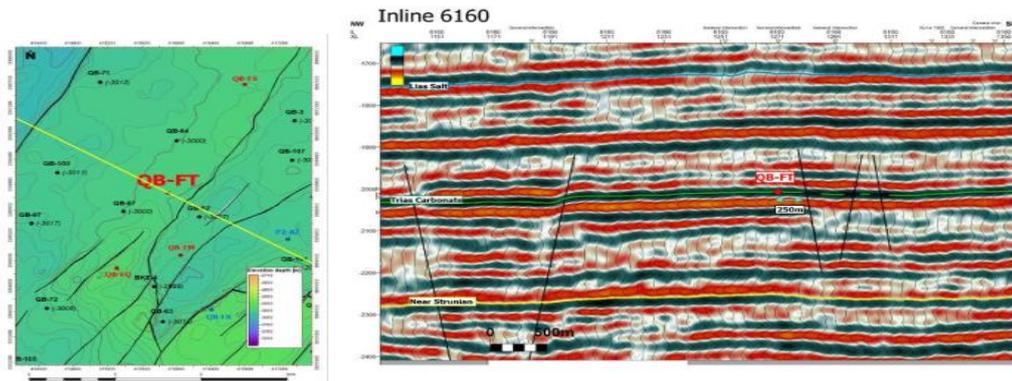


Figure 6.10 Section sismique du puits QB-FT

Le puits QB-FQ est situé dans une haute structure dans la zone nord-ouest. Il se trouve dans un emplacement isolé des puits environnants tel que QB-97 et QB-87 à cause d'une faille. La distance par apport cette dernière est d'environ 130 m.

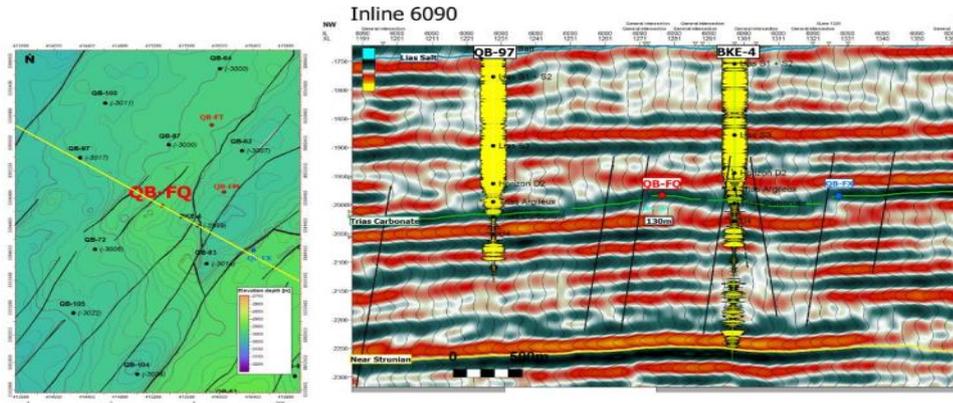


Figure 6.11 Section sismique du puits QB-FQ

6.3.1.8 L'incrément de production

Pour étudier l'incrément de production que fourniraient les puits QB-FS, QB-FT et QB-FQ dans les trois niveaux champ, AOI et puits, chacun de ces puits a été ajouté individuellement au scénario de base P_13r12.

Selon les résultats de la simulation, les débits d'huile et les WCUT initiaux prévus sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 6-5 Débits et WCUT initiaux des puits proposés dans la région QB-11/QB-31

Les puits	Débit initial (sm ³ /j)	WCUT initial (%)
QB-FS	1618	18-30
QB-FT	540	54
QB-FQ	755	54

Les résultats incrémentiels sont présentés dans les figures et le tableau suivants :

Tableau 6-6 Incréments de production d'huile des puits proposés dans la région QB-11/QB-31

		Incrément de production des puits (10 ³ m ³)		
		2023	2028	2033
QB-FS	Niveau puits	381	1161	1651
	Niveau région	274	618	819
	Niveau champ	323	467	1028
QB-FT	Niveau puits	167	787	1191
	Niveau région	103	397	615
	Niveau champ	116	255	807
QB-FQ	Niveau puits	192	708	998
	Niveau région	123	302	458
	Niveau champ	135	77	516

- **Interprétation des résultats incrémentiels**

Cela va engendrer un bon incrément de production d'huile au niveau du puits, AOI et champ. L'incrément de production le plus élevé, au niveau du champ, est atteint par le puits QB-FS avec une valeur de 1MMm³ en 2033, puis viendront les puits QB-FT et QB-FQ dont les incréments sont respectivement de 0,8MM m³ et 0,5 MM m³, ils sont aussi des taux considérables.

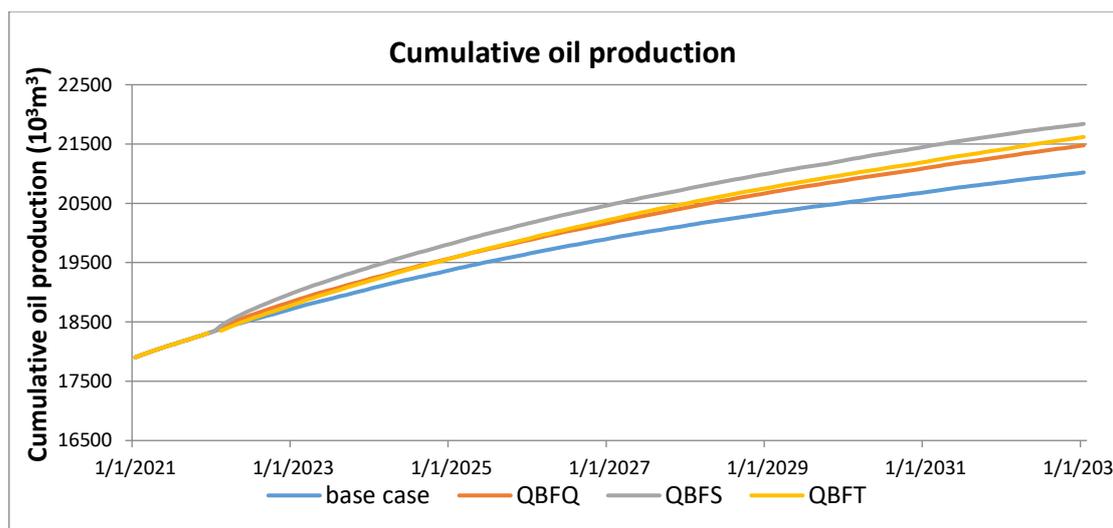


Figure 6.12 Cumuls de production d'huile des puits de la région QB-11/QB-31

- **Interprétation des cumuls**

D'après la figure (6.12), on déduit que l'ajout de chacun des puits va augmenter le cumul de production d'huile par rapport au cas de base qui est de 21MMm³ en 2033. La contribution du puits QB-FS à l'élévation du cumul d'huile est la plus importante elle atteint 21.8MMm³ en 2033 puis viendront, respectivement, les puits QB-FT et QB-FQ avec des taux 21.6MMm³ et 21.5 MMm³.

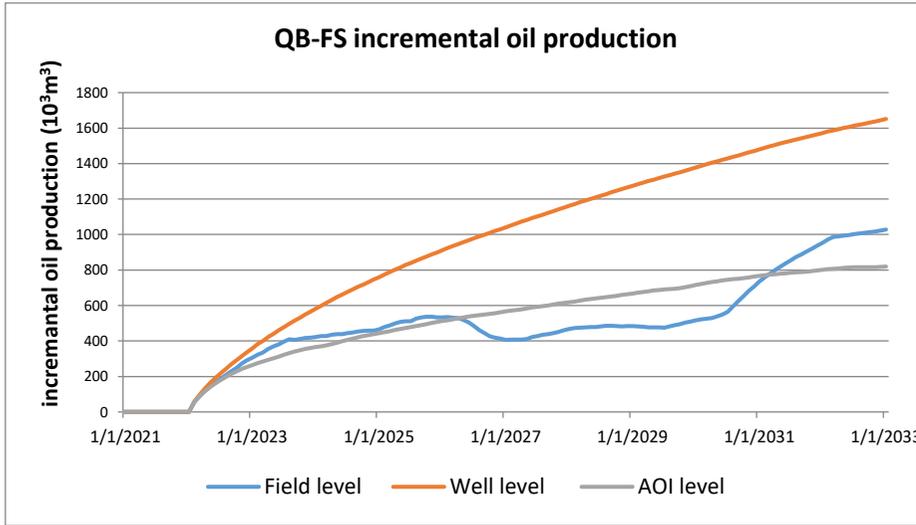


Figure 6.16 *Incrément de production d'huile du puits QB-FS*

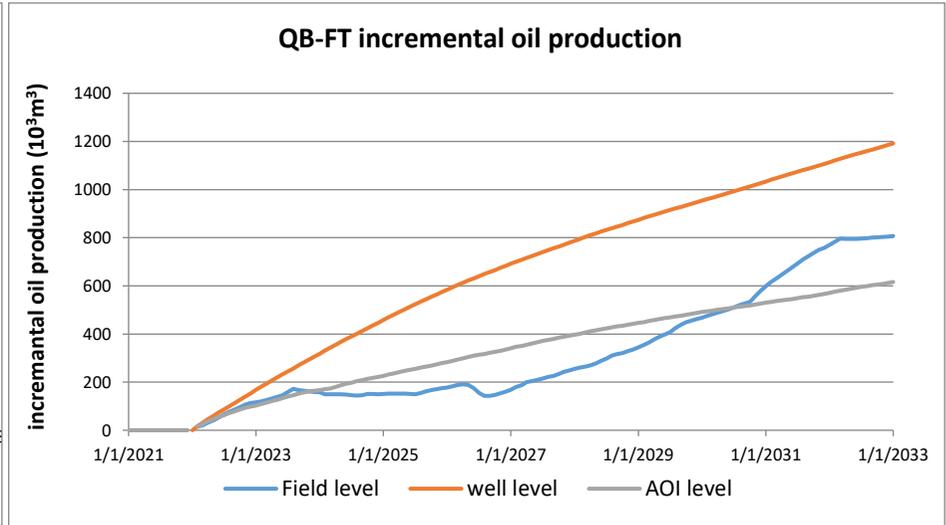


Figure 6.15 *Incrément de production d'huile du puits QB-FT*

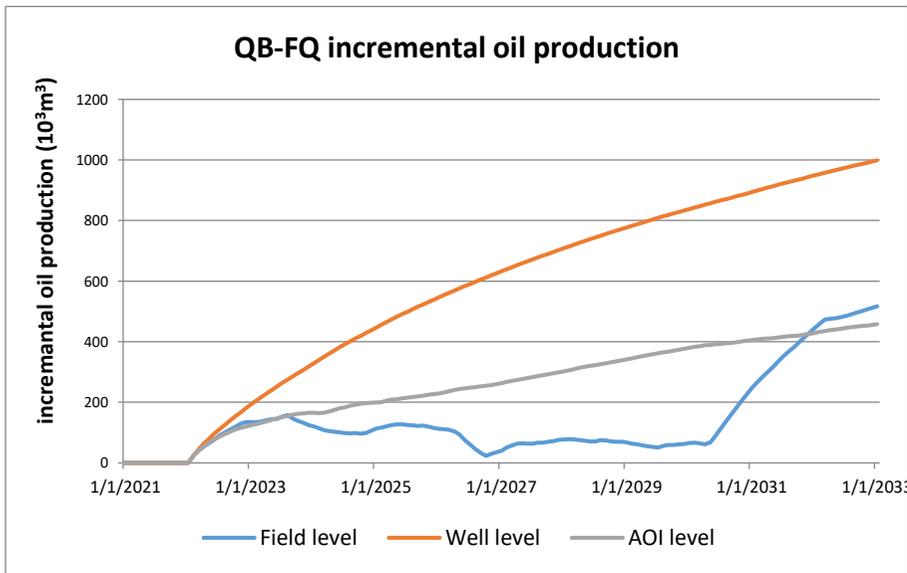


Figure 6.14 *Incrément de production d'huile du puits QB-FQ*

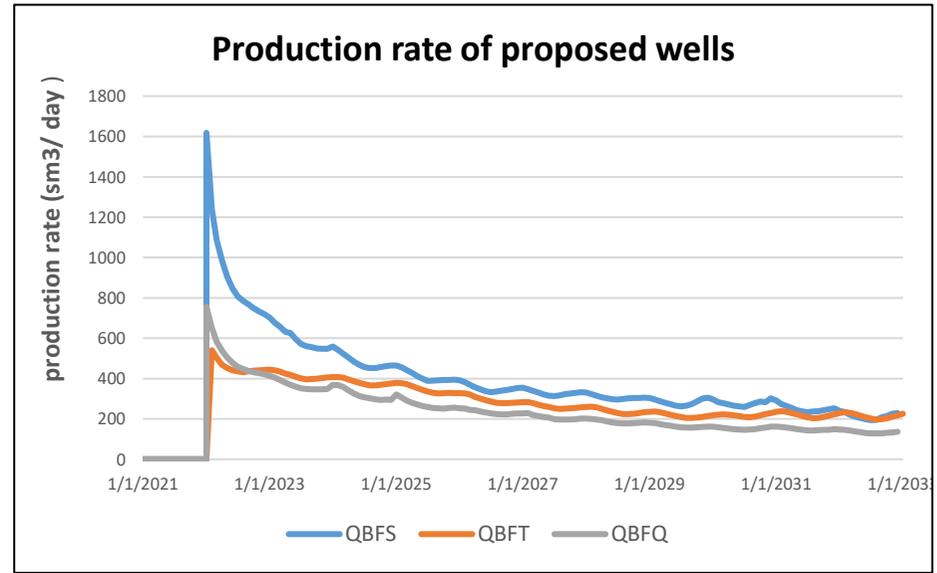


Figure 6.13 *Débits de production d'huile des puits QB-FS, QB-FT et QB-FQ*

6.3.1.9 Etude de sensibilités

La distribution des propriétés du modèle n'est pas parfaitement définie dans cette zone en raison de l'espacement entre les puits qui est d'environ 1 à 1,5 km. Pour tenir compte de la plage des propriétés des roches à rencontrer, les propriétés des roches du meilleur et du pire puits producteur de la région ont été attribuées à la zone au voisinage des puits proposés (3x3 cellules dans le modèle de simulation), qui correspondent aux puits QB-11 et QB-03 respectivement pour le puits QB-FS. On a utilisé les puits QB-64 et QB-62 pour le puits QB-FT et enfin les puits QB-87 et BKE-4 ont été utilisés pour QB-FQ.

Les résultats sont présentés dans les figures et le tableau suivants :

Tableau 6-7 Incréments de production des sensibilités sur les puits de la région QB-11/QB-31

		Incrément de production des puits (10 ³ m ³)		
		2023	2028	2033
QB-FS	Base case	274	618	819
	Best case	257	446	543
	Worst case	100	401	466
QB-FT	Base case	103	397	615
	Best case	193	532	918
	Worst case	69	243	378
QB-FQ	Base case	123	303	458
	Best case	137	350	505
	Worst case	78	208	310

Interprétation des résultats :

- **Le puits QB-FS :** le changement des propriétés des roches attribuées à ce puits suivant les deux cas extrêmes (best et worst case) au niveau de l'AOI donne de bons résultats dans les deux cas, avec des incréments de production d'huile d'environ 0,5 MMm³ (3,1 MM bbl) en 2033. Cette sensibilité montre donc que même avec une dégradation des propriétés des roches rencontrées, le puits QB-FS présente encore des bons résultats.
- **La puits QB-FT :** Lorsque les propriétés du puits QB-64 sont utilisées, l'incrément de production d'huile augmente de 0.3 MMm³ (1.8 bbl) par rapport au scénario de base en 2033. En revanche, lorsque les pires propriétés sont attribuées aux cellules, l'incrément de production d'huile est d'environ 0,4 MMm³ (2.4bbl) en 2033.

- **La puits QB-FQ :** Nous pouvons voir que les meilleures propriétés n'ont pas amélioré considérablement les résultats de la simulation de base pour le puits QB-FQ, ayant un incrément de production de 0.5MMm³ (3.1MMbbl) en 2033. Ceci suggère que les propriétés des roches dans le modèle autour du puits QB-FQ sont déjà très bonnes, il est donc possible qu'ait une performance légèrement inférieure à celle prévue dans le modèle. Lorsque les propriétés du pire puits environnant BKE-4 sont attribuées, l'incrément de production de QB-FQ est d'environ 0.3MMm³ (1.8MMbbl).

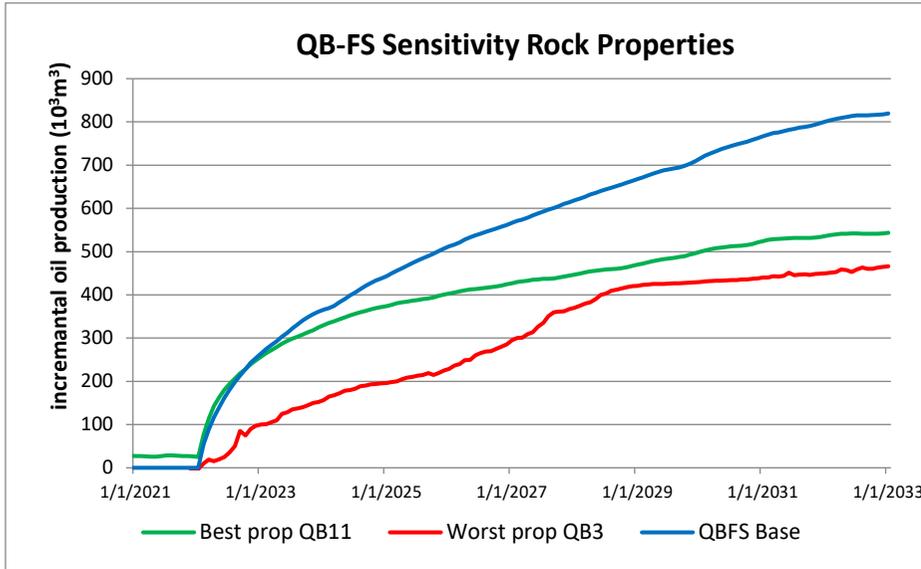


Figure 6.18 sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FS

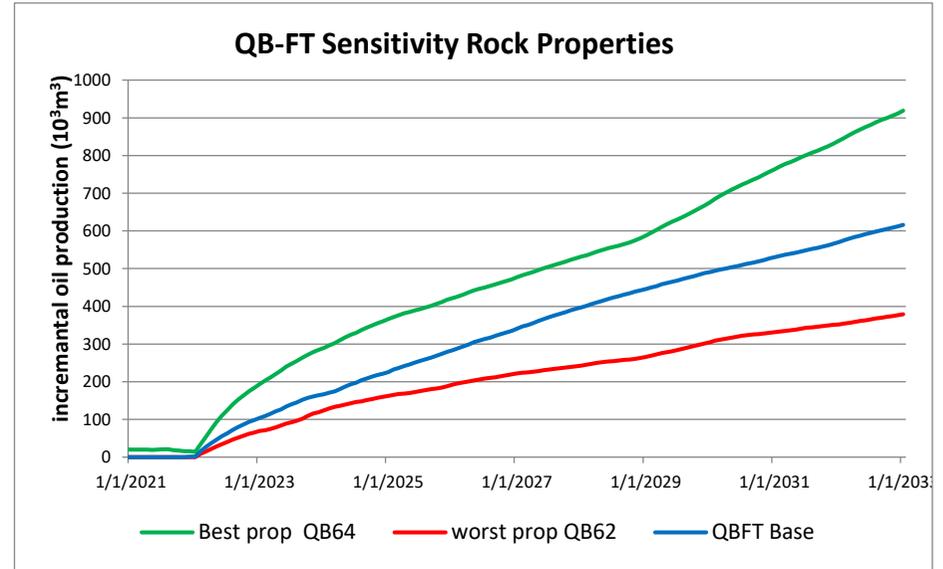


Figure 6.17 sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FT

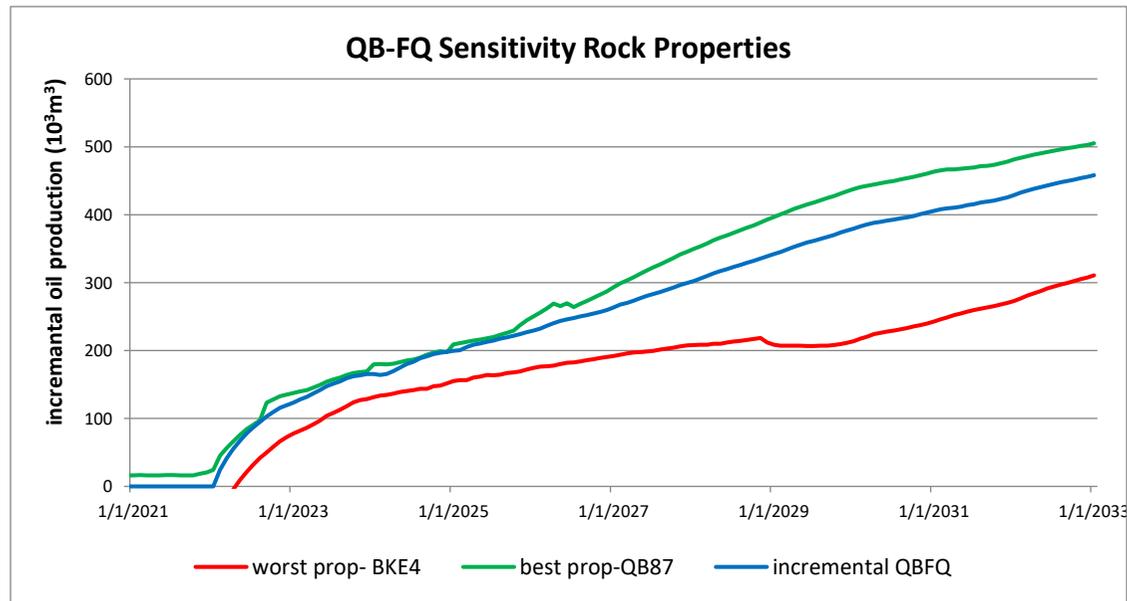


Figure 6.19 sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FQ

6.3.1.10 Combinaisons des puits proposés

Les trois puits candidats de la région ont été combinés pour vérifier leur impact sur la production dans le but d’avoir la meilleure combinaison possible. La figure (6.20) et le tableau (6.8) montrent qu’au niveau de la zone d’intérêt, le gain le plus important est obtenu dans le cas où les trois puits sont forés.

Pour le cas mentionné dans lequel les trois puits QB-FS, QB-FT et QB-FQ seront forés, l’incrément de production d’huile d’ici 2033 est d’environ 1.3 MM m³ (7.9 MMbbl) au niveau de la région.

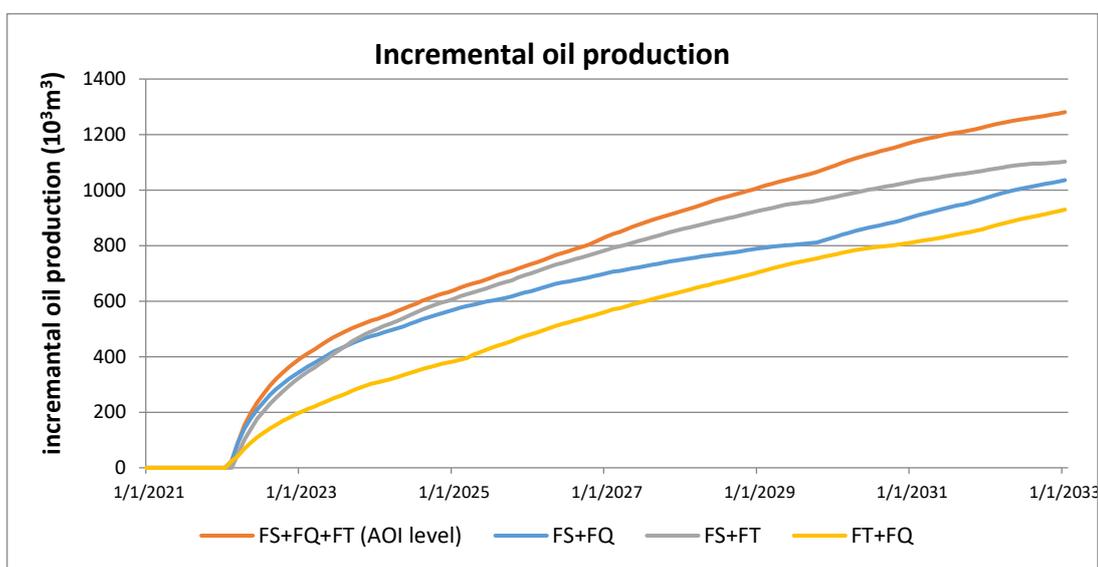


Figure 6.20 Incréments de production d’huile pour les différents scénarios de la région QB-11/QB-31

Tableau 6-8 Incréments de production d’huile pour les différents scénarios de la région QB-11/QB-31

	Incrément de production d’huile (10 ³ m ³)		
	2023	2028	2033
QB-FS+QB-FQ	350	751	1036
QB-FS+QB-FT	330	860	1102
QB-FT+QB-FQ	202	636	930
QB-FS+QB-FQ+QB-FT	397	926	1281

Conformément aux résultats indiqués dans le tableau (6-8), les trois puits proposés ont été testés pour vérifier leur contribution à la diminution du WCUT moyen du champ. La figure illustre que les trois puits commencent à produire avec un WCUT inférieur au WCUT moyen du champ.

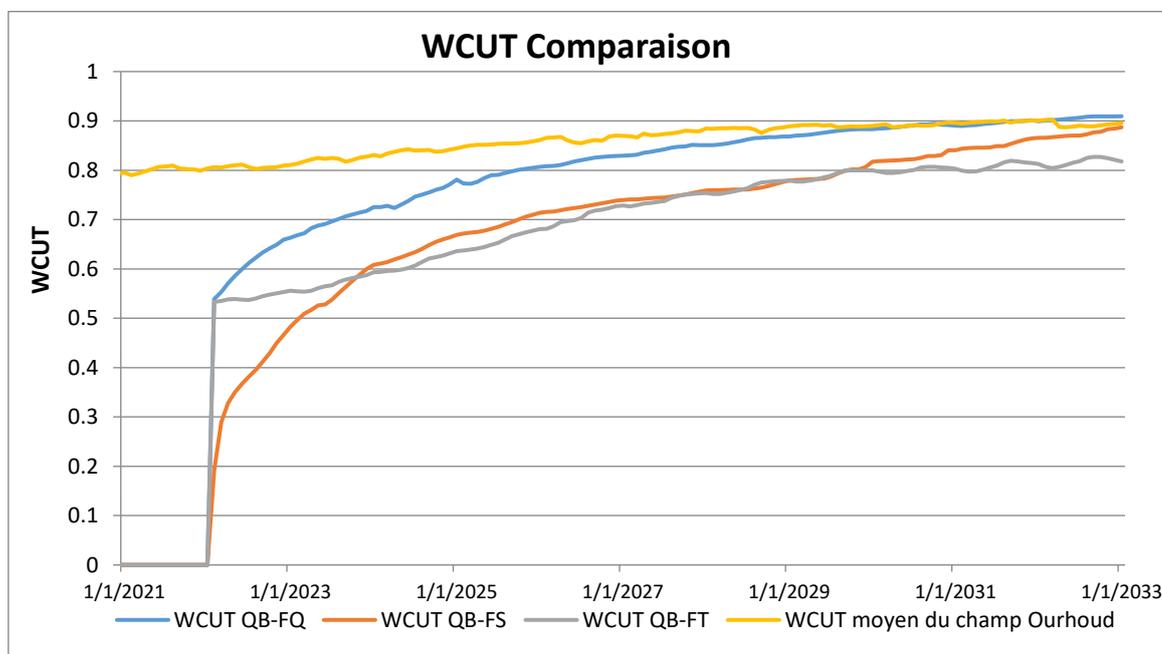


Figure 6.21 Evolution des WCUT des puits de la région QB-11/QB-31

6.3.1.11 Les facteurs de récupération après l’ajout des puits

Pour étudier l’impact de l’implantation des puits QB-FS, QB-FQ et QB-FT sur la région QB-11/QB-31 ainsi que la région adjacente à la faille, les taux de récupération avant et après l’ajout des puits ont été calculés pour ces deux zones. Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants :

➤ **La région QB-11/QB-31**

Tableau 6-9 les taux de récupération avant et après l’ajout des puits dans la région QB-11/QB-31

L’année	La région QB-11/QB-31				La région QB-11/QB-31 après l’ajout des puits			
	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	44.3	26.8	22.6	20.2	44.3	26.8	22.1	19
Taux de récupération	0%	39%	49%	54%	0%	39%	50%	57%

➤ **La région adjacente à la faille**

Tableau 6-10 les taux de récupération avant et après l'ajout des puits dans la région adjacente à la faille

L'année	La région adjacente à la faille				La région adjacente à la faille après l'ajout des puits			
	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	7.6	6.8	5.9	5.1	7.6	6.8	4,4	3.1
Taux de récupération	0%	10%	22%	33%	0%	10%	42%	59%

- **Interprétation des résultats**

L'ajout des puits QB-FS, QB-FQ et QB-FT a induit à une augmentation du taux de récupération au niveau de la région QB-11/QB-31 où il croit de 54 à 57%. On remarque aussi que même dans la région adjacente à la faille, ce taux augmente considérablement de 33 à 59% d'où on constate que cette zone a été efficacement balayée.

Deuxième région QB-03/QB-24

6.3.2.1 Aperçu sur la région

La deuxième région candidate à l'infill drilling est la région QB-03/QB-24 située dans le nord-ouest d'Ourhoud, elle est adjacente à la région QB-11/QB-31. 9 puits ont été déjà forés dans ce bloc dont 7 producteurs d'huile, un injecteur d'eau et un injecteur WAG. En janvier 2018, cette zone a produit environ 10,2 MMm³ (62 MMbbls).

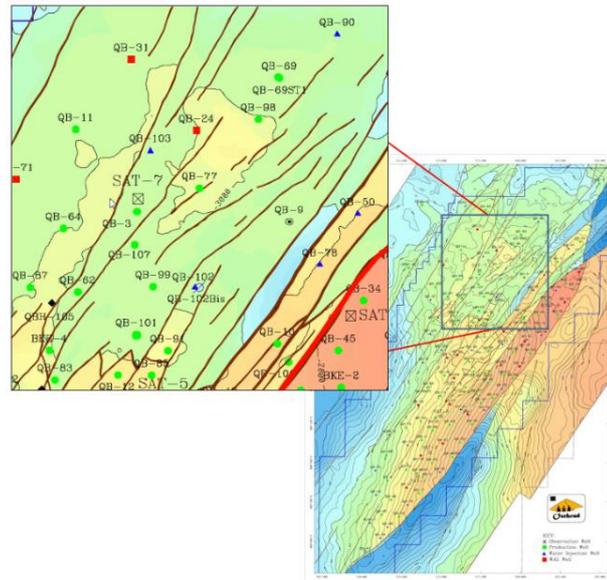


Figure 6.22 Situation de la deuxième région QB-03/QB-24

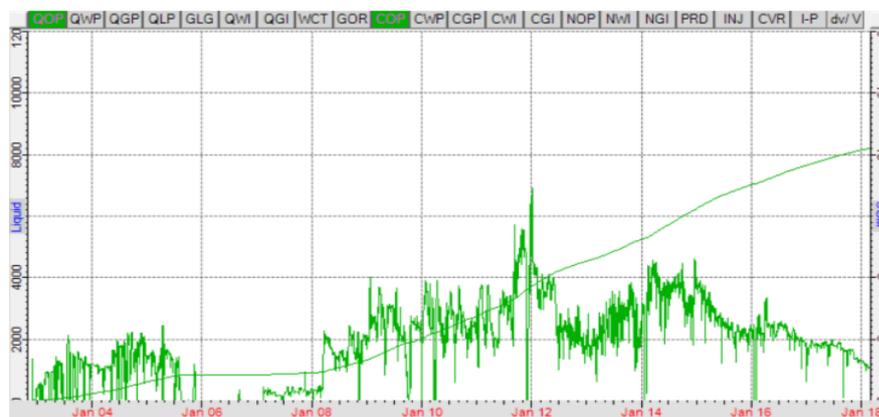


Figure 6.23 Evaluation du débit et cumul de production de la région QB-03/QB-24

6.3.2.2 Situation géologique

La région QB-03/QB-24 est située au nord-ouest d'Ourhoud, présentant une extension en bas-relief du champ principal, légèrement inclinée vers le nord-ouest et traversée par un certain nombre de failles de tendances NE-SO. Elle se caractérise par des accumulations importantes d'huile dans les couches U et M (29,6 MM sm³) dans le

modèle de simulation P_13r12. Dans ce bloc, presque toute la formation L se trouve sous le WOC, n'ajoutant presque aucune réserve à la région.

Les épaisseurs moyennes prévues des unités TAGI U et M, sont respectivement 37-40 m et 20-26 m. avec une couche de schiste M2 séparant U1 de M1 qui s'est avérée être discontinue dans les différents puits. Par exemple, M2 est absente dans QB-98, QB-24 et QB-62, mais présente dans QB-03, QB-107 et QB-77.

Les propriétés moyennes estimées des roches sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 6-11 Propriétés moyennes des roches de la région QB-03/QB-24

La région QB-03/QB-24			
Couches	Perméabilité (mD)	Porosité ()	NTG ()
U3	107	10%	22%
U1	236	13%	59%
M1	247	14%	74%

6.3.2.3 Réserves non récupérées

On estime qu'au sud de la région QB-03/QB-24 d'importants volumes d'huile n'ont pas été récupérés, notamment entre le puits QB-62 et la faille séparant ce bloc de la région BKE-4. Le manque d'injecteurs à proximité engendre un faible WCUT dans la région mais la récupération est loin d'être optimisée. Pour le puits QB-62, la percée d'eau n'a été observée que récemment (janvier 2018) ce qui suggère que potentiellement aucune eau n'a atteint la zone sud. La quantité d'huile restante est considérée comme étant récupérable par forage d'un puits injecteur d'eau.

Selon le modèle de simulation P_13r12, la quantité d'huile en place en 2019 dans la région délimitée par le polygone noir serait d'environ 2,1 MM m³ (13 MMbbls). Le facteur de récupération de cette région polygonale est d'environ 4%. En 2033, il est estimé de seulement 9%.

Le résumé des données volumétriques est présenté dans le tableau (6.12).

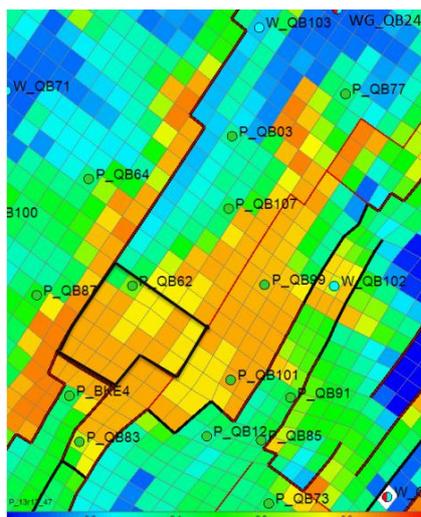


Figure 6.24 Carte de distribution de la saturation en huile dans la région QB-03/QB-24

Tableau 6-12 ROIP et le taux de récupération de la région QB-03/QB-24 et la région sud du puits QB-62

	La région QB-03/QB-24				La région sud de QB-62			
L'année	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	29.2	18.2	15.5	13.8	2.2	2.1	2.04	2
Taux de récupération	0%	38%	47%	53%	0%	4%	7%	9%

6.3.2.4 Densité et espacement des puits

La densité des puits dans la région QB-03/QB-24 est légèrement inférieure à la densité moyenne du champ, mais supérieure en termes de densité de puits par volume d'huile en place.

Le besoin d'avoir un puits injecteur dans la région est justifié, non pas comme un moyen de corriger la densité dans la région, mais comme moyen d'améliorer et d'optimiser la distribution des puits et le balayage à l'eau.

Tableau 6-13 Densités des puits de la région QB-03/QB-24 et du champ

	Puits/km ²	Puits/MMm ³ d'huile
La région QB-03/QB-24	0.68	0.30
Champ Ourhoud	0.78	0.26

6.3.2.5 Les infill wells de la région QB-03/QB-24

Pour produire l'huile non récupérée au sud du puits QB-62, il est suggéré de forer un puits d'injection nommé QB-FM à côté de la faille qui sépare la région QB-33/QB-24 de la région BKE-4.

Dans les coupes transversales présentées dans les Figures (6.26) et (6.27), l'emplacement du puits est indiqué. L'emplacement ciblé représente la partie sud du bloc QB-03/QB-24, où il y'a un potentiel important d'huile non récupérée.

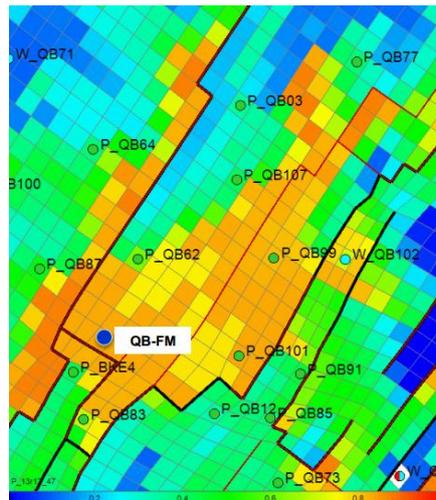


Figure 6.25 Emplacement de l'infill well QB-FM

La section transversale de la figure (6.26), montre la faille entre les régions BKE-4 et QB-03/QB-24 qui agit comme une barrière de flux, responsable de la mauvaise communication historiquement notée entre ses deux côtés.

La figure (6.27) montre la faille ouest qui sépare les régions QB-11/QB-31 du Bloc QB-03/QB-24 et une seconde faille séparant QB-03/QB-24 de la région du cluster, où se situe le puits QB-12. La communication entre les différentes régions s'est avérée faible ou non directe. Par conséquent, les failles sont considérées comme des barrières d'écoulement.

