ISBN: 978-9922-726-74-8

WELL TESTING

فحوصـات الآبـار النفطيـة والغازيـة

تأليف

د. علي حسين جواد

الجزء الاول

بغداد - 2026

منشورات

مركز البحوث والدراسات والنشر

جامعة الكوت

٦٢٢ / ٣٣

ج ٩٢٣ جواد ، علي حسين .

فحوصات الابار النفطية والغازية / علي حسين جواد،

. - ط١. - بغداد: مطبعة جامعة الكوت، ٢٠٢٦ .

ج١ (٧١٠ ص) ؛ ٢٤ سم .

١ - البترول - ابار - ٢ - الغاز - أبار - أ - العنوان

رقم الايداع

١٥٦٠ / ٢٠٢٦

المكتبة الوطنية/الفهرسة اثناء النشر

رقم الايداع في دار الكتب والوثائق ببغداد

١٥٦٠ لسنة ٢٠٢٦م

ISBN: 978-9922-726-74-8

ملاحظة

مركز البحوث والدراسات والنشر في كلية الكوت الجامعة
غير مسؤول عن الافكار والرؤى التي يتضمنها الكتاب
والمسؤول عن ذلك الكاتب او الباحث فقط.

University of Kut

مطبعة جامعة الكوت

بِسْمِ ٱللَّهِ ٱلرَّحْمَٰنِ ٱلرَّحِيمِ

" وَإِذَا سَأَلَكَ عِبَادِى عَنِّي فَإِنِّى قَرِيبٌ أُجِيبُ دَعْوَةَ ٱلدَّاعِ إِذَا دَعَانِ فَلْيَسْتَجِيبُواْ لِى وَلْيُؤْمِنُواْ بِى لَعَلَّهُمْ يَرْشُدُونَ"

صدق الله العظيم

شكر و تقدير

يسرني أن أتقدم بالشكر والامتنان إلى جامعة الكوت ، ممثلةً بالأستاذ الدكتور الفاضل طالب زيدان الموسوي رئيس مجلس إدارة الجامعة و الأستاذ الدكتور الفاضل فاخر جبر المحمداوي رئيس جامعة الكوت و الأستاذ الدكتور الفاضل صبيح التميمي مدير مركز البحوث والدراسات والنشر في الجامعة على دعمهم الكريم ومساهمتهم القيّمة في إعداد ونشر هذا الكتاب.

إن نشر هذا العمل الأكاديمي ما كان ليتم لولا البيئة الداعمة التي توفرها الجامعة والتي تشجع على الإبداع والبحث وتنمية المعرفة. كما أود أن أعبّر عن خالص امتناني لجميع الأساتذة والإخوة الموظفين الذين ساهموا بجهدهم و معرفتهم في تسهيل مهمة نشر هذا الكتاب.

أتمنى أن يكون هذا العمل المتواضع إضافة علمية مفيدة للمكتبة العربية، وأن يسهم في إثراء المعرفة في مجال فحوصات الآبار Well Testing.



د.علي حسين جواد دكتوراه في هندسة النفط/هندسة المكامن النفطية والغازية من جامعة كوبكن / روسيا الاتحادية سنة 2005.
- مدير قسم الدراسات المكمنية الجنوبية سنة 2011 و مديرقسم الدراسات المكمنية الشمالية سنة 2019 - دائرة المكامن و تطوير الحقول في مركز وزارة النفط العراقية.
- عضو في مجلس ادارة شركة نفط ميسان سنة 2013 .
- مدرس في جامعة الكوت - قسم الهندسة الكيمياوية وتكرير النفط.

اهداء

الى عائلتي الغالية...

أهديهم ثمرة هذا الجهد المتواضع

تمهيد

لا شك أن فحوصات الآبار النفطية والغازية تُعد من الركائز الأساسية في الصناعة النفطية لما لها من دور حاسم في ضمان إنتاج مستدام و فعّال للابار . فهذه الفحوصات ليست مجرد اختبارات روتينية بل هي أداة رئيسية تُقدم معلومات دقيقة حول سلوك المكمن وخواصه، مما يسهم بشكل مباشر في اتخاذ قرارات استراتيجية مدروسة لتحسين الأداء التشغيلي وزيادة العائدات الاقتصادية وفي الوقت نفسه تقليل المخاطر البيئية والتشغيلية.

خلال العقد الماضي ، شهدت طرق تحليل فحوصات الآبار تطورًا كبيرًا، حيث ان التقدم في تقنيات القياس إلى جانب التطور الملحوظ في أدوات معالجة البيانات قد ساهم في جعل هذه الفحوصات أكثر دقة وملائمة للتطبيق العملي. ومع هذا التطور، ظهرت أساليب جديدة لتفسير البيانات بمساعدة برامج الحاسوب و الذكاء الاصطناعي ، مما مكن المهندسين من تحليل بيانات الفحوصات ذات الخصائص المعقدة في وقت قياسي و تقديم توصيف دقيق لخصائص المكمن والبئر.

يأتي هذا الكتاب كمرجع علمي وتطبيقي موجه إلى الطلاب و الاساتذة في المعاهد والكليات النفطية و الى المهندسين المختصين في تفسير فحوصات الآبار في مواقع العمل .

و الكتاب بجزئيه (الاول و الثاني) يغطي بالتفصيل فحوصات الآبار العمودية سواء كانت نفطية أو غازية أو مخصصة لحقن المياه ، كما و يتطرق إلى شرح و تفصيل مجموعة واسعة من أنواع الفحوصات مثل:

فحوصات تصاعد الضغط (Build-up Test) ، فحوصات هبوط الضغط (Drawdown Test) ، فحوصات التداخل (Interference Test) ، فحوصات النبض (Pulse Test) ، فحوصات متعددة الجريان (Multi-Rate Test) ، فحوصات الغاز (Gas Deliverability Test) ، فحوصات الحقن (Injectivity Test) ، فحوصات الآبار المتشققة (Hydraulically Fractured Wells) ، الفحص الطبقي (DST - Drill Stem Test) وغيرها من الفحوصات.

كما و يقدم الكتاب طرقًا و تقنيات مختلفة في تحليل وتفسير فحوصات الآبار المائلة والأفقية ويخصص فصولًا لأنواع المكامن سواء كانت متجانسة أو معقدة. حيث تتنوع الطرق المستخدمة للتفسير من الطرق التقليدية و مشتقة الضغط (مشتقة بورديت) و طريقة تطابق المنحنيات النوعية (Type Curve Matching) و طريقة فك الالتفاف (Deconvolution) و اخيرا تفسير فحوصات الابار باستخدام الذكاء الاصطناعي.

يشتمل الكتاب أيضًا شرح تفصيلي لأنماط الجريان المختلفة (Flow Regimes) التي قد تظهر خلال الفحص والتي تلعب دورًا محوريًا في تفسير البيانات، كما يناقش الظواهر المرتبطة بالبئر

نفسه مثل معامل تخزين البئر (Wellbore Storage) وعامل القشرة (Skin Factor) وكيفية التعامل معها و معالجتها عند التفسير. و نظراً لحجم المعلومات الواسعة التي يحتويها الكتاب فقد تم تقسيمه إلى جزأين: الجزء الأول يضم 16 فصلاً والجزء الثاني احد عشر فصل.

وإيماناً من المؤلف بأن أفضل وسيلة لنقل المعلومة هي عبر العرض المرئي ، فقد حرص الكتاب على استخدام عدد كبير من الرسوم البيانية والتوضيحية التي تسهل فهم المسائل المعقدة مقارنةً بالعرض الرقمي أو الجدولي. كما أن تنوع الأمثلة والمسائل المحلولة المقدمة في كل فصل يُعد عنصرًا أساسيًا في تعزيز استيعاب القارئ ويوفر له خيارات متعددة في التفسير مدعومة بمناقشات فنية واقعية.

و على الرغم من كون البرامج الجاهزة اداة مهمة في تفسير فحوصات الآبار لما توفره من سهولة وسرعة في التنفيذ، إلا أن الأولوية تبقى لفهم فحوصات الابار تفصيليا , بدء" من تصميم الفحص ، تنفيذه وتفسيره. و لا يمكن القبول المباشر بمخرجات البرامج الجاهزة دون التحقق من صحتها ومدى ملاءمتها للواقع وهو أمر لا يتحقق إلا بوجود مفسر ذي خبرة نظرية تتعلق بإتقان الموديلات و المعادلات المستخدمة في التفسير وفرضياتها و خبرة تطبيقية قائمة على الفهم الفني العميق لأساليب التفسير ومدى ملاءمتها للظروف الجيولوجية والهندسية الخاصة بكل مكمن وبئر.

تم اختيار اللغة العربية للكتابة تيسيرًا على القارئ العربي في فهم واستيعاب فحوصات الابار و الاستعانة بقواميس نفطية وعلمية موثوقة لضمان دقة الترجمة و الحفاظ على المعنى الدقيق للمفاهيم والمصطلحات ذات العلاقة بفحوصات الابار. تم استخدام المصطلحات والمعادلات باللغة الإنجليزية و ذلك لتسهيل التواصل مع المصادر الاجنبية الخارجية عند الضرورة. اعداد الكتاب هذا تُعد المحاولة ألاولى في التأليف ، لذلك و برغم العناية و البحث فإن المؤلف يتوقع وجود بعض الأخطاء اللغوية أو بعض الاخطاء في ترجمة المصطلحات والرموز .

أخيرًا نتمنى أن يكون هذا العمل المتواضع إضافة مفيدة إلى المكتبة العربية التي ما زالت تفتقر إلى كتب باللغة العربية مختصة في مجال النفط والصناعة النفطية ..

Content-الفهرس

الفصل الاول : بعض اساسيات هندسة المكامن Basic Reservoir Engineering	**1**
1-1 : الخواص الفيزيائية للموائع المكمنية	**1**
1-1-1 الخواص الفيزيائية للنفط - Oil properties	**1**
1-1-2 الخواص الفيزيائية للغاز - Gas properties	23
1-1-3 الخواص الفيزيائية للماء - Water properties	33
1-2 انواع الصخور- Types of the rocks	35
1-3 عناصر تشكل المكمن الهيدروكاربوني	37
1-4 خواص الصخور المكمنية -Rock properties	38
1-5 طاقة الدفع للمكامن النفطية Oil reservoir drive mechanisms	42
الفصل الثاني: فحص الابار النفطية والغازية Oil & Gas Well Testing	**50**
2-1 المقدمة	50
2-2 المبادئ الفيزيائية الأساسية	50
2-3 انواع الفحوصات Types of well tests	50
2-4 المعلومات المستخلصة من تحليل الفحوصات	52
2 -5 مراحل تحليل الضغط العابر النموذجية	52
2-6 أهمية الفحوصات في صناعة النفط والغاز	53
2-7 التحديات	53
2-8 متى يتم فحص البئر ؟؟	53
2- 9 الغرض من فحص الابار The points of well testing ؟؟	54
2 -10 مقومات نجاح الفحص	55
2 -11 أسباب فشل فحص الآبار	56
2 -12 تفسير بيانات الفحص	56
2-13 نقاط اساسية عند تفسير فحوصات الابار	57
2-14 معادلة الانتشار في الوسط المسامي - Diffusivity Equation	58
2- 15 اشكال معادلة الانتشار في ظروف مختلفة	73
2-16 معادلة الانتشار اللابعدية للجريان الشعاعي Dimensionless Diffusivity Equation- Radial flow	78

الفصل الثالث: اطوار الجريان - طور الجريان المستقر **81**

Flow Regimes - Steady State Flow –SS ،

3-1 المقدمة – اطوار (أنماط) الجريان - Flow Regimes 81

3-2 طور الجريان المستقر - Steady State Flow SS 83

3-3 تطبيقات الجريان المستقر Applications of the steady state flow 85

3-3-1 الجريان المستقر لمائع غير قابل للانضغاط و الجريان شعاعي

Steady-State Radial Flow for Incompressible Fluid : 86

3-3-1-1 عامل القشرة Skin factor-S 89

3-3-1-2 طور الجريان المستقر بدلالة معدل الضغط المكمني 98

3-3-2 الجريان الشعاعي المستقر لمائع قليل الانضغاط 99

- Steady-State Radial Flow for Slightly Compressible Fluid

3-3-3 الجريان المستقر لمائع قابل للانضغاط في مكمن دائري والجريان شعاعي 101

Steady-State Radial Flow for Compressible Fluid

3-3-3-1 حساب الضغط المكافئ للغاز الحقيقي Real gas pseudo pressure 102

3-3-3-2 عامل الجريان المضطرب Turbulent flow factor 103

3-3-4 الجريان الخطي المستقر لمائع قابل الانضغاط Steady state linear flow 114
for compressible fluid

3-3-5 الجريان الخطي الافقي المستقر لمائع غير قابل للانضغاط 119
Steady-State Linear Flow for Incompressible Fluid

3-3-6 الجريان المستقر الخطي المائل لمائع غير قابل للانضغاط 121

Tilted Linear steady state flow for incompressible fluid

3-3-7 الجريان المستقر الخطي لمائع قليل الانضغاط 123
Linear Steady State Flow for slightly compressible fluid -

3-3-8 الجريان المستقر في نظام حقن الماء – 124
Steady state in water flooding system

3-3-8-1 الجريان المستقر عند حقن الماء بالنظام الخطي المباشر 125
Direct line drive water flooding -

3-3-8-2 الجريان المستقر عند حقن الماء بالنظام الخطي المتعاقب 125

Staggered line drive water flooding -

3-3-8-3 الجريان المستقر في نظام حقن الماء الخماسي 126

5-Spot water flooding

3-3-8-4 الجريان المستقر في نظام حقن الماء السباعي 126
7-Spot water flooding
3-3-9 الجريان المستقر متعدد الاطوار - Multiple-Phase Flow 129

الفصل الرابع: اطوار الجريان – Flow Regimes
طور الجريان شبه المستقر Pseudo-steady State Flow –PSS 133
4-1 المقدمة 133
4-2 الجريان شبه المستقر للمائع قليل الانضغاط 137
4-3 توزيع الضغط في المكمن مع الوقت و المسافة للجريان شبه المستقر 138
4-4 استعمال معدل الضغط المكمني 139
4-5 معامل الشكل الهندسي للمكمن - معامل ديتز Dietz Shape Factor 141
4-6 تحديد فترة طور الجريان شبه المستقر 147
4-7 حساب دليل (مؤشر) الانتاجية لمنطقة تصريف محدودة(مغلقة) 150
4-8 الجريان شبه المستقر للمائع قابل للانضغاط 152
4-9 حساب جريان الغاز لمكمن غير دائري في ظروف طور الجريان 156

الفصل الخامس : اطوار الجريان – Flow Regimes 164
طور الجريان اللامستقر Transient or Unsteady State Flow - USS
5-1 المقدمة 164
5-2 حل معادلة الانتشار لطور الجريان غير المستقر 166
(Transient or Unsteady State Flow-USS)
5-3 حساب قيمة الدالة Ei(-x) 170
5-3-1 الصيغة الاعتيادية باستخدام الجدول او الرسم 170
5-3-2 الصيغة التقريبية باستخدام المعادلات 171
5-4 حل معادلة الانتشار باستخدام المعاملات اللا بعدية 178
Dimensionless Solution
5-5 دالة التكامل الاسي Ei(-x) بدلالة المعاملات اللابعدية 185
5-6 عامل القشرة في معادلة حساب الضغط للجريان اللامستقر Skin factor 195
5-7 نصف قطر منطقة البحث r_{inv} - Radius of investigation 196
5-8 الجريان غير المستقر USS لمائع قابل للانضغاط (الغاز) 199
Radial flow of compressible fluids-

5-9 ادخال تاثير الجريان المضطرب Turbulent flow في معادلات الغاز 205
5-10 تقسيم فترة فحص الابار بحسب اطوار الجريان 207

الفصل السادس - فحص هبوط الضغط - Pressure Drawdown Test 210
6-1 المقدمة 210
6-2 - تخزين جوف البئر - Wellbore storage - WBS 210
6-3 خطوات تنفيذ فحص هبوط الضغط Pressure Drawdown test 221
6-4 تفسير فحوصات هبوط الضغط للابار - الطريقة التقليدية 224
6-5 فحص هبوط الضغط بثبوت الضغط الجرياني 243

الفصل السابع: فحص تصاعد الضغط Pressure Buildup Test 252
7-1 المقدمة 252
7-2 تفسير بيانات فحص تصاعد الضغط 253
7-2-1 طريقة هورنر لتفسير فحص تصاعد الضغط Horner method 253
7-2-2 طريقة ميلر-دايس و هيجسون Miller–Dyes–Hutchinson -MDH 261
7-2-3 طريقة أغاروال Agarwal Equivalent Time Method 264
7-3 الاشكال الشائعة لمنحنيات هورنر للنفط و لظروف مختلفة 270
7-4 حساب مساحة منطقة تصريف البئر- Drainage area estimation 277
7-5 فحص تصاعد الضغط في المكمن المحدود Bounder reservoir 279
7-6 فحص تصاعد الضغط للابار الغازية 280
Pressure build-up test for gas wells-
7-7 الاشكال الشائعة لمنحنيات هورنر للغاز و لظروف مختلفة 284
7-8 حساب معدل الضغط المكمني-Average reservoir pressure 302
7-8-1 طريقة هورنر 302
7-8-2 طريقة ديتز Dietz method 303
7-8-3 طريقة رامي و كوب Ramey-Cobb method 305
7-8-4 طريقة ماثيوس،برونز، هازبروك 307
Matthews–Brons–Hazebroek- MBH

الفصل الثامن: تفسير فحوصات الابار - تطابق المنحنيات النوعي 317

Type curv matching -

8-1 المقدمة: 317

8-2 طرق تطابق المنحنيات النوعي Type curv matching 319

8-2-1 طريقة كرينكارتن - Gringarten 319

8-2-2 طريقة رامي - Ramey et al method 332

8-2-3 طريقة إيرلوغر وكيرش - Earlougher and Kersch 344

الفصل التاسع :تفسير فحوصات الابار- طريقة مشتقة الضغط **351**

Pressure Derivative Method

9-1 المقدمة 351

9-2 طرائق تفسير فحوصات الآبار باستخدام مشتقة الضغط 352

9-2 -1 طريقة بورديت و جماعته .Bourdet et al 352

9-2-1-1 الاساس النظري و المعادلات المستخدمة 353

9-2-1-2 سلوك البيانات الحقيقية خلال فحص هبوط الضغط 358

9-2-2-طريقة بورديت-كرينكارتن 359

Bourdet- Gringarten type curve matching

9-2-2-1 التمثيل البياني 360

9-2-2-2 تمييز حالة ضرر البئر من منحنيات التطابق 361

9-2-2-3 تمييز حالة تنشيط البئر من منحنيات التطابق 363

9-2-2-4 خطوات التفسير 364

9-2-3 طريقة تياب، تقنية التوليف المباشر 386

Tiab’s direct synthesis (TDS) technique

9-2-3-1 اساس تقنية تياب 387

9-2-3-2 مميزات تقنية تياب 387

9-2-3-3 تفسير الفحص بطريقة تياب 387

9-2-3-4 استخدام المعاملات اللابعدية 393

9-2-3-5 خطوات تفسير فحوصات الابار بتقنية تياب 394

9-3 تاثير خواص المكمن وظروف البئر على سلوك مشتقة الضغط 402

9-4 انحراف شكل منحني الفحص عن الشكل القياسي 409

9-5 أمثلة لمنحنيات دالة مشتقة الضغط وفرق الضغط مع الوقت 410

الفصل العاشر:- الاختراق الجزئي للطبقة و الاكمال الجزئي للبئر- 416
Partial penetration & Partial completion
10-1- المقدمة 416
10-2 تفسير بيانات طور الجريان الكروي و النصف كروي 418
10-2-1 التفسير التقليدي لطور الجريان الكروي 418
Conventional analysis for spherical flow
10-2-2 التفسير التقليدي لطور الجريان نصف كروي 424
Conventional analysis for hemispherical flow
10-3 تفسير الجريان الكروي والنصف كروي بطريقة مشتقة الضغط 425
Spherical and Hemispherical flow
10-3-1 تفسير الجريان الكروي بطريقة تياب TDS technique 428
10-3-2 تفسير الجريان نصف الكروي بطريقة تياب TDS technique 430
10-4 تاثير تخزين البئر و سُمك منطقة تثقيب البئر على سلوك الضغط في الجريان الكروي ونصف الكروي 432

الفصل الحادي عشر: تاثير انتاج الابار المجاورة على سلوك الفحص 447
11-1 المقدمة 447
11-2 مبدأ التراكب - Superposition principle 447
11-3 ابار متعددة متجاورة تنتج بمعدلات مختلفة و بوقت واحد 449
Multi-Wells with Variable Production Rates at same time
11-4 ابار متعددة متجاورة تنتج بمعدلات مختلفة و باوقات مختلفة 457
Multi-Well with Variable Production Rates at different times
11-5 تاثير حدود المكمن Effect of the Reservoir Boundary 464

الفصل الثاني عشر: فحوصات الابار متعددة الجريان - Multirate test 472
12-1 المقدمة 472
12-2 تفسير فحص هبوط الضغط للابار متعددة الجريان 475
Analyzing Multi-Rate Drawdown Test
12-2-1 تفسير الفحص بطريقة التراكب - Superposition 475
12-2-2 طريقة بورديت Bourdet Superposition Time Function. 489

3-12 تفسير الفحص ثنائي الانتاج Two rate flow testing 493
4-12 فحوصات تصاعد الضغط للابار متعددة الجريان - Multirate testing 502
1-4-12 تفسير فحص تصاعد الضغط ثنائي الانتاج Two-Rate Buildup Test 502
2-4-12 تفسير فحص تصاعد الضغط متعددة الجريان Variable-Rate Pressure 506
Buildup Test Analysis
1-2-4-12 طريقة التراكب Superposition Principle 506
2-2-4-12 طريقة هورنر التقريبية Horner approximation 508
3-2-4-12 طريقة عودة و سيلك 1963)Odeh and Selig method) 511

الفصل الثالث عشر: فحوصات الابار المتعددة ـ فحص التداخل 520
Multiple Well Testing- Interference testing -
1-13-المقدمة 520
2-13 تفسير فحص التداخل في المكامن المتجانسة و المتماثلة 524
Interference test analysis in homegeneous and isotropic reservoir
1-2-13- طريقة تطابق المنحنيات - طريقة إيرلوغر .Earlougher et al 524
2-2-13 طريقة التفسير العادية Conventional analysis 538
1-2-2-13 طريقة إيرلوغر - Earlougher method 538
2-2-2-13 طريقة تياب كومار (Tiab and Kumar Method) 538
3-2-2-13 طريقة تياب 1980) (Tiab's Direct Synthesis Technique- TDS 546
3-13 تاثير عاملي القشرة و تخزين البئر على فحص التداخل 557
Skin and wellbore storage impact
4-13 تفسير فحص التداخل في المكامن المتجانسة غير المتماثلة 559

الفصل الرابع عشر:فحوصات الابار المتعددة ـ الفحص النبضي 581
Multiple Well Testing- Pulse Testing
1-14 المقدمة: 581
2-14 تفسير الفحص النبضي في المكامن المتجانسة المتماثلة 558
Pulse testing in homogeneous isotropic reservoirs
1-2-14 طريقة الرسم - طريقة كمال-بريكهام Kamal and Brigham 585
2-2-14 طريقة الرسم - طريقة كمال بريكهام المحورة 599

14-2-3 الطريقة التحليلية في تفسير الفحص النبضي - المعادلات التجريبية 607
14-3 تفسير الفحص النبضي في المكامن المتجانسة غير المتماثلة 612
Pulse testing in homogeneous anisotropic reservoirs
14-4 تاثير عامل تخزين البئر على بيانات الفحص النبضي 613
14-5 تصميم الفحص النبضي بطريقة الرسومات 614
- Designing Pulse Testing Graphically
14-6 تصميم الفحص النبضي تحليليا 618
Designing Pulse Testing Analytically

الفصل الخامس عشر: فحوصات النفاذية العمودية- 624
Vertical permeability testing
15-1 المقدمة: 624
15-2 اهمية النفاذية العمودية في الإدارة المكمنية 624
15-3 الغرض من الفحص العمودي 625
15-4 تحضير فحص النفاذية العمودي في المكامن المتجانسة 626
15-5 تفسير فحص النفاذية العمودي *Vertical permeability test analysis* 627
15-5-1 تفسير فحص التداخل العمودي - طريقة براتس *Prats* 627
15-5-2 تحليل فحص النبضة العمودي – طريقة فالاد و بريكهام 632
(Falade and Brigham)

الفصل السادس عشر: الفحوصات متعددة الأطوار - Multiphase Flow Testing 652
16-1 المقدمة: 652
16-2 تفسير فحص الجريان متعدد الأطوار 654
16-2-1-الحلول العددية باستخدام المحاكاة 654
16-2-2 الطرق التقليدية في تفسير هبوط الضغط - الفحص متعدد الاطوار 654
- Conventional methods
16-2-2-1 طريقة الضغط المكافىء- طريقة راجفان *Raghavan* 654
16-2-2-2 طريقة مربع الضغط طريقة الخليفة Al-Khalifa et al. 656
16-2-2-3 طريقة الضغط بيرن و مارتن *P-M* 658
16-3 تفسير فحص تصاعد الضغط متعدد الأطوار 675
الملحق – A تحويل الوحدات APPENDIX-A 690
الملحق – B تسمية الرموز الاغريقية APPENDIX-B 696

الفصل الاول

بعض اساسيات هندسة المكامن Basic Reservoir Engineering

1-1 : الخواص الفيزيائية للموائع المكمنية

تُصنف الموائع الموجودة في المكامن الهيدروكربونية تقليديا إلى الأنواع الاتية:

1- **النفط الأسود (Black oil):** هو النوع الأكثر شيوعًا من النفط الخام الذي يتميز بلزوجة عالية وكثافة مرتفعة، ويتواجد عادة في المكامن العميقة إذ تكون درجات الحرارة والضغط مرتفعة.

2- **النفوط المتطايرة (Volatile oils):** هي النفوط التي تحتوي على نسبة عالية من المركبات الطيارة، مثل الغازات الخفيفة، مما يساهم في قدرتها على التبخر بسهولة عند انخفاض الضغط.

3- **مكثفات الغاز أو الغازات التراجعية (Gas condensates or retrograde gases):** هي غازات هيدروكاربونية تحتوي على نسب عالية من المكثفات وتتحول إلى سائل تحت ظروف الضغط والحرارة المنخفضة في المكمن.

4- **الغازات الرطبة (Wet gases):** هي الغازات التي تحتوي على اثر من المكونات المكثفات والغازات الثقيلة C7+ وعادة ما تتواجد هذه الغازات في المكامن ذات الضغوط العالية.

5- **الغازات الجافة (Dry gases):** هي الغازات التي تحتوي أساسًا على نسبة عالية من الميثان أو الهيدروكربونات الخفيفة الأخرى، و لا تحتوي على مكثفات سائلة، وتتميز بانخفاض مستوى الرطوبة أو الغازات الثقيلة.

6- **الماء المكمني:** هو الماء الازلي الموجود في المكامن الهيدروكربونية و يُنتج كمياه مصاحبة لإنتاج النفط أو الغاز.

تُستعمل الخواص المُدرجة في الجدول1.1 ادناه لغرض تمييز النفوط والغازات فيما بينها Abhijit[1] (2013).

	Field Data				Laboratory Analysis		
Reservoir Fluid	Initial Producing GOR (scf/STB)	Initial API Gravity of Liquid	Color of Stock Tank Liquid	Mol% of C_{7+}	Phase Change in Reservoir	Formation Volume Factor (res. bbl/STB)	Reservoir Temperature
Black oil	250–1,750	<45.0	Dark	>20.0	Bubble point	<2.0	$<T_c$
Volatile oil	1,750–3,200	>40.0	Colored	12.5–20.0	Bubble point	>2.0	$<T_c$
Gas condensate	>3,200	40.0–60.0	Lightly colored	<12.5	Dew point	—	$>T_c$
Wet gas	>50,000	Up to 70.0	Water white	May be present in trace amounts	No phase change	—	>Cricondentherm
Dry gas	—	—	—	—	No phase change	—	>Cricondentherm

جدول1.1:تصنيف الموائع المكمنية بناء" على البيانات الحقلية و التحليل المختبري.

يُعد النفط الخام، الغاز الطبيعي، والمياه المنتجة من المكامن الهيدروكربونية من الموائع الأساسية التي تمتاز بخصائص فيزيائية وكيميائية فريدة. إن فهم هذه الخصائص يعتبر أمرًا بالغ الأهمية

في التنبؤ بسلوك وإنتاجية البئر أو المكمن. وفي هذا السياق، نقدم تعريفات مختصرة للخصائص الأساسية لهذه الموائع، بالإضافة إلى العلاقات التجريبية المستخدمة في حسابها. هذا الفهم يعد أساسًا مهمًا لتحليل وتفسير نتائج فحوصات الآبار، مع تجنب الخوض في الطرائق المختبرية المعتمدة .

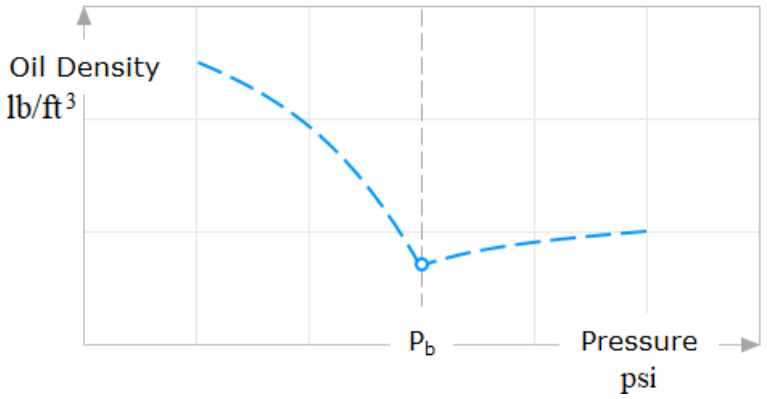
1-1-1 الخواص الفيزيائية للنفط - Oil physical properties

تشمل الخواص الفيزيائية للنفط ما يأتي :

1- كثافة النفط Oil density-ρ_o

تعرف كثافة النفط الخام ρ_o بأنها كتلة وحدة حجم النفط عند درجة حرارة و ضغط معينين. تُعتبر كثافة النفط أحدى الخواص الفيزيائية الهامة التي تؤثر على سلوكه أثناء الاستخراج وعند معالجته. يُعبَّر عن كثافة النفط عادة بوحدات الباوند للقدم المكعب (lb/ft^3) في القياسات الحقلية.

الشكل 1-1 يوضح سلوك كثافة النفط مع الضغط عند درجة حرارة ثابتة. كما هو معروف، تزداد كثافة النفط مع زيادة الضغط لقيم اعلى من ضغط نقطة الفقاعة Bubble point pressure-p_b أو ما يُسمى ضغط التشبع(Saturation pressure - Ps) نظرًا للانضغاط الجزيئي الذي يحدث عند زيادة الضغط . و العكس صحيح عندما يكون الضغط المكمني اقل من p_b إذ يتحرر الغاز المذاب في النفط.



الشكل1-1 : علاقة كثافة النفط مع الضغط .

- الكثافة النوعية للنفط الخام γ_o Crude oil specific gravity- :

الكثافة النوعية للنفط الخام (γ_o) تُعبَّر عن النسبة بين كثافة النفط الخام عند الظروف القياسية (درجة حرارة 60°F وضغط جوي 14.7 psia) الى كثافة الماء عند نفس الظروف. يتم حساب الكثافة النوعية باستعمال المعادلة الاتية:

$$\text{sp. gr. of oil at } 60°/60°\text{F} = \frac{\rho_o \text{ at } 60\ °\text{F}}{\rho_w \text{ at}60\ °\text{F}} \quad \text{---------- } 1$$

γo is the oil specific gravity; ρo is the oil density; and ρw is the water density.

- وزن او جاذبية API oil gravity تساوي:

$$API\ gravity = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad \text{--------- 2}$$

γo is the oil specific gravity at ($60F^o/60F^o$)،API oil gravity

تحديد كثافة النفط من العلاقات التجريبية العامة

Oil density from emprical correlations

قام باحثون متعددون بتطوير علاقات تجريبية تُسهم في تبسيط حساب خواص النفط الخام في حال عدم توفر الفحوصات المختبرية. العلاقات هذه اساسها بيانات التحاليل المختبرية PVT (الضغط، الحجم، والدرجة الحرارة) لنماذج نفطية متعددة مأخوذة من حقول نفطية مختلفة .

على سبيل المثال، المرهون (1985) استعمل بيانات من 75 نموذجًا نفطيًا تمثل اكثر من 62 مكمنًا نفطيًا في المملكة العربية السعودية و ذلك لبناء علاقات تجريبية في حساب كثافة النفط. كما قام بيكز وفاسكوز Vasquez and Beggs بجمع أكثر من 600 تحليل مختبري PVT من حقول نفطية من مختلف أنحاء العالم و ذلك لبناء علاقات تجريبية مشابهة.

*** حساب كثافة النفط عند ضغط نقطة الفقاعة Bubble point pressure :$P = P_b$**

1- William[2] (2011)

كثافة النفط عند ضغط نقطة الفقاعة ρ_{oRb} تساوي:

الكثافة المحسوبة من المعادلة رقم-4 ρ_{po} زائدا التصحيح لانضغاطية النفط $\Delta\rho_p$مطروحا منه تصحيح الكثافة من جراء التمدد الحراري للنفط $\Delta\rho_T$ اي ان :

$$\rho_{oRb} = \rho_{po} + \Delta\rho_p - \Delta\rho_T \quad \text{--------- 3}$$

إذ ان ρ_{po}- يمثل كثافة النفط عند السطح اي عند درجة حرارة 60 F^o و ضغط 14.7 psi بوجود كل الغاز المذاب. المعاملات المجهولة في الطرف الأيمن من المعادلة رقم-3 تُحسب في المعادلات المذكورة لاحقا و على التوالي:

$$\rho_{po} = \frac{R_{sb}\gamma_g + 4600\gamma_{STO}}{73.71 + R_{sb}\gamma_g/\rho_a} \quad \text{--------- 4}$$

$$\rho_a = a_0 + a_1\gamma_{gSP} + a_2\gamma_{gSP}\rho_{po} + a_3\gamma_{gSP}\rho^2_{po} + a_4\rho_{po} + a_5\rho^2_{po} \quad \text{--------- 5}$$

الثوابت في المعادلة رقم-5 أُدرجت في الجدول ادناه:

a_0	−49.8930	a_3	0.0479818
a_1	85.0149	a_4	2.98914
a_2	−3.70373	a_5	−0.0356888

لا يمكن ايجاد كثافة النفط من المعادلة رقم-3 مباشرة بل يستلزم استعمال طريقة المحاولة والخطا Trial and error للمعادلتين رقم- 4 و 5 . اذ نفرض القيمة الاولى الى ρ_{po} كالتالي:

$$\rho_{po} = 52.8 - 0.01R_{sb} \quad \text{--------- 6}$$

نعَوِّضُها في المعادلة رقم 5 لإيجاد ρ_a، ثم نحل المعادلة رقم 4 لإيجاد ρ_{po}. نقارن القيمتين المفترضة والمحسوبة، فان لم تكونا متساويتين، نكرر المحاولة باستعمال القيمة المحسوبة ونُعَوِّضُها في المعادلة رقم 5. و نعيد المحاولة لحين حصول التقارب.

بعد ذلك، نستكمل الحل لتصحيح الكثافة للانضغاطية اي لتغير الضغط من السطح إلى ضغط المكمن $\Delta\rho_p$ و بحسب المعادلة رقم-7 .كذلك إيجاد تصحيح الكثافة للتمدد الحراري للنفط من جراء تغير الحرارة من السطح إلى حرارة المكمن $\Delta\rho_T$ المعادلة رقم-8 على التوالي.

$$\Delta\rho_p = \left[0.167 + 16.181\left(10^{-0.0425\rho_{po}}\right)\right]\left(\frac{p_b}{1000}\right) - 0.01\left[0.299 + 263\left(10^{-0.0603\rho_{po}}\right)\right]\left(\frac{p_b}{1000}\right)^2 \quad \text{--------- 7}$$

$$\Delta\rho_T = \left(0.00302 + 1.505\rho_{bs}^{-0.951}\right)(T-60)^{0.938} - \left[0.0216 - 0.0233\left(10^{-0.0161\rho_{bs}}\right)\right](T-60)^{0.475} \quad \text{--------- 8}$$

ثم نعوضهما في المعادلة رقم-3 لايجاد كثافة النفط عند ضغط نقطة الفقاعة.

2- Hanafy[3] correlations (1997)

$$\rho_{ob} = \left(2.366 - \left(\frac{1.358}{\beta_{ob}}\right)\right)^{-1} \quad \text{---------- 9}$$

،Bob oil formation volume factor at bubble point pressure bbl/STB

* كثافة النفط عند ضغط أدنى من ضغط نقطة الفقاعة Bubble point pressure $P < P_b$:

1- William[2] (2011)

نستعمل الطريقة نفسها في المعادلة رقم 3 و لنفس التعريفات ، ما عدا حساب التغيير في $\Delta\rho_p$ سيكون بحسب المعادلة رقم 10، إذ يتم إدخال ضغط المكمن بدلاً من ضغط نقطة الفقاعة في المعادلة رقم 7.

$$\Delta\rho_p = \left[0.167 + 16.181\left(10^{-0.0425\rho_{po}}\right)\right]\left(\frac{p}{1000}\right) - 0.01\left[0.299 + 263\left(10^{-0.0603\rho_{po}}\right)\right]\left(\frac{p}{1000}\right) \quad \text{--------- 10}$$

2- Alireza Bahadori[4] (2017)

ايجاد كثافة النفط حسب العلاقة التالية:

$$\rho_o = \frac{62.4\,\gamma_o + 0.0136\,R_s\gamma_g}{B_o} \quad \text{---------- 11}$$

γo is the oil specific gravity; Rs is the solution gas oil ratio، SCF/STB; γg is the gas specific gravity; and Bo is the oil formation volume factor، bbl/STB, ρ_o - lb/ft^3

3- Standing[5] Correlations (1981)

$$\rho_o = \frac{A}{B} \quad \text{--------- 12}$$

$$A = 62.4\gamma_o + 0.0136 R_s \gamma_g \quad \text{--------- 13}$$

$$B = 0.972 + 0.000147\left[R_s(\gamma_g/\gamma_o)^{0.5} + 1.25T\right]^{1.175} \quad \text{--------- 14}$$

*** كثافة النفط عند ضغط اعلى من ضغط نقطة الفقاعة $P > P_b$ Bubble point pressure:**

William[2] (2011)

ايجاد كثافة النفط حسب العلاقة التالية:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[C_o(P - P_b)] \quad \text{--------- 15}$$

ρ_{ob} is the density of oil at the bubble point pressure، lb/ft3، and Co is the oil compressibility at an average pressure of P and Pb، 1/psi.

