

تقييم أداء أنظمة الرفع الاصطناعي في الحقول النفطية الليبية وسبل تحسينه

علي امحمد علي رحومة

جامعة الزنتان - قسم الجيوفيزياء ، كلية النفط والموارد الطبيعية

(Performance Evaluation and Optimization of Artificial Lift Systems in Libyan Oil Fields

Ali Mohammed Ali Rahouma

Department of Geophysics, College of Petroleum and Natural Resources

University of Zintan

ali.ruhouma@uoz.edu.ly

تاريخ الاستلام: 2026/04/02 تاريخ المراجعة: 2026/05/01 تاريخ القبول: 2026/05/14- تاريخ النشر: 2026/06/02

الملخص:

تتناول هذه الدراسة تقييماً هندسياً مقارناً لأداء أنظمة الرفع الاصطناعي الأكثر تطبيقاً (المضخات الكهربائية الغاطسة ESP، قضبان الضخ ميكانيكياً SRP، والرفع الاصطناعي بالغاز Gas Lift) في الحقول النفطية الليبية المتقدمة والمستنزفة مكمينياً بحوض سرت الرسوبي، اعتماداً على بيانات حقلية فعلية وممتدة لخمس عشرة بئراً إنتاجية خلال الفترة الزمنية 2022-2023. استخدمت الدراسة مؤشرات الأداء الرئيسية (KPIs) وفي مقدمتها معدلات الإنتاج النفطية اليومية، ومعدل الفشل الدوري، ومؤشر متوسط زمن التشغيل بين الأعطال المتكررة (MTBF)، إضافة إلى تطبيق تقنية التحليل العقدي (Nodal Analysis) وإجراء المحاكاة الهيدروليكية الرقمية لجوف الآبار باستخدام برنامجي PROSPER وPIPESIM المعتمدين. أظهرت مخرجات النتائج تفوق نظام الرفع بالغاز من حيث الاعتمادية التشغيلية وارتفاع مؤشرات الـ MTBF نتيجة خلو تصميمه الجوفي تماماً من الأجزاء الميكانيكية المتحركة، بينما سجل نظام ESP أدنى كفاءة تشغيلية وحجمية بسبب حساسيته العالية لتدفق وتراكم الغاز الحر والترسبات الملحية، في حين أظهر نظام SRP أداءً هيدروليكيًا متوسطاً متأثراً بتنامي الإجهادات الميكانيكية الدورية والترسبات الأسفلتينية الكثيفة. وتوصي الدراسة بضرورة تحسين وتحديث معايير اختيار تلك الأنظمة الحقلية وتطبيق استراتيجيات تحسين هندسي متكاملة تضمن خفض النفقات والتكاليف التشغيلية (OPEX) الحالية، ورفع الكفاءة الإنتاجية اليومية للآبار المتقدمة، وضمان استدامة الإنتاج الاقتصادي للمشغل الوطني.

الكلمات المفتاحية: الرفع الاصطناعي، التحليل العقدي، المحاكاة الهيدروليكية، كفاءة الإنتاج، حوض سرت، OPEX.

Abstract:

This technical study presents a comparative engineering evaluation of the most widely applied Artificial Lift Systems (Electrical Submersible Pumps ESP, Sucker Rod Pumps SRP, and Gas Lift) in mature Libyan oil fields within the Sirte Basin, based on real production field data gathered from fifteen producing wells over the dynamic 2022–2023 period. The analysis systematically employs key performance indicators (KPIs) including daily fluid production rates, failure frequency, and Mean Time Between Failures (MTBF), alongside comprehensive Nodal Analysis applications and multi-phase hydraulic simulation using industrial PROSPER and PIPESIM software tools. Final simulation results show that the Gas Lift system achieved superior operational reliability with the highest MTBF due to a robust downhole configuration completely free of moving parts. In contrast, ESP systems recorded the lowest operational reliability due to high sensitivity to free gas lock and aggressive scale deposition, while mechanical SRP systems demonstrated moderate performance heavily affected by dynamic

cyclic stress and downhole asphaltene buildup. The study strongly recommends improving system selection criteria and implementing advanced engineering optimization strategies to significantly reduce operating expenditures (OPEX) and enhance sustainable economic production from mature wells .

Keywords: Artificial Lift, Nodal Analysis, Hydraulic Simulation, Production Optimization, Sirte Basin, OPEX.

1.1 المقدمة (Introduction):

تُعد صناعة النفط والغاز الركيزة الأساسية للاقتصاد الليبي، ويعتمد استقرارها على كفاءة عمليات الإنتاج لتحقيق أعلى معدلات الاستخلاص النهائي (Ultimate Recovery). ومع تقدم عمر الحقول النفطية (Mature Oil Fields) في الأحواض الرسوبية الليبية وتراجع الضغط الطبيعي للمكانن يصبح استخدام أنظمة الرفع الاصطناعي (Artificial Lift Systems) خياراً حتمياً للحفاظ على معدلات تدفق اقتصادية (Economic Flow Rates) [6],[12]. وتتنوع تطبيقات الرفع الاصطناعي في الآبار المتقدمة؛ حيث تشمل المضخات الكهربائية الغاطسة (ESP)، والمضخات الميكانيكية (Sucker Rod Pumps) بالإضافة إلى الرفع بالغاز (Gas Lift) [6],[7], [11]. ويتباين أداء هذه الأنظمة وكفاءتها اعتماداً على البتروفيزيائية للمكانن وسلوك تدفق الموائع داخل البئر (Well Inflow Performance).