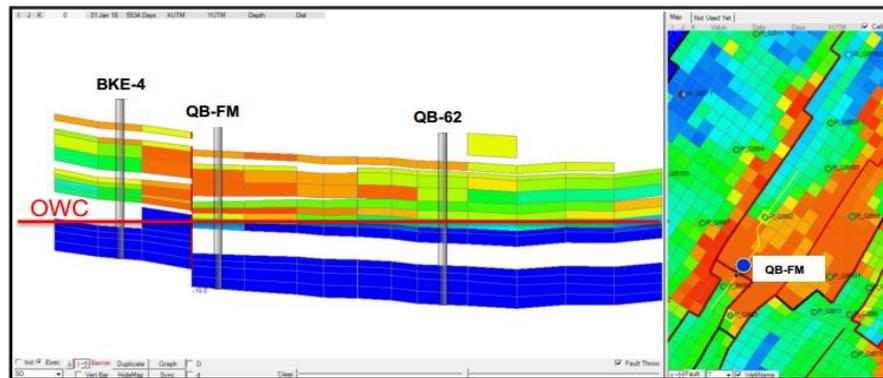


Figure 6.26 Section transversale de la première faille

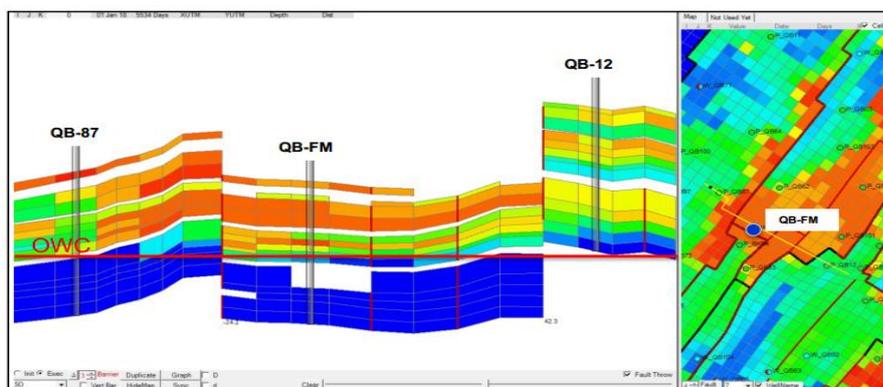


Figure 6.27 Section transversale de la deuxième faille

6.3.2.6 L'emplacement du puits QB-FM

Le puits proposé QB-FM est situé à 892m au sud de QB-62 et à 426m nord-est de BKE-4. Sa position approximative est $X = 416\ 052$ m et $Y = 3\ 394\ 888$ m. Sa distance estimée par rapport à la faille est d'environ 300m.

La formation du TAGI U4 devrait être pénétrée à -3002m TVDss selon l'interprétation structurale du modèle statique EM 2013.

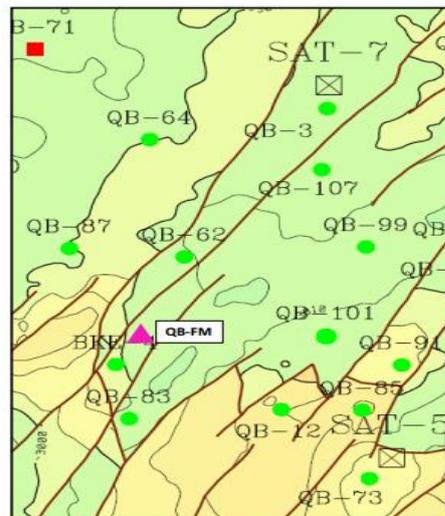


Figure 6.28 Position du puits proposé QB-FM dans la région QB-03/QB-24

6.3.2.7 Analyse géophysique

Le puits QB-FM est situé dans un compartiment structurellement bas du nord-ouest d'Ourhoud. La structure est encastrée par deux failles orientées vers le NE-SO. Les deux failles à l'ouest et à l'est sont loin du lieu d'implantation du puits QB-FM, le puits est aussi éloigné de 100 m de la faille sud. La faille du côté ouest de QB-FM est claire et continue. Celle du côté est est clairement définie à l'emplacement de QB-FM.

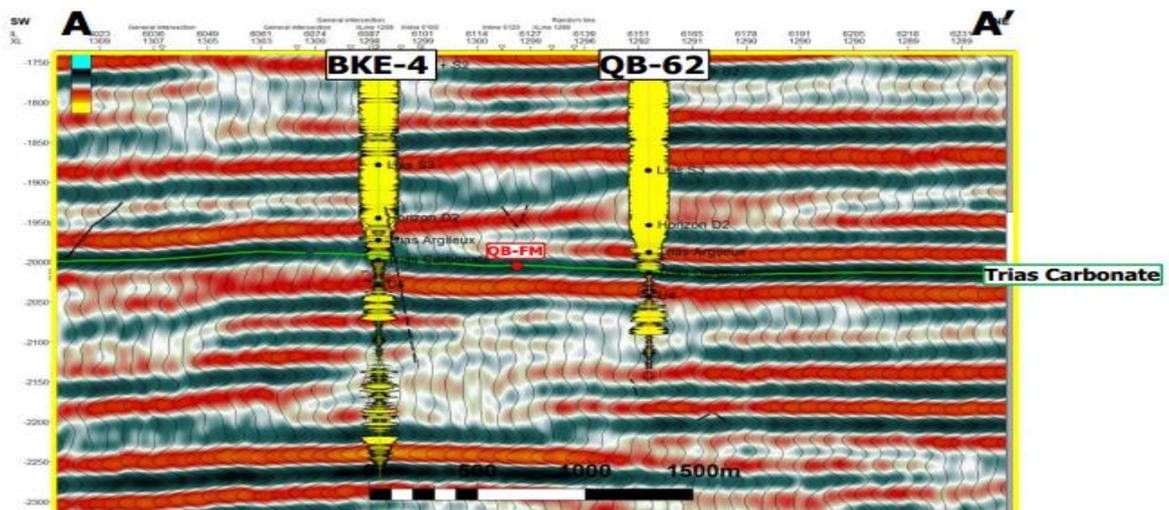


Figure 6.29 Section sismique du puits QB-FM

6.3.2.8 L'incrément de production

Pour étudier l'incrément de production que fournirait l'ajout du puits QB-FM à la région QB-03/QB-24 dans les trois niveaux : champ, AOI et puits, il a été ajouté au

scénario de base P_13r12. Le démarrage du puits est prévu pour 2022, Avec un débit d'injection d'eau de 750 m³/jour.

Les résultats sont présentés dans la figure et le tableau suivants :

Tableau 6-14 *Incrément de production d'huile du puits proposé dans la région QB-03/QB-24*

	Incrément de production de QB-FM (10 ³ m ³)		
	2023	2028	2033
Niveau région	151	476	571
Niveau champ	194	441	281

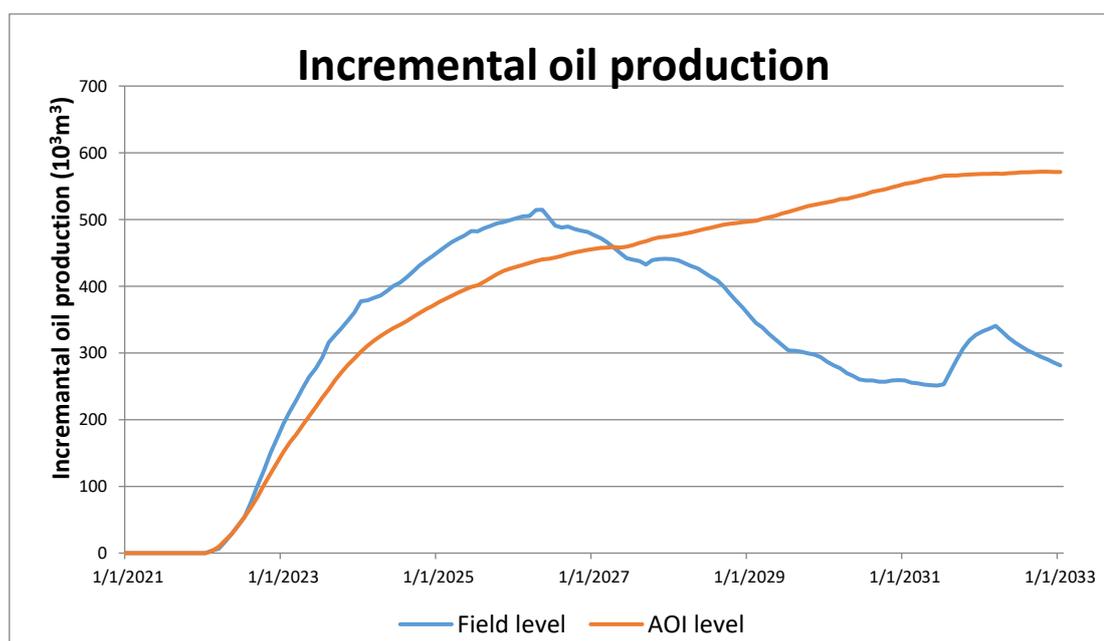


Figure 6.30 *Incrément de production d'huile qu'engendre le puits QB-FM*

La figure (6.30) et le tableau (6.14) montrent que les incréments de production d'huile qu'ajouterait le puits QB-FM sont significatifs au niveau de l'AOI et du champ du fait qu'il atteint respectivement 0,57MMm³ et 0,28 MMm³.

6.3.2.9 Etude de sensibilités

➤ **L'emplacement**

Dans le but d'optimiser l'emplacement du puits QB-FM, plusieurs localisations possibles ont été testées au sud de la région QB-03/QB-24, y compris la conversion du puits QB-107.

Les différents emplacements testés sont indiqués dans la figure et le tableau suivants :

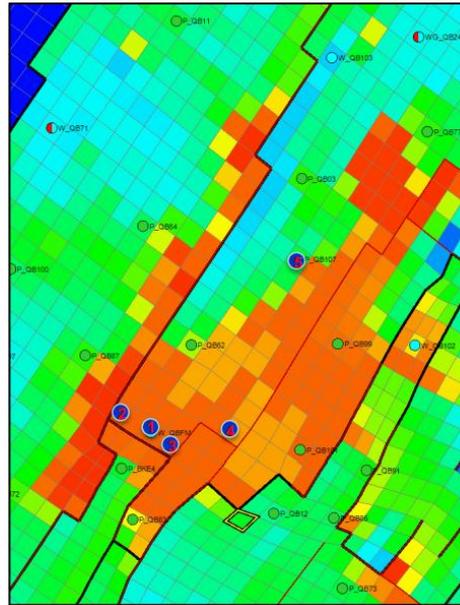


Figure 6.31 Emplacement proposés du puits QB-FM

Tableau 6-15 Les cas d'emplacement du puits QB-FM

Emplacement de QB-FM	
Cas 1	1ère position sud-ouest de QB-62
Cas 2	2ème position sud-ouest de QB-62
Cas 3	3ème position sud-ouest de QB-62
Cas 4	4ème position sud-est de QB-62
Cas 5	Conversion de QB-107

Tableau 6-16 Incréments de production des sensibilités sur l'emplacement du puits QB-FM

	Incrément de production (10^3m^3)		
	2023	2028	2033
Cas 1	152	476	571
Cas 2	178	428	541
Cas 3	104	504	630
Cas 4	40	331	492
Cas 5	119	158	135

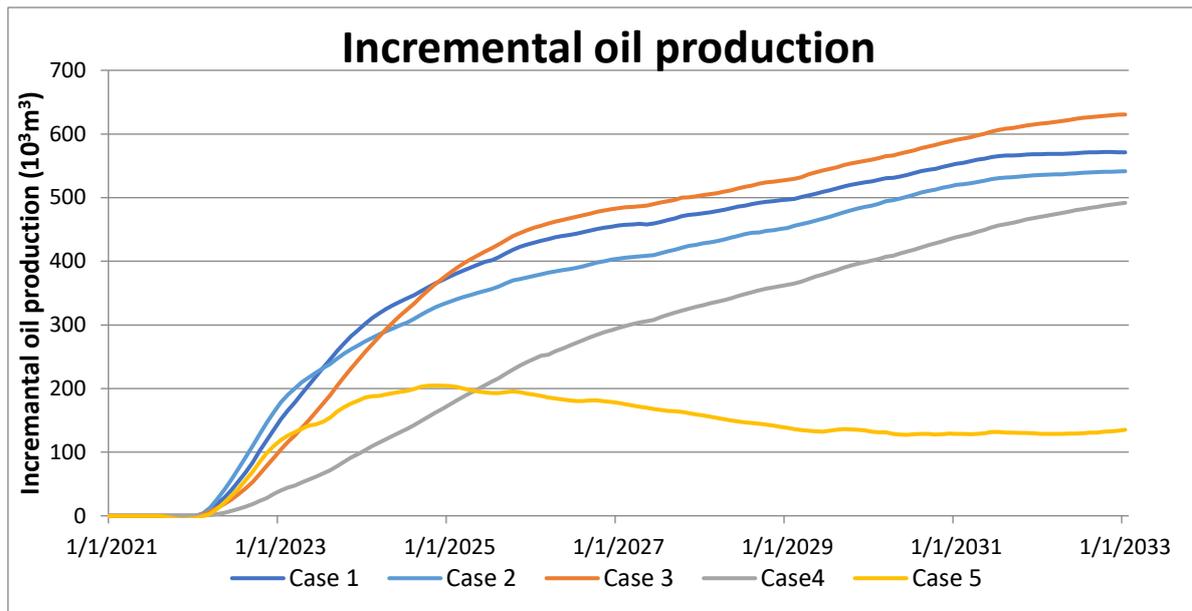


Figure 6.32 Incrément de production d'huile pour les différents cas

- **Interprétation des résultats**

D'après les résultats des différents cas, on constate que toutes les positions sud-ouest et sud-est de QB-62 donnent des incréments positifs similaires, autour de 0,5 MMm³ (3.1 MM bbl), Pour cela, d'autres paramètres peuvent être pris en compte, les positions moins exposées à l'incertitude de la localisation de la faille ont été privilégiées, telles que la 1^{ère} position qui a fourni un incrément de production d'environ 0,57MMm³ en 2033.

- **Débit d'injection**

On a tenté d'optimiser le débit d'injection du puits QB-FM afin d'éviter l'inondation rapide du puits QB-62 et en même temps produire les réserves restantes le plus efficacement possible. Les résultats de la simulation sont présentés dans les figures suivantes :

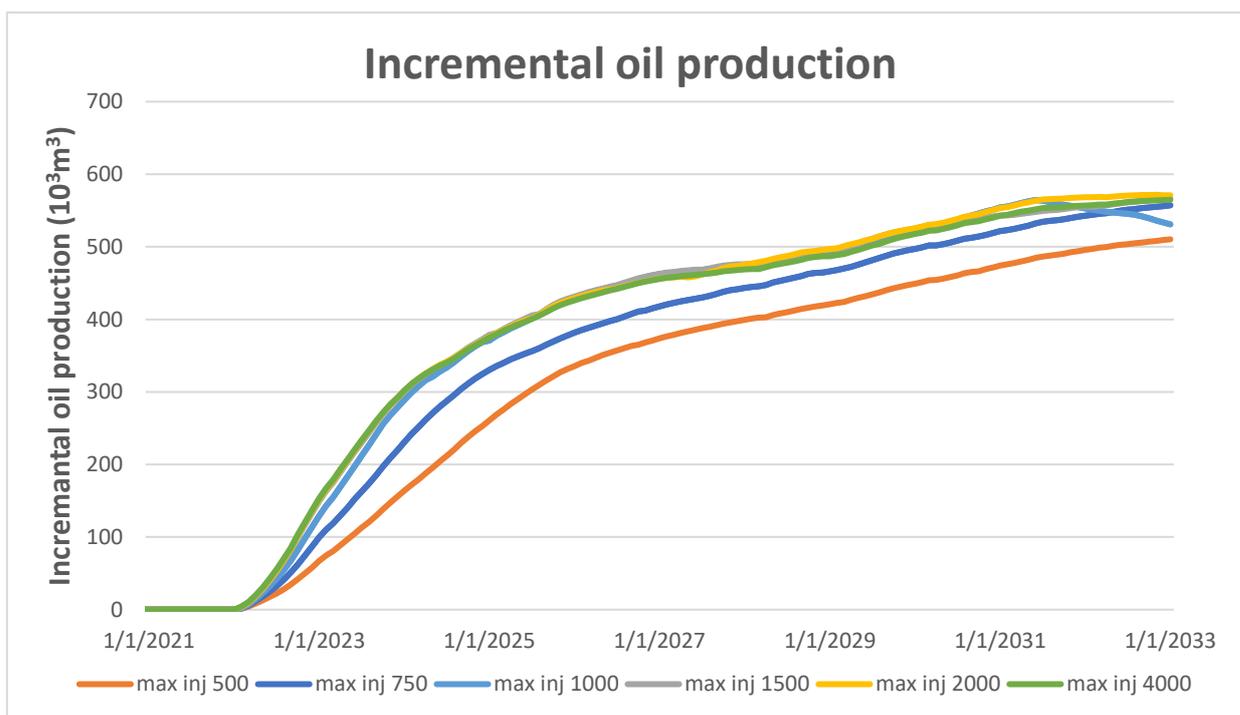


Figure 6.33 Incrément de production en fonction des débits d'injection du puits QB-FM

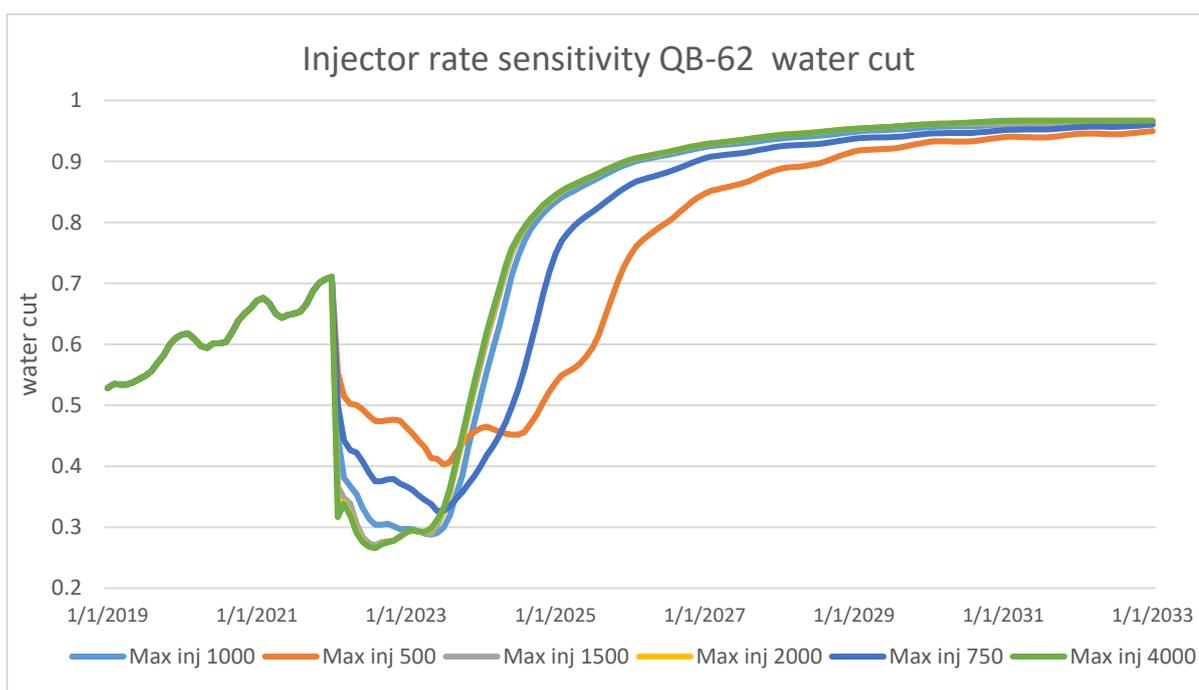


Figure 6.34 WCUT du puits QB-62 en fonction du débit d'injection du puits QB-FM

Interprétation des résultats

Comme on peut le voir dans les figures (6.33) et (6.34), le simulateur prévoit que le puits QB-FM ne sera pas en mesure d'injecter à des taux nettement supérieurs à 1000

m³/jour d'eau. Nous obtenons donc le meilleur compromis entre la maximisation des réserves et l'optimisation du WCUT à des débits d'injection d'environ 750 m³/jour.

6.3.2.10 Les facteurs de récupération après l'ajout des puits

Pour étudier l'impact de l'implantation du puits QB-FM sur la région QB-03/QB-24 ainsi que la région sud de QB-62, les taux de récupération avant et après l'ajout de ce puits ont été calculés pour ces deux zones. Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants :

➤ **La région QB-03/QB-24**

Tableau 6-17 les taux de récupération avant et après l'ajout du puits dans la région QB-03/QB-24

	La région QB-03/QB-24				La région QB-03/QB-24 après l'ajout des puits			
L'année	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	29.2	18.2	15.5	13.8	29.2	18.2	14.9	13.1
Taux de récupération	0%	38%	47%	53%	0%	38%	49%	55%

➤ **La région sud de QB-62**

Tableau 6-18 les taux de récupération avant et après l'ajout du puits dans la région sud de QB-62

	La région sud de QB-62				La région sud de QB-62 après l'ajout de QB-FM			
L'année	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	2.2	2.1	2.04	2	2.2	2.1	1.3	1
Taux de récupération	0%	4%	7%	9%	0%	4%	41%	55%

• **Interprétation des résultats**

Le puits injecteur d'eau va servir pour l'amélioration de la productivité du gisement en fournissant un support de pression dans la zone nord-ouest d'Ourhoud et en augmentant l'efficacité de balayage, il contribuera à l'augmentation du taux de récupération de 53 à 55% au niveau de la région d'intérêt tandis qu'il ce taux croit de 9 à 55% dans la région sud de QB-62.

Troisième région : La région QB-65/ORD3

6.3.3.1 Aperçu sur la région

Le modèle de simulation P_13r12 montre des quantités d'huile non récupérées dans la région QB-65/ORD3, où la communication entre les puits est médiocre. La région contient 6 puits producteurs d'huile QB-10, QB-73, QB-29, ORD-3 et QB-74, 2 Puits WAG QB-40 et QB-29 et un injecteur d'eau QB-92 fournissant un support de pression.

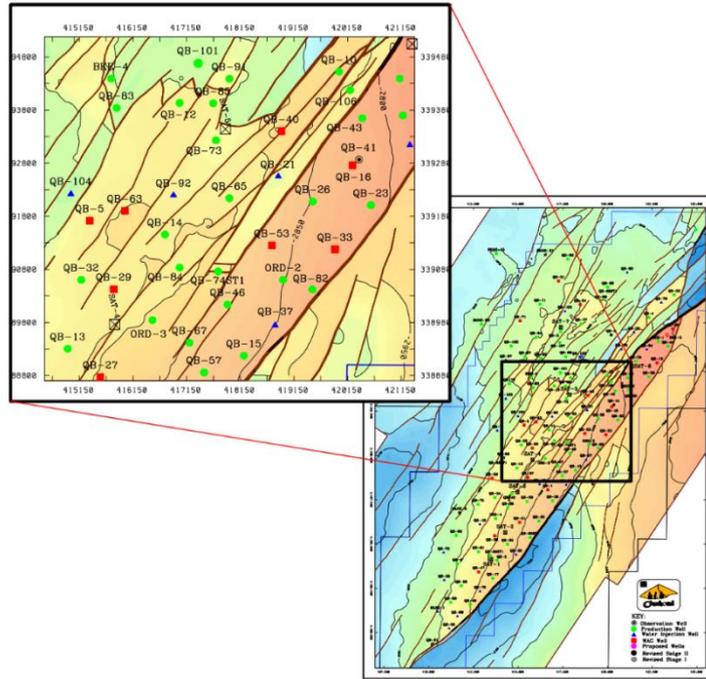


Figure 6.35 situation de la troisième région QB-65/ORD3

6.3.3.2 Situation géologique

La région QB-65/ORD3 est située dans la zone centrale du champ d'Ourhoud au sud de la terrasse B. Le WOC est de -3070 m TVDss.

La majeure partie de la production dans la région provient du TAGI supérieur et moyen. L'épaisseur moyenne prédite des unités TAGI dans cette région est de 40-45 m pour le U et de 18-25m pour le M. La couche de schiste M2 séparant U de M est supposée être continue.

Une partie de la production provient également du Lower TAGI, Dans un nombre important de puits dans la région, le L3 est soit absent ou argileux.

Les propriétés moyennes estimées des roches selon le modèle P_13r12 sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 6-19 propriétés moyennes des roches de la région QB-65/ORD3

La région QB-65/ORD3			
Couche	Perméabilité (mD)	Porosité ()	NTG ()
U3	22	8%	17%
U1	433	14%	67%
M1	582	15%	88%
L1	117	11%	65%

6.3.3.3 Réserves non récupérées

Le modèle du réservoir montre d'importants volumes d'huile non récupérés dans la partie orientale de la zone QB-65/ORD3, proche de la faille de la zone de Graben (signalée par les cercles rouges A et B dans la figure (6.36)) et d'autres réserves entre les puits QB-65 et QB-73 (Signalé par le cercle rouge C également à la figure (6.36)).

Comme on peut le voir dans le tableau, les facteurs de récupération d'huile sont nettement inférieurs à la moyenne de la zone QB-65/ORD3. La raison pour laquelle ces réserves restent non produites est que la communication entre les puits est plus pauvre que prévu dans le développement initial du champ. La région semble avoir une grande densité de failles et des barrières d'écoulement, ce qui conduit à un certain degré de compartimentation et par conséquent l'exigence d'un nombre plus élevé de puits pour le produire efficacement.

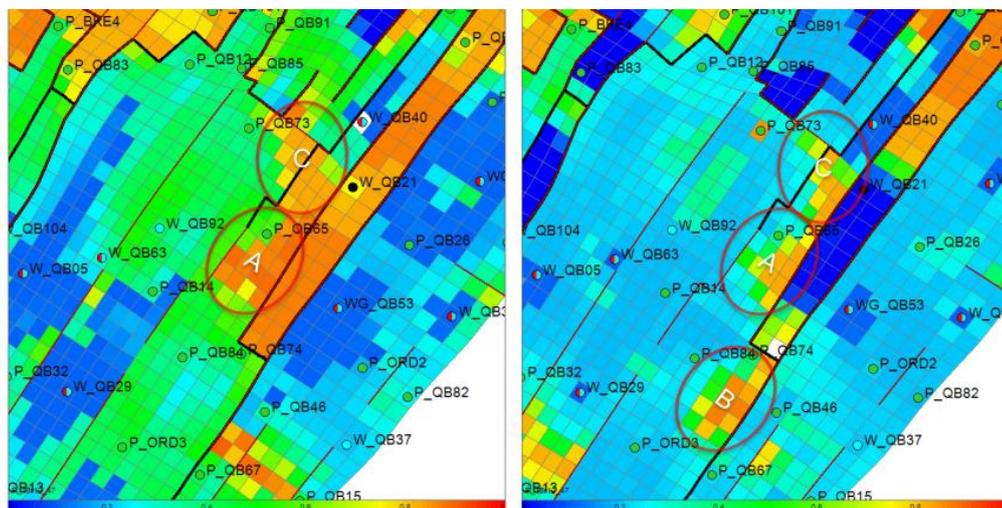


Figure 6.36 carte de distribution de la saturation en huile dans la région QB-65/ORD3

Tableau 6-20 ROIP et le taux de récupération de la région QB-65/ORD3 et la région adjacente à la faille

L'année	La région QB65/ORD3				La région adjacente à la faille			
	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	21.9	14.3	11.3	9.8	8.6	7.2	6.3	5.6
Taux de récupération	0%	35%	48%	55%	0%	16%	27%	35%

6.3.3.4 Densité et espacement des puits

La densité des puits de la région QB-65/ORD3 est légèrement supérieure à la moyenne du champ mais les réserves sont insuffisamment connectées en raison de failles et bénéficierait de puits supplémentaires selon les prévisions du modèle.

Tableau 6-21 Densités des puits dans les différentes zones du champ Ourhoud

	Puits/km ²	Puits/MMm ³ d'huile
La région QB65/ORD3	1.06	0.25
A Terrace	1.42	0.23
Champ Ourhoud	0.78	0.26

6.3.3.5 Les infill wells de la région QB65/ORD3

Trois puits ont été proposés pour améliorer la récupération des réserves dans cette région, QB-FU, QB-FW et QB-FY, ils sont présentés dans la figure suivante :

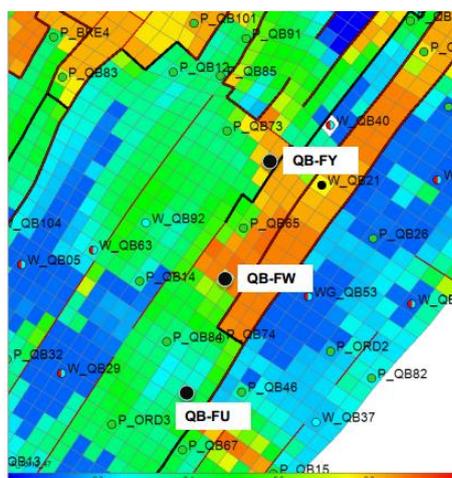


Figure 6.37 Emplacement des trois infill wells QB-FY QB-FW et QB-FU

Les sections transversales ci-dessous montrent l'emplacement de ces puits. Les emplacements ciblés représentent la partie orientale de la région QB-65/ORD3, qui est également la partie la plus élevée de la structure, où le potentiel de récupération est plus grand.

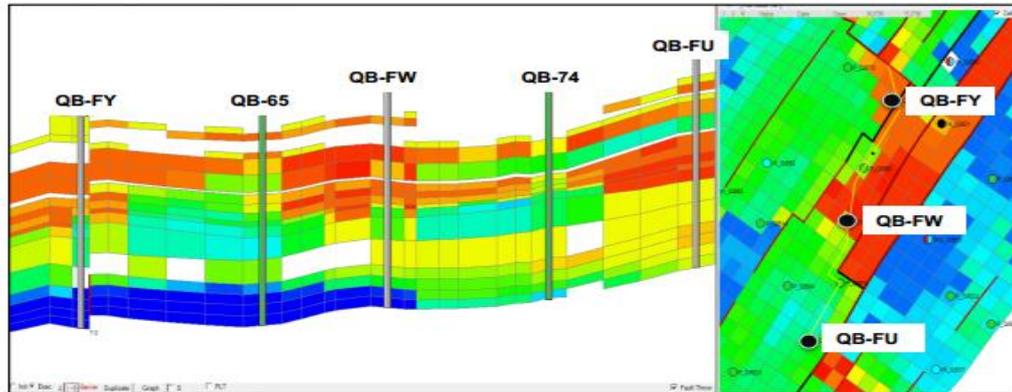


Figure 6.38 Section transversale des trois infill wells de la région QB-65/ORD3

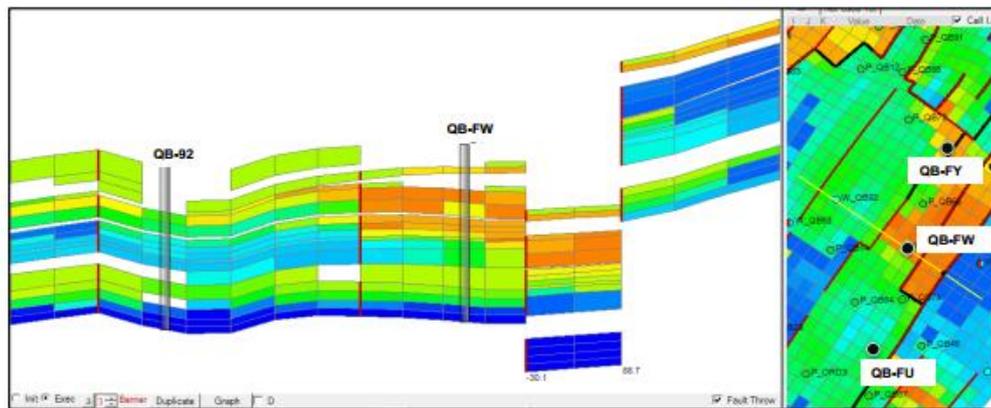


Figure 6.39 Section transversale des failles adjacentes

6.3.3.6 Les emplacements des puits

Le puits proposé QB-FU est situé à 930m sud-ouest du puits QB-74 et à 875 m nord-est du puits ORD-3. Le puits QB-FW est situé à 600m sud-ouest de QB-65 et à 1030 m nord-est de QB-84 et le puits QB-FY est situé à 600m sud-est de QB-73 et à 900m nord-est de QB-65. Ce puits se situe entre deux failles, mais seule celle de l'est semble être continue, sa distance par rapport à la faille est de 115m, cette faille disparaît au sud, à la latitude de QB-FY, le jet est de 7 mètres, tandis qu'à QB-65 il est juste 1 mètre. La faille à l'ouest de QB-FY est illustrée dans la figure (6.40), elle diminue vers le nord et pratiquement disparaît à la latitude du puits QB-FY.

Chapitre 6 : Implantation des infill wells

Les positions approximatives de ces puits et les profondeurs de pénétration de la formation du TAGI U4 selon l'interprétation structurale du modèle statique EM 2013 sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 6-22 Positions des puits proposés et les profondeurs de pénétration du TAGI

Les puits	X(m)	Y(m)	La profondeur de pénétration du TAGI TVDss (m)
QB-FU	417412	3390078	-2933
QB-FW	417757	3391507	-2949
QB-FY	418294	3392925	-2968

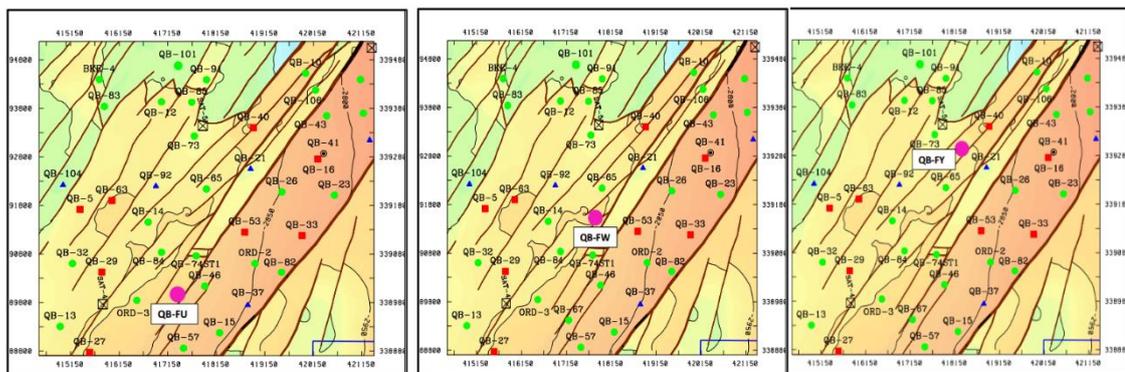


Figure 6.40 Positions des trois puits proposés dans la région QB-65/ORD3

6.3.3.7 Analyse Géophysique

Le puits QB-FU est situé à l'est de la région centrale d'Ourhoud. Sa position est délimitée par deux failles orientées NE-SO et séparées par un Graben de failles orientées O-E identifié par le puits QB-74. Le puits proposé est situé à 130 m de la faille est et à 190m de la faille Ouest.

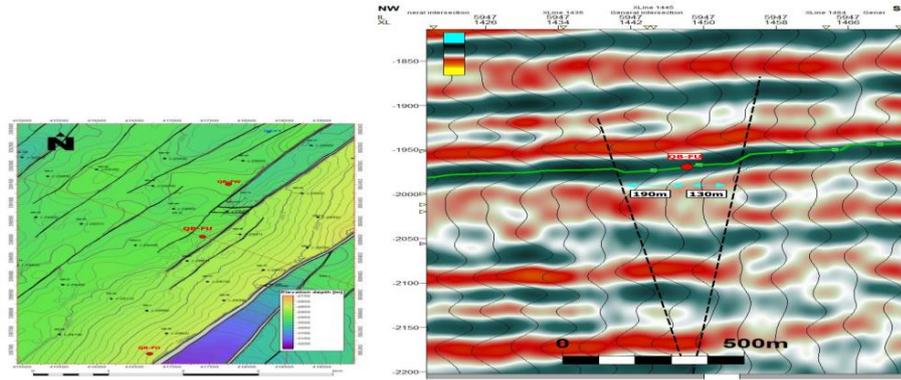


Figure 6.41 Section sismique du puits QB-FU

Le puits QB-FW est situé sur une hauteur structurelle dans la zone centrale. La faille située sur le côté oriental de l'emplacement du puits proposé sépare la zone centrale du Graben et se situe à 210m du puits QB-FW. Aucune discontinuité n'est attendue entre QB-FW et les puits de la région QB-84/QB-65. Il est possible qu'il existe une faille orientée N-S se comportant comme barrière entre le puits QB-14 et le puits proposé QB-FW.

La faille principale dans la partie occidentale de QB-FW est très bien définie en sismique et son emplacement est confident.

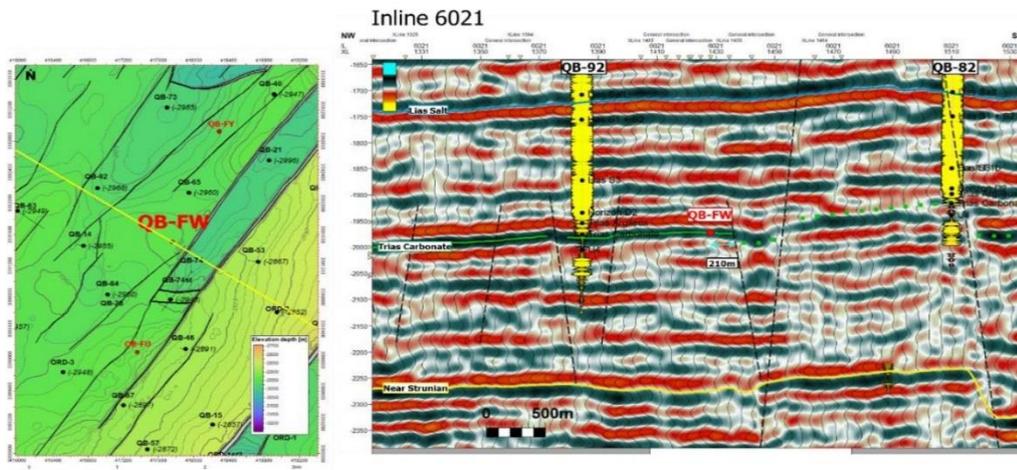


Figure 6.42 Section sismique du puits QB-FW

Le puits QB-FY se situe dans la zone centrale du champ Ourhoud. La structure est délimitée par plusieurs failles orientées NE-SO. La faille à l'est de QB-FY est l'extension de la faille qui a été interceptée par le puits QB-40 (et a provoqué la réduction de la section du TAGI). Sa distance estimée par rapport au puits proposé est suffisante (environ 115m), et la faille du côté ouest du puits QB-FY sépare le puits proposé du puits QB-73.