2- نسبة الغاز المذاب في النفط Gas Soluobility-R_s

تُعرَف بأنها حجم الغاز بالقدم المكعب القياسي (SCF) المذاب داخل كل برميل نفط (STB) في الظروف القياسية (درجة حرارة 60 °F و ضغط جوي 14.7 psia). يُرمز لها بـالرمز Rs و تعتمد قيمة Rs على عدة عوامل منها:

- **ضغط** المكمن Reservoir Pressure فكلما ارتفع الضغط زاد مقدار الغاز القابل للذوبان في النفط. درجة الحرارةReservoir Temperature فالحرارة عمومًا تقلّل الذوبانية. تركيب الغاز Gas Composition فالغازات مثل (C2–C5) تكون اكثر ذوبانا قي النفط من الميثان .وزن النفط API Gravity فالزيوت الخفيفة عادةً تحتفظ بغاز أكثر من الزيوت الثقيلة.

الشكل-2.1 يوضح أن نسبة الغاز المذاب في النفط تبقى ثابتة ما دام أن الضغط المكمني أعلى من ضغط نقطة الفقاعة Pb ، ثم تقل النسبة مع نقصان الضغط لتحرر الغاز المذاب في النفط.

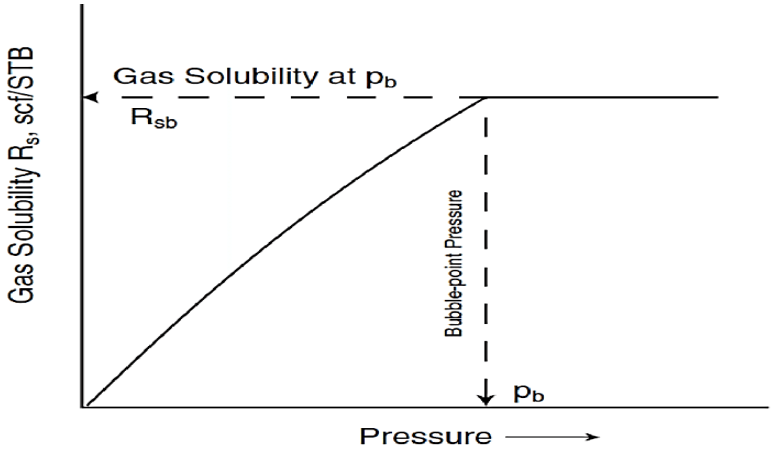
تُحسب Rs وفقًا للعلاقة الاتية:

$$R_s = \frac{V_{gas}}{V_{oil}} \quad \text{---------- 16}$$

R_s = solution gas-oil ratio (scf/stb)

V_{gas} = gas volume at STP (scf)

V_{oil} = oil volume at STP (stb)



الشكل- 2.1 :علاقة نسبة الغاز المذاب في النفط مع الضغط .

يُستفاد من هذه النسبة في تحديد كميات الغاز التي ستنتج مع النفط و من ثم في تصميم المعدات السطحية اللازمة للاستفادة من هذا الغاز المصاحب. تُحسب نسبة الغاز المذاب Rs في المختبر كما يلي:

$$R_s = \frac{B_o \rho_o - 62.4 \gamma_o}{0.0136 \gamma_g} \quad \text{--------- 17}$$

ρ_o = oil density, lb/ft^3
B_o = oil formation volume factor, bbl/STE
γ_o = specific gravity of the stock-tank oil
γ_g = specific gravity of the solution gas

*** نسبة الغاز المذاب في النفط Rs من العلاقات التجريبية عندما الضغط المكمنى اقل من ضغط نقطة الفقاعة:**

For $P < P_b$

1- William[2] (2011)

$$R_s = (R_{sb})(R_{sr}) \quad \text{--------- 18}$$

تعاريف الرموز رُتبت على شكل معادلات كما يلي:

$$R_{sr} = a_1 p_r^{a_2} + (1 - a_1) p_r^{a_3} \quad \text{--------- 19}$$

$$p_r = (p - 14.7)/(p_b - 14.7) \quad \text{--------- 20}$$

$$a_1 = A_0 \gamma_{gSP}^{A_1} API^{A_2} T^{A_3} (p_b - 14.7)^{A_4} \quad \text{--------- 21}$$

$$a_2 = B_0 \gamma_{gSP}^{B_1} API^{B_2} T^{B_3} (p_b - 14.7)^{B_4} \text{ --------- 22}$$

$$a_3 = C_0 \gamma_{gSP}^{C_1} API^{C_2} T^{C_3} (p_b - 14.7)^{C_4} \text{ --------- 23}$$

الثوابت أُدرجت في الجدول ادناه:

$A_0 = 9.73 \times 10^{-7}$	$B_0 = 0.022339$	$C_0 = 0.725167$
$A_1 = 1.672608$	$B_1 = -1.004750$	$C_1 = -1.485480$
$A_2 = 0.929870$	$B_2 = 0.337711$	$C_2 = -0.164741$
$A_3 = 0.247235$	$B_3 = 0.132795$	$C_3 = -0.091330$
$A_4 = 1.056052$	$B_4 = 0.302065$	$C_4 = 0.047094$

الجدول- 2.1 : قيم الثوابت لحساب R_s

2- Standing[5] Correlations (1981)

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{A} \right]^{1.2048} \text{ ---------- 24}$$

$$A = 0.0125°\text{API} - 0.00091T \text{ ---------- 25}$$

Rs is the solution gas oil ratio in SCF/STB، γ_g is the gas specific gravity، the temperature unit is R^o ، P is the pressure، psia

3- Vasquez and Beggs[6] correlations (1980)

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} p^{C_2} \exp\left[C_3 \left(\frac{\text{API}}{T} \right) \right] \text{ --------- 26}$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912 (10^{-5}) (\text{API}) (T_{sep} - 460) \log\left(\frac{p_{sep}}{114.7} \right) \right] \text{ ------ 27}$$

Coefficient	API ″ 30	API > 30
C_1	0.0362	0.0178
C_2	1.0937	1.1870
C_3	25.7240	23.931

جدول- 3.1 : الثوابت لحساب Rs للعلاقات التجريبية - Vasquez and Beggs

γ_{gs} = gas gravity at the reference separator pressure
γ_g = gas gravity at the actual separator conditions of p_{sep} and T_{sep}
p_{sep} = actual separator pressure, psia
T_{sep} = actual separator temperature, °R

4- Mazandarani and Asghari[7] Correlations (2007)

$$R_s = 994.3718\gamma_g^{2.113367} P^{1.45558} \gamma_o^{-5.48944} (T+460)^{-1.90488} \text{ --------- } 28$$

Rs is the solution gas oil ratio، SCF/STB; T is the temperature، R^o; P is the pressure، psi; and γ_g is the gas specific gravity، γ_o oil specific gravity

مثال-3 : أُدرجت مواصفات النفط في ادناه . ظروف العازلة Separator هي P_{sep}=100 psi ، T_{sep}=60 F^o، احسب نسبة الغاز المذاب عند ضغط التشبع باستعمال الطرائق المذكورة انفا.

Property	Value
API	37.9
Gamma gas	0.804
T, *R*	580
P_b, psi	2480

الحل:

Standing correlation:

$$A = 0.0125\,API - 0.00091(T-460)$$
$$= 0.0125 \times 37.9 - 0.00091(580-460) = 0.36455$$

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{A} \right]^{1.2048}$$
$$= 0.804 \left[\left(\frac{2480}{18.2} + 1.4 \right) 10^{0.36455} \right]^{1.2048} = 834.29$$

Vasquez and Beggs correlation:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} API \cdot T_{sep} \log\left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right]$$
$$= 0.804 \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \times 37.9 \times 60 \times \log\left(\frac{100}{114.7} \right) \right] = 0.79$$

$$R_s = C_1 \gamma_{gn} P^{C_2} \exp\left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right]$$
$$= 0.0178 \times 0.79 \times 2480^{1.187} \exp\left[23.931 \left(\frac{A37.9}{580} \right) \right] = 725.32$$

3-ضغط نقطة الفقاعة او ضغط التشبّع(الاشباع)

Bubble point pressure-p_b or saturation pressure-Ps

يُعرف ضغط نقطة الفقاعة P_b أو ضغط التشبع P_s ; بأنه أقل ضغط يمكن أن يظل فيه المائع في المكمن في طور السائل. عند انخفاض الضغط عن هذه القيمة، يبدأ الغاز المذاب في النفط بالتحرر، و يصبح المائع في المكمن مكونًا من طورين: السائل و الغاز.

يُعد ضغط نقطة الفقاعة من الخصائص الأساسية لفهم سلوك المائع المكمني، ويعتمد بشكل رئيسي على مجموعة من العوامل، مثل :كثافة الغاز(γ_g) ، وزن النفط (API) ، نسبة الغاز المذاب(Rs) ، درجة حرارة المكمن(T) .

$$p_b = f(R_S, \gamma_g, API, T)$$

و يُحسب على اللنحو الاتي:

1- William[2] (2011)

$$\ln p_b = 7.475 + 0.713Z + 0.0075Z^2 \quad \text{--------} \ 29$$

$$Z = \sum_{n=1}^{4} Z_n \quad \text{--------} \ 30$$

$$Z_n = C0_n + C1_n VAR_n + C2_n VAR_n^2 + C3_n VAR_n^3 \quad \text{--------} \ 31$$

أُدرجت جميع تعريفات المصطلحات للمعادلة رقم-31 في الجدول4-1 ادناه :

n	VAR_n	$C0_n$	$C1_n$	$C2_n$	$C3_n$
1	$\ln R_{sb}$	–5.48	–0.0378	0.281	–0.0206
2	API	1.27	–0.0449	4.36×10^{-4}	-4.76×10^{-6}
3	γ_{gSP}	4.51	–10.84	8.39	–2.34
4	T_R	–0.7835	6.23×10^{-3}	-1.22×10^{-5}	1.03×10^{-8}

جدول 4.1 : قيم المعاملات لحساب P_b للعلاقات التجريبية William

2- Glaso[8] correlations (1980)

Nonvolatile oil

$$X = \left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.816} \left(\frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}\right) \quad \text{----------} \ 32$$

Volatile oil

$$X = \left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.816} \left(\frac{T^{0.130}}{\gamma_{API}^{0.989}}\right) \quad \text{----------} \ 33$$

$$p_b = 1.7669 + 1.7447 \log X - 0.30218 (\log X)^2 \quad \text{----------} \ 34$$

Pb is the bubble point pressure in psi، Rs is the solution gas and ratio in SCF/STB، ، γ_g is the gas specific gravity، the temperature unit is R^o

3- Petrosky and Farshad[9] correlation (1993)

$$P_b = \left[\frac{112.727\ R_s^{0.577421}}{\gamma_g^{0.8439} 10^a}\right] - 1391.051 \quad \text{---------- 35}$$

$$a = 7.916 \times 10^{-4} \times (\text{API})^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} \times (T - 460)^{1.3911} \quad \text{------- 36}$$

Pb is the bubble point pressure in psi، Rs is the solution gas and ratio in SCF/STB، ، γ_g is the gas specific gravity، the temperature unit is R^o

4- Vasquez and Beggs[6] correlation (1980)

$$P_b = \left[\left(C_1 \frac{R_s}{\gamma_{gn}}\right) 10^a\right]^{C_2} \quad \text{--------- 37}$$

$$a = \frac{-C_3 \text{API}}{T} \quad \text{---------- 38}$$

the temperature unit is R^o.

أُدرجت ثوابت المعادلة رقم-37 في الجدول اللاحق.

Coefficients of Vasquez and Beggs Correlation

Coefficient	API ≤ 30	API > 30
C_1	27.62	56.18
C_2	0.914328	0.84246
C_3	11.127	10.393

الجدول5.1: قيم الثوابت لحساب P_b للعلاقات التجريبية- Vasquez and Beggs

$$\gamma_{gn} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \text{API} \cdot T_{sep} \log\left(\frac{P_{sep}}{114.7}\right)\right] \quad \text{---------- 39}$$

Pb is the bubble point pressure in psi، Rs is the solution gas and ratio in SCF/STB، γ_{gn} is the normalized gas specific gravity at the reference separator condition، γ_g is the gas specific gravity at the separator condition (Psep and Tsep);
Tsep is the separator temperature، F^o; and
Psep is the separator pressure، psi.

5- Al-Marhoun[10] correlation (1988)

توصل المرهون Al-Marhoun إلى العلاقة في المعادلة رقم 40 بناءً على نتائج تجارب مختبرية لنفوط مأخوذة من حقول نفطية في الشرق الأوسط (Middle East oil mixtures) و بنسبة خطأ في النتائج تقدر بحوالي 3.66%.

$$P_b = aR_s^b \gamma_g^c \gamma_o^d T^e \quad \text{---------- 40}$$

$$a = 5.38088 \times 10^{-3}, \quad b = 0.715082, \quad c = -1.87784, \quad d = 3.1437, \quad e = 1.32657$$

Pb is the bubble point pressure in psi، Rs is the solution gas and ratio in SCF/STB، ، γ_g is the gas specific gravity، γo is oil specific gravity ،the temperature unit is R^o

مثال-2: احسب ضغط التشبع بالطرائق المذكورة انفا ،و حسب المعلومات المتوفرة في الجدول ادناه:

Property	Value
API	45
γ_{gas}	0.8
T, R	680
R_s, SCF/STB	600

Solution

Vasquez and Beggs correlation:

$$a = \frac{-C_3 API}{T} = \frac{-10.393 \times 45}{680} = -0.6878$$

$$P_b = \left[\left(C_1 \frac{R_s}{\gamma_{gn}}\right) 10^a\right]^{C_2} = \left[\left(56.18 \frac{600}{.8}\right) 10^{-0.6878}\right]^{0.84246} = 2073.27$$

Al-Marhoun correlation:

$$P_b = aR_s^b \gamma_g^c \gamma_o^d T^e$$
$$= 5.38088 \times 10^{-3} \times 600^{0.715082} \times .8^{-1.87784} \times 680^{1.32657} = 2265.70$$

Glaso correlation:

$$A = \left(\frac{R_s}{\gamma_g}\right)^{0.816} \frac{(T - 460)^{0.172}}{API^{0.989}} = \left(\frac{600}{.8}\right)^{0.816} \frac{(680 - 460)^{0.172}}{45^{0.989}} = 12.99$$

$$P_b = 10^{1.7669 + 1.7447 \log(A) - 0.30218[\log(A)]^2} = 2164.74$$

Petrosky correlation:

$$P_b = \left[\frac{112.727 R_s^{0.577421}}{\gamma_g^{0.8439} 10^a}\right] - 1391.051$$

$$= \left[\frac{112.727 \times 600^{0.577421}}{0.8^{0.8439} \times 10^{0.1966}}\right] - 1391.051 = 2087.2668$$

$$a = 7.916 \times 10^{-4} \times (\text{API})^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} \times (T - 460)^{1.3911}$$
$$= 7.916 \times 10^{-4} \times (45)^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} \times (680 - 460)^{1.3911}$$
$$= 0.1966$$

ملاحظة: وحدات ضغط التشبع للمثال في اعلاه psi باوند/انج^2 .

4-المعامل الحجمي للنفط Oil formation volume factor-B_o

المعامل الحجمي للنفط (B_o) هو خاصية فيزيائية مهمة في تحويل حجوم النفط من ظروف السطح الى المكمن و بالعكس و يُعَرف بانه نسبة حجم النفط، بما في ذلك الغاز المذاب فيه عند ضغط ودرجة حرارة المكمن إلى حجم النفط عند الظروف القياسية (الضغط القياسي = 14.7 psi، درجة الحرارة القياسية = F°60) و يساوي:

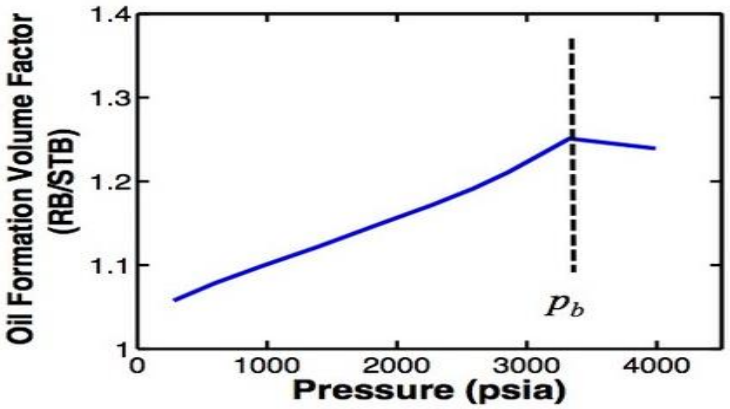
$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} \quad \text{---------- 40}$$

المعامل الحجمي للنفط B_o هو دالة للمعاملات الاتية:

$$B_o = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T, P)$$

المعامل B_o دائمًا يكون أكبر أو يساوي الواحد Bo≥1 الشكل-3.1 و يُستخدم لتحويل حجم النفط من ظروف المكمن إلى الظروف القياسية التي تُستخدم عادة في حسابات الإنتاج والتخزين و يُحسب في المختبرمن معادلة موازنة المادة material balance كما يأتي :

$$B_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136 R_s \gamma_g}{\rho_o} \quad \text{---------- 41}$$



الشكل-3.1 :علاقة المعامل الحجمي للنفط مع الضغط

الشكل-3.1 يوضح أنه عندما يقل الضغط المكمني الابتدائي، تزداد قيمة B_o بسبب تمدد النفط، وتصل إلى أعلى قيمة لها عند ضغط نقطة الفقاعة P_b بعدها، تقل قيمة B_o مع نقصان الضغط بسبب تحرر الغاز من النفط. وعند درجة حرارة السطح والضغط الجوي، تصل قيمة B_o تقريبًا إلى واحد.

*** المعامل الحجمي للنفط B_o من العلاقات التجريبية عندما يكون الضغط المكمني يساوي ضغط نقطة الفقاعة:**

$P=P_b$

1- William[2] (2011)

$$B_{ob} = \frac{\rho_{STO} + 0.01357 R_{sb} \gamma_g}{\rho_{oRb}} \quad \text{-------- 42}$$

تم تعريف المصطلحات في الفقرات السابقة.

*** المعامل الحجمي للنفط B_o من العلاقات التجريبية عندما يكون الضغط المكمني اقل من ضغط نقطة الفقاعة:**

$P < P_b$

$$B_o = \frac{\rho_{STO} + 0.01357 R_s \gamma_g}{\rho_{oR}} \quad \text{--------- 43}$$

*** المعامل الحجمي للنفط B_o من العلاقات التجريبية عندما يكون الضغط المكمني اعلى من ضغط نقطة الفقاعة:**

$P > P_b$

2- Vasquez and Beggs[6] correlation (1980)

$$B_o = B_{ob} e^{-C_o(P-P_b)} \quad \text{---------- 44}$$

P، pressure above bubble point pressure P_b psi، c_o oil compressibility psi^{-1}

* المعامل الحجمي للنفط B_o من العلاقات التجريبية عندما يكون الضغط المكمني يساوي او اقل من ضغط نقطة الفقاعة:

$P \leq P_b$

3- Standing[5] correlation (1981)

$$\beta_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T-460) \right]^{1.2} \quad \text{--------- 45}$$

T = temperature, °R
γ_o = specific gravity of the stock-tank oil
γ_g = specific gravity of the solution gas

Rs is the gas oil ratio، SCF/STB، and T is the temperature، R^o.

مثال-4 : أُدرجت مواصفات النفط في ادناه ، احسب المعامل الحجمي للنفط بطريقة ستانديك:

$P_b = 2800$ psi $T = 80°F$ $T_{sep} = 70°F$ $P_{sep} = 100°F$

$\gamma_o = 0.85$ $\gamma_g = 0.8$ $P = 2200$ psi, $R_s = 680$ SCF/STB

$P = 2800$ psi, $R_s = 840$ SCF/STB

Solution

Standing:

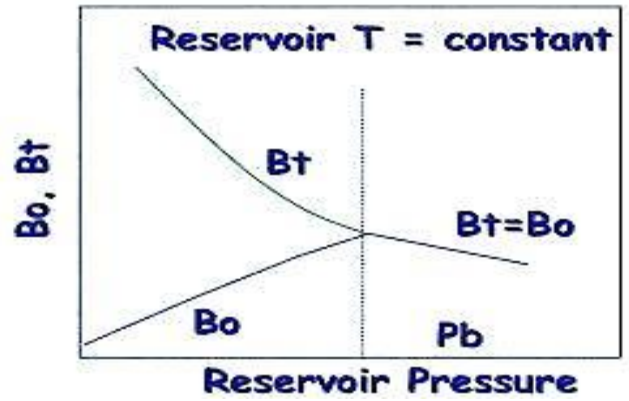
$$B_o = 0.9759 + 0.000120\left[R_s\left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^{0.5} + 1.25(T - 460)\right]^{1.2}$$

$$B_o = 0.9759 + 0.000120\left[680 \times \left(\frac{0.8}{0.85}\right)^{0.5} + 1.25(540 - 460)\right]^{1.2}$$

$$= 1.32 \text{ bbl/STB}$$

5-المعامل الحجم الكلي - Total formation volume factor B_t

المعامل الحجمي الكلي (B_t) هو خاصية فيزيائية تمثل النسبة بين الحجم الكلي للنفط و الغاز المذاب فيه والغاز الحر في ظروف المكمن إلى حجم برميل واحد من النفط المنتج عند السطح في الظروف القياسية. الشكل 1-4 يوضح علاقة B_t مع الضغط.



الشكل-4.1 :علاقة المعامل الحجمي الكلي مع الضغط

يُعتبر B_t عامل جدا مهم في تحويل حجم النفط والغاز من ظروف المكمن إلى الظروف القياسية التي يتم فيها القياس والإنتاج. B_t يساوي:

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad \text{--------} \ 46$$

Bt is the total formation volume factor، bbl/STB، and Rsb is the solution gas oil ratio at the bubble point pressure، SCF/STB ، Bg is the gas formation volume factor bbl/ SCF

***المعامل الحجمي الكلي Bt من العلاقات التجريبية:**

1- Glaso[8] correlation (1980)

$$\log B_t = 0.080135 + 0.47257 \log B_t^* + 0.17351 \left[\log B_t^*\right]^2 \quad \text{----------} \ 47$$

$$B_t^* = \frac{R_s T^{0.5} \gamma_o^a}{\gamma_g^{0.3} p^{1.1089}} \quad \text{--------} \ 48$$

$$a = \frac{2.9}{10^{0.00027\ R_s}} \quad \text{--------} \ 49$$

Bt is the total formation volume factor، bbl/STB، γ_g is the gas specific gravity; γ_o is the oil specific gravity; Rs is the original solution gas oil ratio، i.e.، the summation of dissolved gas and evolved gas at the prevailing pressure SCF/STB.

2- Standing[11] correlation (1947)

$$B_t = 10^{(-5.223-(47.4/x))} \quad \text{-------} \ 50$$

$$x = -12.22 + \log(z) \quad \text{----------} \ 51$$

$$z = \left(10^{(y-(10.1-(96.8/(6.604+log(p)))))}\right) \quad \text{----------} \ 52$$

$$y = \left[R_s \times \frac{(T-460)^{0.5} \times API^{2.9 \times 10^{(-0.000278 \times R_s)}}}{\gamma_g^{0.3}}\right] \quad \text{---------} \ 53$$

Bt is the total formation volume factor، bbl/STB، γ_g is the gas specific gravity; γ_o is the oil specific gravity; Rs is the original solution gas oil ratio، i.e.، the summation of dissolved gas and evolved gas at the prevailing pressure SCF/STB. P pressure،psi;.T temperature، R^o

6- معامل انضغاطية النفط Oil compressibility coefficient -c_o

معاملات الانضغاط للموائع مطلوبة لحل كثير من المسائل في هندسة المكامن، بما في ذلك مسائل جريان الموائع في اثناء فحوصات الابار النفطية وهي مطلوبة أيضا لتحديد الخواص الفيزيائية للنفط فوق ضغط نقطة الفقاعة. معامل الانضغاطية هو مقياس لمدى تغير حجم المائع

نتيجة لتغير الضغط عند درجة حرارة ثابتة. بالنسبة للنفط، فإن هذا المعامل يحدد مدى قابليته للانضغاط تحت تأثير التغيرات في الضغط في المكمن.

***عند الضغط فوق ضغط نقطة الفقاعة فان معامل انضغاط النفط c_o يُحسب بدلالة الحجوم او بدلالة كثافة النفط او بدلالة المعامل الحجمي للنفط و كما في المعادلات الاتية:**

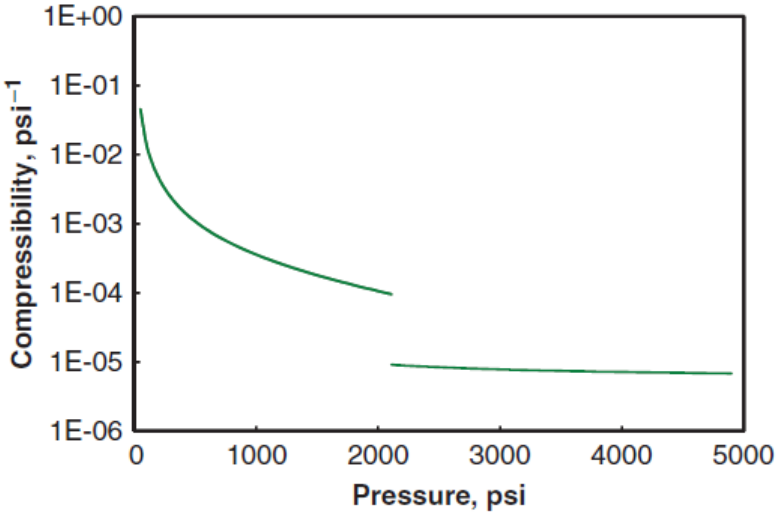
$$c = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T \text{ ، } c_o = (1/\rho_o)(\partial \rho_o/\partial p)_T \text{ ، } c_o = -(1/B_o)(\partial B_o/\partial p)_T$$

***عندما يكون الضغط تحت ضغط نقطة الفقاعة فان معامل الانضغاط c_o يُحسب:**

$$c_o = \frac{-1}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial p} + \frac{B_g}{B_o}\frac{\partial R_s}{\partial p} \quad \text{---------- 54}$$

و ان B_g يمثل المعامل الحجمي للغاز.

الشكل –5.1 يوضح سلوك انضغاطية النفط مع الضغط ، نلاحظ هنالك تغير مفاجيء بقيمة الانضغاطية قبل و بعد ضغط نقطة الفقاعة , هذا بسبب تحرر الغاز تحت ضغط نقطة الفقاعة الذي سيزيد الانضغاطية.



الشكل-5.1 :علاقة معامل الانضغاطية للنفط مع الضغط .

***انضغاطية النفط من العلاقات التجريبية حينما يكون الضغط المكمني يساوي و ادنى من ضغط نقطة الفقاعة - Saturated Oil compressibility -Co**

$P < P_b$

Ahmed[12] correlation (1989)

$$C_o = \frac{e^{(-1.8473 \times 10^{-4} p)}}{24841.0822 + 14.07428745 R_s} \quad \text{---------- 55}$$

Co، oil compressibility below the bubble point pressure with Rsb، γ_g، API، T، and P، P < Pb ، γ_g is gas specific gravity and T is temperature، R^o.

ـ انضغاطية النفط عند الضغط يساوي نقطة الفقاعة :

$P = P_b$

- William[2] (2011)

$$\ln\left[c_{of\,b}\right] = 2.434 + 0.475Z + 0.048Z^2 - \ln\left(10^6\right) \quad \text{--------} \quad 56$$

$$Z = \sum_{n=1}^{6} Z_n \quad \text{--------} \quad 57$$

$$Z_n = C0_n + C1_n VAR_n + C2_n VAR_n^{\,2} \quad \text{--------} \quad 58$$

الثوابت و المصطلحات و الرموز أُدرجت في الجدول 1-6 ادناه:

c_{ofb} oil compressibility at bubble point pressure(p_b), 1/psi

n	VAR_n	$C0_n$	$C1_n$	$C2_n$
1	ln API	3.011	–2.6254	0.497
2	ln γ_{gSP}	–0.0835	–0.259	0.382
3	ln p_b	3.51	–0.0289	–0.0584
4	ln p/p_b	0.327	–0.608	0.0911
5	ln R_{sb}	–1.918	–0.642	0.154
6	ln T_R	2.52	–2.73	0.429

جدول 6.1 :معاملات لحساب P_b للعلاقات التجريبية William

ـ انضغاطية النفط عندما يكون الضغط المكمني اعلى من ضغط نقطة الفقاعة

Undersaturated Oil compressibility -C_o

$P > P_b$

1- William[2] (2011)

$$c_o = c_{of\,b}(p) + (p - p_b)\frac{\partial c_{of\,b}}{\partial p} \quad \text{--------} \quad 59$$

$$\frac{\partial c_{of\,b}}{\partial p} = c_{of\,b}(p) \times (0.475 + 0.096Z)\frac{\partial Z}{\partial p} \quad \text{--------} \quad 60$$

$$\frac{\partial Z}{\partial p} = \frac{-0.608 + 0.1822\ln\frac{p}{p_b}}{p} \quad \text{--------} \quad 61$$

coefficient of isothermal compressibility at *pressure(p) above the bubble point* ،co 1/psi،*pressure(pb)*

2- Petrosky and Farshad[9] correlation (1993)

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} (T-460)^{0.6729} P^{-0.5906} \text{ -------- } 62$$

Co، oil compressibility above the bubble point pressure with Rsb، γ_g، API، T، and P، P > Pb ، γ_g is gas specific gravity and T is temperature، R^o.

مثال-1: احسب انضغاطية النفط الخام بطريقة بيتروسكي Petrosky و حسب المعلومات المتوافرة في ادناه:

$P = 1800$ psi $T = 80°F$ API $= 28$ $R_{sb} = 850SCF/STB$ $\gamma_g = 0.8$

Separator condition: $P_{sep} = 100$ $T_{sep} = 65\ °F$

Solution

Petrosky correlation:

$$C_o = 1.705 \times 10^{-7} R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} T^{0.6729} P^{-0.5906}$$

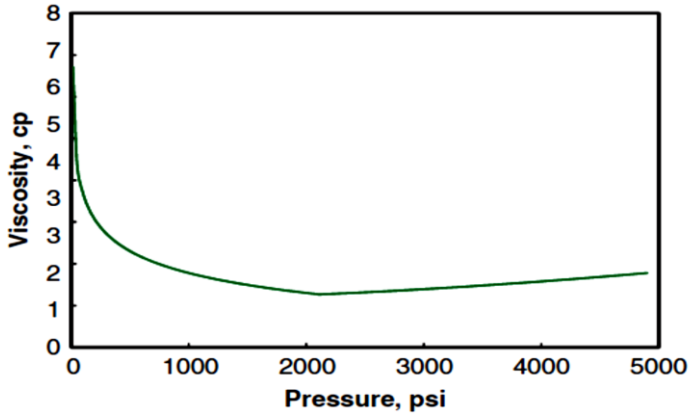
$$C_o = 1.705 \times 10^{-7} \times 850^{0.69357} \times 0.8^{0.1885} \times 28^{0.3272} \times (80+460)^{0.6729} \times 1800^{-0.5906}$$

$$C_o = 4.3 \times 10^{-5} psi^{-1}$$

6- لزوجة النفط الخام μ_o-Oil viscosity

لزوجة النفط الخام (μ_o) هي خاصية فيزيائية تتحكم في جريان النفط عبر الوسط المسامي والأنابيب. بشكل عام، تُعرف اللزوجة بأنها المقاومة الداخلية التي يبديها المائع للجريان. لزوجة النفط هي دالة تتأثر بشدة بكل من درجة الحرارة، الضغط، كثافة النفط، كثافة الغاز، وقابلية ذوبان الغاز في النفط. يُمكن تحديد لزوجة النفط عبر القياسات المختبرية عند درجة حرارة وضغط المكمن، وإذا لم تتوفر القياسات، يمكن استعمال العلاقات العامة المنشورة.

نلاحظ من الشكل 1-6 أن اللزوجة تقل عندما يقل الضغط المكمني عن الضغط الأصلي بسبب تمدد النفط، وتصل إلى أدنى قيمة لها عند ضغط نقطة الفقاعة (P_b) بعدها، تزداد اللزوجة مع نقصان الضغط بسبب تحرر(فقدان) الغاز المذاب، الذي يدعم اللزوجة. وعند درجة حرارة السطح والضغط الجوي، تكون اللزوجة في أعلى مستوياتها. الجدول 1-7 يوضح حدود قيم اللزوجة لأنواع عدة من الموائع.



الشكل- 6.1 : علاقة لزوجة النفط مع الضغط .

Rock Type	Viscosity Range
Oil	0.3–5000 cp
Gas	0.01–0.045 cp
Water	0.25–1.5 cp

الجدول-7.1 : حدود قيم لزوجة الموائع .

النفط الخامل Dead oil

اذا أُنتج النفط الى السطح و ازيلت (جرد من الغازات) منه الغازات المذابة و المركبات المتطايرة volatile components فالمتبقي يُسمى بالنفط الخامل Dead oil . اذا وجد النفط في المكمن بالحالة الخاملة فلا يمكن انتاجه طبيعيا الا باستعمال طرائق استخلاص مدعمة مثلا الحقن بالبخار. امثلة على النفوط الخاملة ;النفوط الثقيلة و القير.

*** لزوجة النفط الخامل عند الضغط ادنى من ضغط نقطة الفقاعة Saturated Oil viscosity -μ_o**

$\mathbf{P \leq P_b}$

1- Beggs and Robinson[13] correlation (1975)

$$\mu_{od} = 10^{X} - 1.0 \quad \text{---------- 63}$$

$$X = 10^{(3.0324-0.02023\gamma_{API})T^{-1.163}} \quad \text{---------- 64}$$

cp،μ_{od} Dead oil viscosity

2- Glaso (1980)

$$\mu_{od} = \left(\frac{3.141 \times 10^{10}}{T^{3.444}}\right) \log(\gamma_{API})^{[10.313\log(T)-36.447]} \quad \text{---------- 65}$$

***لزوجة النفط عند ضغط نقطة الفقاعة :**

1- Standing[14] correlation (1981)

$$\mu_{ob} = 10^{a} \times \mu_{od}^{b} \quad \text{---------- 66}$$

$$a = R_s \times (2.2 \times 10^{-7} \times R_s - 7.4 \times 10^{-4}) \quad \text{--------- 66}$$

$$b = 8.62 \times 10^{-5 \times R_s} + 0.25 \times 10^{1.1 \times 10^{-3} \times R_s} + 0.062 \times 10^{-3.74 \times 10^{-3} \times R_s} \quad \text{-------- 67}$$

2- William[2] correlation (2011)

$$\mu_{oD} = 10^{C} - 1 \quad \text{--------- 68}$$

إذ ان:

$$C = \left(10^{3.0324 - 0.02023\,API}\right)\left(T^{-1.163}\right) \quad \text{--------- 69}$$

اذن لزوجة النفط عند ظروف المكمن μ_{oR} (الضغط أدنى من ضغط نقطة الفقاعة) بدلالة لزوجة النفط الخامل يساوي:

$$\mu_{oR} = A\mu_{oD}^{B} \quad \text{--------- 70}$$

$$A = 10.715\left(R_s + 100\right)^{-0.515} \text{--------- 71}$$

$$B = 5.44\left(R_s + 150\right)^{-0.338} \text{--------- 72}$$

3- Beggs and Robinson[15] correlation (1975)

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^{b} \text{--------- 73}$$

where

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} \text{ --------- 74}$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \text{ --------- 75}$$

*** لزوجة النفط حينما يكون الضغط المكمني أعلى من ضغط نقطة الفقاعة**

Undersaturated Oil viscosity - μ_o

$P > P_b$

1- Petrosky and Farshad (1995)

$$\mu_{oR} = \mu_{ob} + 1.3449x10^{-3}\left(p - p_b\right) \cdot 10^{A} \text{ --------- 76}$$

تحسب اللزوجة هنا بدلالة لزوجة النفط عند الضغط p_b . اذ ان :

$$A = -1.0146 + 1.3322\left[\log(\mu_{ob})\right] - 0.4876\left[\log(\mu_{ob})\right]^2 - 1.15036\left[\log(\mu_{ob})\right]^3 \quad \text{-------- 77}$$

2- Vasquez and Beggs[6] correlation (1980)

$$\mu_o = \mu_{ob}\left(\frac{P}{P_b}\right)^D \quad \text{-------- 78}$$

where

$$D = 2.6P^{1.187}\exp\left(-11.513 - 8.98\times10^{-5}P\right) \quad \text{-------- 79}$$

3- Khan[16] correlation (1987)

$$\mu_o = \mu_{ob}e^{9.6\times10^{-5}(P-P_b)} \quad \text{-------- 80}$$

4- Standing[14] correlation (1981)

$$\mu = \mu_{ob} + 0.001(P - P_b)(0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56}) \quad \text{-------- 81}$$

$$\mu_{od} = 0.32 + \frac{18\times10^7}{API^{4.53}}\left(\frac{360}{T-260}\right)^A \quad \text{-------- 82}$$

$$A = 10^{0.42+\frac{8.33}{API}} \quad \text{-------- 83}$$

إذ ان:

μ is the oil viscosity at any pressure; P > P_b; μob is the oil viscosity at the bubble point pressure(use above equation)، cp; μod is the dead oil viscosity; μob oil viscosity at the bubble point pressure is determined by predescribed correlations.