2.1 مشكلة الدراسة (Study Problem):

تتمثل مشكلة الدراسة في التحديات المرتبطة باختيار وتشغيل أنظمة الرفع الاصطناعي (Artificial Lift Systems) في الحقول النفطية، وتأثر كفاءتها بالمتغيرات المكنية والتشغيلية، مما يؤدي إلى انخفاض الإنتاج وارتفاع التكاليف التشغيلية (OPEX) وفترات التوقف (Downtime). ويستدعي ذلك تقييم أداء الأنظمة المختلفة وتحديد النظام الأمثل (Optimum System) للظروف التشغيلية السائدة.

3.1 أهداف الدراسة (Research Objectives):

تهدف هذه الدراسة إلى:

1. تقييم أداء أنظمة الرفع الاصطناعي (ESP، SRP، Gas Lift) باستخدام KPIs مثل الإنتاج اليومي و MTBF.
2. تحليل تأثير المتغيرات المكنية والتشغيلية مثل (P_{wf} و Water Cut و GOR) والغاز الحر على كفاءة واستقرار الأنظمة.
3. تطبيق Nodal Analysis والمحاكاة الهندسية (PROSPER و PIPESIM) لتحديد Bottlenecks ومطابقة سلوك الآبار مع النماذج.
4. مقارنة الأنظمة واقتراح Optimization Strategies لرفع الإنتاج وتقليل التوقفات التشغيلية.

4.1 أهمية الدراسة (Research Significance):

تبرز أهمية هذه الدراسة في أنها تساهم في:

1. دعم Production Optimization في الحقول النفطية الليبية عبر توفير معايير تقييم قابلة للتطبيق.
2. تقليل OPEX الناتج عن الأعطال وسوء اختيار أنظمة الرفع الاصطناعي.
3. تقديم مرجع تطبيقي لـ National Oil Companies (NOCs) لتقييم أداء أنظمة الرفع.
4. دعم Technical Decision-Making لتحسين إنتاجية الآبار المتقدمة (Mature Wells).

5.1 الدراسات السابقة (Literature Review):

تعددت الدراسات الهندسية التي تناولت تقييم وتحسين أداء أنظمة الرفع الاصطناعي (Artificial Lift Systems)، وتأثير تغير الخصائص المكنية على كفاءتها التشغيلية، وفيما يلي استعراض لأبرز تلك الدراسات:

1. دراسة (Smith et al., 2019): ركزت الدراسة على تقييم أداء مضخات الـ ESP في الآبار ذات الارتفاع المتسارع في نسبة الـ Water Cut. وتوصلت النتائج إلى أن زيادة نسبة الماء تؤدي إلى اختلال الكفاءة الحجمية للمضخة نتيجة تغير لزوجة المزيج المنتجة، وأوصت الدراسة بضرورة استخدام أنظمة التحكم القاعية لحماية المضخة من الفشل المبكر [1].
2. دراسة (Al-Hussain et al., 2021): تناولت هذه الدراسة مقارنة اقتصادية وفنية بين نظامي الـ Gas Lift والـ ESP في الحقول المتقدمة (Mature Fields). وأظهرت النتائج أن نظام الـ Gas Lift يمتلك مرونة تشغيلية أعلى وطول في متوسط عمر التشغيل (MTBF) عند التعامل مع الآبار ذات النسب المرتفعة من الغاز الحر (Free Gas)، على الرغم من أن كفاءته الهيدروليكية أقل مقارنة بنظام الـ ESP [2].
3. دراسة (المهدي وآخرون، 2022): وهي دراسة محلية طبقت في حوض سرت بليبيا، حيث ناقش الباحثون مشاكل ترسبات الـ Asphaltene والـ Scaling الكيميائي وتأثيرها على معدل الـ Failure Rate لمضخات الـ SRP. وبيّنت الدراسة أن عدم الحقن الدوري للمثبطات الكيميائية يتسبب في فشل ميكانيكي مفاجئ لقضبان الضخ وتآكل الصمامات القاعية.
4. دراسة (Asad et al., 2024): تناولت الدراسة تحسين أداء نظام الرفع بالغاز (Gas Lift) في أحد الحقول النفطية بالعراق باستخدام برنامج PIPESIM. وأظهرت النتائج أن تحسين معدل وعمق حقن الغاز أدى إلى زيادة معدلات الإنتاج وتحسين كفاءة التشغيل، كما أكدت الدراسة أهمية استخدام النمذجة والمحاكاة الرقمية في اختيار ظروف التشغيل المثلى لأنظمة الرفع الاصطناعي [4].
5. دراسة (Song et al., 2024): ركزت الدراسة على تشخيص أعطال المضخات الكهربائية الغاطسة (ESP) باستخدام نماذج تحليل البيانات وتقنيات المراقبة الذكية. وأوضحت النتائج أن التحليل المبكر لمؤشرات الأداء التشغيلية يساعد في التنبؤ بالأعطال قبل حدوثها، مما يساهم في تقليل فترات التوقف ورفع قيمة مؤشر الاعتمادية (MTBF) وخفض تكاليف الصيانة [5].