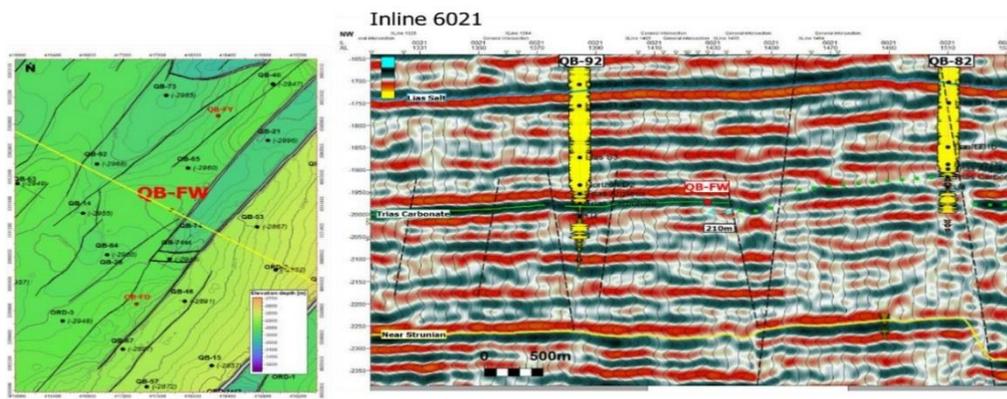


Figure 6.43 Section sismique du puits QB-FY

6.3.3.8 Incrément de production

Pour étudier l'incrément de production que fourniraient les puits QB-FU, QB-FW et QB-FY dans les trois niveaux champ, AOI et puits, chacun de ces puits a été ajouté individuellement au scénario de base P_13r12.

La zone ciblée par le puits QB-FW se situe principalement au sud du puits QB-65 et au nord-est de QB-84. Cette zone est mal balayée car le puits QB-65 a reçu la majeure partie de son soutien de pression de l'ouest et QB-84 du sud et de l'ouest. De plus, la distance par rapport aux injecteurs est grande, le puits QB-65 se trouvant à près de 3000 m de QB-29. Par conséquent, il est nécessaire de forer un producteur QB-FW sur place pour améliorer la récupération. Pour voir l'effet à long terme du puits QB-FY, l'étude a été prolongée jusqu'à l'an 2047.

Selon les résultats de la simulation, les débits d'huile et les WCUT initiaux prévus sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 6-23 Débits et WCUT initiaux des puits proposés dans la région QB65/ORD3

Les puits	Débit initial (sm ³ / j)	WCUT initial (%)
QB-FU	1000	50 à 60
QB-FW	2000	5 à 15
QB-FY	500	50

Tableau 6-24 Incréments de production d'huile des puits proposés dans la région QB65/ORD3

		Incrément de production des puits (10 ³ m ³)			
		2023	2028	2033	
QB-FU	Niveau puits	462	1095	1448	-
	Niveau région	358	678	919	-
	Niveau champ	473	468	953	-
QB-FW	Niveau puits	756	1956	2342	-
	Niveau région	689	1505	1477	-
	Niveau champ	653	1157	1497	-
QB-FY	Niveau puits	219	872	1349	2060
	Niveau région	215	833	1247	1186
	Niveau champ	201	287	50	1439

- **Interprétation des résultats**

Cela va engendrer un bon incrément de production au niveau du puits, AOI et champ, bien que les puits QB-FU et QB-FW présentent de bons incréments de production qui atteignent respectivement, au niveau du champ, 0,9MMm³ et 1,5 MMm³ en 2033, les résultats incrémentiels du puits QB-FY seront significatifs à long terme du fait qu'ils s'élèvent à 2,06 MMm³ en 2047.

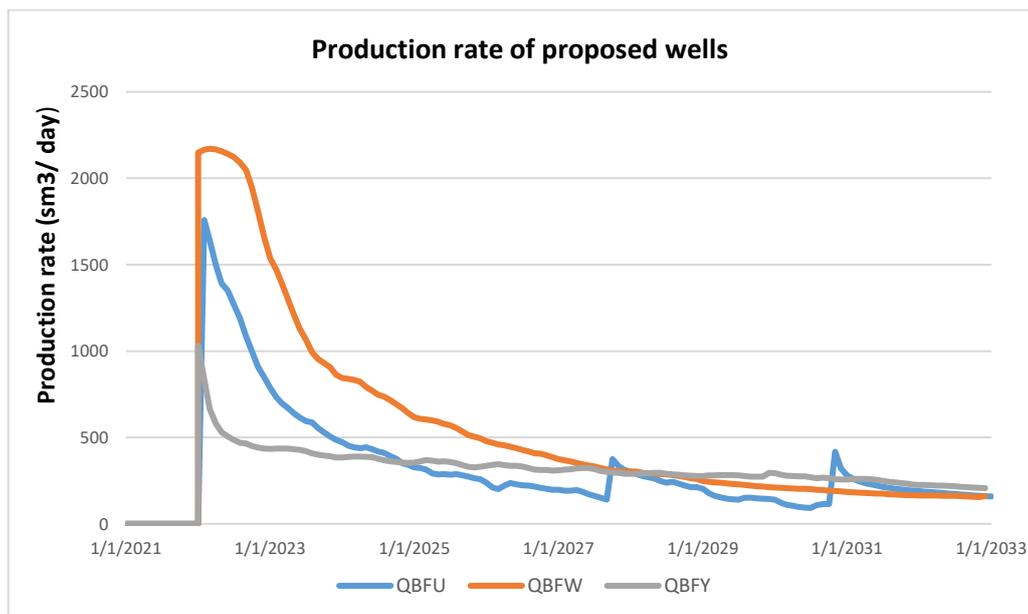


Figure 6.44 Débits de production d'huile des puits QB-FU, QB-FW et QB-FY

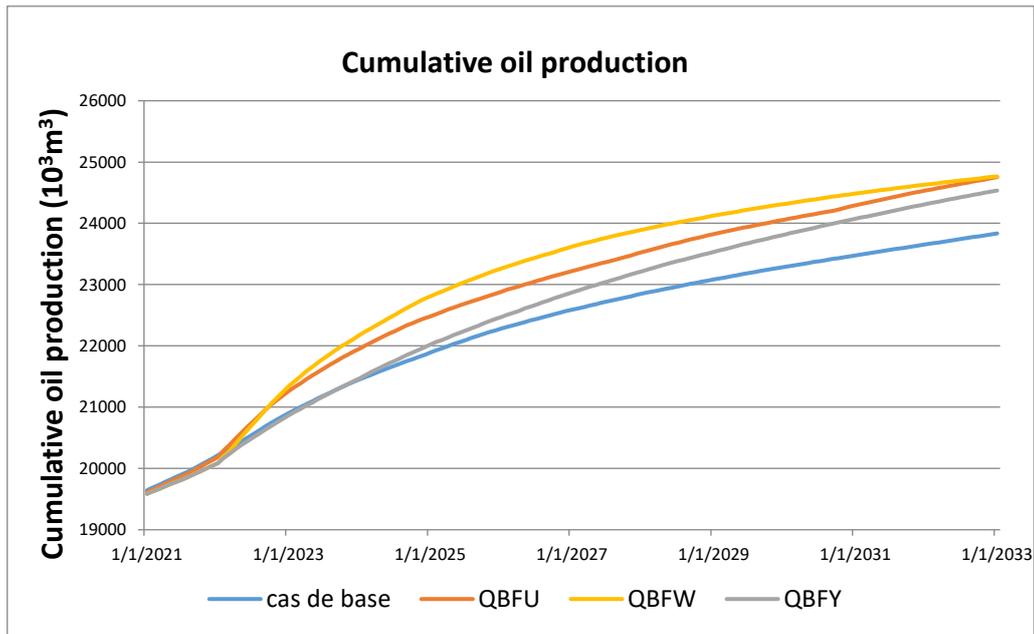


Figure 6.45 Cumuls de production d'huile des puits de la région QB-65/ORD3

- **Interprétation des résultats**

D'après la figure (6.45), on déduit que l'ajout de chacun des puits va augmenter le cumul de production d'huile par rapport au cas de base qui est de 23,8MMm³ en 2033. Les contributions des deux puits QB-FU et QB-FW à l'élévation du cumul d'huile sont les plus importantes elles arrivent à un taux de 24,7MMm³ en 2033 puis viendra, le puits QB-FY avec un taux de 24.5 MMm³.

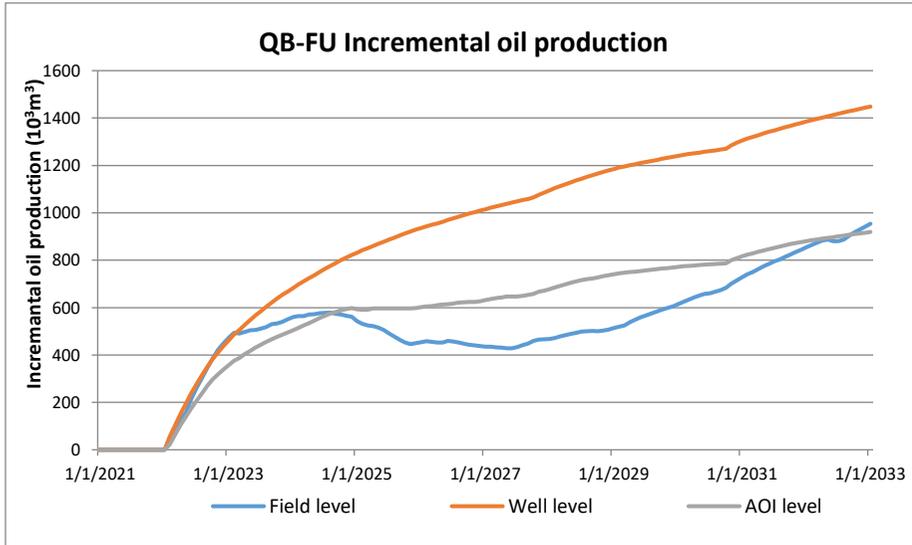


Figure 6.49 *Incrément de production d'huile du puits QB-FU*

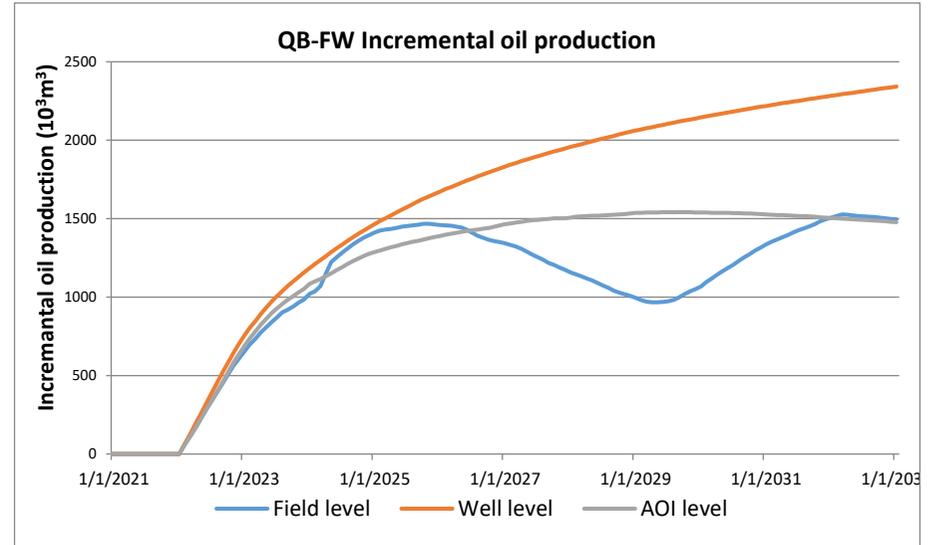


Figure 6.48 *Incrément de production d'huile du puits QB-FW*

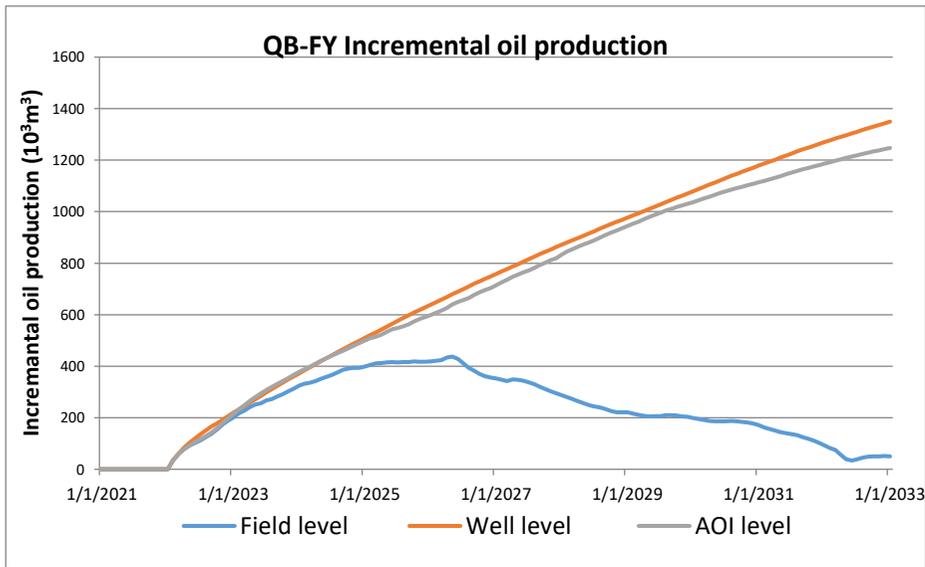


Figure 6.47 *Incrément de production d'huile du puits QB-FY jusqu'en 2033*

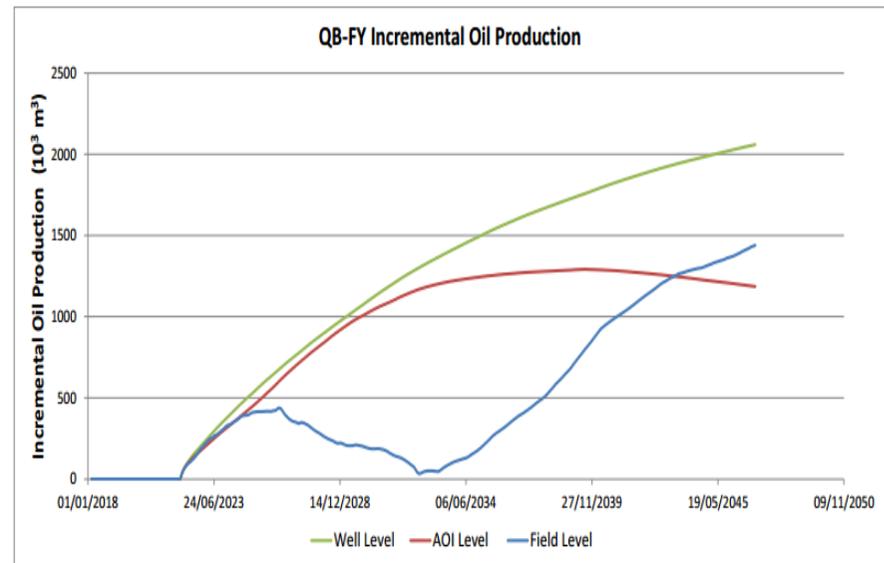


Figure 6.46 *Incrément de production d'huile du puits QB-FY jusqu'en 2047*

6.3.3.9 Etudes de sensibilités

➤ **Propriétés rocheuses**

La distribution des propriétés du modèle n'est pas parfaitement définie en raison de l'espacement entre les puits qui est d'environ 1km et de la forte variation des propriétés horizontales et verticales constatée par le modèle statique EM2013.

L'étude de sensibilités a été réalisée pour les puits QB-FU, QB-FW et QB-FY en définissant les cellules qui les entourent (3x3) avec les propriétés du meilleur et du pire producteur environnant qui sont respectivement QB-84 et QB-74 pour QB-FU, QB-14 et QB-74 respectivement pour QB-FW et QB-73 comme pire producteur pour QB-FY

Les résultats sont présentés dans les figures et le tableau suivants :

Tableau 6-25 Incréments de production des sensibilités sur les puits de la région QB-65/ORD3

		Incrément de production des puits (10 ³ m ³)		
		2023	2028	2033
QB-FS	Base case	358	678	919
	Best case	338	578	780
	Worst case	234	474	670
QB-FT	Base case	689	1505	1477
	Best case	946	1632	1599
	Worst case	424	1116	1313
QB-FQ	Base case	215	908	1247
	Worst case	300	890	1108

• **Interprétation des résultats**

Le puits QB-FU : Nous pouvons voir que les propriétés des deux puits producteurs QB-84 et QB-74 sont plus pauvres comparant à celles que le modèle prédit pour QB-FU. Cependant, l'incrément de production obtenu dans les deux sensibilités est toujours significatif, autour de 0,7 MMm3 (4,3 MMbbls) en 2033 ce qui montre la performance et la rentabilité du puits proposé QB-FU.

Le puits QB-FW : On peut voir que l'utilisation des propriétés du puits QB-14 conduit à un incrément de production beaucoup plus élevé que la base QB-FW, et l'utilisation des propriétés de QB-74 donne un incrément de production plus faible au cours des premières années comparant à la base QB-FW. Les incréments de production sont d'environ 1.4 MMm3 en 2033.

Le puits QB-FY : On peut voir que les résultats ont à peine varié, probablement parce que les propriétés des puits QB-73 et QB-FY étaient assez similaires.

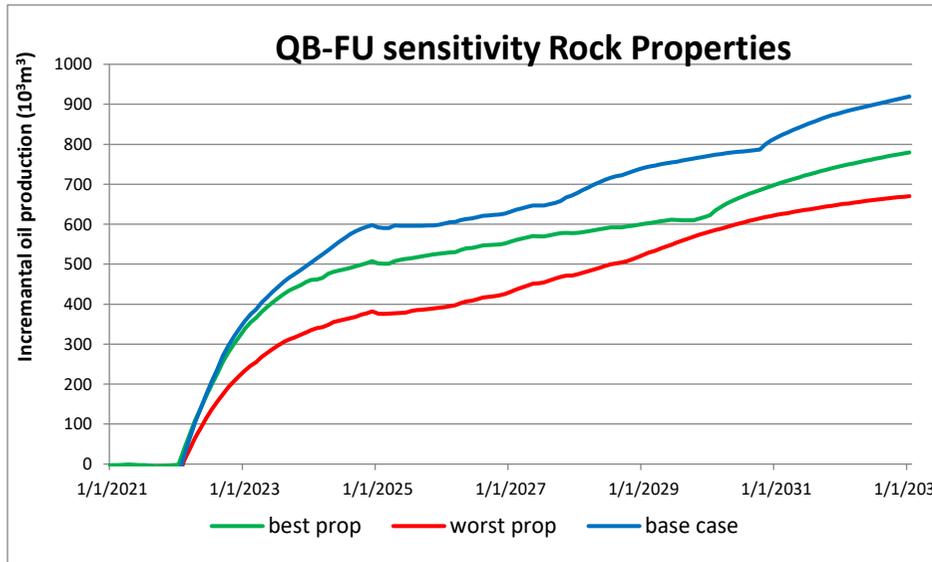


Figure 6.50 Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FU

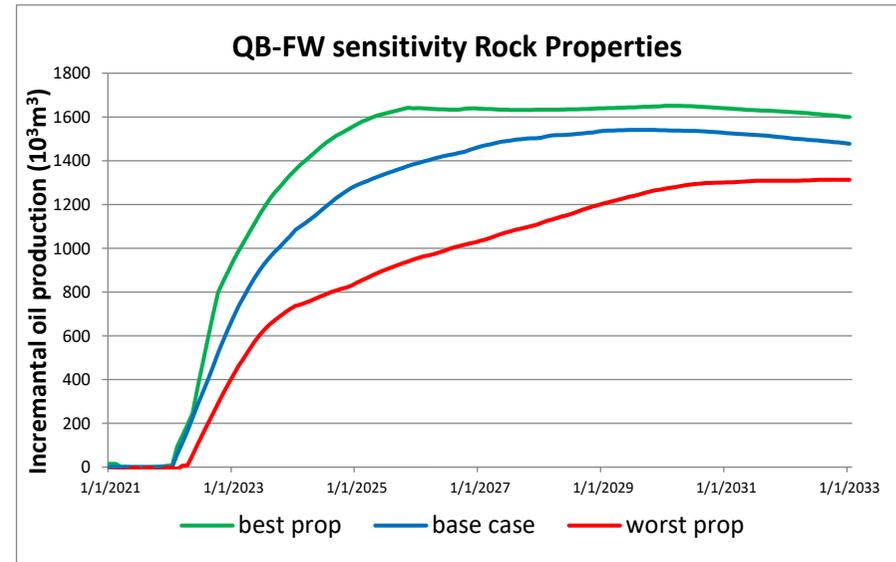


Figure 6.51 Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FW

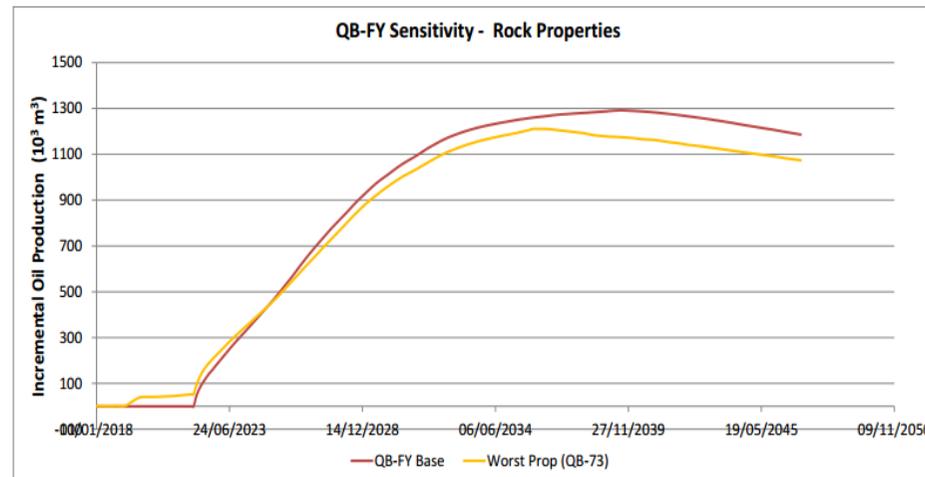


Figure 6.52 Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FY

6.3.3.10 Combinaisons des puits proposés

Les trois puits candidats de la région ont été combinés pour vérifier leur impact pour avoir la meilleure combinaison possible. La figure (6.53) et le tableau (6.26) montrent qu'au niveau de la zone d'intérêt, le gain le plus important est obtenu dans le cas où les trois puits seront forés et l'incrément de production d'huile d'ici 2033 est d'environ 3.5 MM m³ (21.4 MMbbl) au niveau de la région.

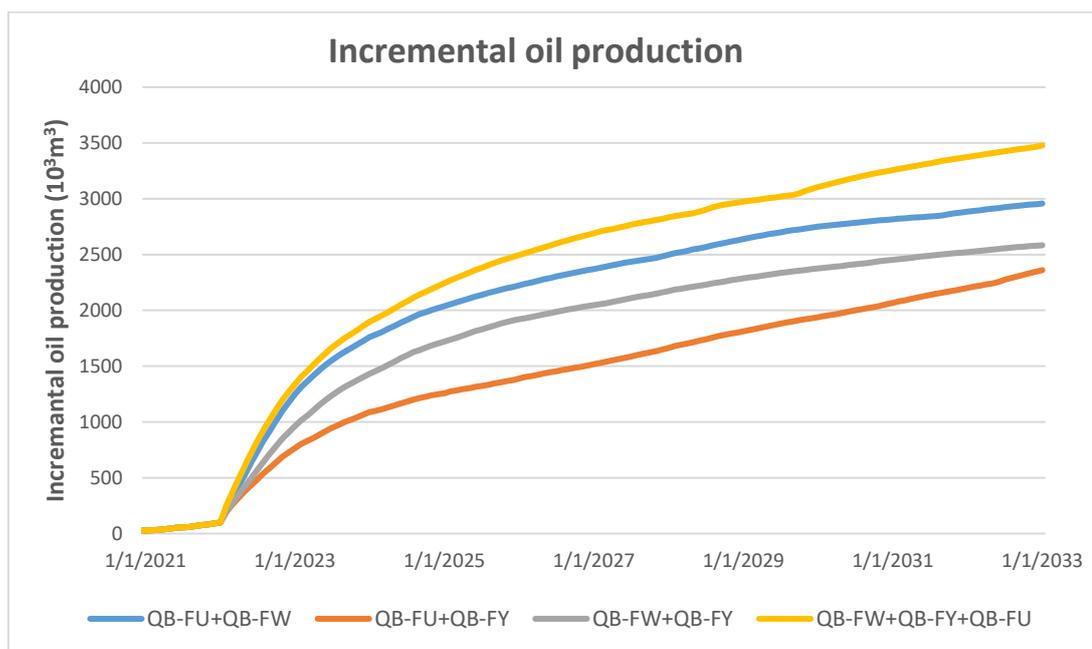


Figure 6.53 Incréments de production d'huile pour les différents scénarios de la région QB-65/ORD3

Tableau 6-26 Incréments de production d'huile pour les différents scénarios de la région QB-65/ORD3

	Incrément de production d'huile (10 ³ m ³)		
	2023	2028	2033
QB-FU+QB-FW	1248	2498	2957
QB-FU+QB-FY	765	1664	2360
QB-FW+QB-FY	963	2173	2583
QB-FW+QB-FY+QB-FU	1339	2833	3477

Les trois puits proposés ont été testés pour vérifier leur contribution à la diminution du WCUT moyen du champ.

Il a été également constaté que les trois puits commencent à produire à un niveau inférieur à la moyenne du champ ainsi que le WCUT moyen des trois puits est légèrement inférieur au WCUT moyen du champ.

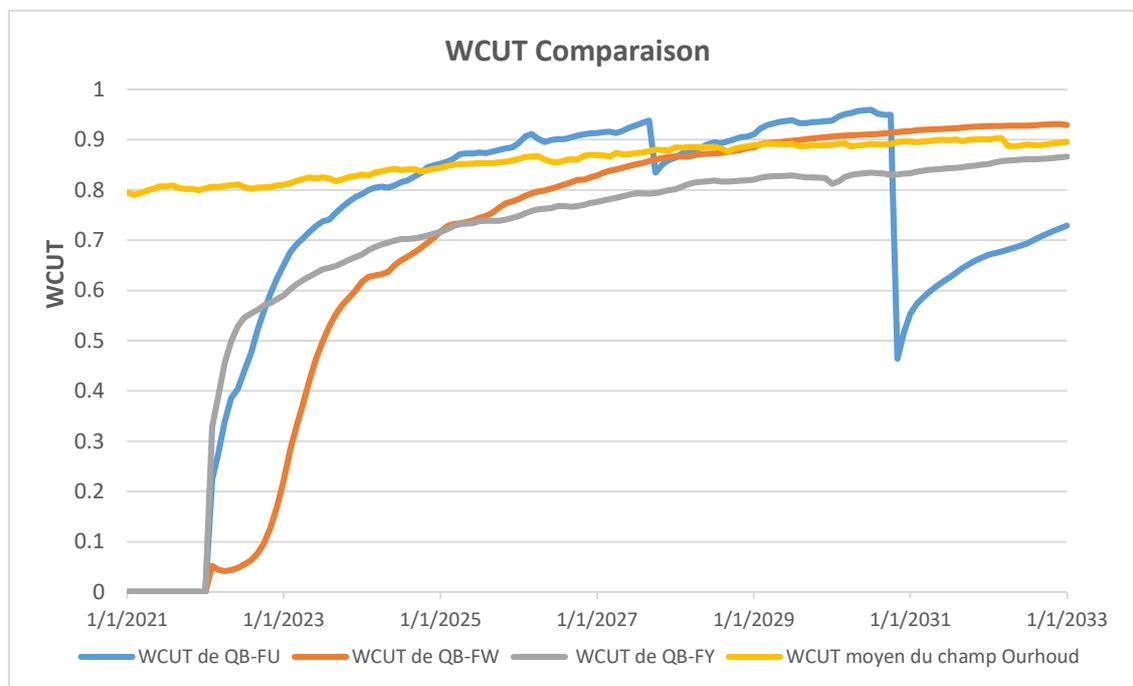


Figure 6.54 Evolution des WCUT des puits de la région QB-65/ORD3

6.3.3.11 Les facteurs de récupération après l’ajout des puits

Pour étudier l’impact de l’implantation des puits QB-FU, QB-FW et QB-FY sur la région QB-65/ORD3 ainsi que la région adjacente à la faille, les taux de récupération avant et après l’ajout des puits ont été calculés pour ces deux zones. Les résultats sont présentés dans les tableaux suivants :

- **La région QB65/ORD3**

Tableau 6-27 Les taux de récupération avant et après l’ajout des puits dans la région QB-65/ORD3

L’année	La région QB65/ORD3				La région QB65/ORD3 après l’ajout des puits			
	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	21.9	14.3	11.3	9.8	21.9	14.3	9.8	7.5
Taux de récupération (%)	0	35%	48%	55%	0%	35%	55	66

- La région adjacente à la faille

Tableau 6-28 Les taux de récupération avant et après l'ajout des puits dans la région adjacente à la faille

L'année	La région adjacente à la faille				La région adjacente à la faille après l'ajout des puits			
	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	8.6	7.2	6.3	5.6	8.6	7.2	4.4	2.9
Taux de récupération	0%	16%	27%	35%	0%	16%	49%	66%

- Interprétation des résultats

L'ajout des puits QB-FU, QB-FY et QB-FW a induit à une augmentation du taux de récupération au niveau de la région QB65/ORD3 où il croit de 55 à 66%. On remarque aussi que même dans la région adjacente à la faille, ce taux augmente considérablement de 35 à 66% d'où on constate que cette zone a été efficacement balayée.

■ Quatrième région sud-est d'Ourhoud

6.3.4.1 Aperçu sur la région

Dans cette région, les puits déjà existants ont une bonne communication entre eux. Une seule faille majeure de direction NE-SO sépare la zone est de la zone ouest du champ avec certaines barrières ajoutant une complexité à la région d'où résulte des zones non balayées. Près de la faille principale, dans la partie supérieure de la structure, certaines réserves potentielles n'ont pas été produites selon le modèle de simulation.

La zone a été soutenue par 4 injecteurs d'eau QB-20, QB-38, QB-47 et QB-51. QB-38, QB-47 et QB-51 ont été convertis en injecteurs WAG en 2018. Cet événement a rendu cette région encore plus attrayante, car les trois puits candidats pourraient potentiellement bénéficier de l'effet WAG

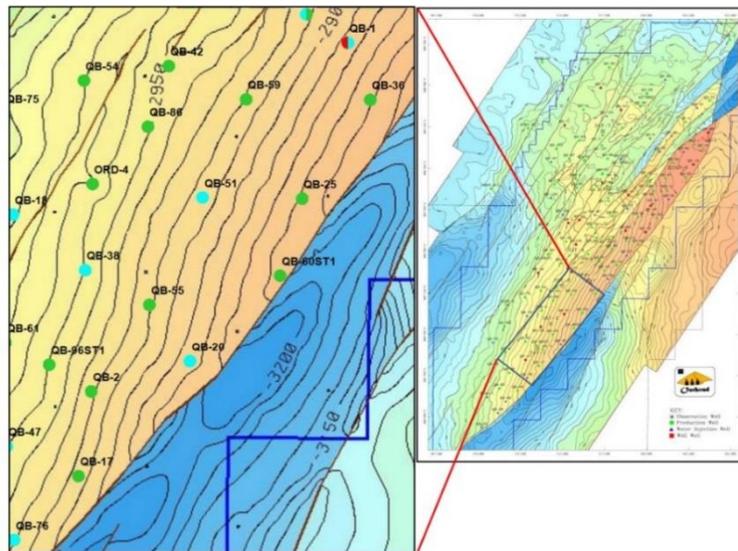


Figure 6.55 Situation de la quatrième région (région sud-est d'Ourhoud)

6.3.4.2 Situation géologique

Cette région peut être considérée comme le prolongement sud de l'A-Terrace. Le WOC pour cette zone est de -3054m TVDss et l'unité TAGI inférieure est de - 3049 m TVDss.

Les épaisseurs moyennes prédites des unités TAGI supérieure U et moyenne M dans cette région sont respectivement, 32-37m et 21-23m avec une production venant du TAGI U3, U2, U1, M1 et L1 qui possèdent de bonnes propriétés rocheuses. U1 et M1 sont séparés par endroits par le TAGI M2 qui est une mince couche argileuse dont l'épaisseur est de 0 à 3m. Le TAGI inférieur consiste en des sables de qualités variables dans les L3 et

L2, les intervalles L1CD et L1AB contiennent des zones de sables friables de haute perméabilité.

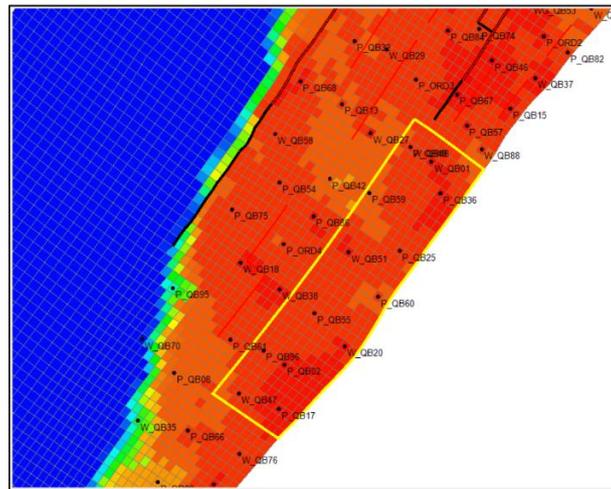


Figure 6.56 Emplacement de la région sud-est d’Ourhoud

Tableau 6-29 Propriétés moyennes des roches de la région sud-est d’Ourhoud

La région sud-est			
Couche	Perméabilité (mD)	Porosité ()	NTG ()
U3	220	11	35
U1	459	14	65
M1	524	15	82
L3	396	13	24
L1	505	12	70

6.3.4.3 Réserves non récupérées

Malgré la bonne communication entre puits de la région et le bon balayage, il reste encore des réserves importantes d’huile non récupérées près de la faille principale.

Cette zone est également intéressante en raison de l’effet WAG consécutif à l’extension du projet WAG au sud. Trois injecteurs WAG, QB-47, QB-38 et QB-51 ont été convertis en fin 2018. Il est également intéressant de noter que deux des trois puits proposés dans cette zone incluent le TAGI inférieur dans leurs cibles, où la modélisation récente prédit qu’il existe encore d’importantes réserves contournées

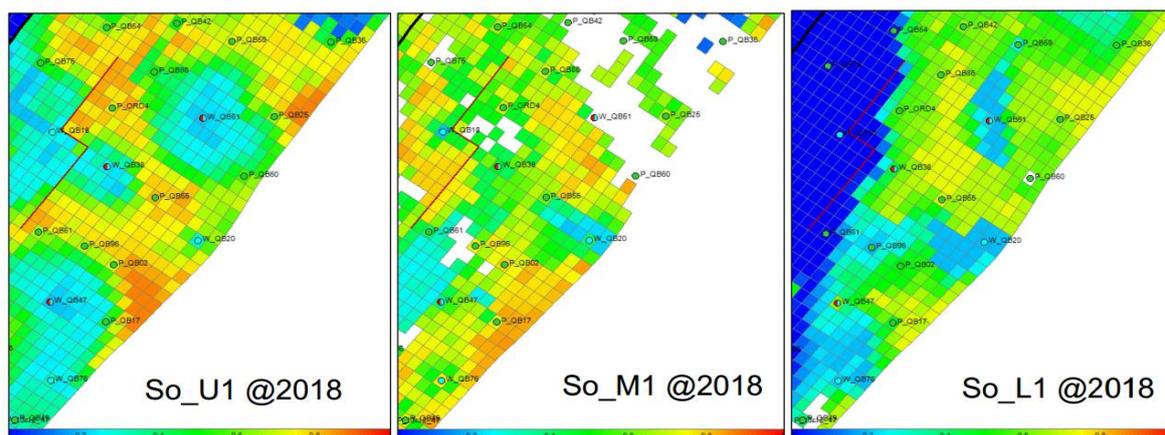


Figure 6.57 Carte de distribution de la saturation en huile dans la région sud-est d'Ourhoud

Le tableau (6.30) présente les ROIP et les facteurs de récupération pour cette région. On peut voir que les facteurs de récupération sont déjà assez élevés. Cependant, pour cette région présentant les meilleures propriétés du champ Ourhoud, les facteurs de récupération peuvent être encore augmentés en forant les puits proposés. Compte tenu des énormes volumes de pétrole en place, ces puits peuvent avoir des incréments d'huile importants.

Tableau 6-30 ROIP et le taux de récupération de la région sud-est d'Ourhoud

L'année	La région sud-est			
	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	51.2	31.2	27.6	24.3
Taux de récupération	0%	39%	46%	52%

6.3.4.4 Densité et espacement des puits

La densité des puits de la région sud-est d'Ourhoud est supérieure à la densité moyenne du champ. Cependant, cette région est caractérisée par de bonnes propriétés de roches et d'importantes réserves d'huile, ce qui la rend fiable à l'ajout de puits.

Tableau 6-31 Densités des puits dans les différentes zones du champ Ourhoud

	Puits/km ²	Puits/MMm ³ d'huile
La région sud-est	1.11	0.21
A Terrace	1.42	0.23
Champ Ourhoud	0.78	0.26

6.3.4.5 Les infill wells de la région QB11 / QB31

Trois puits producteurs ont été proposés pour améliorer la production des réserves dans cette région : QB-FL, QB-FV et QB-FO, Ils sont traités séparément car chacun draine une zone différente.

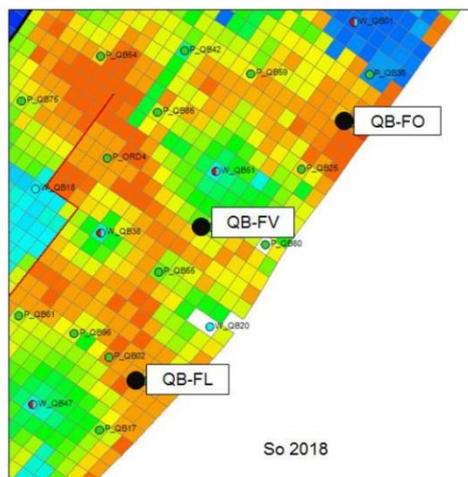


Figure 6.58 Emplacements des trois infill wells de la région sud-est d'Ourhoud

La section transversale suivante correspond aux emplacements des puits QB-FL, QB-FV et QB-FO. QB-FL et QB-FO sont situés à proximité de la faille principale et QB-FV est situé au sud de l'injecteur WAG QB-51.

