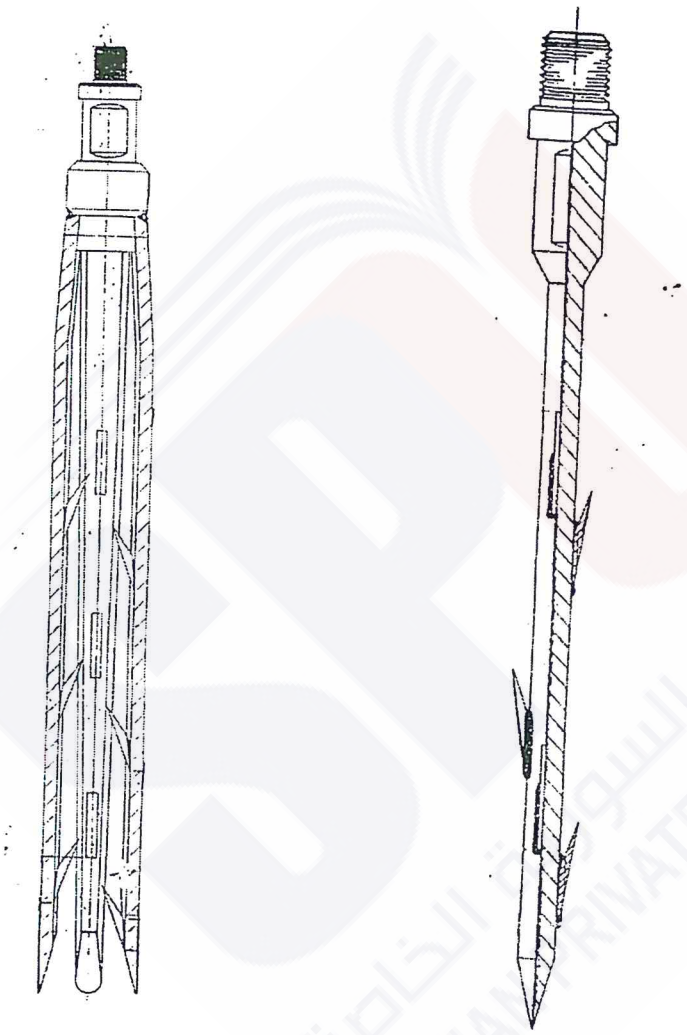
أجهزة الاصطياد: يوجد بالإضافة لأجهزة اصطياد المعدات السابقة أجهزة اصطياد أخرى مثل : الشوكة وهي موضحة بالشكل (38-5)



الشكل (38-5) يوضح الشوكة بنوعيها الأحادية الثلاثية.

وتصنف الشوكة كالتالي :

أ- شوكة مسمارية : وهي عبارة عن قضيب معدني مثبت عليه أشواك معدنية متجهة للأعلى وتستخدم في حال ارتصاص الكبل أو السلك المقطوع فوق بعضه في البئر ضمن مواسير الإنتاج.

ب- شوكة ثنائية: وهي عبارة عن قطعتين معدنيتين مبسطتين متقابلتين يوضع عليها من الداخل أشواك معدنية متجهة للأعلى.

ج- شوكة ثلاثية: وهي كالسابقة ولكن بثلاث أذرع منتظمة وتستخدم هاتان الشوكتان "ثنائية – ثلاثية" لاصطياد السلك أو الكبل في حال عدم ارتصاصهما في مواسير الإنتاج.

1- السلة : وهي عبارة عن أسطوانة محيطها بشكل أصابع معدنية مرنة وبداخلها محور معدني مدبب من الأسفل ويتم الاصطياد بها عن طريق دخول (توضع) السلك بين الأصابع والرأس المدبب .

2- المغناطيس : وهي عبارة عن قطعة معدنية ممغنطة تستخدم لاصطياد القطع المعدنية الصغيرة .

الأجهزة المساعدة : وتصنف كالتالي:

1- الكيج : وهو عبارة عن أسطوانة معدنية قطرها يساوي أكبر قطر مستخدم في التشكيلة المنزلة في البئر وتستخدم لاختبار القطر الداخلي للتشكيلة قبل انزال أي جهاز آخر .

2- المهدة : وهي عبارة عن مغزل معدني قطره الأعظمي يساوي أكبر قطر في أقطار التشكيلة المنزلة في البئر وتستخدم في حال وجود تضيق بسيط في قطر المواسير ضمن التشكيلة حيث يتم محاولة توسيع هذا التضيق بواسطة الطرق .

3- جهاز الشفط : وهو عبارة عن قضيب معدني ينتهي بسلة مغلفة بالكاوتشوك وقطرها يساوي قطر المواسير الداخلي تقريباً وتستخدم لشفط السائل من البئر لتخفيض وزن عمود السائل في البئر للمساعدة على إحيائه .

4- الطابع الرصاصي : ويستخدم لمعرفة شكل القطع الساقطة في البئر ووضعها لاختيار جهاز الاصطياد المناسب .

9-5 ضبط عمل الآبار المنتجة ذاتياً أو التحكم بنظام عمل الآبار المنتجة ذاتياً:

كقاعدة في بداية مراحل استثمار الآبار المنتجة ذاتياً وخصوصاً الآبار المنتجة لكميات كبيرة (الكبيرة الإنتاجية) من النفط، يتم تحديد إمكانيات الشركات أو المديريات أو الحقول المنتجة للنفط. لهذا السبب تعطى أهمية كبيرة لبحث وتنظيم ومراقبة عمل هذه الحقول، علاوة على ذلك فإن تجهيزات الإنتاج الذاتي تسمح ببساطة بإجراء عمليات بحث الآبار، وأخذ العينات الباطنية وتسجيل منحنيات أو مخططات الإنتاجية وعمليات أخرى.

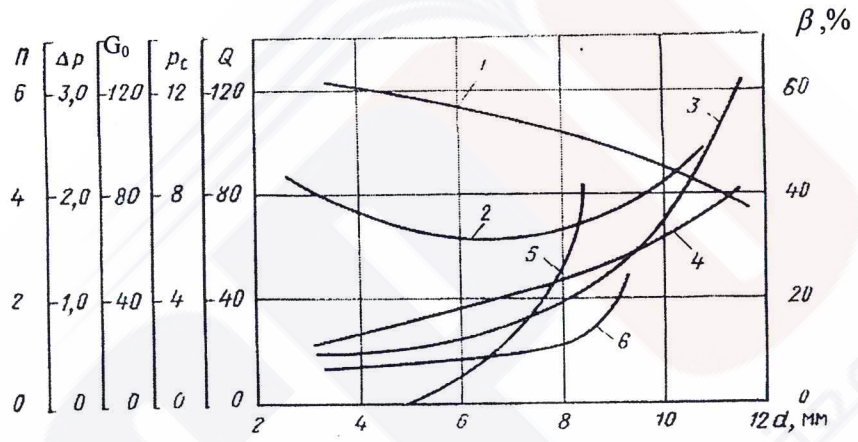
من المهم جداً معرفة نتائج عمل البئر بمختلف الأنظمة التجريبية (المجربة) وذلك من أجل وضع نظام استثمار محدد ومميز للبئر المنتجة ذاتياً، يتم تغيير نظام عمل البئر بتغيير الفالات وبشكل أدق بتغيير قطر ثقوب التمرير للفالات السطحية أو الجوفية، عند ذلك من الضروري إبقاء أو تشغيل البئر بالنظام الجديد بعد تغيير الفالة لفترة زمنية معينة وذلك قبل إجراء أي تغيير آخر في الفالات الموجودة، هذه الفترة الزمنية ضرورية لكي تبلغ أو تصل مجموعة النظام الطبقة والبئر إلى العمل بالنظام المستقر بعد التغيير المحدث في نظام عملها السابق بتغيير الفالة والذي ينتج عنه تغير في إنتاجية هذه البئر وضغط قاعها استمرارية انتقال البئر للنظام المستقر مختلفة وتتعلق بالناقلية الهيدروليكية والناقلية النفوذية للطبقة، وأيضاً تتعلق بالتغير النسبي للإنتاجية .