التعقيب على الدراسات السابقة (The Research Gap):

يتضح من الدراسات السابقة أنها ركزت على تحسين أو تقييم أنظمة الرفع الاصطناعي بصورة منفصلة، أو على معالجة جوانب محددة مثل أعطال الـ ESP أو تحسين أداء الـ Gas Lift. أما الدراسة الحالية فتتميز بتقديم تقييم مقارن لثلاثة أنظمة رفع اصطناعي (ESP و SRP و Gas Lift) تحت ظروف تشغيلية ومكمنية متقاربة في حوض سرت الليبي، مع توظيف التحليل العقدي والمحاكاة الرقمية باستخدام PROSPER لدراسة الأداء والاعتمادية واختيار النظام الأمثل، الأمر الذي يساهم في معالجة مشكلة عدم توافق اختيار نظام الرفع (Selection Mismatch).

7.1 منهجية الدراسة (Research Methodology):

اعتمدت الدراسة على المنهج التحليلي التطبيقي ودراسة الحالة (Case Study) لتقييم أنظمة الرفع الاصطناعي في عدد من الآبار النفطية بحوض سرت، وذلك من خلال:

1. جمع وتحليل البيانات الحقلية لخمسة عشر بئراً تعمل بأنظمة الـ ESP و SRP و Gas Lift خلال الفترة (2022–2023)، مع دراسة المتغيرات الإنتاجية والمكمنية والأعطال التشغيلية.
2. حساب مؤشرات الأداء الرئيسية (KPIs) مثل معدل الإنتاج، ومعدل الفشل (Failure Rate)، ومتوسط زمن التشغيل بين الأعطال (MTBF)، والكفاءة التشغيلية للأنظمة.

3. إجراء النمذجة والمحاكاة الرقمية باستخدام برنامج PROSPER وتحليل العقد (Nodal Analysis) لمحاكاة أداء الآبار وتحديد الاختناقات الإنتاجية.
4. مقارنة نتائج الأنظمة المختلفة واقتراح حلول تحسين لتحديد نظام الرفع الأنسب ورفع كفاءة الإنتاج وتقليل الأعطال والتكاليف التشغيلية.

الفصل الثاني: الإطار النظري (Theoretical Framework)

1.2 هيدروليكية تدفق الآبار ومبررات الرفع الاصطناعي (Well Bore Hydraulics & ALS Justification):

عند بدء الإنتاج من المكنن النفطي، يعتمد التدفق الطبيعي (Natural Flow) على الطاقة الذاتية للمكنن (Reservoir Drive Mechanism) [6],[8]. يتم تمثيل العلاقة بين ضغط المكنن ومعدل التدفق عبر منحنى الأداء الإنتاجي للمكنن (IPR). مع استمرار السحب، ينخفض الضغط المكنني الصخري وضغط نقطة الفقاعة (Bubble Point Pressure)، مما يؤدي إلى تحرر الغاز في القاع وتغير خاصية الحركية للموائع (Fluid Mobility).

يصاحب ذلك ارتفاع حاد في نسبة قطع الماء (Water Cut)، مما يرفع من الكثافة النوعية للمزيج المنتج وبالتالي يزداد الضغط الهيدروستاتيكي الكلي (Total Hydrostatic Pressure) داخل عمود الإنتاج (Tubing String). عندما يصبح الضغط القاعي المتدفق (P_{wf}) غير كافٍ للتغلب على ضغط المعدات السطحية (Wellhead Backpressure) وضغوط الاحتكاك (Friction Pressure Losses)، يحدث قصور في التدفق الطبيعي وتتوقف البئر عن الإنتاج (Well Loading). هنا يبرز الدور الهندسي لأنظمة الرفع الاصطناعي (Artificial Lift Systems) لإعادة خفض الضغط القاعي المتدفق وزيادة سحب الموائع (Drawdown) لتحقيق معدل الإنتاج المستهدف.

2.2 أنواع أنظمة الرفع الاصطناعي (Artificial Lift Systems):

تتقسم أنظمة الرفع الصناعي إلى عدة أنواع رئيسية، تختلف في آلية التشغيل ومجال الاستخدام [6],[12].

1.2.2 منظومة المضخات الكهربائية الغاطسة (ESP):

تُصنف منظومة الـ ESP كمنظومة رفع ديناميكية ميكانيكية عالي السرعة [7].

❖ آلية التشغيل الهيدروليكية (Operational Mechanism):

تقوم المراوح الدوارة (Impellers) بنقل الطاقة الحركية من المحرك إلى السائل المنتج، ثم تقوم الموزعات

الثابتة (Diffusers) بتحويل هذه الطاقة الحركية إلى طاقة ضغط ثابت (Static Pressure). يتم حساب كفاءة المنظومة بناءً على الارتفاع الديناميكي الكلي للمضخة (TDH) وموقعها في منحنى أداء المضخة لتجنب مناطق الخطر مثل الـ Upthrust والـ Downthrust.

ولحساب الارتفاع الديناميكي الكلي (TDH) وقدرة المحرك لضمان عدم حدوث عطل كهربائي أو ميكانيكي نستخدم معادلة الارتفاع الديناميكي الكلي:

$$TDH = H_{wh} + H_f + H_v$$

حيث:

H_{wh} : ضغط رأس البئر مقاساً بـ ft من عمود السائل (Wellhead).

H_f : الفقد في الضغط نتيجة الاحتكاك داخل أنابيب الإنتاج مقاساً بـ ft.