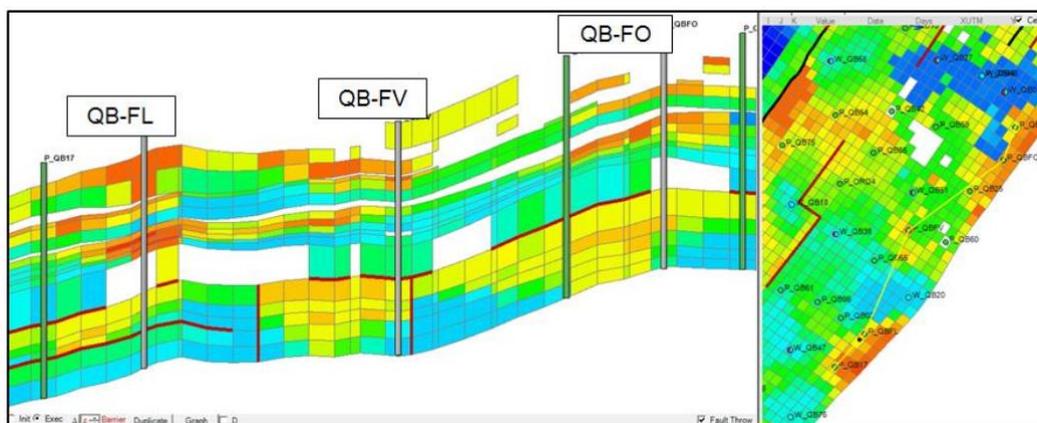


Figure 6.59 Section transversale des trois infill wells de la région sud-est d'Ourhoud

6.3.4.6 Les emplacements des puits

Le puits proposé QB-FL est situé à 525m sud-est de QB-02 et à 800m nord-est de QB-17. Le puits QB-FV est situé à 700m au sud de QB-51 et à 800m au nord-est de QB-55 et à 700 m nord-ouest de QB-60 et le puits QB-FO se situe à 240m de la faille principale.

Leurs positions approximatives et les profondeurs de pénétration de la formation TAGI selon l'interprétation structurale du modèle statique EM 2013 sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 6-32 Positions des puits proposés et les profondeurs de pénétration du TAGI

Les puits	X(m)	Y(m)	La profondeur de pénétration du TAGI TVDss (m)
QB-FL	414196	3383739	-2909
QB-FV	414994	3385620	-2905
QB-FO	416703	3386893	-2860

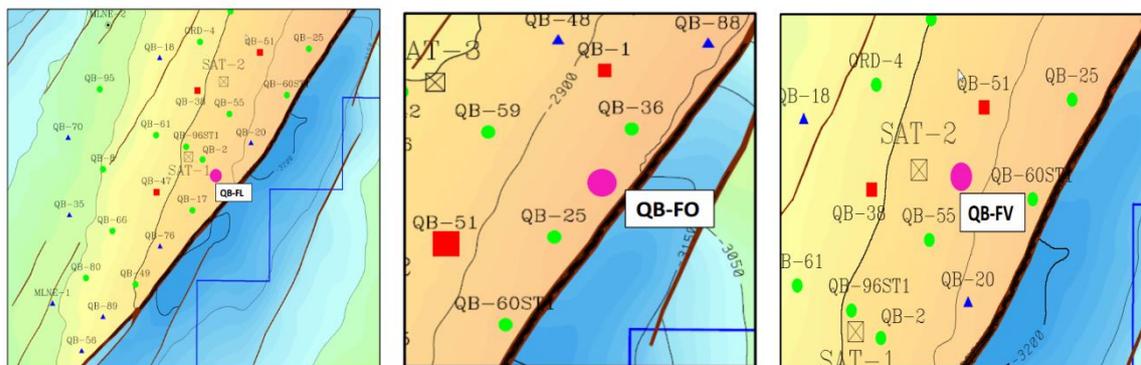


Figure 6.60 Positions des trois puits proposés dans la région sud-est d'Ourhoud

6.3.4.7 Analyse géophysique

Le puits proposé QB-FL se situe dans la partie sud-est du champ, près de la faille orientale principale d'Ourhoud et entourée des puits QB-17, QB-96, QB-02 et QB-20.

Le puits est situé à 365m de la faille limite interprétée en sismique et 280m de la faille calculée avec la carte des anomalies d'épaisseur et une possibilité de présence d'une faille entre les puits QB-17 et QB-20.

La section sismique montre une faille possible entre les puits QB-02 et QB-20 mais ne détecte qu'une différence de profondeur de 4m entre ces deux puits, ce qui n'est pas suffisant pour être considérée comme une faille. Si cette faille existe, le risque est mineur car le plan de faille serait plongé vers l'ouest.

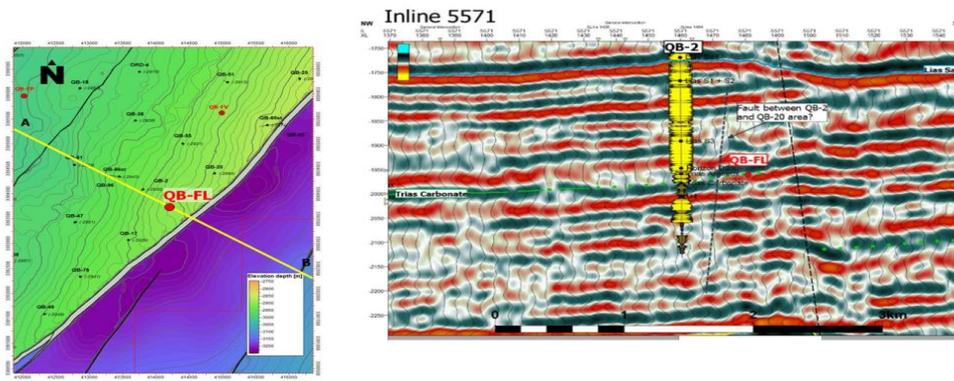


Figure 6.61 Section sismique du puits QB-FL

le puits QB-FV est situé dans la zone sud. Il est entouré de deux failles secondaires mais ne semble pas être déconnecté des puits voisins QB-51, QB-55 et QB-20.

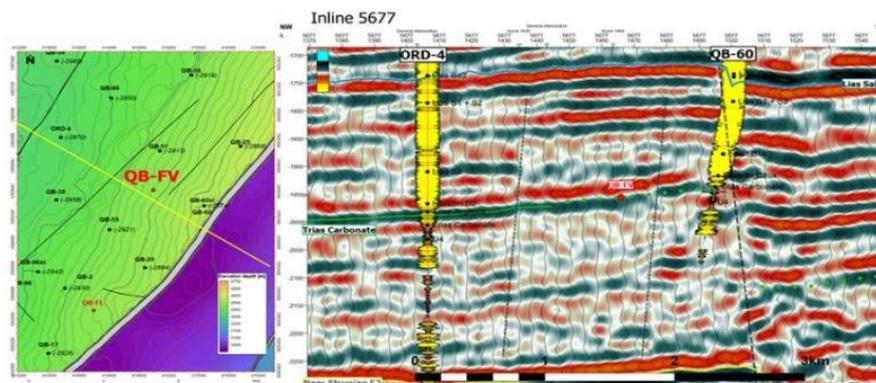


Figure 6.62 Section sismique du puits QB-FV

Le puits QB-FO est situé dans la partie sud près de la faille principale d'Ourhoud, dans le même compartiment structural que les puits QB-36 et QB-25. Selon l'interprétation sismique, sa distance par rapport à la faille majeure orientale est de 190m et de 245m en utilisant la distance calculée avec la carte des anomalies d'épaisseur.

Une faille secondaire a été identifiée du côté ouest du puits. Cependant le risque est mineur car elle devrait basculer vers l'Ouest. La distance du puits proposé par rapport à celle-ci est estimée à 190m.

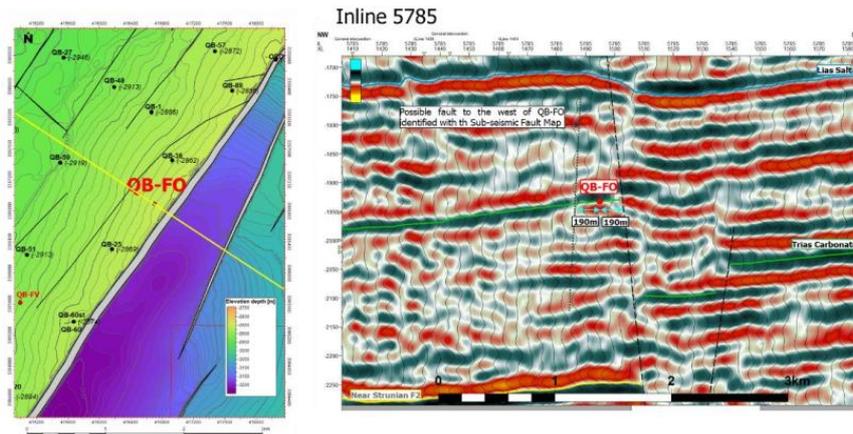


Figure 6.63 Section sismique du puits QB-FO

6.3.4.8 Increment de production

Pour étudier l’incrément de production que fourniraient les puits QB-FL, QB-FV et QB-FO dans les trois niveaux champ, AOI et puits, chacun de ces puits a été ajouté individuellement au scénario de base P_13r12.

Selon les résultats de la simulation, les débits d’huile et les WCUT initiaux prévus sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 6-33 Débits et WCUT des puits proposés dans la région sud-est d’Ourhoud

Les puits	Débit initial (sm ³ / j)	WCUT initial (%)
QB-FL	1000	50
QB-FV	1200	35
QB-FO	1200-1400	45

Pour le puits QB-FL, Les TAGI supérieurs et moyens sont les formations ciblées. Selon le modèle de simulation, en 2022, la saturation d’huile à l’emplacement du puits est élevée dans les deux formations.

Le maintien de pression n’est pas une préoccupation majeure pour QB-FL. Il est directement supporté par le puits QB-47 (converti en WAG en 2018) et indirectement par d’autres injecteurs proches tels que QB-76 et QB-20 (derrière la faille sous-sismique séparant QB-20 et QB-17).

Pour QB-FV, Les TAGI supérieurs et inférieurs sont les formations ciblées. M1 peut potentiellement être incluse puisque cela pourrait augmenter la production en raison de

l'effet WAG. Le modèle tel qu'il est, n'ouvre pas le M1. En 2022, la saturation en huile dans les formations ciblées est assez élevée. Cependant, le M1 est presque complètement inondé.

QB-FV est directement pris en charge par les injecteurs WAG QB-51 et QB-38 et l'injecteur d'eau QB-20.

Pour QB-FO, Les TAGI moyen et inférieur sont les formations ciblées pour QB-FO. Selon le modèle de simulation, en 2022, la saturation en huile à l'emplacement du puits est élevée dans les deux formations. La partie supérieure U1 montre une certaine saturation en huile mais toute tentative d'ouverture de la formation a eu pour résultat des récupérations plus faibles.

Le maintien de pression du puits QB-FO est assuré par les deux injecteurs WAG QB-01 et QB-51 et un injecteur d'eau au TAGI inférieur QB-48.

Les résultats de la simulation sont présentés dans les figures et les tableaux suivants :

Tableau 6-34 Incréments de production d'huile des puits proposés dans la région sud-est

		Incrément de production des puits (10 ³ m ³)		
		2023	2028	2033
QB-FL	Niveau puits	340	1094	1218
	Niveau région	309	744	722
	Niveau champ	317	448	1055
QB-FV	Niveau puits	452	1677	2280
	Niveau région	439	1339	1794
	Niveau champ	473	1292	1172
QB-FO	Niveau puits	372	1066	1546
	Niveau région	369	787	1103
	Niveau champ	430	1045	1294

- **Interprétation des résultats**

L'implantation des puits QB-FL, QB-FV et QB-FO va engendrer un bon incrément de production aux niveaux du puits, AOI et champ. Les trois puits proposés dans cette région présentent des incréments de production au niveau du champ, particulièrement élevés, qui dépassent 1MMm³.

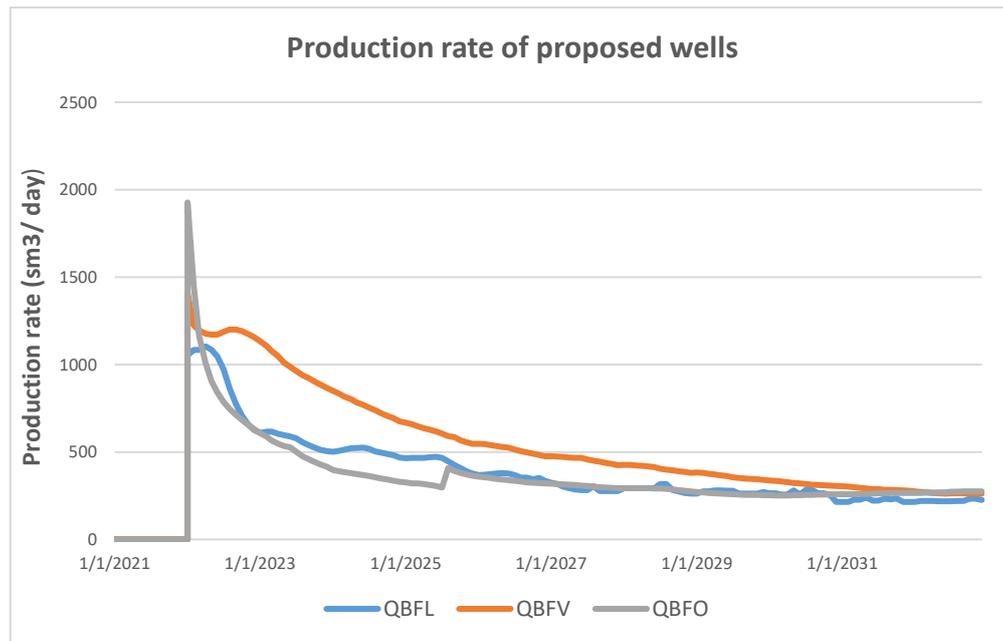


Figure 6.64 Débits de production d'huile des puits QB-FL, QB-FV et QB-FO

- **Interprétation des résultats**

D'après la figure (6.67), on déduit que l'ajout de chacun des puits va augmenter le cumul de production d'huile par rapport au cas de base qui est de 52,4MMm³ en 2033. Les contributions du puits QB-FV à l'élévation du cumul d'huile est la plus importante elle arrive à un taux de 54,2MMm³ en 2033, puis viendront les puits QB-FO et QB-FL avec des taux de 53,4 MMm³ et 53,1 MMm³ respectivement.

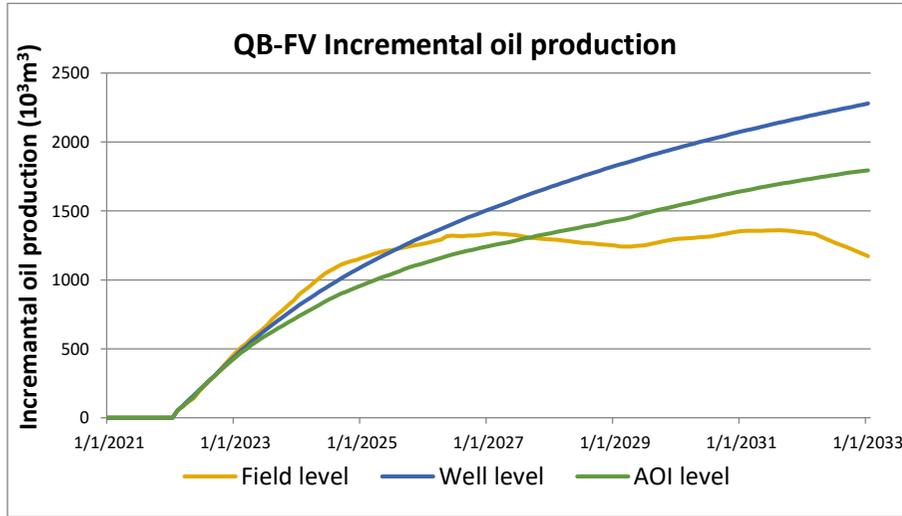


Figure 6.66 *Incrément de production d'huile du puits QB-FS*

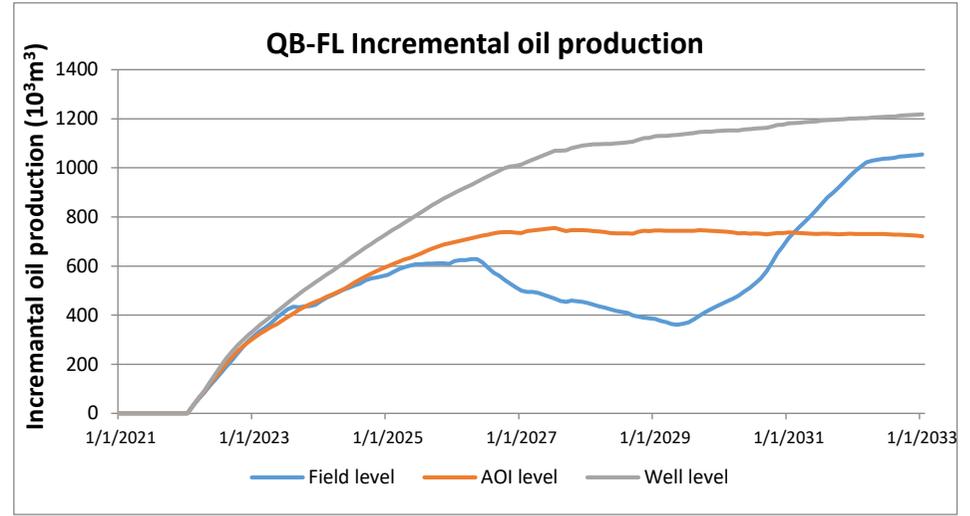


Figure 6.65 *Incrément de production d'huile du puits QB-FL*

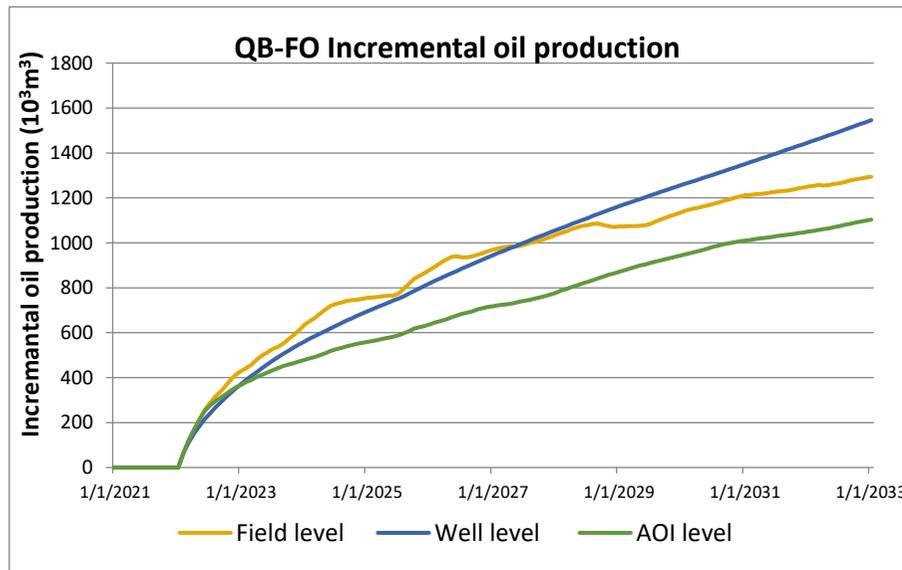


Figure 6.68 *Incrément de production d'huile du puits QB-FO*

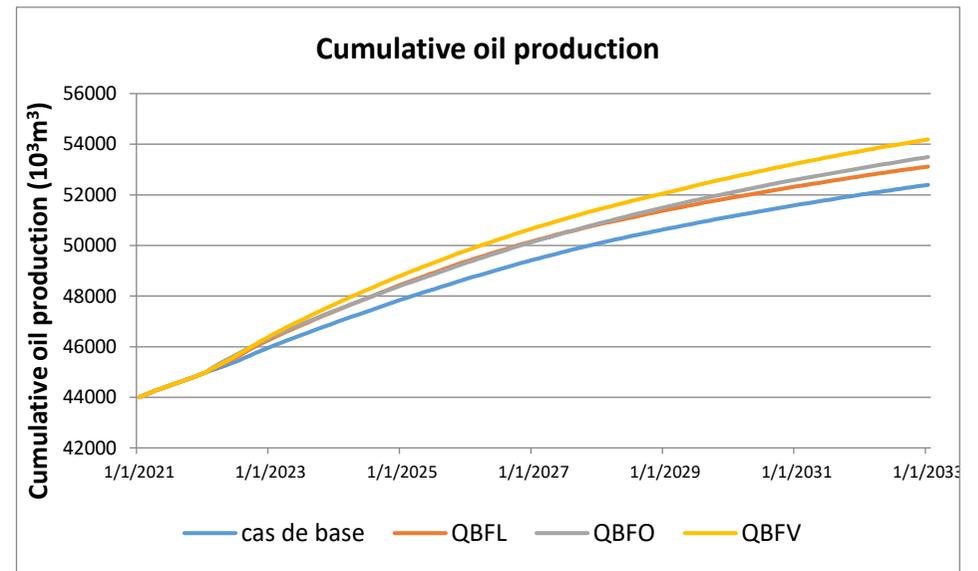


Figure 6.67 *Cumuls de production d'huile des puits de la région sud-est d'Ourhoud*

6.3.4.9 Etudes de sensibilités

- **Propriétés rocheuses**

L'étude de sensibilités sur les puits QB-FL, QB-FV et QB-FO consiste à la variabilité des propriétés pétro physiques du meilleur et du pire puits producteur environnant définissant les cellules qui les entourent (3x3) à travers toutes les formations.

Dans le cas du puits QB-FL, le meilleur producteur est le puits QB-02 et le pire est QB-17, pour le puits QB-FV, le puits QB-60 représente le meilleur producteur et QB-55 est le pire et pour QB-FO on a QB-36 et QB-25.

Les résultats sont montrés dans la figure et le tableau suivants :

Tableau 6-35 Incréments de production des sensibilités sur les puits de la région sud-est d'Ourhoud

		Incrément de production des puits (10 ³ m ³)		
		2023	2028	2033
QB-FL	Base case	309	744	722
	Best case	450	910	850
	Worst case	272	788	822
QB-FV	Base case	439	1339	1794
	Best case	88	692	906
	Worst case	167	615	899
QB-FO	Base case	369	787	1103
	Best case	291	903	1599
	Worst case	199	676	1168

- **Interprétation des résultats**

Le puits QB-FL : quoi que le résultat incrémentiel soit inférieur au pire des cas, sa valeur qui est de 0,7 MM m³ reste encore satisfaisante et l'impact est mineur.

Le puits QB-FV : les propriétés considérées ont affecté la performance du puits comparant au cas de base, cependant, dans tous les cas, l'incrément de production du puits proposé a été acceptable et donc les propriétés pétro physiques n'ont pas été considérées comme une préoccupation importante.

Le puits QB-FO : Toutes les sensibilités ont abouti à de bons résultats incrémentaux qui dépassent 1,1MMm³ même dans le pire des cas, ces résultats ont été satisfaisants et ont toujours soutenu le forage à cet emplacement.

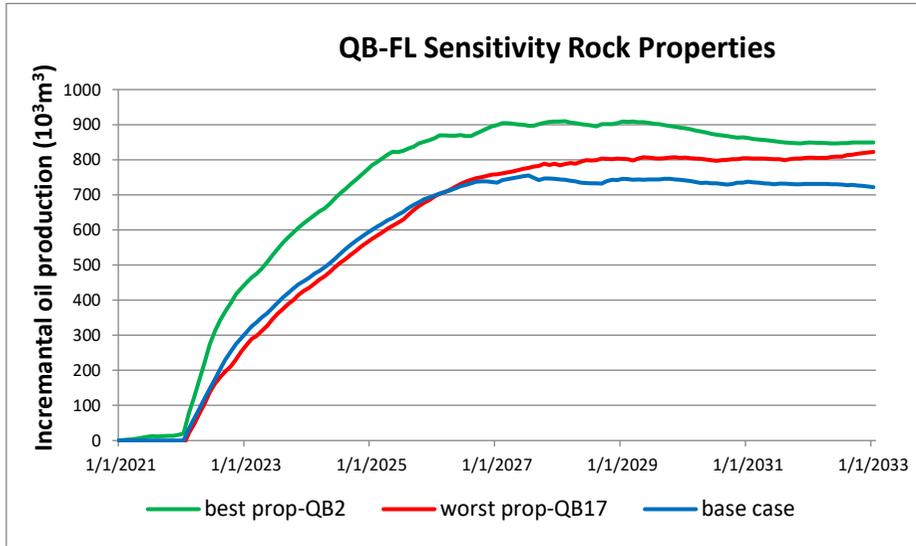


Figure 6.70 Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FL

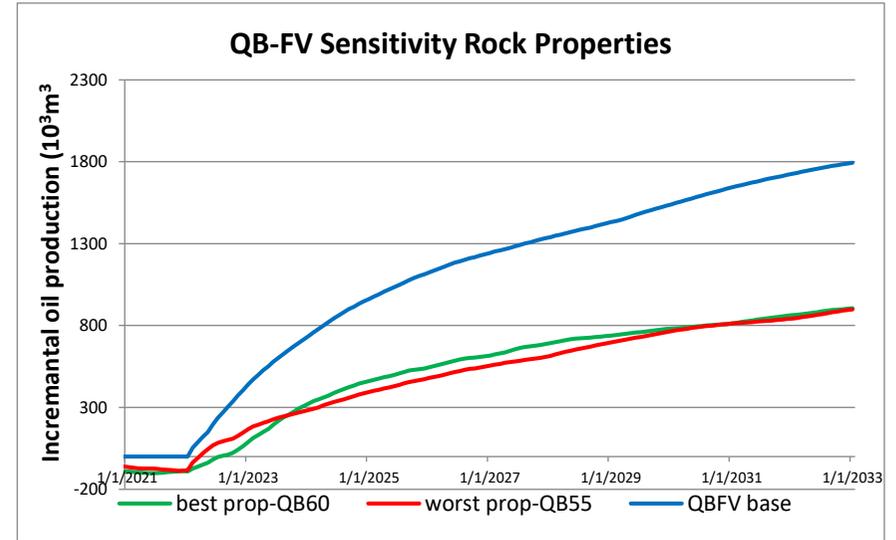


Figure 6.69 Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FV

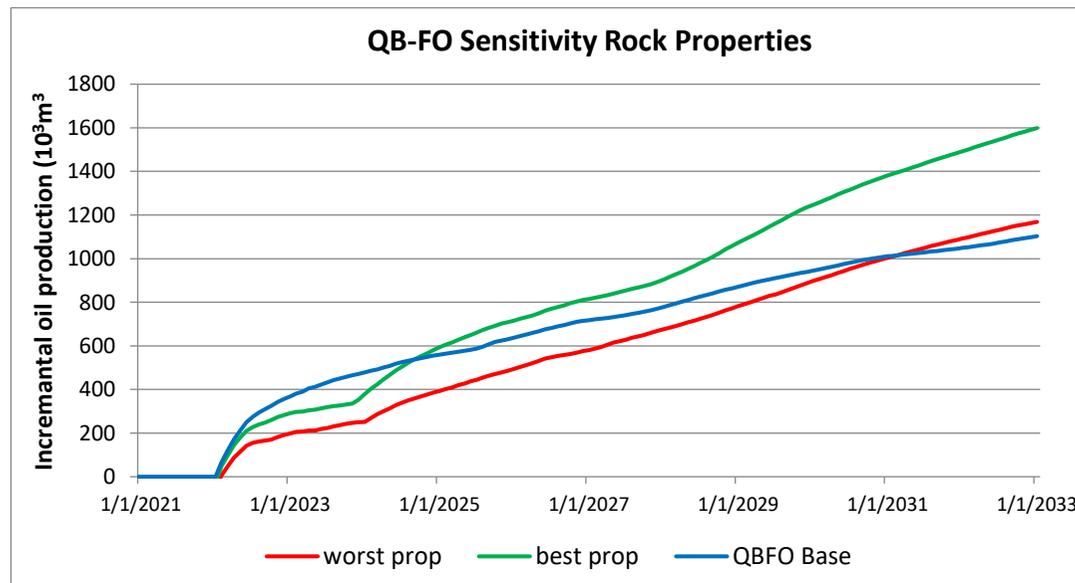


Figure 6-71 Sensibilités des propriétés des roches du puits QB-FO

6.3.4.10 Combinaisons des puits proposés

Les trois puits candidats de la région ont été combinés pour vérifier leur impact pour avoir la meilleure combinaison possible. La figure (6.72) et le tableau (6.36) montrent qu’au niveau de la zone d’intérêt, le gain le plus important est obtenu dans le cas où les trois puits sont forés.

Pour le cas mentionné dans lequel les trois puits QB-FS, QB-FT et QB-FQ seront forés, l’incrément de production d’huile d’ici 2033 est d’environ 3.4 MMm³ (21,4MMSTB) au niveau de la région.

Tableau 6-36 Incréments de production d’huile pour les différents scénarios de la région sud-est d’Ourhoud

	Incrément de production d’huile (10 ³ m ³)		
	2023	2028	2033
QB-FL+QB-FO	689	1763	2402
QB-FL+QB-FV	777	2297	2792
QB-FV+QB-FO	762	1790	2500
QB-FL+QB-FO+QB-FV	1093	2786	3402

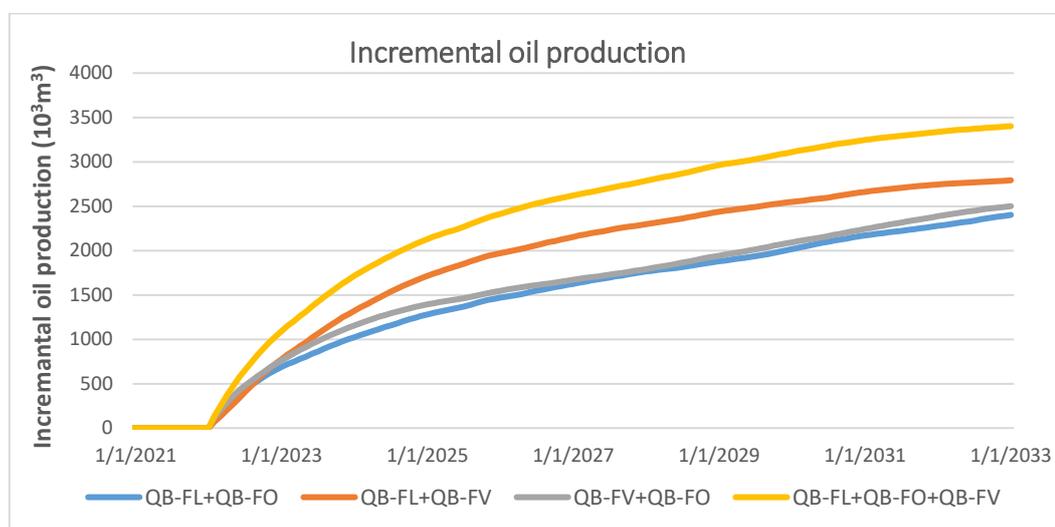


Figure 6.72 Incréments de production d’huile pour les différents scénarios de la région sud-est d’Ourhoud

Les trois puits proposés ont été testés pour vérifier leur contribution à la diminution du WCUT moyen du champ. La figure (6.73) montre que les trois puits commencent à produire avec un WCUT inférieur au WCUT moyen du champ.

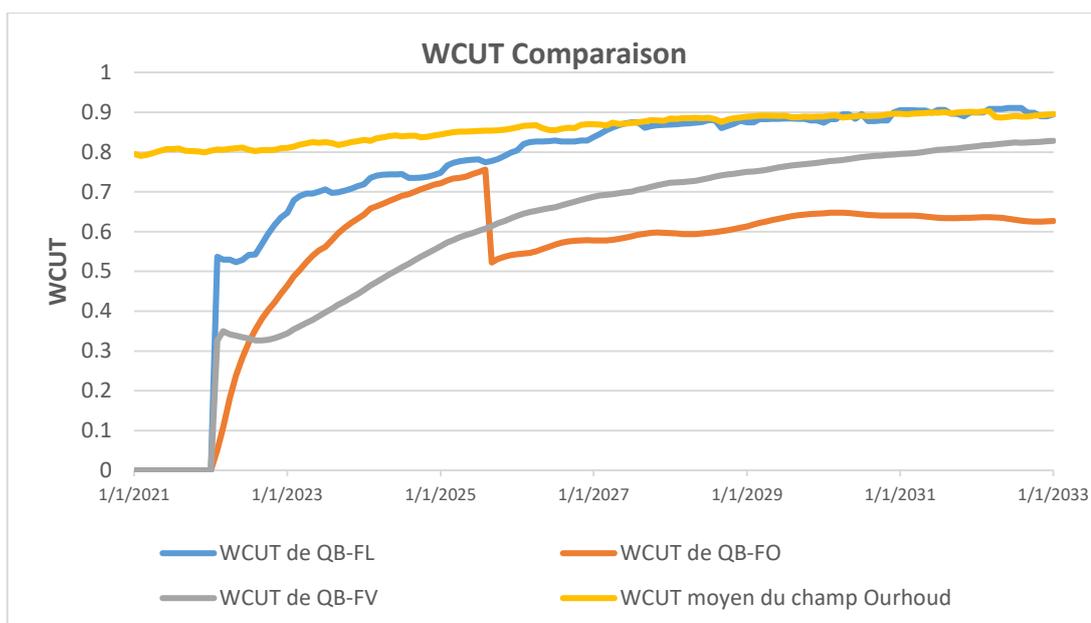


Figure 6.73 Evolution des WCUT des puits de la région sud-est d’Ourhoud

6.3.4.11 Les facteurs de récupération après l’ajout des puits

Pour étudier l’impact de l’implantation des puits QB-FL, QB-FV et QB-FO sur la région sud-est d’Ourhoud, les taux de récupération avant et après l’ajout des puits ont été calculés. Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 6-37 Les taux de récupération avant et après l’ajout des puits dans la région sud-est d’Ourhoud

L’année	La région sud-est				La région sud-est après l’ajout des puits			
	2004	2019	2025	2033	2004	2019	2025	2033
ROIP (MM m3)	51.2	31.2	27.6	20.2	51.2	31.2	25.4	21
Taux de récupération	0%	39%	46%	54%	0%	39%	50%	59%

- **Interprétation des résultats**

L’ajout des puits QB-FL, QB-FV et QB-FO a induit à une augmentation du taux de récupération au niveau de la région sud-est d’Ourhoud où il croit de 54 à 59%. D’où on constate que ces puits ont contribué au balayage de la région.

Analyse des dix puits groupés

Le forage des 10 puits contribuent à la production d'Ourhoud avec un incrément d'huile de 6.6 MMm³ (41,5MMSTB) d'ici 2033 (voir le tableau 3.2).

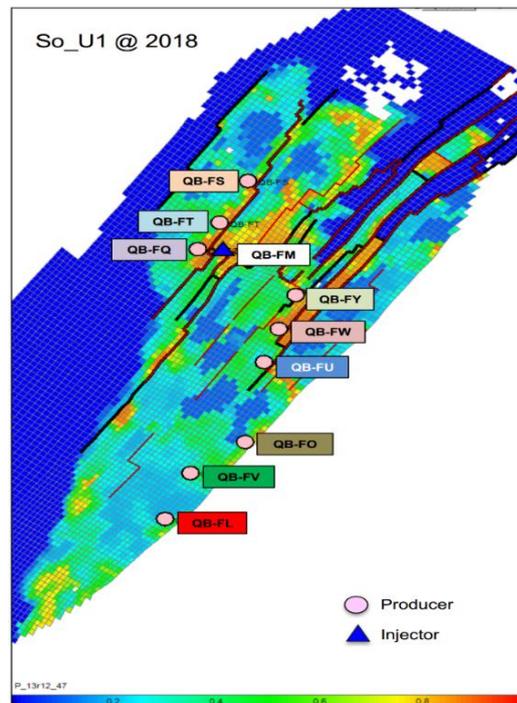


Figure 6.74 Emplacements des dix les infill wells proposés dans le champ d'Ourhoud

Tableau 6-38 Incréments de production d'huile après l'ajout des dix infill wells

	Incrément de production (10 ³ m ³)		
	2023	2028	2033
Les 10 puits	1636	5635	6582

Les figures (6.75) et (6.76) montrent l'impact de l'ajout des 10 puits sur la production totale du champ d'Ourhoud.