مؤشرات عمل البئر بالنظام المستقر هي عبارة عن ثبات أو استقرار إنتاجيتها وثبات أو استقرار مقاييس الضغط (مانومترات) المربوطة أو المركبة على فوهة البئر وعلى الفراغ الحلقي بين مجموعتي مواسير الإنتاج والتغليف، عادة هذه الفترة الزمنية تقاس بعشرات الساعات .

من أجل إنشاء المنحنيات المنظمة لعمل البئر وإنشاء الدليل البياني لها من الضروري كحد أقصى إجراء أربعة تغييرات لنظام عمل البئر أي يجب إنجاز أو إجراء تغيير في نظام عمل البئر أربع مرات.

بعد الوصول إلى نظام العمل المستقر للبئر يتم إنزال جهاز قياس ضغط القاع (مانومتر عميق) أو أية أجهزة أخرى، وعلى السطح يتم قياس الإنتاجية ونسبة الاماهة ومحتوى منتجات البئر من الرمل والشوائب الصلبة والمعامل الغازي أو ببساطة كمية الغاز المنتج التي تظهرها المانو مترات (مقاييس الضغط) المركبة على الفوهة وعلى

الفراغ الحلقي وذلك بالدقة الممكنة، وتدون وتلاحظ بشكل عام مميزات أخرى لعمل هذه البئر مثل وجود التذبذب أو الذبذبات أو الاهتزازات أو التأرجحات واتزان أو ثبات أو استقرار السعة النبضية، واهتزاز شجرة الميلاد ومجموعة التوصيلات السطحية (المانيفولد). استناداً إلى المعطيات السابقة التي يتم الحصول عليها يتم إنشاء ورسم ما يسمى بالمنحنيات المنظمة أو الضابطة (منحنيات التحكم بعمل البئر المنتجة ذاتياً) لعمل البئر بالنظام الأمثل، هذا يعني علاقات قيم المؤشرات المقاسة سابقاً بقطر الفالة أو صمام التحكم كما هو موضح بالشكل رقم (5-39) .



شكل رقم (5-39) – يوضح منحنيات التحكم بعمل البئر المنتجة ذاتياً.

تعتبر منحنيات تنظيم والتحكم بعمل البئر واحدة من الأسس أو المرتكزات من أجل وضع وتثبيت النظام التقني للإنتاج من تلك البئر ونظام عملها المستمر مثلاً :

– عدم السماح لضغط القاع P_c بالانخفاض إلى قيمة أقل من ضغط الإشباع P_s أو لبعض الأجزاء منه أي: $P_c \geq 0{,}75 . P_s$.

– المحافظة أو الإبقاء على نظام موافق أو مطابق للمعامل الغازي الأصغري أو الموافق للقيمة التي لا تزيد عن قيمة هذا المعامل .

– المحافظة أو الإبقاء على نظام المطابق أو الموافق للنظام الذي لا يسمح بالزيادة الكبيرة لكمية الرمال المحمولة إلى قاع البئر وذلك لمنع تشكل السدادات الرملية في الطبقة خلف مصفاة البئر.

- المحافظة أو الإبقاء على نظام مطابق أو موافق للنظام الذي لا يسمح بالزيادة الحادة (الكبيرة) للنسبة المئوية للإماهة في منتجات البئر.
- عدم السماح ببلوغ قيمة ضغط قاع البئر إلى القيمة التي تسبب التواء أو انحناء مواسير التغليف .
- عدم السماح للنظام الذي عنده يصل ضغط الفوهة أو الضغط في الفراغ الحلقي إلى قيم خطرة من وجهة نظر متانة وثبات واستقرار عمل شجرة الميلاد والتجهيزات السطحية بشكل عام.
- عدم السماح للنظام الذي عنده يصبح ضغط فوهة البئر أقل من الضغط في مانيفولد البئر (مجموعة التوصيلات السطحية المتشعبة) أو في مجموعة ربط رأس البئر بخط نقل وتجميع النفط إلى محطات التجميع .
- عدم السماح بنظام عمل البئر الذي تظهر عنده التأرجحات أو الذبذبات القوية التي تؤدي إلى انقطاع عملية الإنتاج الذاتي المستمر وتؤدي إلى توقفها .
- المحافظة على النظام الذي تكون عنده عملية الارتشاح (تصريف أو تدفق السوائل باتجاه قاع البئر) فعالة، وتشمل أكبر عدد ممكن من الطبقات أو النطاقات المنتجة القليلة السماكة. وهذا يتحقق بمساعدة سحب أو تسجيل مخططات أو منحنيات التدفق (Q) بواسطة إنزال أجهزة قياس التدفق العميقة، وباستخدام أنظمة عمل مختلفة للبئر.

بعد ذلك وحالما يتم تحقيق نظام عمل مستقر أو ثابت للبئر ووضع أسسه تتم مراقبته بشكل دقيق والمحافظة عليه بشكل دائم ومستمر، تتم المراقبة الدقيقة والدائمة بشكل خاص للآبار المنتجة ذاتياً عالية الإنتاجية. عند المراقبة الدورية لشجرة الميلاد والتجهيزات السطحية. يسجل عادة الخلل في أحكام شد الوصلات، كما تسجل الاهتزازات الخطرة لعناصر التجهيزات السطحية، وتسجل قراءات مقاييس الضغط السطحية.

عادة يتم الحكم على خرق أو مخالفة نظام العمل الطبيعي للبئر بالتغيرات الشاذة (خروج عن حدود القياس) أو غير الطبيعية لضغط الفوهة والضغط في الفراغ الحلقي أيضاً بتغير الإنتاجية من النفط والمياه وبكمية الرمال الخ، فمثلاً هبوط ضغط الفوهة وزيادة الضغط في الفراغ الحلقي بنفس الوقت يمكن أن يدل أو يشير إلى حدود خطرة لتوضع البارافينات أو الأملاح المعدنية على الجدران الداخلية لمواسير الإنتاج

الانخفاض الآني (في نفس الوقت) لضغط الفوهة والضغط في الفراغ الحلقي يمكن أن يكون شاهداً على تشكل السدادات الرملية في قاع البئر أو تجمع مياه طبقية ثقيلة صالحة في المجال الواقع بين القاع وحذاء مواسير الإنتاج (أي تجمع المياه الطبقية في عمود البئر)، السرعة الصغيرة أو القليلة لتيار المزيج (سائل – غاز) في هذا المجال (عمود البئر)، يمكن أن تقود في ظروف محددة إلى زيادة ضغط القاع. انخفاض ضغط الفوهة المترافق مع زيادة في الإنتاجية يشير إلى توسع ثقب تمرير الفالة أو يشير إلى ضرورة فك الفالة وتغييرها. انسداد الفالة أو توضع البارافينات في مجموعة ربط رأس البئر والتجهيزات السطحية للبئر وخط الطرد والمترافق أو المتزامن مع هبوط الإنتاجية يقود إلى زيادة ضغط الفوهة والضغط في الفراغ الحلقي.

10-5 صعوبات ومشاكل الآبار المنتجة ذاتياً وطرق تلافيها ومعالجتها.

إن ظروف استثمار المكامن النفطية المختلفة والطبقات المنتجة المستقلة الواقعة ضمن حدود المكمن النفطي الواحد يمكن أن تختلف كثيراً عن بعضها بعضاً، تبعاً لذلك فإن المشاكل والصعوبات في عمل الآبار المنتجة ذاتياً أيضاً يمكن أن تكون مختلفة الأشكال والأنواع، ويمكن أن نذكر بعض المشاكل الاعتيادية الأكثر تكراراً أو شيوعاً ومصادفة و المشاكل الأكثر خطورة من ناحية العواقب أو النتائج التي تتركها، من هذه المشاكل أو الصعوبات نذكر المشاكل التالية:

أ- الاندفاع الذاتي المفتوح الذي لا يمكن التحكم به أو ضبطه، ويحدث بسبب خلل أو عطل أو خرق في إحكام شجرة الميلاد المركبة على رأس البئر والتي تؤمن إغلاق البئر وعزلها عن الوسط الخارجي وتمنع خدمات الاندفاع .