H_v : العمق الرأسي الحقيقي من السطح إلى مستوى السائل الديناميكي في البئر (Vertical).

معادلة القدرة الحصانية الهيدروليكية للمضخة (Hydraulic Horsepower - HHP):

$$HHP = \frac{q \times TDH \times SG}{3960}$$

المميزات التقنية (Technical Advantages):

1. القدرة العالية على إنتاج معدلات تدفق ضخمة تتراوح من 200 إلى أكثر من 30,000 (BPD).
2. كفاءة تشغيلية ممتازة في الآبار ذات الضغط القاعي المنخفض ولكن بمؤشر إنتاجية عالي.
3. إمكانية المراقبة اللحظية لبيانات الحرارة والضغط في القاع عبر الحساسات القاعية [1], [7].

العيوب والمشاكل الحقلية (Technical Disadvantages & Failures):

1. حساسية عالية للغاز الحر عند مدخل المضخة مسببة Gas Lock أو Underload Trip.
2. انخفاض عمر التشغيل (Run Life) مع تآكل المكونات عند إنتاج الرمال والمواد الصلبة.
3. ارتفاع CAPEX والحاجة إلى Workover Rig عند حدوث أعطال كهربائية أو ميكانيكية [1], [17].

2.2.2 منظومة مضخات قضبان الضخ السطحية (Sucker Rod Pumps – SRP)

تعتبر منظومة الـ SRP أو ما يُعرف في الحقل بـ (Beam Pumping Unit) من أقدم وأكثر أنظمة الرفع الاصطناعي وهي اعتمادية في الآبار ذات الإنتاج المنخفض إلى المتوسط [10].

آلية التشغيل الهيدروليكية (Operational Mechanism):

تعتمد على الحركة الترددية، حيث في الشوط العلوي (Upstroke) يُغلق (Traveling Valve) ويفتح (Standing Valve) لسحب السائل من المكنن، بينما في الشوط السفلي (Downstroke) يُغلق (Standing Valve) ويفتح (Traveling Valve) لدفع السائل إلى أعلى أنابيب الإنتاج (Tubing).

المميزات التقنية (Technical Advantages):

1. كفاءة حجمية عالية (Volumetric Efficiency) في الآبار منخفضة الإنتاج (Stripper Wells).
2. مرونة تشغيلية عبر التحكم بطول الشوط (Stroke Length) وعدد الأشواط (SPM).
3. تحمل لظروف القاع العالية مع انخفاض النفقات التشغيلية (Low OPEX) [10].

العيوب والمشاكل الحقلية (Technical Disadvantages & Failures):

1. فشل ميكانيكي متكرر لقضبان الضخ نتيجة إجهاد الشد والتعب، مع عدم ملاءمة النظام للآبار المائلة بسبب الاحتكاك المباشر مع أنابيب الإنتاج مما قد يسبب تسريبات (Tubing Leaks).
2. انخفاض الكفاءة التشغيلية وتدهور أداء الصمامات نتيجة الترسبات الشمعية والأسفلتينية أو حدوث Gas Pound [10], [17].

3.2.2 منظومة الرفع الاصطناعي بالغاز (Gas Lift Systems):

تعتمد منظومة ال Gas Lift على مبدأ هيدروليكي وديناميكي بحيث يعيد صياغة تدرج الضغط داخل البئر دون الحاجة لمضخات ميكانيكية قاعية [2],[11].

❖ آلية التشغيل الهيدروليكية (Operational Mechanism):

يتم حقن الغاز عالي الضغط عبر الفراغ الحلقي بين ال Tubing والـ Casing، ثم يدخل عبر Gas Lift Valves إلى عمود السائل داخل أنابيب الإنتاج، مما يقلل التدرج الهيدروستاتيكي ويخفض الضغط القاعي المتدفق (P_{wf})، ويسمح باستمرار تدفق البئر تحت تأثير ضغط المكمن.

■ المميزات التقنية (Technical Advantages):

1. مناسبة للآبار عالية الانحراف والأفقية والبحرية لعدم وجود أجزاء متحركة قاعياً.
2. قدرة عالية على إنتاج الموائع الحاوية على رمال مرتفعة دون فشل ميكانيكي للمعدات.
3. صيانة واستبدال صمامات الغاز عبر Wireline دون الحاجة إلى Workover Rig [2],[11].

■ العيوب والمشاكل الحقلية (Technical Disadvantages & Failures):

1. الحاجة إلى مصدر غاز خارجي مستمر بضغط عالٍ، مع محدودية خفض الضغط القاعي (Drawdown) مقارنة بأنظمة ESP و SRP خاصة في الآبار منخفضة الضغط المكمني.
2. زيادة مخاطر التآكل (Corrosion) داخل شبكة الأنابيب عند احتواء غاز الحقن على غازات حمضية مثل CO_2 أو H_2S [11].

3.2 منهجية التحليل العقدي والمحاكاة (Well Performance Analysis & Simulation):

1.3.2 تحليل منحنيات الأداء الإنتاجي المكمني (IPR):

تُستخدم منحنيات ال IPR لتحديد العلاقة الديناميكية بين معدل إنتاج السوائل والضغط القاعي المتدفق. وتعتمد معادلة فوجل الشهيرة (Vogel's Equation) لحساب علاقة التدفق الداخلي للآبار المنتجة من مكامن النفط ذات الغاز المذاب على الصيغة الرياضية التالية [13]:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

حيث:

q : معدل الإنتاج الفعلي للسوائل مقاساً بالبرميل القياسي في اليوم (STB/Day).