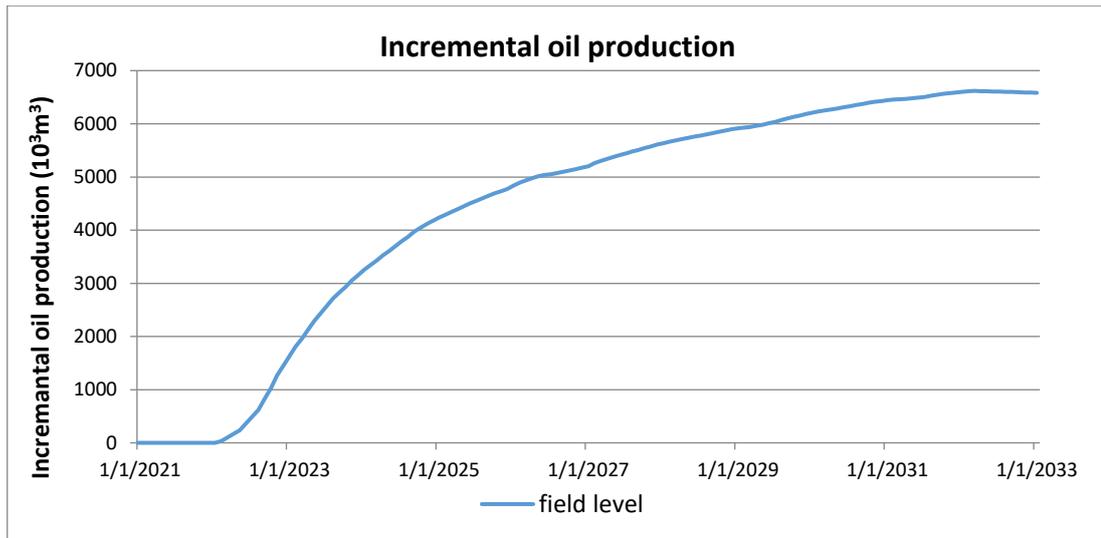


Figure 6.75 Incréments de production après l'ajout des dix infill wells

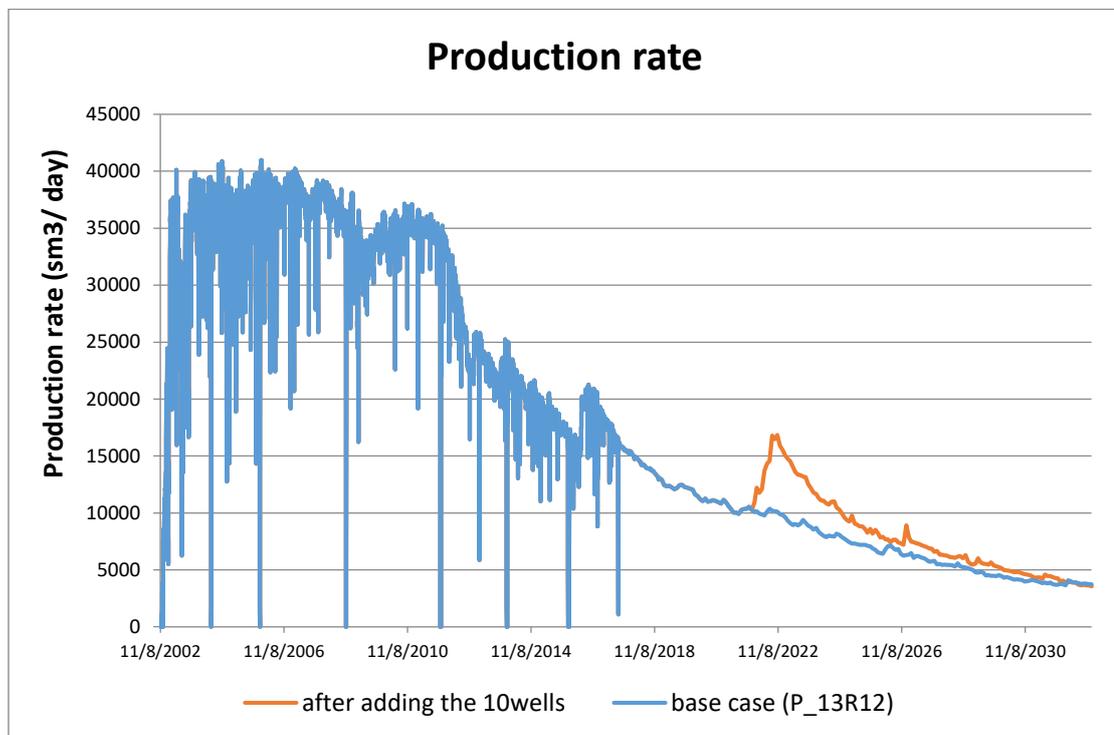


Figure 6.76 Débits de production du cas de base et après l'ajout des puits

6.3.5.1 Analyse de sensibilité temporelle et de scénarios

Les différentes propositions d'infill wells ont été testées avec différents scénarios et sensibilités pour vérifier leur robustesse. Lorsqu'on considère un scénario alternatif, cela implique une modification de certaines hypothèses de l'état du champ, comme le nombre

Chapitre 6 : Implantation des infill wells

de puits WAG, donc le modèle P_13r12 ne sera plus approprié et un scénario de base adapté doit être utilisé pour calculer l'incrément d'huile des puits proposés.

Pour les sensibilités, le retard de forage des 10 puits a été pris en compte, de sorte qu'ils commencent à produire en 2023, 2025 et 2026.

Le scénario étudié est lié au nombre de puits WAG. Le modèle P_13r12 prend en considération 18 puits WAG existants au champ Ourhoud. Par la suite, la conversion du puits QB-20, QB-37 et QB-97 en injecteurs WAG a été approuvée.

Pour voir l'effet que cet ajout aurait sur le rendement du champ à long terme, la date de fin de la simulation a été prolongée jusqu'en 2047 pour le cas initial et ce scénario.

Tableau 6-39 Sensibilités sur le retard du forage et l'ajout des puits WAG

		Incrément de production (10 ³ m ³) -niveau champ				
		2023	2026	2028	2033	2047
Base	Les 10 puits	1636	4840	5635	6582	-
Sensibilités	1 année de retard	0	4279	5396	6286	-
	3 ans de retard	0	1414	3670	5546	-
	4 ans de retard	0	0	2669	5138	-
Scénario	21 puits WAG	1550	5014	6121	6914	8763

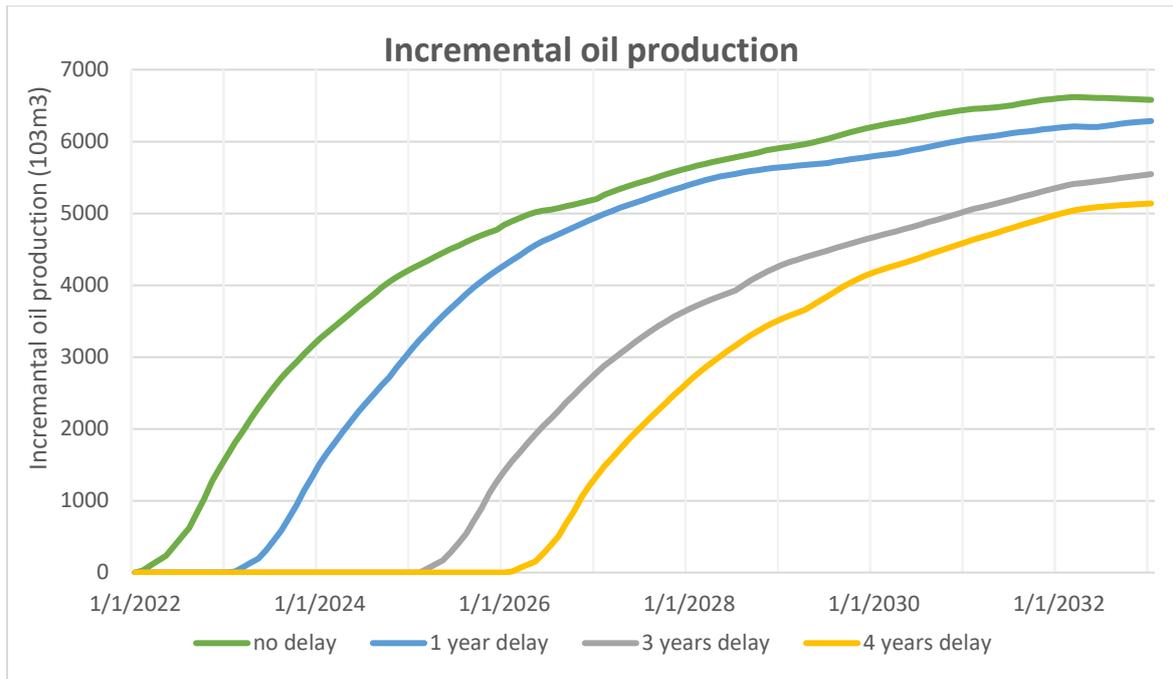


Figure 6.77 Incréments de production d'huile des scénarios de sensibilités sur le retard du forage

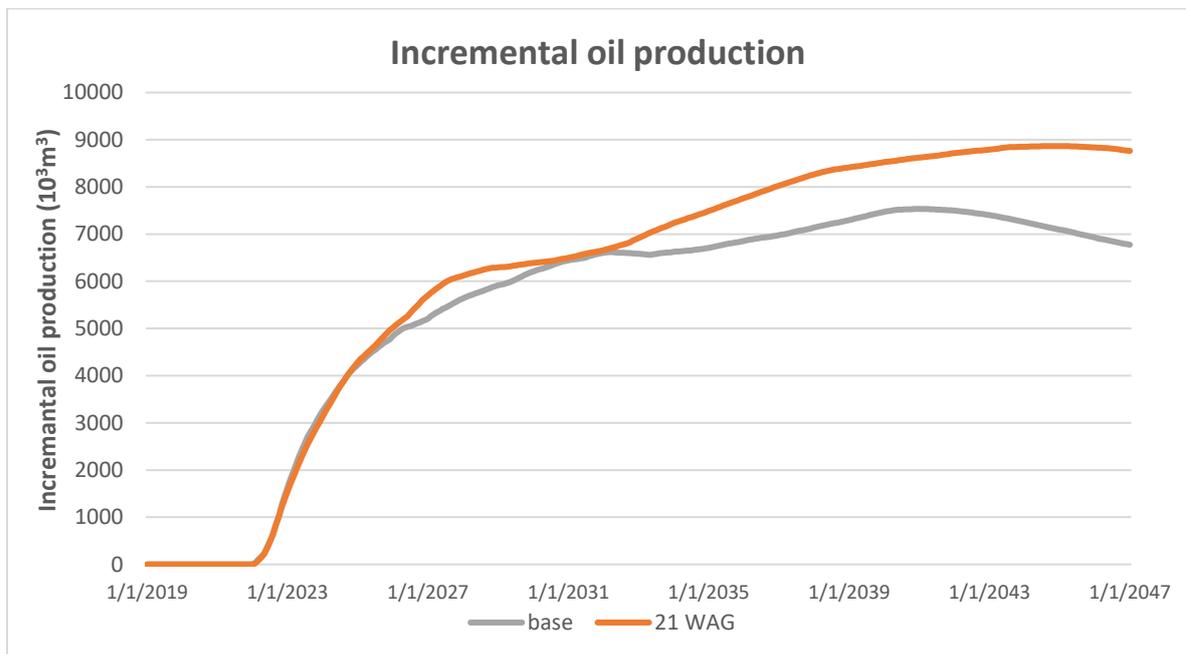


Figure 6.78 Incréments de production d'huile du scénario de sensibilité de 21puits WAG

Interprétation des résultats

- **Sensibilité sur le retard du forage**

On constate que les retards auraient un impact significatif sur l'incrément d'huile récupéré à court terme. Si l'on considère les dates ultérieures, l'écart entre les deux cas est moins important en comparant aux premières années donc le retard de forage devient moins important avec une réduction de plus de 1.4 MM Sm³ pour un retard de 4 ans en 2033.

- **Sensibilité des 21 puits WAG**

Le tableau (6-39) montre que le l'ajout de ces 3 puits WAG a augmenté considérablement l'incrément de production attendu des infill wells. On remarque que son bénéfice sera atteint à long terme c.à.d. en 2047.



Chapitre 7

Etude économique

Introduction

Afin de justifier l'applicabilité de l'un des scénarios précédents, susciter son intérêt et sélectionner celui qui maximisera le profit, il est indispensable de parfaire l'étude technique par une évaluation économique. La détermination de la rentabilité d'un projet d'investissement requiert le calcul de la valeur actuelle nette. Cet indicateur économique représente la somme des cash-flows engendrés par cette opération, chacun étant actualisé de façon à réduire son importance dans cette somme au fur et à mesure de son éloignement dans le temps.

7.1 Procédure de l'évaluation économique des scénarios

Pour pouvoir évaluer la rentabilité des scénarios sur un long terme et la comparaison entre leurs effets économiques, un paramètre très sensible doit être calculé : C'est la Valeur Actuelle notée VAN ou bien en Anglais NPV (Net Present Value).

VAN : par définition, la VAN est la différence actualisée entre les cash inflow (recettes) et les cash outflow (dépenses ou dépenses).

La formule mathématique de la VAN est la suivante :

$$VAN = \sum_{t=0}^n \left(\frac{CF_T}{(1+D)^t} \right)$$

Cash-flow : C'est la différence entre les cash inflow (recettes) et les cash outflow (dépenses ou dépenses) :

- **Revenues (recettes)** = la production (en BBL) * Prix du BBL + la production de gaz * prix du gaz.
- **Les dépenses :** la somme de 2 types de dépenses :
 - **Capital Expenditure (CAPEX)** : c'est l'investissement ou les dépenses totales y compris celles sur puits, elle est égale à la somme des charges fixes totales (comme l'investissement sur les explorations, le transport, le développement du champ et la partie d'abandon à la fin de la vie des puits) + le coût des réalisations des puits.
 - **Operating Expenditure (OPEX)** : c'est les dépenses ou le coût des opérations qui se répètent plusieurs fois durant 1 année (le coût des opérations d'intervention noté Fixed OpEx comme, l'injection de gaz lift, l'injection d'eau...).

7.2 Utilités de la VAN

Suivant la valeur de la VAN d'un projet ou d'un scénario, on évalue sa rentabilité de la façon suivante :

- VAN>0 le projet est rentable et sera accepté.
- VAN<0 le projet n'est pas rentable et sera refusé.

7.3 Le prix du pétrole

Dans n'importe quel projet pétrolier, le prix du baril est un paramètre décisif et très influençant sur les décisions.

Le prix du pétrole change en fonction du temps (au cours des années) et un taux d'inflation le caractérise chaque année (le taux d'inflation c'est le pourcentage de l'augmentation du prix du pétrole dans une année). Ce dernier est estimé par les spécialistes de l'économie pétrolière. En connaissant le taux d'inflation du bbl dans une année, des prévisions sur le prix de ce dernier peuvent être estimées en utilisant l'expression suivante :

$$I = P_0(1 + R)^n$$

Des évaluations économiques du champ d'Ourhoud sont menées pour les différents scénarios en considérant les profils de production respectifs et estimations des Capex et Opex. Une feuille Excel détaillée a été construite afin de gérer tous les calculs et générer les figures pour l'analyse et la comparaison.

7.4 Considérations économiques

Les considérations économiques prises pour le calcul des valeurs actuelles nettes sont présentées dans le tableau :

CAPEX : Puits verticaux	
	3500000\$
Complétion, test et opérations préliminaires	1500000\$
Total	500000\$
CAPEX	
Exploration, exploitation, développement	70000000\$
OPEX	

	2000000\$
Location EPF	4800000\$
Total	6800000\$
Autres	
	57,59\$/bbl
	6\$/bbl
	5\$/Mbbbl
Tau	2%
	10%
Calculs	
(KSm ³) * 1000 * 6,029 bbl/Sm ³	
Revenu brut (\$) = cumul	
Charges totales (\$) = CAPEX + OPEX	
Charges avec inflation(xnombre
Cash flow (\$) = revenu brut - charges avec inflation)-

7.5 Calcul des VAN

La valeur actuelle nette a été calculée pour le cas de base ainsi que tous les scénarios abordés dans notre travail, les tableaux de calculs et les résultats sont présentés en annexe.

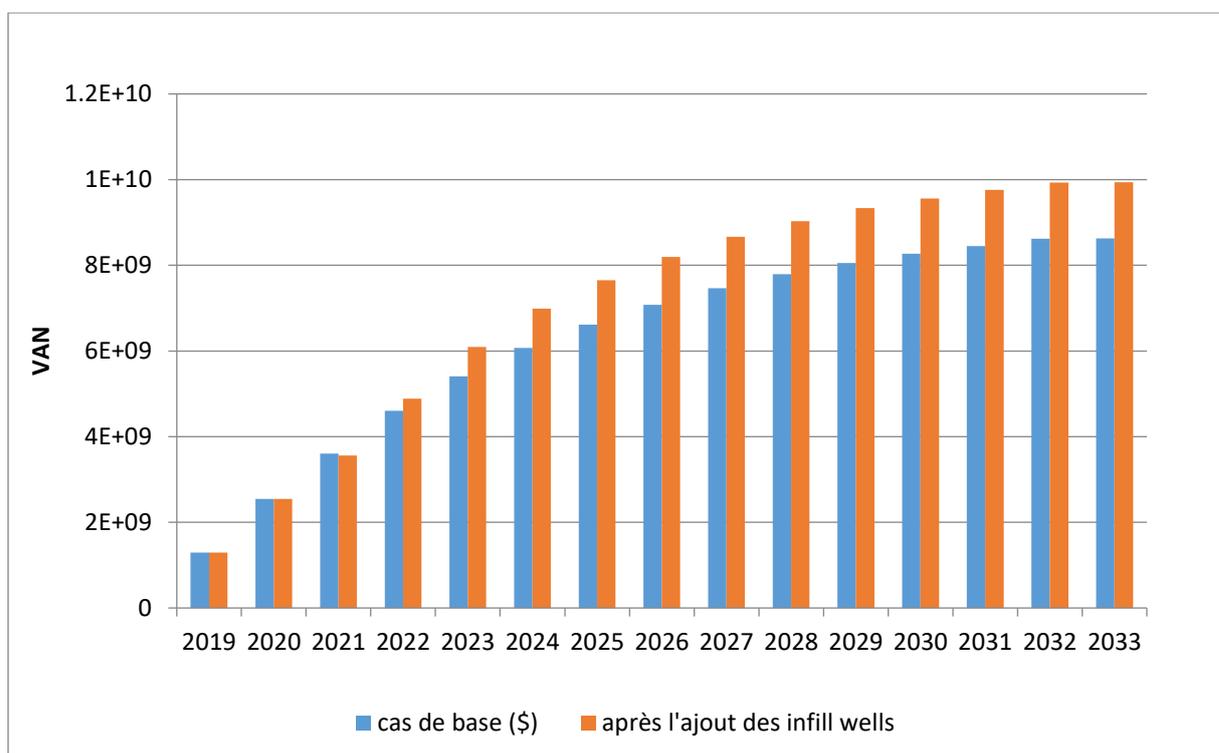


Figure 7.1 Variation de la valeur nette actuelle avant et après l'ajout des infill wells

7.6 Analyse et interprétation des résultats de l'étude économique :

D'après le calcul des paramètres économiques, on remarque que le cas de base et tous les scénarios établis donnent des valeurs actuelles nettes positives sur le long terme (à partir 2019 jusqu'en 2033), donc tous les scénarios ainsi que le cas de base sont rentables (il n'y a pas de VAN négative).

Dans la 1^{ère} région, on remarque que les scénarios QBFS+QBFQ, QBFS+QBFT et QBFT+QBFQ donnent, respectivement, les valeurs actuelles nettes suivantes : $8.77 \cdot 10^9$ \$, $8.77 \cdot 10^9$ \$ et $8.66 \cdot 10^9$ \$ alors que l'implantation des trois puits à la fois donne une valeur actuelle nette de $8.86 \cdot 10^9$ \$.

Pour la 3^{ème} région, l'implantation des puits QBFU+QBFY, QBFV+QBFY et QBFU+QBFV présentent respectivement les valeurs actuelles nettes suivantes : $8.72 \cdot 10^9$ \$, $8.75 \cdot 10^9$ \$ et $8.85 \cdot 10^9$ \$ alors que la combinaison des trois puits à la fois donne une valeur actuelle nette de $8.96 \cdot 10^9$ \$.

Dans le cas de la 4^{ème} région, l'implantation des puits QBFL+QBFO, QBFV+QBFL et QBFV+QBFO présentent respectivement les valeurs actuelles nettes suivantes : $8.99 \cdot 10^9$ \$, $9.21 \cdot 10^9$ \$ et $9.14 \cdot 10^9$ \$ alors que la combinaison QBFV+QBFL+QBFO donne une valeur actuelle nette de $9.35 \cdot 10^9$ \$.

Suite à cette analyse, on déduit que dans les trois régions candidates, l'implantation de trois puits dans chacune est économiquement plus rentable que celle de deux puits quoique soient leurs combinaisons.

On peut constater aussi que la région la plus rentable est la 4^{ème} vu l'importance des valeurs actuelles nettes qu'elle aboutit en la comparant aux autres régions.

En outre, L'implantation des dix puits ensemble va augmenter la valeur actuelle nette de $8.63 \cdot 10^9$ \$, notée dans le cas de base, jusqu'à une valeur de $9.94 \cdot 10^9$ \$.

7.7 Conclusion

L'évaluation économique nous permet de conclure que le projet de l'infill drilling dans le champ d'Ourhoud est rentable avec un bénéfice qui atteint $1.31 \cdot 10^9$ \$ soit un gain de 13,2% par rapport à l'état actuel.

Conclusion générale

Le réservoir TAGI du champ d'Ourhoud renferme des réserves d'hydrocarbures considérables dans certaines régions, en particulier celles ciblées dans notre travail.

D'après les études et estimations effectuées, les quantités d'huile restantes en place dans la première, deuxième, troisième et quatrième région sont respectivement de 26.8MMm³, 18.2MMm³, 14.3 MMm³, 31.2 MMm³ en 2019. Sachant que ce réservoir montre de bonnes caractéristiques pétrophysiques avec une perméabilité moyenne de 200md et une porosité de 16%.

L'infill drilling a contribué à l'élévation des taux de récupération des diverses régions. D'ailleurs, suivant le schéma de récupération adopté actuellement, les facteurs de récupération dans ces régions seront, respectivement et selon l'ordre des régions, de 54%, 53%, 55% et 52% en 2033 alors qu'avec la contribution des infill wells, ils seront de 57%, 55%, 66% et 59%.

Dans cette étude, en se servant du simulateur VIP, nous avons élaboré plusieurs scénarios afin de décider le meilleur d'entre eux, celui qui pourrait augmenter les incréments de production de façon importante. La complétion de l'étude technique par une étude économique nous a permis de faire une interférence entre l'économie des scénarios et leurs techniques pour effectuer les meilleurs choix et bonnes décisions dans ce plan de développement proposé.

Recommandations

D'après notre étude, on peut recommander ce qui suit :

- Procéder de l'infill drilling pour avoir accès à d'importantes réserves non récupérées se situant dans les zones légèrement risquées, qui sont : la partie ouest de main Field, la B Terrace, la région centrale d'Ourhoud ainsi que la région nord-ouest.
- Développement du Lower TAGI avec :
 - Perforation du LT du puits QB-94 et garder le puits soit injecteur ou le convertir en producteur.
 - Perforation du LT du puits QB-16 pour servir de support au puits QB-43
 - Fermeture du LT du puits QB-20, réouverture du LT de QB-51 avec un débit d'injection bas afin de balayer l'huile vers le puits QB-55
- Exploitation de la région Tight située au nord-est du champ Ourhoud en commençant dès maintenant par des tests de fracturation.

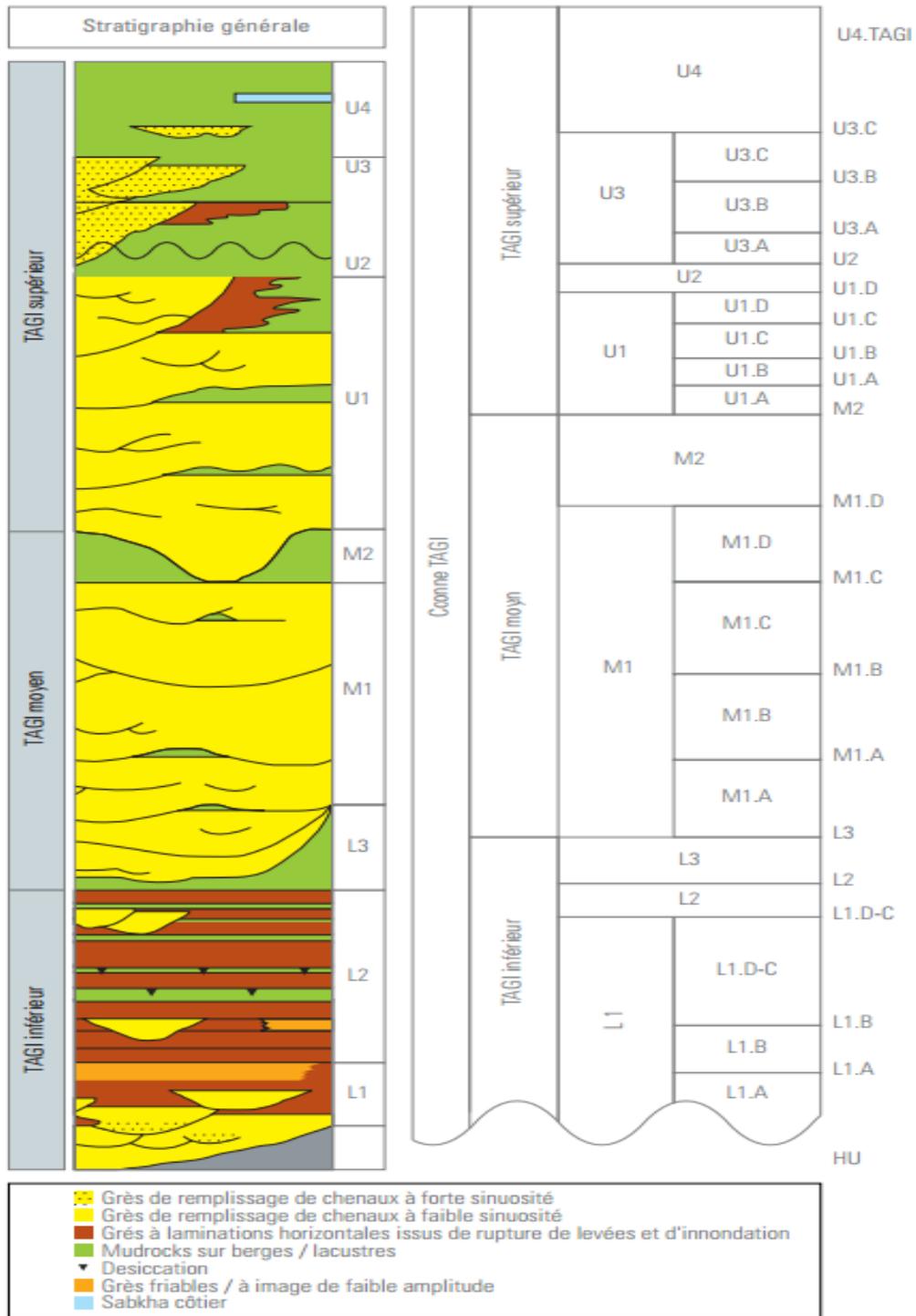
Bibliographie

- [1] Tarek AHMED, D.Nathan MEEHAN, “Advanced Reservoir Management and Engineering”, Elsevier, 2018.
- [2] Saikou TOURAY, “Effect of water alternative gas injection on ultimate oil recover”, Dalhousie University, Halifax, Nova Scotia, December 2013.
- [3] John R. Fanchi, “Integrated reservoir asset management”, Elsevier, 2010.
- [4] J.Frank, C.Mark, M.Graham, “Hydrocarbon exploration and production”, Elsevier, 2007.
- [5] Ashid I Mangunkurumo, “Infill Drilling In Old Fields”, Society of Petroleum Engineers, PT Stanvac Indonesia, 1982.
- [6] Thomas L. Gould, Mark A,” An analysis of infill drilling”, Society of Petroleum Engineers, 1982.
- [7] Ching H. Wu, B.A. Laughlin, Michel, “Infill drilling enhances waterflood recovery”, Society of Petroleum Engineers, 1989.
- [8] S.Bose, A. Alzahabi, S. Balasubramanian, P. Chen, et G. C. Thakur, “A Multi-Disciplinary Approach to Select the Optimum Infill-Well Location for Efficient Reservoir Management of a Mature Field”, Society of Petroleum Engineers, University of Houston, 2018.
- [9] Azuokwu, Y.Yerima et all, “Evaluation of infill drilling opportunities using reservoir connectivity analysis”, Society of Petroleum Engineers ;Igbinedion university, Okada, 2016
- [10] M.C.F. Chan S.J. Springer, S. Asgarpour, D.J. Corns,”Evaluation of incremental recovery by infill drilling”, Society of Petroleum Engineers, 1986.
- [11] Stewart Robinson, “Simulation: The Practice of Model Development and Use”, John Wiley & Sons Ltd, Warwick Business School2004
- [12] James R. Gilman, “Reservoir simulation history matching and forecasting”, Society of Petroleum Engineers, 2013
- [13] Qin G, Ewing RE, Chen Z. Analysis of a compositional model for fluid flow in porous media. SIAM J Appl Math 2000.
- [14] Bear J. “Dynamics of fluids in porous materials”. Soc Pet Eng Dallas, TX, USA 1972.
- [15] Reid RC, Prausnitz JM, Sherwood TK. “The Properties of Gases and Liquids”, McGraw-Hill, New York, 1987.

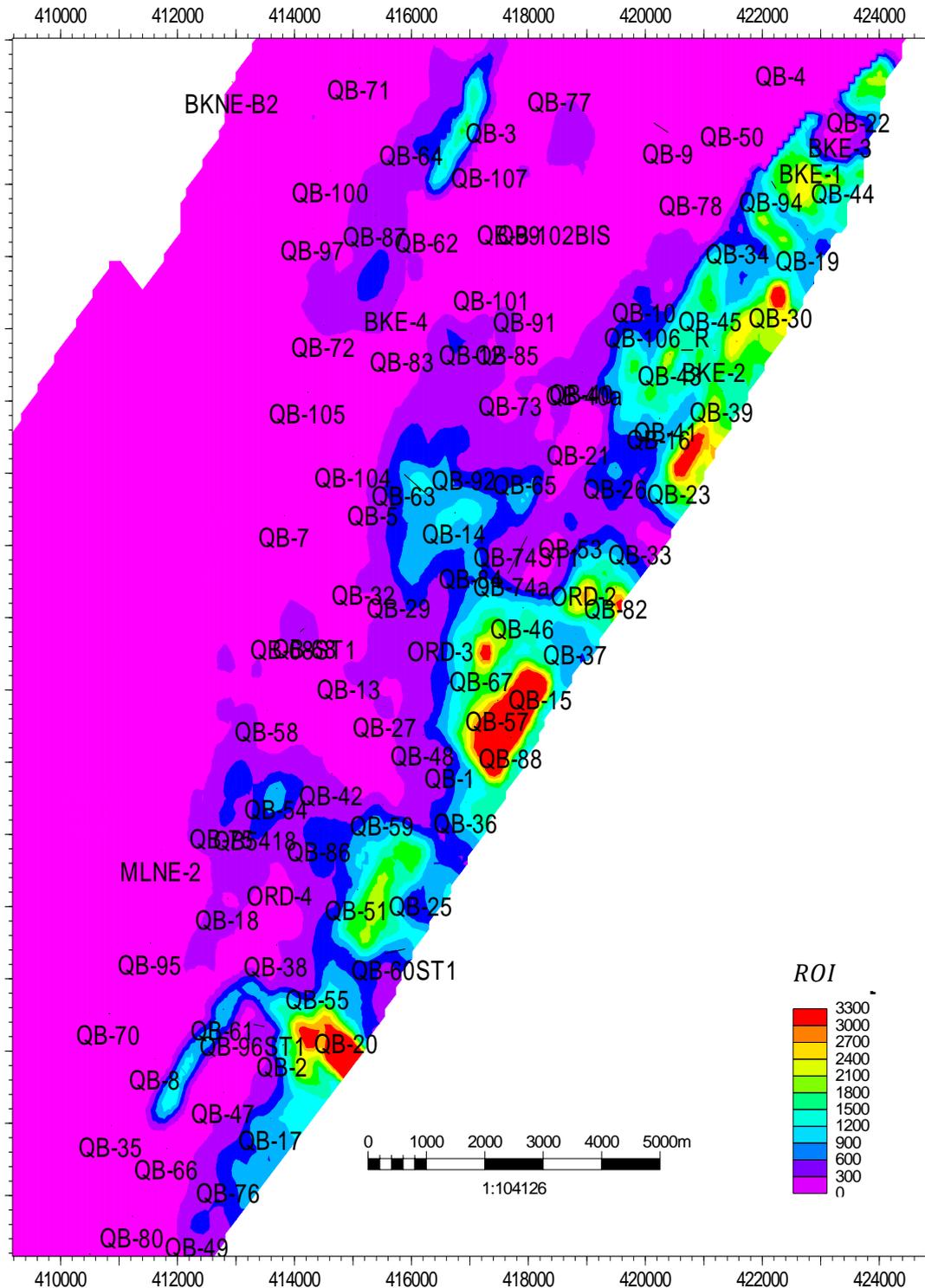
- [16] Peng D-Y, Robinson DB. « A new two-constant equation of state”. Ind Eng Chem Fundam 1976.
- [17] Nolen JS, others. “Numerical simulation of compositional phenomena in petroleum reservoirs”. SPE Symp. Numer. Simul. Reserv. Perform., 1973.
- [18] Young LC, Stephenson RE, others. “A generalized compositional approach for reservoir simulation”. Soc Pet Eng J 1983.
- [19] Chen Z. “Reservoir simulation: mathematical techniques in oil recovery”. vol. 77. Siam ; 2007.
- [20] Whitson CH, Brule MR. “Phase Behavior”. vol. 20. 2000.
- [21] Kriat M.A, “Evaluation du processus d'injection WAG miscible au niveau du champ EKT d'ElMerk-Bassin de Berkine”-. Thèse magister ; 2015.
- [22] ECLIPSE Industry Reference Reservoir Simulator, Help, version numérique, 2012.
- [23] VIP simulator Technical Reference, Help, version numérique, 2015.
- [24] Algérie Wec 2007, Sonatrach et Schlumberger, Wetmore Printing Company, Houston 2007.
- [25] Mise à jour du plan de développement, Organisation Ourhoud, 2004 et révision 2005.