ب- توضع البارفينات والإسفلتينات والصموغ على السطح الداخلي لمواسير الإنتاج وفي التجهيزات السطحية وفي خطوط الطرد .

ج- الاهتزازات النبضية أو التأرجحات أو التذبذبات في أثناء عملية الإنتاج الذاتي والتي تؤدي إلى توقف البئر عن الإنتاج الذاتي قبل انتهاء فترة الإنتاج الذاتي.

د- تشكل السدادات الرملية في قاع البئر وضمن مواسير الإنتاج عند استثمار الطبقات الهشة غير الثابتة والحاوية على رمال.

هـ- توضع الأملاح على قاع البئر وفي مواسير الإنتاج .

أ- الاندفاع الذاتي المفتوح:

من المعروف أنه عند إنتاج النفط والغاز قد تحدث الكثير من حالات الاندفاع الذاتي المفتوح التي تؤدي إلى الحرائق الضخمة التي تستمر وقتاً طويلاً، وهذه الحرائق أو الاشتعال المستمر لآبار الإنتاج الذاتي تؤدي إلى استنزاف وزوال المكمن النفطي قبل الفترة الزمنية لاستثماره، كما تؤدي إلى تشكل حفر (أقماع) ضخمة حول رأس البئر، كما تؤدي إلى قذف السائل القذر (الوسخ) الذي يتوضع بشكل عشوائي على المعدات.

لمنع وإخماد أو إطفاء هذه الاندفاعات المفتوحة يتم اللجوء عادة إلى حفر آبار ثانوية مائلة وتفجير شحنات ذرية فيها، تختلف درجة صعوبة إخماد هذه الاندفاعات المفتوحة وأيضاً تختلف الأسباب المؤدية أو المسببة لهذه الكوارث، كما تلعب الأعطال أو الخلل في تجهيزات الفوهة وبالتحديد في شجرة الميلاد دوراً كبيراً في التخريب أو الدمار غير المتوقع عند عملية اختراق الطبقة وبحث الآبار .

سبب الحوادث المأساوية أو المؤلمة والصعبة يمكن أن يكون عدم الاحكام في أماكن الوصلات وعدم شدها بشكل محكم أو قد يكون السبب هو عطل أو خلل في أماكن الوصلات نتيجة اهتزاز شجرة الميلاد وقد تظهر انفجارات أو اندفاعات نتيجة تأثير المواد الأكالة (المسببة للتآكل) المحمولة في تيار المزيج (سائل – غاز).

من أجل تلافي هذه الحوادث المأساوية دائماً تختبر أو تجرب شجرة الميلاد بضغوط عمل تعادل ضعف الضغط التجريبي التصميمي (أحياناً تجرب للعمل بضغط يعادل مرة ونصف من الضغط التجريبي التصميمي)، قبل ذلك تجرب عناصر وأجزاء الشجرة بشكل مستقل كل على حدة كما تجرب شجرة الميلاد بشكل كامل وهي مجمعة.

لمنع حدوث الاندفاعات المفتوحة وضعت أو صنعت موانع اندفاع (قواطع) مختلفة استخدمت استخداماً واسعاً في الأزمنة الأخيرة، هذه القواطع (موانع الاندفاع) تنزل في البئر على أعماق معينة أو حتى تحت مستوى حذاء مواسير الإنتاج. توجد موانع اندفاع (قواطع) مثبتة على حبسات أو خطافات (شناكل) ضمن مواسير التغليف، هذه القواطع (موانع الاندفاع) تغلق بشكل أتوماتيكي مقطع مواسير الإنتاج أو مقطع مواسير التغليف عند الزيادة الحادة لتدفق السوائل ضمنها والتي تزيد عن الحدود الحرجة للتدفق. اشتهرت (موانع الاندفاع) أو القواطع التي تتثبت على مواسير الإنتاج، هذه القواطع أيضاً تغلق أوتوماتيكياً وتمنع مرور أو جريان السائل أثناء التدفقات الحرجة للمزيج

(سائل – غاز) وبذلك تمنع حدوث الاندفاع الذاتي المفتوح أيضاً شاعت موانع الاندفاع أو قواطع الإغلاق القسري أو الإلزامي لمقطع مواسير الإنتاج، وهذه القواطع مصنعة بشكل صمام كروي يتحقق أو يتم دورانه هيدروليكياً. آلية تحويل هذا الصمام الكروي بواسطة أنبوبة (ماسورة) ذات قطر صغير (12-18mm) مربوطة إلى مواسير الإنتاج وخارجة إلى السطح، توصل هذه الأنبوبة إلى منبع أو مصدر ضغط، عادة توصل إلى مخرج أو فوهة البئر. عند وجود ضغط في الأنبوبة يكون الصمام الكروي مفتوح، عند انخفاض الضغط في الأنبوبة فإن الصمام الكروي يدور بواسطة آلية نابضية ويغلق مواسير الإنتاج الذاتي.

توجد قواطع (موانع اندفاع) سطحية بسيطة ذات تأثير ميكانيكي، تثبت هذه القواطع على خطوط المانيفولد، وهي تغلق البئر الذاتية عند انفجار خطوط الطرد بسبب التآكل أو الأذى أو الضرر الميكانيكي، وكمثال على حوادث الاندفاع الذاتي يمكن أن نذكر حادثة الاندفاع الذاتي المفتوح والصعب على واحدة من آبار بحر الشمال لشركة إكافيك في نيسان عام 1977 عندما قذفت هذه البئر حوالي $30000\ m^3$ نفط في البحر. بالرغم من أن مواسير الإنتاج لهذه البئر كانت مجهزة بقاطع (مانع اندفاع) أوتوماتيكي لم يعمل أثناء حدوث الخلل أو العطل في إحكام شجرة الميلاد الموجودة على البئر بسبب عدم جلوسه في مكانه الصحيح وعدم تثبيته بشكل صحيح في وصلة الجلوس الخاصة به وعدم شده بإحكام. وبصعوبة بالغة تم إيقاف ذلك الاندفاع والتحكم بتلك البئر والسيطرة عليها .

ب- مشكلة منع توضع الشموع والصموغ على السطح الداخلي للتجهيزات السطحية والجوفية لآبار الإنتاج الذاتي: من المعروف أن النفط هو عبارة عن مزيج معقد من مختلف الهيدروكربونات الخفيفة والثقيلة الموجودة في حالة توازن بالشروط الطبقية. إنتاج النفط يترافق بتغيرات لا مفر منها في الشروط الترموديناميكية، وعند انتقال النفط من الشروط الطبقية إلى الشروط السطحية. ينخفض الضغط ودرجة الحرارة ويختل التوازن الطوري ويحدث انفصال بعض الهيدروكربونات المستقلة بشكل غازات هيدروكربونية لها تركيب مختلف أو مغاير هذا من جهة، ومن جهة أخرى يحدث انفصال الهيدروكربونات الثقيلة أو القطفات الثقيلة الوسخة بشكل بارافينات (شموع) وصموغ واسفلتينات. تبريد النفط عند الرفع (أثناء الإنتاج) وانفصال القطفات الغازية

منه عند انخفاض الضغط يقلل من خاصية إنحلال أو ذوبان النفط بالنسبة لهذه القطفات الثقيلة أي يقلل من قابلية ذوبان هذه القطفات الثقيلة في النفط ويزيد من إمكانية انفصالها عنه، وهكذا فإن الشموع والصموغ والاسفلتيات تنفصل بشكل بلورات شمعية (بارفنية) مشكلة طور صلب جديد.