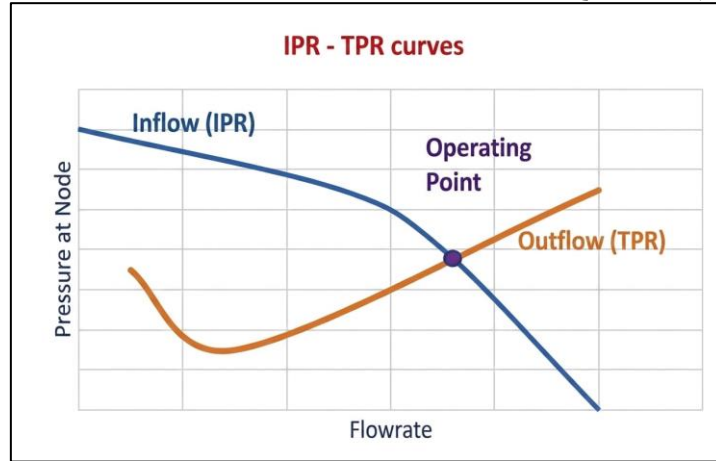
q_{max} : أقصى معدل إنتاج نظري مستهدف للبئر عند ضغط تدفق افتراضي يساوي صفراً (AOF).

P_{wf} : الضغط القاعي المتدفق أثناء الإنتاج (psi).

P_r : متوسط الضغط المكمني المستقر الحالي (psi).

2.3.2 تحليل منحنيات أداء تدفق الأنابيب والرفع (VLP):

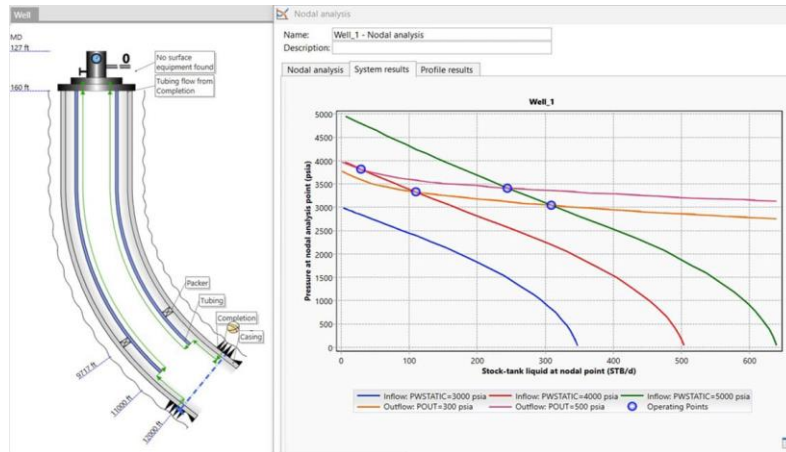
توضح منحنيات الـ VLP (أو ما يُعرف بـ TPR) العلاقة بين الضغط القاعي المتدفق المطلوب ومعدل التدفق عبر عمود أنابيب الإنتاج. تُستخدم هذه المنحنيات بالتزامن مع منحنيات الـ IPR لتحديد نقطة التشغيل والتوازن المثالية للبئر (Operating Point) عبر تقاطع المنحنيين [8],[12].



الشكل رقم (1.2): تقاطع منحنيات IPR و TPR لتحديد نقطة تشغيل البئر.

3.3.2 التحليل الرقمي باستخدام برامج المحاكاة (Nodal Analysis Software Simulation):

تعتمد الدراسات الحقلية الحديثة على برامج المحاكاة الهيدروليكية المتقدمة مثل PIPESIM و PROSPER، والتي تسمح بإجراء نمذجة رقمية دقيقة للبئر ومطابقة (History Matching)، وتقدير التغييرات التشغيلية والممكنية مثل ارتفاع Water Cut أو انخفاض الضغط على أداء البئر [4],[8].



الشكل رقم (2.2): واجهة التحليل العقدي (Nodal Analysis) باستخدام برنامج PIPESIM.

الفصل الثالث: دراسة الحالة، النتائج والمناقشة (Case Study, Results & Discussion)

1.3 توصيف حقول وعينة الدراسة (Field & Well Description):

شملت الدراسة تقييماً حقلياً مقارنة لأداء 15 بئراً نفطية موزعة بالتساوي على ثلاثة حقول رئيسية في حوض سرت الرسوبي، تحت ظروف رصد ومراقبة هندسية ممتدة من يناير 2022 إلى ديسمبر 2023:

حقل السرير 5 (AGOCO) آبار تعمل بنظام المضخات الكهربائية الغاطسة (ESP).

حقل النافورة 5 (AGOCO) آبار مائلة (Deviated) تعمل بنظام الرفع بالغاز (Gas Lift).

حقل زلطن 5 (SOC) آبار تعمل بنظام مضخات قضبان الضخ السطحية (SRP).