Annexe

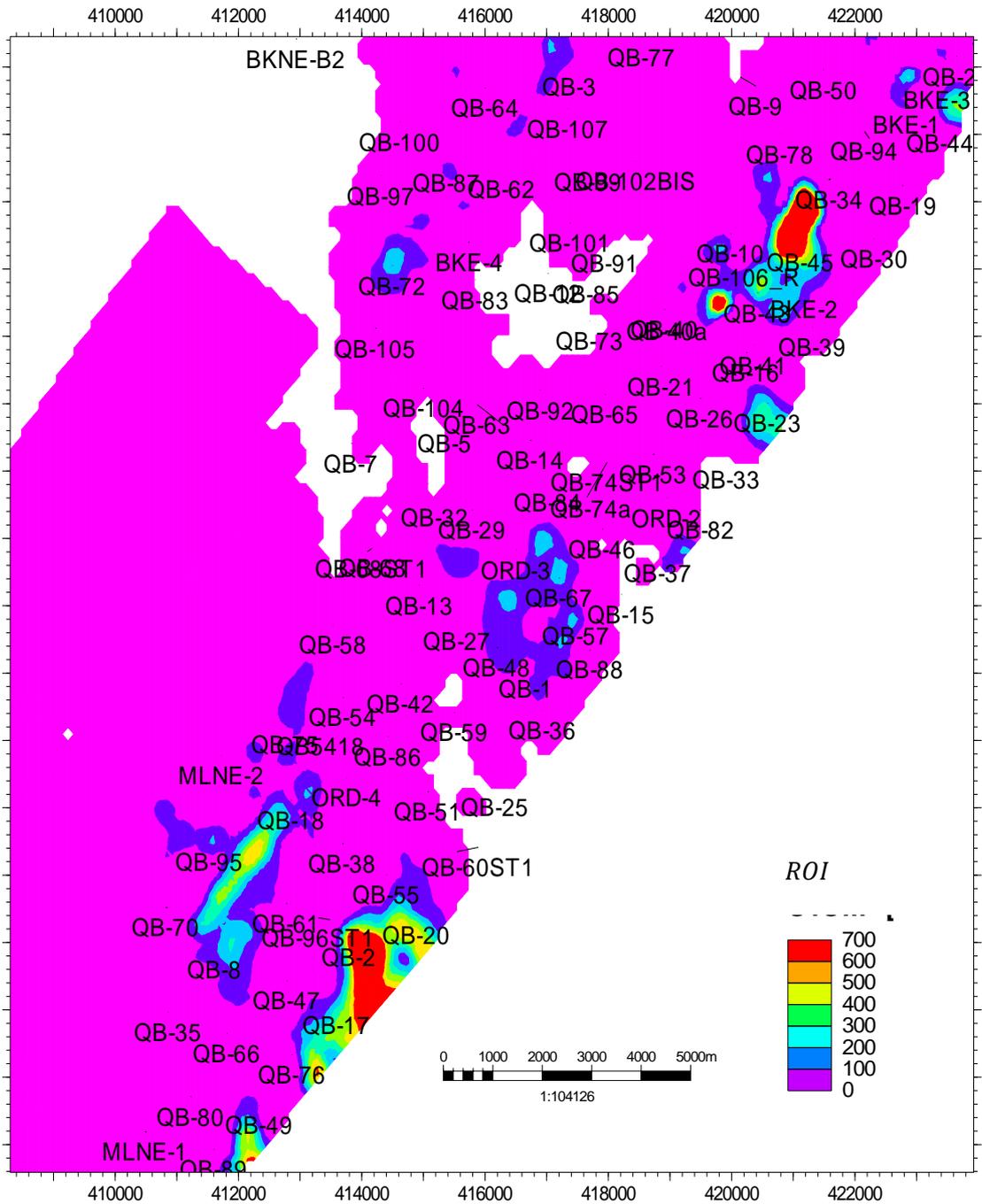
La colonne stratigraphique du champ Ourhoud



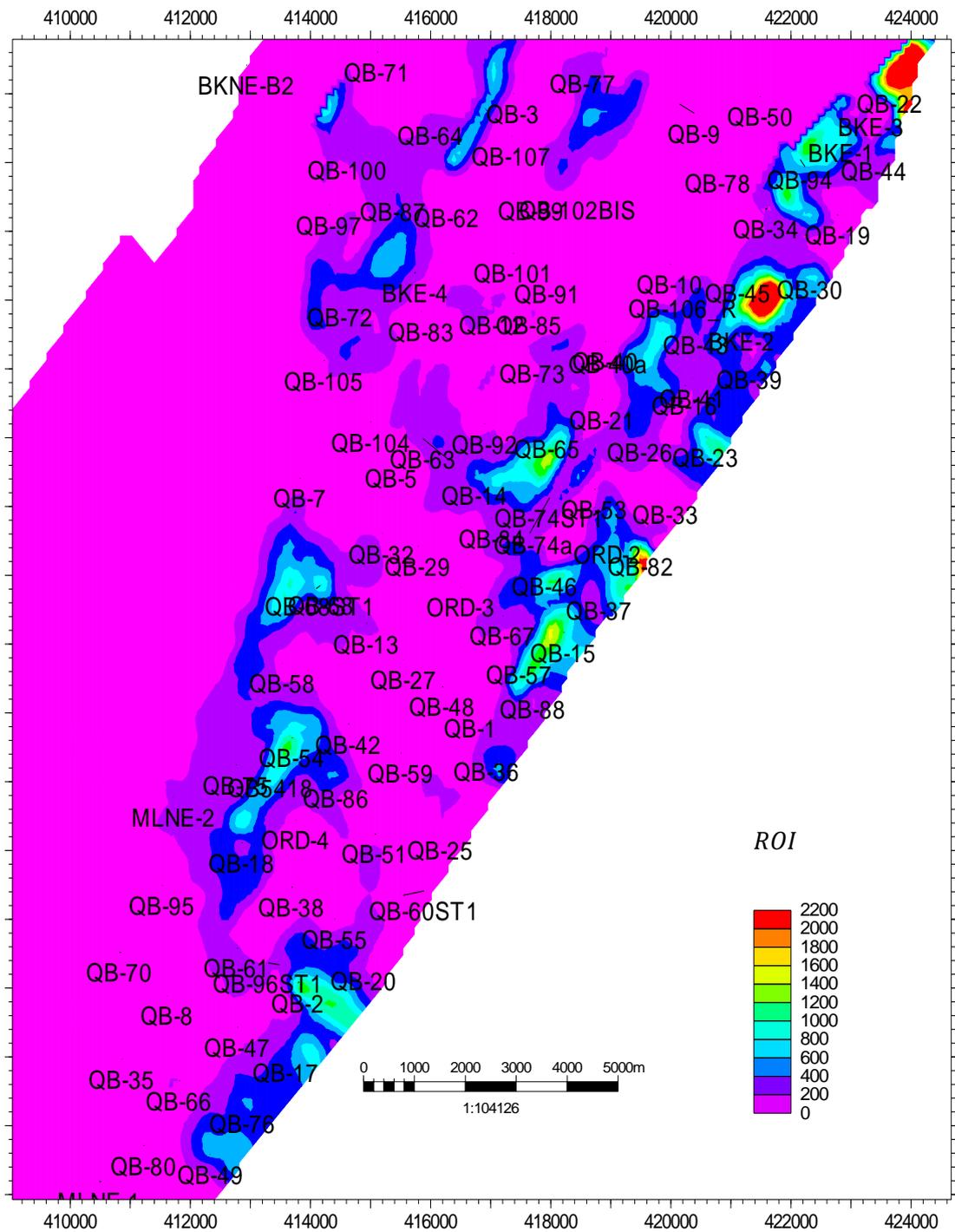
Les ROI du TAGI, U3, M et L

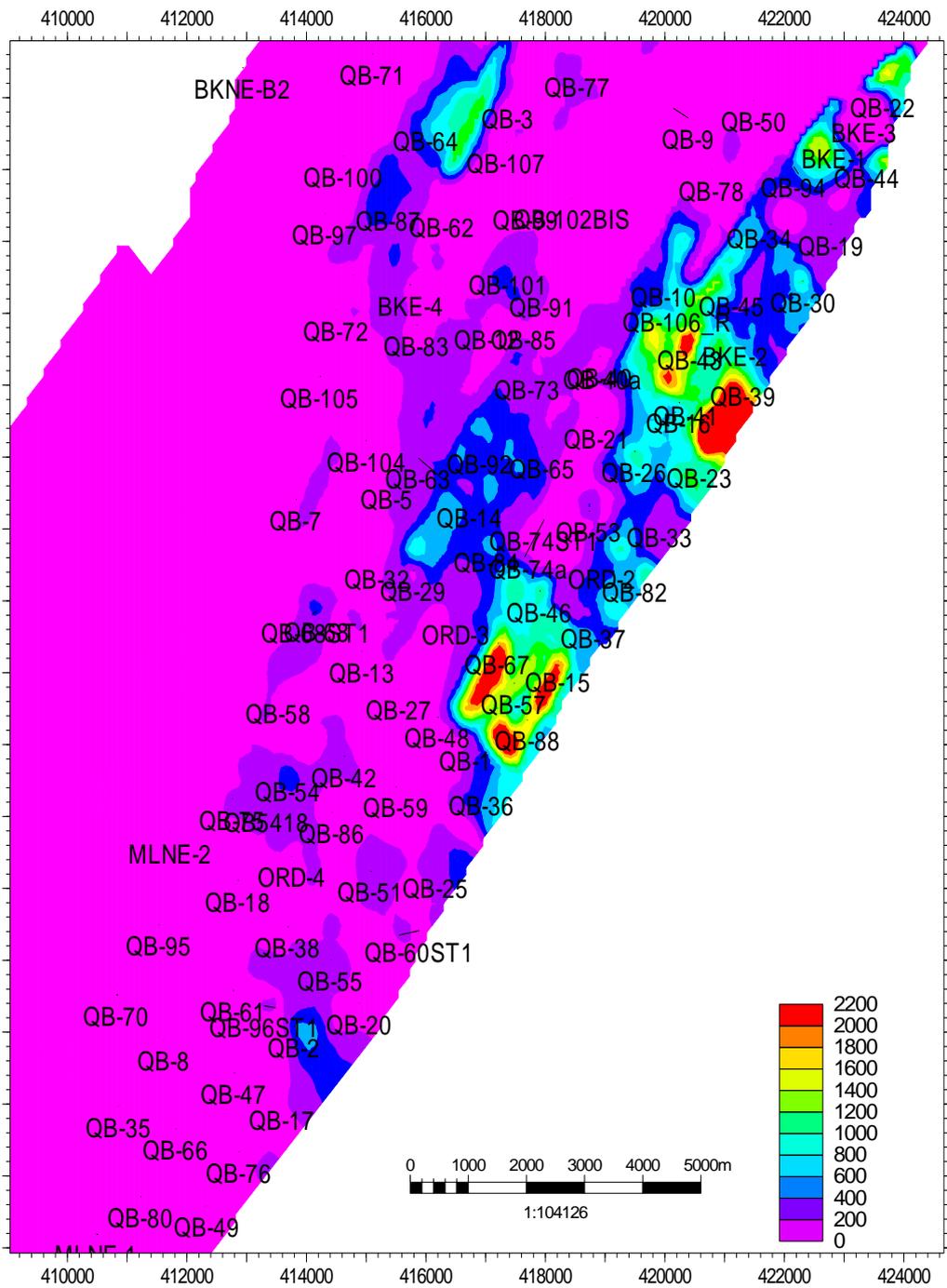


ROI du TAGI



ROI de la couche U3





ROI de la couche M1

Les paramètres PVT

La viscosité

Pressure (psia)	(MPa)	Oil Viscosity (cp=mPa.s)	Gas Viscosity (cp=mPa.s)	Oil - Gas Viscosity Ratio
6013	41,46	1,109		
4965	34,23	0,958		
4013	27,67	0,815		
3013	20,77	0,697		
2013	13,88	0,579		
1513	10,43	0,540		
1229 Psat	8,47	0,523		
913	6,29	0,571	0,01434	39,81
763	5,26	0,612	0,01399	43,78
613	4,22	0,642	0,01364	47,04
463	3,19	0,686	0,01324	51,81
313	2,16	0,741	0,01269	58,42
163	1,12	0,812	0,01176	69,10
88	0,61	0,928	0,01089	85,23
27	0,19	1,115	0,00990	112,67
13	0,09	2,499	0,00883	282,89

Psat - Saturation Pressure

Facteur volumétrique de fond

Pressure (psia)	(MPa)	Measured Oil FVF [1]	Calculated Oil FVF [1]	Absolute Relative Error (%)
1229 Psat	8,47	1,3338	1,3342	0,0299
913	6,29	1,2911	1,2861	0,3911
763	5,26	1,2720	1,2702	0,1401
613	4,22	1,2525	1,2507	0,1445
463	3,19	1,2290	1,2269	0,1661
313	2,16	1,2042	1,2015	0,2261
163	1,12	1,1722	1,1691	0,2609
88	0,61	1,1436	1,1438	0,0153
27	0,19	1,0982	1,1003	0,1948
13	0,09	1,0697	1,0736	0,3627

[1] (res bbl/STB) (res m3/m3)
 Psat - Saturation Pressure
 - Tank conditions : 60 F (288.7 K) @ 13 psia (0.09 MPa)

GOR et Rs

Pressure		Oil Density (g/cm)	Oil Formation Volume Factor [1]	Gas-Oil Ratio		Gas-Oil Ratio	
(psia)	(MP)			Solution (scf/ST)	Liberated (scf/STB)	Solution (m3/m)	Liberated (m3/m3)
6013	41,46	0,7386	1,2688	423,02	0,00	75,34	0,00
4965	34,23	0,7317	1,2806	423,02	0,00	75,34	0,00
4013	27,67	0,7253	1,2921	423,02	0,00	75,34	0,00
3013	20,77	0,7180	1,3051	423,02	0,00	75,34	0,00
2513	17,32	0,7141	1,3123	423,02	0,00	75,34	0,00
2013	13,88	0,7098	1,3201	423,02	0,00	75,34	0,00
1513	10,43	0,7052	1,3288	423,02	0,00	75,34	0,00
1229 Psat	8,47	0,7026	1,3338	423,02	0,00	75,34	0,00
913	6,29	0,7148	1,2911	351,86	71,15	62,67	12,67
763	5,26	0,7203	1,2720	313,44	109,57	55,82	19,51
613	4,22	0,7257	1,2525	274,96	148,05	48,97	26,37
463	3,19	0,7331	1,2290	233,92	189,09	41,66	33,68
313	2,16	0,7400	1,2042	187,02	236,00	33,31	42,03
163	1,12	0,7472	1,1722	127,18	295,83	22,65	52,69
88	0,61	0,7543	1,1436	84,96	338,05	15,13	60,21
27	0,19	0,7666	1,0982	31,72	391,29	5,65	69,69
13	0,09	0,7732	1,0697	0,00	423,02	0,00	75,34

Density of Residual Oil = 0.8301 g/cm³ (830.1 kg/m³) @ 60 F (288.7K)
 API Gravity of Residual Oil = 39.0

[1] Barrels (Cubic meters) of oil at indicated pressure and temperature per barrel (cubic meter) of residual oil @ 60 F (288.7 K).

[2] Total barrels (cubic meters) of oil and liberated gas at the indicated pressure and temperature per barrel (cubic meter) of residual oil @ 60 F (288.7 K).
 Psat - Saturation Pressure

- Tank conditions : 60 F (288.7 K) @ 13 psia (0.09 MPa); Standard conditions: 60 F (288.7 K) @ 14.696 psia (0.101325 MPa).

La masse volumique

Pressure (psia)		(MPa)	Oil Density (g/cm3)
6013		41,46	0,7386
4965		34,23	0,7317
4013		27,67	0,7253
3013		20,77	0,7180
2513		17,32	0,7141
2013		13,88	0,7098
1513		10,43	0,7052
1229	Psat	8,47	0,7026

L'étude SCAL

Couple huile eau :

Rock class 1				Rock class 2			
Sw	Krw	Krow	Pcow	Sw	Krw	Krow	Pcow
0,33	0	0,84	155,296	0,227	0,00E+00	8,40E-01	67,94
0,36	0,0000174	0,6669	106,077	0,2622	1,17E-06	6,67E-01	37,09
0,39	0,00002656	0,5228	75,022	0,2973	2,66E-05	5,23E-01	22,15
0,42	0,0001647	0,4043	54,584	0,3325	1,65E-04	4,04E-01	14,14
0,45	0,0006011	0,3077	40,648	0,3676	6,01E-04	3,08E-01	9,49
0,48	0,001641	2,30E-01	30,855	0,4028	1,64E-03	2,30E-01	6,63
0,51	0,003727	1,69E-01	23,791	0,4379	3,73E-03	1,69E-01	4,78
0,54	0,007457	1,21E-01	18,58	0,4731	7,46E-03	1,21E-01	3,53
0,57	0,0136	8,43E-02	14,659	0,5082	1,36E-02	8,43E-02	2,65
0,6	0,02311	5,70E-02	11,657	0,5434	2,31E-02	5,70E-02	2,03
0,63	0,03712	3,71E-02	9,321	0,5785	3,71E-02	3,71E-02	1,57
0,66	0,057	2,31E-02	7,479	0,6137	5,70E-02	2,31E-02	1,22
0,69	0,09	1,36E-02	6,008	0,6488	0,09	1,36E-02	0,96
0,72	0,162	7,46E-03	4,82	0,684	0,162	7,46E-03	0,75
0,75	0,225	3,73E-03	3,85	0,7191	0,225	3,73E-03	0,59
0,78	0,315	1,64E-03	3,051	0,7543	0,315	1,64E-03	0,45
0,81	0,405	0,00E+00	2,387	0,7894	0,405	6,01E-04	0,35
0,84	0,54	0,00E+00	1,831	0,81	0,54	0,00E+00	0,3
0,87	0,67453	0,00E+00	1,362	0,8597	0,67453	0,00E+00	0,19
0,9	0,76358	0,00E+00	0,964	0,8949	0,76358	0,00E+00	0,13
0,93	0,85263	0,00E+00	0,623	0,93	0,85263	0,00E+00	0,08
0,9475	0,88947	0,00E+00	0,447	0,9475	0,88947	0,00E+00	0,06
0,965	0,92632	0,00E+00	0,285	0,965	0,92632	0,00E+00	0,04
0,9825	0,96316	0,00E+00	0,137	0,9825	0,96316	0,00E+00	0,02
1	1	0,00E+00	0	1	1,00E+00	0,00E+00	0

Rock class 3				Rock class 4			
Sw	Krw	Krow	Pcow	Sw	Krw	Krow	Pcow
0,171	0,00E+00	8,40E-01	43,68	0,132	0,00E+00	8,40E-01	33,97
0,209	1,17E-06	6,67E-01	19,01	0,1719	1,17E-06	6,67E-01	11,36
0,2469	2,66E-05	5,23E-01	9,76	0,2118	2,66E-05	5,23E-01	4,98
0,2849	1,65E-04	4,04E-01	5,6	0,2517	1,65E-04	4,04E-01	2,58
0,3228	6,01E-04	3,08E-01	3,48	0,2916	6,01E-04	3,08E-01	1,5
0,3608	1,64E-03	2,30E-01	2,29	0,3315	1,64E-03	2,30E-01	0,94
0,3987	3,73E-03	1,69E-01	1,58	0,3714	3,73E-03	1,69E-01	0,62
0,4367	7,46E-03	1,21E-01	1,12	0,4113	7,46E-03	1,21E-01	0,43
0,4746	1,36E-02	8,43E-02	0,82	0,4512	1,36E-02	8,43E-02	0,31
0,5126	2,31E-02	5,70E-02	0,61	0,4911	2,31E-02	5,70E-02	0,23
0,5505	3,71E-02	3,71E-02	0,47	0,531	3,71E-02	3,71E-02	0,17
0,5885	5,70E-02	2,31E-02	0,36	0,5709	5,70E-02	2,31E-02	0,13
0,6264	0,09	1,36E-02	0,28	0,6108	0,09	1,36E-02	0,1
0,6644	0,162	7,46E-03	0,21	0,6507	0,162	7,46E-03	0,08
0,7023	0,225	3,73E-03	0,17	0,6906	0,225	3,73E-03	0,06
0,7403	0,315	1,64E-03	0,13	0,7305	0,315	1,64E-03	0,04
0,7782	0,405	6,01E-04	0,1	0,7704	0,405	6,01E-04	0,03
0,81	0,54	0,00E+00	0,08	0,81	0,54	0,00E+00	0,02
0,8541	0,67453	0,00E+00	0,05	0,8502	0,67453	0,00E+00	0,02
0,8921	0,76358	0,00E+00	0,03	0,8901	0,76358	0,00E+00	0,01
0,93	0,85263	0,00E+00	0,02	0,93	0,85263	0,00E+00	0,01
0,9475	0,88947	0,00E+00	0,01	0,9475	0,88947	0,00E+00	0
0,965	0,92632	0,00E+00	0,01	0,965	0,92632	0,00E+00	0
0,9825	0,96316	0,00E+00	0	0,9825	0,96316	0,00E+00	0
1	1,00E+00	0,00E+00	0	1	1,00E+00	0,00E+00	0

Rock class 5				Rock class 6			
Sw	Krw	Krow	Pcow	Sw	Krw	Krow	Pcow
0,106	0,00E+00	8,40E-01	29,12	0,084	0,00E+00	8,40E-01	24,27
0,1472	1,17E-06	6,67E-01	7,36	0,1263	1,17E-06	6,67E-01	4,33
0,1884	2,66E-05	5,23E-01	2,79	0,1686	2,66E-05	5,23E-01	1,4
0,2296	1,65E-04	4,04E-01	1,32	0,2109	1,65E-04	4,04E-01	0,61
0,2708	6,01E-04	3,08E-01	0,72	0,2532	6,01E-04	3,08E-01	0,32
0,312	1,64E-03	2,30E-01	0,44	0,2955	1,64E-03	2,30E-01	0,18
0,3532	3,73E-03	1,69E-01	0,28	0,3378	3,73E-03	1,69E-01	0,12
0,3944	7,46E-03	1,21E-01	0,19	0,3801	7,46E-03	1,21E-01	0,08
0,4356	1,36E-02	8,43E-02	0,13	0,4224	1,36E-02	8,43E-02	0,05
0,4768	2,31E-02	5,70E-02	0,1	0,4647	2,31E-02	5,70E-02	0,04
0,518	3,71E-02	3,71E-02	0,07	0,507	3,71E-02	3,71E-02	0,03
0,5592	5,70E-02	2,31E-02	0,05	0,5493	5,70E-02	2,31E-02	0,02
0,6004	0,09	1,36E-02	0,04	0,5916	0,09	1,36E-02	0,02

0,6416	0,162	7,46E-03	0,03	0,6339	0,162	7,46E-03	0,01
0,6828	0,225	3,73E-03	0,02	0,6762	0,225	3,73E-03	0,01
0,724	0,315	1,64E-03	0,02	0,7185	0,315	1,64E-03	0,01
0,7652	0,405	6,01E-04	0,01	0,7608	0,405	6,01E-04	0,01
0,81	0,54	0,00E+00	0,01	0,81	0,54	0,00E+00	0
0,8476	0,67453	0,00E+00	0,01	0,8454	0,67453	0,00E+00	0
0,8888	0,76358	0,00E+00	0	0,8877	0,76358	0,00E+00	0
0,93	0,85263	0,00E+00	0	0,93	0,85263	0,00E+00	0
0,9475	0,88947	0,00E+00	0	0,9475	0,88947	0,00E+00	0
0,965	0,92632	0,00E+00	0	0,965	0,92632	0,00E+00	0
0,9825	0,96316	0,00E+00	0	0,9825	0,96316	0,00E+00	0
1	1,00E+00	0,00E+00	0	1	1,00E+00	0,00E+00	0

Rock class 7				Rock class 8			
Sw	Krw	Krow	Pcow	Sw	Krw	Krow	Pcow
0,319	0,00E+00	8,40E-01	53,38	0,266	0,00E+00	8,40E-01	33,97
0,3496	1,17E-06	6,67E-01	36,15	0,2992	1,17E-06	6,67E-01	21,1
0,3801	2,66E-05	5,23E-01	25,4	0,3324	2,66E-05	5,23E-01	13,88
0,4107	1,65E-04	4,04E-01	18,4	0,3656	1,65E-04	4,04E-01	9,55
0,4412	6,01E-04	3,08E-01	13,65	0,3988	6,01E-04	3,08E-01	6,81
0,4718	1,64E-03	2,30E-01	10,34	0,432	1,64E-03	2,30E-01	4,99
0,5023	3,73E-03	1,69E-01	7,95	0,4652	3,73E-03	1,69E-01	3,74
0,5329	7,46E-03	1,21E-01	6,2	0,4984	7,46E-03	1,21E-01	2,85
0,5634	1,36E-02	8,43E-02	4,89	0,5316	1,36E-02	8,43E-02	2,21
0,594	2,31E-02	5,70E-02	3,89	0,5648	2,31E-02	5,70E-02	1,73
0,6245	3,71E-02	3,71E-02	3,11	0,598	3,71E-02	3,71E-02	1,36
0,6551	5,70E-02	2,31E-02	2,49	0,6312	5,70E-02	2,31E-02	1,08
0,6856	8,43E-02	1,36E-02	2	0,6644	8,43E-02	1,36E-02	0,86
0,7162	1,21E-01	7,46E-03	1,6	0,6976	1,21E-01	7,46E-03	0,68
0,7467	1,69E-01	3,73E-03	1,28	0,7308	1,69E-01	3,73E-03	0,54
0,7773	2,30E-01	1,64E-03	1,01	0,764	2,30E-01	1,64E-03	0,42
0,8078	3,08E-01	6,01E-04	0,79	0,7972	3,08E-01	6,01E-04	0,33
0,81	3,14E-01	0,00E+00	0,78	0,81	3,43E-01	0,00E+00	0,3
0,8689	5,23E-01	0,00E+00	0,45	0,8636	5,23E-01	0,00E+00	0,18
0,8995	6,67E-01	0,00E+00	0,32	0,8968	6,67E-01	0,00E+00	0,13
0,93	8,40E-01	0,00E+00	0,2	0,93	8,40E-01	0,00E+00	0,08
0,9475	8,80E-01	0,00E+00	0,15	0,9475	8,80E-01	0,00E+00	0,06
0,965	9,20E-01	0,00E+00	0,09	0,965	9,20E-01	0,00E+00	0,04
0,9825	9,60E-01	0,00E+00	0,05	0,9825	9,60E-01	0,00E+00	0,02
1	1,00E+00	0,00E+00	0	1	1,00E+00	0,00E+00	0

Rock class 9			
Sw	Krw	Krow	Pcow
0,244	0,00E+00	8,40E-01	29,12
0,2783	1,17E-06	6,67E-01	17,17
0,3126	2,66E-05	5,23E-01	10,87
0,3469	1,65E-04	4,04E-01	7,26
0,3812	6,01E-04	3,08E-01	5,06
0,4155	1,64E-03	2,30E-01	3,64
0,4498	3,73E-03	1,69E-01	2,69
0,4841	7,46E-03	1,21E-01	2,03
0,5184	1,36E-02	8,43E-02	1,55
0,5527	2,31E-02	5,70E-02	1,2
0,587	3,71E-02	3,71E-02	0,94
0,6213	5,70E-02	2,31E-02	0,74
0,6556	8,43E-02	1,36E-02	0,59
0,6899	1,21E-01	7,46E-03	0,46
0,7242	1,69E-01	3,73E-03	0,37
0,7585	2,30E-01	1,64E-03	0,29
0,7928	3,08E-01	6,01E-04	0,22
0,81	3,54E-01	0,00E+00	0,19
0,8614	5,23E-01	0,00E+00	0,12
0,8957	6,67E-01	0,00E+00	0,08
0,93	8,40E-01	0,00E+00	0,05
0,9475	8,80E-01	0,00E+00	0,04
0,965	9,20E-01	0,00E+00	0,02
0,9825	9,60E-01	0,00E+00	0,01
1	1,00E+00	0,00E+00	0

Couple huile-gaz :

Rock class1			Rock class 2			Rock class 3		
Sg	Krg	Krog	Sg	Krg	Krog	Sg	Krg	Krog
0	0,00E+00	8,40E-01	0	0,00E+00	8,40E-01	0	0,00E+00	8,40E-01
0,02	0,00E+00	6,98E-01	0,02	0,00E+00	6,98E-01	0,02	0,00E+00	6,98E-01
0,0593	2,54E-03	5,75E-01	0,0593	2,54E-03	5,75E-01	0,0593	2,54E-03	5,75E-01
0,089	6,07E-03	4,68E-01	0,089	6,07E-03	4,68E-01	0,089	6,07E-03	4,68E-01
0,1186	1,13E-02	3,76E-01	0,1186	1,13E-02	3,76E-01	0,1186	1,13E-02	3,76E-01
0,1483	1,82E-02	2,98E-01	0,1483	1,82E-02	2,98E-01	0,1483	1,82E-02	2,98E-01
0,1779	2,70E-02	2,33E-01	0,1779	2,70E-02	2,33E-01	0,1779	2,70E-02	2,33E-01
0,2076	3,75E-02	1,78E-01	0,2076	3,75E-02	1,78E-01	0,2076	3,75E-02	1,78E-01
0,2372	5,00E-02	1,34E-01	0,2372	5,00E-02	1,34E-01	0,2372	5,00E-02	1,34E-01
0,2669	6,44E-02	9,76E-02	0,2669	6,44E-02	9,76E-02	0,2669	6,44E-02	9,76E-02
0,2965	8,08E-02	6,93E-02	0,2965	8,08E-02	6,93E-02	0,2965	8,08E-02	6,93E-02
0,3262	9,92E-02	4,74E-02	0,3262	9,92E-02	4,74E-02	0,3262	9,92E-02	4,74E-02
0,3558	1,20E-01	3,10E-02	0,3558	1,20E-01	3,10E-02	0,3558	1,20E-01	3,10E-02
0,3855	1,42E-01	1,92E-02	0,3855	1,42E-01	1,92E-02	0,3855	1,42E-01	1,92E-02

0,4151	1,67E-01	1,10E-02	0,4151	1,67E-01	1,10E-02	0,4151	1,67E-01	1,10E-02
0,4448	1,93E-01	5,71E-03	0,4448	1,93E-01	5,71E-03	0,4448	1,93E-01	5,71E-03
0,4744	2,22E-01	2,56E-03	0,4744	2,22E-01	2,56E-03	0,4744	2,22E-01	2,56E-03
0,5041	2,53E-01	9,08E-04	0,5041	2,53E-01	9,08E-04	0,5041	2,53E-01	9,08E-04
0,5337	2,86E-01	2,11E-04	0,5337	2,86E-01	2,11E-04	0,5337	2,86E-01	2,11E-04
0,5634	3,21E-01	1,74E-05	0,5634	3,21E-01	1,74E-05	0,5634	3,21E-01	1,74E-05
0,593	3,59E-01	0,00E+00	0,593	3,59E-01	0,00E+00	0,593	3,59E-01	0,00E+00
0,67	4,66E-01	0,00E+00	0,773	6,34E-01	0,00E+00	0,829	7,37E-01	0,00E+00

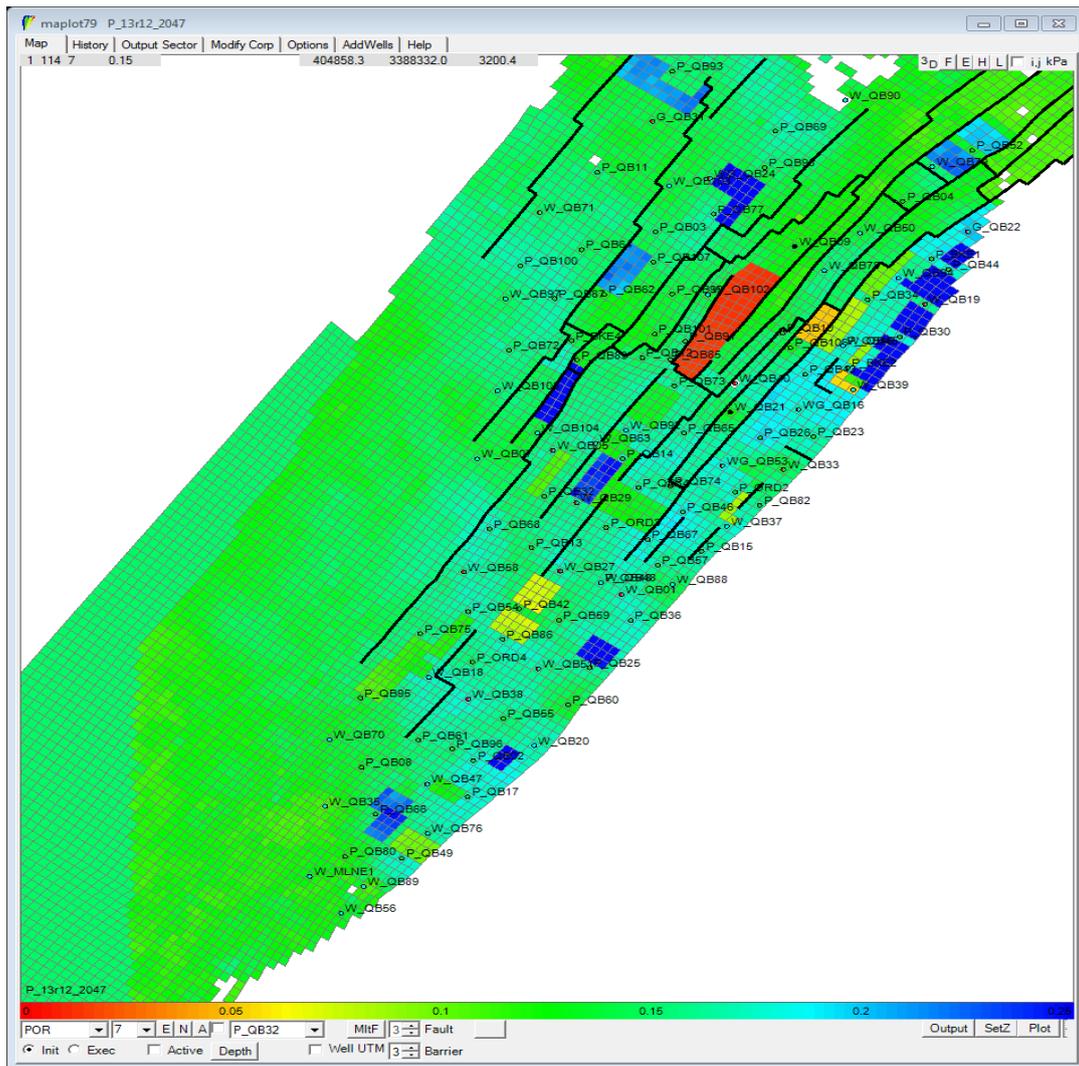
Rock class 4			Rock class 5			Rock class 6		
Sg	Krg	Krog	Sg	Krg	Krog	Sg	Krg	Krog
0	0,00E+00	8,40E-01	0	0,00E+00	8,40E-01	0	0,00E+00	8,40E-01
0,02	0,00E+00	6,98E-01	0,02	0,00E+00	6,98E-01	0,02	0,00E+00	6,98E-01
0,0593	2,54E-03	5,75E-01	0,0593	2,54E-03	5,75E-01	0,0593	2,54E-03	5,75E-01
0,089	6,07E-03	4,68E-01	0,089	6,07E-03	4,68E-01	0,089	6,07E-03	4,68E-01
0,1186	1,13E-02	3,76E-01	0,1186	1,13E-02	3,76E-01	0,1186	1,13E-02	3,76E-01
0,1483	1,82E-02	2,98E-01	0,1483	1,82E-02	2,98E-01	0,1483	1,82E-02	2,98E-01
0,1779	2,70E-02	2,33E-01	0,1779	2,70E-02	2,33E-01	0,1779	2,70E-02	2,33E-01
0,2076	3,75E-02	1,78E-01	0,2076	3,75E-02	1,78E-01	0,2076	3,75E-02	1,78E-01
0,2372	5,00E-02	1,34E-01	0,2372	5,00E-02	1,34E-01	0,2372	5,00E-02	1,34E-01
0,2669	6,44E-02	9,76E-02	0,2669	6,44E-02	9,76E-02	0,2669	6,44E-02	9,76E-02
0,2965	8,08E-02	6,93E-02	0,2965	8,08E-02	6,93E-02	0,2965	8,08E-02	6,93E-02
0,3262	9,92E-02	4,74E-02	0,3262	9,92E-02	4,74E-02	0,3262	9,92E-02	4,74E-02
0,3558	1,20E-01	3,10E-02	0,3558	1,20E-01	3,10E-02	0,3558	1,20E-01	3,10E-02
0,3855	1,42E-01	1,92E-02	0,3855	1,42E-01	1,92E-02	0,3855	1,42E-01	1,92E-02
0,4151	1,67E-01	1,10E-02	0,4151	1,67E-01	1,10E-02	0,4151	1,67E-01	1,10E-02
0,4448	1,93E-01	5,71E-03	0,4448	1,93E-01	5,71E-03	0,4448	1,93E-01	5,71E-03
0,4744	2,22E-01	2,56E-03	0,4744	2,22E-01	2,56E-03	0,4744	2,22E-01	2,56E-03
0,5041	2,53E-01	9,08E-04	0,5041	2,53E-01	9,08E-04	0,5041	2,53E-01	9,08E-04
0,5337	2,86E-01	2,11E-04	0,5337	2,86E-01	2,11E-04	0,5337	2,86E-01	2,11E-04
0,5634	3,21E-01	1,74E-05	0,5634	3,21E-01	1,74E-05	0,5634	3,21E-01	1,74E-05
0,593	3,59E-01	0,00E+00	0,593	3,59E-01	0,00E+00	0,593	3,59E-01	0,00E+00
0,868	8,14E-01	0,00E+00	0,894	8,67E-01	0,00E+00	0,916	9,14E-01	0,00E+00

Rock class 7			Rock class 8			Rock class 9		
Sg	Krg	Krog	Sg	Krg	Krog	Sg	Krg	Krog
0	0,00E+00	8,40E-01	0	0,00E+00	8,40E-01	0	0,00E+00	8,40E-01
0,02	0,00E+00	6,98E-01	0,02	0,00E+00	6,98E-01	0,02	0,00E+00	6,98E-01
0,0593	2,54E-03	5,75E-01	0,0593	2,54E-03	5,75E-01	0,0593	2,54E-03	5,75E-01
0,089	6,07E-03	4,68E-01	0,089	6,07E-03	4,68E-01	0,089	6,07E-03	4,68E-01
0,1186	1,13E-02	3,76E-01	0,1186	1,13E-02	3,76E-01	0,1186	1,13E-02	3,76E-01
0,1483	1,82E-02	2,98E-01	0,1483	1,82E-02	2,98E-01	0,1483	1,82E-02	2,98E-01
0,1779	2,70E-02	2,33E-01	0,1779	2,70E-02	2,33E-01	0,1779	2,70E-02	2,33E-01
0,2076	3,75E-02	1,78E-01	0,2076	3,75E-02	1,78E-01	0,2076	3,75E-02	1,78E-01

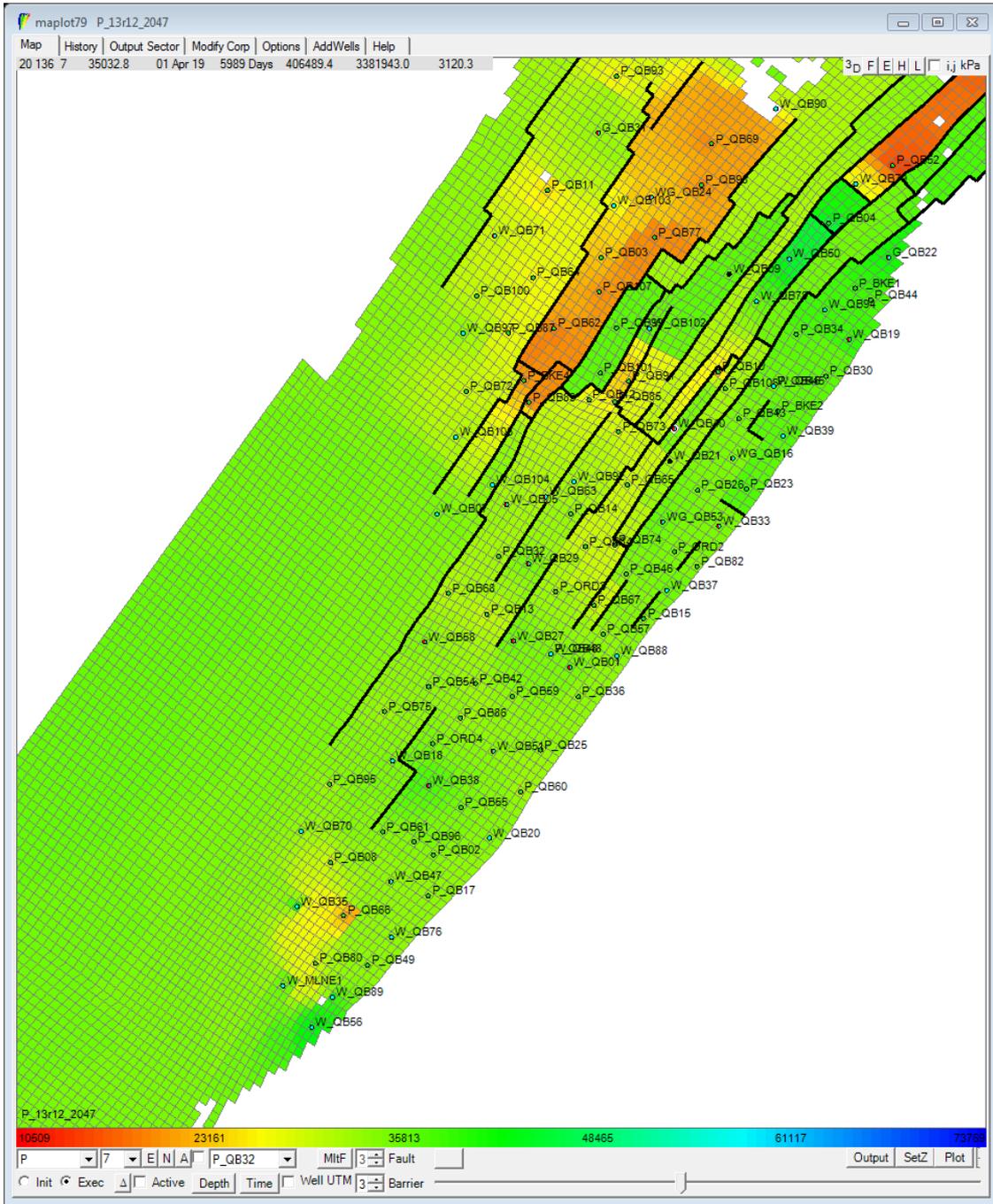
0,2372	5,00E-02	1,34E-01	0,2372	5,00E-02	1,34E-01	0,2372	5,00E-02	1,34E-01
0,2669	6,44E-02	9,76E-02	0,2669	6,44E-02	9,76E-02	0,2669	6,44E-02	9,76E-02
0,2965	8,08E-02	6,93E-02	0,2965	8,08E-02	6,93E-02	0,2965	8,08E-02	6,93E-02
0,3262	9,92E-02	4,74E-02	0,3262	9,92E-02	4,74E-02	0,3262	9,92E-02	4,74E-02
0,3558	1,20E-01	3,10E-02	0,3558	1,20E-01	3,10E-02	0,3558	1,20E-01	3,10E-02
0,3855	1,42E-01	1,92E-02	0,3855	1,42E-01	1,92E-02	0,3855	1,42E-01	1,92E-02
0,4151	1,67E-01	1,10E-02	0,4151	1,67E-01	1,10E-02	0,4151	1,67E-01	1,10E-02
0,4448	1,93E-01	5,71E-03	0,4448	1,93E-01	5,71E-03	0,4448	1,93E-01	5,71E-03
0,4744	2,22E-01	2,56E-03	0,4744	2,22E-01	2,56E-03	0,4744	2,22E-01	2,56E-03
0,5041	2,53E-01	9,08E-04	0,5041	2,53E-01	9,08E-04	0,5041	2,53E-01	9,08E-04
0,5337	2,86E-01	2,11E-04	0,5337	2,86E-01	2,11E-04	0,5337	2,86E-01	2,11E-04
0,5634	3,21E-01	1,74E-05	0,5634	3,21E-01	1,74E-05	0,5634	3,21E-01	1,74E-05
0,593	3,59E-01	0,00E+00	0,593	3,59E-01	0,00E+00	0,593	3,59E-01	0,00E+00
0,681	4,83E-01	0,00E+00	0,734	5,67E-01	0,00E+00	0,756	6,05E-01	0,00E+00