مثال-5: احسب لزوجة النفط عند درجة 680^oR و للأحوال الاتية:

- dead oil
- oil at the bubble point pressure
- oil at the pressure of 5000 psi

Parameter	Value
P_b, psi	2635
API	40
$\mu_{d,\ measured}$, cp	1.3
$\mu_{b,\ measured}$, cp	0.38
R_s, SCF/STB	770

Solution

Dead oil viscosity:

Glaso method:

$$A = 10.313 \times \log(T - 460) - 36.447$$
$$= 10.313 \times \log(680 - 460) - 36.447 = -12.29$$

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} \times (T - 460)^{-3.444}(\log(API))^{-12.9}$$
$$= 3.141 \times 10^{10} \times (680 - 460)^{-3.444}(\log(40))^{-12.9} = .77 \text{ cp}$$

Beggs and Robinson method:

$$A = 10^{3.0324 - 0.02023 \times 40.7} = 4.311$$

$$\mu_{od} = 10^{4.311(680-460)^{-1.163}} - 1 = 0.638 \text{ cp}$$

Undersaturated oil viscosity -μ_o - لزوجة النفط عند ضغط التشبع-

Viscosity at the bubble point pressure:

Beggs and Robinson method:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515} = 10.715(770 + 100)^{-0.515} = 0.329$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} = 5.44(770 + 150)^{-0.338} = 0.541$$

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b = 0.329(1.3)^{0.541} = 0.378 \text{ cp}$$

Viscosity at 5000 psi:

Vasquez and Beggs method:

$$D = 2.6\,P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5}P)$$
$$= 2.6 \times 5000^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} \times 5000) = 0.4$$

$$\mu_o = \mu_{ob}\left(\frac{P}{P_b}\right)^D = 0.38\left(\frac{5000}{2635}\right)^{0.4} = 0.49 \text{ cp}$$

في أدناه تعريفات المصطلحات و الرموز المستعملة:

$\Delta\rho_p$	Adjustment to oil density due to pressure, lb/cu ft,
$\Delta\rho_T$	Adjustment to oil density due to temperature, lb/cu ft,
γ_g	Weighted average surface gas specific gravity,
γ_{gR}	Reservoir free gas specific gravity,

γ_{gSP}	Separator gas specific gravity
γ_{gST}	Stock-tank gas specific gravity,
γ_{STO}	Stock-tank oil specific gravity
μ	Viscosity, cp
μ_{ob}	Oil viscosity at bubblepoint pressure, cp
μ_{oD}	Dead oil viscosity, cp,
μ_{oR}	Oil viscosity at reservoir conditions, cp,
ρ	Oil density, lb/cu ft
ρ_a	Apparent liquid density of total surface gases, lb/cu ft,
ρ_{bs}	Fake density used in oil density calculations, lb/cu ft,
ρ_o	Oil density, lb/cu ft
ρ_{ob}	Oil density at bubblepoint pressure, lb/cu ft
ρ_{oR}	Oil density at reservoir conditions, lb/cu ft,
ρ_{oRb}	Oil density at reservoir bubblepoint pressure, lb/cu ft,
ρ_{po}	Density of pseudoliquid created by combining (by calculation) the stock-tank liquid with the total surface gases,
ρ_{STO}	Density of stock-tank oil, lb/cu ft

2-1-1 الخواص الفيزيائية للغاز- Gas properties

تتضمن الخواص الفيزيائية للغاز العديد من المعاملات الأساسية التي تؤثر على سلوك الغاز تحت مختلف الظروف. واحدة من أهم هذه الخصائص هي انضغاطية الغاز، التي تساعد في فهم سلوك جريان الغاز في المكامن أو الأنابيب أثناء النقل.

1- انضغاطية الغاز (Gas Deviation Factor or Compressibility Factor - Z)

انضغاطية الغاز و يسمى معامل حيود الغاز الحقيقي، يُشير إلى الفارق بين سلوك الغاز الحقيقي وسلوك الغاز المثالي في ظل ظروف محددة من الضغط والحرارة. يتم حساب انضغاطية الغاز عبر مقارنة حجم الغاز الحقيقي عند ظروف معينة من الضغط والحرارة مع حجم الغاز المثالي تحت نفس الظروف و كما يأتي:

$$z = \frac{V_{\text{real}}}{V_{\text{ideal}}} = \frac{P\,V}{nRT} \quad \text{---------- 84}$$

- V_{real}. حجم الغاز الحقيقي عند ظروف محددة (الضغط والحرارة) :
- V_{ideal}. حجم الغاز المثالي عند نفس الظروف .

لايجاد انضغاطية الغاز z ، نحتاج الى حساب الضغط المكافىء المنخفض P_{pr} و الحرارة المنخفضة المكافئة T_{pr} للغازات الطبيعية و التي تساوي:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad \text{---------- 85}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{---------- 86}$$

p = system pressure, psia p_{pr} = pseudo-reduced pressure, dimensionless T = system temperature, °R

T_{pr} = pseudo-reduced temperature, dimensionless p_{pc}, T_{pc} = pseudo-critical pressure and temperature, respectively

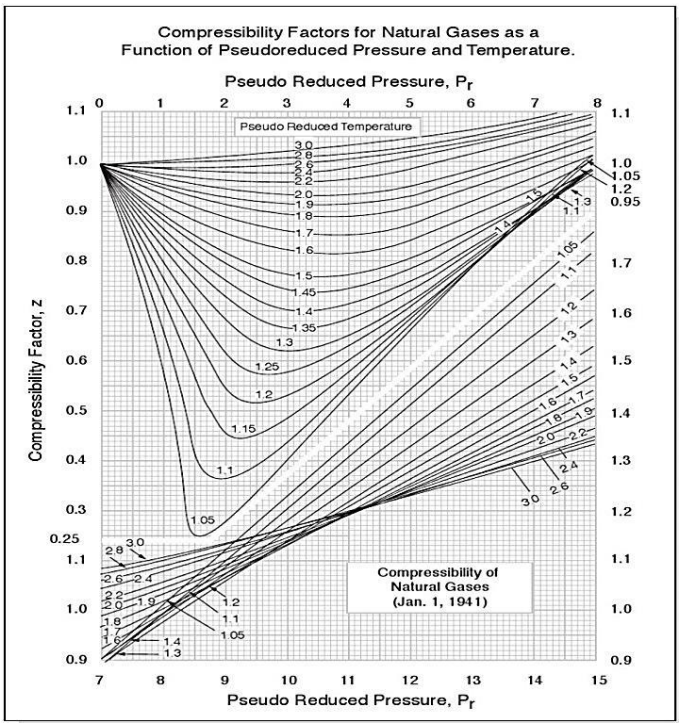
الضغط المكافئ المنخفض(المُختزل) P_{pr} هو الضغط الفعلي مقسومًا على الضغط الحرج للغاز.

الحرارة المكافئة المنخفضة(المُختزلة) T_{pr} هي الحرارة الفعلية مقسومة على الحرارة الحرجة للغاز.

الضغط الحرج المكافىء P_{pc} و الحرارة الحرجة المكافئة T_{pc} لمركب الغاز يساويان على التوالي:

$$p_{pc} = \sum_{i=1} y_i \, p_{ci} \quad \text{---------- 87}$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1} y_i \, T_{ci} \quad \text{---------- 88}$$



الشكل- 7.1 :معامل الانضغاطية للغاز الطبيعي.

اذ ان y_i تمثل نسب مكونات الغاز و ان P_{ci}،T_{ci} تمثل الحرارة والضغط الحرج لمكونات الغاز.

و هي قيم ثابتة لكل مكون، فمثلا لغاز الميثان C_1 فان $T_c=343.33R^o$ و $P_c=666.4psia$.

بعد حساب P_{pr} و T_{pr} نستعمل الشكل- 7.1 لتحديد قيمة Z (Standing and Katz[17]).

او يمكن حساب قيمة Z من العلاقات التجريبية الاتية:

1- Standing[18] 1977

$$Z = A + (1 - A)/e^{B} + CP_{pr}^{D} \quad \text{---------- 89}$$

$$A = 1.39\left(T_{pr} - 0.92\right)^{0.5} - 0.36\,T_{pr} - 0.101 \quad \text{---------- 90}$$

$$B = \left(0.62 - 0.23\,T_{pr}\right)P_{pr} + \left[\frac{0.066}{\left(T_{pr} - 0.86\right)} - 0.037\right]P_{pr}^{2} + \frac{0.32}{10^{9(T_{pr}-1)}}P_{pr}^{6} \quad \text{---------- 91}$$

$$C = \left(0.132 - 0.32\log T_{pr}\right) \quad \text{---------- 92}$$

$$D = 10^{\left(0.3106 - 0.49T_{pr} + 0.1824T_{pr}^{2}\right)} \quad \text{---------- 93}$$

2- Bril and Beggs[19] 1978

$$Z = A + \frac{1 - A}{e^{B}} + C \times P_{pr}^{D} \quad \text{---------- 94}$$

where

$$A = 1.39\left(T_{pr} - 0.92\right)^{0.5} - 0.36\,T_{pr} - 0.101 \quad \text{---------- 95}$$

$$B = \left(0.62 - 0.23\,T_{pr}\right)P_{pr} + \left(\frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037\right)P_{pr}^{2} + \frac{0.32P_{pr}^{6}}{10^{E}} \quad \text{---------- 96}$$

$$C = 0.132 - 0.32 \times \log\left(T_{pr}\right) \quad \text{---------- 97}$$

$$D = 10^{F} \quad \text{---------- 98}$$

$$E = 9\left(T_{pr} - 1\right) \quad \text{---------- 99}$$

$$F = 0.3106 - 0.49 \times T_{pr} + 0.1824 \times T_{pr}^{2} \quad \text{---------- 100}$$

ستاندنك **Standing[18](1977)** أوجد المعادلات في ادناه لحساب الضغط الحرج المكافىء P_{pc} و الحرارة المكافئة الحرجة T_{pc} لمركب الغاز الطبيعي Natural gas و ذلك من معرفة الكثافة النوعية للغاز Gas specific gravity- و على النحو الاتي:

$$T_{pc} = 168 + 325\,\gamma_g - 12.5\,\gamma_g^2 \quad \text{---------- 101}$$

$$p_{pc} = 677 + 15.0\,\gamma_g - 37.5\,\gamma_g^2 \quad \text{---------- 102}$$

او لحالة الغاز المتكثف Gas condensate فتصبح:

$$T_{pc} = 187 + 330\,\gamma_g - 71.5\,\gamma_g^2 \quad \text{----------} 103$$

$$p_{pc} = 706 - 51.7\,\gamma_g - 11.1\,\gamma_g^2 \quad \text{----------} 104$$

إذ ان :

T_{pc} = pseudo-critical temperature, °R
p_{pc} = pseudo-critical pressure, psia
γ_g = specific gravity of the gas mixture

يمكن استعمال المعادلات المذكورة انفا على ان لا تتجاوز نسبة الشوائب(المكونات غير الهيدروكاربونية) النسب الاتية:

5% N_2
2% CO_2
2% H_2S

او يمكن استعمال علاقة سوتون Sutton الاتية لاجراء التصحيح المباشر للضغط الحرج المكافيء P_{pc} و الحرارة المكافئة الحرجة T_{pc} لتواجد الشوائب غير الهيدروكربونية(غازات N_2،H_2S،CO_2) و كما في المعادلات رقم-105 و 106 ادناه.

3- Sutton[20] (2007)

$$P_{PcHC} = 744 - 125.4\gamma_{gHC} + 5.9\gamma_{gHC}^2 \quad \text{----------} 105$$

$$T_{PcHC} = 164.3 + 357.7\gamma_{gHC} - 67.7\gamma_{gHC}^2 \quad \text{----------} 106$$

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_g\left(y_{H_2S}M_{H_2S} + C_{CO_2}M_{CO_2} + y_{N_2}M_{N_2}\right)/M_{air}}{y_{HC}} \quad \text{----------} 107$$

$$y_{HC} = 1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S} \quad \text{----------} 108$$

H.C in gas mixture، H2S، CO2 ، y_{HC} =fractions of N2 ، y_{H2S}، y_{CO2} ،y_{N2}

إذ ان :

T'_{pc} = the adjusted pseudo-critical temperature, °R
T_{pc} = the unadjusted pseudo-critical temperature, °R
y_{CO_2} = mole fraction of CO_2
y_{N_2} = mole fraction of H_2S in the gas mixture
= mole fraction of Nitrogen
p'_{pc} = the adjusted pseudo-critical pressure, psia
p_{pc} = the unadjusted pseudo-critical pressure, psia

2- انضغاطية الغاز المعزول حراريا c_g Isothermal gas compressibility-

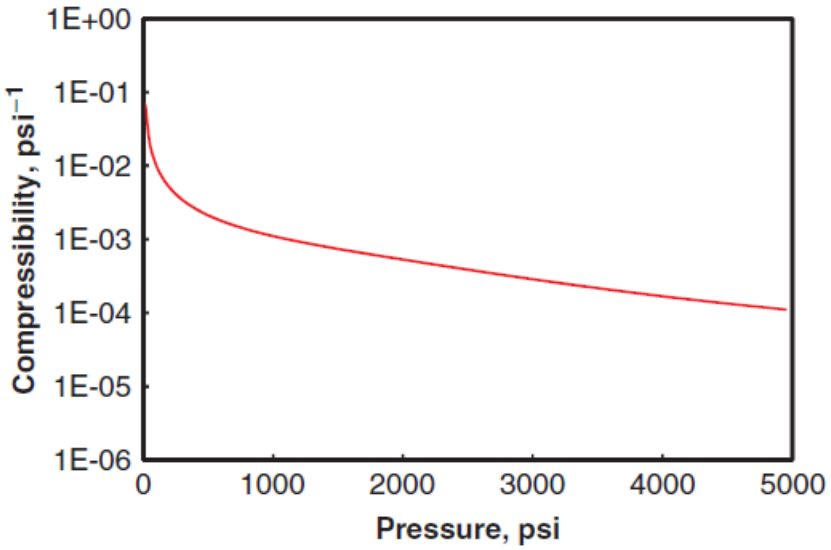
انضغاطية الغاز المعزول حراريًا، أو كما يُعرف أيضًا بـ معامل انضغاط الغاز عند درجة حرارة ثابتة، هو مقياس لمدى قدرة الغاز على الانضغاط (أو تقليص حجمه) عندما يتعرض لتغير في الضغط، مع ثبوت درجة الحرارة و يساوي :

$$C_g = -\frac{1}{V}\left(\frac{dV}{dP}\right)_T \quad \text{---------- 109}$$

وحدات الانضغاطية 1/psi. كلما ازداد الضغط قلت انضغاطية الغاز الشكل- 8.1.

ان معامل حيود الغاز الحقيقي Real gas compressibility Z لا يساوي واحد $Z \neq 1$ و انضغاطية الغاز باستعمال معامل الحيود Z تساوي:

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z}\left[\frac{dZ}{dP}\right]_T \quad \text{---------- 110}$$



الشكل- 8.1 :علاقة انضغاطية الغاز مع الضغط.

في حالة الغاز المثالي Ideal gas و لان ان $Z=1$ ، فانضغاطية الغاز المثالي Ideal gas تساوي:

$$C_g = \frac{1}{P} \quad \text{---------- 111}$$

ممكن استعمال العلاقة التجريبية لمكين McCain[21] 1991 في حساب انضغاطية الغاز C_{pr} الاتية:

$$\rho_{pr} = 0.27\left[\frac{p_{pr}}{ZT_{pr}}\right] \quad \text{---------- 112}$$

$$C_{pr} = \frac{1}{P_{pr}} - \frac{0.27}{Z^2 T_{pr}} \left[\frac{(\partial Z / \partial P_{pr})_{T_{pr}}}{1 + (\partial P_{pr}/z)(\partial Z/\partial P_{pr})_{T_{pr}}} \right] \quad \text{---------- 113}$$

$$\left(\frac{\partial Z}{\partial \rho_{pr}}\right)_{T_{pr}} = \left(A_1 + A_2/T_{pr} + A_3/T_{pr}^3 + A_4/T_{pr}^4 + A_5/T_{pr}^5\right) + 2\rho_{pr}\left(A_6 + A_7/T_{pr} + A_8/T_{pr}^2\right)$$
$$- 5\rho_{pr}\left(A_7 + A_8/T_{pr}^2\right) + \frac{2A_{10}\rho_{pr}}{T_{pr}^3}\left(1 + A_{11}\rho_{pr}^2 - A_{11}^2\rho_{pr}^4\right)e^{\left(-A_{11}\rho_{pr}^2\right)} \quad \text{---------- 114}$$

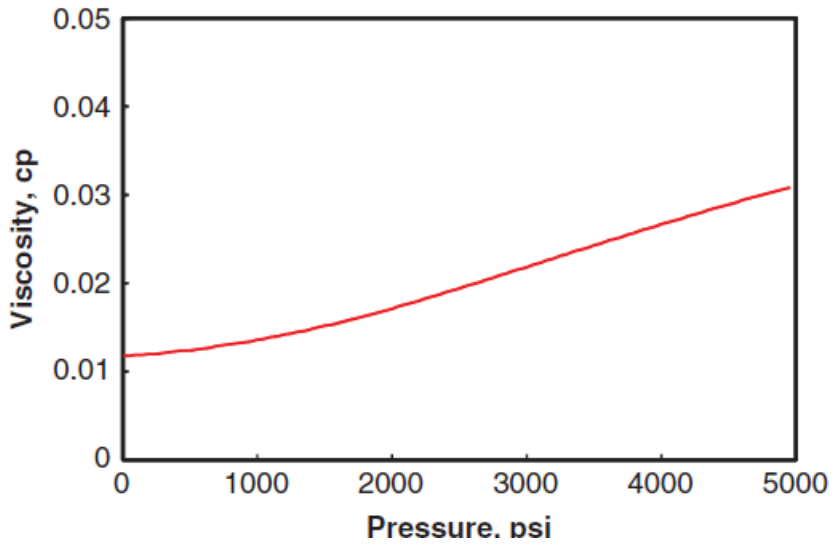
ρ_{pr} -reduced gas density

3- لزوجة الغاز Gas viscosity-μ_g

لزوجة الغاز هي مقياس لمقاومة الغاز للجريان، أو ببساطة هي مقياس للاحتكاك الداخلي الذي يبديه الغاز أثناء تحركه. تعتبر اللزوجة من الخصائص الفيزيائية المهمة التي تؤثر على تدفق الغاز عبر الأنابيب، الصخور المسامية، أو أي وسط آخر .

اللزوجة تقل بزيادة درجة الحرارة و تزداد بزيادة الضغط: عند زيادة الضغط، يقترب الغاز من حالة السائل، مما يؤدي إلى زيادة الاحتكاك الداخلي بين الجزيئات وبالتالي زيادة اللزوجة الشكل-9.1. اقترح لي وجماعته (Lee et al.، 1966) علاقة الربط الاتية لحساب لزوجة الغاز بوحدات السنتي بواز (cp) عند الضغط السائد ودرجة الحرارة كما يأتي:

$$\eta = 10^{-4} k_v \exp\left[x_v \left(\frac{\rho}{62.4}\right)^{y_v}\right] \quad \text{---------- 115}$$



الشكل- 9.1 :علاقة لزوجة الغاز مع الضغط.

المعاملات k_v، y_v، x_v هي ثوابت تعتمد على نوع الغاز وظروف التشغيل. لحسابها نستخدم المعادلات الاتية:

$$x_v = 3.448 + \frac{986.4}{T} + 0.01009\ MW \quad \text{----------} 116$$

$$y_v = 2.4 - 0.2x_v \quad \text{----------} 117$$

$$k_v = \frac{(9.379 + 0.0160\ MW)T^{1.5}}{209.2 + 19.26\ MW + T} \quad \text{----------} 118$$

عند حساب لزوجة الغاز في المكمن، فقد يحتوي الغاز على شوائب غير هيدروكربونية مثل غازات النيتروجين (N_2)، وثاني أكسيد الكربون (CO_2)، وغاز كبريتيد الهيدروجين (H_2S). هذه الغازات تؤثر على لزوجة الغاز وقد نحتاج إلى تصحيح القيم المحسوبة لهذه اللزوجة لتأخذ في اعتبارها تأثيرات هذه الشوائب.

النيتروجين (N_2): لا يعتبر النيتروجين من الغازات الهيدروكربونية، ولكن يمكن أن يكون له تأثير على اللزوجة بشكل طفيف. إذ إنه يُمكن أن يؤدي إلى تقليل اللزوجة نظرًا لكونه غازًا خاملًا وله تأثير ضعيف في مزيج الغاز.

ثاني أكسيد الكربون (CO_2): يتميز ثاني أكسيد الكربون بخواص تجعله يؤدي إلى تقليل لزوجة الغاز الهيدروكربوني بشكل ملحوظ، نظرًا لأنه غاز أقل لزوجة من الغازات الهيدروكربونية الأخرى.

غاز كبريتيد الهيدروجين (H_2S): يعتبر غاز كبريتيد الهيدروجين سامًا وقوي التفاعل، وله تأثير معقد على اللزوجة، فقد يؤدي إلى زيادة أو نقصان اللزوجة اعتمادًا على تركيزه وحالة الغاز (سائل أو غاز).

تُصحح اللزوجة لنسب الشوائب غير الهيدروكاربونية اعلاه كما يأتي:

Lee et al.[22](1966)

$$\mu_g = 10^{-4}\ K \exp\left[X\left(\frac{\rho_g}{62.4}\right)^Y\right] \quad \text{----------} 119$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02\ M_a)\ T^{1.5}}{209 + 19\ M_a + T} \quad \text{----------} 120$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01\ M_a \quad \text{----------} 121$$

$$Y = 2.4 - 0.2\ X \quad \text{----------} 122$$

$$M_a = 28.96\ \gamma_g \quad \text{----------} 123$$

إذ ان Apparent molecular weight-MW or Ma تمثل الوزن الجزيئي الظاهري للغاز، T درجة الحرارة - رانكن R^o

4- المعامل الحجمي للغاز Gas formation volume factor Bg-

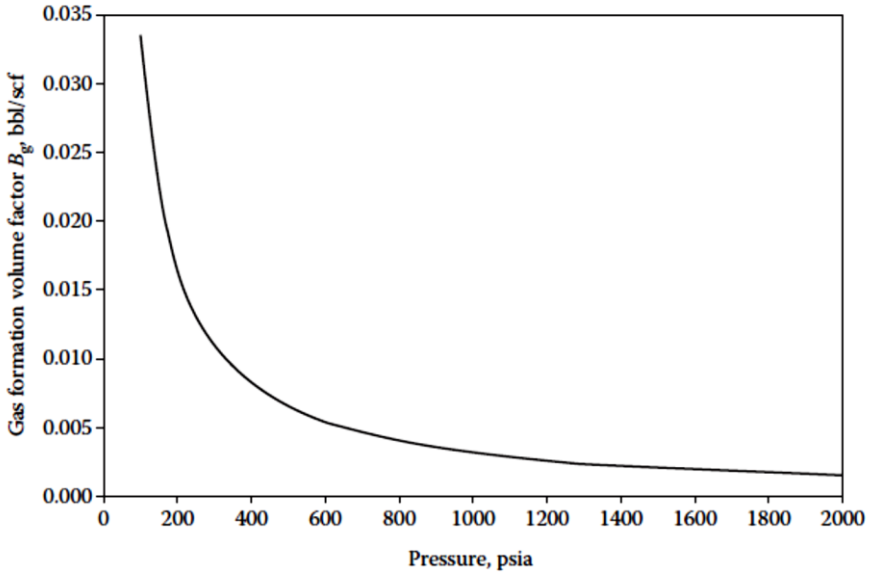
المعامل الحجمي للغاز (B_g) هو مقياس يستخدم لربط حجم الغاز في ظروف المكمن بحجم الغاز عند الظروف القياسية (الضغط 14.7 psi ودرجة الحرارة 60 درجة فهرنهايت). يعتمد المعامل الحجمي للغاز على خصائص الغاز في المكمن وظروفه مثل الضغط ودرجة الحرارة.يستخدم B_g لتحويل حجم الغاز من ظروف المكمن إلى حجم الغاز عند الظروف القياسية او بالعكس، وهو مهم جدًا في حسابات جريان الغاز و في حسابات خزين و احتياطيات الغاز في المكامن الغازية.يتناسب المعامل الحجمي للغاز مع الضغط . يتناقص مع زيادة الضغط في المكمن

- يتناسب Bg عكسيًا مع الضغط، إذ ينخفض مع زيادة الضغط في الغاز الجاف (dry gas) والغاز الرطب (wet gas) و عند انخفاض الضغط في المكمن يتمدد الغاز ويزداد حجمه مما يزيد من B_g (الشكل 1-10).

$$B_{gdry} = 0.0283\frac{Z\ T}{P} \quad \text{---------- 124}$$

$$M_o = \frac{6084}{API - 5.9} \quad \text{---------- 125}$$

$$B_{g\ wet} = \frac{Z \times T}{P} \times \frac{[0.0282\ R_s + ((3758 \times (141.5/(131.5 + API)))/M_o)]}{[R_s + 1330000((141.5/(131.5 + API))/M_o)]} \quad \text{---------- 126}$$



الشكل- 10.1 :علاقة المعامل الحجمي للغاز مع الضغط.

B_g is the gas formation volume factor, ft^3/SCF
Z is the gas compressibility factor;
T is the temperature, °R
P is pressure, psi

$B_{g\ wet}$ wet gas formation volume factor، bbl/stb ، Mo is the average molecular weight of the stock tank condensate، lb/lb-mol ، API is condensate gravity

معامل تمدد الغاز – Gas Extension factor-E_g ، هو مقلوب المعامل الحجمي للغاز و يساوي:

$$E_g = 35.37\frac{P}{ZT}\text{scf/ft}^3 \quad \text{---------- 127}$$

$$E_g = 198.6\frac{P}{ZT}\text{scf/bbl} \quad \text{---------- 128}$$

5- كثافة الغاز Gas density ρ_g-

كثافة الغاز هي كتلة وحدة الحجم في الظروف المحددة، وتُعبر عن مدى تراص جزيئات الغاز في الفضاء. تُعتبر كثافة الغاز من الخصائص الفيزيائية المهمة التي تؤثر في سلوك الغاز أثناء الجريان في المكمن أو عبر تدفقه في الأنابيب. كثافة الغاز لها تأثير كبير على تصميم أنابيب النقل، إذ تستخدم لحساب السرعة والضغط داخل الأنابيب و تُستخدم في حسابات الضغط والهيدروستاتيكية للمكمن أثناء إنتاج الغاز أو حقن الغاز و تساوي:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{n}{V}MW = \frac{P}{ZRT}MW \quad \text{---------- 129}$$

ρ_g is the density of the gas, lb/ft^3
P is the pressure, psia
MW is the gas molecular weight, lb/lb-mol
Z is the compressibility factor of the gas at prevalent pressure and temperature conditions
R is the universal gas constant, 10.732 (ft^3 psia/lb-mol°R)
T is the temperature,°R

6- الكثافة النوعية للغاز(Gas Specific Gravity - γ_g)

الكثافة النوعية للغاز هي مقياس يستخدم لمقارنة كثافة الغاز نسبة" لكثافة الهواء في نفس الظروف القياسية. تُعتبر الكثافة النوعية للغاز من الخصائص الفيزيائية التي تُساعد في تحديد سلوك الغاز وتطبيقات المعالجة والنقل في العديد من الصناعات، بما في ذلك صناعة النفط والغاز.

الصيغة العامة للكثافة النوعية للغاز:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g(T_{sc}, P_{sc})}{\rho_{air}(T_{sc}, P_{sc})} \quad \text{---------- 130}$$

كثافة الهواء عند الظروف القياسية تساوي ρ_{air}=0.0752 lb/cu ft، كما و يمكن ايجاد الكثافة النوعية للغاز γ_g بحسب الصيغة الاتية:

$$\gamma_g = \frac{MW}{MW_{air}} = \frac{MW}{28.97} \quad \text{---------- 131}$$

γ_g ، gas specific gravity ، MW ، gas molecular weight

7- ضغط نقطة الندى للغاز (P_d) (Dew Point Pressure - P_d)

ضغط نقطة الندى للغاز هو أقل ضغط يمكن أن يحدث عنده تكثف للغاز، إذ يبدأ الغاز بالتكثف إلى سائل عند الضغط المنخفض. وتُستعمل هذه الخاصية بشكل رئيسي في مكامن الغازات المتكثفة (Gas condensate reservoirs)، إذ أن الغاز في هذه المكامن يحتوي على مكونات تتكثف عند ضغط أقل من نقطة الندى ، و يُحسب كما يأتي:

*** باستعمال الكثافة النوعية للغاز**

1- Al-Dhamen[23] (2011)

$$\ln(P_d) = a_1 + a_2 \ln\left(\frac{GOR \times \gamma_g}{\gamma_{7+}}\right) + a_3 \ln(T_R) + a_4 \gamma_g + \frac{a_5}{\gamma_{cond.}} + a_6 e^{a_7 + a_8 \ln(GOR)} \quad \text{---------- 132}$$

a_1	18.6012
a_2	−0.1520
a_3	−0.1674
a_4	0.0685
a_5	−5.8982
a_6	−0.0559
a_7	8.496
a_8	−0.7466

P_d dew point pressure، psia GOR gas oil ratio SCF/STB ،$T_R$reservoir temperature R^o ، γ_{cond} condensate specific gravity، γ_g gas specific gravity

A_i	Value	A_i	Value
A_0	4268.85	A_{10}	691.5298
A_1	0.094056	A_{11}	40660.36
A_2	−7157.87	A_{12}	205.26
A_3	−4540.58	A_{13}	−7260.32
A_4	−4663.55	A_{14}	−352.413
A_5	−1357.56	A_{15}	−114.519
A_6	−7776.10	A_{16}	8.133
A_7	−9967.9	A_{17}	94.916
A_8	−4257.10	A_{18}	238.252
A_9	−1417.10		

جدول- 8.1 :معاملات لحساب P_d للعلاقات التجريبية Elsharkawy

*** باستعمال مكونات الغاز**

2- Elsharkawy[24] (2001)

$$P_d = A_0 + A_1 Tf + A_2 xH_2S + A_3 xCO_2 + A_4 xN_2 + A_5 xC_1 + A_6 xC_2 + A_7 xC_3 + A_8 xC_4 + A_9 xC_5 + A_{10} xC_6 + A_{11} xC_7 + A_{12} MW_{C_{7+}} + A_{13} \gamma_{C_{7+}} + A_{14}\left(xC_{7+} MW_{C_{7+}}\right) + A_{17}\left\{\frac{xC_{7+}}{xC_1 + xC_2}\right\} + A_{18}\left\{xC_{7+}/(xC_2 + xC_3 + xC_4 + C_5 + C_6)\right\}$$ ---------- 133

أُدرجت الثوابت لحساب P_d للعلاقات التجريبية Elsharkawy في الجدول- 8.1 .

3-1-1 الخواص الفيزيائية للماء Water properties

1-المعامل الحجمي للماء Water Formation Volume Factor-B_w

المعامل الحجمي للماء هو علاقة ربط ما بين حجم برميل من الماء في الظروف السطحية STB الى حجمه في ظروف المكمنbbl ، وحداته bbl/STB.

يمكن حساب المعامل الحجمي للماء B_w من المعادلة ادناه Hewlett[25] (1982) :

$$B_w = A_1 + A_2\, p + A_3\, p^2$$ ---------- 134

إذ ان قيم الثوابت A3-A1 تُحدد كما يأتي:

$$A_i = a_1 + a_2(T - 460) + a_3(T - 460)^2$$ ---------- 135

قيم الثوابت a3-a1 لحالة وجود غاز متحرر Free gas او حالة تشبع الماء بالغاز Gas saturatedالمذاب في الماء أُدرجت فيما يأتي:

Gas-Free Water

A_i	a_1	a_2	a_3
A_1	0.9947	$5.8(10^{-6})$	$1.02(10^{-6})$
A_2	$-4.228(10^{-6})$	$1.8376(10^{-8})$	$-6.77(10^{-11})$
A_3	$1.3(10^{-10})$	$-1.3855(10^{-12})$	$4.285(10^{-15})$

Gas-Saturated Water

A_i	a_1	a_2	a_3
A_1	0.9911	$6.35(10^{-5})$	$8.5(10^{-7})$
A_2	$-1.093(10^{-6})$	$-3.497(10^{-9})$	$4.57(10^{-12})$
A_3	$-5.0(10^{-11})$	$6.429(10^{-13})$	$-1.43(10^{-15})$

درجة الحرارة رانكن R^o .

2-لزوجة الماء Water Viscosity-μ_w

اوجد ميحان Meehan[26] (1980) علاقة لحساب لزوجة الماء اعتمادا على الضغط و ملوحة الماء وكما يأتي:

$$\mu_w = \mu_{wD}\,[1 + 3.5 \times 10^{-2}\ p^2\,(T-40)] \quad \text{---------- 136}$$

$$\mu_{wD} = A + B/T \quad \text{---------- 137}$$

$$A = 4.518 \times 10^{-2} + 9.313 \times 10^{-7} Y - 3.93 \times 10^{-12} Y^2 \quad \text{---------- 138}$$

$$B = 70.634 + 9.576 \times 10^{-10} Y^2 \quad \text{---------- 139}$$

μ_w = brine viscosity at p and T, cp
μ_{wD} = brine viscosity at p = 14.7, T, cp
p = pressure of interest, psia
T = temperature of interest, T °F
Y = water salinity, ppm

و اوجد بيكز و بريل Brill and Beggs[19] (1978) علاقة لحساب لزوجة الماء اعتمادا على درجة الحرارة فقط على النحو الاتي:

$$\mu_w = \exp\,(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2) \quad \text{---------- 140}$$

وحدات الحرارة درجة فهرنهايتية F^o واللزوجة سنتي بواز cp-

3-نسبة الغاز المذاب في الماء Gas Solubility in Water-R_{sw}

نسبة الغاز المذاب في الماء يحدد من المعادلة الاتية McCain[27] (1988) :

$$R_{sw} = A + B\,p + C\,p^2 \quad \text{---------- 141}$$

إذ ان قيم الثوابت A،B،C تساوي:

$$A = 2.12 + 3.45\ (10^{-3})\ T - 3.59\ (10^{-5})\ T^2$$
$$B = 0.0107 - 5.26\ (10^{-5})\ T + 1.48\ (10^{-7})\ T^2$$
$$C = 8.75\ (10^{-7}) + 3.9\ (10^{-9})\ T - 1.02\ (10^{-11})\ T^2$$

درجة الحرارة بالفهرنهايت.

4-انضغاطية الماء Water Compressibility-c_w

اوجد بيكز و بريل Brill and Beggs[19] (1978) علاقة لحساب انضغاطية الماء c_w بلا تصحيح للغاز المذاب في الماء و المواد الصلبة كما يأتي:

$$C_w = (C_1 + C_2 T + C_3 T^2) \times 10^{-6} \quad \text{---------- 142}$$

اذ ان :

$$C_1 = 3.8546 - 0.000134\ p$$
$$C_2 = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7}\ p$$
$$C_3 = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$$

$T = °F$
$p = psia$
$C_w = psi^{-1}$

5- كثافة الماء ρ_w -Water Density

اوجد مكين McCain[28] (1990) العلاقة الاتية في حساب كثافة الماء المكمني في ظروف السطح:

$$\rho_{w\,ST} = 62.368 + 0.438603\,S + 1.60074 \times 10^{-9}\,S^2 \quad \text{---------- 143}$$

- $\rho_{w\ ST}$ is the water density at sock tank conditions، lb/ft^3
- S is the salt concentration in weight percent، Wt%

2-1 : انواع الصخور - Types of the rocks:

تُصنف الصخور على نطاق واسع إلى ثلاث مجموعات:

1-الصخور النارية (Igneous Rocks)

تُعتبر الصخور النارية من الصخور الأكثر شيوعًا، إذ تشكل مع الصخور المتحولة Metamorphic rocks حوالي 90-95% من صخور قشرة الأرض. تنشأ هذه الصخور نتيجة لتصلب المواد المنصهرة التي تنبعث من باطن الأرض، أي من الصهارة التي تبرد وتتحول إلى صخور صلبة. تتنوع الصخور النارية في تكوينها وخصائصها بناءً على سرعة تبريد الصهارة والمكونات الكيميائية المختلفة. تتكون الصخور النارية من معادن مختلفة مثل الكوارتز، الفلسبار، والميكا ، وترتبط هذه المعادن بشكل رئيسي بمحتوى السليكا.تعتبر الصخور النارية غير نفاذة و ذات مسامية منخفضة للغاية، مما يعني أنها لا تسمح بمرور السوائل بشكل جيد وهذا يجعلها غير مناسبة تمامًا كمخزون للهيدروكربونات.

الصخور النارية ، ممكن ان تكون صخور بركانية (Extrusive): تتشكل عند سطح الأرض عندما تندفع الصهارة وتبرد بسرعة، مما يؤدي إلى تكوين الصخور مثل البازلت والداسيت او صخور جوفية (Intrusive) اذ تتشكل تحت سطح الأرض عندما تبرد الصهارة ببطء، مما يسمح بتكوين بلورات أكبر، مثل الجرانيت والديوريت.

2- الصخور الرسوبية (Sedimentary Rocks)

تُعتبر الصخور الرسوبية من أنواع الصخور التي تشكلت نتيجة لتراكم الرواسب التي تفتت وتكسرت من الصخور القديمة بفعل التآكل او التي تشكلت بفعل كيميائي او حيوي. تُنقل هذه الرواسب المتفتتة إلى بيئات منخفضة مثل الأحواض أو البحيرات إذ تتراكم وتتصلب. مع مرور الزمن، يتسبب الضغط الناتج عن تراكم الطبقات العلوية والتصلب الناتج عن عمليات التسميت في تكوين الصخور الرسوبية. تتميز هذه الصخور بأنها بيئة مثالية لتجمع الهيدروكاربونات (النفط والغاز) وذلك بسبب خصائصها الفريدة مثل المسامية و النفاذية العالية مقارنةً بأنواع الصخور الأخرى. تتعدد أنواع الصخور الرسوبية وتعتمد على نوع الرواسب وطريقة ترسيبها، ومنها الصخور الرملية sandstone، الصخور الغرينية siltstone، والطينية shale.