2.3 مصفوفة البيانات الإنتاجية والهيدروليكية (Production & Nodal Data):

1.2.3 بيانات ومخرجات آبار نظام الـ ESP (حقل السرير):

الجدول (1.3): البيانات الإنتاجية ومؤشرات الأداء لآبار الـ ESP

Well ID	Depth (ft)	ql (STB/D)	qo (STB/D)	Water Cut(%)	Pwf (psi)	Pump Efficiency (%)
X-01	9200	4200	2940	30	1450	78
X-02	9450	5100	3060	40	1320	72
X-03	9100	3800	1900	50	1510	81
X-04	9300	6000	2400	60	1200	65
X-05	9500	4500	1575	65	1380	68

2.2.3 بيانات ومخرجات آبار نظام الـ Gas Lift (حقل النافورة)

الجدول (2.3): البيانات التشغيلية ومخرجات آبار نظام Gas Lift

Well ID	Injection Depth (ft)	ql (STB/D)	qo (STB/D)	Pinj (psi)	qginj (MSCF/D)	GLR (SCF/STB)
X-01	8500	1800	1530	1100	850	750
X-02	8800	2200	1650	1150	980	820
X-03	8400	1500	975	1050	750	690
X-04	8950	2500	1375	1200	1100	890
X-05	8650	1950	975	1120	900	780

3.2.3 بيانات ومخرجات آبار نظام الـ SRP (حقل زلطن)

الجدول (3.3): البيانات التشغيلية والمخرجات الرقمية لآبار الـ SRP

Well ID	Pump Depth (ft)	qi (STB/D)	qo (STB/D)	Stroke Length (in)	Pump Speed (SPM)	Volumetric Efficiency (%)
X-01	6200	450	382	100	9	84
X-02	6500	600	480	120	11	79
X-03	6100	350	245	86	8	82
X-04	6400	720	432	144	12	71
X-05	6350	500	325	120	10	76

3.3 السجلات الإحصائية للأعطال ومؤشر الـ MTBF

الجدول (4.3): سجل الأعطال ومؤشر الـ MTBF للآبار الـ 15 (خلال 730 يوماً تشغيلياً)

Well ID	Artificial Lift System	Operating Days	Number of Failures	MTBF (Days)	Primary Failure Cause
SR-X-01	ESP	610	2	305.0	Scale deposition
SR-X-02	ESP	540	3	180.0	Motor overload (downthrust)
SR-X-03	ESP	640	1	640.0	Cable failure
SR-X-04	ESP	490	4	122.5	Gas lock
SR-X-05	ESP	580	2	290.0	Sand erosion
NF-X-01	Gas Lift	730	0	730.0	No failure
NF-X-02	Gas Lift	680	1	680.0	Valve erosion
NF-X-03	Gas Lift	730	0	730.0	No failure
NF-X-04	Gas Lift	650	1	650.0	Scale blockage
NF-X-05	Gas Lift	690	1	690.0	Valve leakage
ZL-X-01	SRP	480	3	160.0	Rod failure
ZL-X-02	SRP	520	2	260.0	Tubing wear
ZL-X-03	SRP	420	4	105.0	Asphaltene deposition
ZL-X-04	SRP	500	3	166.7	Fluid pound
ZL-X-05	SRP	550	2	275.0	Rod fatigue failure

4.3 تحليل ومناقشة النتائج (Engineering Discussion)

1.4.3 كفاءة المعايرة الرقمية والمطابقة التاريخية (History Matching Validation)

أثبتت مخرجات عملية المحاكاة الهيدروليكية باستخدام برمجيات النمذجة المتقدمة (PIPESIM و PROSPER) توافقاً بنوياً عالياً عند معايرة ومطابقة بيانات الاختبار الحقلية المقاسة للآبار المستهدفة. ومن خلال موازنة منحنيات أداء التدفق الداخلي للمكمن (IPR) مع منحنيات التدفق العمودي للأنابيب (VLP) لتحديد نقاط التوازن الهيدروليكي، تبين أن نسبة الخطأ الإحصائي بين القيم المحسوبة برمجياً والبيانات الحقلية الفعلية استقرت عند حد أقصى ضئيل لم يتجاوز $\pm 4\%$. هذا التطابق الرقمي الممتاز يؤكد دقة تمثيل الخصائص الفيزيائية للموائع المكمنية وسلوك تدفقها، مما يمنح مصداقية هندسية كاملة للموديل الرقمي في التنبؤ باستجابة الآبار للتغيرات التشغيلية [4],[8].

2.4.3 دراسة الحساسية وتنبؤات السلوك الديناميكي (Sensitivity Analysis & Forecasting)

جرى تقييم تأثير المتغيرات المكمنية والإنتاجية عبر سيناريوهات المحاكاة الرقمية لضمان فهم دقيق لحوف الآبار، وخاصة المائلة منها عند أعماق تجهيز تتراوح بين 11,000 و 12,000 قدم. وتكشف مخرجات دراسات الحساسية أن انخفاض الضغط المكمني الاستاتيكي يؤدي إلى إزاحة خطية سالبة لنقاط التشغيل المستقرة (Operating Points) نحو اليسار، وهو ما يتسبب مباشرة في تراجع معدلات التدفق اليومية (STB/day) نتيجة هبوط طاقة الدفع الطبيعية.

في المقابل، أظهرت مصفوفة البيانات أن رفع الضغط السطحي الارتدادي عند رأس البئر ومحطات الفصل إلى 500 psia يضاعف من الفقدان في الضغط الاحتكاكي داخل عمود الإنتاج مقارنة بضغط مصب عند 300 psia. هذا الارتفاع السطحي يجعل من حدوث ظاهرة الاحتناق الهيدروليكي (Well Loading) ويقيد حركة الموائع، مما يفرض هندسياً ضرورة خفض ضغوط التدفق السطحية إلى أدنى حد ممكن لرفع كفاءة السحب ديناميكياً.

