الجمهورية العربية السورية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
الجامعة السورية الخاصة

نمذجة وتقييم الخصائص الخزنية لطبقة الكورشينا دولوميت في حقل شمال الحسيبن

دراسة أُعدت لنيل درجة الإجازة في هندسة البترول

اعداد :

خليل محمد الرفاعي بلال إحسان الصالح

يوسف عبد الرحمن العباديش

إشراف : الدكتور المهندس ايمن احمد شقوف

العام الدراسي 2025-2026 م

جدول المحتويات

الفهرس

الفصل الأول الخصائص الجيولوجية والخزنية والبنيوية لحقل شمال الحسين 4

1-1 مقدمة : 4

2-1 الوضع الجيولوجي العام للحقل : 5

3-1 السحنات والتفسير الترسيبي لتكوين الكورشينا دولوميت : 5

1-3-1 القسم العلوي: 6

2-3-1 القسم الأوسط: 6

3-3-1 القسم السفلي: 6

4-1 العمليات الدياجينيتيكية الرئيسية: 7

5-1 الخصائص الصخرية والخزنية: 7

6-1 السلوك الهيدروديناميكي وآلية الدفع: 8

7-1 البنية التكتونية والانقطاعات: 8

8-1 الخواص الفيزيائية للنفط والماء: 9

9-1 لمحة عن البيانات البتروفيزيائية ودورها في توصيف الحقل: 10

10-1 خلاصة الفصل الأول: 11

الفصل الثاني 12

الدراسة البتروفيزيائية والسيزمية لحقل شمال الحسين 12

2-1 مقدمة: 12

2-2قاعدة البيانات وتحضيرها 13

2-2-1 البيانات المتاحة للحقل: 13

2-2-2 جمع البيانات وتحضيرها : 15

2-3 منهجية الدراسة البتروفيزيائية ومعالجة التحديات : 15

2-3-1مراقبة الجودة والتحقق من الاتساق بين الآبار : 15

2-3-2 معالجة مشكلات تسجيلات الكثافة و الصوت : 16

2-3-3 إنتاج التسجيلات المرنة واستخدامها : 16

2-4 الدلالات الخزنية والهندسية للنتائج : 17
2-5 توظيف النتائج في الدراسة السيزمية والربط الزلزالي : 17
2-5-1 أهداف الاستخدام السيزمي: 17
2-5-2 الربط بين البئر والسيزمك: 18
2-5-3 خلاصة الفصل الثاني : 18
الفصل الثالث 19
تحليل منحنيات الأداء الإنتاجي للآبار الأربعة التي تم اختيارها في حقل شمال الحسين 19
3-1 مقدمة: 19
3-2 جدول يوضح الآبار التي تم اختيارها: 20
3-3 البئر : NH-02 21
3-4 البئر :NH-03 22
3-5 البئر :NH-10H 23
3-6 البئر :NH-36H 24
3-7 مقارنة عامة واستنتاجات: 25
الفصل الرابع 26
القسم العملي (نمذجة المكمن باستخدام برنامج البتريل PETREL) 26
النتائج 42
المقترحات 43
المراجع 44

الفصل الأول
الخصائص الجيولوجية والخزنية والبنيوية لحقل شمال الحسين

1-1 مقدمة :



شكل (1-1): خريطة توضح الموقع الجغرافي لحقل شمال الحسين ضمن شمال شرق سوريا.

يقع حقل شمال الحسين في اليابسة ضمن منطقة هضبة حلب في شمال سوريا، وتديره الشركة السورية للبترول (SPC). بدأ الإنتاج من الحقل في عام 1991 من تشكيلة الكورشينا دولوميت، وهو مكمن كربوناتي من العصر الترياسي الأوسط. وتوضح تقارير الدراسة أن الحقل خضع لتقييم متكامل شمل الجوانب الجيولوجية والبتروفيزيائية وهندسة المكامن والمحاكاة التنبؤية بهدف بناء نموذج خزني ثابت ومتحرك قابل للاعتماد في خطط التطوير المستقبلية.

يضم الحقل 17 بئراً محفورة، منها 8 آبار منتجة، في حين تم إيقاف بعض الآبار عن الإنتاج بسبب ارتفاع نسبة الماء المنتج أو لأسباب تشغيلية. وتشير بيانات هندسة المكامن إلى أن النفط المنتج متوسط الكثافة، بدرجة API تتراوح بين 26 و30، وأن المكمن يقع على عمق يقارب 1800 متر تحت مستوى سطح البحر. بلغ الضغط الابتدائي المقاس 217.5 kg/cm^2، وانخفض إلى نحو 171 kg/cm^2 حتى نهاية عام

2006، وهو هبوط محدود نسبياً يدل على وجود دعم مائي فعال من الطبقة المائية السفلية.

وتكمن أهمية الحقل في أنه يمثل مكمنًا كربوناتياً متشققاً ذا سلوك هيدروديناميكي مستقر، حيث ساعدت الشقوق الطبيعية والفوالق في تعزيز النفوذية الفعالة والاتصال بين الآبار. كما تشير نتائج المحاكاة اللاحقة إلى أن تطوير الحقل بحفر آبار إضافية مع دعم الحقن المائي يمكن أن يحسن عامل المردود ويرفع كفاءة الاجتياح المائي.

2-1 الوضع الجيولوجي العام للحقل :

ركزت الدراسة الجيولوجية على تحليل البنية والتركيب الطبقي والسحنات والخصائص العامة للمكمن. وقد اعتمدت على التسجيلات الجيوفيزيائية، قمم التشكيلات، الخرائط، المقاطع الحقلية، الوصف الداخلي، والتفسير البتروفيزيائي. وتبين أن الرواسب البحرية الضحلة النظيفة أكثر شيوعاً في شمال الحسين مقارنة بحقول مجاورة، وأن أكثر الأجزاء سماكة ضمن تشكيلة الكورشينا دولوميت ترتبط بترسيب بحري ضحل.

كما بينت الدراسة التسلسلية أن تشكيلة كورشينا دولوميت يمكن تقسيمها إلى عدد من الأسطح الزمنية وبيئات ترسيب قابلة للتتبع بين الآبار، وهو ما يجعله أساساً جيداً لتقسيم الطبقات داخل النموذج الجيولوجي. وتشير النتائج أيضاً إلى وجود تتابعات ترسيبيه واضحة تتجه نحو الضحالة Shallowing Upward مع عدد من الدورات الثانوية داخل التتابع الطبقي.

3-1 السحنات والتفسير الترسيبي لتكوين الكورشينا دولوميت :

تمثل تشكيلة الكورشينا دولوميت (K. Dolomite أو KD) المكمن الرئيسي في الحقل، وهي تشكيلة كربوناتية ترسبت ضمن رف بحري كربوناتي ضحل ذو ظروف بيئية متغيرة. وقد أظهرت دراسة السحنات أن البيئات الترسيبية المسيطرة تشمل السبخات

الساحلية، المسطحات المدّية، البيئات البحرية الضحلة المحصورة خلف الحافات الكربوناتية، وصولا إلى نطاقات الـ Shoal والرف البحري الضحل. وتُعد البيئات المرتبطة بالـ Shoal من أفضل السحنات الخازنة في الحقل، بينما تميل سحنات السبخة والمسطحات المدية إلى أن تكون أكثر غنى بالأنهيدريت وأقل جودة من الناحية الخزنية.

1-3-1 القسم العلوي:

يتكون القسم العلوي في الغالب من دولوميت نظيف إلى دولوميت طيني، ذو نسيج بلوري دقيق إلى متوسط، وتظهر فيه تراكيب صفائحية أو متموجة مع تشققات طبيعية متكررة. ويدل اللون الداكن والمادة العضوية المبعثرة على ترسيب في بيئة منخفضة الطاقة محدودة التجدد المائي، ويمكن تفسيره على أنه جزء من رف بحري كربوناتي ضحل أو احواض ترسيبيه شبه مغلقة ذات تهوية ضعيفة نسبياً.

2-3-1 القسم الأوسط:

يتصف القسم الأوسط بتداخل واضح بين الدولوميت والحجر الكلسي الدولوميتي مع تباين عمودي في المحتوى الطيني ودرجة إعادة التبلور. وتشير هذه الصفات إلى ترسيب ضمن بيئات رف كربوناتي داخلي واحواض شبه مغلقة أكثر استقراراً، مع تغيرات دورية في ملوحة المياه وتركيبها الهيدرو كيميائي. كما أن تداخل الدولوميت مع الحجر الكلسي يوحي بأن عمليات الدلمتة حدثت على مراحل بعد الترسيب الأصلي.

3-3-1 القسم السفلي:

يتميز القسم السفلي بسيادة الدولوميت المتداخل مع الأنهيدريت وأحياناً الهاليت/السيلفين، وهذه الصفات تدل على بيئة سبخيه ساحلية ومسطحات فوق مدية عالية الملوحة وشديدة التقييد، حيث لعب التكشف دوراً مهماً في تشكيل الصفات النهائية للصخور.

وعموماً فإن تفسير السحنات يشير إلى أن تشكيلة الكورشينا دولوميت يمثل نظام رف بحري كربوناتي تبخري ضحل تتدرج فيها البيئات من بيئات داخلية منخفضة الطاقة إلى مناطق أكثر طاقة مثل الـ Shoal والرف الضحل. كما توضح الدراسة الجيولوجية أن سحنات السبخة والمسطحات المدية والـ Shoal تمثل العناصر الترسيبية الرئيسية في المكمن.

1-4 العمليات الدياجينيتيكية الرئيسية:

تعرضت صخور المكمن لعدة عمليات دياجينيتيكية أثرت بشكل مباشر في المسامية والنفوذية. من أهم هذه العمليات السمنتة، والتي أدت إلى تقليل جزء مهم من المسامية الأولية، خاصة عندما ارتبطت بترسبات الأنهيدريت والأملاح في بعض الطبقات المتداخلة.

كما ساهم الذوبان الانتقائي في تشكيل مسامية ثانوية بين البلورات، ولاسيما داخل الأجزاء الدولوميتية، في حين لعبت الدلمتة دوراً مهماً في تحسين نسيج الصخور والحفاظ على مسامية أفضل مقارنة بالحجر الجيري الأصلي. أما التشقق والتكسير الطبيعيان فكانا العاملان الأبرز في رفع النفوذية الفعالة، إذ شكّلت الشقوق الطبيعية – وبعضها مملوء جزئياً بالبيتومين – مسارات رئيسية لحركة الموائع داخل المكمن.

ويُعد امتلاء بعض الشقوق والتجاويف الثانوية بالبيتومين مؤشراً على هجرة هيدروكربونية سابقة داخل الحقل. ورغم أن هذا الامتلاء قد يخفض النفوذية في بعض المواضع، إلا أنه يؤكد وجود نظام شقوق فعال له دور رئيسي في سلوك المكمن.

1-5 الخصائص الصخرية والخزنية:

تُظهر البيانات المتاحة أن المكمن يتميز بمسامية فعالة متوسطة إلى ضعيفة غالباً، وتتراوح السحنات المختلفة ضمن حدود تقارب 5 إلى 12%. أما النفوذية المقدّرة من العينات الصخرية فتتراوح تقريباً بين (0.1 md و150)، وهي قيم تعكس تبايناً واضحاً في جودة الصخور الخازنة. إلا أن النفوذية الفعالة داخل الحقل أعلى من ذلك في كثير من المواضع بسبب الدور الحاسم للشقوق الطبيعية.

وتشير الدراسة إلى أن أفضل الصفات الخزنية ترتبط بالسحنات الأعلى طاقة، ولا سيما رواسب الـ Shoal والـ Shallow Shelf، بينما ترتبط الصفات الأضعف بسحنات السبخة والطبقات الأعلى غنى بالمتبخرات والطين. ويُوصف المكمن بأنه مكمن مزدوج الوسط (Dual Porosity System)، حيث تكون المسامية الصخرية الأصلية محدودة نسبياً، بينما تؤمّن الشقوق والفوالق الجزء الأكبر من النفوذية واتصال الآبار ببعضها البعض.

6-1 السلوك الهيدروديناميكي وآلية الدفع:

تشير بيانات الضغط والإنتاج إلى أن المكمن يتمتع بدفع مائي قوي حافظ على طاقته خلال سنوات التشغيل. وقد بقي الضغط السكوني للمكمن قريباً نسبياً من مستواه الأصلي، إذ انخفض من 217.5 kg/cm^2 في بداية الإنتاج إلى نحو 171 kg/cm^2 حتى نهاية عام 2006، وهو ما يمثل هبوطاً محدوداً قياساً إلى العمر الإنتاجي للحقل. كما أن ثبات الضغط النسبي مع استمرار الإنتاج يدل على وجود طبقة مائية نشطة ودعم مائي قاعدي فعّال.

ومن الناحية الإنتاجية، بلغ إنتاج الحقل ذروته بحوالي 960 m^3/day في منتصف عام 1993، ثم انخفض إلى نحو 144 m^3/day في نهاية عام 2006. وتُظهر مراجعة المنحنيات الإنتاجية أن ازدياد القطع المائي شكّل التحدي الرئيسي أمام استمرار الإنتاج المستقر، رغم بقاء الضغط العام مدعوماً. كما أن مراجعة البيانات التنبؤية أوضحت لاحقاً أن استمرار الحقن المائي أو زيادته يحافظ على معدل النفط ويؤخر هبوطه.

ويتفق هذا السلوك مع نمط المكمن المتشقق والمدعوم مائياً، إذ يؤدي الدعم المائي إلى استقرار نسبي في الضغط، بينما تتأثر نوعية الإنتاج تدريجياً بزيادة دخول الماء إلى بعض الآبار عبر الشقوق والمسارات ذات النفوذية العالية.

7-1 البنية التكتونية والانقطاعات:

تتأثر منطقة شمال الحسين بالنظام التكتوني الإقليمي المرتبط بمنطقة الفرات وبالبنى المجاورة في شمال شرق سوريا. وقد ساعدت الفوالق البنيوية في التحكم بسماكة بعض التتابعات، كما زادت من كثافة التشققات داخل المكمن، الأمر الذي انعكس مباشرة على زيادة النفوذية الفعالة وتحسين الاتصال بين الطبقات والآبار.

أما من الناحية الخزنية، يمكن اعتبار الفوالق عاملاً ذا تأثير مزدوج؛ فهي من جهة ترفع قابلية الجريان داخل الصخور الكربوناتية المتماسكة، ومن جهة أخرى قد تسهّل وصول الماء من الأسفل أو من أطراف المكمن إلى بعض مناطق الإنتاج. وتظهر البيانات البنيوية أن منسوب اكلموائع داخل الحقل شبه أفقي في كثير من المواضع، وهو ما يشير إلى تجانس بنيوي مقبول وغياب حواجز هيدروليكية رئيسية داخل المكمن في الحدود المدروسة.