بما أن النفط مختلف للغاية بتركيبه الهيدروكربوني، لهذا في بعض مكامن النفط لا تترافق عملية إنتاج النفط مع تشكل الشموع (البارافينات)، فالجزيئات الدقيقة الصغيرة جداً للبارافين (الشموع) يمكنها أن تبقى في حالة معلقة أو محمولة مع تيار السائل، وفي ظروف محددة من الضغط والحرارة تلتصق مع جزيئات الصموغ والاسفلتينات المنفصلة في نفس الوقت مشكلة كتل صغيرة لزجة أو دبقة من الهيدرروكربونات الصلبة التي تلتحم أو تتوضع على السطح الخشن لجدران المواسير مؤدية إلى تقليل مقطعها. تدعى درجة الحرارة التي تظهر أو تتشكل عندها الجزيئات الصلبة للشموع (البارافينات) بدرجة حرارة تبلور الشموع (البارفينات) درجة حرارة تبلور الشموع تكون مختلفة لأنواع مختلفة من النفوط ذات التراكيب المختلفة، تختلف أيضاً تبعاً لتركيب القطفات البارفينية نفسها.

درجة انصهار أو ذوبان البارفينات (الشموع) تقع ضمن المجال من ($71-27\ C^o$)، أما بالنسبة للبارافينات ذات السلاسل الكربونية من (C36-C55) فإنها تكون من $65\ C^o$ حتى $88\ C^o$. تبلغ درجة حرارة توضع أو تشكل الشموع (البارافينات للنفوط البارافينية في تتاريا، باشكيريا، منطقة بيرمسكوي)، والتي عندها تبدأ البارافينات بالتوضع على جدران مواسير الإنتاج تبلغ ($35-15\ C^o$)، أما في بعض المكامن النفطية الأخرى فإن البارافينات تبدأ بالتوضع حتى عند الشروط الطبقية، وهكذا فإن درجة حرارة تبلور الشموع هنا تكون قريبة من درجة الحرارة الطبقية.
التبريد غير الكبير للطبقة بنتيجة حقن المياه الباردة قد يؤدي إلى تبلور جزئي للبارافينات (الشموع) وهذا يؤدي بدوره إلى سوء خصائصها الارتشاحية مع ما يرافق ذلك من عواقب أو نتائج سيئة. تتزايد سماكة التوصفات البارافينية على الجدران الداخلية للمواسير من القاع حتى الفوهة وذلك تبعاً لانخفاض الحرارة وانفصال الغازات عن النفط بانخفاض الضغط من القاع إلى الفوهة.

تلاحظ بداية توضعات القطفات الهيدروكربونية (البارافينية) الثقيلة على الجدران الداخلية للمواسير في حقول المناطق الشرقية للإتحاد السوفيتي السابق وعلى أعماق تتراوح بين (300-400 m)، هذه التوضعات تكون ممثلة بكتل لزجة مكونة (مشكلة) من مزيج الصمغ والراتنج والشموع والاسفلتينات. وكقاعدة تبلغ سماكة هذه التوضعات حدها الأعظمي على الأعماق من 50 m إلى 200 m، وكلما اقتربنا من الفوهة فإن سماكة هذه التوضعات تنقص أو تقل، وهذا مرتبط بزيادة سرعة حركة المزيج (سائل – غاز) نتيجة انتشار الغاز والتحطم أو التكسير الميكانيكي للتوضعات البارافينية نتيجة حركة تيار السائل.

خشونة السطوح والسرعات الصغيرة لتيار المزيج (سائل – غاز) والتآكل الدوري (التعرية أو الحت الدوري) للسطوح نتيجة الاهتزازات هذه كلها عوامل تساعد على توضع البارافينات .

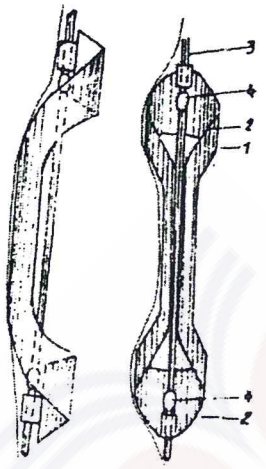
تستخدم طرق مختلفة لمنع تشكل أو توضع البارافينات وتأمين ظروف مناسبة أو طبيعية لعمل البئر. يمكن تصنيف طرق منع توضع البارافينات ومكافحتها إلى الطرق التالية:

1- الطرق الميكانيكية وتشمل :

أ- استخدام قواشط نابضية تنزل دورياً في مواسير الإنتاج بواسطة سلك فولاذي أو كبل فولاذي ذو قطر صغير .

ب- الرفع الدوري لأجزاء مواسير الإنتاج التي توضعت عليها البارافينات وتنظيف سطحها الداخلي بواسطة القواشط الميكانيكية على السطح.

ج- استخدام القواشط الطيارة الأوتوماتيكية.



شكل رقم (40-5) – يوضح أنواع قواشط الشموع والصموغ والاسفلتيات.

2- الطرق الحرارية وتشمل :

أ- تسخين مواسير الإنتاج باستخدام حقن البخار الساخن في الفراغ الحلقي.

ب- تسخين مواسير الإنتاج عن طريق حقن نفط ساخن.

3- استخدام مواسير ذات جدران داخلية مطلية بالزجاج أو مصقولة وملساء أو مطلية بصمغ إيبوكسيدي.

4- استخدام المذيبات المختلفة لإزالة التوضعات البارافينية (الشموع والصموغ والاسفلتينات).

5- استخدام الإضافات الكيميائية أو المواد المانعة لتوضع البارافينات على الجدران الداخلية للمواسير .

عادة تستخدم طرق مختلفة بسيطة أو مركبة (أكثر من طريقة معاً في آن واحد أو تسمى طرق مدمجة)، وذلك تبعاً لشدة وكثافة ومتانة ومكونات وخصائص أو مميزات التوضعات البارافينية.

استخدمت في وقت معين محطات أوتوماتيكية لإزالة البارافينات كطريقة لمعالجة هذه التوضعات، وهي عبارة عن مجموعة قواشط ميكانيكية مكونة من شفرات دائرية تنزل

بشكل دوري ضمن مواسير الإنتاج بواسطة سلك فولاذي حتى العمق الذي بدأت عنده البارافينات بالتشكل، بعد ذلك ترفع هذه القواشط إلى فوهة البئر أو إلى السطح أوتوماتيكياً بواسطة ونش أو رافعة أو ملفاف أو بكرة موجهة. تحدد المجالات أو الفترات الزمنية للإنزال والرفع أوتوماتيكياً بواسطة عداد الزمن أو المؤقت الزمني (ساعة زمنية)، الذي يشغل أو يسير بواسطة المحرك الكهربائي للونش أو الملفاف (الرافعة)، تـــنزل القواشط في البئر المنتجة ذاتياً بواسطة جهاز الإنزال (جهاز الساس) العادي تماماً كما تنزل أجهزة قياس الضغط العميقة .

استبدلت المجموعات الأوتوماتيكية لإزالة البارافينات بمواسير إنتاج خاصة سطحها الداخلي مكسو بطبقة من الزجاج أو بطبقة من المينا (طبقة بورسلان ناعم جداً أو أملس). استخدام هذه الأنواع الخاصة من مواسير الإنتاج أدى إلى استبعاد ضرورة تثبيت ملفاف أو ونش (رافعة) على رأس البئر، كما أدى إلى عدم الحاجة إلى استخدام الطاقة الكهربائية المصروفة واللازمة لعمل هذه الرافعة ولم تعد هناك حاجة إلى عناصر إضافية للخدمة أي أدى ذلك إلى اختزال الكثير من نفقات الإنتاج، إلا أن استخدام المواسير المطلية من الداخل بطبقة زجاجية ناعمة ملساء لم ينجح بشكل كامل في تلاقي أو منع توضع البارافينات على الجدران الداخلية للمواسير، إلا أنه بقيت هناك أجزاء في قطع الوصل أو في الوصلات التي تستخدم لربط المواسير غير مطلية بالزجاج من الداخل وبالتالي تجمعت التوضعات البارافينية في هذه الأجزاء غير المطلية بالزجاج. أثناء نقل هذه المواسير المطلية بالزجاج أو البورسلان من الداخل وأثناء إنزالها في البئر لوحظ هناك شقوق وتحطم أو تكسر للطلاء (الزجاج أو المينا) في بعض مناطق السطح الداخلي المطلي.