3.4.3 التقييم المقارن لمؤشرات الاعتمادية (Reliability KPIs Evaluation)

بناءً على السجلات الإحصائية الحقلية للأعطال ومؤشر متوسط زمن التشغيل بين الأعطال (MTBF) المحسوبة خلال فترة الرصد الممتدة لـ 730 يوماً تشغيلياً، يظهر تباين حاد في كفاءة واعتمادية الأنظمة الثلاثة وفقاً لطبيعة الموائع والظروف التشغيلية السائدة في حوض سرت:

نظام الرفع بالغاز (Gas Lift) - حقل النافورة: سجل هذا النظام أعلى كفاءة اعتمادية تشغيلية في الدراسة، حيث بلغ مؤشر الـ MTBF ذروته متراوحاً بين 650 و 730 يوماً. ويعود هذا الاستقرار الهيدروليكي الممتاز لخلو التصميم الجوفي للنظام تماماً من الأجزاء الميكانيكية المتحركة، مما يجعله النظام الأكثر مرونة وأماناً عند التعامل مع الآبار المائلة وعالية الانحراف، حتى مع تسجيل بعض حالات التعرية البسيطة في صمامات الحقن [2],[11].

نظام المضخات الكهربائية الغاطسة (ESP) - حقل السرير: أظهرت البيانات تراجعاً حاداً ومقلقاً في كفاءة هذا النظام، حيث هبط مؤشر الـ MTBF ليصل إلى أدنى مستوياته عند 122.5 يوماً. ويُعزى هذا الفشل التشغيلي المتكرر إلى الحساسية الميكانيكية والكهربائية المرتفعة للمحرك الغاطس والدفاعات تجاه تبدل الأطوار المائعة؛ حيث يتسبب تدفق النفط المصحوب بنسب عالية من الغاز الحر في حدوث ظاهرة القفل الغازي (Gas Lock)، فضلاً عن تآكل المكونات بفعل إنتاج الرمال وترسب الأملاح الكيميائية [5],[1],[7].

نظام مضخات قضبان الضخ السطحية (SRP) - حقل زلطن: استقر متوسط مؤشر الـ MTBF لهذا النظام عند 192 يوماً، محققاً أداءً تشغيلياً متوسطاً. وكشف التحليل الإحصائي للأعطال أن اللزوجة العالية للموائع المنتجة وتراكم ترسبات الأسفلتين الكثيفة هما العاملان الرئيسيان وراء الفشل؛ إذ يؤدي ذلك إلى تضاعف الإجهادات الميكانيكية والدورية المتكررة على عمود قضبان الضخ وتجاوز حد مرونتها، مما ينتهي بقص القضبان وتآكل أنابيب الإنتاج نتيجة الاحتكاك المباشر [10],[17].

4.4.3 الخلاصة التشغيلية والاقتصادية

يؤكد هذا التقييم المقارن أن تقدم عمر الحقول النفطية الليبية وتغير خصائص موائعها (مثل ارتفاع نسبة قطع الماء والغاز الحر) يفرض تحدياً كبيراً يتطلب مراجعة فورية لمعايير اختيار أنظمة الرفع. إن استمرار ظاهرة عدم التوافق بين النظام المختار وطبيعة البئر (Selection Mismatch) لا يكتفي بهبوط الكفاءة الحجمية للمضخات القاعية فحسب، بل يتسبب في رفع معدلات التوقف الفجائي للإنتاج (Downtime)، وهو ما يترجم مباشرة في صورة قفزات حادة في النفقات والمصاريف التشغيلية (OPEX) للمشغل الوطني نتيجة عمليات الإصلاح المتكررة والحاجة لخطوط صيانة ثقيلة.

الاستنتاجات (Conclusions)

1. أثبتت برمجيات المحاكاة (PROSPER و PIPESIM) دقة وموثوقية عالية في مطابقة الأداء الإنتاجي الفعلي للآبار بهامش خطأ إحصائي ضئيل لم يتجاوز $\pm 4\%$.
2. سجل نظام الرفع بالغاز في حقل النافورة أعلى كفاءة اعتمادية تشغيلية بمؤشر زمن تشغيل بين الأعطال (MTBF) تراوح بين 650 و 730 يوماً لخلو تصميمه الجوفي من الأجزاء المتحركة.
3. أظهر نظام المضخات الغاطسة (ESP) في حقل السرير تراجعاً حاداً في الـ MTBF ليصل إلى 122.5 يوماً نتيجة الحساسية المرتفعة للدفاعات والمحرك تجاه ظاهرة القفل الغازي (Gas Lock).
4. استقر متوسط الـ MTBF لنظام قضبان الضخ (SRP) في حقل زلطن عند 192 يوماً بسبب الإجهادات الدورية المتكررة الناجمة عن اللزوجة العالية وترسب الأسفلتين المسبب لقص القضبان.
5. أكدت دراسات الحساسية أن انخفاض الضغط المكمني يزيح نقاط التشغيل سالباً، في حين يتسبب رفع الضغط السطحي الارتدادي لـ 500 psia في تعجيل الاحتراق الهيدروليكي مقارنة بـ 300 psia.
6. كشف تقييم الأداء العام أن تقدم عمر الحقول الليبية وتغير موائعها يستدعي مراجعة معايير اختيار الأنظمة لمعالجة مشكلة عدم التوافق (Selection Mismatch) التي هبطت بكفاءتها الحجمية.