كما يُمكن تصنيف الصخور الرسوبية إلى مجموعتين رئيسيتين بناءً على درجة صلابتها:

*** الصخور المرنة (Clastic Rocks)**

الصخور المرنة هي تلك التي تتكون من تفتت وتكسر الصخور القديمة. وتحتوي هذه الصخور على جزيئات مترسبة من صخور أقدم تعرضت للتآكل. تشمل الصخور المرنة (الجدول- 9.1) :

-الطين :(Shale) يتكون من جزيئات دقيقة من الطين التي تتراكم في بيئات هادئة مثل البحيرات.

-الصخور الرملية :(Sandstone) تتكون من جزيئات الرمل التي تكون قد تحركت عبر المياه.

-الحصى :(Conglomerate) يتكون من جزيئات كبيرة نسبيًا مثل الحصى والصخور الكبيرة.

Clastic Rock - Formed From Debris

Rock Type	Particular	Diameter
Conglomerate	Pebbles	- 2 to 64 mm
Sandstone	Sand	- 0.06 to 2 mm
Siltstone	Silt	- 0.003 to 0.06
Shale	Clay	- Less than 0.003

الجدول-9.1 :حدود حجم حبيبات لانواع الصخور الرملية

****الصخور غير المرنة (Non-Clastic Rocks)**

الصخور غير المرنة هي الصخور التي تنشأ إما من منشأ كيميائي أو حيوي . وتشمل (الجدول- 10.1) :

Nonclastic - Mostly of Chemical or Biochemica

Rock Type	Composition	
Limestone	Calcite	- CaCO3
Dolomite	Dolomite	- CaMg(CO3)2
Salt	Halite	- NaCI
Gypsum	Gypsum	- CaSO4.2H2O
Chert	Silica	- SiO2
Coal	Chiefly Carbon	

الجدول1. 10:مكونات انواع الصخور المختلفة

-الصخور الكلسية :(Limestone) وهي الصخور التي تتكون من تراكم الكالسيوم المتحلل من الكائنات الحية مثل الأصداف. و الشعاب المرجانية.

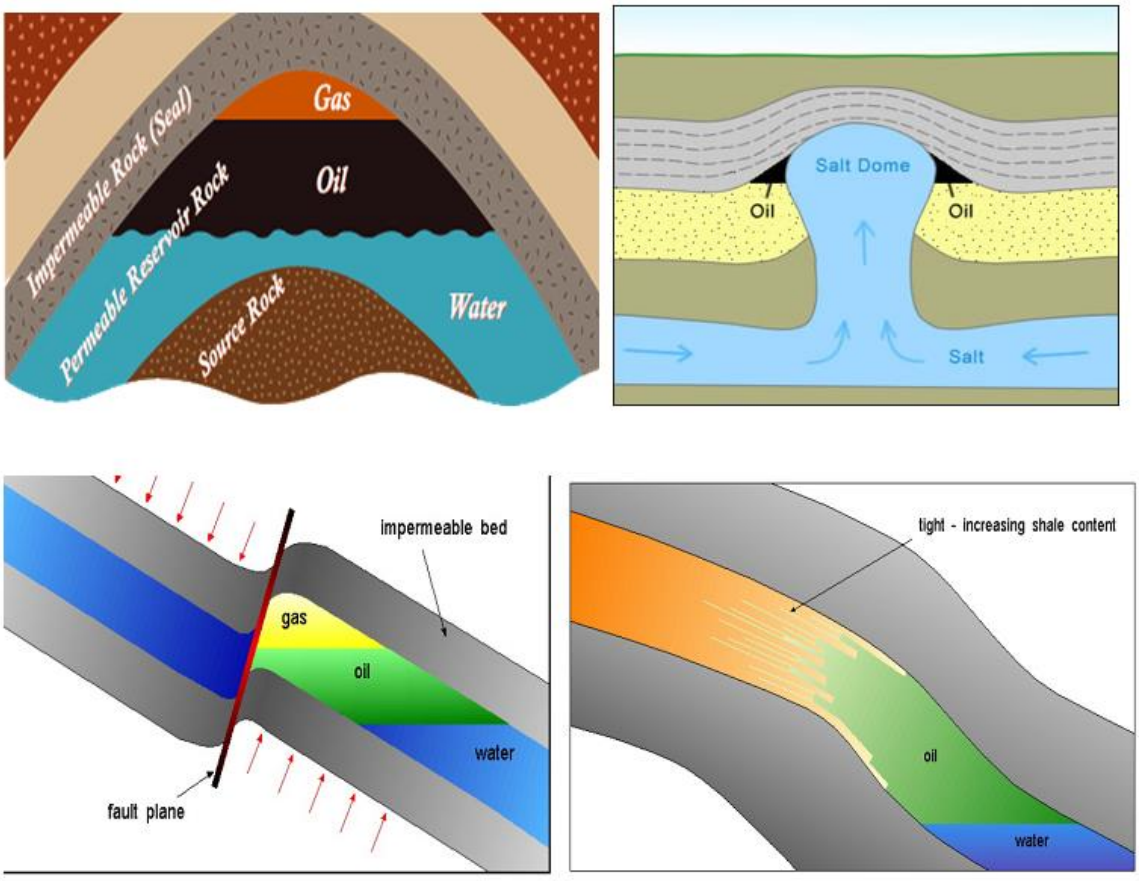
- الدولوميت (Dolomite): يشمل المعادن التي تحتوي على الكالسيوم والمغنيسيوم.

-الصخور الملحية :وهي الصخور التي تحتوي على أملاح مثل الهالايت(HaliteNaCl).

3- الصخور المتحولة-Metamorphic rocks :

تتحول الصخور النارية او الصخور الرسوبية الى صخور متحولة بفعل الحرارة و/أو الضغط العالي. أمثلة على الصخور المتحولة ،الرخام Marble- و هو حجر جيري limestone متحول.

و بصورة عامة ، فيُوجد النفط في الصخور الرسوبية فقط، لأن صخورها تتميز بالمسامية والنفاذية التي تسمح بتجمع الهيدروكربونات بداخلها. أما الصخور النارية والمتحولة، فلا نعثر على النفط أو الغاز فيها، لأن كلاهما غير مسامي إلى حد كبير , و هذا يمنع الهيدروكربونات من التجمع في داخلها. ومع ذلك، توجد بعض الاستثناءات النادرة، إذ يمكن أن تتسرب الهيدروكربونات من التكوينات الرسوبية المجاورة عبر الشقوق و تتجمع في هذه الأنواع من الصخور.



الشكل- 11.1 :انواع التراكيب الجيولوجية والتي تصلح لان تكون مصائد للتجمعات الهيدروكاربونية . Stratigraphic، Fault،Salt dome،Anticline

3-1 : عناصر تشكُل المكمن:

لتشكل أي مكمن نفطي أو غازي بحيث يكون قادر على جمع كميات اقتصادية من الهيدروكربونات فيجب أن ان تتوفر فيه العناصر الاتية:

1- التركيب الجيولوجي المناسب:

وجود طيات(Folds) ، قبب ملحية(Salt domes) ، فوالق(Faults) ، أو تغيرات استراتيغرافية (Stratigraphic changes) الشكل 1-11، هذه التراكيب الجيولوجية تخلق بيئات محاصرة للهيدروكربونات لخزنها. يمكن أن تكون التغيرات في التركيب الجيولوجي ناتجة عن ضغوط وحرارة تؤدي إلى تغييرات كبيرة في خواص الصخور التي تشكل المكمن.

2- توفر حجم مسامي (مسامية) كاف لخزن الهيدروكربونات.

3- وجود اتصال كاف (نفاذية) لهذه المسامات للسماح لانتقال المائع الى مسافات بعيدة.

4- وجود غطاء غير نفاذ أو صخور غير نفاذة -Impermeable cap rocks تعلو المكمن للحفاظ على الهيدروكربونات في داخل المكمن و منع تسربها إلى السطح.

4-1 خواص الصخور المكمنية

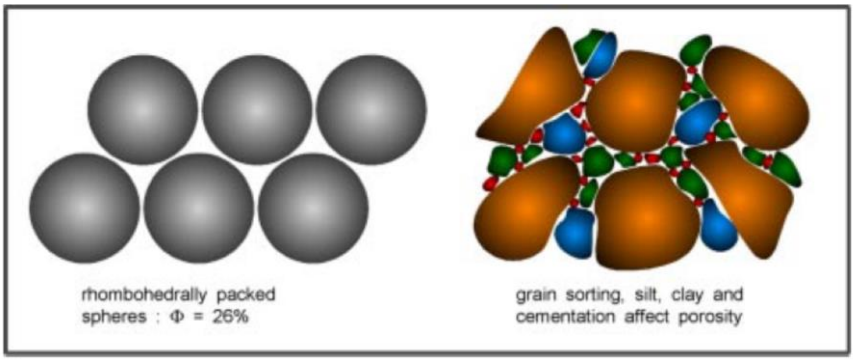
خواص الصخور المكمنية تعتبر من العوامل الأساسية لتحديد قدرة المكمن على تخزين وإنتاج الهيدروكربونات. ومن بين أهم هذه الخواص:

1- المسامية –porosity :

تمثل المسامية حجم الفراغ المسامي للصخرة نسبة الى الحجم الكلي و تساوي:

$$\phi = \frac{\text{pore volume}}{\text{bulk volume}}.$$

يمكن تحديدها باستعمال مجسات الآبار، مثل المجس الصوتي (sonic log)، مجس الكثافة (density log)، أو مجس النيوترون (neutron log)، أو تُقاس في المختبر باستعمال نماذج اللباب الصخري cores. تتأثر المسامية بعدة عوامل، مثل حجم وشكل وتوزيع المسامات، الإضافة إلى مدى تصنيق حجم حبيبات الصخرة (sorting) و كما هو موضح في الشكل 12.1.



الشكل- 12.1: بعض العوامل المؤثرة على المسامية .

يمكن للعمليات التحويرية (Diagenesis) أن تحدث بعد الترسيب، مثل عملية التسميت (Cementation)، إعادة التبلور (Recrystallization)، التشقق (Fracturing)، وغيرها. هذه العمليات تتسبب في تغيير كبير في نسبة حجم المسامات وتوزيعها. في هندسة المكامن، تُعتبر المسامات الفعالة، وهي المسامات المترابطة فقط ، ذات أهمية كبيرة، لأنها الوحيدة التي

يمكن أن تسهم في الإنتاج الطبيعي. يوضح الجدول 11.1 حدود قيم المسامية لبعض أنواع الصخور.

Rock Type	Porosity Range
Diatomite	50–60%
Chalk	50–60%
Clean sandstone	25–30%
Typical sandstone	15–25%
Shaly sandstone	5–15%
Tight gas sand	5–12%
Limestone	2–15%
Fractured shale	0.5–8%
Coalbed methane	0.5–4%

جدول- 11.1: حدود المسامية لانواع الصخور

2- النفاذية -Permeability

النفاذية هي مقياس سهولة تدفق المائع عبر الصخرة المسامية، و تعتمد على الترابط بين المسامات. تتواجد النفاذية بثلاث أنواع على النحو الاتي:

النفاذية المطلقة (Absolute permeability- ka): هي مقياس لقدرة الصخرة على نقل مائع أحادي الطور.تقاس في المختبر عبر السماح للمائع بالجريان عبر اللباب الصخري (cores)، اذ يكون النموذج الصخري مشبعًا بنسبة 100% من المائع نفسه . لا تتغير النفاذية المطلقة بتغير نوع المائع. تتأثر النفاذية المطلقة بحجم حبيبات الصخرة (grains) وتركيب النسيج الصخري، فكلما زاد حجم الحبيبات زادت النفاذية، والعكس صحيح. يبين الجدول 12.1 حدود نفاذية بعض أنواع الصخور.

Rock Type	Permeability Range
Clean sandstone	10–1 000+ md
Typical sandstone	10–100 md
Shaly sandstone	0.1–10 md
Tight gas sand	1–100 µd
Limestone	1 μd –10 000+ md
Coalbed methane	1–100 md
Fractured shale	0.1–100 md

الجدول- 12.1 :حدود النفاذية لانواع الصخور

النفاذية الفعالة Effective permeability-k_e هي مقياس لقدرة المائع على التدفق عبر الوسط المسامي في وجود موائع أخرى. على سبيل المثال، النفاذية الفعّالة للنفط هي مقياس لقدرته على التدفق في وجود الماء، وفي بعض الحالات، في وجود كل من طوري الماء والغاز مع النفط.

ينطبق نفس التعريف للنفاذية الفعالة على الغاز، مما يشير إلى قدرته على التدفق في وجود النفط أو الماء أو كليهما. تكون النفاذية الفعالة دائمًا أقل من القيمة المطلقة للنفاذية ka.

النفاذية النسبية Relative permeability-kr وتمثل نسبة النفاذية الفعالة إلى النفاذية المطلقة لنفس الصخرة اي ان $k_r=k_e/k_a$.

تُحسب النفاذية بطرائق مختلفة من : فحص الابار wells testing ، اللباب الصخري core samples ، مجسات الابار well logs و من طرائق الربط التجريبية Empirical correlations.

3- انضغاطية الصخرة Rock compressibility-

انضغاطية الصخرة تساوي نسبة التغير بالحجم المسامي للصخرة الى الحجم المسامي الاصلي عند تغير وحدة الضغط (المعادلة رقم- 144). لما كان هنالك علاقة ربط ما بين الحجم المسامي و المسامية , أمكن تحديد انضغاطية الصخرة من التغير بالمسامية.

$$Cf = \frac{1}{PV}\frac{\Delta PV}{\Delta p} \approx \frac{1}{\emptyset}\frac{\Delta \emptyset}{\Delta p} \quad \text{---------- 144}$$

فيما يأتي علاقات تجريبية Newman[29] (1973) لحساب انضغاطية الصخور الكلسية والصخور الرملية الصلدة و غير الصلدة (الجدول 1. 13) :

$$c_f = \frac{a}{[1+cb\phi]} \quad \text{---------- 145}$$

For consolidated sandstones

$a = 97.32 \times 10^{-6}$

$b = 0.699993$

$c = 79.8181$

For limestones

$a = 0.8535$

$b = 1.075$

$c = 2.202 \times 10^{6}$

Rock Type	Pore Volume Compressibility Range
Consolidated sandstone	$3–20 \times 10^{-6}$ psi^{-1}
Typical sandstone	$3–40 \times 10^{-6}$ psi^{-1}
Unconsolidated sandstone	$3–80 \times 10^{-6}$ psi^{-1}
Limestone	$3–80 \times 10^{-6}$ psi^{-1}

الجدول- 13.1 :حدود انضغاطية الحجم المسامي لانواع الصخور

او يمكن حسابها من العلاقات ادناه:

For consolidated limestones: $c_r = \exp\left[4.026 - 23.07\,\phi + 44.28\,\phi^2\right] \times 10^{-6}/psi$ ---------- 146a

For consolidated sandstones: $c_r = \exp\left[5.118 - 36.26\,\phi + 63.98\,\phi^2\right] \times 10^{-6}/psi$ ---------- 146b

For unconsolidated sandstones (for $\phi \geq 0.2$): $c_r = \exp\left|34.012\,[\phi - 0.2]\right| \times 10^{-6}/psi$ ---------- 146c

الانضغاطية الكلية و تشمل انضغاطية المائع و الصخرة معا ، فيما يأتي معادلات حساب الانضغاطية الكلية لحالتي جريان مائع واحد و في حالة جريان موائع متعددة في ان واحد على التوالي:

$$c_t = S_o c_o + S_w c_s + S_g c_g + c_f \quad \text{-------- 147}$$

where S_o, S_w, S_g = oil, water, and gas saturation
c_o = oil compressibility, psi^{-1}
c_w = water compressibility, psi^{-1}
c_g = gas compressibility, psi^{-1}
c_t = total reservoir compressibility

4- التشبّع المائي -Water saturation Sw:

التشبع المائي water saturation-S_w يمثل نسبة حجم الماء من الحجم المسامي ، وبالمثل يُعرف تشبع النفط So و يساوي نسبة حجم النفط الى الحجم المسامي و تشبع الغاز Sg يمثل نسبة حجم الغاز الى الحجم المسامي .

$$S_w = \frac{\text{water volume}}{\text{pore volume}}, \quad S_o = \frac{\text{oil volume}}{\text{pore volume}}, \quad S_g = \frac{\text{gas volume}}{\text{pore volume}}$$

ان مجموع قيم تشبع الموائع يساوي واحد اي ان $S_w + S_O + S_g = 1$.يمكن قياس هذه القيم في المختبر باستعمال اللباب الصخري او من حسابات الضغط الشعري capillary pressure و يمكن الحصول على قيم تشبع الموائع من تفسير مجسات الابار. الجدول-14.1 يبين حدود التشبع المائي لبعض انواع الصخور.

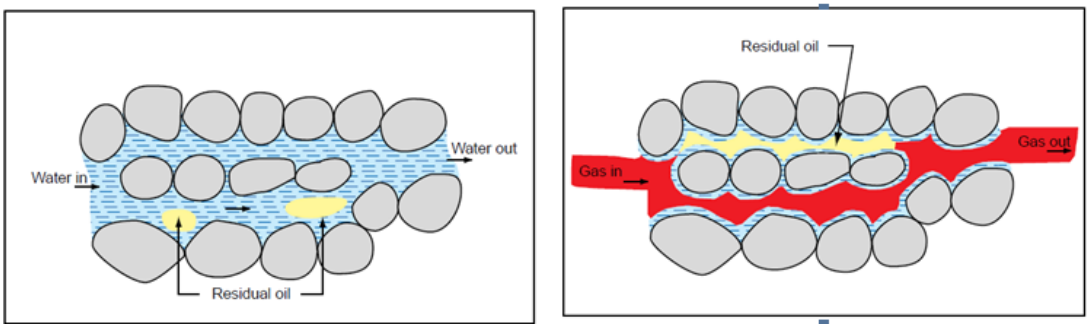
Rock Type	Water Saturation Range
Clean sandstone	15–20%
Typical sandstone	20–30%
Shaly sandstone	30–40%
Tight gas sand	35–70%
Limestone	15–40%
Coalbed methane	100%

الجدول- 14.1 :حدود التشبع المائي لانواع الصخور

5- التشبّع المائي المتبقي Irreducable water saturation-S_{wi} : هو الحد الأدنى من التشبع المائي بعد إزاحة الهايدروكاربون و يعتمد على حجم حبيبات grains الصخرة فكلما كبر كلما تقل قيمة التشبع المتبقي ، و يعتمد ايضا على حجم و الشكل الهندسي للمسامات.

6- التشبع النفطي المتبقي Residual oil saturation-S_{or} هو حجم النفط المتبقي في المكمن بعد انتهاء ازاحته بالماء. يتاثر بعوامل متعددة منها قابلية تبلل الصخرة بالمائع

wettability ،المسامية porosity و النفاذية permeability ، اللزوجة ، الشد السطحي للمائع و طريقة الازاحة هل الازاحة بالماء او الازاحة بالغاز (الشكل- 13.1). يُعد التشبع المتبقي عاملا مهما في كميات انتاج النفط ، اذ يحدد مقدار النفط الذي يمكن استخلاصه من المكمن و يقاس من اللباب الصخري ، مجسات الابار و من البيانات الانتاجية.



الشكل- 13.1 : تاثير طريقة الازاحة في التشبع النفطي المتبقي

5-1 طاقة الدفع للمكامن النفطية Oil reservoir drive mechanisms

تمثل آليات الدفع في المكامن النفطية الأساس الفيزيائي الذي يحدد كيفية تحرك الموائع (نفط–غاز–ماء) داخل الصخور الخازنة أثناء الإنتاج. فعندما يبدأ البئر بالسحب، ينخفض الضغط في جوار البئر وتستجيب المنظومة المكمنية بمحاولة إعادة التوازن، وذلك من خلال قوى طبيعية كامنة في المكمن تعمل على دفع النفط نحو البئر. هذه القوى أو "طاقة الدفع" هي العامل الرئيسي الذي يحدد:

- السلوك الديناميكي للمكمن.
- معدل الإنتاج وإمكانية استمراريته.
- الاحتياطي القابل للاستخلاصRecovery .
- الحاجة إلى عمليات دعم الضغط أو الاستخلاص المعزز مستقبلاً.

وتُعد معرفة آلية الدفع المسيطرة في أي مكمن خطوة محورية **في** تصميم برامج الإنتاج، تفسير فحوصات الآبار، وتحليل أداء الآبار أثناء فترة الإنتاج اللاحقة.

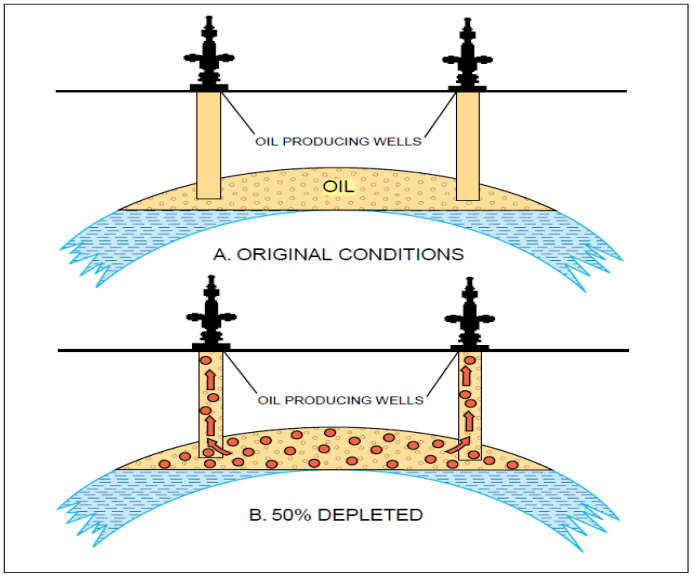
أنواع آليات الدفع الطبيعية في المكامن

توجد عدة آليات طبيعية تتحكم بازاحة النفط نحو البئر، وتختلف حسب خواص الموائع، الطبيعة الجيولوجية، والشروط الديناميكية للمكمن. يمكن تلخيصها في الآليات التالية:

1- -طاقة دفع الغاز المذاب (طاقة الاستنزاف- Solution Gas drive (depletion

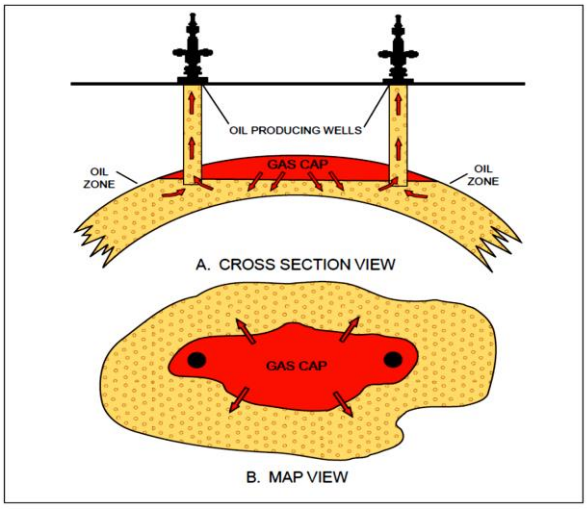
عند وجود ضغط عالٍ في المكمن النفطي، يمكن أن يحتوي النفط على كميات كبيرة من الغاز

المذاب. كلما زاد حجم الغاز المذاب في النفط زادت انضغاطية النفط. في المكامن التي لا يوجد فيها دفع مائي أو يوجد فيها دفع مائي ضعيف ، يمكن للغاز المذاب في النفط أن يكون مصدرًا للطاقة في عملية انتاج النفط إذ يتمدد الغاز متسببا في ازاحة النفط نحو البئر ثم الى السطح الشكل- 14.1.



الشكل- 14.1: طاقة دفع الغاز المذاب

عند انخفاض الضغط في المكمن إلى ما دون ضغط التشبع (ضغط الفقاعة)، تتشكل فقاعات غازية صغيرة داخل المسامات هذه تضيف قوة دفع للنفط نحو حفرة البئر. عندما يصل تشبع الغاز إلى التشبع الحرج حوالي 5-10% ، بعدها يبدأ الغاز بالحركة بشكل منفصل عن النفط باتجاه البئر أو قد يتجمع في الجزء العلوي من المكمن. مع الانتاج يزداد تحرر الغاز (تشبع الغاز) من النفط و تزداد النفاذية النسبية له و يزداد إنتاج الغاز و ذلك يُسبب هدر في طاقة المكمن نتيجة لفقدان كميات من الغاز, يصاحبه هبوط في إنتاج النفط بشكل تدريجي.



الشكل- 15.1: طاقة دفع القبة الغازية

الحد الأقصى لاستخلاص النفط باستعمال طاقة دفع الغاز المذاب يتراوح بين 5% الى30%، وتعتبر هذه الطريقة فعالة في المكامن ذات الضغط العالي و الغاز العالي المذاب في النفط.

2- طاقة دفع غاز القبة الغازية Gas cap drive

في مكامن القبة الغازية (Gas cap reservoirs) مع طاقة دفع مائي قليل او معدوم الشكل-15.1, فان طاقة الدفع تتشكل بشكل رئيسي من جراء تمدد غاز القبة الغازية التي تعلوالنفط.

في هذه المكامن، يكون غاز القبة موجودًا منذ تكوين المكمن ويعمل كمصدر للطاقة عند بدء عملية الإنتاج. كما أن تحرر الغاز المذاب في النفط عبر عملية الإنتاج وتجمعه في القبة الغازية يساهم ايضا في زيادة طاقة الدفع ،لكن مع ذلك هناك جانب من الطاقة المفقودة نتيجة لتحرر الغاز المذاب من النفط حين عملية الإنتاج، و كذلك فقدان في طاقة الدفع بسبب انتاج غاز القبة بفعل التقمع Gas coning . ذلك يتسبب في هبوط انتاج النفط تدريجيا مع الوقت .

تعتمد فعالية هذه الطريقة في دفع النفط باتجاه البئر على عدة عوامل منها: النفاذية العمودية للمكمن، حجم القبة الغازية، لزوجة النفط، معدل إنتاج النفط .نسبة استخلاص النفط المتوقعة باستعمال طاقة دفع غاز القبة تتراوح بين 20% الى 40%، وهي نسبة تحددها خصائص المكمن وظروف الإنتاج، بما في ذلك ضغط المكمن وكمية الغاز المتاح في القبة.

3- طاقة دفع الماء Water-Drive

طاقة دفع الماء تُعتبر من أهم الآليات في انتاج النفط للعديد من المكامن النفطية إذ توفر طاقة فعّالة لدفع النفط نحو البئر. تنشأ هذه الطاقة من وجود مستودعات مائية (Aquifers) توفر ضغطًا إضافيًا يدفع النفط عبر المسامات في المكمن. ثمة نوعان من المستودعات المائية التي تساهم في طاقة دفع الماء (الشكل- 16.1):

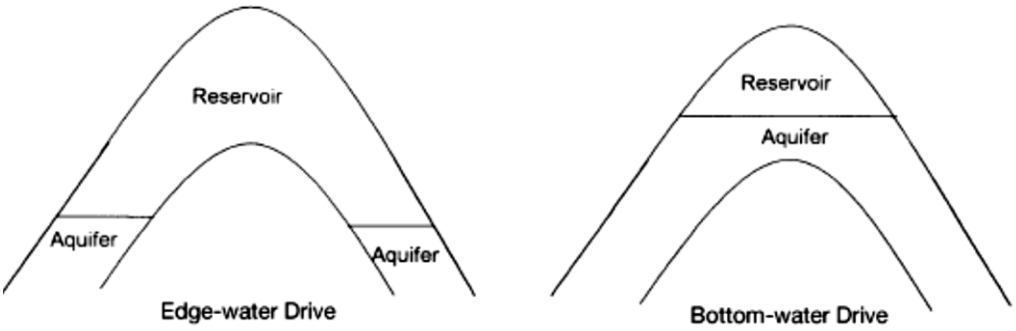
1- المستودع المائي أسفل المكمن النفطي(Bottom Water Drive) : إذ يتواجد مباشرة تحت المكمن النفطي. في هذه الحالة، يساهم الماء في دفع النفط نحو ألاعلى باتجاه فتحة البئر.

2- المستودع المائي عند أطراف المكمن(Edge Water Drive) :إذ يتواجد المستودع المائي عند الأطراف الجانبية للمكمن ويعمل على دفع النفط من هذه الأطراف نحو مركز المكمن.

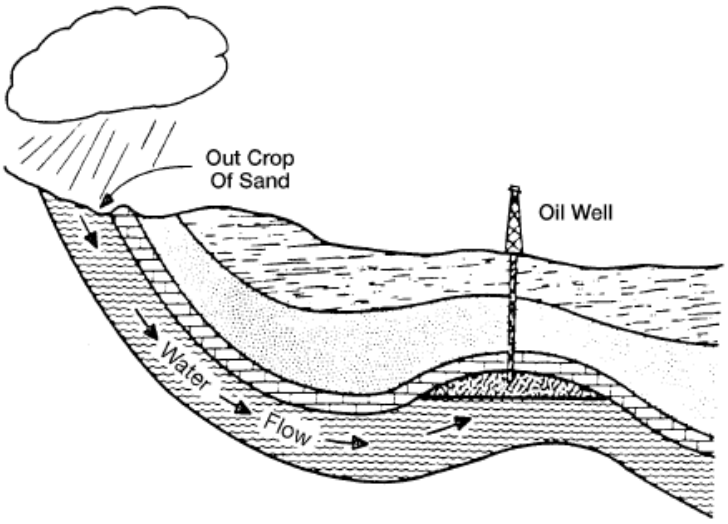
تتأثر فعالية طاقة الدفع المائية بعدة عوامل منها : معدلات إنتاج الآبار، نسبة الماء المصاحب للنفط (Water Oil Ratio – WOR و نوع المستودع المائي فيما لو كان المستودع المائي مغلقًا أو مفتوحًا إلى مصدر تغذية الماء ، اذ سيساهم في الحفاظ على استدامة ضغط المكمن و دعم الإنتاج (الشكل- 17.1).

نسبة استخلاص النفط من جراء طاقة الدفع المائي تتراوح عادة بين 30% الى 40%، وقد تصل في بعض الحالات إلى 50% ، اعتمادًا على خصائص المكمن وظروف الإنتاج.

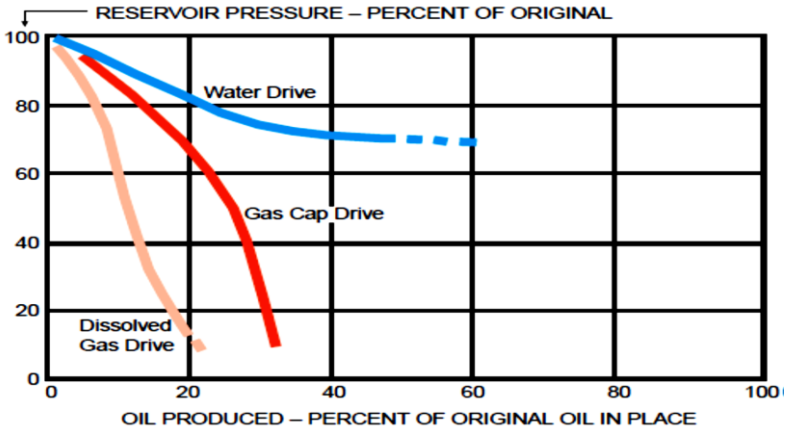
الشكل –18.1 يوضح نسب استخلاص النفط لثلاثة انواع من المكامن مع نسب استهلاك الضغط المكمني في اثناء الانتاج .



الشكل- 16.1 : طاقة دفع المستودع المائي



الشكل- 17.1 :مصدر تغذية المستودع المائي



الشكل- 18.1 :مصدر تغذية المستودع المائي

احسنها المكامن بالدفع المائي إذ نسبة الاستخلاص هي الاعلى و تحافظ على استقرارية الضغط المكمني . في حين ان المكامن بطاقة دفع الغاز المذاب هي الاقل في نسبة استخلاص للنفط والاعلى في استهلاك الضغط المكمني اذ نلاحظ انحدار سريع بالضغط مع الانتاج.

4- طاقة الدفع المركبة The Combination-Drive Mechanism

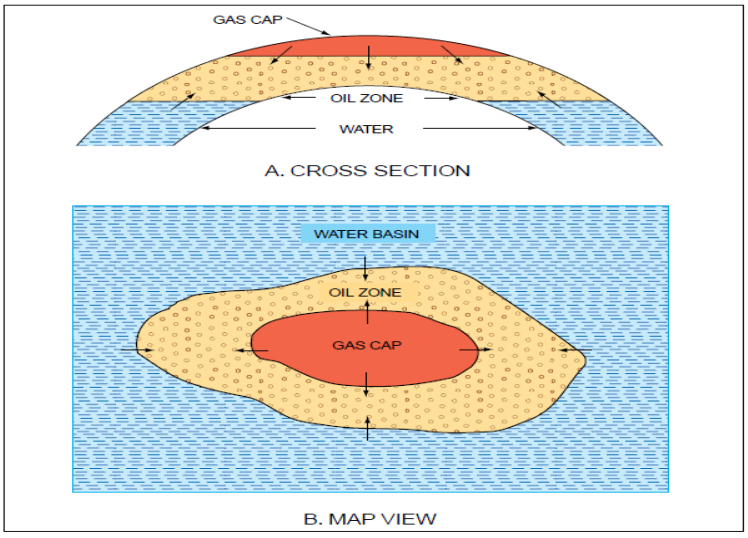
توصف طاقة الدفع المركبة هي الاكثر شيوعا في المكامن النفطية، إذ يتم تفاعل كلٌّ من الغاز الحر و المذاب والماء معًا في انتاج محصلة طاقة دفع تُزيح النفط من المكمن نحو الآبار المنتجة.

يمكن أن تتشكل أنواع مختلفة من طاقات الدفع المركبة في المكامن النفطية، ومنها:

1- طاقة دفع الغاز المذاب مع مستودع مائي ضعيف.

2- طاقة دفع الغاز المذاب مع قبة غازية صغيرة ومستودع مائي ضعيف الشكل1-19 .

3- العزل بالجاذبية: في هذه المكامن، يمكن أن تلعب قوة العزل بالجاذبية دورًا مهمًا في تحسين فعالية طاقات الدفع المركبة. إذ يساعد تأثير الجاذبية على توجيه الحركة التصاعدية للغاز نحو الأعلى، مما يعزز من فاعلية الغاز في دفع النفط نحو حفرة البئر، خاصة في حالات النفط الذي يحتوي على كميات معتبرة من الغاز المذاب.



الشكل- 19.1: طاقة الدفع المركبة

References-المصادر

1. Abhijit Y. Dandekar، " Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties" © 2013 by Taylor & Francis Group، LLC.
2. William D. McCain، Jr.، John P. Spivey، Christopher P. Lenn، "Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations ، Copyright© 2011 by PennWell Corporation ، Oklahoma ، USA
3. H.H. Hanafy; S.M. Macary; Y.M. ElNady; A.A. Bayomi; M.H. El Batanony،" A New Approach For Predicting The Crude Oil Properties" ، SPE-37439-MS، March 1997.
4. Alireza Bahadori، PhD، CEng، MIChemE، CPEng، MIEAust، NER، RPEQ "Fluid Phase Behavior for Conventional and Unconventional Oil and Gas Reservoirs" ، Gulf Professional Publishing،2017.
5. Standing، M. B.: Volume and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems، Society of Petroleum Engineers، 9th ed.، Dallas (1981)
6. Vasquez، M.، Beggs، D.، 1980. Correlations for fluid physical properties prediction. J. Pet. Technol. 32، 968–970.
7. Mazandarani، M.T.، and Asghari، S.M.، 2007. "Correlations for predicting solution gasoil ratio،bubble point pressure and oil formation volume factor at bubble-point of Iran crude oils" ، In:European Congress of Chemical Engineering (ECCE-6) Copenhagen.
8. Glaso، O.، 1980. Generalizedpressure–volume–temperature correlations. J.Pet. Technol. 32،785–795.
9. Petrosky، G.E.، Farshad، F.، 1993. Pressure-volume-temperature correlations for gulf of Mexico crude oils.SPE Paper 26644، Presented at the 68th Annual Technical Conference of the SPE in Houston، Texas، 3–6 October
10. Marhoun، M.A.، 1988. PVT correlation for middle east crude oils. J. Pet. Technol. 40، 650–665.
11. Standing، M.B.، 1947. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases، drilling and production practice، American Petroleum Institute، 1st January، New York، United States.

12. Ahmed، T.H.، 1989. Hydrocarbon Phase Behavior، Vol. 7. Gulf Publishing ompany، Houston،USA.
13. Beggs، H.D. and Robinson، J.R.: "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems،" Journal of Petroleum Technology (September 1975): 1140 1141.
14. Standing، M. B.: Volume and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems، Society of Petroleum Engineers، 9th ed.، Dallas (1981)
15. Beggs، H.D. and Robinson، J.R.: "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems،" Journal of Petroleum Technology (September 1975): 1140 1141.
16. Khan، S.A.: "Viscosity Correlations for Saudi Arabian Crude Oils،"paper SPE 15720، presented at the 50th Middle East Conference and Exhibition (7–10 March 1987)، Manama، Bahrain.
17. Standing M B، Katz D L. Trans AIME، 1942، 142: 140.
18. Standing، M. B.، Volumetric and Phase Behavior of Oil Field HydrocarbonSystems، pp. 125–126. Dallas: Society of Petroleum Engineers، 1977.
19. Brill، J. and Beggs، H.، "Two-Phase Flow in Pipes". Tulsa، OK: The University of Tulsa، 1978.
20. Sutton، R.P.، 2007. Fundamental PVT calculations for associated and gas / condensate natural-gas systems. SPE Res. Eval. J. 10 (3)، 270284.
21. McCain Jr.، W.D.، 1991. Reservoir-fluid property correlations - state of the art. SPERE 266-272.
22. Lee، A. L.، Gonzalez، M. H.، and Eakin، B. E.، "The Viscosity of Natural Gases،" JTP، August 1966، pp. 997–1000.
23. Al-Dhamen، M.، Al-Marhoun، M.، 2011. "New correlations for dew-point pressure for gas condensate". Soc. Pet. Eng.
24. Elsharkawy، A.M.، 2001. "Characterization of the plus fraction and prediction of the dew point pressure for gas condensate reservoirs". In: SPE Western Regional Meeting، 26e30 March،Bakersfield، California. SPE Paper 68666.
25. Hewlett-Packard H.P. 41C "Petroleum Fluids PAC manual "،1982.