في الوقت الحاضر تجرى الكثير من الأبحاث لاستخدام الطريقة الكيميائية لمعالجة أو مكافحة التوضعات البارافينية، جوهر هذه الطرق الكيميائية يتلخص في حب أو ألفة السطح الداخلي للمواسير للمياه التي لا تتجمع أو تتوضع عليها الشموع أو البارافين. بفضل امتزاز بعض المواد الكيميائية على السطح الداخلي للمواسير وعلى بلورات البارافين تتشكل طبقة رقيقة جداً (غشاء) واقية محبة للماء تمنع نمو بلورات البارافين وتجمعها وتوضعها على السطح الداخلي للمواسير.

استخدمت المواد الفعالة سطحياً القابلة للإنحلال في الماء والقابلة للانحلال في النفط كوسائط أو كمضافات كيميائية، المواد الفعالة سطحياً القابلة للانحلال في الماء تحسن من تبلل السطح الداخلي للمواسير بالمياه التي تتواجد دائماً مع النفط المنتج بكميات مختلفة، أما المواد الفعالة سطحياً القابلة للإنحلال في النفط فإنها تزيد من عدد مراكز تبلور البارافين، وهذا يعني أنها تزيد من قدرته على التبعثر أو التشتت، الأمر الذي يساعد على حمل البارافين مع تيار السائل إلى السطح. بعض المواد الفعالة سطحياً تزيد بشكل حاد من ألفة أو حب السطوح للمياه، وهذا يحسن تبلل هذه السطوح بالمياه، ويقلل من شدة توضع البارافين عليها، إلا أن غياب أو عدم توفر مثل هذه الوسائط أو المواد الكيميائية الشديدة الفعالية وأسعارها العالية وعدم جدوى حقنها وإيصالها إلى أماكن توضع البارافينات كل هذه الأمور تحد من استخدامها على نطاق واسع في المجال العملي لإنتاج النفط.

لإزالة البارافينات بالطريقة الحرارية تستخدم محطات مولدة للبخار متحركة أو نقالة على عربات أو مجنزرات، هذه المحطات مؤهلة أو مجهزة لإنتاج (لتوليد) طن واحد من البخار كل ساعة أي استطاعتها $1, {}^{ton}/_{h}$، تبلغ درجة حرارة البخار الذي تولده هذه المحطات تبلغ $310C^{o}$، وهذه المحطات تتكون من مرجل بخاري ومصادر تغذية فيها احتياطي كبير من المياه العذبة، هذه المعدات أو المحطات تستخدم لإزالة التوضعات البارافينية ليس فقط ضمن مواسير الإنتاج ولكن لإزالة هذه التوضعات في مجموعات الربط والوصلات المتشعبة (المانيفولد) وفي خطوط الطرد، لأجل ذلك تستخدم مضخة نموذج $(1ADP-4-150)$، هذه المضخة تقوم بضخ نفط مسخن حتى الدرجة $(150C^{o})$ وضغط حتى $20Mpa$ أي $(200atm)$ وبغزارة قدرها $4\ dm^{3}/ces$.

لمنع حدوث التقطع أو الاضطراب أو التذبذب أو التأرجح في الآبار المنتجة ذاتياً تستخدم ثقوب عمل خاصة أو صمامات تركب أو توضع في النهاية السفلى لمواسير الإنتاج.

وتتسبب حدوث الاضطربات أو التأرجحات في توقف أو انقطاع الإنتاج الذاتي بشكل سابق لأوانه بنتيجة الزيادة الحادة أو الكبيرة في كثافة عمود السائل في مواسير الإنتاج

خلال فترة زمنية قصيرة جداً، وتسبب أيضاً انفصال الغاز عن النفط وزيادة ضغط قاع البئر الحجم الكبير للفراغ الحلقي بين مجموعتي المواسير يساعد على تجمع حجم كبير من الغاز ضمن هذا الفراغ الحلقي، هذا الغاز عند تحقق الشرط: $P_c \langle P_s$ يقتحم أو ينتشر عبر حذاء مواسير الإنتاج ويكسح بشكل كامل مواسير الإنتاج أي يملأها ويقل ضغط القاع وبعد ذلك تعمل البئر زمناً طويلاً لتجميع السائل.

وجود ثقب صغير (بضع ميلمترات) على ارتفاع معين (30-40m) من حذاء مواسير الإنتاج يؤمن تقدم أو دخول أو انتشار مستقر أو ثابت للغاز ضمن مواسير الإنتاج من الفراغ الحلقي، ولا يسمح بمرور أو بانتشار هذا الغاز عبر حذاء المواسير، بعد ذلك يزيح الغاز المتجمع مستوى السائل إلى أسفل الثقب لكن يبدأ هذا الغاز بالدخول من الثقب إلى مواسير الإنتاج وبالتالي يضعف الاضطراب أو التأرجح.

إذا كان هبوط أو تغير الضغط في الثقب هو ΔP فإن مستوى السائل سوف يثبت أسفل الثقب على عمق مساو $a = \Delta P.\rho.g$. يؤدي صمام العمل نفس الدور الذي يؤديه الثقب المذكور في صمام العمل عند زيادة أو تغير الضغط فوق القيمة المثبتة المحددة يفتح الصمام النابضي ويسمح للغاز بالدخول من الفراغ الحلقي إلى مواسير الإنتاج .

ج- مشكلة تشكل السدادات الرملية وطرق مكافحتها:

عند استثمار الخزانات الرملية غير المتماسكة وعندما تكون سرعة الارتشاح (الجريان) قليلة وخاصة في المجال الواقع بين قاع البئر وحذاء مواسير الإنتاج تتجمع الرمال في قاع البئر وتشكل سدادة رملية تقلل من سرعة ارتشاح (جريان) السائل باتجاه قاع البئر أو أحياناً تؤدي إلى توقف الإنتاج الذاتي للبئر.

مكافحة هذه الظاهرة تتم بواسطة إنزال حذاء مواسير الإنتاج حتى المستوى السفلي للثقوب أي إنزاله حتى أسفل المجال المثقب أو بواسطة التنظيف الدوري للبئر، والذي بواسطته تنظف وتغسل السدادة الرملية وتحمل أو تطرد إلى السطح بواسطة تيار سائل التنظيف أو الغسل. تتم عملية الغسل أو التنظيف باستخدام مضخة غسل أو تنظيف مع زيادة عمق الآبار المنتجة واكتشاف خزانات عميقة ومتماسكة أصبحت ظاهرة تشكل السدادات الرملية ظاهرة نادرة الوجود، إلا أنه في بعض المناطق الجنوبية من الاتحاد السوفيتي مثل (كرسنادار، باكو، تركمانية) ما تزال هذه الظاهرة موجودة وتسبب صعوبات كثيرة أثناء استثمار الآبار العائدة لهذه المناطق.

د- مشكلة توضع أو ترسب الأملاح وطرق مكافحتها:

1- في بعض المكامن أو الحقول النفطية عند حقن المياه في الطبقة لدعم الضغط الطبقي والحفاظ عليه تلاحظ مشكلة ترسب الأملاح على الجدران الداخلية لمواسير الإنتاج وفي المعدات أو التجهيزات الجوفية وحتى في المنطقة المجاورة لقاع البئر يدعى الجبس (الجص) أو الكربونات أهم مادة مالئة أو حشوة للأملاح التي تترسب أسباب ترسب الأملاح تكمن في خلل في التوازن الترموديناميكي للمكونات الملحية للمياه الطبقية والمياه العادية المحقونة في الطبقة أثناء أو عند حركة المياه في الطبقة فإن المياه المحقونة تمتزج مع المياه الطبقية (المرتبطة) وتذيب الأملاح من الجسم أو التركيب الصلب للطبقة وعند الوصول إلى قاع البئر المنتجة تمتزج هنا مع مياه الطبقات الرقيقة الأخرى غير المماهة بعد بالمياه المحقونة. تظهر ظروف عدم التوافق أو تظهر ظروف التنافر الكيميائي والذي يعد ترسب الأملاح من المحلول الملحي نتيجة له (لهذا التنافر)، إلا أن تشكل الجبس (الكربونات) الذي يظهر بعد حقن المياه العادية (العذبة) غير المدروس بالتفصيل أو تفصيلياً. تركيب ومكونات الأملاح المترسبة أو المتوضعة وشروط ظهور هذه التوضعات في الحقول النفطية المختلفة هي مختلفة ومتعددة، لهذا السبب فإن إجراءات المكافحة أيضاً متعددة ومختلفة.