8-1 الخواص الفيزيائية للنفط والماء:

وفقاً لبيانات هندسة المكامن، ينتج الحقل نفطاً متوسط الكثافة تتراوح درجته بين 26 و30 API. كما تشير الجداول الفيزيائية إلى أن نسبة الغاز المنحل ليست مرتفعة، وأن النفط ظل في معظم فترة الإنتاج فوق ضغط الإشباع، الأمر الذي ساعد على استقرار سلوك الجريان وعدم حدوث تغيرات حادة في نسبة الغاز إلى النفط. وتعد هذه الخواص منسجمة مع كون الحقل ظل منتجاً بصورة طبيعية وبدون دعم صناعي واسع في المراحل الأولى.

جدول (1-1): يوضح الخواص الفيزيائية والخزنية لحقل شمال الحسين.

القيمة	الخاصية
26–30	درجة API للنفط
حوالي 1800 متر تحت مستوى سطح البحر	عمق المكمن
217.5 kg /cm^2	الضغط الابتدائي
171 Kg/cm^2	الضغط حتى نهاية 2006
حوالي 960m ^{3}/day	ذروة الإنتاج في 1993
حوالي 144 m^3/day	الإنتاج في نهاية 2006
150–0.1 md	مجال النفوذية المقدّرة من العينات الصخرية
حوالي 5–12%	مجال المسامية الفعالة

9-1 لمحة عن البيانات البتروفيزيائية ودورها في توصيف الحقل:

أوضحت دراسة البتروفيزياء السيزمية أن جودة تسجيلات الكثافة والصوت كانت عاملاً أساسياً في إنجاز توصيف خزني موثوق. لذلك خضعت البيانات لعمليات تحميل ودمج، وضبط جودة، وتحرير ومعالجة للتسجيلات بهدف إنتاج مجموعة elastic logs متسقة يمكن استخدامها في ربط الآبار بالسيزمك وبناء النماذج اللاحقة. كما تم التعرف على مشكلات شائعة في التسجيلات الخام مثل cycle skipping في التسجيلات الصوتية وتأثيرات تجويف البئر في تسجيلات الكثافة، ثم جرى تصحيحها قبل استخدامها في التفسير.

ورغم أن هذه المعالجة تنتمي منهجياً إلى الفصل البتروفيزيائي، فإن الإشارة إليها هنا مهمة لأنها تفسر كيف جرى تحسين الثقة بالخصائص الصخرية والخزنية المستخدمة في وصف المكمن ضمن هذا الفصل. ففهم جيولوجية الحقل لا ينفصل عن جودة التسجيلات التي تمثل الأساس العملي لتحديد السحنات، تدرج الطبقات، والمسامات المؤثرة في الجريان.

1-10 خلاصة الفصل الأول:

يمكن تلخيص صورة الحقل الجيولوجية والخزنية في أن شمال الحسين حقل كربوناتي متشقق ومزدوج الوسط، ينتج أساساً من تكوين الكورشينا دولوميت. وقد تكوّن المكمن ضمن رف بحري كربوناتي ضحل شملت بيئات ترسيبيه متعددة، أهمها السبخات والمسطحات المدية والـ Shoal والرف الضحل. وتعد سحنات الـ Shoal والـ Shallow Shelf الأفضل من حيث الصفات الخزنية.

كما لعبت العمليات الدياجينيتيكية – خاصة الدلمتة، الذوبان، والتشقق – دوراً مركزياً في تشكل الخصائص الحالية للمكمن، بينما حافظ الدعم المائي القاعدي على الضغط العام للحقل رغم انخفاض معدلات الإنتاج مع الزمن وارتفاع القطع المائي في بعض الآبار. وتشير هذه النتائج مجتمعة إلى أن فهم البنية التكتونية ونظام الشقوق والبيئات الترسيبية يمثل الأساس لأي خطة تطوير أو نمذجة لاحقة للحقل.

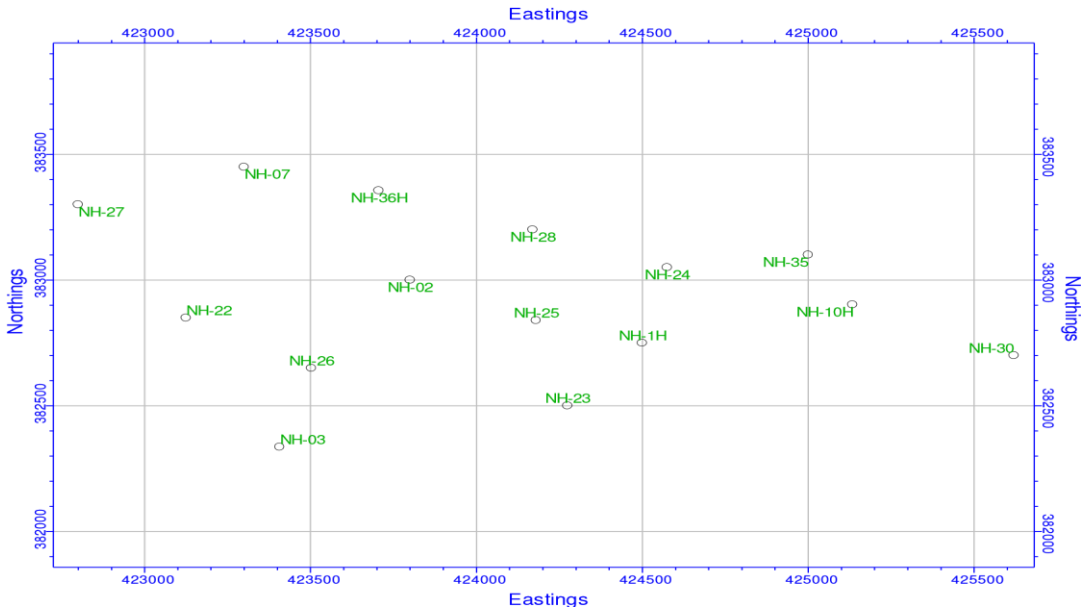
الفصل الثاني

الدراسة البتروفيزيائية والسيزمية لحقل شمال الحسين

2-1 مقدمة:

يستند هذا الفصل إلى دمج نتائج التقارير الجيولوجية والبتروفيزيائية والهندسية الخاصة بحقل شمال الحسين بهدف بناء وصف متكامل لسلوك المكمن وخصائصه القابلة للتفسير سيزمياً. تشير التقارير إلى أن التشكيل موضع الاهتمام, وهو تشكيل كربوناتي متشقق .

تظهر المعطيات المتاحة أن الحقل خضع لبرنامج متكامل لتأهيل التسجيلات، الكهربائية بهدف إنتاج تسجيلات مرنة موثوقة تُستخدم في الربط بين الآبار والسيزمك وفي بناء نموذج الترددات المنخفضة، وفي تفسير توزع الخواص الخزنية مكانياً. كما أن فهم سلوك الإنتاج والضغط كان ضرورياً لتفسير تأثير التشقق الطبيعي والدفع المائي القاعدي على أداء الآبار وتطور نسبة الماء مع الزمن



الشكل (2-1) يوضح توزع الآبار العمودية والأفقية في حقل شمال الحسين.

2-2 قاعدة البيانات وتحضيرها

2-2-1 البيانات المتاحة للحقل:

وفق تقرير الدراسة البتروفيزيائية السيزمية، تم اختيار 11 بئراً من حقل شمال الحسين لامتلاكها الحزمة الأكثر اكتمالاً من التسجيلات الرقمية اللازمة لإنتاج ،تسجيلات مرنة عالية الجودة .وشملت البيانات المتاحة تسجيلات أشعة غاما والمقاومية العميقة والمتوسطة والسطحية، والنيوترون، والكثافة، و الصوت إضافة إلى تقاريرجيولوجية ونتائج العينات الصخرية لبعض الآبار

أما من الناحية الهندسية،فتضمنت قاعدة البيانات المتاحة تقارير الإنتاج والضغط السكوني وبيانات الإكمال ونتائج اختبارات PVT لبعض الآبار. ويظهر الجدول التالي خلاصة وضع الآبار الأربعة المختارة في هذه الدراسة من حيث توفر التسجيلات والبيانات الأساسية ذات العلاقة بالتحليل البتروفيزيائي السيزمي والإنتاجي.

جدول (2-1): يوضح الآبار المختارة وتوافر التسجيلات والبيانات البتروفيزيائية والبيانات المساندة.

البئر	توافر التسجيلات الرقمية	ملاحظات بتروفيزيائية	نوع البيانات المساندة
NH-02	GR, Resistivity, Density, Neutron, Sonic	توافر حزمة متكاملة تسمح بالمقارنة والتحقق المتبادل	إنتاج، ضغط سكوني، إكمال
NH-03	GR, Resistivity, Density, Neutron, Sonic	بئر مرجعي مهم لوجود تسجيلات وعينات صخرية PVT وتحاليل	إنتاج، ضغط، عينات صخرية، PVT
NH-10H	GR, Resistivity, Density, Neutron, Sonic	يمثل تطويراً أفقياً مبكراً مع تسجيل مرن قابل للربط	إنتاج، ضغط، إكمال
NH-36H	GR, Resistivity, Density, Neutron، Sonic مُعاد بناؤه	التسجيل الصوتي الأصلي مفقود وتم توليد بديل اصطناعي	إنتاج وإكمال

2-2-2 جمع البيانات وتحضيرها :

بدأت الدراسة بتحميل التسجيلات الرقمية من صيغ مختلفة ثم دمج المسارات المتداخلة لكل بئر في منحنيات نهائية موحدة .وتم اعتماد أسلوب تسمية يميز المسارات المكررة من الآبار ذات تعدد التشغيلات حتى لا تُفقد المعلومات في المقاطع المتداخلة، قبل دمجها في منحنيات نهائية تغطي المجالات العمودي المطلوبة ة للتحليل.

كما جرى حصر التقارير الجيولوجية والقياسات المخبرية والبيانات الإنتاجية وربطها بالآبار المتاحة، بما يضمن أن تفسير أي سلوك منحني أو شذوذ بتروفيزيائي يتم بالرجوع إلى ظروف الحفر وجودة البئر وتاريخ الإنتاج، وليس إلى القراءة المباشرة للتسجيل فقط.

2-3 منهجية الدراسة البتروفيزيائية ومعالجة التحديات :

2-3-1مراقبة الجودة والتحقق من الاتساق بين الآبار :

اعتمدت منهجية التأهيل البتروفيزيائي على استخدام الهيستوغرامات متعددة الآبار والمخططاتالثنائية (Cross Plots) بين تسجيلات الصوت والكثافة ومعاملات المرونة الأخرى، إضافة إلى المقارنة البصرية بين التسجيلات الخام والقطر المقاس للبئر .كان الهدف من ذلك تحديد المقاطع التي تعاني من تأثيرات ظروف البئر السيئة أو مشاكل الأداة أو فقدان أجزاء منالتسجيل.

وقد أظهر تقرير الجودة وجود تشتت واضح في نقاط الكثافة/الصوت الخام، مع قراءات كثافة منخفضة وزمن عبور مرتفع في بعض المقاطع؛ ما عُدّ مؤشراً على الحاجة إلى تحرير التسجيلات أو إعادة بنائها قبل استخدامها في الدراساتالسيزمية.

2-3-2 معالجة مشكلات تسجيلات الكثافة و الصوت :

أحد أبرز التحديات في الحقل كان رداءة بعض تسجيلات الكثافة بسبب سوء تماس أداة القياس مع جدار البئر، وهو ما قاد إلى قراءات منخفضة وغير واقعية .أما التسجيلاتالصوتية فقد تأثرت في بعض الآبار بظاهرة Cycle Skipping والتشويش المرتبطة بحركة الأداة، إضافة إلى آثار التشقق والمسامية العالية الموضعية.

ولمعالجة ذلك، تم تنفيذ تصحيح عمقي بين التسجيلات عند الحاجة، وتنظيف الشواذ والقمم غير المنطقية، ثم استخدام المولد الاصطناعي للعلاقات بين تسجيلات الكثافة والصوت والتسجيلات الأخرى لإعادة بناء المقاطع المفقودة أو غير الموثوقة

وتُعد حالة مثالاً واضحاً على ذلك، حيث أشير صراحةً إلى أن التسجيل NH-36H الصوتي مفقود وتم تعويضه بسجل مُركب قبل إدخاله ضمن التحليلالسيزمي.

2-3-3 إنتاج التسجيلات المرنة واستخدامها :

بعد استكمال المراجعة والتحرير، تم اعتماد التسجيلات النهائية بوصفها تسجيلات صالحة للاستخدام في معايرة السرعات، وتقدير الممانعة (Elastic Logs) مرنة الصوتية، والربط الزلزالي، وبناء نموذج الترددات المنخفضة .وميزة هذا الإجراء أنه يسمح بتحويل بيانات الآبار المحدودة مكانياً إلى معلومات قابلة للمقارنة مع المكعبات السيزمية على مستوىالحقل.

2-4 الدلالات الخزنية والهندسية للنتائج :

في شمال الحسين عبارة عن دولوميت كلسي KD التحليل الجيولوجي يبين أن تشكيل متشقق من عمر الترياسي الأوسط، مع بيئات ترسيب بحرية ضحلة إلى هامشية تشمل السباخ والسطوح المدية والبيئات الشاطئية؛ وهي بيئات تُفسر الاختلاف الموضعي في النسيج الصخري والتوزع غير المتجانسللخواص.

أما هندسياً، فقد أوضحت تحليلات الضغط والإنتاج أن المكمن يتصرف تحت تأثير دفع مائي قاعدي قوي، وأن الضغط بقي أعلى من ضغط الإشباع مع مساهمة واضحة للماء القاعدي في تعويض الفراغ الحجمي الناتج عن الإنتاج .كما أن المنظومة المتشققة حسّنت التواصل داخل الحقل، لكنها في الوقت نفسه سهّلت تقدم الماء إلى بعض الآبار مع تقدم عمرالإنتاج.

وتكمن أهمية الدمج بين المعالجة البتروفيزيائية والقراءة الهندسية في أن الشذوذات في الكثافة و الصوت أو تغيرات المقاومة لا تُفسر فقط على أنها خصائص صخرية، بل ينبغي ربطها أيضاً بدرجة التشقق، و درجة التشبع بالماء، ومرحلة النضج الإنتاجي لكل بئر .لذلك كان من الضروري اختيار آبار تمثل حالات تطويرية مختلفة :آبار مبكرة مثل **(NH-02 NH-03)** ، وآبار تطوير أحدث مثل **(NH-36H**و **NH-10H)**

2-5 توظيف النتائج في الدراسة السيزمية والربط الزلزالي :

2-5-1 أهداف الاستخدام السيزمي:

تشير التقارير إلى أن التسجيلات المرنة النهائية استُخدمت في تقديرال ،Wavelet ومعايرة السرعات، وتحويل الزمن إلى عمق، وبناء نموذج الترددات المنخفضة، ودعم التفسير الجيوإحصائي والبتروفيزيائي للمكعبات السيزمية .ويعني ذلك أن جودة التسجيل النهائي لا تؤثر على بئر واحد فقط، بل تنعكس مباشرة على جودة التفسير البنيوي والخزني للحقل بالكامل.