26. Meehan، D. N.، “A Correlation for Water Compressibility،” Petroleum Engineer، November 1980، pp. 125–126.
27. McCain Jr.، W.D.، 1988. "Reservoir-water property correlations - state of the art". Paper SPE 18573 .
28. McCain، W.D. Jr.: McCain، W.D. Jr. 1990. The Properties of Petroleum Fluids، second edition. Tulsa، Oklahoma: PennWell Books.
29. Newman، G. H.، “Pore-Volume Compressibility،” JPT، Feb. 1973، pp.129–134
30. Dake، L. P.، 1978، Fundamentals of Reservoir Engineering: The Netherlands، Elsevier Science Publishers، p. 79–102.
31. " Schlumberger ، Introduction to Well Testing" (March 1998)

الفصل الثاني

فحوصات الابار النفطية والغازية Oil & Gas Well Testing

2-1 المقدمة:

فحوصات الآبار (Well Testing) اوتسمى فحوصات الضغط العابر- Pressure Transient Test (وتُعرف أيضاً بـ فحوصات الضغط الانتقالي) هي مجموعة من التقنيات التي يتم فيها تغيير معدل تدفق المائع في البئر (عن طريق الإنتاج أو الحقن أو الإغلاق)، ثم رصد استجابة الضغط مع الزمن في نفس البئر أو في آبار مراقبة مجاورة.الهدف الرئيسي منها في فهم خصائص المكمن و البئر من خلال تحليل سلوك الضغط أثناء انتقاله (انتشاره) في الطبقة.

2-2 المبادئ الفيزيائية الأساسية

تعتمد هذه الفحوصات على مبدأ انتشار الضغط في وسط مسامي متشبع بمائع , فعند تغيير معدل التدفق في البئر يحدث اضطراب (Disturbance) في ضغط الطبقة. ينتشر هذا الاضطراب كموجة ضغطية في المكمن بسرعة تعتمد على: نفاذية الصخرة(Permeability) , لزوجة المائع (Viscosity) ,الانضغاطية الكلية(المائع+الصخرة) (Compressibility) .

يتم رصد استجابة الضغط وتحليلها لفهم و تحديد خصائص المكمن و البئر.

2-3 انواع الفحوصات:Types of well tests

يُمكن ادراج بعض أنواع الفحوصات والتي يمكن تطبيقها للابار الغازية والنفطية مع نبذة مختصرة ، على ان ناتي بتفصيلها في الفصول اللاحقة:

9- فحص هبوط الضغط (Pressure Drawdown Test-DD)

يتم فتح البئر للانتاج لفترة محددة و بمعدل ثابت, سيقل ضغط الجريان في قاع البئر (هبوط الضغط) . يُقاس التغير في الضغط مع الوقت. يُستفاد من تفسير بيانات الفحص في تقدير خصائص المكمن مثل النفاذية والسعة التخزينية وقدرة البئر على الاستجابة لتغير الضغط و غيرها.

2- فحص تصاعد(بناء) الضغط (Pressure Buildup Test-BU)

بعد خفض الضغط في البئر، يُغلق البئر لتسجيل تصاعد الضغط مع الوقت حتى يعود الضغط إلى حالته الاولية. يُستخدم لتقييم الاستجابة المكمنية ومعرفة سرعة تعافي الضغط في المكمن بعد هبوط الضغط. يساعد في تقدير خصائص المكمن مثل النفاذية والسعة التخزينية و غيرها.

3- الفحص متعدد الجريان (Multirate Test) :

فحص يتم فيه تغيير معدل إنتاج البئر (q) عدة مرات بشكل متعاقب (عادة 3-4 معدلات)، مع رصد استجابة ضغط البئر بعد كل تغيير. يُجرى غالباً بدون إغلاق البئر بين المعدلات.

الفحص مفيد في تقييم السلوك الانتاجي للآبار من خلال تحديد إمكانية البئر (Inflow Performance Relationship – IPR) بدقة , تحديد الخواص المكمنية و تجنب مشاكل التخزين المؤقت لجوف البئر (Wellbore Storage –WBS) الطويلة التي تحدث في فحص تصاعد الضغط التقليدي.

4- الفحص الطبقي (Drill Stem Test – DST)

يتم عزل المنطقة المستهدفة في البئر (عادةً بعد إكمال مرحلة الحفر وفتح التكوين) باستخدام عازل (Packer) مُثبَّتة على ساق الحفر. ثم يُسمح للسوائل من المكمن بالتدفق عبر أنابيب الاختبار إلى السطح (و إلى غرف تجميع الموائع في ساق الحفر)، مع تسجيل بيانات الضغط، درجة الحرارة، ومعدل الجريان باستمرار. يهدف الفحص في تحديد نوع المائع المكمني، ضغط المكمن، وخصائص المكمن مثل النفاذية والقدرة التخزينية في المناطق التي يتم حفرها.

5- فحص انحدار الضغط (Fall-off Test) :

تطبيق هذا الفحص لحقن الماء في البئر و هو مشابه لفحص تصاعد الضغط، إذ بعد حقن البئر بالماء يتم غلق البئر و قياس انخفاض الضغط مع الوقت. الفحص يساعد في فهم سرعة تأثير الإغلاق على الضغط المكمني و في حساب خواص المكمن و معامل القشرة.

6- فحص الحقن (Injectivity Test) :

هذا الفحص مشابه لفحص هبوط الضغط لابار الانتاج ،إذ يحقن الماء او الغاز في البئر بمعدل معين و يقاس ضغط الحقن مع الوقت. يساعد الفحص في تقييم قدرة المكمن على الاستجابة للحقن ويستخدم في تحسين تقنيات حقن السوائل و في حساب معامل الحقن Injectivity Index – II و تحديد الضغط الآمن للحقن دون حدوث تكسر او تشقق هيدروليكي في الطبقة المحقونة.

7- فحوصات القدرة الانتاجية للغاز (Gas Deliverability Tests)

يُعدّ فحص القدرة الانتاجية للغاز (او فحص إمكانية تسليم الغاز Gas Deliverability Test) أحد الفحوصات الميدانية الأساسية التي تُجرى على آبار الغاز لتحديد أقصى معدل إنتاج يمكن للبئر تحقيقه Absolute Open Flow-AOF عند ضغط مكمني معين. ويُستخدم هذا الفحص لتصميم أنظمة الإنتاج ، تقييم أداء البئر ، تحديد مؤشر الانتاجية , تخطيط تطوير الحقول الغازية و غيرها.

<u>نواع فحوصات القدرة الانتاجية للغاز:</u>

<u>*فحص النقطة الواحدة - (One-Point Test)</u>

يُنتج البئر بعدة معدلات جريان مختلفة (عادة 3–4 نقاط). لكن يجب توفر معدل جريان واحد مستقر . الفحص سريع ومناسب للآبار القائمة، لكنه أقل دقة.

<u>* فحص الجريان المتعاقب Flow after Flow Test :</u>

يُنتج البئر عند عدة معدلات جريان مختلفة (عادة 3–4 نقاط). عند كل معدل، يُنتظر حتى استقرار الضغط قبل الانتقال للنقطة التالية. قياس التغير في الضغط نتيجة لتغير معدلات الجريان بعد مرور مدد زمنية طويلة .

<u>** فحص متساو المدد الزمنية-Isochronal Test</u>

البئر ينتج باربع معدلات جريان مختلفة لكن لفترات زمنية متساوية (دون انتظار الاستقرار الكامل). بعد كل مرحلة تدفق، يُغلق البئر حتى يعود الضغط إلى القيمة الأصلية.

<u>***فحص متساو المدد الزمنية المحور Modified Isochronal Test</u>

يشبه الفحص السابق ولكن فترات الإغلاق أقصر ولا يُشترط العودة الكاملة لضغط المكمن الاصلي.

8- فحص التداخل (Interference Test) :

يستوجب على الاقل بئرين للفحص , اذ يتم إنتاج أو حقن البئر الفعال (Active Well) بينما يتم تسجيل الضغط في بئر آخر للمراقبة (Observation Well). يهدف الفحص الى تمييز الاتصال الديناميكي للطبقة المكمنية ما بين الابار ، حساب نفاذية المكمن ، حساب الانتقالية transmissibility-T و الانتشارية η -diffusivity و قابلية الخزن للمكمن.

9- الفحص النبضي (النبض) (Pulse Test):

يستوجب تنفيذه على الاقل بئرين للفحص و يتضمن تغيرات متقطعة أو نبضات في الضغط عبر فتح و غلق البئر مع الوقت و يُراقب استجابة بئر المراقبة. يُفضّل في الحالات التي لا يمكن فيها إيقاف الإنتاج لفترة طويلة. الغرض يكمن في تمييز الاتصال الديناميكي للطبقة المكمنية ما بين الابار ، حساب نفاذية الطبقة ما بين الابار ، حساب الانتقالية transmissibility-T و الانتشارية η -diffusivity و قابلية الخزن للمكمن storage-S .

ملاحظة: الفحوصات من 1- 7 تندرج ضمن مجموعة فحوصات البئر الواحد (Single-Well Tests) و الفحوصات من 8- 9 تندرج ضمن فحوصات الآبار المتعددة (Multi-Well Tests).

4-2 المعلومات المستخلصة من تحليل الفحوصات

من خلال تحليل منحنيات الضغط مقابل الزمن (وعادة يتم باستخدام مخططات لوغاريتمية Plot Log-Log أو نصف لوغاريتمية Plot Semi-log) فيمكن تحديد: نفاذية الطبقة - k) Permeability) , الضرر أو تحسُن محيط البئر– (Skin Factor - s) , ضغط المكمن الأولي(Pi) , حدود المكمن مثل تأثير الحدود (حدود مغلقة أو ثابتة الضغط) , نمط الجريان (Flow Regimes) مثل الجريان الشعاعي، الجريان الخطي , معامل تخزين جوف البئر (WBS), حجم تصريف الخزان (Drainage Volume) و التوصيلية الهيدروليكية (kh/μ).

5-2 مراحل تحليل الضغط العابر النموذجية: و تتضمن

- جمع البيانات :قياس الضغط بدقة عالية مع الزمن باستخدام مقاييس ضغط سفلية أو سطحية .

- التشخيص :(Diagnostic Plot) استخدام مخطط Log-Log للضغط ومشتقه الضغط لتحديد أنماط الجريان Flow regimes وفترات هيمنة التخزين المؤقت لجوف البئر (WBS) و نهايتها.

- النمذجة :اختيار نموذج تحليلي (نموذج المكمن) ليطابق سلوك البيانات (مثل نموذج مكمن متجانس، متصدع، طبقي، إلخ.

- التفسير :استخراج المعلمات (k, s, ...) باستخدام طرق مثل تطابق المنحنى النوعي (Type Curve Matching) أو التحليل التقليدي النصف لوغاريتمي (Semi-log Analysis مثل طريقة هورنر.

- التحقق : التأكد من أن النموذج يطابق البيانات بشكل جيد في جميع فترات الزمنية و التحقق من نتائجه بالمقارنة مع مصادر اخرى.

6-2 أهمية الفحوصات في صناعة النفط والغاز

- تقييم إنتاجية البئر واتخاذ قرارات التحفيز (مثلا التكسير بالحامض او التكسير الهيدروليكي).
- تقدير الاحتياطي القابل للاستخراج حول البئر.
- مراقبة أداء المكمن مع الزمن وتقيظ تأثير عمليات الحقن.
- بناء نماذج المحاكاة الجيولوجية والديناميكية للمكمن.
- تحديد مشاكل البئر مثل هبوط كفاءة الانتاج .

7-2 التحديات

- دقة أجهزة قياس الضغط و الزمن: تُستخدم لقياس الضغط، معدات قياس (Pressure Gauges) حساسة لتغير الضغط ، نوعيتها تعتمد على طول مدة Duration الفحص وعلى خواص المكمن وخواص الموائع المكمنية.
- الحاجة لفترات قياس طويلة في المكامن منخفضة النفاذية.
- تعقيد تحليل المكامن غير التقليدية (مثل الغاز الصخري , تأثيرات ديناميكية مثل تغير خواص المائع مع الضغط).

مع تطور التكنولوجيا، أصبح التحليل بمساعدة الحاسوب جزءًا أساسياً من تفسير بيانات الفحص، مما ساهم في تحسين الدقة وتقليل عدم اليقين في حساب خصائص المكمن. يُعد فهم نتائج فحوص الآبار خطوة حاسمة في اتخاذ قرارات الإنتاج، إكمال البئر، والتخطيط للاستخلاص المدعم (Enhanced Oil Recovery- EOR).

8-2 متى يتم فحص البئر ؟؟

الوقت المثالي لإجراء الفحص يتم اختياره بناءً على الهدف المحدد من الفحص، سواء كان لتحسين الإنتاج أو تقييم أداء البئر أو تحديد خصائص المكمن. لذا و بصورة عامة فان فحص الابار يتم عبر مراحل عمر البئر المختلفة ، فيمكن إجراء الفحص في:

1- مرحلة الحفر (Drilling):عند حفر البئر الاستكشافي لتحديد كون الطبقة منتجة للنفط او جافة ، وتحديد تضرر الطبقة و خواص المكمن، ، كما و يساعد في تحديد طبيعة المشاكل المحتملة المصاحبة للفحص .

2- مرحلة الإكمال (Completion) : بعد إتمام الحفر، يتم تثقيب الطبقة المنتجة ثم تنشيطها بحقن الحامض و يجري فحص البئر هنا لتحديد مدى جاهزية المكمن للإنتاج ، ويشمل الفحص تقييم الضغط و انتاج البئر ، وكذلك التأكد من أن المعدات المطلوبة تعمل بشكل جيد.

3- مرحلة الإنتاج (Production) : يساعد الفحص عبر هذه المرحلة في مراقبة أداء البئر وتحديد ما إذا كانت هناك حاجة إلى تحسينات أو عمليات لتنشيط للبئر.

4- مرحلة تطوير الحقل :هنا يساعد الفحص في تقييم التغيرات في الخواص المكمنية بتأثير الفعاليات التي اجرت على البئر عبر التاريخ الانتاجي.

9-2 الغرض من فحص الابار The points of well testing ؟؟

ان الهدف الرئيسي من الفحص يكمن في جمع بيانات دقيقة تساعد المهندسين على اتخاذ قرارات هندسية مدروسة حول إمكانية إنتاج البئر بكفاءة، وتحديد استراتيجيات التطوير و طريقة الاكمال المناسبة.

يمكن حصر الفوائد المكتسبة من كل فحوصات الابار الى ما يأتي:

اولا- الفوائد التشغيلية :مثل تحسين استراتيجيات الحفر والإكمال، واختيار أفضل تقنيات الإنتاج، و زيادة الإنتاجية.

ثانيا- الفوائد الاقتصادية: و تشمل تقليل المخاطر الاقتصادية المرتبطة باستثمارات الحفر والإنتاج عبر فحص الآبار، إذ تساهم البيانات التي يتم جمعها أثناء الفحص من التنبؤ بشكل دقيق بأداء البئر في المستقبل. و بالتالي في تحسين عمليات التخطيط المالي للمشروعات النفطية والغازية. على سبيل المثال، من كميات الإنتاج المتوقعة يمكن تصميم المعدات السطحية المطلوبة و تحديد تكلفة التشغيل.

ثالثا- الفوائد البيئية: تشمل تقليل التأثيرات البيئية إذ يمكن عبر فحص الآبار بشكل دوري من تحديد طرائق أكثر فعالية للحفاظ على البيئة وتقليل الآثار السلبية من جراء تشغيل الابار. مثل تقليل استعمال الماء في عمليات الحقن أو تحسين عمليات الحفر والإكمال لتقليل الفاقد من الموائع .كما و يساعد الفحص في مراقبة تلوث المياه الجوفية عبر تحديد ما إذا كانت هناك تسريبات أو تأثيرات غير مرغوب فيها على المياه الجوفية مما يسمح باتخاذ تدابير سريعة للتصدي لهذه المشكلات.

رابعا- الفوائد الفنية :يمكن حصر الفوائد الفنية المكتسبة من جراء الفحوصات الى:

1- تقييم معدلات جريان المائع المكمني تحت ظروف الفحص وحساب الطاقة الإنتاجية القصوى للبئر (Maximum Rate) .

2- تحديد مؤشر إنتاجية البئر (Productivity Index) أو مؤشر قابلية الحقن Injectivity Index لآبار الحقن.

3- تحديد مستوى الضرر (Damage) أو التحسن(Well Stimulation) الحاصل في المنطقة المجاورة للبئر بسبب الأنشطة التي تتم أثناء الحفر وبعد الإكمال.

4- حساب ثابت تخزين جوف البئر (Wellbore Storage Constant- WBS) و يمثل تحديد تاثير التخزين المؤقت للسوائل في جوف البئر على سلوك الضغط أثناء الإنتاج أو الحقن.

5- تحديد نوع الموائع المنتجة (نفط، غاز، ماء) والنسب الحجمية لكل مائع .

6- الحصول على نموذج من المائع المكمني لاجراء تحاليل مختبرية المطلوبة .

7- قياس ضغط وحرارة المكمن.

8- تحديد سعة الجريان (Flow Capacity - kh) للطبقة المفحوصة والتي تمثل قدرة الطبقة على تدفق السوائل.

9- حساب معامل خزن (Reservoir Storativity = øh) المكمن والذي يمثل القدرة التخزينية

للطبقة المفحوصة.

10- تحديد نفاذية الطبقة أفقيًا (k_h) وعموديًا (k_v) .

11- تحديد درجة التعقيد (Heterogeneity) المكمن فيما إذا كان المكمن من النوع المتشقق Natural fracture أو يتكون من طبقات منتجة متعددة ذات خواص مختلفة .

12- التحقق من استمرارية واتصال الطبقة المكمنية أفقيًا في الآبار المجاورة أو واتصال الطبقة مع طبقات اخرى (عموديًا) في نفس البئر و تقييم كيفية تأثير ذلك على الإنتاج.

13- تحديد التغيرات في خواص المكمن بعيدًا عن جوف البئر باستعمال الفحوصات متعددة الابار Multiwells testing .

14- تحديد الشكل الهندسي للمكمن (Reservoir Geometry) و ذلك لضمان فهم اكثر لحجمه و كيفية استثماره .

15- تحديد حدود منطقة التصريف (Boundary Information) و حساب نصف قطر منطقة التصريف (Radius of Drainage Area - re) .

16- تحديد الضغط المكمني الابتدائي (Initial Reservoir Pressure - Pi) في بداية عمر المكمن أو متوسط الضغط المكمني (Average Reservoir Pressure - Pavg) بعد مدة من الإنتاج.

17- حساب حجم المكمن ضمن حدود منطقة الفحص وذلك لتحديد كمية السوائل المتاحة للتصريف من البئر.

10-2 مقومات نجاح الفحص

لضمان نجاح عملية فحص الآبار، من الضروري مراعاة ما يأتي:

1- تحديد الهدف الرئيسي من الفحص بوضوح .

2- اختيار نوع الفحص المناسب (Appropriate Test Type): اختيار فحص تصاعد الضغط(Buildup Test) ، فحص هبوط الضغط (Drawdown Test)، فحص التداخل (Interference Test). إذ ان لكل نوع فحص له استعمالاته الخاصة ويعطي نتائج خاصة به.

3- التصميم الملائم للفحص (Well Test Design) لاجل تحقيق الغرض من الفحص و يتضمن تحديد معدلات الجريان ، المدة المناسبة للفحص لضمان تغطية جميع أطوار الجريان ، التنبؤ باستجابة البئر باستعمال محاكاة مسبقة (Pretest Simulation) ، متطلبات الأمان ....

3- أن تكون معدات الفحص (Tools) مناسبة سهلة الاستعمال، دقيقة القياس، وذات تكنولوجيا متميزة ، مثل استعمال أجهزة قياس ضغط عالية الدقة ، تسجيل البيانات بتردد عالي و التأكد من صلاحية الأدوات ومعايرتها.

4- توافر الخبرة :(Experience) لأن النجاح لا يعتمد فقط على الأدوات بل أيضًا على الخبرة ، فوجود فريق ذو خبرة في تصميم الفحص ، تنفيذه ميدانيًا وتحليل البيانات المستخلصة بشكل احترافي يضمن نتائج الفحص .

5- ظروف التشغيل : الحفاظ على ثبات معدل الجريان عبر مراحل الفحص و تجنب التوقفات العشوائية و مراقبة الضغوط ودرجات الحرارة.

11-2 أسباب فشل فحص الآبار

1- التصميم غير مناسب و السيء للفحص.

2- التنفيذ الخاطىء و غير الدقيق للفحص.

3- البيانات المتجمعه من الفحص غير كافية أو غير مقنعة (Insufficient Data) يجعل تفسيرها أكثر صعوبة و قد يؤدي ذلك الى نتائج غير موثوقة و غير دقيقة.

4- عدم استعمال الطريقة الملائمة في تفسير البيانات يمكن أن يؤدي إلى استنتاجات خاطئة أو غير دقيقة.

5- عدم الاستفادة او الاستعانة ببيانات من مصادر أخرى متوفرة (مثل المعلومات الجيوفيزيائية والجيولوجية) هذه المعلومات يمكن أن توفر رؤى إضافية مهمة حول خصائص المكمن وسلوك المائع، مما يعزز الثقة بنتائج الفحص.

5- استعمال أدوات قياس غير مناسبة .

12-2 تفسير بيانات الفحص

عند الفحص يتسبب انتاج او حقن البئر في احداث اضطراب (Perturbation) في الضغط ,يعكس استجابة المكمن (Response) من جراء الجريان . في معظم حالات فحص الابار نقيس الضغط مع الوقت. مقدار الاستجابة الضغط للجريان هذه تتأثر بعدة عوامل، منها:

-النفاذية (k) ، معامل القشرة (s) معامل تخزين جوف البئر :(wellbore storage - C) ، المسافة إلى حدود المكمن، وجود الشقوق :(Fractures) و غيرها .

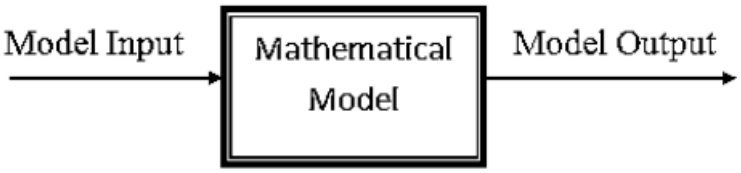
يمكن توضيح فكرة عملية الفحص بحسب المخطط في الشكل 2-1 . فالاضطراب (Perturbation) يكون بمثابة بيانات ادخال (Input) للمكمن , ثم و بحسب الموديل المكمني و خواص المكمن (مكمن متجانس او مكمن متشقق او مكمن متعدد الطبقات ...) هنالك استجابة تنعكس تلك الاستجابة على شكل قيم متغيرة للضغط و تقاس مع الوقت لتمثل مخرجات الموديل المكمني.



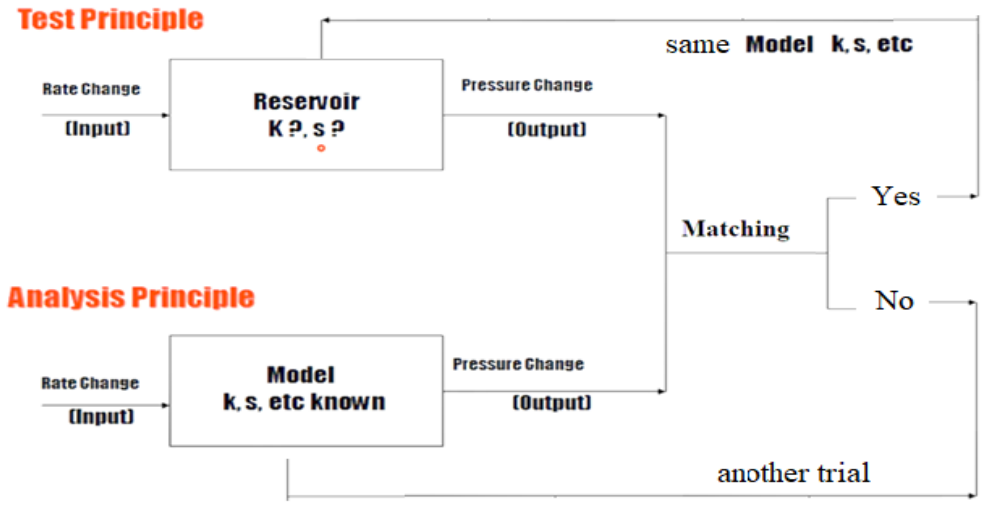
الشكل 2-1: مخطط عملية الفحص

لكل موديل مكمني هنالك موديل رياضي مصاحب (الشكل 2-2) يتضمن معادلات و خوارزميات لتحليل و تفسير بيانات الادخال ذات العلاقة (معدلات الجريان او الحقن , خواص المكمن و ظروف البئر..) . يقوم الموديل الرياضي بحساب الضغط كمخرجات output من خواص المكمن و معدلات الجريان كمدخلات (Input). اصبحت لدينا مجموعتان من بيانات الضغط: بيانات ضغط حقيقية مقاسة و بيانات ضغط محسوبة كمخرجات للموديل الرياضي.

الخطوة اللاحقة تكمن في اجراء تطابق ما بين قيم الضغوط المقاسة الحقيقية و الضغوط المحسوبة (الشكل 2-3) .



الشكل 2-2 :مخطط عملية تفسير الفحص



الشكل 2-3 :مخطط لسير عملية التطابق

لتحقيق تطابق مقبول و ناجح . نحتاج الى اجراء عدة محاولات في كل محاولة يجري فيها تغيير بالخواص المكمنية (الضغط المكمني الاصلي pi النفاذية k، عامل القشرة s) او بمعاملات البئر مثل تخزين البئر C و لحين الحصول على تطابق مقنع و ناجح. المحاولة الاخيرة للتطابق و المقنعة ستتضمن نتائج التفسير النهائي للفحص و التي تعكس خواص المكمن و معاملات البئر النهائية.

13-2 نقاط اساسية عند تفسير فحوصات الابار

لضمان نجاح التفسير , تؤخذ بنظر الاعتبار النقاط الاتية:

1- **دقة البيانات** ، من الضروري أن تكون البيانات المستخدمة دقيقة, فأي خطأ أو نقص في

البيانات قد يؤثر بشكل كبير على نتائج الفحص.

2- **معالجة البيانات المقاسة** :البيانات المقاسة تحتاج إلى معالجة (Processing) دقيقة قبل استعمالها في التفسير ، مثل تنقية الإشارة وجعلها أكثر وضوحًا(Clear and Smoothing) . عملية المعالجة هذه تساعد في إزالة الضوضاء أو التداخلات غير المرغوب فيها، مما يسهم في الحصول على نتائج أكثر دقة.

3- **النموذج الرياضي** : يعتمد التفسير على اختيار النموذج الرياضي الملائم و الذي يمثل حلًا لمعادلة الانتشار (Diffusivity Equation) في الوسط المسامي . معادلة الانتشار تعمل على حساب التغير في الضغط داخل المكمن بناءً على خصائصه البتروفيزيائية.

4- التفسير : تفسير بيانات الفحص يعتمد مقارنة وتطابق قيم الضغط المقاسة (التي تمثل استجابة المكمن) مع القيم المحسوبة و التي يتم الحصول عليها من النموذج الرياضي. هذه المقارنة تساعد في فهم سلوك المكمن وتحديد خصائصه بدقة.

14-2 معادلة الانتشار في الوسط المسامي - Diffusivity Equation

معادلة الانتشار (Diffusivity Equation) (المعادلة رقم-1) هي معادلة تفاضلية جزئية Partial differential equation من الدرجة الثانية في الضغط ، تصف كيف ينتشر الضغط داخل الوسط المسامي نتيجة لتدفق السائل أو الغاز نحو البئر. تُستخدم بشكل رئيسي لوصف تغير الضغط في المكمن مع المسافة بمرور الوقت عند بدء أو إيقاف الجريان.

أُستخدمت معادلة الانتشار في الاساس لوصف سلوك انتقال الحرارة في الوسط الناقل لها وسميت بمعادلة الانتشار و ذلك لانتشار الحرارة بشكل شعاعي في ذلك الوسط ثم أُستخدمت و طُبقت بعد ذلك لمحاكاة جريان الموائع في الوسط المسامي إذ لها نفس الصيغة الرياضية لكن بدلالة الضغط و ليس الحرارة. يمكن الحصول على حلول تحليأتية Analytical solutions لمعادلة الانتشار Diffusivity Equation بفرض ظروف اولية للمكمن و ظروف للحدود الخارجية للمكمن Initiall and Boundry conditions و هذه الحلول هي اساس تفسير فحوصات الابار النفطية و الغازية . المعادلة تُستخدم في هندسة المكامن لوصف جريان و انتقال الموائع عبر الوسط المسامي و هي مصممة أساسا لحساب الضغط Dependent variable كدالة للوقت (الزمن) t و المسافة x او نصف القطر r Independent variables . كما و يمكن حل معادلة الانتشار رقميا (عدديا) Numerical solutions باستعمال المحاكاة المكمنية Reservoir simulation .

In days

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.006328\,k}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{---------- 1}$$

In hours

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.000264\,k}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{---------- 2}$$

k = permeability, md
r = radial position, ft
p = pressure, psia
c_t = total compressibility, psi^{-1}
t = time, hrs
ϕ = porosity, fraction
μ = viscosity, cp

تاخُذ معادلة الانتشار اشكالا متعددة بحسب نوع المائع (غاز او سائل) Fluid type او بحسب الشكل الهندسي Geometry للجريان هل الجريان شعاعي او خطي او كروي ؟ او بحسب عدد الموائع عبر الجريان هل هو احادي الجريانSingle phase flow او متعدد الجريان Multiphase flow. المعادلة رقم-1 تمثل معادلة الانتشار لمكمن نفطي ، الجريان من النوع الشعاعي و المائع قليل الانضغاط ، يمكن تعديل المعادلة لتشمل جريان غير شعاعي مثل الجريان الكروي او الخطي (Linear or Spherical Flow) كما و تُستخدم معادلات مشابهة لوصف جريان الغاز مع تعديل لتاثير الانضغاط العالي للغاز.

2-14-1 لماذا معادلة الانتشار في فحص الابار؟؟

عند إجراء فحص للبئر مثل فحص تصاعد الضغط أو فحص الجريان، فإننا نراقب استجابة المكمن للتغيرات في جريان البئر أو عند إيقافه. ولفهم هذه الاستجابة واستخلاص خصائص المكمن نحتاج إلى نموذج رياضي دقيق يصف هذا السلوك وهنا ياتي دور معادلة الانتشار . إذ تُمثل النموذج الرياضي الأساسي الذي يصف كيف يتغير الضغط نتيجة لتدفق السوائل من المكمن الى البئر مع الوقت (او بالعكس من البئر الى المكمن اثناء الحقن), و مقارنته بسلوك الضغط المقاس مع الوقت خلال فحص.

2-14-2 اشتقاق معادلة الانتشار- المعادلات الاساسية: -

اشتقاق الصيغة الرياضية لمعادلة الانتشار تحتاج الى ثلاث معادلات اساسية Chaudhry[1] (2004) وهي: -

اولا- معادلة حفظ الكتلة - Equation of Mass conservation

او تسمى معادلة الاستمرارية Continuity Equation و تنص على ان التغير الحاصل بكتلة المائع عبر جريان المائع في الوسط المسامي و عبر مدة زمنية معينة يساوي كتلة المائع الداخلة مطروحا منها قيمة الكتلة الخارجة لنفس المدة ويعبر عنها :

Mass IN@dt - Mass OUT@dt = dM/dt

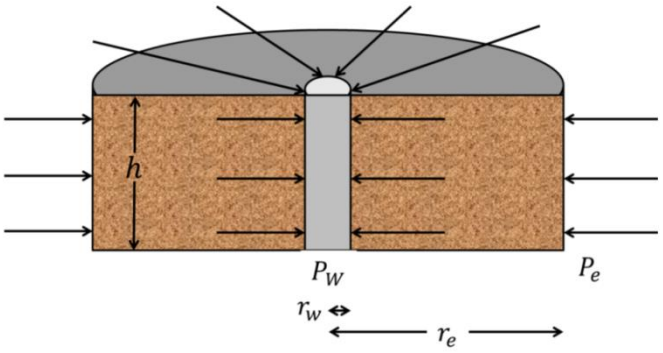
ثانيا – معادلة دارسي – Darcy equation:

المعادلة تصف جريان او حركة السوائل عبر الوسط المسامي ، معادلة دارسي في صيغة الجريان الشعاعي Radial flow **(الشكل -2-4) تساوي:**

$$q = -\frac{kA}{\mu}\frac{dP}{dr} \quad \text{---------- 3}$$

عند اجراء التكامل و باستعمال الوحدات الحقلية ($k=md$ ،$q=bbl/day$ ،$A=ft^2$ ، P_1، $P_2=psi$ ، $\mu=cp$ ، $r = ft$) تصبح معادلة دارسي كما يأتي:

$$Q_o = \frac{0.00708kh(p_2 - p_1)}{\mu_o B_o \ln(r_2/r_1)} \quad \text{---------- 4}$$



الشكل 2-4: التدفق الشعاعي باتجاه البئر

ثالثا- معادلة الحالة Equation of State

او تسمى معادلة الانضغاطية Compressibility Equation إذ تصف مقدار التغيُر حجم او كثافة المادة مع تغير الضغط كما في المعادلات رقم-5 و 6 على التوالي ادناه:

$$c = \frac{-1}{V}\frac{\partial V}{\partial p} \quad \text{---------- 5}$$

$$c = \frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial p} \quad \text{---------- 6}$$

2-14-3 فرضيات اشتقاق معادلة الانتشار

تستخدم عدد من الفرضيات الاساسية والرئيسة عند اشتقاق معادلة الانتشار وهي على ثلاث مجاميع :-

اولا - انواع الموائع - Types of fluids :

تقسم الموائع المكمنية بحسب معامل الانضغاطية Compressibility الى ثلاث انواع Tarek Ahmed[2] (2005) و كالأتي :

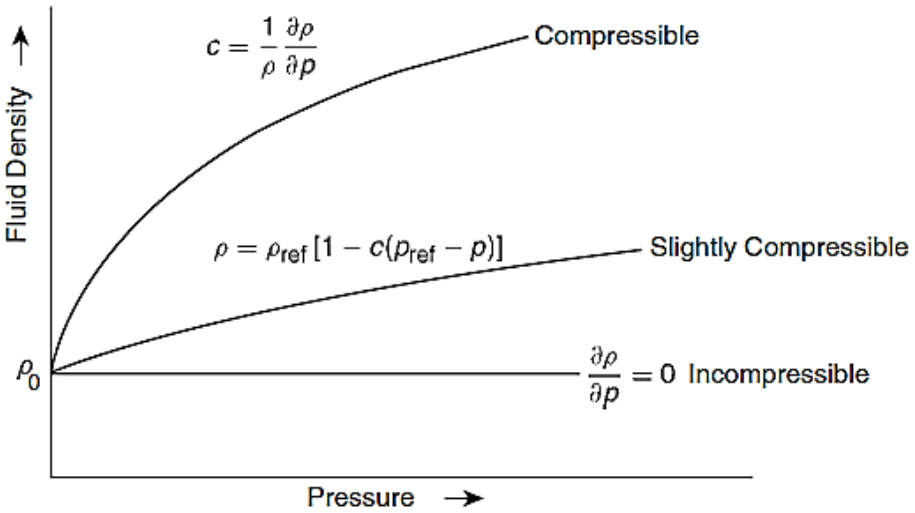
1- موائع غير قابلة للانضغاط - Incompressible fluids

هي الموائع التي لا يتغير حجمها أو كثافتها بتغير الضغط المسلط عليها. بمعنى ان التغير في الحجم (الشكل 2-5) أو الكثافة (الشكل 2-6) مع تغير الضغط يكون مساويًا للصفر .على الرغم من أن هذا السلوك غير ممكن في الواقع لكن و لأن التغير في الحجم ضئيل جدًا فيُشبه وكأنه يسلك سلوك غير قابل للانضغاط ، هذا الافتراض يُسهل عملية الاشتقاق والوصول إلى حلول مقبولة لمعادلة الانتشار (Diffusivity Equation) .

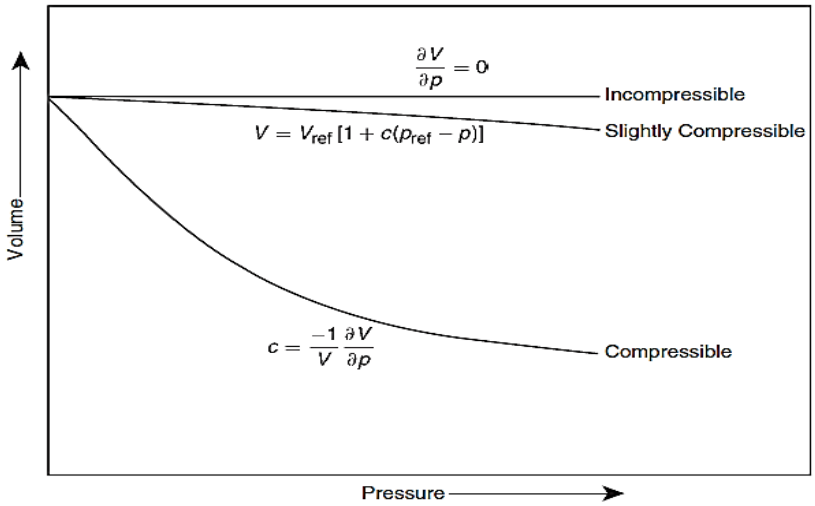
أمثلة على الموائع غير القابلة للانضغاط تشمل:

-الماء (Water) والنفط الخام عند ظروف ضغط قليلة(النفط الخالي من الغاز المذاب) ، السوائل المستخدمة في الحفر (Drilling muds) ، الزيوت الصناعية (Hydraulic Oils).إذ أن التغير في الحجم مع الضغط يكون ضئيلاً جدًا، ولذلك يُستخدم هذا المبدأ في العديد من الأنظمة مثال أنظمة الهيدروليك (Hydraulic Systems) في مكابح العجلات، رياضيا :

$$\frac{\partial V}{\partial p} = o \quad \text{or} \quad \frac{\partial \rho}{\partial p} = o$$



الشكل 2-5 :انواع الموائع بحسب الانضغاطية (على اساس كثافة المائع)



الشكل 2-6 :انواع الموائع بحسب الانضغاطية (على اساس حجم المائع)

2- الموائع القابلة للانضغاط جزئيا - Slightly compressible fluids

هي الموائع التي تتمتع بانضغاطية قليلة وثابتة مع تغير الضغط. فعندما يتغير الضغط المسلط عليها يحدث تغير طفيف في حجمها أو كثافتها كما هو موضح في المعادلتين رقم 8 و 9 (مراجعة (الشكل 2-5) و (الشكل 2-6)).تُستخدم في النماذج الرياضية لوصف سلوك السوائل في المكمن بدقة أكبر من افتراض عدم الانضغاط.أمثلة على هذه الموائع تشمل: الماء المالح تحت ضغط عالي، -النفط فوق ضغط التشبع(Oil above bubble point pressure) .