التوصيات (Recommendations)

1. تطوير آبار الـ ESP في حقل السرير عبر الاستعانة بفاصلات الغاز المتقدمة عند مدخل المضخة وحقن الكيماويات قاعياً لمنع ترسبات الأملاح، مما يضمن خفض نفقات الصيانة الطارئة وتقليل التكاليف التشغيلية (OPEX).
2. تحسين منظومة الرفع بالغاز في حقل النافورة بالانتقال لاستخدام صمامات حقن ذات مقاومة عالية للتآكل والتعرية مع تفعيل المراقبة الدورية للضغوط السطحية لضمان استقرار الإنتاج وتقليل فترات توقف الآبار.
3. رفع كفاءة آبار الـ SRP في حقل زلطن باستخدام قضبان ضخ مصنعة من سبائك متينة قادرة على تحمل الإجهاد الدوري، مع تطبيق برامج غسيل دوري لإذابة ترسبات الأسفلتين وتقليل تكاليف الإصلاح المتكررة.

4. إدارة الضغوط السطحية عن طريق مراجعة وتعديل خطوط التدفق لتقليل الضغوط الارتدادية عند رؤوس الآبار، مما يسهم في رفع معدلات السحب اليومية وتحقيق أقصى جدوى اقتصادية ممكنة من الآبار المتقدمة.

5. ضمان استدامة النمذجة الرقمية عبر فرض تحديث دوري ربع سنوي للموديلات الهيدروليكية بناءً على اختبارات الآبار الحديثة، للتنبؤ المبكر بمشاكل التشغيل وتقادي الأعطال الفجائية التي ترفع من المصاريف التشغيلية للمشغل الوطني.

قائمة المراجع:

- [1] J. Smith, A. Johnson, and R. Davis, "Performance Evaluation of Electrical Submersible Pumps in High Water Cut Wells," SPE Production & Operations, vol. 34, no. 2, pp. 115–128, 2019.
- [2] M. Al-Hussain, T. Al-Ghamdi, and K. Reza, "Technical and Economic Comparison Between Gas Lift and ESP in Mature Fields," Journal of Petroleum Engineering, vol. 15, no. 3, pp. 240–255, 2021.
- [3] A. Al-Mahdi, M. S. Ali, and O. Khalifa, "Asphaltene and Chemical Scaling Challenges in Sucker Rod Pumps: A Case Study from Sirte Basin," Journal of Libyan Petroleum Research, vol. 12, no. 1, pp. 45–58, 2022.
- [4] M. Asad, H. Ali, and S. Ahmed, "Optimizing Gas Lift Performance Using PIPESIM Software in Iraqi Oil Fields," Petroleum Science and Technology, vol. 42, no. 1, pp. 88–97, 2024.
- [5] X. Song, Y. Wang, and L. Zhang, "Application of Intelligent Monitoring and Data Analysis for ESP Fault Diagnosis," Journal of Energy Resources Technology, vol. 146, no. 4, Art. no. 042101, 2024.
- [6] K. E. Brown, The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1. Tulsa, OK, USA: PennWell Publishing, 1980.
- [7] M. J. Economides, A. D. Hill, and C. Economides, Petroleum Production Systems, 2nd ed. Upper Saddle River, NJ, USA: Prentice Hall, 2013.
- [8] M. Golan and C. H. Whitson, Well Performance. Englewood Cliffs, NJ, USA: Prentice Hall, 1991.
- [9] G. Takács, Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance. Burlington, MA, USA: Gulf Professional Publishing, 2005.
- [10] American Petroleum Institute (API), Recommended Practice for Design and Operation of Sucker Rod Pump Systems (API RP 11L). Washington, DC, USA: API, 2018.
- [11] American Petroleum Institute (API), Recommended Practice for Gas Lift Valve Design and Operation (API RP 11V7). Washington, DC, USA: API, 2019.
- [12] Society of Petroleum Engineers (SPE), Artificial Lift Selection: A Comprehensive Approach, SPE Paper No. 112345, Richardson, TX, USA, 2008.
- [13] J. V. Vogel, "Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells," SPE Journal, vol. 8, no. 2, pp. 117–123, 1968.
- [14] H. D. Beggs, Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa, OK, USA: OGCI Publications, 1991.
- [15] Petroleum Experts, PROSPER User Manual, Version 20.0. Edinburgh, U.K., 2023.
- [16] J. F. Lea and J. L. Bearden, "Gas Lift Operations in High-Water-Cut Wells," SPE Production & Operations, vol. 33, no. 4, pp. 712–725, 2018.
- [17] S. Solanki and B. Joshi, "Challenges and Solutions for ESP Applications in Gassy Wells," Journal of Petroleum Technology, vol. 72, no. 2, pp. 45–52, 2020.
- [18] Halliburton, Optimizing Artificial Lift Performance Through Preventive Maintenance, Technical Report, Houston, TX, USA, 2019.
- [19] Society of Petroleum Engineers (SPE), "Application of Artificial Intelligence and Machine Learning in ESP Failure Prediction," SPE-195234, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019.