2-5-2 الربط بين البئر والسيزمك:

تعتمد عملية الربط بين البئر والسيزمك على بناء سيسموغرام اصطناعي باستخدام تسجيلات الكثافة والصوت المهيأة، ثم مقارنته بالاستجابة الزلزالية الحقيقية وإجراء التصحيحات التكرارية اللازمة .وكلما تحسن التسجيل المرن تحسن موضع الربط ودقة داخل (PZ) تثبيت الأسطح والانقطاعات وتحديد امتداد النطاق المنتج الرقيق النموذجالبنيوي.

2-5-3 خلاصة الفصل الثاني :

يمكن تلخيص نتائج هذا الفصل في أن نجاح الدراسة السيزمية في شمال الحسين كان مشروطاً بجودة التأهيل البتروفيزيائي للتسجيلات، وأن فهم السلوك الإنتاجي والضغط عزز تفسير سبب اختلاف استجابة الآبار .كما أن الآبار المختارة في هذا العمل تمثل قاعدة مناسبة للانتقال إلى الفصل الثالث، حيث تُقرأ منحنيات الأداء الإنتاجي بوصفها امتداداً عملياً لنموذج خزني متشقق يعمل تحت دفع مائي واضح

الفصل الثالث

تحليل منحنيات الأداء الإنتاجي للآبار الأربعة التي تم اختيارها في حقل شمال الحسين

3-1 مقدمة:

يعرض هذا الفصل قراءة وصفية وتحليلية لمنحنيات الأداء الإنتاجي للآبار الأربعة التي تم اختيارها: NH-02 وNH-03 وNH-10H وNH-36H. وقد تم اختيار هذه الآبار لأنها تمثل مراحل مختلفة من تطوير الحقل، كما أنها تغطي آباراً عمودية قديمة وآباراً أفقية و مطورة لاحقاً، الأمر الذي يسمح بمقارنة أثر موقع البئر والتشقق الطبيعي والدفعالمائي على تطور معدل النفط والسائل ونسبة الماء و GOR مع الزمن

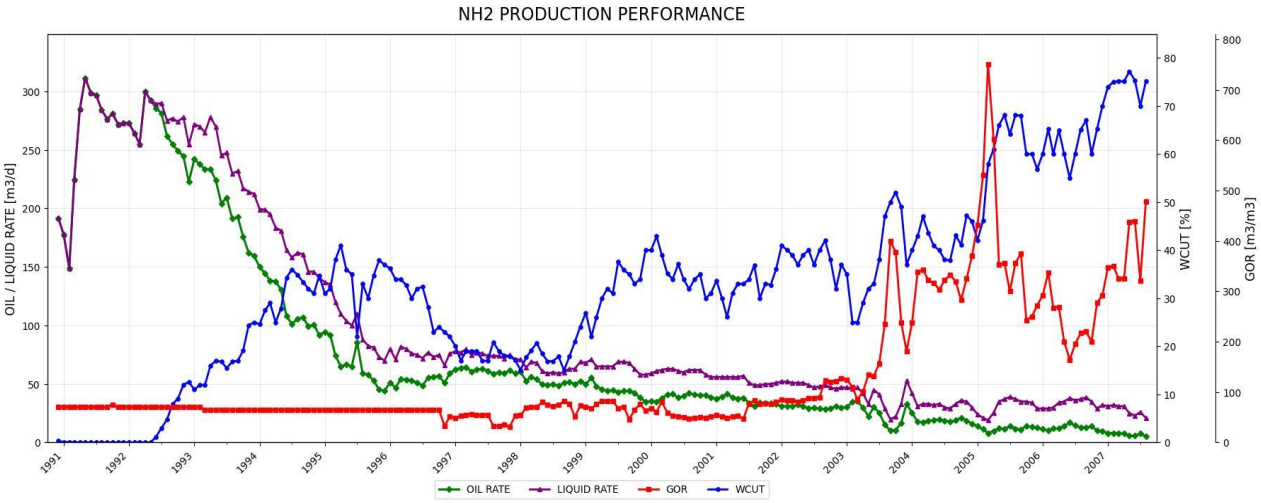
3-2 جدول يوضح الآبار التي تم اختيارها:

جدول (3-1): يوضح الآبار الأربعة المختارة وخصائصها الإنتاجية الأساسية.

البئر	نوع التطوير	بداية الإنتاج	الإكمال/التثقيب	خلاصة سلوك الأداء
NH-02	عمودي مبكر	ديسمبر 1990	2173-2185m و 2173-2179 m	ارتفاع تدريجي للنفط ثم تراجع قوي مع وصول الماء إلى مستويات مرتفعة
NH-03	عمودي مرجعي	فبراير 1991	عدة مقاطع بين 2141-2212 m	بدأ بماء منخفض جداً ثم ارتفعت نسبة الماء حتى مراحل متأخرة من العمر الإنتاجي
NH-10H	بئر أفقي	ديسمبر 1994	2194-2213 m	أداء أكثر توازناً من الآبار القديمة مع زيادة ماء معتدلة نسبياً في المراحل المتأخرة
NH-36H	بئر أفقي متأخر	أبريل 2005	لا توجد أحداث إكمال مفصلة في التقرير	بدأ بمعدل نفط جيد ثم تدرجت نسبة الماء إلى قيم متوسطة

3-3 البئر : NH-02

يُعد NH-02 من الآبار المبكرة في الحقل، وقد بدأ إنتاجه في ديسمبر 1990 مع فترات تثقيب ضمن المحال 2185-2173 م وإن معدل النفط اليومي في بدايات التشغيل كان يقارب 192 m^3/day، ثم بلغ ذروة تقارب 311 m^3/day قبل أن يبدأ الانخفاض.



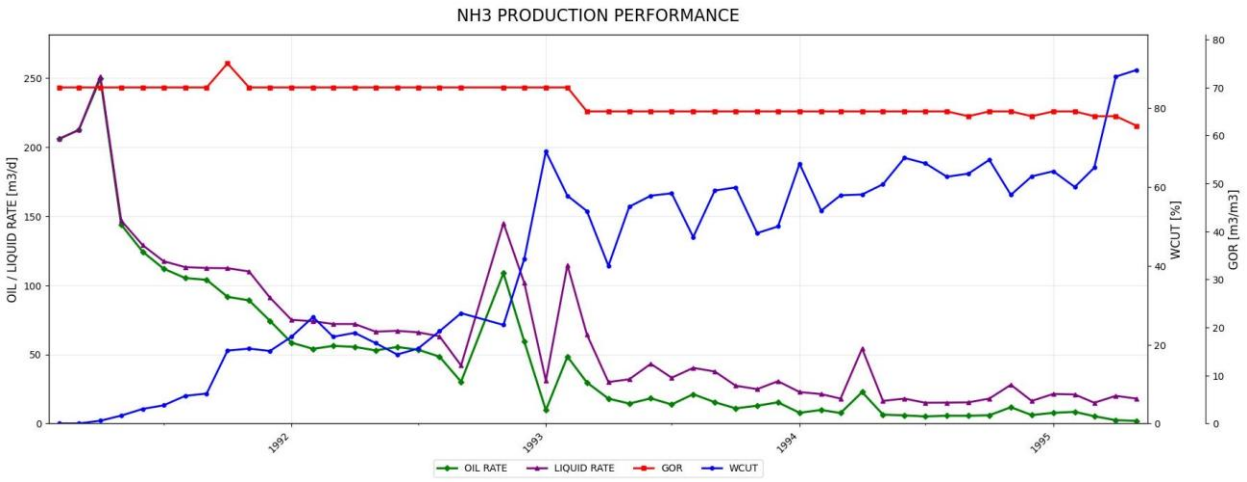
الشكل (3-1) يُظهر آدائية إنتاج البئر NH-02 من عام 1991-2007

يُظهر المنحنى الإنتاجي سلوكًا نموذجيًا لآبار الحقل الناضجة تحت تأثير الدفعة المائية؛ إذ يرتفع إنتاج السوائل الكلي في المراحل المبكرة بالتوازي مع إنتاج النفط، ثم تبدأ نسبة الماء بالازدياد تدريجيًا حتى تصل إلى مستويات مرتفعة في المراحل المتأخرة، كما هو واضح من الرسم. ويرتبط ذلك غالبًا بانخفاض قيمة نسبة الغاز إلى النفط (GOR)، بالتزامن مع تراجع كفاءة الجريان النفطي نتيجة تزايد تأثير الماء المنتج في الفترات اللاحقة من عمر البئر.

ويمثل البئر NH-02 حالة متقدمة من الاستنزاف، حيث تشير القراءة التكاملية لبياناته إلى تموضع قريب من جبهة الماء أو إلى وجود اتصال فعّال عبر شبكة التشققات المتصلة. لذلك، يُعد هذا البئر نموذجًا مرجعيًا مهمًا لفهم آلية تحوّل الآبار، ولا سيما الآبار العمودية، من إنتاج نفطي جيد في المراحل المبكرة إلى آبار يهيمن عليها إنتاج الماء في المراحل اللاحقة.

3-4 البئر :NH-03

يمثل NH-03 أحد أهم آبار الحقل من الناحيتين الجيولوجية والهندسية، لأنه لا يمتلك فقط تسجيلات كهربائية كاملة تقريباً حتى العمق النهائي، بل إن التقرير الهندسي للحقل PVT اعتمد عيناته الموثوقة في بناء نموذج. بدأ إنتاج هذا البئر في فبراير 1991 حيث أن معدل الضغط اليومي في بدايات التشغيل بلغ نحو 206 m^3/day ثم ارتفع إلى ما يقارب 250 m^3/day في مرحلة الذروة.



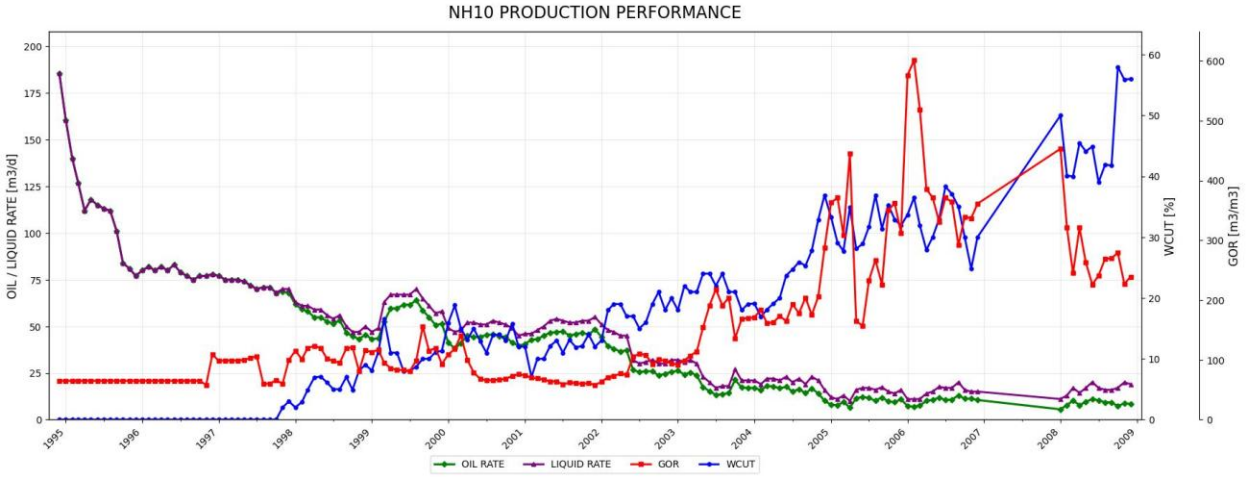
الشكل (3-2) يُظهر آدائية إنتاج البئر NH-03 من عام 1992-1995

يُبيّن الرسم أن البئر حافظ في المراحل الأولى على نسبة ماء منخفضة جدًا، وهو ما يتوافق مع وضعية المكمن في عمر الحقل المبكر. ومع مرور الزمن، بدأت نسبة الماء بالارتفاع تدريجيًا، بالتزامن مع زيادة نسبة الغاز إلى النفط **(GOR)**، حتى أصبحت من المؤشرات الرئيسة على سلوك الأداء المتأخر. وعلى الرغم من أن هذه القيم تبقى ضمن نطاق متوسط مقارنةً ببعض الآبار الأخرى، فإن تراجع معدلات إنتاج النفط مع ازدياد نسبة الماء يشير إلى هيمنة آلية الدفع المائي على سلوك البئر، أكثر من تأثير انفصال الغاز.

وتبرز أهمية البئر NH-03 في هذه الدراسة بوصفه نموذجًا مرجعيًا يربط بين جودة التسجيلات والأداء الإنتاجي؛ إذ يُظهر أن البئر الذي يتمتع باستقرار جيولوجي نسبي وتسجيلات جيدة قد يشهد انخفاضًا تدريجيًا في إنتاجيته مع مرور الوقت، نتيجة ازدياد تأثير الاتصال المائي وتعاظم مساهمة الطور المائي داخل شبكة التشققات.

3-5 البئر: NH-10H

بدأ البئر NH-10H الإنتاج في ديسمبر 1994، وهو من الآبار التي نُفذت ضمن الآبار العاملة في بدائل تطوير الأساس حتى عام 2009 بمعدل نفطي مفتوح يقارب 9.8 m^3/day في الدراسة التنفيذية. حيث أن بداية إنتاجه كانت قوية نسبياً وبمعدل يومي يقارب 186 m^3/day، وهو أعلى معدل مسجل له تقريباً ضمن الملف المتاح.