تزداد قيمة الانضغاطية (Compressibility) مع زيادة نسبة الغاز المذاب في النفط. وبشكل عام، تتراوح قيم الانضغاطية للموائع القابلة للانضغاط جزئيًا بين 10^{-6} psi^{-1} -10^{-5}.

يمكن التعبير عن سلوك تغير الحجم لهذه الموائع (الشكل 2-6) بالمعادلة الاتية:

$$V = V_{ref}\, e^{c(p_{ref} - p)} \quad \text{---------- 7}$$

p = pressure, psia
V = volume at pressure p, ft^3
p_{ref} = initial (reference) pressure, psia
V_{ref} = fluid volume at initial (reference) pressure, psia

بعد التبسيط والتقريب للدالة الأسية في المعادلة رقم- 7 تصبح بدلالة الحجم وكثافة السائل على التوالي وكما يأتي:

$$V = V_{ref}\,[1 + c\,(p_{ref} - p)] \quad \text{---------- 8}$$

$$\rho = \rho_{ref}\,[1 - c\,(p_{ref} - p)] \quad \text{---------- 9}$$

3- الموائع القابلة للانضغاط - Compressible fluids

وهي الموائع التي يتغير حجمها بشكل واضح بتغير الضغط . الغازات تقع ضمن هذه المجموعة وتتراوح مقدار الانضغاطية لها ما بين 10^{-4} psi^{-1} - 10^{-2}.

المعادلة-10 ادناه تمثل معادلة انضغاطية الغاز بثبوت درجة حرارة :

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z}\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \quad \text{----------10}$$

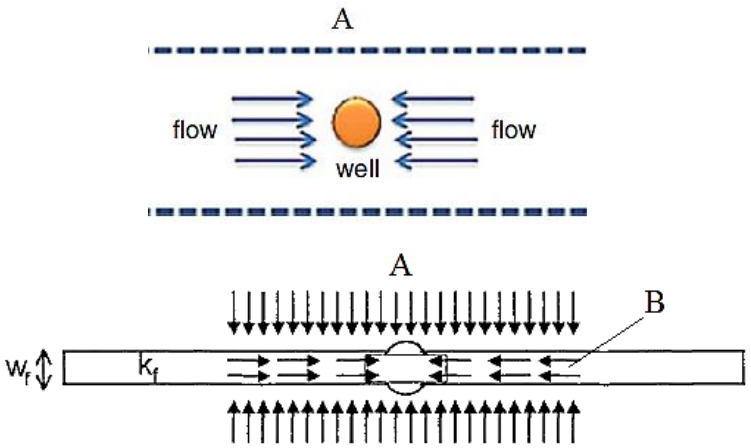
بصورة عامة فان الاشكال رقم-2-5 و رقم-2-6 توضح سلوك الموائع الثلاثة بدلالة الحجم و الكثافة مع تغير الضغط فالموائع غير قابلة للانضغاط لا تظهر استجابة او تغير بالحجم والكثافة مع تغير الضغط اي العلاقة خط مستقيم افقي . في حين العلاقة تكون خطية بميل ثابت للموائع القابلة للانضغاط جزئيا و العلاقة متغيرة على شكل منحني للموائع القابلة للانضغاط. عند اشتقاق معادلة الانتشار فلا بد من ذكر اي من الموائع الثلاثة المقصودة اضافة الى الشكل الهندسي.

ثانيا - الشكل الهندسي للجريان Flow geometry

الشكل الهندسي للمكمن له تأثير كبير على سلوك جريان الموائع. معظم المكامن لها حدود غير منتظمة و تمثيلها رياضيا غالبا ما يكون ممكنا فقط باستعمال المحاكاة الرقمية Numerical simulation. غير أنه يمكن و لأغراض هندسية عديدة تبسيط تمثيل اشكال الجريان باحدى المسارات الهندسية الاتية:

1- الجريان الخطي Linear Flow

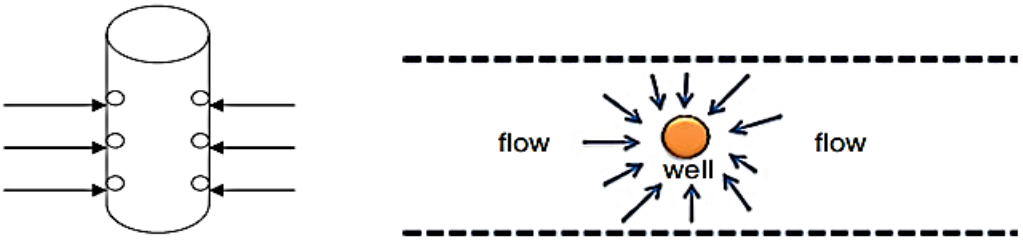
يحدث الجريان الخطي عادة في المكامن المتشققة او الابار الافقية فمن الممكن ان يكون الجريان خطي عادي احادي الاتجاه الشكل-2-7 A- او ان يكون الجريان خطي ثنائي Bilinear flow إذ ياخذ مسارين الاول مسار خطي من المكمن باتجاه الشق والثاني (عبر الشق) من الشق باتجاه فتحة البئر وبخطوط جريان متوازية الشكل-2-7 B.



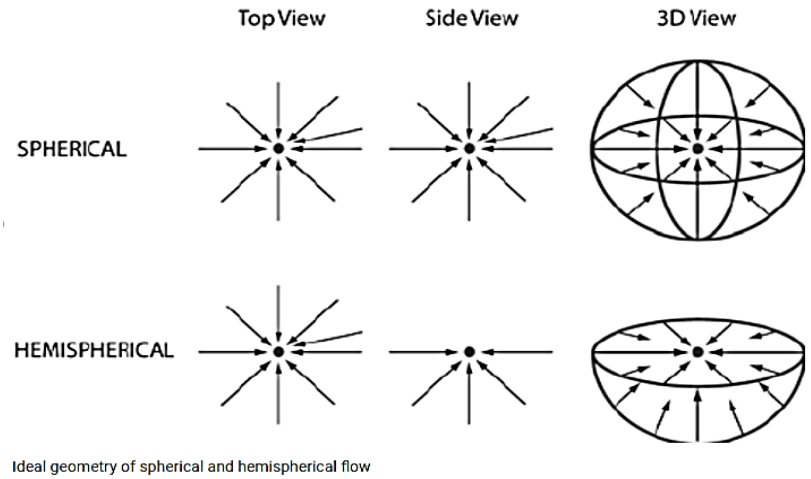
الشكل 2-7 : A-الجريان الخطي احادي الاتجاه B - الجريان الخطي الثنائي الاتجاه

2- الجريان الشعاعي Radial Flow

وهو الجريان الشائع للمكامن النفطية المتجانسة غير المتشققة إذ تكون مسارات جريان المائع من جميع الاتجاهات نحو البئر وتلتقي تلك المسارات عند فتحة البئر الشكل- 2-8 .



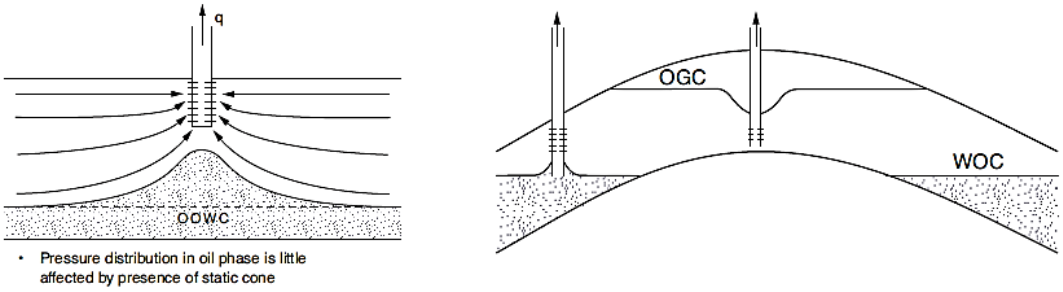
الشكل 2-8 : مقطع امامي و علوي لخطوط الجريان الشعاعي



الشكل 2-9 : الجريان الكروي و نصف الكروي

3- الجريان الكروي او نصف كرويSpherical or Hemi Spherical Flow

هذا النوع من الجريان له علاقة باكمال الابار فالجريان الكروي يحدث في حالة تثقيب الطبقة المنتجة جزئيا limited perforation و ليس كليا وفيه تلتقي خطوط الجريان بالاتجاهات الثلاثة 3Dimensions عند فتحة البئر مكونة شكل كرة (الشكل-2-9) . اما الجريان نصف الكروي فيحدث عندما يخترق البئر الطبقة المنتجة جزئيا و ليس كليا وذلك لتلافي صعود الماء Water coning الى البئر الشكل- 2-10 .



الشكل 2-10 : فتح الطبقة المنتجة جزئيا لتلافي انتاج الماء او الغاز مع النفط

ثالثا- الجريان بطور واحد او الجريان متعدد الاطوار

Multiphase or single phase flow

الجريان بطور واحد يكون عادي في المكامن الغازية او النفطية إذ تنتج نفطا او غازا فقط و يحصل الجريان بطورين عند صعود الماء Water coning الى مناطق تثقيب البئر ليُنتج الماء مع النفط او يُنتج الماء مع الغاز او الغاز مع النفط و يحدث الجريان بثلاث اطوار عند إنتاج النفط والغاز (Gas coning) والماء (Water coning) معا.

4-14-2 اشتقاق المعادلة العامة للانتشار

سنستخدم الفرضيات ادناه في مثال مبسط لاشتقاق المعادلة العامة للانتشار Diffusivity Equation لمكمن دائري Circular reservoir الجريان فيه شعاعي Radial flow والمائع من النوع غير قابل للانضغاط و كما يأتي:

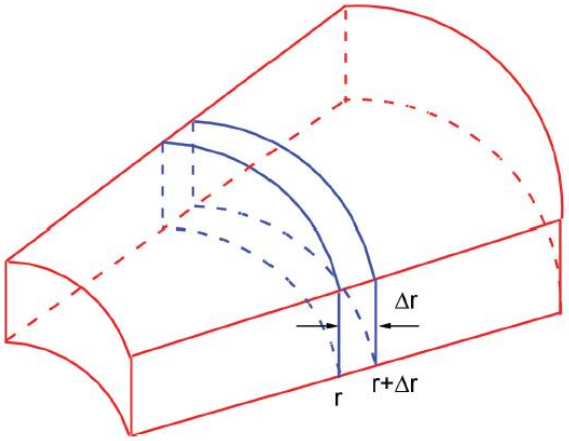
الفرضيات المستخدمة تشمل ما يأتي :-

الجريان شعاعي ، المكمن دائري، الجريان بطور واحد ، الانضغاطية الكلية قليلة و ثابتة ولا تتغير مع الضغط ، و البئر عمودي ، ايضا تتضمن هذه الحالة فرضيات اخرى وهي:-

-خواص الصخور ثابتة لا تتغير مع الضغط، النفاذية ثابتة و متماثلة في جميع الاتجاهات (المكمن متجانس) Isotropic ، المسامية ثابتة ، لزوجة المائع لا تتغير مع الضغط ، المكمن معزول حراريا و السمك منتظم ، الجريان من النوع الطبقي Laminar flow not turbulent flow .

الحل :

ناخذ جزء صغير من حجم المكمن يسمى عنصر حجمي Volume element الشكل- 2-11



الشكل 2-11 : عنصر حجمي من المكمن volume element

- نعمل على معادلة حفظ الكتلة رقم-11

$$\begin{bmatrix}\text{Mass entering}\\ \text{the element}\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}\text{Mass coming out}\\ \text{from the element}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\text{System}\\ \text{accumulation rate}\end{bmatrix} \text{ ---------- 11}$$

$$[\text{Mass}]_{in} = 2\pi\,\Delta t\,(r + dr)\,h\,(v\rho)_{r\,|\,dr} \text{ ---------- 12}$$

$$[\text{Mass}]_{out} = 2\pi\,\Delta t\,rh\,(v\rho)_r \text{ ---------- 13}$$

$$\text{Total mass accumulation} = (2\pi rh)\,dr\,[(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]$$

ϕ = porosity
ρ = density, lb/ft^3
v = fluid velocity, ft/day

$$v = (0.006328)\frac{k}{\mu}\frac{\partial p}{\partial r} \quad \text{----------} \quad 14$$

- الطرف الايمن من المعادلة يمثل معدل تجمع الكتلة مع الوقت ، نستخدم معادلة دارسي رقم-15 بعد ان نعوض عن المساحة بالمساحة الجانبية للاسطوانة ($2\pi rh$) :

$$q = -\frac{k}{\mu}2\pi\, rh\frac{\partial P}{\partial r} \quad \text{----------} \quad 15$$

فتصبح معادلة حفظ الكتلة كالتالي:

$$-\frac{k\rho}{\mu}(2\pi\, rh)\frac{\partial P}{\partial r}\bigg|_r + \frac{k\rho}{\mu}(2\pi\, rh)\frac{\partial P}{\partial r}\bigg|_{r+dr} = \frac{\partial}{\partial t}([2\pi rhdr\phi]\rho) \quad \text{----------} \quad 16$$

- بالترتيب و اختصار المعاملات المتشابهة نحصل على ما يأتي:

$$\frac{\frac{1}{r}\left[\frac{k\rho}{\mu}r\frac{\partial P}{\partial r}\bigg|_{r+dr} - \frac{k\rho}{\mu}r\frac{\partial P}{\partial r}\bigg|_r\right]}{dr} = \frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) \quad \text{----------} \quad 17$$

- حسب تعريف الاشتقاق فيمكن تبسيط المعادلة اعلاه الى الصيغة الاتية:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{k\rho}{\mu}r\frac{\partial P}{\partial r}\right) = \frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) \quad \text{----------} \quad 18$$

-ان انضغاطية المائع و انضغاطية المكمن على التوالي تساوي:

$$c = -\frac{1}{V}\frac{\partial V}{\partial P} = \frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial P} \quad \text{----------} \quad 19$$

$$c_f = \frac{1}{\phi}\frac{\partial \phi}{\partial P} \quad \text{----------} \quad 20$$

- اجراء التكامل لمعادلة انضغاطية المائع رقم-20 ينتج:

$$\rho = \rho_o e^{c(P-P_o)} \quad \text{----------} \quad 21$$

- في الجزء الايمن من المعادلة رقم-18 و بعد تطبيق بعض خواص الاشتقاق تصبح:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) = \phi\frac{\partial}{\partial t}\rho + \rho\frac{\partial}{\partial t}\phi = \phi\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho\frac{\partial \phi}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial \rho}\frac{\partial \rho}{\partial t} \quad \text{----------} \quad 22$$

- بالتعويض عن كثافة المائع و انضغاطية المكمن بما يساويها في المعادلة اعلاه ينتج:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) = \phi\frac{\partial\rho}{\partial t} + \frac{\rho\,\phi\,c_f}{c\rho}\frac{\partial\rho}{\partial t} = \phi\frac{\partial\rho}{\partial t}\left[1+\frac{c_f}{c}\right] = \frac{\phi}{c}\left[c_f + c\right]\frac{\partial\rho}{\partial t} \quad \text{---------- 23}$$

-نعوض بالانضغاطية الكلية ct في المعادلة رقم-23 لتمثل مجموع انضغاطية المائع و المكمن معا فتصبح كما يأتي:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{k\rho}{\mu}r\frac{\partial P}{\partial r}\right) = \frac{\phi c_t}{c}\frac{\partial\rho}{\partial t} \quad \text{---------- 24}$$

- يمكن ان نعرف عنصر مشتقة الضغط من الدرجة الاولى بدلالة نصف القطر r كما يأتي:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\partial P}{\partial\rho}\frac{\partial\rho}{\partial r} = \frac{1}{c\rho}\frac{\partial\rho}{\partial r} \quad \text{---------- 25}$$

-نعوض التعريف اعلاه في المعادلة رقم-24 ينتج:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{kr}{\mu c}\frac{\partial\rho}{\partial r}\right) = \frac{\phi}{c}c_t\frac{\partial\rho}{\partial t} \quad \text{---------- 26}$$

-نعوض عن كثافة المائع في المعادلة رقم-21 بما يساويها في المعادلة رقم-26 وبالاشتقاق ينتج:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{kr}{\mu c}\rho_o e^{c(P-P_o)}c\frac{\partial P}{\partial r}\right) = \frac{\phi}{c}c_t\rho_o e^{c(P-P_o)}c\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{---------- 27}$$

- بالاختصار و بعزل الثوابت في الطرف الايمن و باستعمال الوحدات الحقلية نحصل على:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right) = \frac{\phi\mu c_t}{0.0002637k}\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{1}{\eta}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{---------- 28}$$

- إذ η يمثل معامل الانتشار ويساوي :

$$\frac{1}{\eta} = \frac{\phi\mu c_t}{k} \quad \text{---------- 29}$$

- يمكن فتح اقواس الطرف الايسر من المعادلة رقم-28 فتصبح الصيغة النهائية لمعادلة الانتشار للجريان الشعاعي في الوسط المسامي لمائع واحد قليل الانضغاطية كما يأتي:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{0.0002637\eta}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{---------- 30}$$

إذ ان :

k = permeability, md
r = radial position, ft
p = pressure, psia
c_t = total compressibility, psi^{-1}
t = time, hrs
ϕ = porosity, fraction
μ = viscosity, cp

5-14-2 حل معادلة الانتشار

لا يمكن استعمال معادلة الانتشار(معادلات تفاضلية جزئية من الدرجة الثانية) مباشرة في تفسير بيانات فحوصات الابار ما لم تُحل الى صيغة ابسط قابلة للتطبيق . هنالك اسلوبان لحل معادلة الانتشار:

A- الحل التحليلي Analytical solution :

الحل التحليأتي يُعد أحد الاساليب الفعّالة والمبسطة لحل معادلة الانتشار في فحوصات الآبار. يضم مجموعة طرائق للحل أُدرجت في الجدول ادناه. عبر هذه الطرائق، يمكن استعمال ادوات رياضية معروفة لتحويل المعادلات التفاضلية الجزئية Partial differential equation-PDE إلى معادلات عادية Ordinary differential equation-ODE ثم استعمال الخوارزمية الرياضية الناتجة و حلها اما يدويا أو باستعمال الحاسوب لتفسير بيانات الفحص - Lee- 1982،Earlougher-2010 . الجدول ادناه يوضح بعض الحلول المستخدمة لمعادلة الانتشار لمكامن مختلفة و اطوار جريان Flow regimes مختلفة.

اسم الحل	الحالة	الشكل العام للحل
Theis Solution	بئر في مكمن غير محدود	يستخدم دالة بيسل و تحويل لابلاس ← ثم تحويل عكسي يعطي الدالة الاسية Ei
Line Source Solution	مصدر خطي في مكمن شعاعي	مشابه لـ Theis ولكن بافتراض "بئر ذات نصف قطر صفري"
Radial Flow to a Constant-Pressure Boundary	بئر في مكمن محدود بنهاية ثابتة الضغط	يستخدم طريقة الصور أو الدوال الذاتية
Finite Conductivity Fracture Model (Cinco-Ley)	بئر متشقق أفقيًا	يتطلب حل خاص بمكمن مشقوق بتوصيلية محدودة
Composite Reservoir Model	مكمن متعدد الطبقات أو بتغير خواص	دمج أكثر من حل وفق شروط الانتقال بين المناطق
Partially Penetrating Well	بئر لا يخترق المكمن بالكامل	حل يعتمد على التوسع في اتجاه z (ثلاثي الأبعاد)

*الادوات الرياضية المستخدمة في الحل التحليلي:

1- تحويل بولتزمان (Boltzmann Transform) :

هو أداة رياضية تُستخدم لتبسيط حل معادلة الانتشار (Diffusivity Equation)، وخاصة في الحالات غير المستقرة Unsteady State و يُستخدم لتحويل المعادلة من متغيرين في الزمن والمكان الى متغير واحد جديد يُسمى متغير بولتزمان ويساوي:

$$\eta = \frac{r^2}{4\alpha t}$$

إذ ان :

η: متغير بولتزمان

r: الموقع (مثلاً نصف القطر)

t: الزمن

α: معامل الانتشار (مثل $\frac{k}{\phi\mu c}$ في حالة المكامن)

عندها تتحول المعادلة من معادلة تفاضلية جزئية PDE الى معادلة اشتقاق عادية ODE بدلالة المتغير بولتزمان حيث يسهل التعامل معها وحلها في تفسير فحص الآبار.

تحويل بولتزمان ممكن تطبيقه في تحليل و دراسة الجريان الانتقالي Transient Flow في المكامن اللامحدودة و الحصول على الحل لـ Theis في الجريان الشعاعي.

2- تحويل لابلاس (Laplace Transform):

تقنية رياضية تُستخدم لتحويل المعادلات التفاضلية من مجال الزمن (Time Domain) إلى مجال آخر يُسمى "مجال لابلاس (s-Domain)" . و الفكرة الأساسية تكمن في تحويل المعادلات الصعبة إلى معادلات جبرية أسهل في الحل، ثم إعادة الحلول إلى المجال الأصلي باستعمال تحويل اللابلاس العكسي Inverse Laplace Transform.

عند الحل يتم تطبيق تحويل لابلاس على المعادلة بالنسبة للزمن (t) . هذا يجعل المعادلة تفاضلية عادية (ODE) بدلاً من تفاضلية جزئية (PDE) ، ثم حلها يكون باستعمال دوال البيسيل Bessel Functions. اخيرا يتم استعمال تحويل لابلاس العكسي لإعادة الحل إلى مجال الزمن الحقيقي .

فمثلا عند تطبيق تحويل لابلاس على مشتقة الضغط الجزئي بالنسبة للزمن ينتج:

$$\mathcal{L}\left\{\frac{\partial P}{\partial t}\right\} = s\bar{P}(r,s) - P(r,0)$$

وبالتالي تتحول المعادلة إلى معادلة تفاضلية عادية يمكن حلها بسهولة أكبر.

3- فصل المتغيرات (Separation of Variables) :

تستخدم فصل المتغيرات عندما يكون المكمن محدودًا هندسيًا (مكمن مغلق أو لا يسمح بالجريان أو له حدود ضغط ثابت) بحيث من الصعب استعمال الحلول مثل Theis التي تفترض مكمنًا غير محدود. وهي تقنية رياضية تُستخدم لحل المعادلات التفاضلية الجزئية (PDEs) عبر تحويل المعادلة إلى مجموعة من المعادلات التفاضلية العادية (ODEs) على افتراض أن الحل يمكن كتابته كحاصل ضرب دالتين:

$$p(r,t) = T(t) \cdot R(r)$$

إذ ان :

t – الوقت

r – المسافة سواء اكانت الاحداثيات عادية x او نصف قطرية r

و بتقسيم المعادلة إلى جزئين، مكاني وزمني، نحصل على معادلتين يمكن حلهما كلا على حدة. الحل النهائي يكون على هيئة سلسلة غير منتهية (Infinite Series) من دوال بيسيل (Bessel Functions) للإحداثيات القطبية Polar coordinates، أو دوال جيبية/جيب تمام (Sine/Cosine) للإحداثيات الكارتيسية - Cartesian coordinates . Earlougher (1977) و Dake(1978)

4- طريقة Green's Function

طريقة الدوال الخضراء هي أسلوب رياضي لحل المعادلات التفاضلية الخطية (مثل معادلة الانتشار) عندما تتقيد بشروط ابتدائية محددة (Initial conditions) و شروط حدودية معقدة (Boundary conditions) و المصدر (Source term) أو البئر في نقطة محددة.

تعتمد الفكرة على إيجاد الاستجابة (الضغط مثلاً) لنظام المكمن بسبب نبضة نقطة واحدة من الجريان (Delta function)، ثم تجميع التأثير الكلي للنبضة عن طريق التكامل على الزمن أو المكان. إذا اعتبرنا أن لدينا تدفق مفاجئ في نقطة معينة على مسافة r من البئر عند الزمن t=0 ، فإن دالة الخضراء $G(r,t;r',t')$ تمثل تأثير هذا التدفق اللحظي على نقطة أخرى.

يكون الحل العام كالتالي:

$$p(r,t) = \int_V \int_0^t G(r,t;r',\tau) \cdot q(r',\tau)\, dV\, d\tau$$

إذ ان:

- G: دالة Green – تمثل استجابة النظام لتدفق نقطة.
- q: دالة المصدر (مثلاً، تدفق البئر).
- V: حجم المكمن.

هذه الطريقة تسمح بالتعامل مع هندسة مكمن معقدة وشروط حدودية متنوعة و تعطي حلاً تحليأتيا عامًا يمكن تخصيصه لأي مصدر جريان و ايضا تُستخدم كأساس لحلول عددية متقدمة أو نماذج تراكبية (Superposition) . Van Everdingen and Hurst (1949) ، Gringarten et al. (1974)

5- طريقة الصور (Method of Images)

طريقة الصور هي أسلوب رياضي بسيط لحل معادلات مثل معادلة الانتشار عندما توجد حدود عاكسة لا تسمح بالجريان (No-flow boundaries) أو مغلقة (Impermeable boundaries) عند حدود المكمن وتُستخدم لإنشاء حل تحليأتي يراعي وجود هذه الحدود دون الحاجة لحل معادلة معقدة بشروط حدودية صعبة.

الفكرة الرئيسية: نُنشئ "صورة" للبئر أو المصدر خارج المنطقة الأصلية بحيث تلغي أو تضيف التأثير في الجهة المقابلة التي تُحدها الحدود.

فمثلا إذا كان لدينا بئر حقيقي عند $x = x_0$ وتوجد حدود مغلقة عند **x=0**، فإننا نضع بئرًا وهميًا (صورة) عند $x = -x_0$ بنفس معدل الجريان.

وبالتالي، فإن الحل الكلي يكون:

$$p(x,t) = p_{\text{الصورة}}(x,t) + p_{\text{الحقيقي}}(x,t)$$

تُستخدم على نطاق واسع في تحليل فحوص الآبار و الحرارة وانتقالها .Earlougher (1977)

****تطبيق الحل التحليأتي:**

1- الحل اليدوي :في بعض الحالات، يمكن تطبيق المعادلة يدويًا خاصة في الأبحاث أو الحلول النظرية و الحالات التي لا تتطلب دقة عالية.

2- استعمال الحاسوب : في حالات تتطلب دقة عالية أو عند التعامل مع نماذج معقدة، يمكن استعمال البرامج الجاهزة في تفسير الفحص و الحصول على النتائج بسرعة.

*****ايجابيات الحل التحليأتي:**

1- السرعة في الحساب والتحليل.

2- سهولة التطبيق في حالات المكامن البسيطة (متجانسة، شعاعية، لا متناهية) و بنتائج دقيقة يمكن الوثوق بها.

3- لا حاجة لمحاكاة أو نمذجة معقدة.

4- تُمكن من استخلاص الخواص المكمنية مباشرة مثل:النفاذية (k) ، الضغط الأولي (Pi) ، معامل التخزين($C_t\phi$) و حدود المكمن (boundary effects).

5- مرتبطة مباشرة بالرسوم البيانية التشخيصية.

6- سهولة الاستعمال في البرامج المتخصصة في تفسير الآبار (مثل Saphir، KAPPA، WellTest، PanSystem) تعتمد على مكتبات من الحلول االتحليلية لتفسير النتائج بسرعة ودقة.

7- فعالة جدًا في تصميم الفحص (Test Design).

******عيوب الحل التحليأتي**

1- يعتمد عدد من الافتراضات المثالية المبسطة مثل:المكمن متجانس(homogeneous) ، خواص المكمن و المائع ثابتة (constant properties) ، الجريان أحادي الطور-(single phase flow) و كل هذه الافتراضات نادراً ما تنطبق بدقة في واقع الحقول الحقيقية.

2- من الصعب تطبيق الحل التحليأتي على مكامن ذات أشكال غير منتظمة ، طبقات متعددة (multilayered) ، شقوق طبيعية أو صناعية متوزعة بشكل غير منتظم ، مكامن مائلة أو مشققة جزئيًا.

3- عدم القدرة على تمثيل السلوك المعقد للموائع مثل جريان متعدد الأطوار (two-phase or three-phase flow) ، حالات الانضغاطية العالية ، السلوك اللا دارسي non- Darcy Flow .

B- الحل العددي Numerical solution :

الحل العددي يُعد من الطرائق الأكثر تعقيدًا مقارنةً بالحل التحليأتي، إذ يعتمد على استعمال البرمجيات والمحاكاة الحاسوبية بدلاً من الحلول اليدوية. هذا الحل يتطلب برنامج محاكاة مكمنية (Simulator) قويًا، ويمكن عبره حساب توزيع الضغط في البئر مع الوقت و في المكمن مع الوقت والمسافة.

نحتاج إلى الحل العددي في تفسير فحوصات المكامن غير متجانسة (Heterogeneous) ، مكامن الطبقات المتعددة أو أنظمة شقوق(Fracture Systems) ، وعند وجود تأثيرات متعددة مثل capillary، gravity، multi-phase flow . برغم من وجود حلول تحليأتية لتلك المكامن المذكورة الا ان الحل العددي يظل اكثر دقة و واقعية و يُستخدم عامة لاي حالة لا يمكن تطبيق الحل التحليأتي لها.

1- كيف يعمل الحل العددي في فحوصات الآبار:

في فحص البئر، يقوم البرنامج المحاكي بحساب التوزيع الزمني للضغط عبر المكمن و في قاع البئر استنادًا إلى نموذج الجريان المحدد. يتم تقدير الضغط المكمني بمرور الوقت والتغيرات في المسافة من البئر، وتتم مقارنة هذه النتائج مع البيانات الحقيقية لقياس الدقة. فان لم يحصل التطابق تُعاد المحاولة بتغيير احدى المعاملات المكمنية المؤثرة على التطابق و لحين حصول التطابق. عندها تكون خواص المكمن النهائية المكمنية قد تحددت.

2- تطبيقات الحل العددي في تحليل الفحوص

1- يُستخدم النموذج العددي لمحاكاة الضغط مقابل الزمن و يُقارن بالبيانات الحقلية المقاسة لتحقيق تطابق جيد.

2- تحليل و تفسير الحقول المعقدة و آبار أفقية/مائلة في مكامن مشققة.

3- وجود عوائق، نفاذية متغيرة، ضغوط غير منتظمة.

4- تصميم الفحص(Test Design)

5- يحاكي السيناريوهات المختلفة قبل بدء الفحص.

3- العيوب:

1- يتطلب وقتًا أطول وجهدًا حسابيًا.

2- يحتاج إلى بيانات دقيقة وتهيئة سليمة في اعداد النموذج .

3- حساسية بيانات الادخال ; تغير بسيط في الخواص قد يؤدي لنتائج مختلفة.

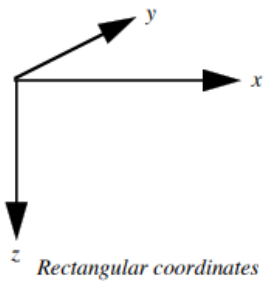
4- صعوبة التحقق ; احيانًا يصعب التحقق من دقة الحل دون مقارنة مرجعية.

امثلة على استعمال الحل العددي في البرامج Saphir-(KAPPA) ECLIPSE- ، (Schlumberger) و CMG.

15-2 اشكال معادلة الانتشار في ظروف مختلفة

ندرج ادناه اشكال معادلة الانتشار لحالات و لظروف مختلفة:

1- معادلة الانتشار لنظام الجريان الخطي في الاتجاهات الثلاث Rectangular coordinate 3Dimensions (x ،y ،z)



الشكل 2-12 : احداثيات ديكارتية ثلاثية الابعاد

الاحداثيات توضيحها كما في الشكل-2-12 و تاخذ المعادلة الصيغة ادناه :

Oil Equation :

$$\nabla \bullet \left[\frac{k_o}{\mu_o B_o}\nabla p\right] = \frac{\partial}{\partial t}\left[\phi \frac{S_o}{B_o}\right] \quad \text{---------- 31}$$

Water Equation :

$$\nabla \bullet \left[\frac{k_w}{\mu_w B_w}\nabla p\right] = \frac{\partial}{\partial t}\left[\phi \frac{S_w}{B_w}\right] \quad \text{---------- 32}$$

Gas Equation :

$$\nabla \bullet \left[\left[\frac{k_g}{\mu_g B_g} + R_{so}\frac{k_o}{\mu_o B_o} + R_{sw}\frac{k_w}{\mu_w B_w}\right]\nabla p\right] = \frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left[\frac{S_g}{B_g} + R_{so}\frac{S_o}{B_o} + R_{sw}\frac{S_w}{B_w}\right]\right] \quad \text{---- 33}$$

ان الرمز ∇ يشير الى متجه التدرج gradient vector و يساوي :

$$\nabla = \frac{\partial}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z} \quad \text{---------- 34}$$

او يمكن كتابة معادلة الانتشار بفتح متجه التدرج ∇ gradient vector :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 p}{\partial y^2}+\frac{\partial^2 p}{\partial z^2}=\frac{\phi\mu Ct}{k}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{----------} 35$$

2- معادلة الانتشار للجريان الخطي متعدد الموائع بالاتجاهات الثلاثة ، كما يأتي:

Multiphase Equation :

$$\nabla^2 p=\phi\frac{c_t}{\lambda_t}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{----------} 36$$

إذ ان الانتقالية الكلية للموائع λ_t تساوي:

$$\lambda_t=\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_g}{\mu_g}+\frac{k_w}{\mu_w}=\frac{k_{ro}}{\mu_o}+\frac{k_{rg}}{\mu_g}+\frac{k_{rw}}{\mu_w} \quad \text{----------} 37$$

الانضغاطية الكلية للموائع c_t تساوي:

$$c_t=c_oS_o+c_gS_g+c_wS_w+c_f+\frac{S_oB_g}{5.615B_o}\frac{\partial R_s}{\partial P}+\frac{S_wB_g}{5.615B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \quad \text{----------} 38$$

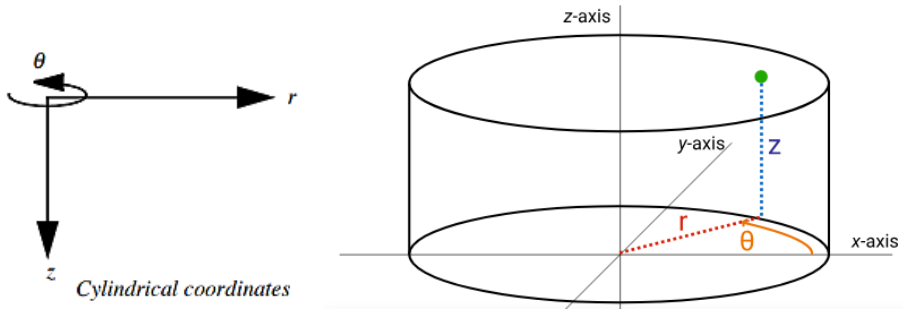
عمليا ممكن ان تساوي:

$$c_t=c_oS_o+c_gS_g+c_wS_w+c_f \quad \text{----------} 39$$

3- معادلة الانتشار للاحداثيات الاسطوانية r،θ،z Cylindrical coordinates :

وتكون معادلة الانتشار بالصيغة ادناه (الشكل-2-13) :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}+\frac{k_\theta}{k_r}\frac{1}{r^2}\frac{\partial^2 P}{\partial \theta^2}+\frac{k_z}{k_r}\frac{\partial^2 P}{\partial z^2}=\frac{\phi\mu c_t}{k_r}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{----------} 40$$



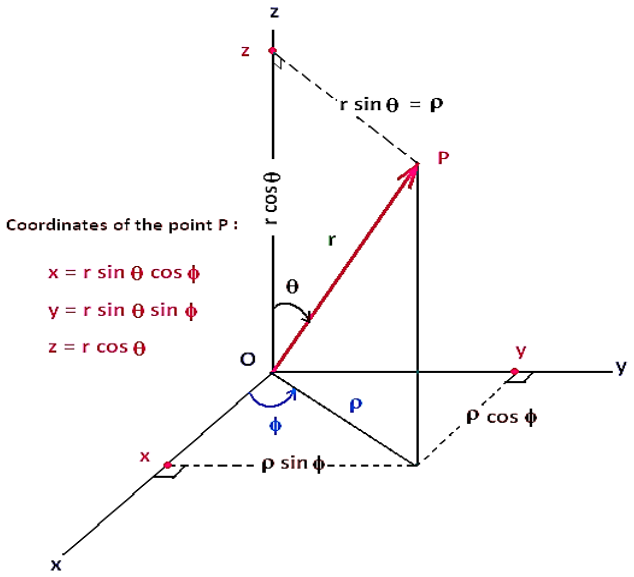
الشكل 2-13 : الاحداثيات الاسطوانية r θ z

تُستخدم المعادلة-40 اعلاه في محاكاة الابار Well Simulation العمودية.