تعتبر الطرق الكيميائية من أهم الطرق المستخدمة لمعالجة ومكافحة ظاهرة تشكل التوضعات أو الترسبات الملحية، وهذا يعني استخدام مذيبات مختلفة ومن ثم إزالة نواتج التفاعلات.

تتشكل التوضعات أو الترسبات الملحية في مواسير الإنتاج وفي أنظمة ومحطات تجميع وتحضير ومعالجة النفط والغاز على السطح.

تبعاً لمكونات أو تركيب المياه الطبقية ولشدة أو كثافة توضع أو ترسب الأملاح تستخدم موانع ترسب مختلفة، هذا يعني تستخدم إضافات كيميائية يتم الحصول عليها اعتماداً على اتحادات فوسفورية عضوية. تحقن جرعات أو كميات محددة من موانع ترسب الأملاح في تيار المزيج، هذه الجرعات أو الكميات تكون صغيرة بضعة غرامات لكل واحد متر مكعب من السوائل الطبقية. تسمح موانع الترسب هذه بالمحافظة على ثبات شوارد الكالسيوم السالبة في المحلول وبذلك تمنع ترسب هذه الشوارد وتوضعها. تزال التوضعات القاسية والكثيفة المتراصة والصلبة بواسطة محاليل قلوية (مثلاً محلول

الصود الكاوي صود كوستيك NaoH). أوكسيد الكالسيوم المتشكل أثناء ذلك هو عبارة عن كتلة هشة أو رخوة تتحطم بسهولة بوجود تأثير محلول حمض كلور الماء. لمنع ترسب الأملاح في الطبقة يتم تحليل واختبار المياه المحقونة فيما إذا كانت متوافقة أو منسجمة مع المياه الطبقية، واستناداً إلى نتائج هذا الاختبار تتم معالجة المياه المحقونة بموانع توضع أو ترسب الأملاح المناسبة وذلك قبل حقنها في الطبقة.

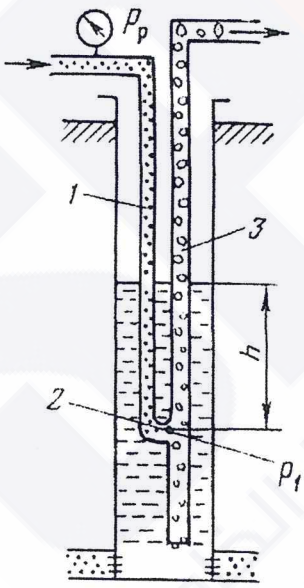
الفصل السادس

الرفع الغازي المستمر

(continuous gas- Lift)

1-6 مقدمة :

البئر المنتجة بالرفع الغازي هي بالحقيقة نفس البئر المنتجة ذاتياً لكن فيها الغاز المنفصل عن السائل غير كاف لرفع السائل إلى السطح، لذا في هذه الحالة يحقن غاز من على السطح بقناة أو أنبوبة خاصة، والشكل التالي يوضح النظام المبدئي للرفع الغازي.



شكل رقم (6-1)– يوضح النظام المبدئي لعملية الرفع الغازي.

استناداً إلى الشكل السابق يمكن أن نكتب :

$$P_1 = \rho.g.h \qquad (6\text{-}1)$$

$$P_1 = P_p + \Delta P_1 - \Delta P_2 \qquad (6\text{-}2)$$

$$P_p = P_1 - \Delta P_1 + \Delta P_2 \qquad (6\text{-}3)$$

حيث :

ΔP_1 – الوزن الهيدروستاتيكي لعمود الغاز.

ΔP_2 – ضياع الضغط بالاحتكاك والناجم عن مرور الغاز في المواسير .

عملياً تكون قيم ΔP_1 و ΔP_2 صغيرة جداً لذلك تهمل ويؤخذ ضغط قاع البئر المنتجة بالرفع الغازي P_1 (الضغط عند نهاية المواسير) مساوياً لضغط التشغيل أو العمل لهذه البئر P_p عند فوهتها. لا يستخدم الهواء كغاز أو كمادة لرفع السائل من قاع البئر في أثناء عملية الرفع الغازي وذلك لأنه يشكل مستحلبات ثابتة ومستقرة في مواسير الإنتاج لا يمكن تكسيرها أو تحطيمها إلا بالمعالجة بالمواد المنشطة السطحية الفعالة أو بالتسخين، أيضاً يمكن للمزيج الغازي الذي ينفصل أن يشكل مزيجاً خطراً قد ينفجر أو يؤدي إلى حدوث انفجار. ويؤدي التآكل ليس من فصيلة الهيدروكربونات إذا لا يوجد تناسب بينهما

يفضل عادة استخدام الغازات الهيدروكربونية كمادة رفع في أثناء عملية الرفع الغازي. لأنها يمكن أن تشكل مستحلبات غير ثابتة أو غير مستقرة يمكن تحطيمها بسهولة بالترقيد وبدون استخدام معالجة مكلفة للحصول على نفط متكثف نقي، وهذا الأمر يفسر بغياب عنصر الأوكسجين في الغاز الهيدروكربوني أو وجوده بنسبة ضئيلة جداً وبالقرابة الكيميائية للغاز الهيدروكربوني والنفط (من نفس الفصيلة أي هيدروكربونات) إن وجود الأوكسجين في الهواء يساعد على حدوث عمليات الأكسدة ويشكل غلاف كيتم حول جزيئات الماء، هذا الغلاف يمنع من تجمع جزئيات المياه وتشكيل جزئيات مياه كبيرة بحيث تكون قادرة على الانفصال والترسب بشكل مستقل.

عدا عن ذلك فإن الغاز الهيدروكربوني المنفصل والناتج عن عملية الرفع الغازي وعند مزجه بشكل سريع مع النفط وأثناء حركته في مواسير الإنتاج فإنه يصبح غنياً بالقطفات البنزينية الخفيفة، وبعد خضوعه لمعالجة فيزيائية في المصافي النفطية فإنه يعطي البنزين غير المستقر والعديد من المنتجات النفطية الثمينة. أما بالنسبة للنفط فإنه يستقر، وهذا ما يؤدي إلى نقص تبخره أثناء عمليات النقل والتسخين. يستخدم الغاز المخفف (المعالج) في المصافي من جديد في عملية الرفع الغازي، وذلك بعد ضغطه إلى الضغط اللازم بواسطة محطات الضواغط الصناعية.

يسمح الرفع الغازي بواسطة الغازات الهيدروكربونية بتحسين استخدام الغاز واستثمار الحقل بشكل أفضل وأكثر كفاءة وتنظيماً، وذلك بالمقارنة مع حالة استخدام الهواء كمادة رفع، لكن الحسنة الوحيدة للهواء هي أنه متوفر دوماً ومصدره لا ينضب إطلاقاً.

يستخدم الغاز الهيدروكربوني المضغوط حتى ضغط يقع ضمن المجال التالي: $(4-10\ MPa)$ في عملية الرفع الغازي. تعتبر المصافي ومعامل الغاز ومحطات الضغط الخاصة (الضواغط) المصدر الرئيسي للحصول على الغاز المضغوط اللازم لعملية الرفع الغازي. حيث تؤمن هذه المعامل ومحطات الضغط (الضواغط) الغزارة والضغط اللازم لعملية الرفع. يسمى نظام الرفع في هذه الحالة بنظام الرفع الغازي المضغوط، أما في حالة استخدام الغاز الطبيعي الذي ينتج من الآبار الغازية أو من آبار المكثفات الغازية (حقول الكوندنسات) فإن نظام الرفع في هذه الحالة يدعى بالرفع الغازي غير المضغوط. تجرى عادة عملية نقل ومعالجة الغاز الهيدروكربوني المستخدم في عملية الرفع الغازي إلى مكان توزع الآبار التي تنتج بالرفع الغازي وتتم المعالجة في وحدات معالجة خاصة للغاز، تقوم هذه الوحدات بدورها بعملية فصل الكوندنسات عن الغاز وتجفيفه من الرطوبة وأحياناً تسخينه وذلك قبل توزيعه على الآبار التي ستنتج بالرفع الغازي.