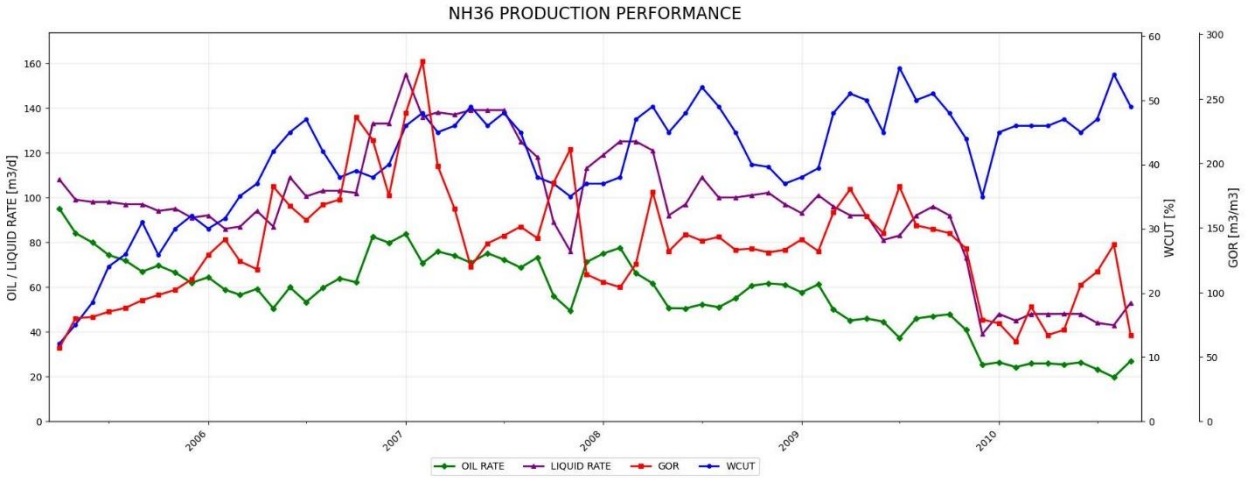
الشكل (3-3) يُظهر آدائية إنتاج البئر NH-10 من عام 1995-2009

يوضح المنحنى أن السلوك العام للبئر أكثر اتزاناً من الآبار العمودية الأقدم؛ فارتفاع الماء كان أبطأ نسبياً، ومعدل النفط هبط بشكل تدريجي دون الانكسار الحاد الذي ظهر في بعض الآبار المبكرة .وهذا يتوافق مع فكرة أن تحسين التماس مع النطاق المنتج، سواء بسبب طبيعة الإكمال أو التطوير الاتجاهي/الأفقي، يتيح استغلالاً أفضل .للطبقة الرقيقة المنتجة ويؤخر وصول الماء نسبياً

ومع ذلك، يُبيّن الرسم أن تأثير الدفعة المائية لا يزال قائمًا، حيث ترتفع نسبة الماء في المراحل المتأخرة لتصل إلى قيم متوسطة. كما يُلاحظ ازدياد نسبة الغاز إلى النفط (GOR) بالتوازي مع انخفاض معدلات إنتاج النفط. وبناءً على ذلك، يمكن اعتبار البئر NH-10H من الآبار ذات الأداء النسبي الأفضل مقارنةً بآبار الحقل الأخرى، إلا أنه يظل خاضعًا للسلوك العام للمكمن المتشقق والمدعوم بآلية الدفع المائي.

3-6 البئر: NH-36H

يعد البئر NH-36H من الآبار المتأخرة نسبياً في تطوير الحقل إذ بدأ إنتاجه في أبريل 2005 ولم يرد له في تقرير الإكمال وصف تفصيلي لأحداث التشغيل اللاحقة، إلا أنه ظهر ضمن الآبار المفتوحة في عام 2009 بمعدل نفط مرتفع نسبياً بلغ 45.067 m^3/day في بدايات التشغيل الأساسية، وهو أعلى من أغلب الآبار العاملة حينها حيث أن بدايته الإنتاجية كانت بحدود 95 m^3/day مع نسبة ماء تقارب 12% فقط.



الشكل (3-4) يُظهر آدائية إنتاج البئر NH-36 من عام 2006-2010

المنحنى يوضحأن NH-36H حقق توازناً جيداً بين إنتاج النفط وإنتاج السائل في المرحلة الأولى، ثم بدأت نسبة الماء ترتفع تدريجياً إلى حدود متوسطة دون أن تفقد GOR البئر كامل قدرتها النفطية .كما أن لم يُظهر قفزات غير اعتيادية، مايعكس استقراراً أفضل نسبياً في الجريان مقارنة ببعض الآبار الناضجة.

من كونه مثالاً على جدوى التطوير المتأخر عندما يُوجَّه البئر NH-36H تنبع أهمية نحو مناطق ما زالت محتفظة بجزء من التشبع النفطي .لكنه في الوقت نفسه يؤكد أن ،أي تحسن في الأداء لا يعزل البئر عن التأثير الإقليمي للدفع المائي وشبكة التشققات بل يؤخر فقط مرحلة الإنخفاض مقارنة بالآبارالأقدم.

3-7 مقارنة عامة واستنتاجات:

تُظهر المقارنة بين الآبار الأربعة أن سلوك حقل شمال الحسين تحكمه ثلاثة عناصر رئيسية : رقة النطاق المنتج، التشقق الطبيعي الفعال، والدفع المائي القاعدي القوي.

فالآبار المبكرة مثل NH-03و NH-02 حققت معدلات نفط جيدة في البداية، ثم انخفضت تدريجياً مع صعود نسبة الماء إلى مستويات مرتفعة .أما الآبار الأحدث أو ذات التماس الأفضل مع الطبقة المنتجة مثل NH-36Hو NH-10H فقد أظهرت أداء أكثر توازناً وتأخر فيها انخفاض النفط نسبياً.

ومن ناحية تطوير الحقل، فإن هذه المقارنة تؤكد أن اختيار مواقع الآبار الجديدة أو إعادة تأهيل الآبار القائمة يجب أن يستند إلى الدمج بين الخرائط البنيوية والسيزمية والخصائص البتروفيزيائية وجودة التسجيلات وتاريخ الأداء الإنتاجي، لأن أي قرار يعتمد على منحى إنتاج منفرد دون فهم جيولوجي وهندسي متكامل سيبقى محدود القيمة العملية.

وعليه، فإن المنحنيات الأربعة المرفقة لا تمثل فقط تاريخ أداء آبار منفردة، بل تشكل معاً صورة تطبيقية لسلوك مكمن متشقق يعمل تحت دعم مائي واضح، وهو ما يجب أن يظل الأساس عند الانتقال إلى أعمال النمذجة المكمنية أو اقتراح مواقع تطوير إضافية داخل الحقل.

الفصل الرابع

القسم العملي (نمذجة المكمن باستخدام برنامج البتريل PETREL)

نظرة عامة:

برنامج Petrel هو أحد الحلول البرمجية المتقدمة من شركةSchlumberger ، ويُعد من أكثر أدوات النمذجة الجيولوجية والمكمنية شمولية وتطوراً في صناعة النفط والغاز. يجمع البرنامج بين البيانات الجيولوجية والجيوفيزيائية وهندسة المكامن في بيئة عمل متكاملة.

أهمية استخدام البتريل في نمذجة المكامن

يقدم البتريل مزايا حاسمة في:
·التكامل الشامل: جمع وتكامل بيانات متعددة المصادر (جيولوجيا، جيوفيزياء، هندسة مكامن)
·نمذجة ثلاثية الأبعاد: إنشاء نماذج واقعية للمكامن البترولية
·محاكاة سلوك المكمن: توقع أداء المكمن تحت سيناريوهات إنتاج مختلفة
·تحديد المخاطر: تقييم عدم اليقين في النماذج الجيولوجية

المكونات الرئيسية في نمذجة المكامن

1. التفسير السيزمي(Seismic Interpretation)
·تفسير البيانات السيزمية ثنائية وثلاثية الأبعاد
·تحديد البنيات الجيولوجية الرئيسية (أطباق، صدوع، طيات)
·استخراج السمات السيزمية (Attributes)

2. النمذجة الجيولوجية(Geological Modeling)
·بناء النموذج البنيوي(Structural Model)

·النمذجة الطبقية(Stratigraphic Modeling)
·نمذجة التوزيع المكاني للخصائص الصخرية(Property Modeling)

3. خواص المكمن (Reservoir Characterization)
·نمذجة الخصائص البتروفيزيائية (المسامية، النفوذية، التشبع)
·بناء النموذج الثابت(Static Model)
·التحقق من النموذج ومطابقته مع البيانات

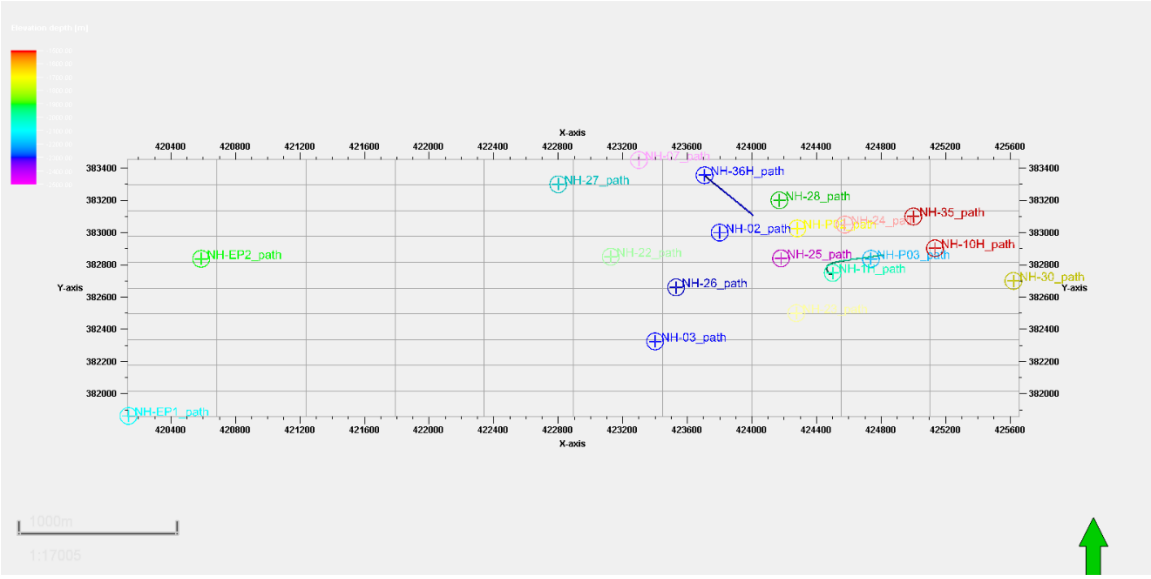
4. محاكاة المكامن(Reservoir Simulation)
·تحويل النموذج الثابت إلى نموذج ديناميكي
·محاكاة سلوك المكمن تحت ظروف الإنتاج
·التنبؤ بأداء المكمن وتحسين استخراج الهيدروكربونات

طريقة العمل

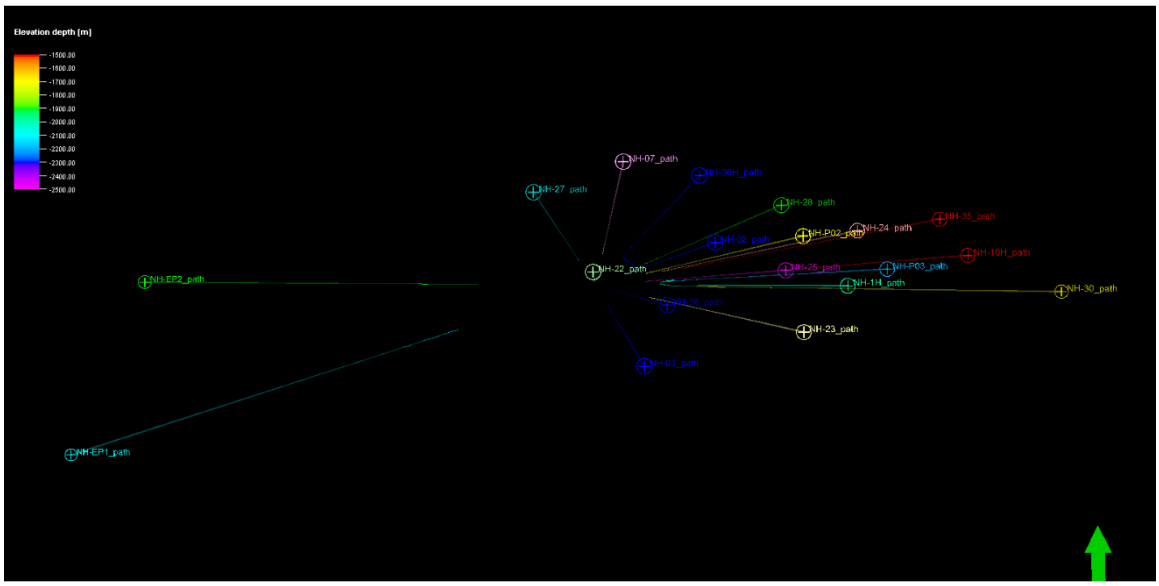
1) تحميل البيانات: استيراد البيانات من مصادر مختلفة
2) التفسير: تفسير الطبقات والصدوع
3) النمذجة البنيوية: بناء الإطار الهيكلي للمكمن
4) التقسيم الطبقي: تقسيم المكمن إلى طبقات
5) النمذجة الشبكية: إنشاء شبكة ثلاثية الأبعاد
6) نموذج الخصائص: توزيع الخصائص الصخرية والبتروفيزيائي
7) المحاكاة والتنبؤ: دراسة أداء المكمن

يُعد البتريل أداة حيوية لاتخاذ القرارات الاستراتيجية في صناعة النفط والغاز، حيث يمكن المهندسين والجيولوجيين من بناء نماذج واقعية للمكامن، مما يساهم في تحسين عمليات الاستكشاف والإنتاج وزيادة معدلات الاستخراج مع تقليل التكاليف والمخاطر المرتبطة بتنمية الحقول النفطية.
تطور البرنامج باستمرار ليشمل تقنيات حديثة مثل الذكاء الاصطناعي والتعلم الآلي، مما يجعله أداة مستقبلية تساهم في تحويل صناعة الطاقة نحو كفاءة أكبر

مسارات الآبار:



الشكل (4-1): عرض ثلاثي الأبعاد للآبار يبين مسارات الآبار الأفقية داخل نموذج Petrel

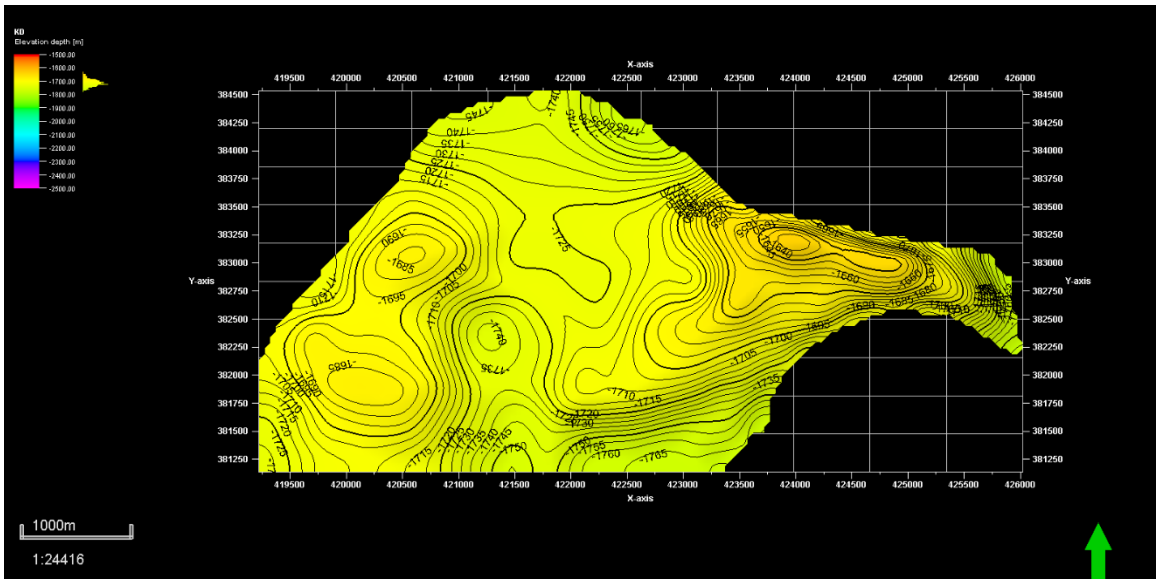


الشكل (4-2): خريطة مسقط علوي لمسارات الآبار.