4- معادلة الانتشار للاحداثيات الكروية Spherical coordinates r،θ،φ

تُستخدم معادلة الانتشار في الإحداثيات الكروية على النحو التالي (الشكل-2-14) :

$$\frac{1}{r}\left[\frac{\partial}{\partial r}\left(r^2\frac{\partial P}{\partial r}\right)+\frac{1}{\sin\theta}\frac{\partial}{\partial\theta}\left(\sin\theta\frac{\partial P}{\partial\theta}\right)+\frac{1}{\sin^2\theta}\frac{\partial^2 P}{\partial\phi^2}\right]=\frac{\phi c\mu}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{------- 41}$$



الشكل 2-14 : الاحداثيات الكروية r θ φ

بصورة عامة تُستخدم معادلة الانتشار رقم-40 في الجغرافيا لتحديد مواقع و نقاط مختلفة على الأرض و في المكامن تستخدم عبر الجريان الكروي للابار والذي يحصل عند تثقيب الطبقة المكمنية جزئيا.

5- معادلة الانتشار للاحداثيات البيضوية ξ، μ Eliptical coordinates :

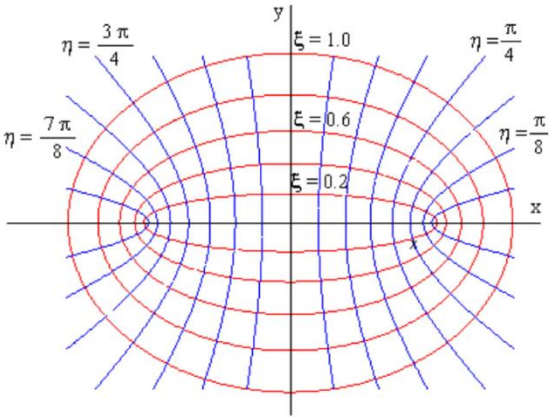
كما هو موضح في الشكل 2-15، تُستخدم معادلة الانتشار للإحداثيات البيضوية على النحو التالي:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial\xi^2}+\frac{\partial^2 P}{\partial\eta^2}=\frac{1}{2}a^2(\cosh 2\xi-\cos 2\eta)\frac{\phi c\mu}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{---------- 42}$$

تُستخدم هذه المعادلة بشكل رئيسي في محاكاة الآبار(Well Simulation) ، وخاصة الآبار الأفقية. في هذا السياق و ان:

ξ -هو الإحداثي الذي يمثل مجموعة من الأشكال البيضاوية متحدة البؤر. الطول البؤري لهذه القطوع الناقصة هو 2a.

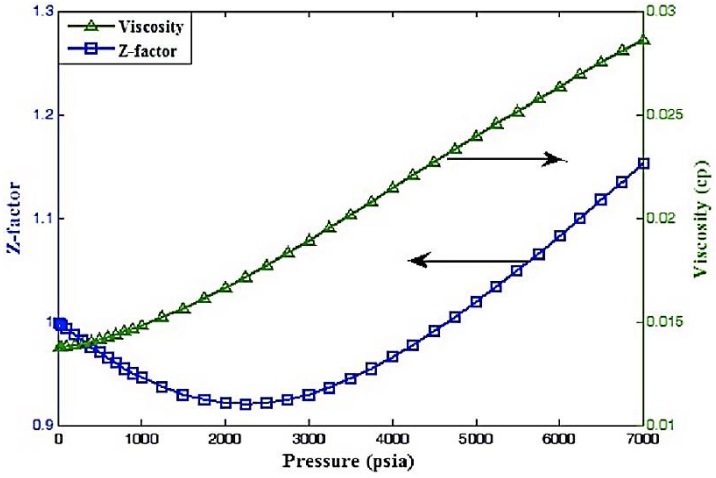
η - هو الإحداثي الذي يمثل مجموعة من القطع الزائدة متحدة البؤر والتي تمثل خطوط انسيابية للجريان الإهليلجي.



الشكل 2-15 : الاحداثيات البيضوية

6- معادلة الانتشار للجريان الشعاعي radial flow ، بطور واحد single phase والمائع من النوع القابل للانضغاط compressible fluid:

عند الحديث عن الجريان الشعاعي في طور واحد و المائع من النوع القابل للانضغاط (Compressible Fluid)، فإن الغاز غالبًا هو المائع الذي يستجيب بسهولة للضغط المسلط عليه، ويتميز بقابلية انضغاط عالية .الغاز يتميز بتغير اللزوجة و الكثافة بشكل واضح مع تغير الضغط ، كما في الشكل 2-16.



الشكل 2-16: علاقة اللزوجة و معامل انحراف الغاز (الانضغاطية) مع الضغط

المعادلة العامة لانتشار الغاز في وسط مسامي والجريان من النوع الشعاعي تعتمد على العلاقة بين الضغط و الحد $z\mu$ كما وضعها الحسيني Al-Hussainy (1966) وتستند هذه العلاقة إلى تصنيف معادلة انتشار الغاز إلى ثلاث صيغ أو أشكال Chaudhry[4] (2003) :

ـ صيغة الضغط العادي:

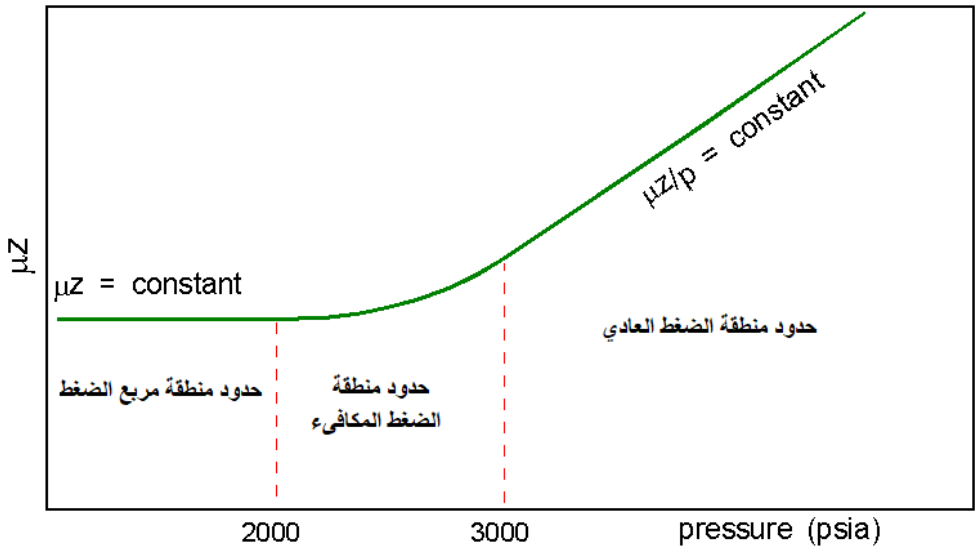
في حالة الضغط المكمني العالي (High Pressure) إذ يكون الضغط أكبر من p > 3000 psi ، فإن علاقة حاصل ضرب اللزوجة في الانضغاطية (zμ) مع الضغط تكون علاقة خط مستقيم بميل ثابت و متزايد و كما هو موضح في الشكل 2-17.

-في هذه الحالة، يمكن تبسيط معادلة انتشار الغاز بحيث تكون مشابهة لتلك الخاصة بالسوائل. و هنا يُعامل الغاز كأنه سائل(Pseudoliquid) و ان معادلة الانتشار للغاز في هذه الحالة تأخذ الصيغة الاتية:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{p}{\mu z}\frac{\partial p}{\partial r}\right)=\frac{\phi\mu c_t}{0.000264\,k}\frac{p}{\mu z}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{---------- 43}$$

ـ صيغة مربع الضغط : عندما يكون الضغط المكمني او الضغط الجرياني قليل low pressure اقل من (p < 2000 psi) عندها تكون علاقة حاصل ضرب اللزوجة في الانضغاطية zμ مع تغير الضغط قيمة ثابتة (علاقة خط مستقيم افقي) الشكل- 2-17. تاخذ معادلة الانتشار للغاز عند هذه الظروف الصيغة الاتية:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P^2}{\partial r}\right)=\frac{\phi\mu_g c_t}{0.0002637k_g}\frac{\partial P^2}{\partial t} \quad \text{---------- 44}$$



الشكل 2-17 :تمييز حالات الغاز مع الضغط

ـ صيغة الضغط المكافئ – (Gas pseudopressure m(p)): تستخدم الصيغة هذه عندما تتراوح قيم الضغط ما بين 2000 psi < p < 3000 psi ، عندها تكون علاقة حاصل ضرب

اللزوجة في الانضغاطية zμ مع تغير الضغط علاقة منحني كما في الشكل- 2-17. تاخذ معادلة الانتشار للغاز عند هذه الظروف الصيغة الاتية:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial m(P)}{\partial r}\right)=\frac{\phi\mu_g c_t}{0.0002637k_g}\frac{\partial m(P)}{\partial t}$$

إذ ان الضغط المكافىء Gas pseudopressure- m(P) يساوي:

$$m(P)=2\int_{P_0}^{P}\frac{P}{\mu z}dP \quad \text{---------- 46}$$

وان الانضغاطية الكلية تساوي:

$C_t = C_g + C_f$

وانضغاطية الغاز الحقيقي تساوي:

$$c_g=\frac{1}{p}-\frac{1}{z}\frac{\partial z}{\partial p} \quad \text{---------- 47}$$

16-2 معادلة الانتشار اللابعدية للجريان الشعاعي : Dimensionless Diffusivity Equation for Radial flow

لماذا نستخدم صيغة المعاملات اللابعدية في تحليل فحوصات الابار ؟؟

-المعاملات اللابعدية شائعة جدًا في دراسة مجموعة متنوعة من الظواهر الفيزيائية أو المشكلات الهندسية وحتى المهام الاقتصادية، وذلك لأنها تتضمن متغيرات بدون أبعاد فيزيائية. هذا يسمح بتوسيع التطبيق في عدة مجالات.

كما و يُبسط حل المسائل رياضيًا عبر تقليل عدد المتغيرات المستخدمة، مما يعزز العمومية ويجعل التحليل أكثر شمولًا.

-تفسير سلوك النظام باستعمال المعاملات اللابعدية يكون ممكنًا بغض النظر عن الوحدات المستخدمة لقياس المتغيرات. على سبيل المثال، سواء استخدمت الوحدات الحقلية *(Field Units)*أو الوحدات الدولية*(SI Units)* ، ستعطيك نفس المتغيرات اللابعدية مما يوفر مرونة في التحليل.

-المعاملات اللابعدية تتجنب التعامل مع عدد كبير من المتغيرات التي قد تؤدي إلى أخطاء أثناء التكرار الحسابي، بدلاً من ذلك، تتعامل مع مجموعات متضمنة تلك المتغيرات، مما يُسهل عملية الحل.

هذه المزايا تجعل المعاملات اللابعدية أداة فعالة لتبسيط وتحليل بيانات فحوصات الآبار، بالإضافة إلى أنها تسهم في توحيد الأساليب المستخدمة في قياس وفهم ظواهر المكامن.

معادلة الانتشار Diffusivity equation بدلالة المعاملات اللابعدية :-

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D}\frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad \text{---------- 48}$$

نستخدم معادلة دارسي لتحديد هبوط الضغط اللابعدي P_D و نصف القطر اللابعدي وذلك بعد ترتيب المعادلة كالتالي:

$$\frac{p_e - p_{wf}}{\left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)} = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad \text{---------- 49}$$

لاحظ ان طرف المعادلة-49 الايمن $\ln(r_e/r_w)$ لابعدي او عديم الاتجاه dimensionless radius . الطرف الايسر وحدات البسط هي *psi* هي نفسها في المقام فيصبح عديم الاتجاه بدلالة الضغط pressure dimensionless. لذا يمكن كتابة المعادلة -49 اعلاه بصيغة لا بعدية تامة وكما يأتي:

$$p_D = \frac{p_e - p_{wf}}{\left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)} = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) = \ln(r_{eD}) \quad \text{---------- 50}$$

و ان نصف القطر اللابعدي بدلالة نصف قطر منطقة التصريف r_e يساوي:

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w} \quad \text{---------- 51}$$

يمكن ان نستخدم هبوط الضغط اللا بعدي P_D في وصف مقدار التغير بالضغط كدالة لنصف القطر والزمن اي ان :

$$p = p(r,t)$$

لذا فان هبوط الضغط اللابعدي هو دالة للزمن اللابعدي t_D dimensioless time و نصف القطر اللابعدي r_D dimensioless radius اي ان $P_D\,(r_D, t_D)$ ، و يصبح :

$$p_D = \frac{p_i - p(r,t)}{\left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)} \quad \text{---------- 52}$$

و نصف القطر اللابعدي بدلالة اي مسافة عن البئر r يساوي :

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{---------- 53}$$

الزمن اللا بعدي t_D يساوي :

$$t_D = \frac{0.0002637 kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad \text{---------- 54}$$

و ممكن ان ندرج شكل اخر لمعادلة الزمن اللابعدي t_D لتكون بدلالة مساحة منطقة التصريف t_{DA} و تساوي:

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t A} = t_D\left(\frac{r_w^2}{A}\right) \text{ ---------- 55}$$

إذ ان :

p_D = dimensionless pressure drop
r_{eD} = dimensionless external radius
t_D = dimensionless time based on wellbore radius r_w
t_{DA} = dimensionless time based on well drainage area A
A = well drainage area, i.e., πr_e^2, ft^2
r_D = dimensionless radius
t = time, hours
$p(r,t)$ = pressure at radius r and time t
k = permeability, md
μ = viscosity, cp

References – المصادر

1- Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook " ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
2- Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، Advanced Reservoir Engineering ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.
3- AL-HUSSAINY، R.، RAMEY، H.J.، JR.، and CRAWFORD، P.B. (1966). "The flow of real gases through porous media". Trans. AIME، 237، 624.
4- Amanat U. Chaudhry "، Gas Well Testing Handbook " ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2003، Elsevier Inc.
5- Earlougher Jr.، Robert C. " Advances in Well Test Analysis " SPE Monograph، 2010.
6- John Lee " Well Testing " Society of Petroleum Engineers of AIME ،New York 1982.

الفصل الثالث

اطوار الجريان - طور الجريان المستقر Flow Regimes

Steady State Flow -SS

1-3 المقدمة :

عند محاولة تفسير بيانات الفحص باستعمال معادلة الانتشار، غالبًا ما نجد أنه من الصعب حل المعادلة بصيغتها الأصلية (المعادلة الرياضية العامة ، المعادلة رقم -1)، التي تحتوي على مشتقة من الدرجة الثانية للضغط (Partial Differential Equation - PDE)، إلا بعد تبسيطها. وبسبب تعقيد هذه المعادلة عند استعمالها كما هي في الحالات العملية، يتم تحويل المعادلة إلى معادلة عادية أبسط بحيث يمكن استعمالها لتحليل بيانات الفحص. حلول معادلة الانتشار تعتمد طور او نمط الجريان Flow regime الساري عبر الفحص.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.006328\,k}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{---------- 1}$$

k= permeability، md، r= radial position، ft ، p = pressure، psia ، c_t = total compressibility، psi−1

t = time، hours، φ = porosity، fraction ، μ = viscosity، cp

تعريف طور الجريان عبر الوسط المسامي مهم و يعتبر من اساسيات تفسير بيانات فحوصات الابار ، كل طور جريان يتحدد بمدة زمنية معينة عبر الفحص و من تحديد المدة الزمنية يمكن استعمال المعادلات الخاصة لذلك الطور لتفسير فحوصات الابار النفطية والغازية . فمثلا طور الجريان المستقرSteady State Flow و طور الجريان شبه المستقر Pseudo-Steady State Flow يظهران في المدة المتاخرة من الفحص و لهما المعادلات الخاصة بهما و التي تربط الضغط مع المسافة والزمن ، في حين ان طور الجريان اللامستقر Unsteady State Flow يظهر في الفترة المتوسطة من الفحص و هو من الاهمية إذ منه نحدد خواص الطبقة المكمنية .

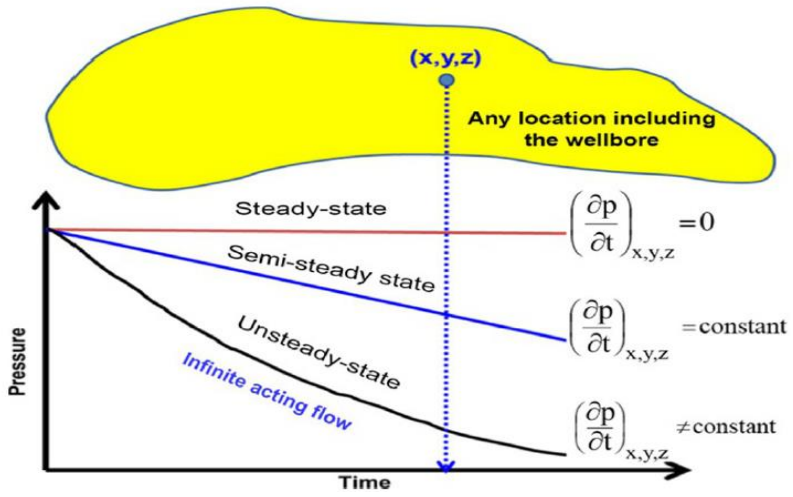
هنالك ثلاث انماط او اطوار للجريان سائدة خلال فحوصات الضغط العابر- Pressure Transient Test (وتُعرف أيضاً بـ فحوصات الضغط الانتقالي) وهي :

1- الجريان المستقر Steady State Flow-SS

2- الجريان شبه المستقر Pseudo-Steady State Flow-PSS او Semi-Steady State Flow-SSS

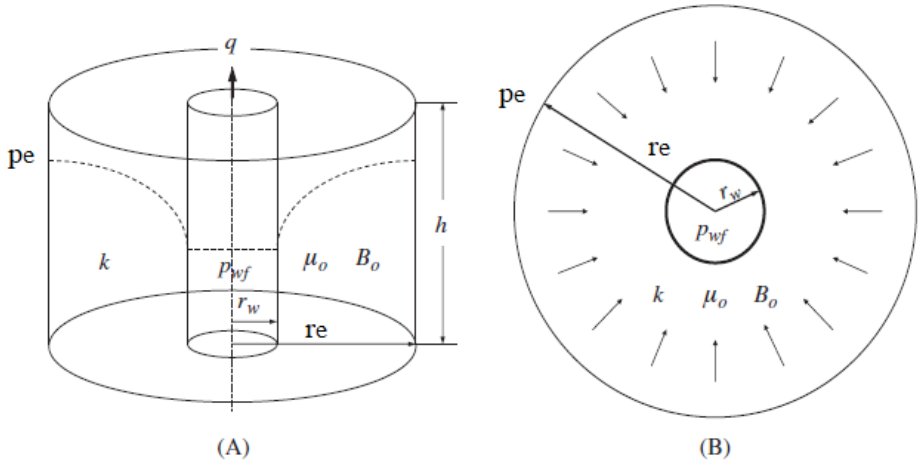
3- الجريان غير المستقر Unsteady State Flow- USS or Transient Flow .

يعتمد تحديد انماط الجريان على طول مدة فتح البئر للجريان (مدة الفحص) و على الخواص المكمنية و يعتمد على ظروف الحدود الخارجية للمكمن والتي تتمثل بعلاقة تغير الضغط مع الوقت $\frac{\partial p}{\partial t}$ الشكل3-1 .



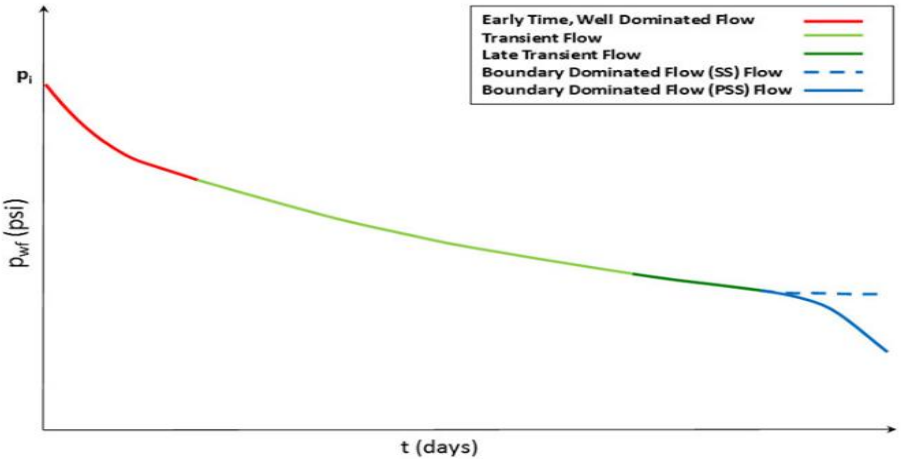
الشكل 3-1: اختلاف سلوك الضغط مع الوقت لانماط الجريان الثلاثة.

فعند فتح البئر للجريان و مراقبة الضغط ، فستكون اشكال توزيع الضغط مع الوقت في منطقة تصريف البئر Drainage Area كما في الشكل 3-1 .معدل تغير الضغط مع الوقت لطور الجريان المستقر SS يساوي الصفر (علاقة الضغط مع الوقت تعطي خط مستقيم افقي) لاي نقطة في المكمن و يساوي ثابت للجريان شبه المستقرPSS (علاقة الضغط مع الوقت تعطي خط مستقيم مائل) و تكون العلاقة متغيرة لطور الجريان اللامستقرUSS (علاقة الضغط مع الوقت تعطي شكل منحني). ان فرق الضغط $\Delta P= P_e-P_w$ يتسب في جريان المائع شعاعيا من المكمن باتجاه فتحة البئر الشكل 3-2 ، إذ ان P_e يمثل اعلى ضغط يتواجد عند الحدود الخارجية للمكمن و على مسافة r_e من البئر و P_{wf} يمثل ضغط الجريان في قاع البئر يتواجد عند نصف قطر البئر r_w . قد يأخذ الجريان عبر فحص الابار نمط واحد للجريان او عدة انماط وذلك بحسب طول مدة الفحص و خواص المكمن الشكل 3-3.



الشكل 3-2: مخطط يمثل توزيع الضغط للجريان الشعاعي في الوسط المسامي

- A-مقطع امامي B-مقطع علوي.



الشكل 3-3 : ضغط الجريان كدالة للوقت

2-3 طور الجريان المستقر - Steady State Flow Regime SS

يُعتبر الجريان المستقر أحد أنماط الجريان إذ لا يحدث أي تغير في الضغط مع مرور الوقت. وهذا يعني أن:

- التّغيُر في الضغط في أي نقطة داخل المكمن مع الزمن $(\partial p/\partial t)$ مساوي للصفرً.
- الضغط في أي نقطة داخل المكمن يبقى ثابتًا مع مرور الوقت.
- تدرج الضغط بين النقاط داخل المكمن يبقى ثابتًا أيضًا.

الشكل 3-4 يُوضح توزيع الضغط في المكمن تحت نمط الجريان المستقر ، إذ يزداد الضغط تدريجيًا باتجاه حدود المكمن حتى يصل إلى الضغط الابتدائي أو الضغط الخارجي (Pe) عند الحدود (re) , يكون هذا الضغط ثابتًا عند الحدود ولا يتغير.

متى يحدث الجريان المستقر *SS*؟؟

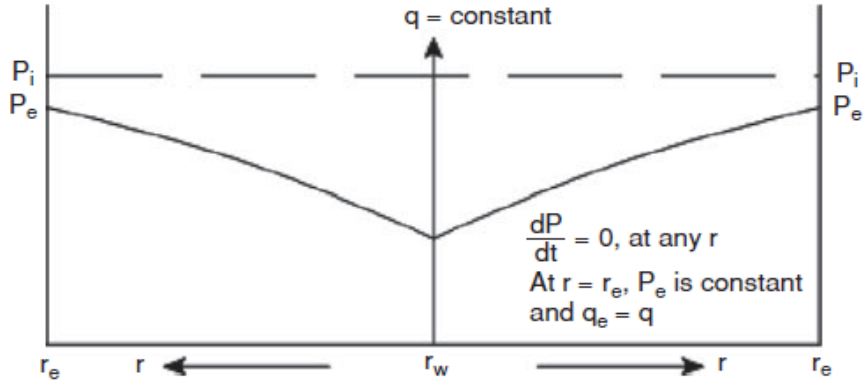
في فحوصات الابار فإن طور الجريان المستقر يظهر بعد مدة من التشغيل، وعادةً ما لا يظهر في الفحوصات القصيرة لأنه يحتاج إلى زمن حتى يستقر النظام. الجريان المستقر يحدث تحت ظروف خاصة ، إذ يظل الضغط ثابتًا مع الوقت. من بين هذه الظروف:

1- وجود مستودع مائي فعال*(Active Aquifer)* : إذا كان هناك مستودع مائي كبير أسفل أو على جوانب المكمن، فإنه يساعد في تحقيق التوازن بين معدلات الإنتاج و تدفق الماء الى داخل المكمن .هذه الظروف تدعم استقرار الضغط المكمني لأن الماء يدخل المكمن بمعدل ثابت و يعوض أي فقدان في الضغط نتيجة الجريان(الشكل 3-5).

2- حقن الماء لدعم الضغط المكمني :عندما يتم حقن الماء في المكمن للحفاظ على الضغط المكمني، وتكون معدلات الحقن والإنتاج متوازنة عندها يحدث الجريان المستقر*SS*.

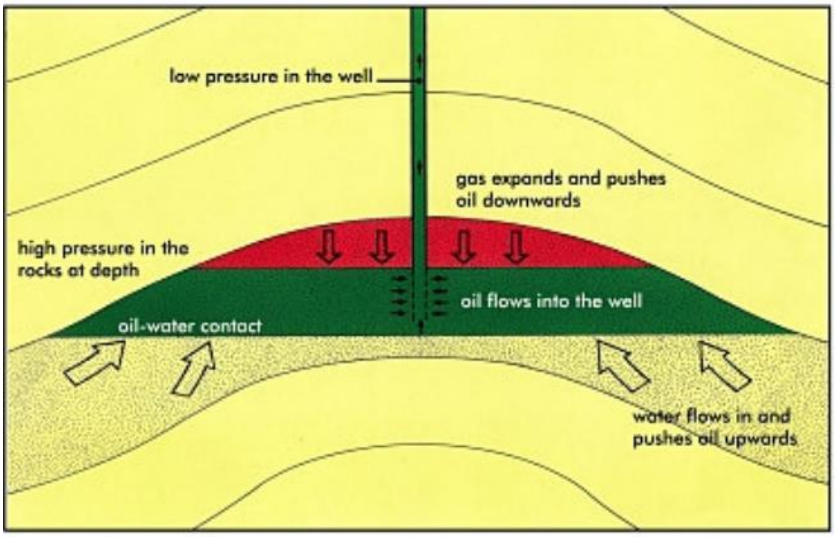
3- وجود قبة غازية (*Gas Cap*): في بعض الحالات، تكون هناك قبة غازية فعالة تعلو المنطقة

النفطية و تعمل كمخزن طبيعي للغاز تساعد في الحفاظ على استقرار الضغط داخل المكمن(الشكل 3-5).



Steady-state flow diagram showing pressure distribution.

الشكل 3-4 : توزيع الضغط المكمني عبر طور الجريان المستقر



الشكل 3-5 وجود مستودع مائي و قبة غازية تدعم الضغط المكمني

4- التجارب المختبرية :يُستخدم الجريان المستقر أيضًا في التجارب المختبرية، وخاصة في تجارب الازاحة *(Displacement)* لحساب النفاذية النسبية للموائع (Relative Permeability) و حساب كفاءة الازاحة.

ملاحظة:

قبل أن يبدأ الجريان المستقر عبر الفحص، فيجب أن يمر المكمن بمدة جريان غير مستقر *(Unsteady State)*. ، خلال هذه المدة لا يظهر تأثير حدود المكمن على الضغط . بمجرد أن

ينتقل تأثير موجة هبوط الضغط إلى حدود المكمن، يبرز دعم الضغط المكمني إذ يبدأ تدفق الماء إلى المكمن يصاحبه استقرار و ثبوت في الضغط.

للحصول على الصيغة العامة لمعادلة الحالة المستقرة , نحل معادلة الانتشار بتعويض ظروف الحالة المستقرة $dP/dt=0$ في المعادلة رقم- 1 لمكمن دائري والجريان من النوع الشعاعي *radial flow* فتصبح معادلة الانتشار :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r}=0 \quad \text{----------} 2$$

و لهذه الحالة نستخدم الظروف الداخلية و الخارجية *initial &boundry conditions* الاتية:

for all r ،$p=p_i=p_e$ at t=0

for t >0،$(r\ dp/dr)r_w=q\mu/2\pi kh$

for all t،$P(r_e)=p_i$

بصورة عامة فان الظروف الداخلية *(InitialCondition)* , تعني حالة النظام عند الزمن صفر , أي قبل بدء الإنتاج أو التغيير. تُعرف أيضًا باسم الشرط الابتدائي، وتُعطي نقطة البداية لتطور الضغط مع الزمن.

الظروف الخارجية*(Boundary Conditions)* , تعني القيود أو الشروط التي تُفرض على حدود النظام وتُحدد كيف يتفاعل النظام مع بيئته الخارجية. في حالة المكمن فان الحدود تتمثل : حد البئر *(Wellbore)* عند $r=r_w$. حد المكمن الخارجي *(Reservoir Boundary)* عند $r=r_e$.

في حالة الجريان المستقر , فان الضغط P لاي نقطة في المكمن قبل فتح البئر للجريان (عندما $t=0$) تساوي الضغط المكمني الاصلي Pi، فرق الضغط عند البئر يكون ثابت لاي وقت t و الضغط عند حدود منطقة التصريف re تساوي Pi لاي وقت t .

سناتي على تفاصيل معادلات الحالة المستقرة في الفقرات اللاحقة.

3-3- تطبيقات الجريان المستقر ***Applications of the steady state flow***

تعتمد تطبيقات الجريان المستقر على ظروف الجريان المختلفة وطبيعة الموائع في المكمن. سنستعرض بعض الحالات الشائعة في تطبيقات معادلات الجريان المستقر، مع أمثلة لتوضيح كيفية استعمال هذه المعادلات دون الاشتقاق التفصيلي وللإطلاع على تفاصيل الاشتقاق يمكن مراجعة ألمصادر *Freddy[3] (2018)*، *Sylvester[2] (2019)*. Sylvester[2] (2019) Tarek[1] (2012): التطبيقات تشمل ما يأتي

الجريان الشعاعي - *Radial Flow*:

- للموائع غير قابلة للانضغاط – *incompressible fluids*
- للموائع قليلة الانضغاط – *slightly compressible fluids*
- للموائع القابلة للانضغاط – *compressible fluids*

الجريان الخطي -*Linear Flow*:

- للموائع القابلة للانضغاط – *compressible fluids*

- للموائع غير قابلة للانضغاط – *incompressible fluids*

- للموائع قليلة الانضغاط – *slightly compressible fluids*

الجريان المستقر في نظام حقن الماء – *Steady state in water flooding system*

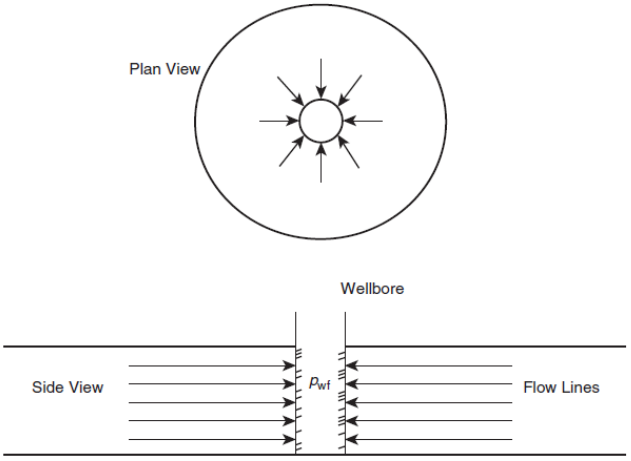
- النظام الخطي المباشر -*Direct line drive- water flooding*

- النظام الخطي المتعاقب- *Staggered line drive- water flooding*

- نظام حقن الماء الخماسي -*5-Spot water flooding*

- نظام حقن الماء السباعي *7-Spot water flooding*

الجريان متعدد الموائع – *Multiphase Flow*



الشكل 3-6 : مخطط لجريان شعاعي مثالي

3-3-1 الجريان المستقر الشعاعي لمائع غير قابل للانضغاط

Radial Flow for Steady-State Incompressible Fluid :

في المكمن المتجانس أو درجة عدم التجانس ليست عالية ، فإن الجريان يتوزع بشكل شعاعي حول فتحة البئر، بحيث يكون للمائع حركة متساوية في جميع الاتجاهات نحو المركز(الشكل 3-6). هذا يشمل عمليات مثل الإنتاج من الآبار أو حقن الماء للمساعدة في الحفاظ على الضغط المكمني.

المعادلة-3 في ادناه تمثل معادلة الجريان المستقر لمكمن دائري نصف قطره (نصف قطر منطقة التصريف) r_e و معدل الجريان عند بئر نصف قطره r_w يساوي Q على اعتبار ان الضغط عند النقطتين r_e و r_w يتمثل بـ P_e و P_w على التوالي:.

$$Q_o = \frac{kh(p_e - p_w)}{141.2\ \mu B_o \ln(r_e / r_w)} \quad \text{---------- 3}$$

و بقلب الثابت تصبح :

$$Q_o = 7.08\times10^{-3}\left[\frac{kh(p_e - p_w)}{\mu B_o \ln(r_e / r_w)}\right] \quad \text{---------- 4}$$

و لاي نصف قطر r بعيدا عن البئر في المكمن ، فمعدل الجريان بتوفر الضغط المكمني P يساوي:

$$Q_o = 7.08\times10^{-3}\left[\frac{kh(p - p_w)}{\mu B_o \ln(r / r_w)}\right] \quad \text{---------- 5}$$

او نحسب الضغط P على بعد r من البئر و يساوي:

$$p = p_{wf} + \frac{Q_o\, \mu B_o \ln(r / r_w)}{7.08\times10^{-3}\, kh} \quad \text{---------- 6}$$

Q_o = oil flow rate, STB/day
p_e = external pressure, psi
p_{wf} = bottom-hole flowing pressure, psi
k = permeability, md
μ_o = oil viscosity, cp
B_o = oil formation volume factor, bbl/STB
h = thickness, ft
r_e = external or drainage radius, ft
r_w = wellbore radius, ft

ان قيمة ثابت الوحدات الحقلية في معادلة الجريان الشعاعي radial flow تساوي 7.08×10^{-3} و الوحدات مؤشرة في المعادلة ادناه:

$$Q\left(\frac{STB}{day}\right) = \frac{7.08\times10^{-3}\, k(mD)h(ft)\left(P_e - P_{wf}\right)(psi)}{\mu\,(cp)\, B_o \frac{(bbl)}{(STB)} \ln\frac{r_e}{r_w}}$$

برغم من ان معادلة دارسي تمثل واحدة من ثلاث معادلات تساهم في اشتقاق معادلة الانتشار لكن في نفس الوقت تمثل حل لمعادلة الانتشار و تطبيق للجريان المستقر. تُطبق معادلة دارسي فقط في الظروف الاتية :الجريان من النوع المستقرSS، الجريان طبقي laminar flow ، المكمن متجانس و المائع غير قابل للانضغاط.

مثال-1 :- بئر نفطي ينتج بمعدل مستقر مقداره q=600 Stb/day و بضغط مستقر في قاع البئر مقداره P_w=1800 psi (بوجود دعم للضغط من مستودع مائي) و من تحاليل فحوصات البئر تبين ان النفاذية k=120 md ، السمك h=25 ft، B_0=1.25 bbl/Stb، μ_o =2.5 cp، r_w=0.25 ft ، مساحة منطقة التصريف بحدود 40 acres و بوحدات القدم المربع تساوي:

$A=40\ acres*43560=1742400\ ft^2$

اي ان نصف قطر منطقة التصريف الدائرية يساوي:

r_e=745 ft

المطلوب:

***ارسم توزيع الضغط ضمن منطقة التصريف و على المسافات الاتية من موقع البئر:**

r=(0.25 ، 1.25)، (4 ، 5) ، (19 ، 20)، (99 ، 100) ، (744 ، 745) ft

***واحسب كذلك هبوط الضغط لكل قدم $\Delta P/r$ للمسافات في الاقواس اعلاه ؟؟؟**

الحل :

1- نرتب المعادلة رقم-4 بشكل بحيث ان الضغط يكون دالة للمسافة (نق) r :

$$p = p_{wf} + \left[\frac{\mu_o B_o Q_o}{0.00708kh}\right] \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)$$
$$= 1800 + \left[\frac{(2.5)(1.25)(600)}{(0.00708)(120)(25)}\right] \ln\left(\frac{r}{0.25}\right)$$
$$= 1800 + 88.28 \ln\left(\frac{r}{0.25}\right)$$

2- نعوض في معادلة الضغط اعلاه المسافات المعطاة بالسؤال و نعمل جدول بالنتائج كما في الجدول3-1.

r (ft)	p (psi)	Radius Interval	Pressure Drop
0.25	1800		
1.25	1942	0.25—1.25	1942—1800 = 142 psi
4	2045		
5	2064	4—5	2064—2045 = 19 psi
19	2182		
20	2186	19—20	2186—2182 = 4 psi
99	2328		
100	2329	99—100	2329—2328 = 1 psi
744	2506.1		
745	2506.2	744—745	2506.2—2506.1 = 0.1 psi

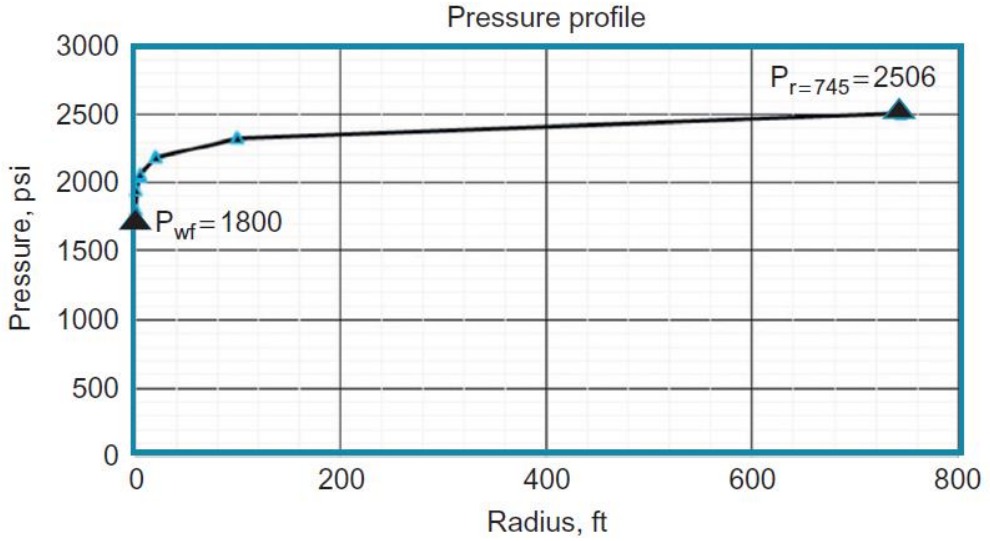
جدول3-1:نتائج المثال رقم- 1

3- نرسم نتائج توزيع الضغط كما في الشكل –3-7.