Distribution des paramètres pétrophysiques

La porosité

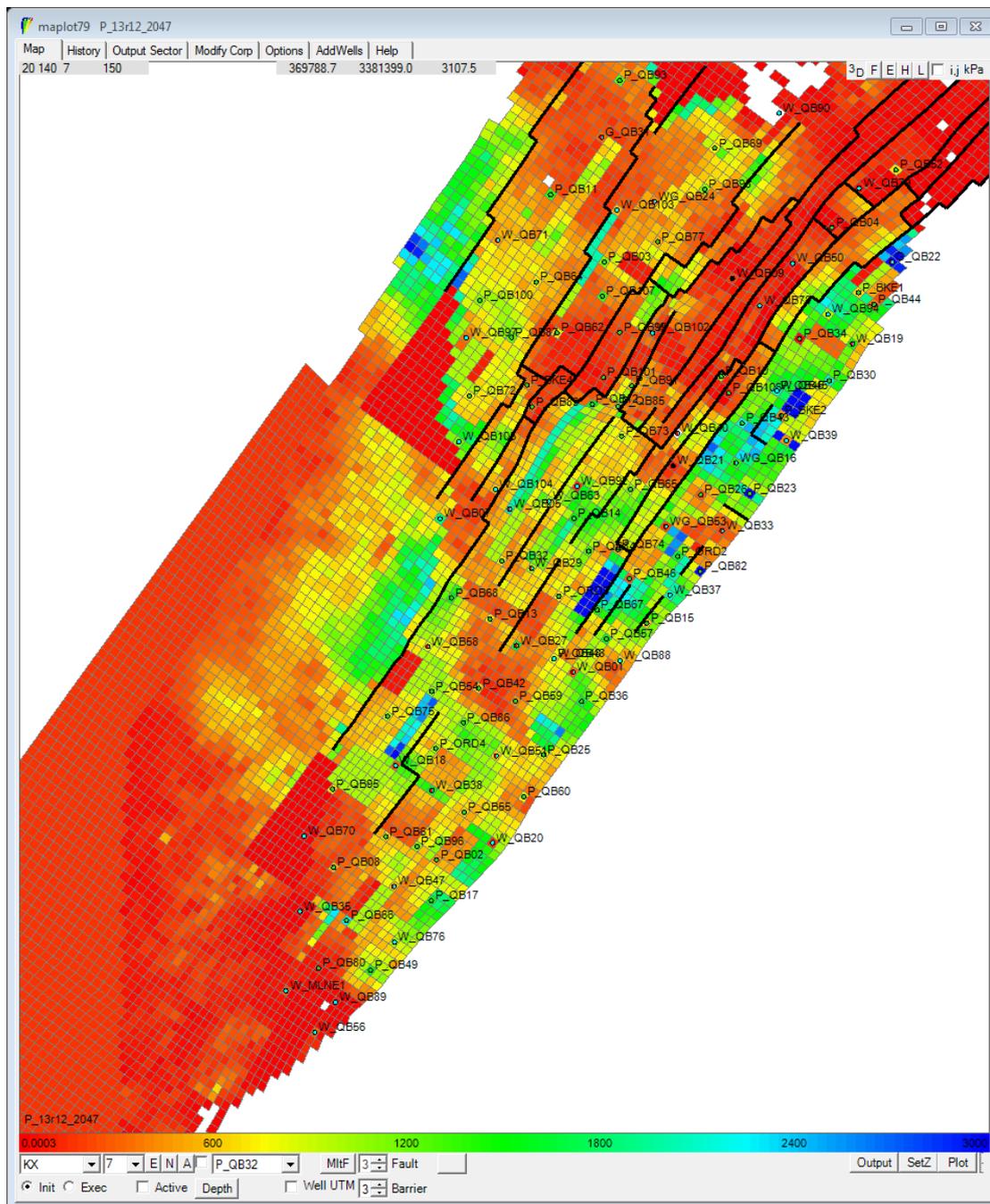


Le profil de pression

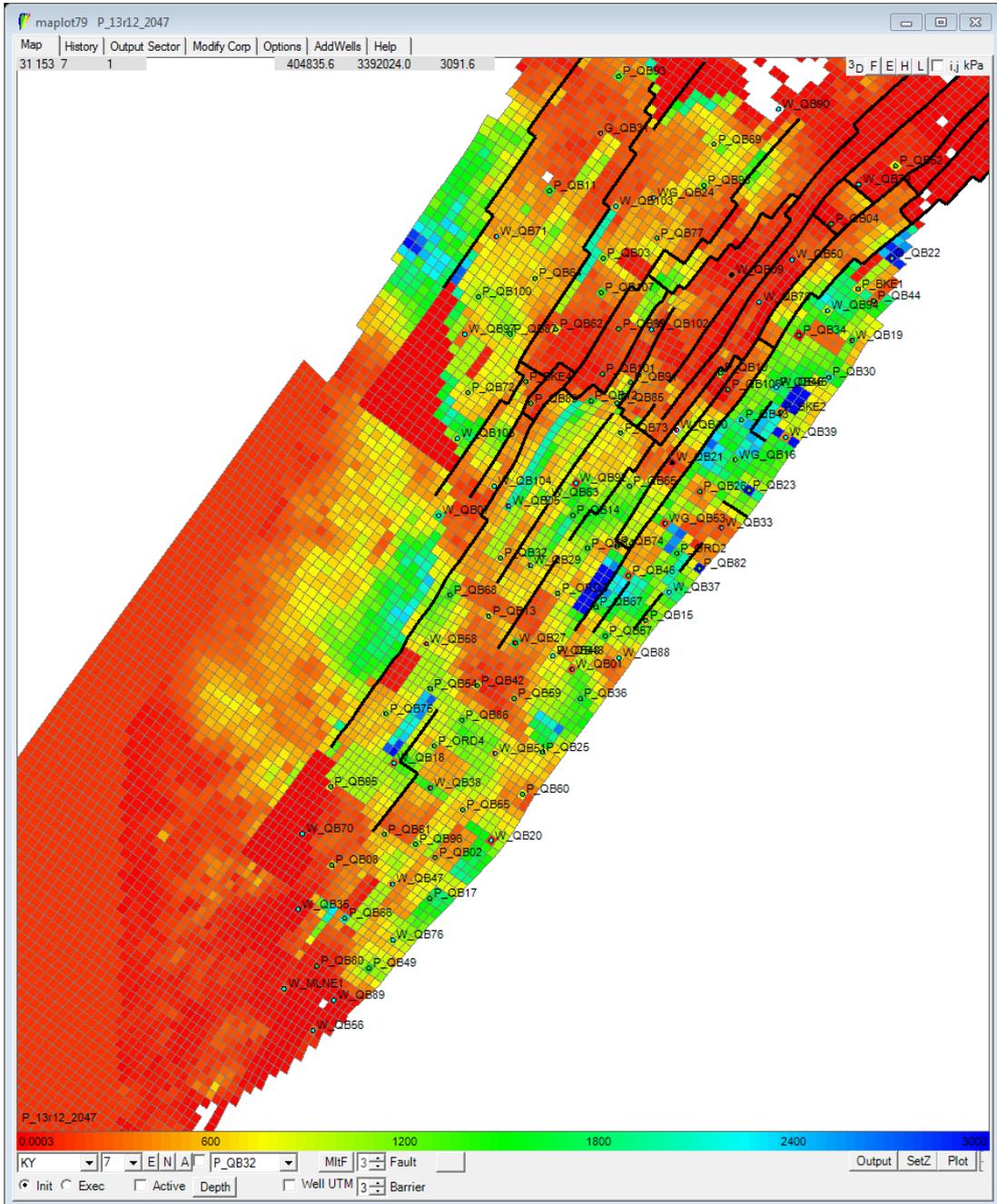


Les perméabilités

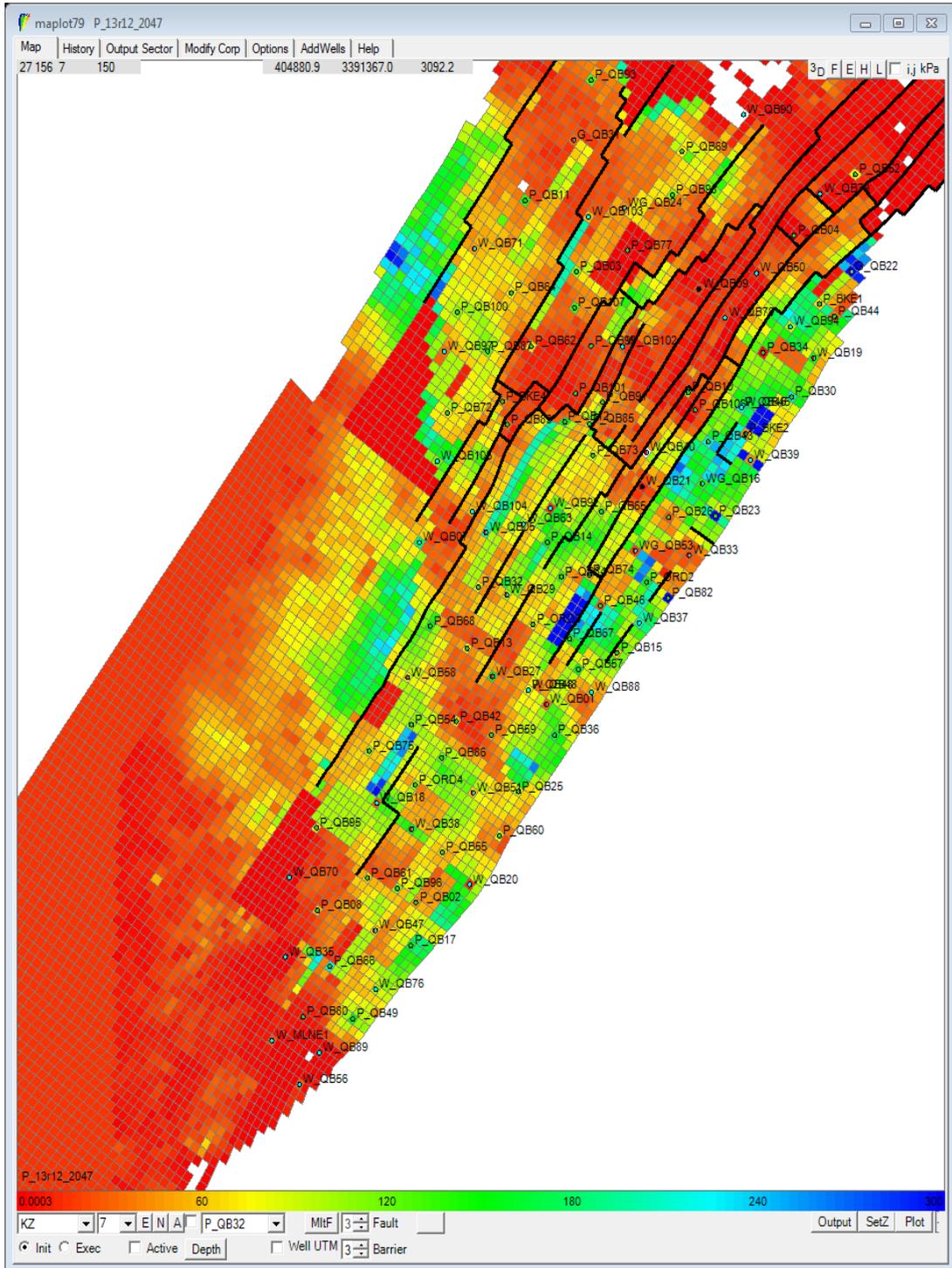
Kx



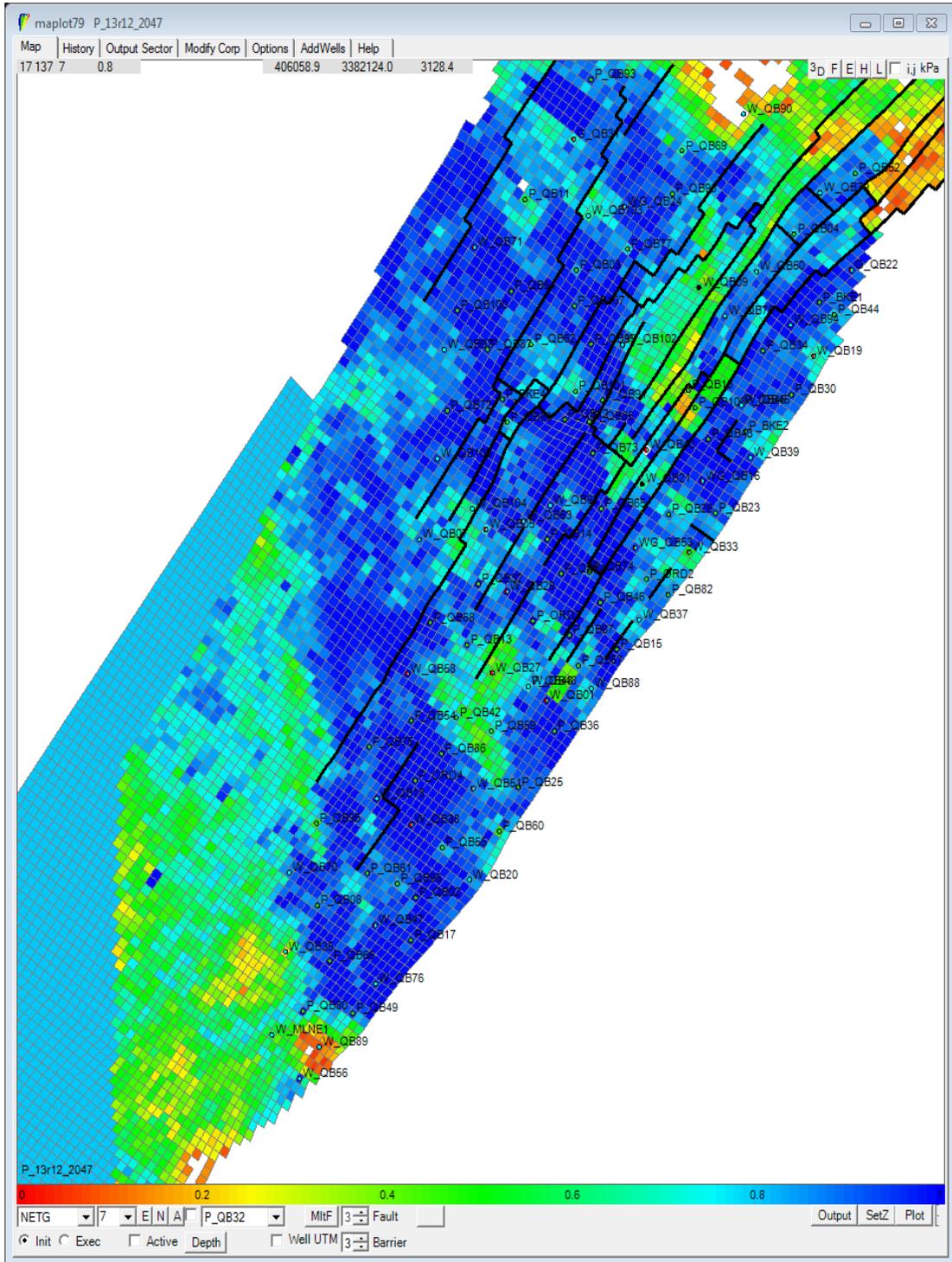
Ky



Kz



NETG



Les

QB-FS								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176672,8	176672,8	0	0	18346,54	18346,54	0
01/01/2023	720,3589	180337,1	180643,8	306,703	359,6128	18728,42	18992,87	264,4551
01/01/2024	547,678	183665,8	184088,9	423,125	581,8202	19070,86	19436,6	365,7403
01/01/2025	465,1116	186642,8	187108,6	465,85	760,4559	19378,63	19822,11	443,4774
01/01/2026	394,3062	189279	189812	532,984	912,0504	19657,87	20170,02	512,1446
01/01/2027	353,6518	191714,6	192120,9	406,234	1041,487	19907,37	20473,9	566,5328
01/01/2028	332,2592	193903,6	194370,8	467,228	1161,824	20131,21	20749,64	618,4326
01/01/2029	305,4979	195866,3	196349,9	483,634	1274,603	20333,99	21001,7	667,7109
01/01/2030	304,7148	197578	198094,4	516,416	1378,532	20514,01	21229,48	715,4726
01/01/2031	302,0182	199102,4	199836,4	734	1480,255	20689,18	21455,86	766,6817
01/01/2032	252,3297	200512,9	201467,3	954,413	1572,643	20861,55	21662,28	800,7331
01/01/2033	228,6173	201906	202934,3	1028,25	1651,59	21020,37	21839,86	819,4903

tableaux des cumuls par puits

L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176672,8	176672,8	0	0	18346,54	18346,54	0
01/01/2023	421,3327	180337,1	180472,1	135,037	192,8737	18728,42	18851,89	123,4785
01/01/2024	347,8242	183665,8	183786,1	120,375	327,9773	19070,86	19236,36	165,4961
01/01/2025	293,901	186642,8	186756,1	113,375	446,6427	19378,63	19578,41	199,78
01/01/2026	256,1483	189279	189391,1	112,093	546,2719	19657,87	19887,12	229,2442
01/01/2027	227,577	191714,6	191754,9	40,25	632,2007	19907,37	20170,94	263,5728
01/01/2028	201,0481	193903,6	193981,1	77,541	708,6577	20131,21	20433,77	302,5556
01/01/2029	182,2063	195866,3	195933,6	67,375	777,3154	20333,99	20675,97	341,9766
01/01/2030	161,9368	197578	197643,7	65,75	838,0601	20514,01	20893,69	379,6841
01/01/2031	161,2123	199102,4	199349,7	247,297	894,0674	20689,18	21094,94	405,7584
01/01/2032	149,4699	200512,9	200957,1	444,178	949,0139	20861,55	21290,56	429,0097
01/01/2033	135,637	201906	202422,8	516,813	998,7068	21020,37	21478,51	458,1407

QB-FT								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176987,2	176987,2	0	0	18384,23	18384,23	0
01/01/2023	444,7287	180337,1	180453,3	116,237	167,6943	18728,42	18831,64	103,2207
01/01/2024	408,2024	183665,8	183823,3	157,547	318,3371	19070,86	19237,24	166,3787
01/01/2025	378,2156	186642,8	186793,3	150,578	458,2227	19378,63	19604,59	225,96
01/01/2026	328,224	189279	189456,8	177,75	584,0723	19657,87	19941,62	283,75
01/01/2027	282,4748	191714,6	191882,7	168,047	691,4719	19907,37	20247,89	340,5273
01/01/2028	258,453	193903,6	194158,7	255,088	787,0435	20131,21	20528,62	397,413
01/01/2029	235,6862	195866,3	196210,8	344,5	874,1266	20333,99	20779,86	445,8652

01/01/2030	217,3336	197578	198046,1	468,141	953,4219	20514,01	21005,19	491,1816
01/01/2031	234,7584	199102,4	199700,3	597,969	1033,214	20689,18	21219,25	530,0664
01/01/2032	228,9396	200512,9	201283,2	770,288	1113,39	20861,55	21431,96	570,4082
01/01/2033	225,5336	201906	202713,3	807,313	1191,677	21020,37	21636,36	615,9948

QB-FM						
L'année	Base case Field(10³m³)	Le cumul Field(10³m³)	L'incrément Field(10³m³)	Base case AOI(10³m³)	Cumul AOI(10³m³)	Incrément AOI(10³m³)
01/01/2022	176672,8	176672,8	0	11504,26	11504,26	0
01/01/2023	180337,1	180530,8	193,718	11791,59	11943,28	151,6904
01/01/2024	183665,8	184043,3	377,562	12077,93	12379,6	301,6709
01/01/2025	186642,8	187094,8	452,016	12312,32	12688,1	375,7803
01/01/2026	189279	189780,6	501,625	12522,2	12951,4	429,2041
01/01/2027	191714,6	192191,3	476,659	12706,83	13162,94	456,1181
01/01/2028	193903,6	194344,3	440,681	12869,41	13344,94	475,5361
01/01/2029	195866,3	196222,3	356,062	13014,6	13511,68	497,0782
01/01/2030	197578	197864,6	286,616	13139,28	13664,97	525,6954
01/01/2031	199102,4	199361	258,641	13252,88	13806,15	553,2685
01/01/2032	200512,9	200845,2	332,334	13357,67	13925,97	568,2949
01/01/2033	201906	202187,4	281,359	13458,63	14029,82	571,1943

QB-FU								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	175926	175930,7	0	0	20214,47	20184,19	0
01/01/2023	787,3524	179715,9	180189	473,078	462,7976	20902,92	21261,22	358,3067
01/01/2024	471,9013	183181,2	183740,9	559,728	682,7535	21453,03	21957,71	504,6827
01/01/2025	326,8646	186241,4	186784,2	542,781	832,0252	21891,63	22483,87	592,2382
01/01/2026	238,7321	188958,5	189413,2	454,656	936,5784	22282,71	22884,74	602,031
01/01/2027	197,0027	191400,6	191835,8	435,235	1015,223	22590,92	23222,52	631,5918
01/01/2028	302,7023	193560,3	194028,5	468,234	1095,176	22855,86	23533,9	678,0426
01/01/2029	202,6924	195496	196009,2	513,231	1185,173	23084,47	23825,25	740,78
01/01/2030	139,8267	197153,6	197767,4	613,796	1240,825	23290,42	24062,28	771,8613
01/01/2031	280,7194	198605,5	199334,5	728,969	1304,745	23478,25	24295,21	816,9668
01/01/2032	189,1646	199921,6	200775,9	854,313	1384,891	23658,04	24538,22	880,1751
01/01/2033	158,121	201231,7	202185,5	953,828	1448,226	23834,91	24754,29	919,3808

QB-FW								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176672,8	176672,8	0	0	20086,93	20086,93	0
01/01/2023	1660,942	180337,1	180989,8	652,765	755,759	20649,9	21338,57	688,6719
01/01/2024	862,7963	183665,8	184685,6	1019,797	1184,674	21092,67	22176,83	1084,168
01/01/2025	640,204	186642,8	188054,9	1412,141	1465,509	21521,93	22809,55	1287,617
01/01/2026	495,2477	189279	190739	1459,953	1673,498	21872,99	23262,89	1389,904
01/01/2027	385,7764	191714,6	193057,6	1342,937	1832,922	22157,13	23622,11	1464,977
01/01/2028	301,7025	193903,6	195060,9	1157,338	1956,561	22390,26	23896,12	1505,856
01/01/2029	260,6895	195866,3	196861,3	994,984	2061,244	22590,47	24126,97	1536,506
01/01/2030	212,8296	197578	198646,5	1068,469	2145,643	22778,42	24317,7	1539,285
01/01/2031	187,4384	199102,4	200438,1	1335,734	2219,004	22959,46	24486,14	1526,688
01/01/2032	165,6236	200512,9	202020,3	1507,4	2283,141	23129,53	24633,79	1504,263
01/01/2033	160,0021	201906	203402,9	1496,875	2342,214	23288,04	24765,68	1477,647

QB-FY								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176672,8	176672,8	0	0	20086,93	20086,93	0
01/01/2023	435,3186	180337,1	180538,8	201,781	219,4133	20649,9	20865	215,1074
01/01/2024	383,2908	183665,8	183990,4	324,593	372,3058	21092,67	21470,63	377,961
01/01/2025	351,9459	186642,8	187040,8	398,078	509,9684	21521,93	22021,12	499,1914
01/01/2026	330,2889	189279	189697,3	418,25	638,34	21872,99	22471,73	598,7437
01/01/2027	308,6335	191714,6	192066,6	351,922	758,3359	22157,13	22871,02	713,8915
01/01/2028	290,3596	193903,6	194190,5	286,869	871,5869	22390,26	23222,8	832,539
01/01/2029	277,475	195866,3	196087,9	221,593	977,1746	22590,47	23534,24	943,7695
01/01/2030	295,1435	197578	197776,7	198,75	1078,806	22778,42	23815,57	1037,15
01/01/2031	256,0375	199102,4	199273,5	171,125	1178,81	22959,46	24073,29	1113,828
01/01/2032	227,7157	200512,9	200605,8	92,85	1269,844	23129,53	24315,93	1186,402
01/01/2033	206,6174	201906	201956,1	50,125	1349,602	23288,04	24535,19	1247,154

QB-FL								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176672,8	176672,8	0	0	44967,74	44967,74	0
01/01/2023	625,8023	180337,1	180654	316,906	340,3001	45994,23	46303	308,7656
01/01/2024	504,387	183665,8	184123,2	457,434	550,0979	46969,64	47433,45	463,8133
01/01/2025	468,1807	186642,8	187206,9	564,125	735,0588	47869,83	48469,62	599,79
01/01/2026	377,0012	189279	189899,1	620,109	898,2088	48695,37	49393,37	698
01/01/2027	335,8729	191714,6	192214,5	499,859	1014,009	49436,65	50171,71	735,0577
01/01/2028	277,0397	193903,6	194352	448,416	1094,16	50092,25	50836,6	744,3516
01/01/2029	262,865	195866,3	196250,8	384,562	1128,765	50644,18	51389,57	745,39
01/01/2030	271,8778	197578	198023,6	445,641	1150,746	51143,48	51884,93	741,457
01/01/2031	214,0041	199102,4	199816,2	713,844	1181,942	51596,36	52333,86	737,4967
01/01/2032	0	200512,9	201499,8	986,881	1201,127	52014,67	52745,73	731,0664
01/01/2033	225,6276	201906	202960,7	1054,719	1218,029	52393,14	53115,01	721,8655

QB-FO								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176672,8	176672,8	0	0	44967,74	44967,74	0
01/01/2023	631,6107	180337,1	180767,3	430,187	372,3745	45994,23	46363,03	368,7956
01/01/2024	415,0037	183665,8	184300,5	634,718	560,5154	46969,64	47448,1	478,4633
01/01/2025	330,0098	186642,8	187398,4	755,609	695,005	47869,83	48429	559,1739
01/01/2026	363,4104	189279	190160,5	881,484	821,0288	48695,37	49333,61	638,2428
01/01/2027	320,1971	191714,6	192683,9	969,218	944,98	49436,65	50154,49	717,8377
01/01/2028	293,6875	193903,6	194939,2	1035,6	1057,147	50092,25	50869,88	777,6367
01/01/2029	275,4998	195866,3	196939,7	1073,468	1162,993	50644,18	51515,62	871,44
01/01/2030	253,2883	197578	198715,5	1137,469	1258,367	51143,48	52088,65	945,1757
01/01/2031	258,0145	199102,4	200313,6	1211,225	1351,132	51596,36	52606,92	1010,555
01/01/2032	266,1877	200512,9	201762,9	1249,959	1446,816	52014,67	53063,94	1049,27
01/01/2033	275,5551	201906	203200,2	1294,172	1545,843	52393,14	53496,33	1103,186

QB-FV								
L'année	Le débit (Sm ³ /Day)	Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field(10 ³ m ³)	L'incrément Field(10 ³ m ³)	Puits (10 ³ m ³)	Base case AOI(10 ³ m ³)	Cumul AOI(10 ³ m ³)	Incrément AOI(10 ³ m ³)
01/01/2022	0	176672,8	176672,8	0	0	44967,74	44967,74	0
01/01/2023	1156,124	180337,1	180810	472,921	451,8371	45994,23	46433,19	438,9531
01/01/2024	865,532	183665,8	184560	894,265	815,9139	46969,64	47706,59	736,9533
01/01/2025	675,3338	186642,8	187801,7	1158,95	1097,229	47869,83	48832,46	962,63
01/01/2026	546,8949	189279	190543,2	1264,172	1321,265	48695,37	49820,16	1124,797
01/01/2027	475,679	191714,6	193046,9	1332,259	1510,26	49436,65	50680,1	1243,445
01/01/2028	424,9276	193903,6	195195,8	1292,2	1677,259	50092,25	51431,69	1339,441
01/01/2029	380,9663	195866,3	197115,1	1248,875	1826,682	50644,18	52074,73	1430,55
01/01/2030	340,5002	197578	198874,6	1296,625	1958,798	51143,48	52683,85	1540,373
01/01/2031	306,5464	199102,4	200456,8	1354,391	2076,073	51596,36	53239,57	1643,207
01/01/2032	278,7328	200512,9	201855,1	1342,163	2182,194	52014,67	53740,86	1726,195
01/01/2033	261,5431	201906	203077,8	1171,844	2279,506	52393,14	54187,3	1794,16

L'année	WCUT moy du champ	QB-FQ	QB-FS	QB-FT	QB-FU	QB-FW	QB-FY	QB-F	QB-F	QB-F
01/01/2022	80,36%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
01/01/2023	81,06%	66,31%	48,28%	55,55%	65,14%	22,39%	59,08%	64,77%	46,47%	34,40%
01/01/2024	83,09%	72,53%	60,82%	59,33%	79,17%	61,74%	67,18%	71,88%	64,29%	45,30%
01/01/2025	84,43%	78,11%	66,90%	63,61%	85,25%	71,74%	71,64%	74,83%	72,15%	56,31%
01/01/2026	86,15%	80,66%	71,36%	68,06%	89,36%	78,14%	74,80%	80,39%	54,35%	63,93%
01/01/2027	86,97%	82,95%	73,98%	72,84%	91,31%	82,90%	77,58%	83,76%	57,79%	68,80%
01/01/2028	88,44%	85,11%	75,87%	75,35%	86,41%	86,68%	80,15%	86,91%	59,64%	72,29%
01/01/2029	88,89%	86,82%	77,90%	77,92%	91,05%	88,49%	82,05%	87,49%	61,34%	75,00%
01/01/2030	88,94%	88,34%	81,75%	79,99%	93,83%	90,61%	81,22%	87,36%	64,62%	77,52%
01/01/2031	89,60%	89,04%	84,06%	80,33%	55,37%	91,73%	83,32%	90,48%	64,02%	79,51%
01/01/2032	90,04%	89,96%	86,60%	81,24%	67,10%	92,69%	85,19%	89,96%	63,56%	81,43%
01/01/2033	89,58%	90,94%	88,71%	81,81%	72,89%	92,94%	86,61%	89,47%	62,66%	82,85%

Les WCUT des puits

Les 10 puits groupés

Les 10 puits				1 year delay		3 years delay		4 years delay	
L'année	Le cumul Base case Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field (10 ³ m ³)	L'incrément Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field (10 ³ m ³)	L'incrément Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field (10 ³ m ³)	L'incrément Field (10 ³ m ³)	Le cumul Field (10 ³ m ³)	L'incrément Field (10 ³ m ³)
01/01/2022	176672,8	176672,8	0	176672,844	0	176672,8	0	176672,8	0
01/01/2023	180337,1	181972,8	1635,75	180337,063	0	180337,1	0	180337,1	0
01/01/2024	183665,8	186922,5	3256,75	185182,031	1516,265	183665,8	0	183665,8	0
01/01/2025	186642,8	190874,9	4232,109	189759,125	3116,375	186642,8	0	186642,8	0
01/01/2026	189279	194119,3	4840,25	193558,047	4279,031	190692,9	1413,859	189279	0
01/01/2027	191714,6	196916,8	5202,187	196664,5	4949,859	194502	2787,375	193065,6	1350,937
01/01/2028	193903,6	199538,7	5635,056	199299,531	5395,931	197573,8	3670,228	196573,3	2669,744
01/01/2029	195866,3	201780,6	5914,297	201510,7	5644,434	200147,2	4280,953	199399,1	3532,843
01/01/2030	197578	203786	6208	203374,7	5796,716	202248,5	4670,532	201757,2	4179,216
01/01/2031	199102,4	205545,7	6443,344	205130,313	6027,938	204135,9	5033,547	203706,2	4603,813
01/01/2032	200512,9	207115,2	6602,334	206705,828	6192,928	205875,7	5362,819	205501,5	4988,631
01/01/2033	201906	208487,7	6581,7	208191,734	6285,734	207452,1	5546,109	207044,1	5138,125

Les sensibilités

QB-FS	Best		Worst	
L'année	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)
01/01/2022	18461,6	77,3716	18360,998	44,558
01/01/2023	18985,57	257,1524	18850,24	210,2166
01/01/2024	19400,69	329,8287	19265,9629	303,3229
01/01/2025	19752,91	374,2763	19642,8516	383,9297
01/01/2026	20061,11	403,237	19986,9688	455,1075
01/01/2027	20334,21	426,8428	20293,709	521,509
01/01/2028	20578,19	446,9814	20575,1523	591,3823
01/01/2029	20803,63	469,6348	20856,9141	679,7012
01/01/2030	21013,31	499,3007	21103,875	748,6211
01/01/2031	21213,36	524,1739	21315,5938	778,4883
01/01/2032	21397,89	536,3457	21500,9785	776,1543
01/01/2033	21563,93	543,5648	21672,91	783,0135

QB-FT	Best		Worst	
L'année	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)
01/01/2022	18360,39	13,8593	18286,23	0
01/01/2023	18921,44	193,0195	18728,14	69,1172
01/01/2024	19360,78	289,92	19113,88	123,8183
01/01/2025	19744,84	366,21	19453,4	162,1387
01/01/2026	20079,46	421,5899	19752,79	192,0957
01/01/2027	20384,3	476,9375	20021,42	222,218
01/01/2028	20662,86	531,6533	20262,97	242,8516
01/01/2029	20921,57	587,5801	20480,65	265,8339
01/01/2030	21189,94	675,9296	20694,45	304,8484
01/01/2031	21452,47	763,2852	20900,6	331,2387
01/01/2032	21700,66	839,1113	21091,92	352,1855
01/01/2033	21939,25	918,8848	21273,75	378,9004

QB-FQ	best		Worst	
L'année	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)
01/01/2022	18248,36	-21,8353	18361,05	24,5148
01/01/2023	18743,41	77,6963	18825,95	137,5352
01/01/2024	19108,11	131,2597	19200,5	179,6387
01/01/2025	19410,33	154,9628	19527,66	209,0341
01/01/2026	19681,11	174,5358	19848,19	250,317
01/01/2027	19923,89	191,8667	20160,5	293,1328

01/01/2028	20139,65	208,0722	20440,78	349,5673
01/01/2029	20337	208,4648	20690,54	396,5508
01/01/2030	20520,12	213,9785	20911,72	437,7109
01/01/2031	20708,49	242,7773	21112,46	463,2832
01/01/2032	20889,08	272,914	21302,72	481,1719
01/01/2033	21065,12	310,7352	21485,53	505,1648

QB-FU	Best		Worst	
L'année	Le cumul de la région (10³m³)	L'incrément du puits -niveau région (10³m³)	Le cumul de la région (10³m³)	L'incrément du puits -niveau région (10³m³)
01/01/2022	20213,01	-1,461	20181,87	-32,5997
01/01/2023	21241,27	338,3555	21137,26	234,3477
01/01/2024	21913,87	460,8427	21788,31	335,2813
01/01/2025	22393,92	502,289	22268,4	376,7636
01/01/2026	22810,25	527,543	22675,21	392,5039
01/01/2027	23147,29	556,3672	23021,89	430,9707
01/01/2028	23433,88	578,0226	23330,28	474,4258
01/01/2029	23685,16	600,6863	23608,13	523,6648
01/01/2030	23913,22	622,8027	23872,15	581,7265
01/01/2031	24178,07	699,8239	24101,35	623,1055
01/01/2032	24404,45	746,4051	24309,09	651,041
01/01/2033	24614,55	779,6437	24505	670,0898

QB-FL	Best		Worst	
L'année	Le cumul de la région (10³m³)	L'incrément du puits -niveau région (10³m³)	Le cumul de la région (10³m³)	L'incrément du puits -niveau région (10³m³)
01/01/2022	44987,22	19,4805	44953,68	-14,0622
01/01/2023	46443,81	449,5756	46265,77	271,5312
01/01/2024	47599,91	630,2696	47405,01	435,3733
01/01/2025	48653,71	783,877	48443,82	573,9942
01/01/2026	49556,69	861,3203	49390,29	694,918
01/01/2027	50335,79	899,1329	50195,36	758,711
01/01/2028	51000,85	908,6016	50876,59	784,3439
01/01/2029	51552,71	908,5348	51447,17	802,988
01/01/2030	52032,98	889,5034	51949,6	806,1234
01/01/2031	52458,39	862,0267	52400,87	804,5039
01/01/2032	52864,12	849,4492	52821,06	806,3945
01/01/2033	53242,79	849,6407	53215,54	822,3955

QB-FV	Best		Worst	
L'année	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)
01/01/2022	44877,13	-90,6122	44884,56	-83,1797
01/01/2023	46082,93	88,6956	46161,58	167,3456
01/01/2024	47293,14	323,5078	47254	284,3672
01/01/2025	48331,71	461,877	48265,16	395,3341
01/01/2026	49240,15	544,7828	49175,79	480,4228
01/01/2027	50053,52	616,8633	49991,93	555,2813
01/01/2028	50784,63	692,3867	50706,89	614,6406
01/01/2029	51382,71	738,53	51341,34	697,16
01/01/2030	51925,59	782,1134	51908,66	765,1875
01/01/2031	52409,61	813,25	52408,75	812,3906
01/01/2032	52877,76	863,092	52857,41	842,742
01/01/2033	53298,77	905,6255	53291,79	898,6407