هناك نظام آخر للرفع الغازي يسمى بالرفع الغازي الداخلي وفي هذه الحالة يكون مصدر الغاز هو الطبقات الحاملة للغاز، والتي تقع أسفل أو أعلى الطبقة المنتجة للنفط وعند ذلك فإن الطبقات الحاملة للنفط والغاز تخترق بمصفاة واحدة. يوفر هذا النظام عملية معالجة الغاز قبل استخدامه كمادة رفع، ولكن توجد هنا صعوبة في تنظيم عملية الرفع الغازي، ويعتبر هذا النظام فعالاً واقتصادياً، يدخل الغاز عبر مواسير الإنتاج من فالة أو صمام ينظم كمية الغاز الداخلة إلى مواسير الإنتاج.

2-6 أنظمة الرفع الغازي (أنظمة مواسير الانتاج المستخدمة في عملية الرفع الغازي)

هناك أربعة أنظمة معروفة للرفع الغازي وهي :

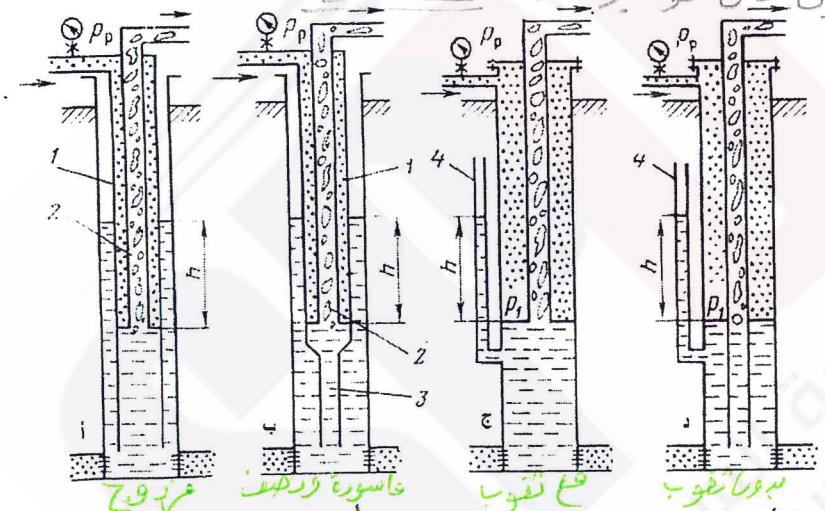
1- النظام المزدوج .

2- نظام منفرد بدون ثقوب تشغيل.

3- نظام منفرد مع ثقوب تشغيل.

4- نظام ماسورة ونصف الماسورة .

هذه الأنظمة السابقة موضحة بالأشكال التالية:



شكل رقم (أ-2-6) – يوضح النظام المزدوج. شكل رقم (ب-2-6) يوضح النظام المنفرد بدون ثقوب تشغيل في نهاية مواسير الإنتاج. شكل رقم (ج-2-6) يوضح النظام المنفرد مع ثقوب تشغيل في مواسير الإنتاج. شكل رقم (د-2-6) يوضح النظام الماسورة والنصف.

تنزل المجموعة الأولى لمواسير الإنتاج حتى المجال المثقب من الطبقة المنتجة، أما المجموعة الثانية فتنزل تحت المستوى الديناميكي للسائل على العمق الموافق لضغط عمل الغاز، وهكذا فإن مقدار انغمار حذاء مواسير الإنتاج (المجموعة الثانية) تحت المستوى الديناميكي يعبر عنه بواحدة الضغط، ويكون مقدار هذا الانغمار دائماً مساوياً لضغط عمل الغاز أي :

$$P_1 = \rho.g.h' + P_z \qquad (6\text{-}4)$$

$$h = h' + \frac{P_z}{\rho.g} \qquad (6\text{-}5)$$

حيث :

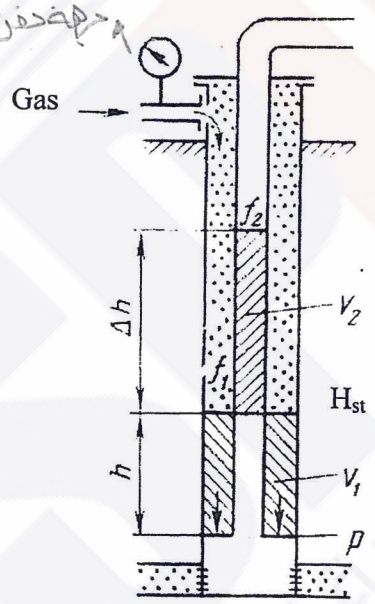
h – انغمار المواسير ضمن المستوى الديناميكي للسائل في البئر.

h' – ارتفاع عمود الغاز ضمن الفراغ الحلقي.

P_z – هي عبارة عن ضغط الفراغ الحلقي.

3-6 تشغيل البئر المنتجة بالرفع الغازي (حساب ضغط بداية التشغيل) :

عند بداية تشغيل البئر المنتجة بالرفع الغازي يكون مستوى السائل في وضعية معينة هذه الوضعية موضحة بالشكل التالي: شكل رقم (3-6)



شكل رقم (3-6) – يوضح وضع مستوى السائل في البئر عند بداية تشغيلها بطريقة الرفع الغازي.

من الشكل السابق نلاحظ أنه كي تبدأ البئر بالعمل يجب أن تحقق المساواة التالية:

$$V_2 = \alpha . V_1 \qquad (6\text{-}6)$$

V_2 : حجم السائل الموجود ضمن مواسير الإنتاج.

V_1 : حجم السائل المزاح من الفراغ الحلقي.

α : معامل إبتلاع السائل من قبل الطبقة.

ملاحظة: تم اهمال سماكة مواسير الانتاج وناخذ القطر الخارجي

وهذا المعامل يمكن أن يكون أصغر أو أكبر من الواحد أي :

$\alpha < 1$: هذا يعني أن قسماً من السائل يبتلع من قبل الطبقة المنتجة.

$\alpha = 1$: هذا يعني أنه لا يوجد ابتلاع للسائل يبتلع من قبل الطبقة المنتجة.

$\alpha > 1$: هذا يعني أن كل السائل يبتلع من قبل الطبقة المنتجة.

من الشكل السابق (3-6) نجد أن :

$$V_2 = F_\ell . \Delta h \qquad (6\text{-}7)$$

$$V_1 = F_g . h \qquad (6\text{-}8)$$

حيث :

F_ℓ : مساحة مقطع المواسير الإنتاجية التي يمر فيها المزيج (سائل – غاز) .

F_g : مساحة مقطع الفراغ الحلقي حيث يتم حقن الغاز.

من العلاقتين (6-7) و (6-8) وبعد التعويض في العلاقة (6-6) نجد أن:

$$\Delta h = \alpha . h . \frac{F_g}{F_\ell} \qquad (6\text{-}9)$$

في لحظة إطلاق البئر المنتجة بالرفع الغازي (بداية تشغيل البئر) أي عندما يزاح مستوى السائل في الفراغ الحلقي حتى نهاية حذاء مواسير الإنتاج فإن ضغط الغاز المؤثر على هذا المستوى للسائل سوف يتوازن أو يتعادل مع الضغط الهيدروستاتيكي لعمود السائل ذو الارتفاع $h + \Delta h$.