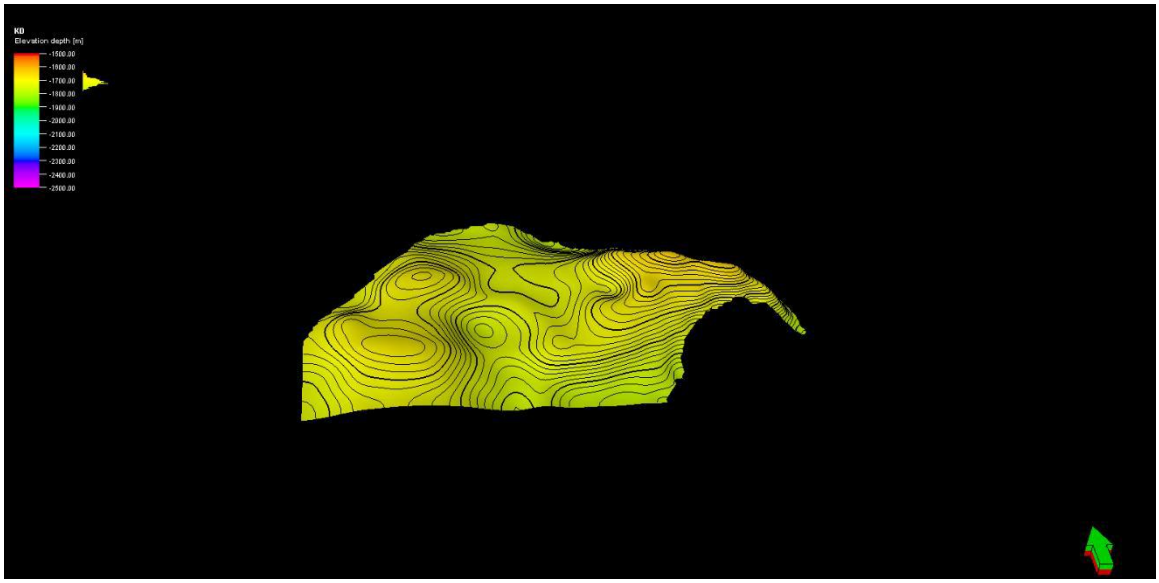
خريطة تبين توزع الآبار (Well Paths) لجميع الآبار العمودية والأفقية في الحقل.

تمكن من : 1-معرفة أماكن الآبار واتجاه الحفر. 2- ربط الآبار بالطبقات الجيولوجية.
3-استخدامها كأساس في بناء النموذج البنيوي للمكمن.

الخرائط البنيوية Structure Maps



الشكل (4-3): خريطة بنيوية أولية لسطح المكمن، وتُستخدم لتحديد مناطق الارتفاع والانخفاض البنيوي.



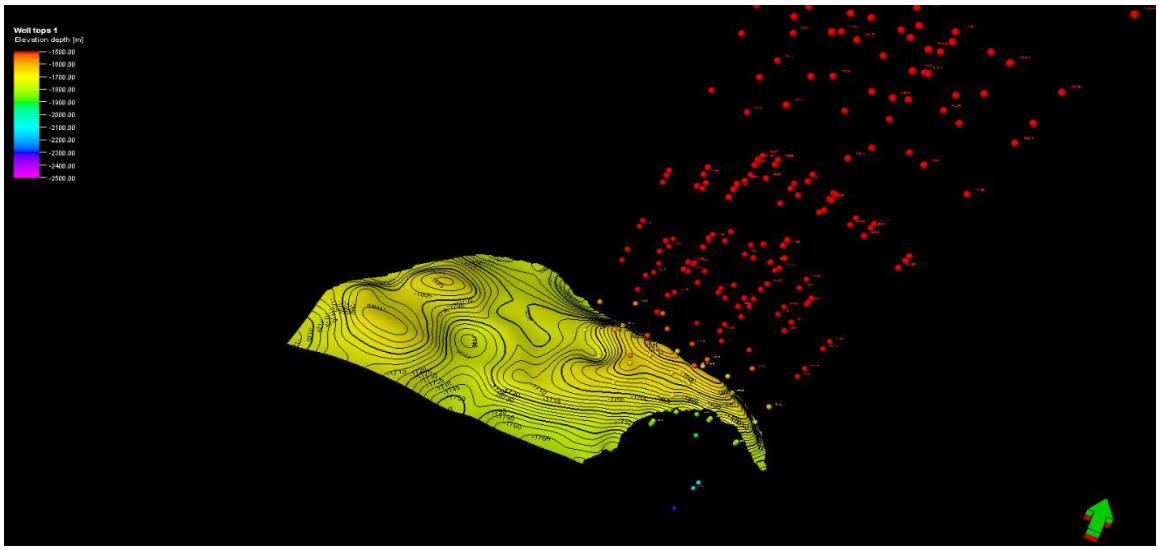
الشكل (4-4): خريطة بنيوية مع خطوط كنتور تفصيلية، وتساعد على تفسير الميل العام للمكمن ومواقع المصائد.

خريطة عمق بنيوي لسطح المكمن مع خطوط كنتور تمكننا من:

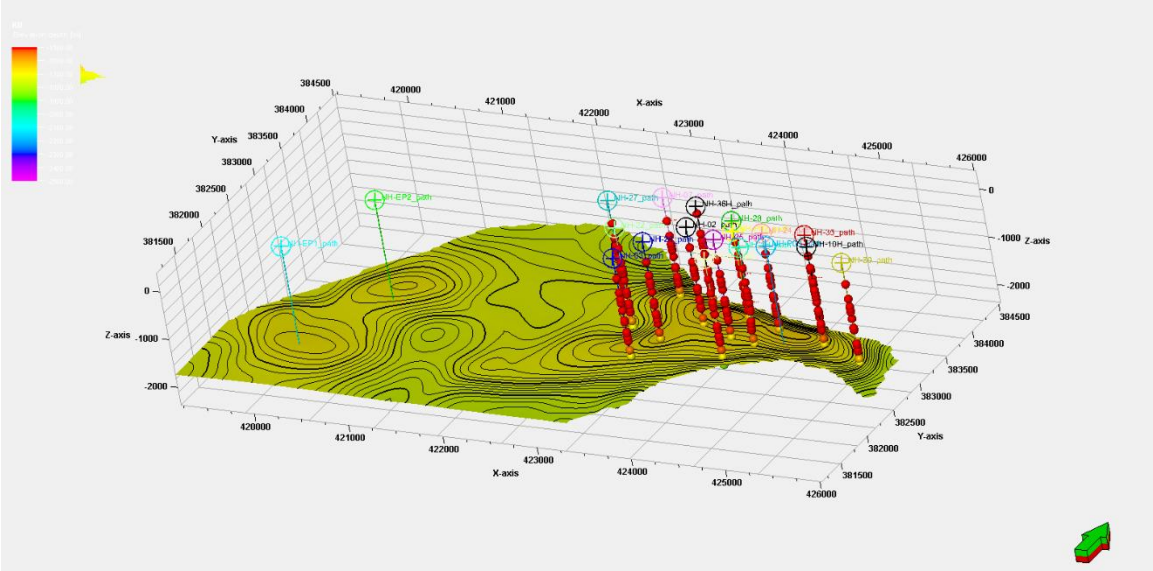
1- توضيح مناطق الارتفاع والانخفاض في المكمن 2-فهم شكل التركيب الجيولوجي

3- تحديد الاتجاه العام للميل البنيوي والمصائد المحتملة

سطح Well Top ومقطع عمودي :



الشكل (4-5): سطح Well Top المربوط ببيانات الآبار.



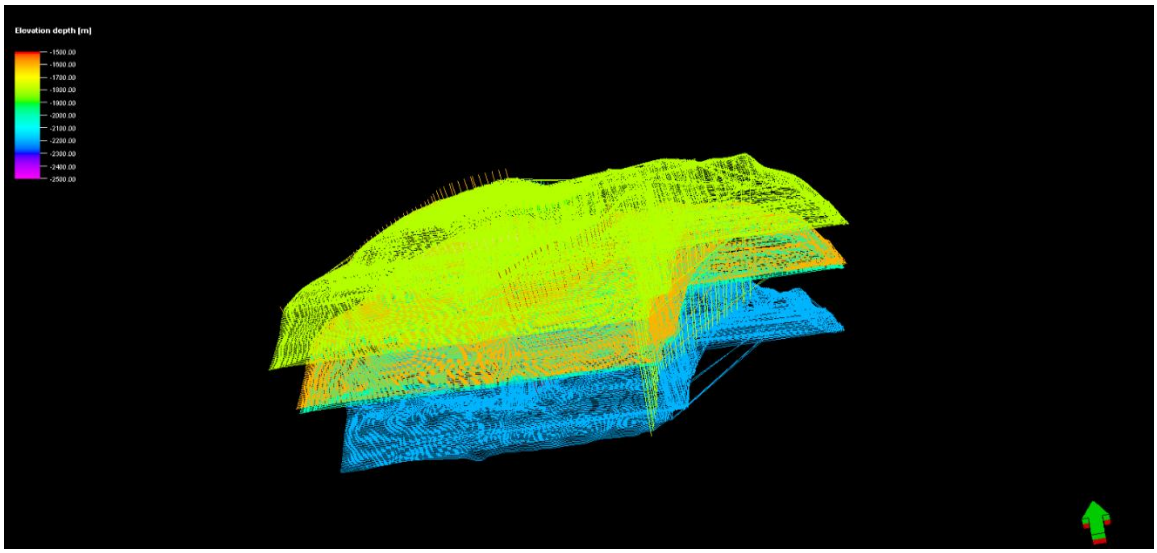
الشكل (4-6): مقطع عمودي يمثل سطحا جولوجيا مرتبط بالآبار .

تمثل مقطعًا عموديًا لهذا السطح على طول الآبار.

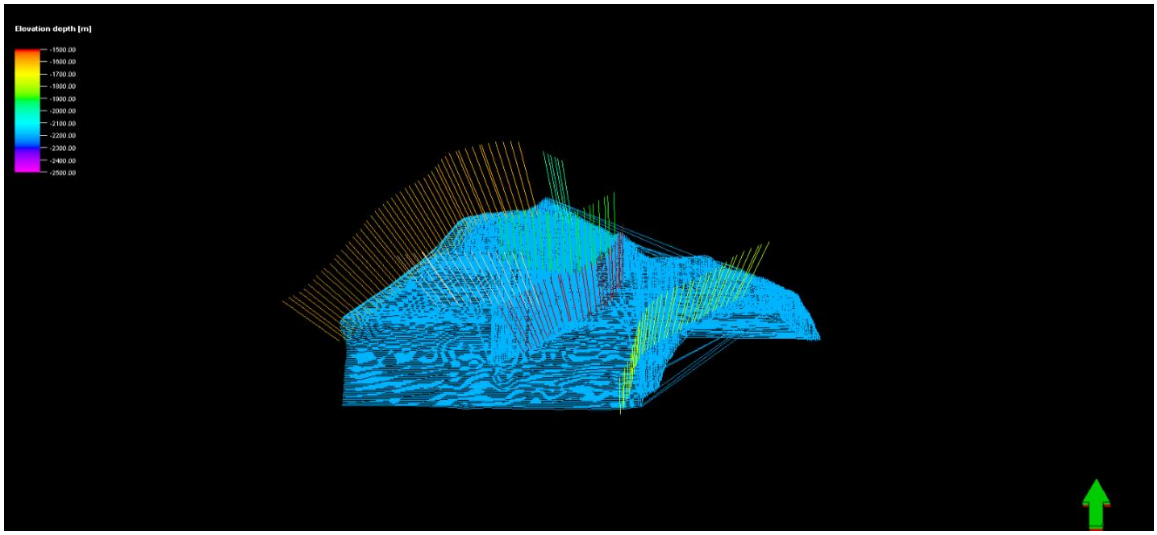
الهدف منها:

1-التحقق من مطابقة السطح مع بيانات الآبار 2- تحديد حدود الطبقات بدقة أثناء النمذجة
3-التأكد من صحة تفسير السطح الجيولوجي

الطبقات الهيكلية وخطوط الفوالق:



الشكل (4-7): الطبقات الهيكلية مع خطوط كنتور توضح شكل السطح البنيوي المستخدم في بناء النموذج.

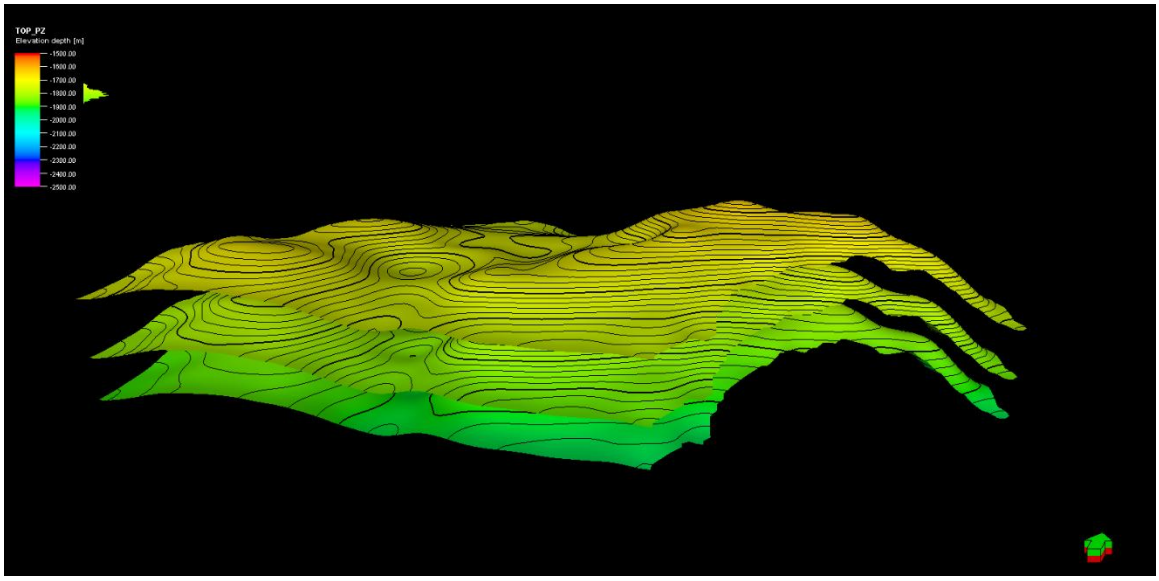


الشكل (4-8): طبقة هيكلية مدمجة مع خطوط الفوالق، وتوضح أثر الفوالق في تقسيم المكمن واتصال الطبقات

تظهر هنا الطبقة الهيكلية، مع ظهور خطوط الكونتور والفوالق الهدف منها :

- إظهار شكل الطبقة بدقة
- تحديد أماكن الفوالق وتأثيرها
- استخدامها في بناء الهيكل البنيوي للمكمن

الطبقات الرئيسية :



الشكل (4-9): تقسيم المكمن إلى الطبقات الرئيسية العليا والوسطى والقاعدية، ويُستخدم كأساس للتقسيم الشبكي وتوزيع الخواص.