QB-FO	Best		Worst	
L'année	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)	Le cumul de la région (10 ³ m ³)	L'incrément du puits -niveau région (10 ³ m ³)
01/01/2022	44913,69	-54,0547	44942,94	-24,8047
01/01/2023	46193,33	199,0956	46284,89	290,6601
01/01/2024	47220,98	251,3399	47349,88	380,2461
01/01/2025	48263,32	393,49	48462,97	593,14
01/01/2026	49190,59	495,2228	49411,93	716,5664
01/01/2027	50017,25	580,6016	50252,09	815,4377
01/01/2028	50768,17	675,9219	50995,23	902,9805
01/01/2029	51426,13	781,9528	51717,1	1072,92
01/01/2030	52040,73	897,25	52389,86	1246,383
01/01/2031	52600,68	1004,32	52977,29	1380,927
01/01/2032	53107,04	1092,372	53507,49	1492,822
01/01/2033	53561,64	1168,496	53991,99	1598,848

Débit d'injection du puits QB-FM

QB-FM	500 m ³ /day		750 m ³ /day		1000 m ³ /day		1500 m ³ /day		2000 m ³ /day		4000 m ³ /day	
L'année	L'incrément niveau région (10 ³ m ³)	WCUT	L'incrément niveau région (10 ³ m ³)	WCUT	L'incrément niveau région (10 ³ m ³)	WCUT	L'incrément niveau région (10 ³ m ³)	WCUT	L'incrément niveau région (10 ³ m ³)	WCUT	L'incrément niveau région (10 ³ m ³)	WCUT
01/01/2022	1,2432	55,3%	1,6221	50,09%	2,0478	44,87%	2,8741	36,67%	3,4287	33,60%	4,1621	31,68%
01/01/2023	67,1865	46,40%	99,7764	36,70%	129,1731	29,72%	149,3877	29,12%	151,6904	29,16%	153,4131	29,23%
01/01/2024	163,9687	46,30%	230,8926	40,12%	289,1113	51,69%	300,7642	56,99%	301,6709	57,70%	302,0137	58,14%
01/01/2025	260,7744	53,74%	330,1748	74,91%	370,9036	83,35%	378,6357	84,29%	375,7803	84,42%	374,7217	84,50%
01/01/2026	335,8076	74,60%	381,6026	86,22%	429,8604	89,72%	431,5557	90,15%	429,2041	90,23%	426,211	90,27%
01/01/2027	373,7685	84,74%	417,7627	90,51%	462,1943	92,36%	462,8379	92,78%	456,1181	92,82%	455,6894	92,83%
01/01/2028	399,4981	88,76%	443,46	92,47%	474,8252	93,76%	476,0693	94,28%	475,5361	94,37%	468,8731	94,31%
01/01/2029	420,8975	91,62%	466,4214	93,74%	494,2588	94,85%	496,3184	95,33%	497,0782	95,37%	487,0196	95,35%
01/01/2030	449,294	93,19%	497,0674	94,55%	522,7715	95,63%	525,2266	96,09%	525,6954	96,10%	517,5684	96,11%
01/01/2031	474,331	93,99%	521,5371	95,14%	554,0517	96,08%	543,1591	96,18%	553,2685	96,63%	542,6172	96,65%
01/01/2032	495,7549	94,53%	542,6981	95,63%	553,1281	96,42%	555,7754	96,18%	568,2949	96,69%	557,0996	96,69%
01/01/2033	510,334	94,97%	557,235	96,03%	530,8867	96,63%	566,6787	96,18%	571,1943	96,69%	564,7871	96,69%

QB-FS+QB-FQ

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1531555360	70000000		159564718,9	6800000	236364719	236364719	1295190641	1295190641	1,30E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1540879214			157388355,2	6800000	164188355	167472122	1373407092	1248551902	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1438227976		10000000	144022903	6800000	160822903	167255819	1270972157	1050390212	3,59E+09
2022	3	4055,478	25508202	61,11497	1558932986			153049213,8	6800000	159849214	169440167	1389492819	1043946521	4,64E+09
2023	4	3509,672	22075184	62,33727	1376106668			132451104,5	6800000	139251104	150391193	1225715475	837180162	5,48E+09
2024	5	3093,578	19458030	63,58401	1237219655			116748181,3	6800000	123548181	135902999	1101316656	683830995	6,16E+09
2025	6	2750,11	17297680	64,85569	1121853061			103786082,3	6800000	110586082	123856412	997996649	563343090	6,72E+09
2026	7	2382,362	14984614	66,15281	991274278			89907683,16	6800000	96707683,2	110246759	881027519	452106424	7,17E+09
2027	8	2201,825	13849070	67,47586	934477941			83094418,26	6800000	89894418,3	104277525	830200416	387294621	7,56E+09
2028	9	1933,031	12158405	68,82538	836806888			72950432,68	6800000	79750432,7	94105510,6	742701377	314977885	7,88E+09
2029	10	1723,944	10843287	70,20189	761219234			65059722,64	6800000	71859722,6	86231667,2	674987567	260236927	8,14E+09
2030	11	1655,556	10413139	71,60593	745642487			62478835,84	6800000	69278835,8	84520179,7	661122307	231719336	8,37E+09
2031	12	1561,016	9818500	73,03804	717124066			58911001,75	6800000	65711001,7	81481642,2	635642423	202535265	8,57E+09
2032	13	1539,484	9683068	74,49881	721377004			58098408,1	6800000	64898408,1	81771994,2	639605010	185270788	8,76E+09
2033	14	125,735	790849,8	75,98878	60095710,2			4745098,58	6800000	11545098,6	14777726,2	45317984	11933641,6	8,77E+09

QB-FS+QB-FT

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1,53E+09	70000000		1,6E+08	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1295190641	1295190641	1,30E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1,54E+09			1,57E+08	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1373407092	1248551902	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1,44E+09		10000000	1,44E+08	6800000	1,61E+08	1,67E+08	1270972157	1050390212	3,59E+09
2022	3	4018,353	25274693	61,11497	1,54E+09			1,52E+08	6800000	1,58E+08	1,68E+08	1376707022	1034340362	4,63E+09
2023	4	3595,5	22615026	62,33727	1,41E+09			1,36E+08	6800000	1,42E+08	1,54E+08	1255869583	857775823,7	5,49E+09
2024	5	3086,688	19414693	63,58401	1,23E+09			1,16E+08	6800000	1,23E+08	1,36E+08	1098847150	682297626	6,17E+09
2025	6	2705,25	17015519	64,85569	1,1E+09			1,02E+08	6800000	1,09E+08	1,22E+08	981593020	554083669,7	6,72E+09
2026	7	2428,093	15272253	66,15281	1,01E+09			91633520	6800000	98433520	1,12E+08	898088224	460861263,2	7,18E+09
2027	8	2208,75	13892627	67,47586	9,37E+08			83355760	6800000	90155760	1,05E+08	832836303	388524281,8	7,57E+09
2028	9	2000,516	12582874	68,82538	8,66E+08			75497241	6800000	82297241	97110745	768910321	326093036	7,90E+09
2029	10	1836,891	11553703	70,20189	8,11E+08			69322216	6800000	76122216	91346660	719745093	277492890,6	8,18E+09
2030	11	1629,609	10249938	71,60593	7,34E+08			61499625	6800000	68299625	83325543	650630728	228042101	8,40E+09
2031	12	1503,422	9456245	73,03804	6,91E+08			56737468	6800000	63537468	78786461	611879168	194963559,6	8,60E+09
2032	13	1368,406	8607019	74,49881	6,41E+08			51642115	6800000	58442115	73637065	567575588	164406430,7	8,76E+09
2033	14	109,522	688873	75,98878	52346621			4133238	6800000	10933238	13994545	38352076,2	10099300,32	8,77E+09

QB-FT+QB-FQ

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	OPEX				Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Coût forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1531555360	70000000		159564718,9	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1,3E+09	1,3E+09	1,3E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1540879214			157388355,2	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1,37E+09	1,25E+09	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1438227976		10000000	144022903	6800000	1,61E+08	1,67E+08	1,27E+09	1,05E+09	3,59E+09
2022	3	3930,572	24722567	61,11497	1510918896			148335400,8	6800000	1,55E+08	1,64E+08	1,35E+09	1,01E+09	4,61E+09
2023	4	3524,937	22171198	62,33727	1382091919			133027188,6	6800000	1,4E+08	1,51E+08	1,23E+09	8,41E+08	5,45E+09
2024	5	2994,291	18833533	63,58401	1197511644			113001200,7	6800000	1,2E+08	1,32E+08	1,07E+09	6,62E+08	6,11E+09
2025	6	2695,272	16952760	64,85569	1099482982			101716557,4	6800000	1,09E+08	1,22E+08	9,78E+08	5,52E+08	6,66E+09
2026	7	2329,928	14654814	66,15281	969457075			87928882,52	6800000	94728883	1,08E+08	8,61E+08	4,42E+08	7,1E+09
2027	8	2122,259	13348614	67,47586	900709284			80091686,22	6800000	86891686	1,01E+08	8E+08	3,73E+08	7,48E+09
2028	9	1926,594	12117918	68,82538	834020318			72707507,48	6800000	79507507	93818859	7,4E+08	3,14E+08	7,79E+09
2029	10	1743,36	10965410	70,20189	769792501			65792460,81	6800000	72592461	87110953	6,83E+08	2,63E+08	8,05E+09
2030	11	1668,265	10493077	71,60593	751366468			62958459,32	6800000	69758459	85105320	6,66E+08	2,34E+08	8,29E+09
2031	12	1559,703	9810242	73,03804	716520879			58861450,59	6800000	65661451	81420199	6,35E+08	2,02E+08	8,49E+09
2032	13	1360,438	8556902	74,49881	637478979			51341411,87	6800000	58141412	73258179	5,64E+08	1,63E+08	8,65E+09
2033	14	111,703	702591,1	75,98878	53389041,4			4215546,559	6800000	11015547	14099900	39289142	10346059	8,66E+09

QB-FT+QB-FQ+QB-FS

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bb)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1531555360	70000000		159564718,9	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1295190641	1295190641	1,3E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1540879214			157388355,2	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1373407092	1248551902	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1438227976		15000000	144022903	6800000	1,66E+08	1,72E+08	1265772157	1046092692	3,59E+09
2022	3	4093,556	25747706	61,11497	1573570237			154486235	6800000	1,61E+08	1,71E+08	1402606828	1053799270	4,64E+09
2023	4	3534,61	22232039	62,33727	1385884604			133392236,8	6800000	1,4E+08	1,51E+08	1234476989	843164394	5,49E+09
2024	5	3063,25	19267273	63,58401	1225090529			115603636,4	6800000	1,22E+08	1,35E+08	1090446529	677081501	6,16E+09
2025	6	2729,328	17166965	64,85569	1113375454			103001792,8	6800000	1,1E+08	1,23E+08	990397446	559053539	6,72E+09
2026	7	2346,125	14756690	66,15281	976196466			88540139,22	6800000	95340139	1,09E+08	867508707	445169136	7,17E+09
2027	8	2255,609	14187361	67,47586	957304442			85124166,4	6800000	91924166	1,07E+08	850672409	396844957	7,56E+09
2028	9	2030,578	12771958	68,82538	879034871			76631747,59	6800000	83431748	98449462	780585409	331044413	7,9E+09
2029	10	2755,5	17331582	70,20189	1216709823			103989494,9	6800000	1,11E+08	1,33E+08	1083762429	417837332	8,31E+09
2030	11	1515,922	9534867	71,60593	682753015			57209204,51	6800000	64009205	78091230	604661785	211930267	8,53E+09
2031	12	1360,222	8555543	73,03804	624880162			51333260,27	6800000	58133260	72085243	552794919	176137497	8,7E+09
2032	13	1247,981	7849568	74,49881	584783470			47097410,19	6800000	53897410	67910737	516872733	149719620	8,85E+09
2033	14	103,907	653555,7	75,98878	49662901,8			3921334,22	6800000	10721334	13723308	35939594	9464018,38	8,86E+09

QB-FU+QB-FY

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4004,297	25186283	57,59	1,45E+09	70000000		1,51E+08	6800000	2,28E+08	2,28E+08	1,22E+09	1,22E+09	1,22E+09
2020	1	3918,843	24648794	58,7418	1,45E+09			1,48E+08	6800000	1,55E+08	1,58E+08	1,29E+09	1,17E+09	2,40E+09
2021	2	3699,016	23266123	59,91664	1,39E+09		10000000	1,4E+08	6800000	1,56E+08	1,63E+08	1,23E+09	1,02E+09	3,41E+09
2022	3	4366,625	27465259	61,11497	1,68E+09			1,65E+08	6800000	1,72E+08	1,82E+08	1,5E+09	1,12E+09	4,54E+09
2023	4	3651,719	22968633	62,33727	1,43E+09			1,38E+08	6800000	1,45E+08	1,56E+08	1,28E+09	8,71E+08	5,41E+09
2024	5	3139,609	19747557	63,58401	1,26E+09			1,18E+08	6800000	1,25E+08	1,38E+08	1,12E+09	6,94E+08	6,10E+09
2025	6	2748,797	17289422	64,85569	1,12E+09			1,04E+08	6800000	1,11E+08	1,24E+08	9,98E+08	5,63E+08	6,67E+09
2026	7	2447,125	15391961	66,15281	1,02E+09			92351767	6800000	99151767	1,13E+08	9,05E+08	4,65E+08	7,13E+09
2027	8	2224,578	13992182	67,47586	9,44E+08			83953091	6800000	90753091	1,05E+08	8,39E+08	3,91E+08	7,52E+09
2028	9	2037,222	12813747	68,82538	8,82E+08			76882485	6800000	83682485	98745332	7,83E+08	3,32E+08	7,85E+09
2029	10	1783,653	11218846	70,20189	7,88E+08			67313074	6800000	74113074	88935688	6,99E+08	2,69E+08	8,12E+09
2030	11	1606,875	10106945	71,60593	7,24E+08			60641669	6800000	67441669	82278836	6,41E+08	2,25E+08	8,35E+09
2031	12	1463,25	9203570	73,03804	6,72E+08			55221422	6800000	62021422	76906563	5,95E+08	1,9E+08	8,54E+09
2032	13	1388,891	8735866	74,49881	6,51E+08			52415196	6800000	59215196	74611147	5,76E+08	1,67E+08	8,70E+09
2033	14	114,831	722265,6	75,98878	54884086			4333594	6800000	11133594	14251000	40633086	10699961	8,72E+09

QB-FW+QB-FY														
Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4004,297	25186283	57,59	1,45E+09	70000000		1,51E+08	6800000	2,28E+08	2,28E+08	1,22E+09	1,22E+09	1,22E+09
2020	1	3918,843	24648794	58,7418	1,45E+09			1,48E+08	6800000	1,55E+08	1,58E+08	1,29E+09	1,17E+09	2,40E+09
2021	2	3699,016	23266123	59,91664	1,39E+09		10000000	1,4E+08	6800000	1,56E+08	1,63E+08	1,23E+09	1,02E+09	3,41E+09
2022	3	4555,953	28656097	61,11497	1,75E+09			1,72E+08	6800000	1,79E+08	1,89E+08	1,56E+09	1,17E+09	4,59E+09
2023	4	3853,766	24239471	62,33727	1,51E+09			1,45E+08	6800000	1,52E+08	1,64E+08	1,35E+09	9,2E+08	5,51E+09
2024	5	3281,828	20642088	63,58401	1,31E+09			1,24E+08	6800000	1,31E+08	1,44E+08	1,17E+09	7,26E+08	6,23E+09
2025	6	2832,187	17813929	64,85569	1,16E+09			1,07E+08	6800000	1,14E+08	1,27E+08	1,03E+09	5,8E+08	6,81E+09
2026	7	2434,875	15314911	66,15281	1,01E+09			91889465	6800000	98689465	1,13E+08	9,01E+08	4,62E+08	7,27E+09
2027	8	2176,579	13690277	67,47586	9,24E+08			82141662	6800000	88941662	1,03E+08	8,21E+08	3,83E+08	7,66E+09
2028	9	1854,187	11662491	68,82538	8,03E+08			69974948	6800000	76774948	90594439	7,12E+08	3,02E+08	7,96E+09
2029	10	1649,938	10377803	70,20189	7,29E+08			62266819	6800000	69066819	82880183	6,46E+08	2,49E+08	8,21E+09
2030	11	1500,625	9438652	71,60593	6,76E+08			56631913	6800000	63431913	77386934	5,98E+08	2,1E+08	8,42E+09
2031	12	1329,921	8364956	73,03804	6,11E+08			50189734	6800000	56989734	70667271	5,4E+08	1,72E+08	8,59E+09
2032	13	1222,125	7686939	74,49881	5,73E+08			46121634	6800000	52921634	66681258	5,06E+08	1,47E+08	8,74E+09
2033	14	95,954	603532,8	75,98878	45861723			3621197	6800000	10421197	13339132	32522591	8564215	8,75E+09

QB-FU+QB-FW														
Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4309,391	27105268	57,59	1,56E+09	70000000		1,63E+08	6800000	2,39E+08	2,39E+08	1,32E+09	1,32E+09	1,32E+09
2020	1	3918,843	24648794	58,7418	1,45E+09			1,48E+08	6800000	1,55E+08	1,58E+08	1,29E+09	1,17E+09	2,49E+09
2021	2	3699,016	23266123	59,91664	1,39E+09		10000000	1,4E+08	6800000	1,56E+08	1,63E+08	1,23E+09	1,02E+09	3,51E+09
2022	3	4851,828	30517096	61,11497	1,87E+09			1,83E+08	6800000	1,9E+08	2,01E+08	1,66E+09	1,25E+09	4,76E+09
2023	4	3851,016	24222174	62,33727	1,51E+09			1,45E+08	6800000	1,52E+08	1,64E+08	1,35E+09	9,19E+08	5,68E+09
2024	5	3245,469	20413396	63,58401	1,3E+09			1,22E+08	6800000	1,29E+08	1,42E+08	1,16E+09	7,18E+08	6,40E+09
2025	6	2780,89	17491281	64,85569	1,13E+09			1,05E+08	6800000	1,12E+08	1,25E+08	1,01E+09	5,7E+08	6,97E+09
2026	7	2444,11	15372997	66,15281	1,02E+09			92237984	6800000	99037984	1,13E+08	9,04E+08	4,64E+08	7,43E+09
2027	8	2174,462	13676962	67,47586	9,23E+08			82061769	6800000	88861769	1,03E+08	8,2E+08	3,82E+08	7,81E+09
2028	9	1969,288	12386455	68,82538	8,53E+08			74318731	6800000	81118731	95720103	7,57E+08	3,21E+08	8,14E+09
2029	10	1735,39	10915280	70,20189	7,66E+08			65491682	6800000	72291682	86750018	6,8E+08	2,62E+08	8,40E+09
2030	11	1581,578	9947831	71,60593	7,12E+08			59686989	6800000	66486989	81114126	6,31E+08	2,21E+08	8,62E+09
2031	12	1577,86	9924446	73,03804	7,25E+08			59546676	6800000	66346676	82269878	6,43E+08	2,05E+08	8,82E+09
2032	13	115,328	725391,7	74,49881	54040813			4352350	6800000	11152350	14051961	39988852	11583346	8,84E+09
2033	14	119,39	750940,9	75,98878	57063084			4505645	6800000	11305645	14471226	42591858	11215767	8,85E+09

QB-FU+QB-FW+QB-FY														
Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4004,297	25186283	57,59	1,45E+09	70000000		1,51E+08	6800000	2,28E+08	2,28E+08	1,22E+09	1,22E+09	1,22E+09
2020	1	3918,843	24648794	58,7418	1,45E+09			1,48E+08	6800000	1,55E+08	1,58E+08	1,29E+09	1,17E+09	2,40E+09
2021	2	3699,016	23266123	59,91664	1,39E+09		10000000	1,4E+08	6800000	1,56E+08	1,63E+08	1,23E+09	1,02E+09	3,41E+09
2022	3	4910,275	30884716	61,11497	1,89E+09			1,85E+08	6800000	1,92E+08	2,04E+08	1,68E+09	1,27E+09	4,68E+09
2023	4	3867,381	24325107	62,33727	1,52E+09			1,46E+08	6800000	1,53E+08	1,65E+08	1,35E+09	9,23E+08	5,60E+09
2024	5	3301,782	20767595	63,58401	1,32E+09			1,25E+08	6800000	1,31E+08	1,45E+08	1,18E+09	7,3E+08	6,33E+09
2025	6	2799,537	17608567	64,85569	1,14E+09			1,06E+08	6800000	1,12E+08	1,26E+08	1,02E+09	5,74E+08	6,90E+09
2026	7	2676,3	16833429	66,15281	1,11E+09			1,01E+08	6800000	1,08E+08	1,23E+08	9,91E+08	5,08E+08	7,41E+09
2027	8	2180,741	13716455	67,47586	9,26E+08			82298732	6800000	89098732	1,03E+08	8,22E+08	3,84E+08	7,80E+09
2028	9	1946,734	12244595	68,82538	8,43E+08			73467569	6800000	80267569	94715731	7,48E+08	3,17E+08	8,11E+09
2029	10	1770,609	11136801	70,20189	7,82E+08			66820808	6800000	73620808	88344969	6,93E+08	2,67E+08	8,38E+09
2030	11	1640,579	10318937	71,60593	7,39E+08			61913621	6800000	68713621	83830617	6,55E+08	2,3E+08	8,61E+09
2031	12	1422,984	8950305	73,03804	6,54E+08			53701828	6800000	60501828	75022267	5,79E+08	1,84E+08	8,80E+09
2032	13	1269,187	7982950	74,49881	5,95E+08			47897701	6800000	54697701	68919103	5,26E+08	1,52E+08	8,95E+09
2033	14	106,954	672720,8	75,98878	51119232			4036325	6800000	10836325	13870495	37248736	9808756	8,96E+09

QB-FL+QB-FO

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1,53E+09	70000000		1,6E+08	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1,3E+09	1,3E+09	1,30E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1,54E+09			1,57E+08	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1,37E+09	1,25E+09	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1,44E+09		10000000	1,44E+08	6800000	1,61E+08	1,67E+08	1,27E+09	1,05E+09	3,59E+09
2022	3	4375,275	27519666	61,11497	1,68E+09			1,65E+08	6800000	1,72E+08	1,82E+08	1,5E+09	1,13E+09	4,72E+09
2023	4	3762,525	23665582	62,33727	1,48E+09			1,42E+08	6800000	1,49E+08	1,61E+08	1,31E+09	8,98E+08	5,62E+09
2024	5	3306,991	20800358	63,58401	1,32E+09			1,25E+08	6800000	1,32E+08	1,45E+08	1,18E+09	7,31E+08	6,35E+09
2025	6	2826,656	17779140	64,85569	1,15E+09			1,07E+08	6800000	1,13E+08	1,27E+08	1,03E+09	5,79E+08	6,93E+09
2026	7	2559,016	16095735	66,15281	1,06E+09			96574408	6800000	1,03E+08	1,18E+08	9,47E+08	4,86E+08	7,42E+09
2027	8	2232,037	14039098	67,47586	9,47E+08			84234585	6800000	91034585	1,06E+08	8,42E+08	3,93E+08	7,81E+09
2028	9	1963,916	12352666	68,82538	8,5E+08			74115998	6800000	80915998	95480878	7,55E+08	3,2E+08	8,13E+09
2029	10	1712,375	10770520	70,20189	7,56E+08			64623121	6800000	71423121	85707746	6,7E+08	2,58E+08	8,39E+09
2030	11	1658,909	10434229	71,60593	7,47E+08			62605374	6800000	69405374	84674557	6,62E+08	2,32E+08	8,62E+09
2031	12	1484,763	9338883	73,03804	6,82E+08			56033299	6800000	62833299	77913290	6,04E+08	1,93E+08	8,81E+09
2032	13	1378,237	8668854	74,49881	6,46E+08			52013126	6800000	58813126	74104539	5,72E+08	1,66E+08	8,98E+09
2033	14	121,263	762721,7	75,98878	57958294			4576330	6800000	11376330	14561703	43396591	11427679	8,99E+09

QB-FV+QB-FL

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1,53E+09	70000000		1,6E+08	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1,3E+09	1,3E+09	1,30E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1,54E+09			1,57E+08	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1,37E+09	1,25E+09	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1,44E+09		10000000	1,44E+08	6800000	1,61E+08	1,67E+08	1,27E+09	1,05E+09	3,59E+09
2022	3	4450,744	27994352	61,11497	1,71E+09			1,68E+08	6800000	1,75E+08	1,85E+08	1,53E+09	1,15E+09	4,74E+09
2023	4	3973,312	24991393	62,33727	1,56E+09			1,5E+08	6800000	1,57E+08	1,69E+08	1,39E+09	9,48E+08	5,69E+09
2024	5	3472,297	21840102	63,58401	1,39E+09			1,31E+08	6800000	1,38E+08	1,52E+08	1,24E+09	7,68E+08	6,46E+09
2025	6	2972,078	18693818	64,85569	1,21E+09			1,12E+08	6800000	1,19E+08	1,33E+08	1,08E+09	6,09E+08	7,07E+09
2026	7	2613,016	16435385	66,15281	1,09E+09			98612308	6800000	1,05E+08	1,2E+08	9,67E+08	4,96E+08	7,56E+09
2027	8	2353,253	14801524	67,47586	9,99E+08			88809142	6800000	95609142	1,11E+08	8,88E+08	4,14E+08	7,98E+09
2028	9	2060,9	12962678	68,82538	8,92E+08			77776066	6800000	84576066	99799758	7,92E+08	3,36E+08	8,31E+09
2029	10	1803,347	11342717	70,20189	7,96E+08			68056303	6800000	74856303	89827564	7,06E+08	2,72E+08	8,58E+09
2030	11	1685,328	10600400	71,60593	7,59E+08			63602398	6800000	70402398	85890925	6,73E+08	2,36E+08	8,82E+09
2031	12	1607,859	10113134	73,03804	7,39E+08			60678804	6800000	67478804	83673717	6,55E+08	2,09E+08	9,03E+09
2032	13	1413,875	8893011	74,49881	6,63E+08			53358065	6800000	60158065	75799161	5,87E+08	1,7E+08	9,20E+09
2033	14	114,291	718869,1	75,98878	54625990			4313215	6800000	11113215	14224915	40401075	10638866	9,21E+09

QB-FV+QB-FO														
Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1,53E+09	70000000		1,6E+08	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1,3E+09	1,3E+09	1,30E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1,54E+09			1,57E+08	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1,37E+09	1,25E+09	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1,44E+09		10000000	1,44E+08	6800000	1,61E+08	1,67E+08	1,27E+09	1,05E+09	3,59E+09
2022	3	4447,588	27974501	61,11497	1,71E+09			1,68E+08	6800000	1,75E+08	1,85E+08	1,52E+09	1,15E+09	4,74E+09
2023	4	3825,562	24062073	62,33727	1,5E+09			1,44E+08	6800000	1,51E+08	1,63E+08	1,34E+09	9,13E+08	5,65E+09
2024	5	3328,016	20932602	63,58401	1,33E+09			1,26E+08	6800000	1,32E+08	1,46E+08	1,19E+09	7,36E+08	6,39E+09
2025	6	2823,375	17758504	64,85569	1,15E+09			1,07E+08	6800000	1,13E+08	1,27E+08	1,02E+09	5,78E+08	6,97E+09
2026	7	2527,25	15895932	66,15281	1,05E+09			95375595	6800000	1,02E+08	1,16E+08	9,35E+08	4,8E+08	7,45E+09
2027	8	2272,937	14296351	67,47586	9,65E+08			85778106	6800000	92578106	1,07E+08	8,57E+08	4E+08	7,85E+09
2028	9	2113,922	13296176	68,82538	9,15E+08			79777057	6800000	86577057	1,02E+08	8,13E+08	3,45E+08	8,19E+09
2029	10	1913,438	12035169	70,20189	8,45E+08			72211015	6800000	79011015	94813218	7,5E+08	2,89E+08	8,48E+09
2030	11	1799,796	11320382	71,60593	8,11E+08			67922292	6800000	74722292	91161197	7,19E+08	2,52E+08	8,73E+09
2031	12	1635,75	10288563	73,03804	7,51E+08			61731380	6800000	68531380	84978911	6,66E+08	2,12E+08	8,95E+09
2032	13	1558,813	9804644	74,49881	7,3E+08			58827863	6800000	65627863	82691107	6,48E+08	1,88E+08	9,13E+09
2033	14	125,625	790157,9	75,98878	60043135			4740947	6800000	11540947	14772413	45270723	11921196	9,14E+09

QB-FL+QB-FO+QB-FV

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,125	26594120	57,59	1,53E+09	70000000		1,6E+08	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1,3E+09	1,3E+09	1,30E+09
2020	1	4170,456	26231393	58,7418	1,54E+09			1,57E+08	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1,37E+09	1,25E+09	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,91664	1,44E+09		15000000	1,44E+08	6800000	1,66E+08	1,72E+08	1,27E+09	1,05E+09	3,59E+09
2022	3	4743,869	29838054	61,11497	1,82E+09			1,79E+08	6800000	1,86E+08	1,97E+08	1,63E+09	1,22E+09	4,81E+09
2023	4	4082,953	25681015	62,33727	1,6E+09			1,54E+08	6800000	1,61E+08	1,74E+08	1,43E+09	9,75E+08	5,79E+09
2024	5	3495,922	21988699	63,58401	1,4E+09			1,32E+08	6800000	1,39E+08	1,53E+08	1,25E+09	7,73E+08	6,56E+09
2025	6	2991,312	18814796	64,85569	1,22E+09			1,13E+08	6800000	1,2E+08	1,34E+08	1,09E+09	6,13E+08	7,17E+09
2026	7	2548,444	16029239	66,15281	1,06E+09			96175432	6800000	1,03E+08	1,17E+08	9,43E+08	4,84E+08	7,66E+09
2027	8	2231,775	14037450	67,47586	9,47E+08			84224698	6800000	91024698	1,06E+08	8,42E+08	3,93E+08	8,05E+09
2028	9	1921,172	12083815	68,82538	8,32E+08			72502887	6800000	79302887	93577407	7,38E+08	3,13E+08	8,36E+09
2029	10	1890,253	11889340	70,20189	8,35E+08			71336039	6800000	78136039	93763246	7,41E+08	2,86E+08	8,65E+09
2030	11	1995,763	12552978	71,60593	8,99E+08			75317868	6800000	82117868	1E+08	7,99E+08	2,8E+08	8,93E+09
2031	12	1776,218	11172081	73,03804	8,16E+08			67032485	6800000	73832485	91552281	7,24E+08	2,31E+08	9,16E+09
2032	13	1475,641	9281507	74,49881	6,91E+08			55689045	6800000	62489045	78736196	6,13E+08	1,77E+08	9,34E+09
2033	14	101,278	637019,8	75,98878	48406357			3822119	6800000	10622119	13596312	34810045	9166573	9,35E+09

Base case														
Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,13	26594151	57,59	1531557172	70000000		1,60E+08	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1,30E+09	1,30E+09	1,30E+09
2020	1	4170,46	26231418	58,74	1540880692			1,57E+08	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1,37E+09	1,25E+09	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,92	1438227976			1,44E+08	6800000	1,51E+08	1,57E+08	1,28E+09	1,06E+09	3,60E+09
2022	3	3881,4	24413284	61,11	1492017092			1,46E+08	6800000	1,53E+08	1,62E+08	1,33E+09	9,99E+08	4,60E+09
2023	4	3368,72	21188622	62,34	1320840824			1,27E+08	6800000	1,34E+08	1,45E+08	1,18E+09	8,03E+08	5,40E+09
2024	5	2999,95	18869128	63,58	1199774857			1,13E+08	6800000	1,20E+08	1,32E+08	1,07E+09	6,63E+08	6,07E+09
2025	6	2667,22	16776318	64,86	1088039722			1,01E+08	6800000	1,07E+08	1,20E+08	9,68E+08	5,46E+08	6,61E+09
2026	7	2451,01	15416397	66,15	1019837945			9,25E+07	6800000	9,93E+07	1,13E+08	9,07E+08	4,65E+08	7,08E+09
2027	8	2212,18	13914201	67,48	938872713			8,35E+07	6800000	9,03E+07	1,05E+08	8,34E+08	3,89E+08	7,47E+09
2028	9	1976,32	12430685	68,83	855546646			7,46E+07	6800000	8,14E+07	9,60E+07	7,60E+08	3,22E+08	7,79E+09
2029	10	1732,41	10896537	70,20	764957454			6,54E+07	6800000	7,22E+07	8,66E+07	6,78E+08	2,62E+08	8,05E+09
2030	11	1537,31	9669394	71,61	692385912			5,80E+07	6800000	6,48E+07	7,91E+07	6,13E+08	2,15E+08	8,27E+09
2031	12	1420,88	8937071	73,04	652746187			5,36E+07	6800000	6,04E+07	7,49E+07	5,78E+08	1,84E+08	8,45E+09
2032	13	1394,27	8769699	74,50	653332101			5,26E+07	6800000	5,94E+07	7,49E+07	5,78E+08	1,68E+08	8,62E+09
2033	14	114,23	718485,5	75,99	54596834,4			4,31E+06	6800000	1,11E+07	1,42E+07	4,04E+07	1,06E+07	8,63E+09

Avec les 10 puits

Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX			Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)	Charges d'injection (\$)					
2019	0	4228,13	26594151	57,59	1531557172	70000000		159564907,6	6800000	8609,183	236373516,8	236373516,8	1295183655	1295183655	1,30E+09
2020	1	4170,46	26231418	58,74	1540880692			157388506,2	6800000	8609,183	164197115,3	167481057,7	1373399634	1248545122	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,92	1438227976		50000000	144022903	6800000	8609,183	200831512,2	208864772,7	1229363203	1016002647	3,56E+09
2022	3	5138,4	32319580	61,11	1975210136			193917481,5	6800000	8609,183	200726090,7	212769656,2	1762440480	1324147619	4,88E+09
2023	4	5064,93	31857468	62,34	1985907500			191144805,7	6800000	8609,183	197953414,9	213789688,1	1772117812	1210380310	6,09E+09
2024	5	4020,47	25288008	63,58	1607913072			151728051	6800000	8609,183	158536660,1	174390326,2	1433522746	890104840	6,98E+09
2025	6	3265,95	20542218	64,86	1332279801			123253308,2	6800000	8609,183	130061917,4	145669347,5	1186610454	669810666	7,65E+09
2026	7	2854,56	17954651	66,15	1187750603			107727908,7	6800000	8609,183	114536517,9	130571630,4	1057178973	542499972	8,20E+09
2027	8	2643,22	16625362	67,48	1121810672			99752172,97	6800000	8609,183	106560782,1	123610507,3	998200165	465667744	8,66E+09
2028	9	2266,15	14253662	68,83	981013718			85521971,98	6800000	8609,183	92330581,16	108950085,8	872063632	369840109	9,03E+09
2029	10	2018,95	12698820	70,20	891481146			76192919,85	6800000	8609,183	83001529,03	99601834,84	791879311	305303754	9,34E+09
2030	11	1582,14	9951366	71,61	712576805			59708197,93	6800000	8609,183	66516807,11	81150504,68	631426300	221311066	9,56E+09
2031	12	1583,78	9961682	73,04	727581750			59770089,7	6800000	8609,183	66578698,88	82557586,62	645024163	205524577	9,76E+09
2032	13	1389,78	8741458	74,50	651228160			52448746,21	6800000	8609,183	59257355,39	74664267,79	576563892	167010022	9,93E+09
2033	14	109,36	687854,1	75,99	52269192,1			4127124,354	6800000	8609,183	10935733,54	13997738,93	38271453,2	10078069,8	9,94E+09

Base case														
Année	Nombre d'année	cummul d'huile (MSm3)	Cumul d'huile (bbl)	Le prix moyen du baril	Revenu brut (\$)	CAPEX		OPEX		Charges totales (\$)	Charges avec inflation (\$)	Cash-flow (\$)	Cash-flow actualisés (10%) (\$)	VAN (\$)
						Exploration et exploitation (\$)	Cout forage (\$)	Charges d'exploitation (\$)	EPF+ opérations (\$)					
2019	0	4228,13	26594151	57,59	1531557172	70000000		1,60E+08	6800000	2,36E+08	2,36E+08	1,30E+09	1,30E+09	1,30E+09
2020	1	4170,46	26231418	58,74	1540880692			1,57E+08	6800000	1,64E+08	1,67E+08	1,37E+09	1,25E+09	2,54E+09
2021	2	3816,3	24003817	59,92	1438227976			1,44E+08	6800000	1,51E+08	1,57E+08	1,28E+09	1,06E+09	3,60E+09
2022	3	3881,4	24413284	61,11	1492017092			1,46E+08	6800000	1,53E+08	1,62E+08	1,33E+09	9,99E+08	4,60E+09
2023	4	3368,72	21188622	62,34	1320840824			1,27E+08	6800000	1,34E+08	1,45E+08	1,18E+09	8,03E+08	5,40E+09
2024	5	2999,95	18869128	63,58	1199774857			1,13E+08	6800000	1,20E+08	1,32E+08	1,07E+09	6,63E+08	6,07E+09
2025	6	2667,22	16776318	64,86	1088039722			1,01E+08	6800000	1,07E+08	1,20E+08	9,68E+08	5,46E+08	6,61E+09
2026	7	2451,01	15416397	66,15	1019837945			9,25E+07	6800000	9,93E+07	1,13E+08	9,07E+08	4,65E+08	7,08E+09
2027	8	2212,18	13914201	67,48	938872713			8,35E+07	6800000	9,03E+07	1,05E+08	8,34E+08	3,89E+08	7,47E+09
2028	9	1976,32	12430685	68,83	855546646			7,46E+07	6800000	8,14E+07	9,60E+07	7,60E+08	3,22E+08	7,79E+09
2029	10	1732,41	10896537	70,20	764957454			6,54E+07	6800000	7,22E+07	8,66E+07	6,78E+08	2,62E+08	8,05E+09
2030	11	1537,31	9669394	71,61	692385912			5,80E+07	6800000	6,48E+07	7,91E+07	6,13E+08	2,15E+08	8,27E+09
2031	12	1420,88	8937071	73,04	652746187			5,36E+07	6800000	6,04E+07	7,49E+07	5,78E+08	1,84E+08	8,45E+09
2032	13	1394,27	8769699	74,50	653332101			5,26E+07	6800000	5,94E+07	7,49E+07	5,78E+08	1,68E+08	8,62E+09
2033	14	114,23	718485,5	75,99	54596834,4			4,31E+06	6800000	1,11E+07	1,42E+07	4,04E+07	1,06E+07	8,63E+09