يسمى الضغط الأعظمي للغاز والذي تتم عنده إزاحة تامة لمستوى السائل في الفراغ الحلقي حتى حذاء مواسير الإنتاج بضغط بداية التشغيل وتعطى قيمته بالعلاقة التالية:

$$P_{st} = \rho . g (h + \Delta h) \qquad (6\text{-}10)$$

بتعويض Δh بقيمتها من العلاقة (6-9) نجد أن :

$$P_{st} = \rho . g . h \left(1 + \alpha \frac{F_g}{F_\ell} \right) \qquad (6\text{-}11)$$

العلاقة السابقة صالحة فقط للآبار العمودية أو الشاقولية، أما بالنسبة للآبار المائلة بزاوية β عن الشاقول فإن ضغط بداية التشغيل يعطى بالعلاقة التالية:

$$P_{st} = \rho . g . h . \left(1 + \alpha \frac{F_g}{F_\ell} \right) . \cos \beta \qquad (6\text{-}12)$$

تسمى العلاقة (6-12) بالعلاقة العامة لتحديد ضغط بداية التشغيل لجميع أنظمة الرفع الغازي المنفرد والمزدوج المحيطي والمركزي، وذلك بعد الأخذ بعين الاعتبار قيم F_g و F_ℓ الموافقة لكل نظام. بتحديد قيم F_g و F_ℓ لكل نظام نحصل على قيمة ضغط بداية التشغيل، فمثلاً من أجل النظام المنفرد الموضح بالشكل رقم (ج- 2-6) نجد أن :

أ- في حالة الرفع المنفرد المحيطي لدينا :

$$F_g = \frac{\pi}{4}\left(D_i^2 - d_E^2\right) \qquad (6\text{-}13)$$

$$F_\ell = \frac{\pi}{4}\left(d_i^2\right) \qquad (6\text{-}14)$$

بتعويض قيم F_g و F_ℓ السابقة في العلاقة P_{st} نحصل على:

$$P_{st} = \rho.g.h\left(1+\alpha\frac{D_i^2 - d_E^2}{d_i^2}\right) \qquad (6\text{-}15)$$

في حالة كون: $d_E = d_i = d$ و $\alpha = 1$ أي لا يوجد هناك إبتلاع للسائل من قبل الطبقة فإن العلاقة (6-15) تصبح على الشكل التالي:

$$P_{st} = \rho.g.h\,\frac{D_i^2}{d^2} \qquad (6\text{-}16)$$

ب- في حالة الرفع المنفرد المركزي لدينا :

$$F_g = \frac{\pi}{4}\left(d_i^2\right) \qquad (6\text{-}17)$$

$$F_\ell = \frac{\pi}{4}\left(D_i^2 - d_E^2\right) \qquad (6\text{-}18)$$

بتعويض قيم F_g و F_ℓ السابقة في العلاقة العامة نحصل على قيمة P_{st} :

$$P_{st} = \rho.g.h\left(1+\alpha\frac{d_i^2}{D_i^2 - d_E^2}\right) \qquad (6\text{-}19)$$

في حالة كون: $\alpha = 1$ و $d_E = d_i = d$ فإن العلاقة (6-19) يمكن أن تكتب بالشكل التالي:

$$P_{st} = \rho.g.h.\,\frac{D_i^2}{D_i^2 - d^2} \qquad (6\text{-}20)$$

بنفس الطريقة يمكن الحصول على قيمة P_{st} ضغط بداية التشغيل للنظام المزدوج المحيطي والمركزي، وذلك بعد تبديل قيم F_g و F_ℓ الموافقة في العلاقة (6-12).

إذا كان: $L\langle h+\Delta h$ فإن سائل البئر سيتدفق من الفوهة إلى خط التجميع مباشرة وضغط بداية التشغيل في هذه الحالة سيعطى بالعلاقة التالية:

$$P_{st.\max}=\rho.g.L.\cos\beta+P_{\ell} \qquad (6\text{-}21)$$

حيث :

P_{ℓ} : ضغط خط التجميع أو خط الطرد .

لكن قيمة ضغط بداية التشغيل المحسوبة سابقاً هي منسوبة إلى نهاية أو إلى حذاء مواسير الإنتاج، لكن قيمة ضغط بداية التشغيل الحقيقية عند فوهة البئر سوف تكون أصغر من القيمة المحسوبة سابقاً بمقدار قيمة الضغط الهيدروستاتيكي لعمود الغاز ضمن المواسير الإنتاجية، رياضياً يعبر عن ذلك بالشكل التالي.

$$P_{st.y}=P_{st}-\Delta P \qquad (6\text{-}22)$$

حيث :

ΔP – يمكن أن يعطى بالعلاقة التالية :

$$\Delta P=\rho_g.g.L.\cos\beta \qquad (6\text{-}23)$$

وكثافة الغاز ρ_g ستعطى في هذه الحالة بالعلاقة التالية :

$$\rho_g=\rho_o\frac{(P_{st}+P_o).T_o}{P_o.Z_m.T_m} \qquad (6\text{-}24)$$

حيث :

T_m و Z_m درجة الحرارة الوسطية ومعامل الإنضغاطية الوسطي للغاز .

P_o : الضغط الجوي القياسي أو النظامي

T_o : درجة الحرارة القياسية أو النظامية بعد التعويض تصبح العلاقة (6-22) بالشكل التالي:

$$P_{st.y}=P_{st}-\rho_o\frac{(P_{st}+P_o).T_o}{P_o.Z_m.T_m}.g.L.\cos\beta \qquad (6\text{-}25)$$

وهكذا نستنتج مما سبق أن ضغط بداية التشغيل يتعلق بمقدار انغمار نهاية مواسير الإنتاج تحت المستوى الستاتيكي للسائل في البئر وبالنسبة بين أقطار مواسير الإنتاج والتغليف، وبنظام عمل مواسير الإنتاج (نظام مركزي أو محيطي).

كما أنه يمكن القول بأن أية علاقة محددة لضغط بداية التشغيل يمكن إرجاعها إلى العلاقة المختزلة التالية:

$$P_{st} = \rho.h.g.m \qquad (6\text{-}26)$$

حيث :

m : معامل يحدد بالنسب ما بين أقطار المواسير مع الأخذ بعين الاعتبار سماكة جدرانها أو بدون الأخذ بعين الإعتبار هذه السماكة، تعطى قيم المعامل (m) في جدول خاص كما هو مدون أدناه.

المعامل (m)	نظام منفرد		نظام مزدوج	
	مركزي	محيطي	مركزي	محيطي
عند الأخذ بعين الاعتبار سماكة جدران مواسير الإنتاج	1.1335	8.49	1.1535	1.285
بدون الأخذ بعين الاعتبار سماكة جدران المواسير	1.1261	8.93	1.1261	1.308

جدول (1-6) – يوضح قيم المعامل (m) لكل نظام من أنظمة الرفع الغازي.

ملاحظة : الجدول السابق مأخوذ من أجل قيم أقطار المواسير الأكثر استخداماً حيث:

$$D_i = 150{,}3 \quad mm \quad ; \quad d_{1E} = 101{,}6 \quad mm \quad ; \quad d_{1i} = 88{,}9 \quad mm$$
$$d_{2E} = 60{,}3 \quad mm \quad ; \quad d_{2E} = 50{,}3 \quad mm \quad ; \quad \alpha = 1$$

في حالة ابتلاع الطبقة للسائل أي عندما يكون : $\alpha < 1$ فإن ضغط بداية التشغيل سيكون أقل. يتعلق معامل ابتلاع الطبقة للسائل بعدة عوامل مثل معامل إنتاجية البئر، وتخلخل الضغط المحدد بالمعامل (m) والفترة الزمنية لتشغيل البئر ولزوجة السائل ... الخ، لكن هذا المعامل (α) يمكن أن يحدد دائماً عن طريق معرفة ضغط بداية التشغيل الحقيقي.

عند مساواة الطرف الأيمن للعلاقة (6-12) مع ضغط بداية التشغيل الحقيقي المقاس ($P_{st.r}$) وحل المساواة بالنسبة للمعامل (α) نحصل على :

$$P_{st.r} = h.\rho.g.\left(1 + \alpha \frac{F_g}{F_\ell}\right)\cos\beta \qquad (6\text{-}27)$$

بحل العلاقة السابقة بالنسبة لـ (α) نجد أن:

$$\alpha = \left[\frac{P_{st.r}}{\rho.g.h.\cos\beta} - 1\right].\frac{F_\ell}{F_g} \qquad (6\text{-}28)$$