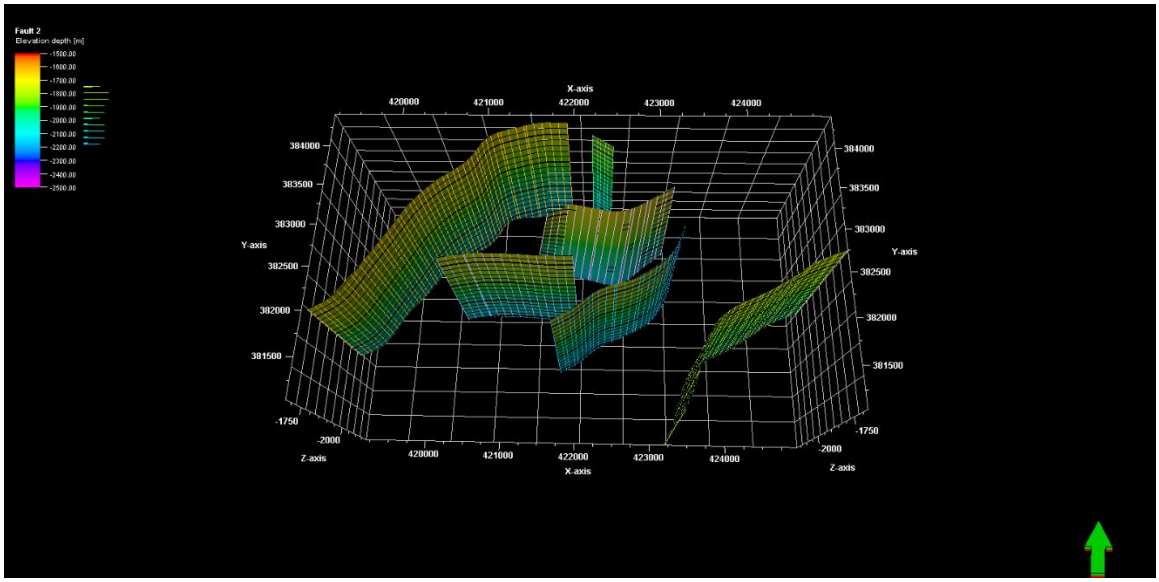
الصور تعرض تقسيم للمكمن وتتألف من ثلاث نطاقات :

العليا ، الوسطى ، والقاعدة

الفائدة:

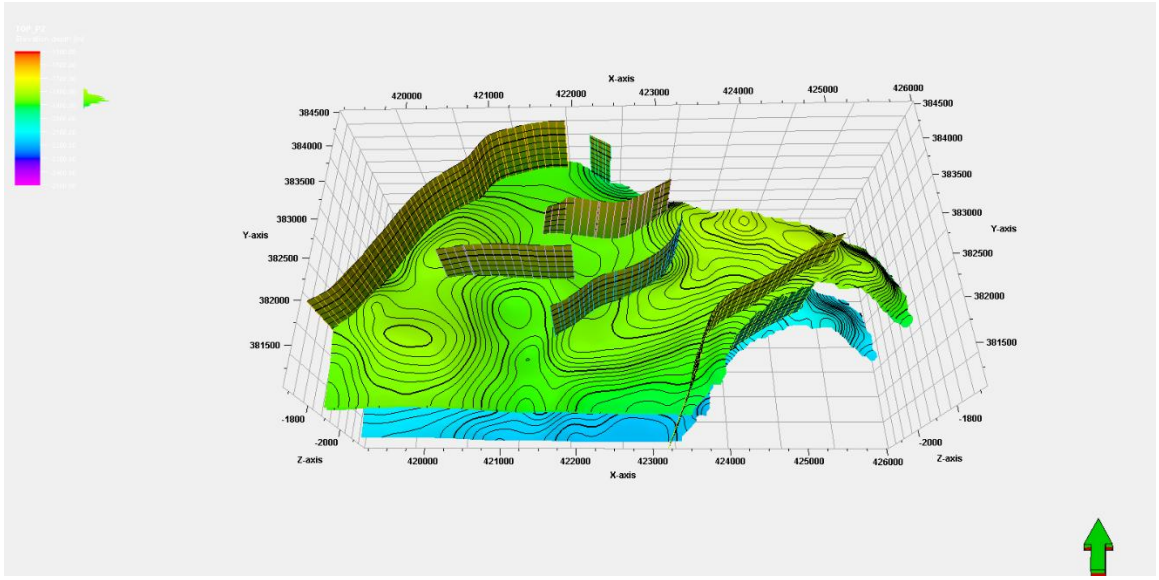
- معرفة سماكة الطبقات واستمراريتها
- التمييز بين الطبقات المنتجة والطبقات العازلة

يمثل الشكل خريطة 3D لتوزع للفوالق في المكمن



الشكل (4-10): خريطة ثلاثية الأبعاد لتوزع الفوالق داخل المكمن، وتوضح امتدادها واتجاهاتها العامة.

تمثل توزع الفوالق على سطوح طبقات المكمن

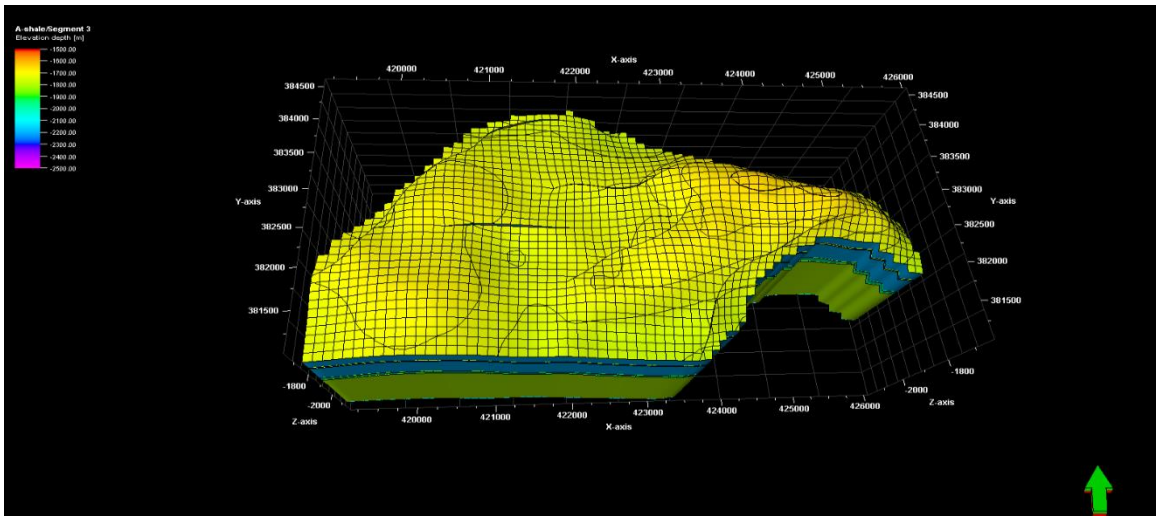


الشكل (4-11): تمثيل الفوالق على سطوح طبقات المكمن، لفهم تأثير الفوالق على الجريان والاتصال الخزني.

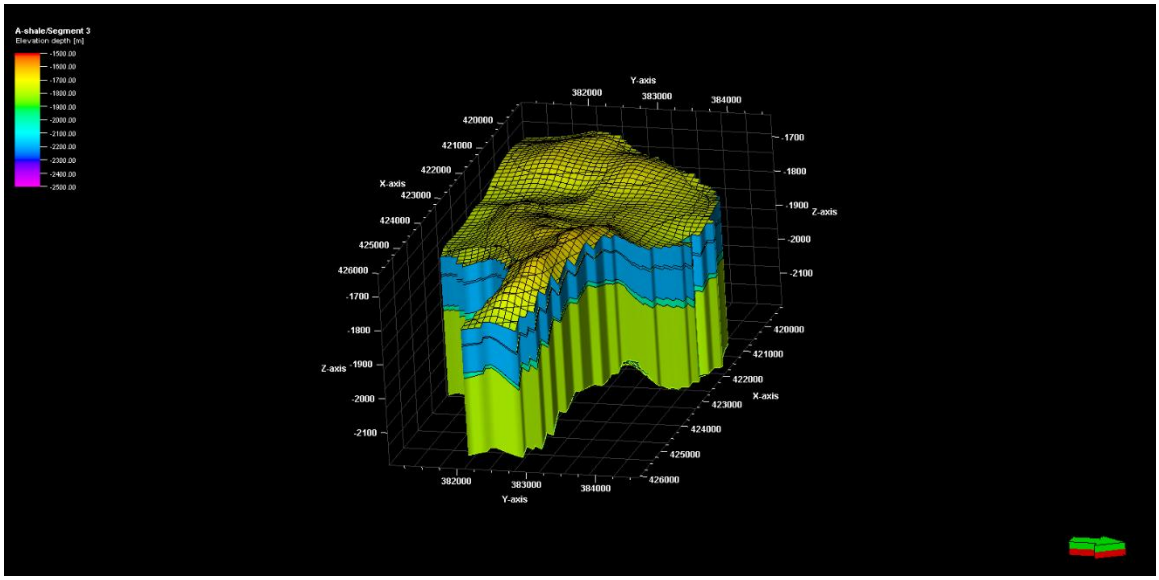
تهدف إلى :

- معرفة امتداد الفوالق واتجاهاتها

النموذج الهيكلي ثلاثي الأبعاد :



الشكل (4-12): نموذج هيكلي ثلاثي الأبعاد للمكمن، وتدل الألوان فيه على تغير العمق وشكل المصيدة الجيولوجية.

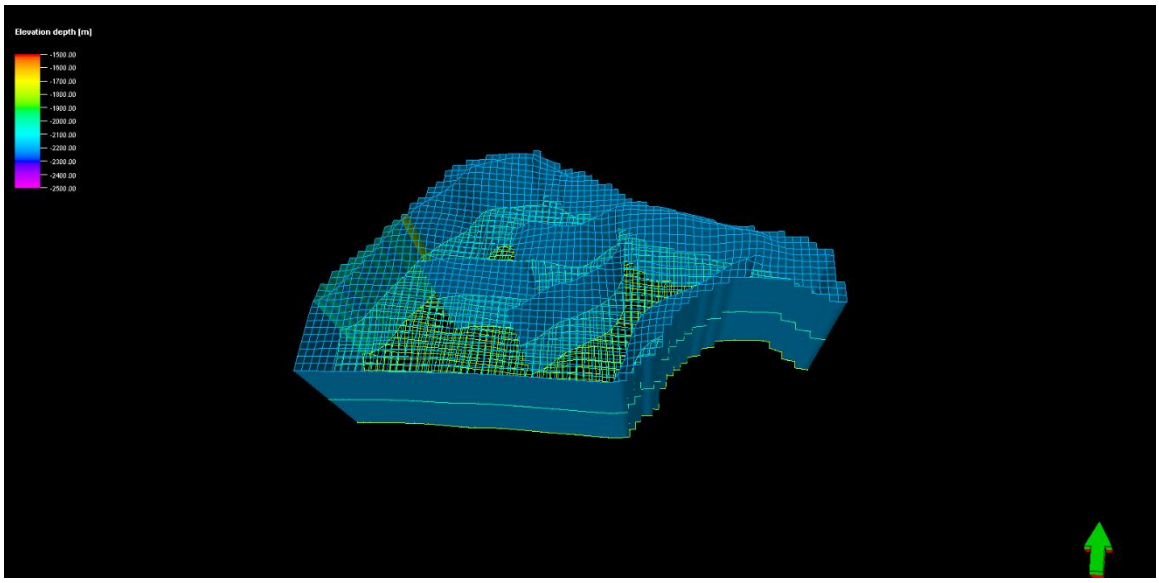


الشكل (4-13): عرض إضافي للنموذج الشبكي/الهيكلي يوضح امتداد الطبقات واتصالها داخل الحقل

النموذج شبكي/هيكلي للمكمن، والألوان تمثل العمق الحقيقي والهدف منها:

- إظهار شكل المصيدة الجيولوجية
- إظهار أمتداد الطبقات و أتصالها
- تحديد الأماكن الأفضل لتجمع الهيدروكربونات

النموذج الهيكلي مع الفوالق :

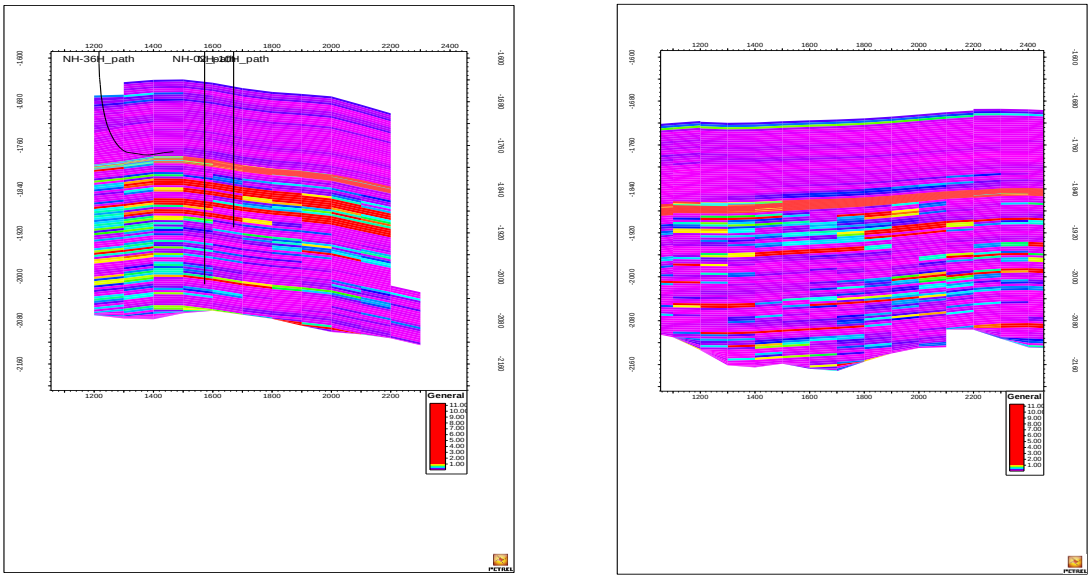


الشكل (4-14): النموذج الهيكلي مع مستويات الفوالق.

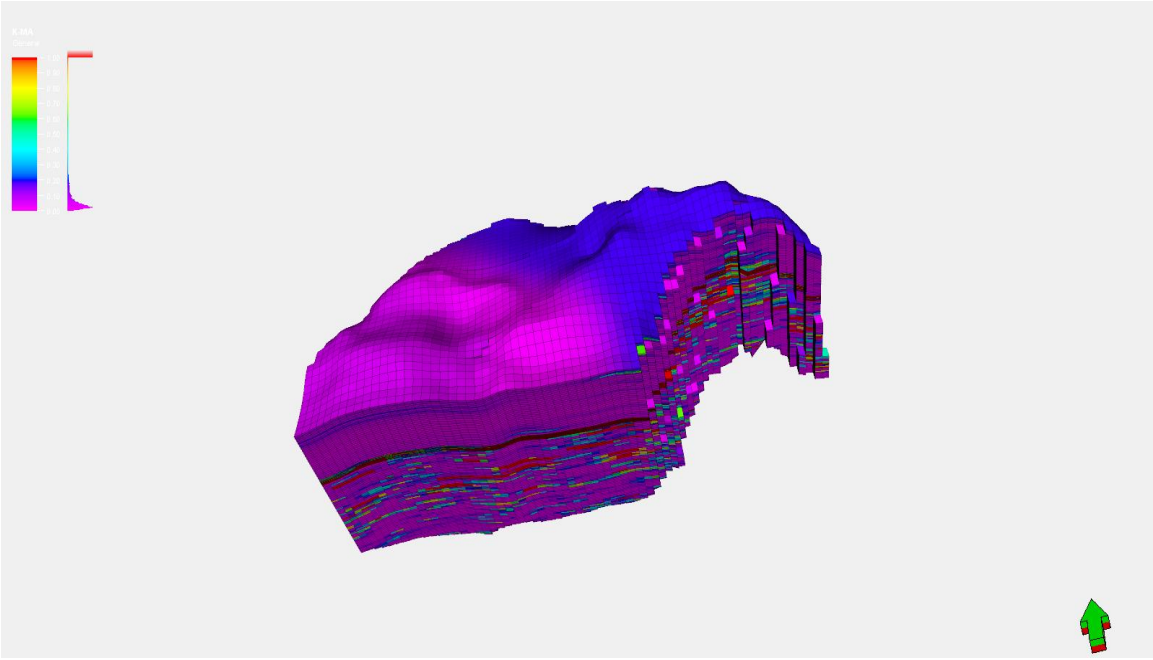
تبيّن النموذج البنيوي المدمج مع مستويات الفوالق.

الهدف منها:

- تقسيم المكمن إلى بلوكات منفصلة والتي تساعد في حساب الأحتياطي الجيولوجي
- معرفة هل الفالق يعمل كحاجز أو كممر للنفط
- تساعد في فهم توزع الخصائص البتروفيزيائية لكل بلوك في المكمن
- دعم قرارات الحفر والتطوير والمحاكاة الخزنية



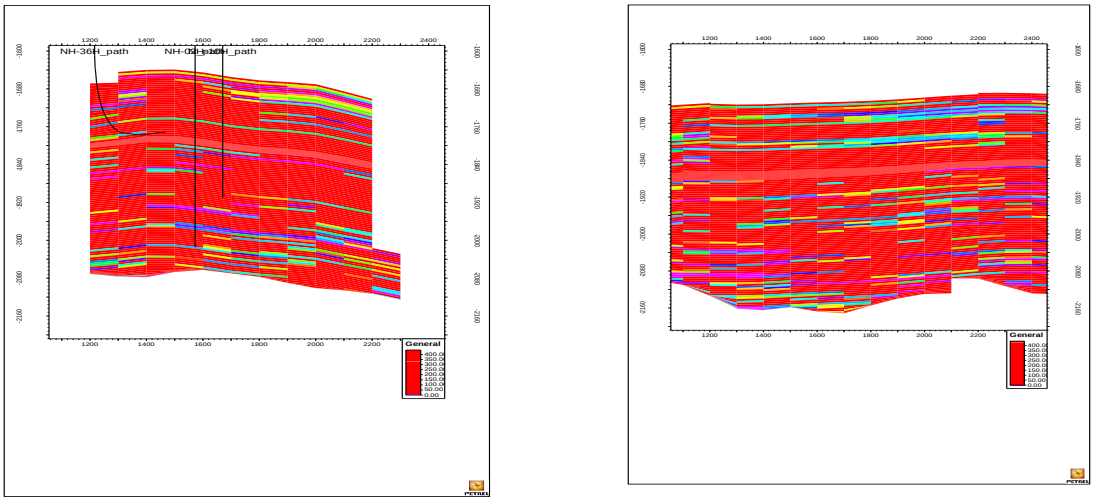
الشكل (4-15): مقاطع جيولوجية توضح توزع نفوذية الصخر Matrix Permeability داخل الطبقات.



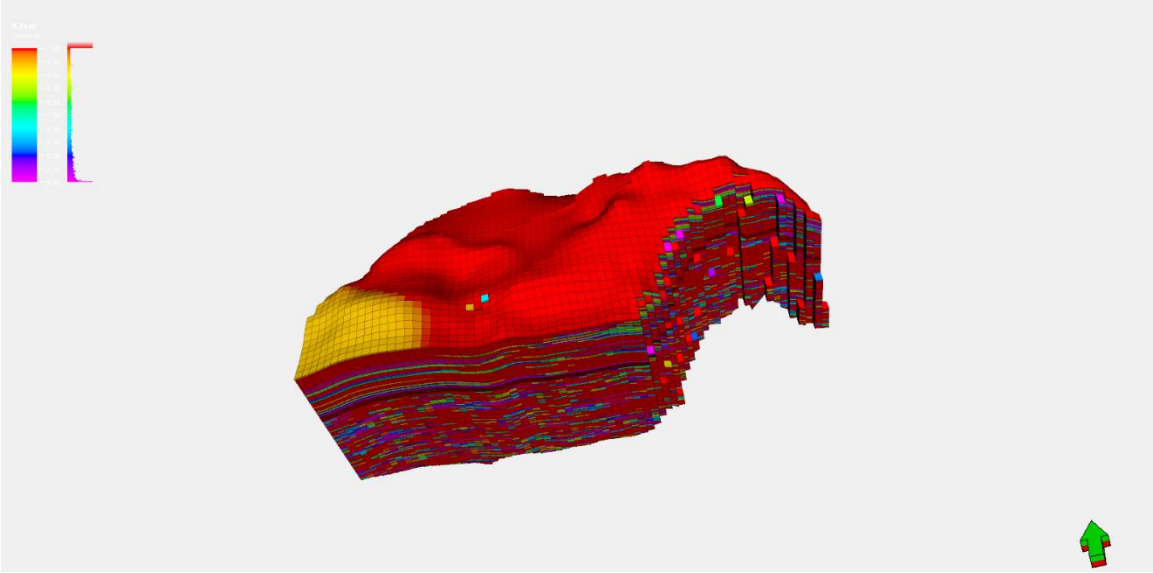
الشكل (4-16): نموذج ثلاثي الأبعاد لتوزع نفوذية الصخر على كامل المكمن.

الهدف من هذه االمرحلة :

- تبين التوزيع المكاني لنفوذية الصخر بعيدا عن الشقوق
- المساعدة في تحديد المناطق الأفضل للإنتاج
- إظهار المناطق ذات الجودة الخزنية الأفضل



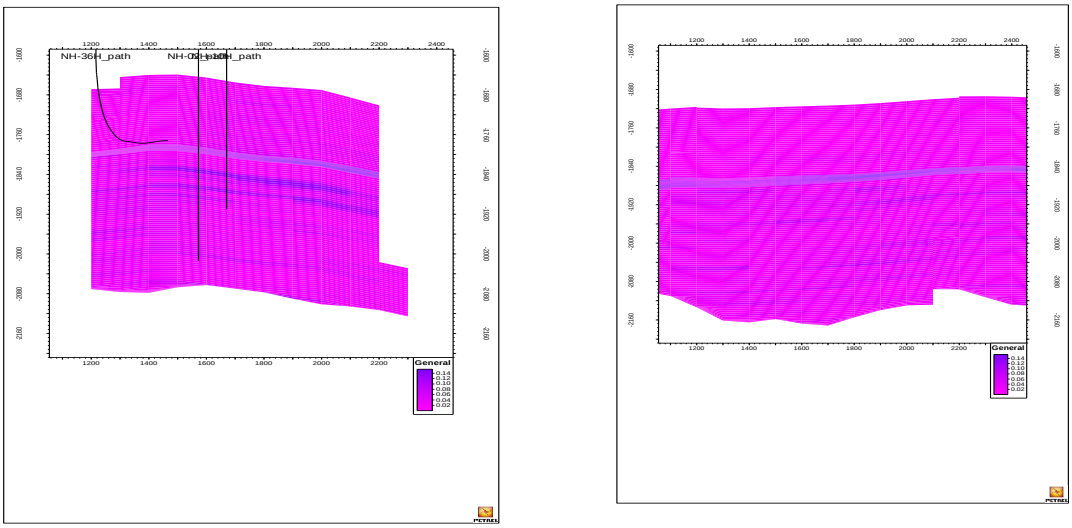
الشكل (4-17): مقطع جيولوجي يوضح توزع نفوذية الشقوق Fracture Permeability داخل المكمن.



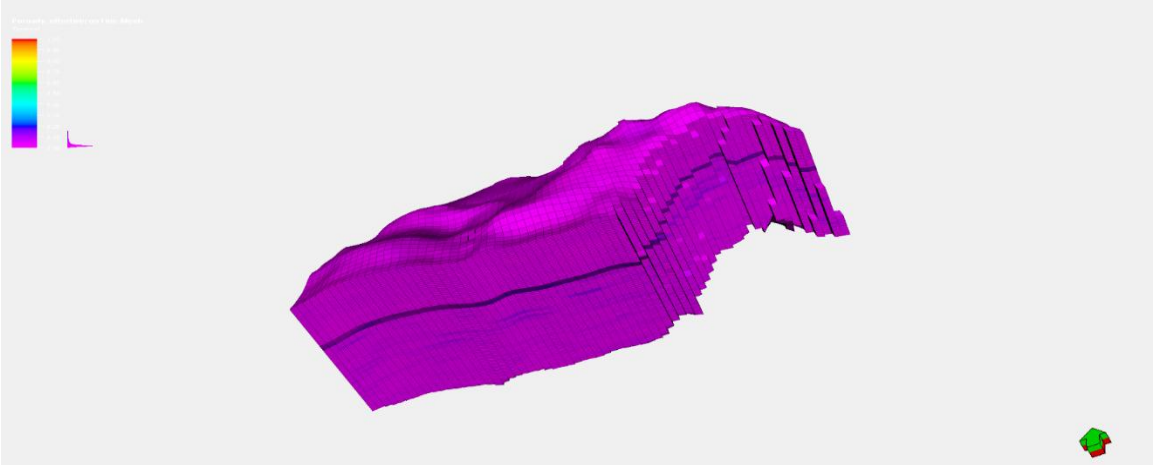
الشكل (4-18): نموذج ثلاثي الأبعاد لتوزع نفوذية الشقوق على كامل المكمن.

الهدف من هذه المرحلة :

- توضيح التوزيع المكاني لنفوذية الشقوق داخل المكمن
- تحديد الأماكن الأفضل من ناحية قابلية الجريان



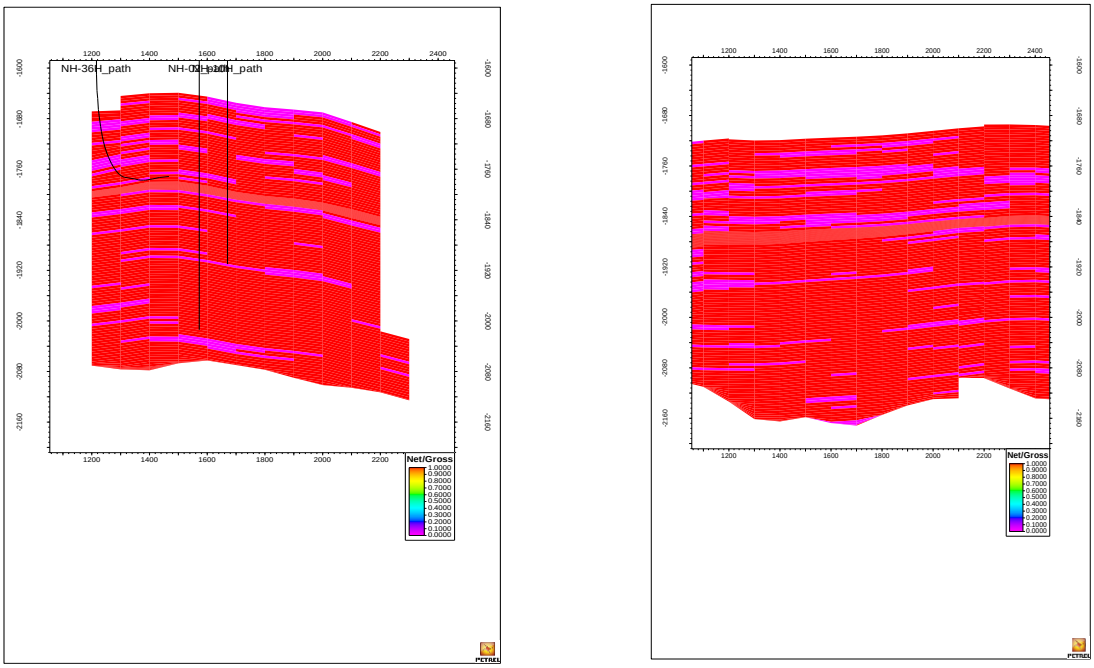
الشكل (4-19): مقاطع جيولوجية توضح تغير المسامية الفعالة ضمن الطبقات.



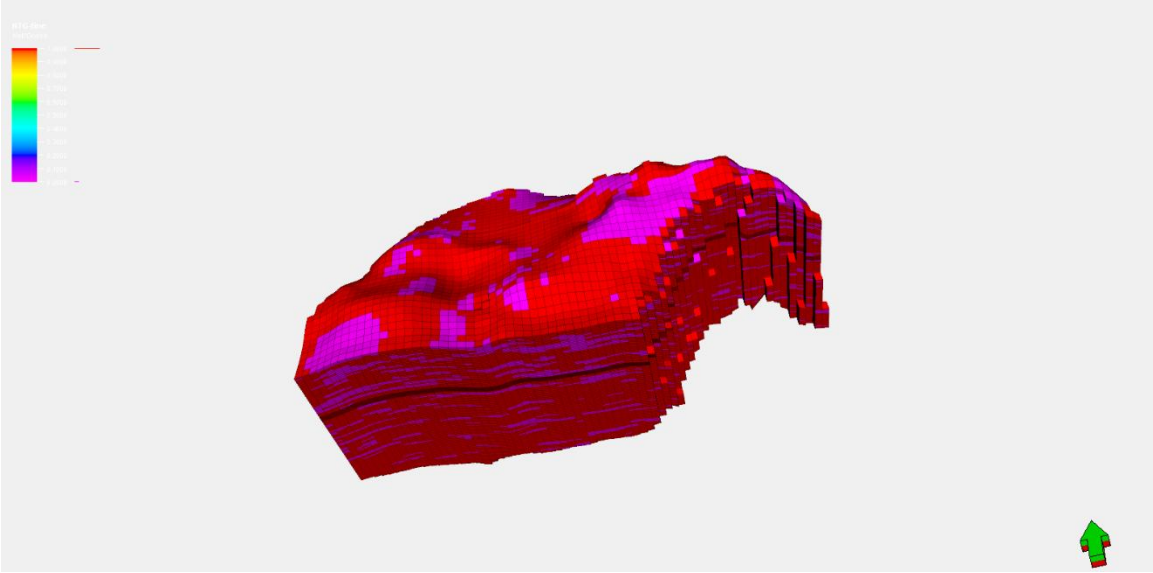
الشكل (4-20): نموذج ثلاثي الأبعاد لتوزع المسامية الفعالة على كامل المكمن

الهدف من هذه المرحلة:

- توضيح التوزيع المكاني للمسامية الفعالة داخل المكمن
- تحديد الأجزاء التي تمتلك قدرة أفضل على تخزين الموائع



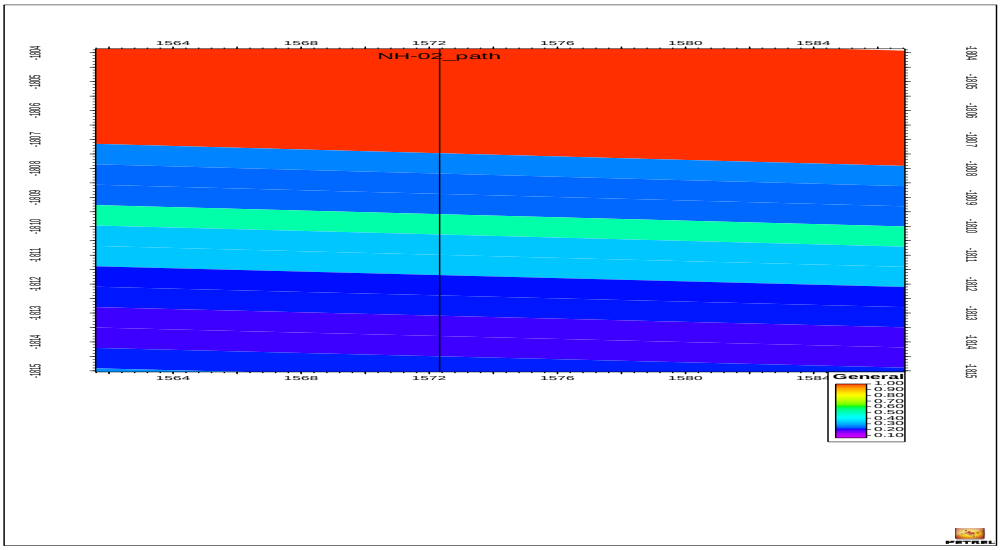
الشكل (4-21):مقاطع جيولوجية توضح توزع السماكة الفعالة (NTG) داخل المكمن.



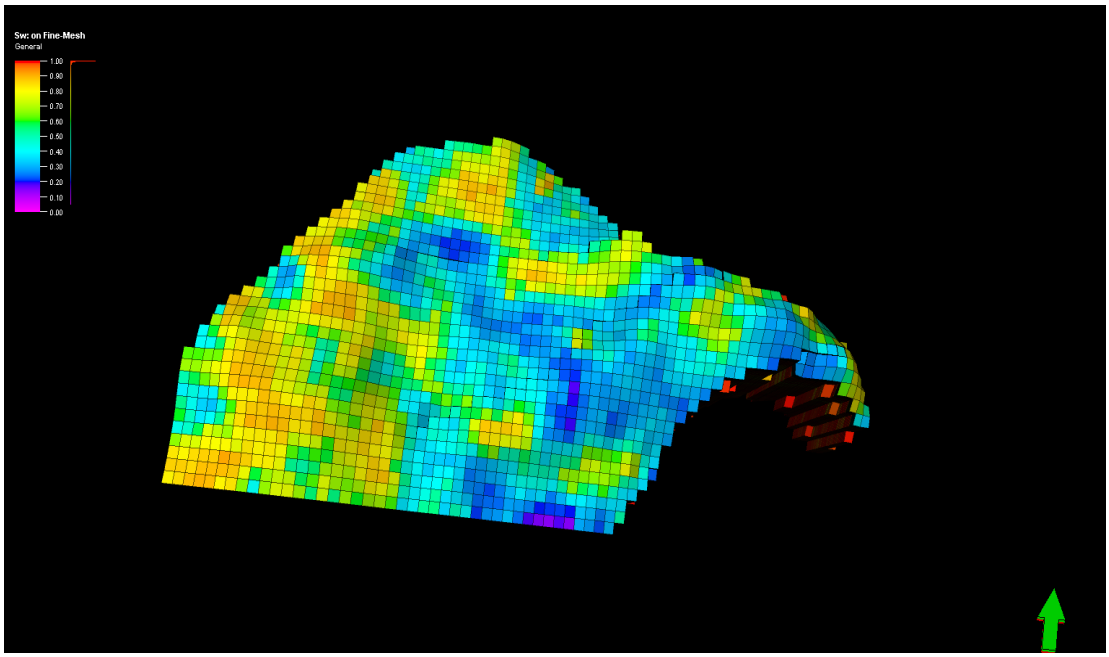
الشكل (4-22): نموذج ثلاثي الأبعاد لتوزع السماكة الفعالة(NTG).

الهدف من هذه المرحلة :

- تحديد الطبقات و المناطق ذات الصافي الأعلى من النفط داخل المكمن
- تمييز الأجزاء الأكثر ملائمة للإنتاج عن الأجزاء الأقل جودة



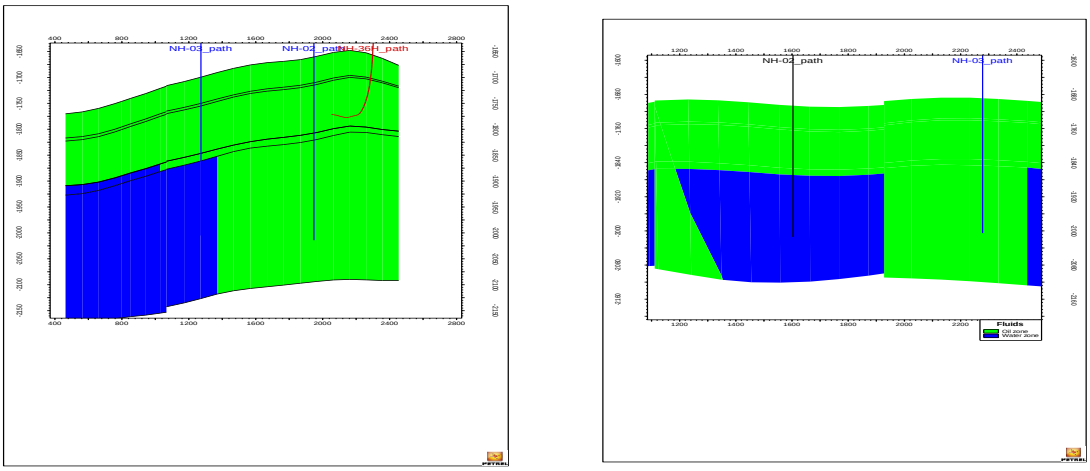
الشكل (4-23): مقطع جيولوجي يوضح توزع تشبع الماء SW داخل الطبقات.



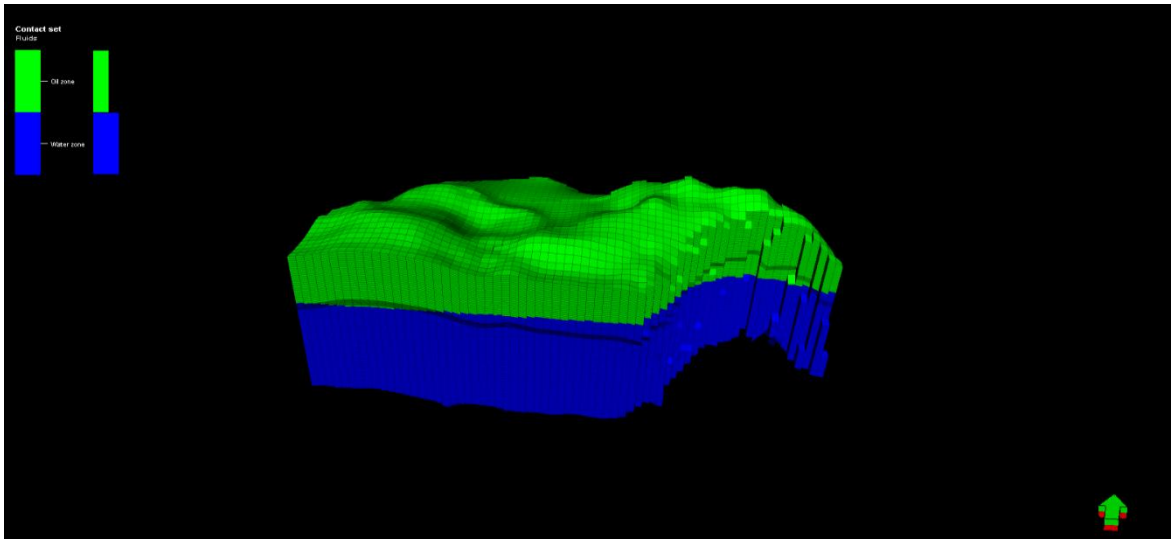
الشكل (4-24): نموذج ثلاثي الأبعاد لتوزع تشبع الماء SW.

الهدف منها :

- تحديد المناطق ذات التشبع المائي المرتفع والمنخفض
- تمييز الأجزاء الأكثر احتمالية لأحتواء الهيدروكربونات
- تساعد في توقع تقدم الماء ومراقبة خطر الإنتاج المائي المبكر



الشكل (4-25): مقاطع جيولوجية لتوزع الموائع داخل المكمن (النفط - الماء).



الشكل (4-26): نموذج ثلاثي الأبعاد لتوزع الموائع، ويبيّن علاقة تماس النفط/الماء

تمثل توزع الموائع داخل المكمن (ماء – نفط) :

تعتبر اهم خطوة في برنامج بتريل لأنها توضح مناطق توزع النفط والماء داخل المكمن

الهدف منها :

- تحديد تماس النفط مع الماء
- معرفة المناطق المنتجة للنفط والمناطق المشبعة بالماء
- مهمة جدا لتخطيط الإنتاج وأختيار مواقع الأبار

النتائج

1. بينت النتائج أن التشقق الطبيعي والفوالق والدلمتة والذوبان كانت من أهم العوامل التي حسّنت النفوذية الفعالة وجودة الجريان داخل المكمن، بينما ساهمت السمنتة وترسبات الأنهيدريت والأملاح في خفض جزء من المسامية الأولية .

2. أوضحت الدراسة البتروفيزيائية أن تأهيل تسجيلي الكثافة والصوت ومعالجة المقاطع غير الموثوقة كان ضروريًا للحصول على سجلات مرنة متناسقة، مما حسن توصيف الخواص الخزنية وربط الآبار بالسيزمك بصورة أدق .

3. كما أظهرت البيانات الهندسية أن الحقل يتمتع بدفع مائي قاعدي قوي حافظ على الضغط المكمني قريبًا من مستواه الأصلي، رغم استمرار الإنتاج لسنوات، إلا أن ارتفاع القطع المائي بقي التحدي الأبرز أمام استقرار الأداء الإنتاجي لبعض الآبار .

4. بينت بيانات الآبار والنموذج المكمني أن أغلب الآبار قد اخترقت كامل الطبقة النفطية، وأن بعضها وصل إلى الطبقة المائية نتيجة ارتفاع مستوى الماء أو بسبب عدم مثالية التثقيب، مما أدى إلى زيادة احتمالية إنتاج الماء مبكراً في بعض الآبار.

5. وأكدت نتائج المحاكاة التنبؤية أن أفضل الطرق البديلة هي التي تجمع بين حفر آبار بينية ودعم الحقن المائي، لما لذلك من أثر واضح في تحسين الضغط وزيادة كفاءة الكسح ورفع عامل المردود مقارنة بالحالة الأساسية.

6. وبصورة عامة، أثبتت الدراسة أن تطوير الحقل بكفاءة يعتمد على التكامل بين التحليل الجيولوجي والبتروفيزيائي والهندسي، واستخدام هذه المعطيات في بناء نموذج مكمني داعم لقرارات التطوير المستقبلية.

المقترحات

1. نقترح حساب معدل التدفق الحرج لبقاء المخاريط المائية مستقرة إلى أطول زمن ممكن من عمر إنتاج المكمن:

$$(Qoc = \frac{0.0037 * K\hbar \cdot h2 * \Delta\rho * \psi\omega}{Bo * \mu o})$$

حيث أن الرموز تعني :

- Qoc : *معدل التدفق الحرج للنفط*
- $K\hbar$: *النفوذية الفعالة*
- h : *سماكة الطبقة*
- $\Delta\rho$: *فرق الكثافة بين الماء والنفط*
- $\psi\omega$: *التابع اللابعدي للماء ويتم استخراجه من مخططات بيانية خاصة*
- Bo : *عامل حجم النفط*
- μo : *لزوجة النفط*

2. نقترح حفر آبار بينية لزيادة إنتاجية المكمن حيث تكون المسافة الفاصلة بين كل بئر وبئر 500m.

3. نظرًا لمحدودية سماكة المنطقة المنتجة (Production Zone) نقترح أختيار طول المجال المثقب المثالي وذلك لإن أي تثقيب غير دقيق قد يزيد من خطر تحرك المخاريط المائية بإتجاه الآبار مما يؤدي إلى إماهة الآبار وهجرها .

4. نقترح إعطاء أولوية لأختبارات الابار التي تم إصلاحها ، نظرا لاهميتها في تحسين فهم سلوك المكمن وتقييم قدرته الإنتاجية

5. نقترح تطبيق تقنيات الاستثمار المدعم EOR، نظرًا لامتلاك المكمن خصائص مناسبة للتطوير المتقدم.

6. نقترح تحسين دقة بيانات PVT لأن سلوكيات الحقن وضغوط المكمن تعتمد عليها بشكل مباشر.

7. نقترح إعطاء أولوية لحسابات الطبقة المائية لما لها من دور مهم في فهم سلوك المكمن وتوقع أدائه.

المراجع

المراجع باللغة العربية:

تقارير الشركة السورية للبترول - **مديرية حقول الجبسة.** لعامي 2010-2011

المراجع باللغة الإنكليزية:

1. Fugro-Jason. (2010). North Houssian Geological and Facies Analysis Report. Final Report, October 2010.

2. Fugro-Jason. (2010). Seismic Petrophysical Interpretation for North Houssian Field. Final Report, October 2010.

3. Fugro-Jason. (2010). North Houssian Basin Reservoir Engineering Analysis. Final Report, October 2010.

4. Fugro-Jason. (2011). North Houssian Production Simulation Project Report. Final Report, January 2011.

5. Schlumberger. (2018). Petrel E&P Software Platform 2018. Schlumberger Software Documentation.