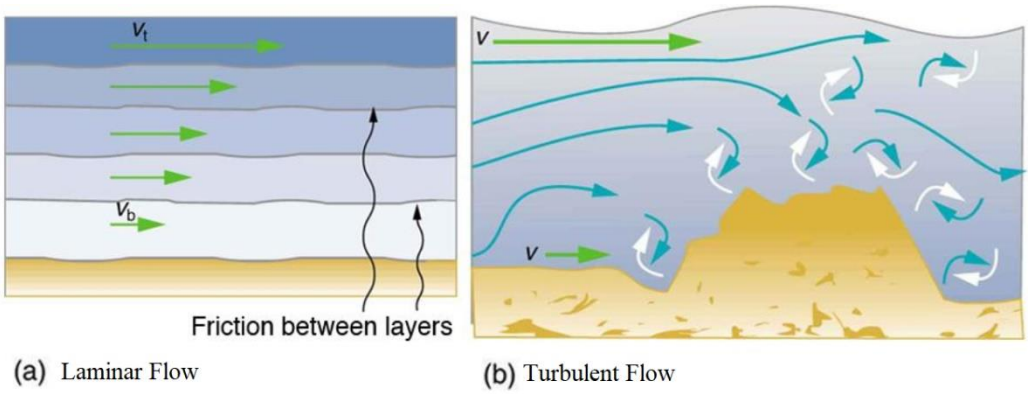
النتائج : بسبب كون منطقة التصريف كبيرة A=40 acres و البئر ينتج بمعدل مستقر اي هنالك دعم للضغط فنلاحظ ان هبوط الضغط قليل عند الحدود الخارجية لمنطقة تصريف البئر عند المسافة ما بين 744-745 ft ويساوي 0.1 psi و يزداد بالقرب من تجويف البئر إذ يصل الى 142 psi ليستقر بعدها.

1-1-3-3 عامل القشرة Skin factor-S

في معادلة الانتشار المستخدمة في فحوصات الآبار، تم افتراض أن نفاذية المكمن متجانسة وثابتة في منطقة تصريف البئر. لكن في الواقع، قد يتغير سلوك الجريان في المنطقة المجاورة لفتحة البئر نتيجة للعديد من العوامل مثل عمليات الحفر، الإكمال، والتحميض. كما أن المعادلة تفترض أن الجريان في البئر هو من النوع اللزج أو الطبقي (Laminar flow) في حين أن هذا قد لا يكون دقيقًا، خصوصًا في الابار الغازية إذ يمكن أن يتحول الجريان إلى جريان مضطرب (Turbulent flow) بالقرب من فتحة البئر (الشكل-3-8) .



الشكل 3-7: توزيع الضغط حول البئر



الشكل 3-8 : a - الجريان الطبيقي b- الجريان المضطرب

عامل القشرة (Skin factor - S) يعني المقياس الذي يعكس التغيرات أو التأثيرات التي تحدث في منطقة الجريان المحيطة و القريبة لفتحة البئر كنتيجة لمجموعة من العمليات (مثل الحفر والإكمال) و التي قد تؤثر بالنتيجة على نفاذية الطبقة.

1- تأثير عامل القشرة:

-عامل القشرة الموجب ($S > 0$) :يُشير عامل القشرة الموجب إلى تأثير ضار على الإنتاج أو الحقن. هذا يعني أن المنطقة المحيطة بالفتحة قد تضررت Damage ، في هذه الحالة عامل القشرة يكون عائقا و يؤثر سلبًا على سلوك الجريان و هذا يؤدي إلى تقليل نفاذية المكمن ثم اعاقة الجريان باتجاه البئر وبالتالي تقليل الإنتاج أو تقليل قابلية الحقن. القيمة الموجبة لعامل القشرة عادة تتراوح ما بين $1 < s < 10$.

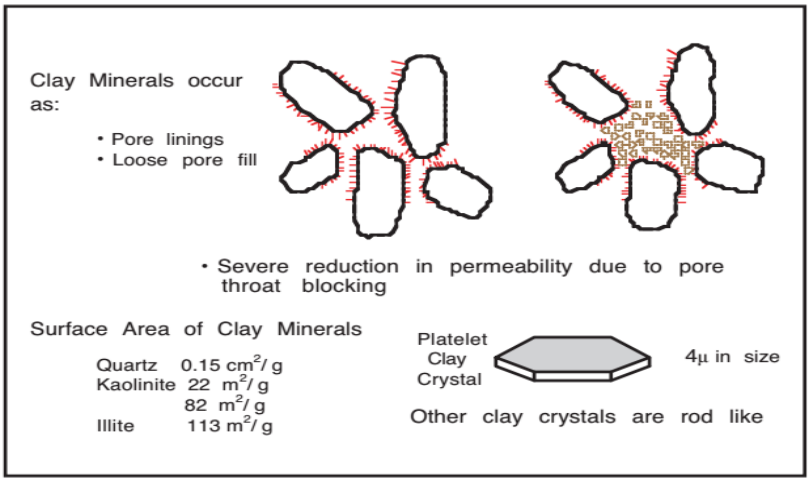
- عامل القشرة السالب ($S < 0$): يشير إلى تأثير إيجابي على سلوك الإنتاج أو الحقن. هذا يعني أن المنطقة المحيطة بالفتحة قد تم معالجتها و تحسينها (مثل المعالجة بحقن الحامض في الطبقة المنتجة)، مما يزيد من النفاذية ويساعد في تحسين ادائية الانتاج. القيمة السالبة لعامل القشرة تتراوح عادة ما بين $-6 < s < -1$.

-عامل القشرة ($S = 0$) : يشير إلى أن النفاذية في المنطقة المحيطة بفتحة البئر لم تتأثر سلبا او ايجابا خلال الانتاج او الحقن (او خلال الاكمال او الحفر) ولا يوجد تأثير على الجريان في المنطقة المجاورة للبئر.

2-مسببات عامل القشرة:

- عمليات الحفر - *Drilling*

دخول المواد الصلبة لسائل الحفر الى مسامات الطبقة المكمنية Mud solids invasion and plugging عبر عملية الحفر سيتسبب في انسداد مسامات الطبقة المكمنية و في تقليل النفاذية، فعامل القشرة هنا سيكون عامل تضرر للطبقة . احيانا و بسبب تماس راشح طين الحفر mud filtrate مع المعادن الطينية للصخور يحدث تميأ وانتفاخ المعادن الطينية clay swelling و خصوصا المعدن Smectite ، الذي يكون حساس لعنصر الصوديوم الموجود في مكونات الراشح و يحصل انتفاخ لتلك المعادن , هذا يتسبب بانسداد المسامات -الشكل 3-9 . وجود المعادن الطينية الاخرى يقلل من الحجم المسامي للصخرة , مثل ايلايت Illite فانها تنمو على جدران المسامات على شكل شعيرات صلبة تشبه الكرستال و ممتدة في الفراغ المسامي(2013) George[4] .



الشكل 3-9 : تاثير المعادن الطينية على نفاذية الصخرة

- تضرر الطبقة عبر عملية تسميت بطانة البئر *Casing cementing* .

- <u>الاختراق و التثقيب المحدود للطبقة المكمنية</u>**:** ان اختراق البئر لجزء من الطبقة و ليس كل الطبقة المكمنية يتسبب في زيادة عامل القشرة الموجب ويقلل من انتاجيتها مقارنة بفتح الطبقة كليا للانتاج . كذلك في حالة كون البئر يخترق الطبقة المكمنية بالكامل لكن التثقيب لا يغطي السُمك الكلي للمكمن و انما جزء منه ، ذلك ايضا سيتسبب في عامل قشرة موجب.

- <u>التشقق الهيدروليكي:</u> <u>*Hydrulic fractures*</u> : اجراء عملية التشقق(التكسر) الهيدروليكي عبر حقن الماء بضغط اعلى من ضغط تشقق الطبقة *fracture pressure* ، سيُحسن من نفاذية الطبقة و من السلوك الانتاجي للبئر خصوصا في الابار ذات الانتاجية الضعيفة (لضعف نفاذية المكمن).

3- حساب عامل القشرة

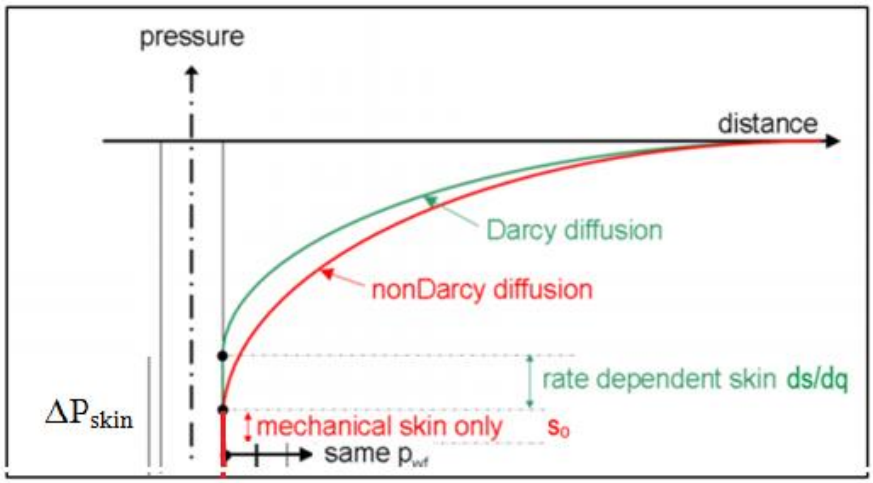
رياضيا فان عامل القشرة يدخل كعامل تصحيح في معادلات الجريان الحقيقية عبر ادخال التاثيرات الحاصلة في البئر عبر الفحص. يكون التصحيح اما بصيغة عامل القشرة s او بصيغة فرق ضغط القشرة ΔPs .

- هاوكنز (1991) Hawkins[5] اقترح المعادلة ادناه في حساب عامل القشرة s :

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1\right] \ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right) \quad \text{---------- 7}$$

فيكون فرق الضغط بسبب عامل القشرة :

$$\Delta p_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh}\right)\left[\frac{k}{k_{skin}} - 1\right] \ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right) \quad \text{---------- 8}$$



الشكل 3-10 :تاثير عامل القشرة و الجريان المضطرب على توزيع الضغط جوار فتحة البئر

- ماثيوس و رسل (1967) Matthews and Russell[6] اقترحوا معالجة اخرى لمعامل القشرة عبر ادخال تعريف نصف القطر الظاهري Apparent wellbore radius r_{wa} او نصف القطر الفعال Effective wellbore radius r_{weff} لجوف البئر والذي يعكس مدى تأثر المنطقة المجاورة للبئرمن جراء عامل القشرة و يُعرف كما في ادناه :

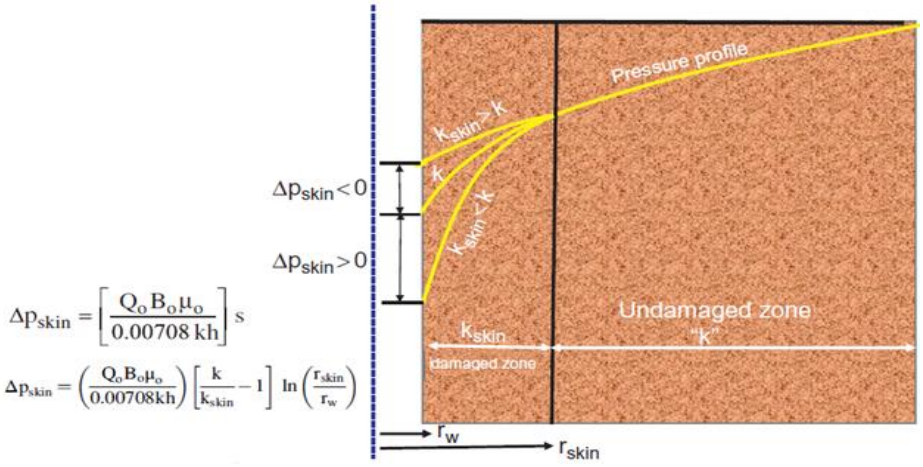
$$r_{wa} = r_w e^{-s}$$

لذا فيمكن تعويض r_{wa} بدلا من r_w في المعادلة رقم- 4 فتصبح :

$$Q_o = \frac{0.00708kh\,(p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_{wa}}\right]} \text{ ---------- 9}$$

و بصورة عامة فان عامل القشرة Skin-s يتسبب بتغيير توزيع الضغط سلبا او ايجابا حول فتحة البئر الشكل3-10 محدثا فرق بالضغط يسمى فرق ضغط القشرة ΔP_{skin} و يساوي:

$$\Delta p_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh}\right) s = 141.2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh}\right) s \text{ ----------10}$$



الشكل 3-11 :مخطط للمنطقة المتضررة بعامل القشرة جوار البئر والمنطقة النظيفة التي تليها

فرق الضغط من جراء عامل القشرة ΔP_{skin} يكون بثلاث حالات الشكل3-11 وهي :-

1- $\mathbf{\Delta P_{skin} > 0}$ عندما $\mathbf{s > 0}$ ، يحدث ضررا في نفاذية المنطقة المجاور لفتحة البئر و يُطلق على المنطقة المتضررة بـ skin zone إذ تكون عندها نفاذية المنطقة المتضررة اقل من نفاذية الطبقة المكمنية اي $\mathbf{k_{skin} < k}$ و ياخذ ΔP_{skin} في المعادلة الكلية لهبوط الضغط اشارة موجبة اي سيكون هنالك فرق ضغط اضافي نتيجة للتضرر الحاصل في المنطقة المجاورة للبئر skin zone .

2- $\Delta P_{skin} < 0$ عندما $\mathbf{s < 0}$ ، يحدث في حال تحسن نفاذية المنطقة المجاور لفتحة البئر و

يكون $k_{skin} > k$ نتيجة لاجراء استصلاح Workover للبئر. ياخذ ΔP_{skin} في المعادلة الكلية لهبوط الضغط اشارة سالبة اي سيقلل من هبوط الضغط الكلي عند الانتاج.

3- $\Delta P_{skin} = 0$ عندما $s = 0$ ، يحدث في حال عدم تاثر المنطقة المجاور لفتحة البئر باي من العمليات المذكورة اعلاه وعندها سيكون $k_{skin} = k$.

ان هبوط الضغط الحقيقي الكلي عند جريان البئر يساوي :

$$(\Delta p)_{\text{actual}} = (\Delta p)_{\text{ideal}} + (\Delta p)_{\text{skin}} \quad \text{---------- 11}$$

بالتعويض عن فروقات الضغط بما يساويها , ينتج:

$$(p_i - p_{wf})_{\text{actual}} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh}\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh}\right) s \quad \text{---------- 13}$$

إذ ان :

ΔP_{ideal} :- هبوط الضغط في المنطقة غير المتضررة Undamaged zone (الشكل3-11)

ΔP_{skin} :- هبوط الضغط في المنطقة المتضررة Damaged zone (الشكل3-11)

ΔP_{actual}:- هبوط الضغط الحقيقي او الكلي عند قاع البئر.

لذا ولأجل حساب انتاجية الابار بصورة صحيحة فلا بد من ادخال فرق ضغط التضرر ΔP_{skin} في جميع معادلات الجريان، فمثلا ستصبح معادلة الجريان المستقر الشعاعي للبئر النفطي كالأتي :

$$Q_o = \frac{0.00708kh\,(p_i - p_{wf}) - (\Delta p)_{skin})}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w}\right]} \quad \text{---------- 14}$$

او كتابة المعادلة بصيغة عامل الضرر skin-S بدلا من فرق ضغط التضرر ΔP_{skin} وكما يأتي:

$$Q_o = \frac{0.00708kh\,(p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + s\right]} \quad \text{---------- 15}$$

مثال-2 :

بئر قطره "12 تضرر من جراء عمليات الحفر ومنطقة التضرر كانت بعمق "48 ، النفاذية في المنطقة المتضررة تساوي عُشر (1/10) نفاذية المنطقة غير المتضررة،

احسب عامل القشرة s؟؟؟

الحل:

نصف قطر البئر يساوي:

$r_w = 6 \text{ inch} = 0.5 \text{ ft}$

و نصف قطر التضرر:

r_{skin} = 6 + 48 = 54 inch = 4.5 ft

عامل القشرة s يساوي:

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1\right] \ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right)$$

s = [10-1] ln(4.5/0.5) = 19.8

مثال-3 :-المعلومات ادناه (الجدول3-2) لبئر عمودي ينتج بجريان مستقر في منطقة تصريف دائرية ،**احسب :**

- معدل جريان النفط عند الظروف المكمنية؟؟

- معدل جريان النفط والغاز عند الظروف السطحية القياسية؟؟

Wellbore radius, r_w	*0.235 ft*
Drainage radius, r_e	*250 ft*
Reservoir height, h	*200 ft*
Pressure at the outer boundary, P_e	*3400 psi*
Wellbore flowing pressure, P_{wf}	*3062 psi*
Formation absolute permeability, k	*280 mD*
Oil relative permeability, K_{ro}	*0.85*
Oil viscosity, μ_o	*0.65 cp*
Oil formation volume factor, β_o	*1.37 rb/stb*
Skin, s	*3.7*
Solution gas-oil ratio, R_s	*500 scf/stb*

جدول3-2: بيانات المثال3

الحل :-

- لحساب معدل جريان النفط في الظروف المكمنية وليست السطحية نحذف المعامل الحجمي للنفط B_o من معادلة الجريان فتصبح:

$$Q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3}\, k(mD)h(ft)\left(P_e - P_{wf}\right)(psi)}{\mu\left[\ln\frac{r_e}{r_w} + s\right]}$$

- لكون هنالك جريان لمائعين (غاز و نفط) فالنفاذية في المعادلة لا تمثل النفاذية المطلقة k وانما النفاذية الفعالة k_{eff} للنفط و التي تساوي:

$$k_o = kk_{ro}$$

نعوض في المعادلة لايجاد معدل الجريان:

$$Q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times (0.85 \times 280) \times 200 \times (3400 - 3062)}{0.65 \times \left[\ln\left(\frac{250}{0.235}\right) + 3.7\right]} = 16424.576\ rb/d$$

- جريان النفط في الظروف السطحية القياسية(Q(STC-Stock Tank يساوي :

$$Q_o(STC) = \frac{Q_o(RC)}{\beta_o}$$

$$Q_o(STC) = \frac{16424.576}{1.37} = 11988.7416\ stb/d = 11.988\ Mstb/d$$

M تعني الف.

- نستفاد من معلومة نسبة الغاز المذاب بالنفط لحساب جريان الغاز في الظروف السطحية القياسية وكما يأتي :

$$Q_o(STC) = \frac{Q_o(RC)}{\beta_o}$$

$$\therefore\ Q_g(STC) = R_s Q_o(STC)$$

$$= 500 \times 11988.7416 = 5994370.802\ scf/d = 5.994\ MMscf/d$$

مثال-4 أُدرجت المعلومات ادناه لبئر نفطي منتج:

Wellbore radius, r_w	*0.5 ft*
Drainage radius, r_e	*850 ft*
Reservoir height, h	*27 ft*
Pressure at the outer boundary, P_e	*5000 psi*
Wellbore flowing pressure, P_{wf}	*4805 psi*
Formation absolute permeability, k	*108 mD*
Oil viscosity, μ_o	*0.47 cp*
Oil formation volume factor, β_o	*1.347 rb/stb*
Skin, s	*3.89*

جدول3-4: بيانات المثال 4

احسب :

- معدل جريان النفط لطور الجريان الشعاعي المستقر.

- معدل جريان النفط بعد اجراء عمليات استصلاح للبئر إذ تحسن عامل التضرر من 3.89 الى 0.89 .

الحل :

- معدل جريان النفط قبل اجراء عملية استصلاح البئر:

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3}\, k(mD)h(ft)\left(P_e - P_{wf}\right)(psi)}{\mu\beta\left[\ln\frac{r_e}{r_w} + s\right]}$$

$$Q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 108 \times 27 \times (5000 - 4805)}{0.47 \times 1.347 \times \left[\ln\left(\frac{850}{0.5}\right) + 3.89\right]} = 561.3348\ stb/d$$

- معدل جريان النفط بعد اجراء عملية الاستصلاح:

$$Q_o = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 108 \times 27 \times (5000 - 4805)}{0.47 \times 1.347 \times \left[\ln\left(\frac{850}{0.5}\right) + 0.93\right]} = 759.8859\ stb/d$$

نلاحظ هنالك تحسن بمعدل الانتاج بنسبة 26% نتيجة عملية الاستصلاح وتنشيط البئر.

مثال-5:- بئر ينتج نفط بمعدل جريان q=800 b/d وبضغط جرياني Pw=850 psi من مكمن ، طاقة الدفع له من مستودع مائي القوي (بفرض حالة جريان مستقر).

احسب نفاذية المكمن k على اعتبار ان ΔP_{skin} =150 psi ؟؟؟

البيانات الاخرى المتوفرة: مساحة منطقة التصريف well spacing=40 acres، قطر البئر r_w=6.5 "، لزوجة النفط μo=2 cp ، المعامل الحجمي للنفط B_o=1.255 r_b/stb ، السمك h=45 ft الضغط الخارجي للمكمن P_e=1350 psi.

الحل :-

- نحول وحدات قطر البئر من الانج الى القدم و نجد نصف القطر.

r_w = 6.5/(12*2) = 0.27 ft

- نجد نصف قطر منطقة التصريف الدائرية r_e من معرفة المساحة على اعتبار ان 1 acre=43560 ft^2

$$r_e = \sqrt{\frac{40 \times 43{,}560}{\pi}} = 745\,\text{ft}$$

- نرتب المعادلة رقم-14 بحيث نحسب النفاذية و تساوي :

$$k_{impr} = \frac{q_o\mu_o\beta_o \ln(r_e/r_w)}{0.00708h(p_e - p_w - (\Delta p)_{skin})}$$

$$= \frac{800 \times 2.0 \times 1.255 \ln(745/0.27)}{0.00708 \times 45(1350 - 800 - 150)} = 124.83\,\text{mD}$$

مثال-6 : المعلومات ادناه لاحد الابار النفطية في حقول منطقة دلتا النيجر يجري المائع فيه بطور الجريان المستقر و عبر عملية توسعة فجوة البئر Borehole Reaming (هي عملية ازالة

الترسبات والانتفاخات الطينية swelling والأملاح من جدار البئر) زاد قطر البئر الى 1.833 ft ؟؟

- احسب معدل انتاج البئر قبل وبعد توسعة فجوة البئر ؟؟

- احسب نسبة الانتاجية Productivity ratio ؟؟

Wellbore radius, r_w	*0.4583 ft*
Drainage radius, r_e	*850 ft*
Reservoir height, h	*46 ft*
Formation permeability, k	*235 mD*

جدول3-5: بيانات المثال 6

الحل :

1- معدل انتاج البئر قبل توسعة فجوة البئر يساوي:

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3}\, kh(P_e - P_{wf})}{\mu\beta\left[\ln\frac{r_e}{r_w}\right]}$$

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 235 \times 46 \times (P_e - P_{wf})}{\mu\beta\left[\ln\left(\frac{850}{0.4583}\right)\right]}$$

$$Q = 10.1701\frac{(P_e - P_{wf})}{\mu\beta} \quad (bbl)$$

1- معدل انتاج البئر بعد توسعة فجوة البئر يساوي:

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3}\, kh(P_e - P_{wf})}{\mu\beta\left[\ln\frac{r_e}{r_{und}}\right]}$$

$$Q = \frac{7.08 \times 10^{-3} \times 235 \times 46 \times (P_e - P_{wf})}{\mu\beta\left[\ln\left(\frac{850}{1.833}\right)\right]}$$

$$Q = 12.4664\frac{(P_e - P_{wf})}{\mu\beta} \quad (bbl)$$

3- نسبة الانتاجية تساوي دليل(مؤشر) الانتاجية في حالة تضرر البئر الى دليل الانتاجية في حالة ان البئر غير متضرر:

$$Productivity\ ratio = \frac{productivity\ index\ of\ damage\ well}{productivity\ index\ of\ undamage\ well}$$

دليل(مؤشر) الانتاجية يساوي:

$$productivity\ index = J = \frac{Q_o}{\Delta p}$$

$$Productivity\ ratio = \frac{12.4664\frac{(P_e - P_{wf})}{\mu\beta}}{10.1701\frac{(P_e - P_{wf})}{\mu\beta}}$$

$$= \frac{12.4664\ \cancel{(P_e - P_{wf})}}{10.1701\ \cancel{\mu\beta}} \cdot \frac{\cancel{\mu\beta}}{\cancel{(P_e - P_{wf})}} = 1.2258$$

2-1-3-3 طور الجريان المستقر بدلالة معدل الضغط المكمني

في حالة صعوبة قياس الضغط عند الحدود الخارجية للمكمن P_e مباشرة، اقترح عدد من الباحثين الاعتماد على معدل الضغط Ṕ لمنطقة التصريف بدلاً من الضغط عند P_e (الشكل 3-12) هذا يعزز من القدرة على التفسير العملي للبيانات باستعمال معادلات الجريان المستقر. في الواقع، يشير معدل الضغط إلى تغير الضغط في منطقة تصريف البئر ويمكن حسابه بناءً على المسافة من فتحة البئر باتجاه المكمن . إذ اعتبر كرافت و هاوكنز- 1959 ان معدل الضغط المكمني يتواجد على مسافة 0.61re من منطقة تصريف البئر فتصبح المعادلة العامة للجريان المستقر بدلالة معدل الضغط كما يأتي:

$$\bar{p}(\text{at } r = 0.61 r_e) = p_{wf} + \left[\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.0078 kh}\right] \ln\left(\frac{0.61 r_e}{r_w}\right) \quad \text{---------- 16}$$

بدلالة معدل الجريان يساوي:

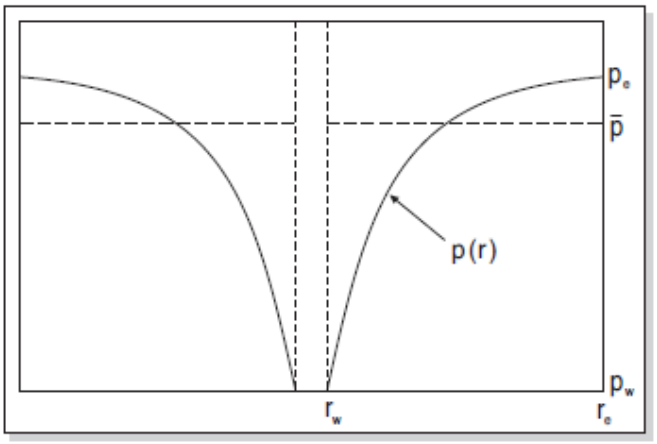
$$Q_o = \frac{0.00708 kh(\bar{p} - p_{wf})}{\mu_o \beta_o (\ln(r_e/r_w) - 0.5)} \quad \text{---------- 17}$$

بوجود تاثير معامل القشرة s فتصبح المعادلة كالاتي:

$$Q_o = \frac{0.00708 kh(\bar{p} - p_{wf})}{\mu_o \beta_o (\ln(r_e/r_w) - 0.5 + s)} \quad \text{---------- 18}$$

الشكل3-12 يوضح الفرق ما بين الضغط عند حدود منطقة تصريف البئر Drainage area Pe ومعدل الضغط المكمني Ṕ.

يمكن تحديد معدل الضغط المكمني باستعمال المعادلة رقم 18، شريطة توفر معدل الجريان، كما يمكن أيضًا تحديده استنادًا إلى نتائج الفحوصات مثل فحص تصاعد الضغط للبئر او فحص (RFT - Repeat Formation Test). وفي حال توفر قياسات الضغط المكمني لعدة آبار داخل الحقل، يصبح بالإمكان رسم خارطة تساوي الضغط (Isobaric map) التي تعكس توزيع الضغط المكمني في الحقل.



الشكل 3-12 مخطط يوضح الضغط المكمني الاصلي و معدل الضغط

عبر هذه الخريطة، يمكن تحديد قيمة معدل الضغط المكمني بشكل تقريبي، وكذلك تقدير الضغط المكمني في الآبار التي لا تتوافر لها قياسات مباشرة.

- يمكن استبدال نصف قطر البئر الظاهري r_{wa} محل r_w في معادلة الجريان المستقر السابقة لتعكس وجود تاثير عامل القشرة فتصبح المعادلة رقم-4 كالتالي:

$$Q_o = \frac{0.00708kh\,(\bar{P}_r - p_{wf})}{\mu B\left[\ln\left(r_e/r_{wa}\right) - 0.5\right]} \quad \text{---------- 19}$$

3-3-2 الجريان الشعاعي المستقر لمائع قليل الانضغاط

Radial Flow for Steady State- Slighty Compressible Fluid

استخدم هاوكنز (1991) Hawkins[5] معادلة الجريان للمائع قليل الانضغاط الاتية :

$$q = q_{ref}[1 + c(p_{ref} - p)] \quad \text{---------- 20}$$

و ضُمنت في معادلة دارسي للجريان المستقر كما يأتي:

$$\frac{q}{A_r} = \frac{q_{ref}[1 + c(p_{ref} - p)]}{2\pi rh} = 0.001127\frac{k}{\mu}\frac{dp}{dr} \quad \text{---------- 21}$$

بعد فصل المتغيرات و اجراء التكامل ، تم التوصل الى المعادلة رقم-22 والتي تمثل الجريان المستقر ما بين نصف قطر منطقة التصريف r_e و البئر r_w لمائع قليل الانضغاط slightly compressible fluid إذ يمثل الضغط P_{wf} - well flowing pressure - الضغط المكمني عند حدود منطقة التصريف و ضغط الجريان على التعاقب .

$$Q_o = \left[\frac{0.00708kh}{\mu_o B_o c_o \ln(r_e/r_w)}\right] \ln[1 + c_o(p_e - p_{wf})] \quad \text{---------- 22}$$

مثال – 7

تتوفر البيانات الاتية لبئر نفطي :

$p_e = 2506$ psi, $p_{wf} = 1800$ psi
$r_e = 745$ ft, $r_w = 0.25$ ft
$B_o = 1.25$ bbl/STB, $\mu_o = 2.5$ cp
$k = 0.12$ darcy, $h = 25$ ft
$c_o = 25 \times 10^{-6}$ psi^{-1}

بفرض ان المائع قليل الانضغاط slightly compressible fluid احسب معدل الجريان ؟؟
ثم قارن النتائج في حال كون المائع غير قابل للانضغاط incompressible fluid؟؟

الحل :

- نستخدم المعادلة رقم-22 لحساب معدل جريان النفط المائع قليل الانضغاط slightly compressible fluid :

$$Q_o = \left[\frac{0.00708kh}{\mu_o B_o c_o \ln(r_e/r_w)}\right] \ln\left[1 + c_o\left(\frac{p_e}{p_{wf}}\right)\right]$$

$$= \left[\frac{(0.00708)(120)(25)}{(2.5)(1.25)(25\times10^{-6})\ln(745/0.25)}\right] \times \ln\left[1 + (25\times10^{-6})(2506-1800)\right]$$

$$= 595\ \text{STB/day}$$

- نستخدم معادلة دارسي لحساب معدل جريان النفط للمائع غير قابل للانضغاط incompressible fluid:

$$Q_o = \frac{0.00708kh(p_e - p_w)}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)}$$

$$= \frac{(0.00708)(120)(25)(2506-1800)}{(2.5)(1.25)\ln(745/0.25)}$$

$$= 600\ \text{STB/day}$$

لاحظ ان الفرق محدود.

3-3-3 الجريان المستقر الشعاعي لمائع قابل للانضغاط

Radial Flow for Steady-State Compressible Fluid

معادلة الجريان المستقر لمائع قابل للانضغاط (مثال الغاز) في مكمن دائري - الجريان شعاعي ما بين نصف قطر منطقة التصريف r_e و البئر r_w تكون بحسب الظروف الاتية:

- نستخدم معادلة مربع الضغط في مجال الضغط اقل من *2000 psi* اي *Pe&Pw<2000psi*

$$Q_g = \frac{kh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422\,T(\mu_g Z)_{avg}\ln(r_e/r_w)} \quad \text{---------- 23}$$

Q_g = gas flow rate, Mscf/day
k = permeability, md

و معدل خواص الغاز μz يجب ان تحسب عند معدل الضغط المحسوب من المعادلة الاتية :

$$\overline{p} = \sqrt{\frac{p_{wf}^2 + p_e^2}{2}} \quad \text{---------- 24}$$

- في حال ان الضغط اعلى من *3000 psi* فنستخدم معادلة الضغط العادي للغاز كما يلي:

$$Q_g = \frac{1.406\ kh\ (P_e - P_{wf})}{T\left(\overline{\mu_g z}/\bar{P}_r\right)\ln\frac{r_e}{r_w}} \quad (scf/day) \quad \text{---------- 25}$$

معدل خواص المائع μz تحسب عند معدل الضغط المحسوب من المعادلة التالية:*l*من كتاب ريز اينج فنديمنتل اند ابليكشن ص32

$$\bar{P} = \frac{P_{wf} + P_e}{2} \quad \text{---------- 26}$$

- و في حال ان الضغط ما بين من *2000<P<3000 psi* فيستخدم معادلة الضغط المكافئ للغاز الحقيقي *m(p)* ادناه :

$$Q_g = \frac{kh\ (m\langle P_e\rangle - m\langle P_{wf}\rangle)}{1422\ T\ \ln\frac{r_e}{r_w}} \quad (Mscf/day) \quad \text{---------- 27}$$

و باستخدام معدل الضغط المكمني بدلا من الضغط الخارجي للمكمن تصبح المعادلة:

$$Q_g = \frac{kh\ (m\langle\overline{P}\rangle - m\langle P_{wf}\rangle)}{1422\ T[\ln(r_e/r_w) - 0.5]} \quad (Mscf/day) \quad \text{---------- 28}$$

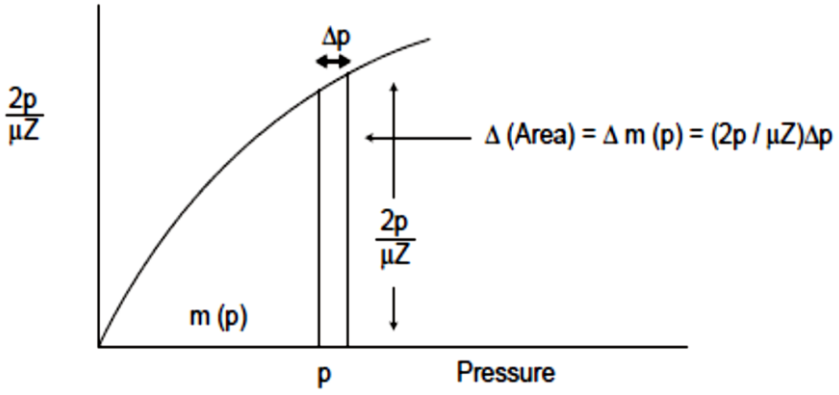
ان ضغط الغاز المكافئ ***m(p) -gas pseudopressure*** او ***ψ*** AL-Hussainy[7](1966) يساوي:

$$m(p) = \psi = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) \text{---------- 29}$$

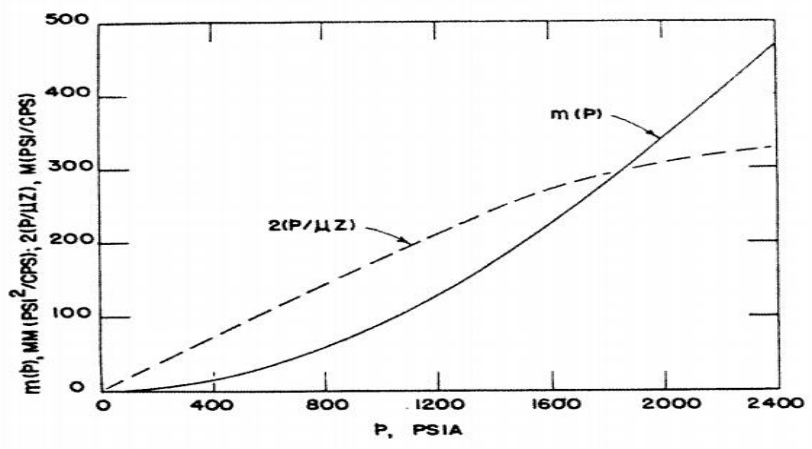
1-3-3-3 حساب الضغط المكافئ للغاز الحقيقي $m(p)$ او ψ -Real gas pseudo-pressure

يُحسب ضغط الغاز المكافئ اما:

- برسم العلاقة ما بين (p vs $2p/\mu z_{mid\ pt}$) إذ ان الضغط يمثل الاحداثي السيني و $2p/\mu z$ يمثل الاحداثي الصادي (الشكل 3-13)، ثم نجد المساحة تحت المنحني لاي مدى للضغط ليمثل قيمة الضغط المكافئ . الشكل 3-14 يوضح علاقة الضغط المكافىء مع الضغط .



الشكل 3-13 : علاقة $2p/\mu Z$ كدالة للضغط



الشكل 3-14: علاقة $2p/\mu Z$ و $m(p)$ كدالة للضغط

- او يمكن استعمال طريقة حسابات مساحة شبه المنحرف لتُمثل المساحة تحت المنحني ، كما سيأتي ذكره في المثال اللاحق .

بعد احتساب قيم الضغط المكافئ -Gas pseudopressure m(p) لكل الضغوط المتوقعة للمكمن او لضغوط الجريان في باطن البئر تُرسم النتائج لعلاقة m(p) مع الضغط الشكل 3-14.

يُستفاد من الرسم لاستخراج قيم m(p) من الرسم مباشرة لاي قيمة ضغط من دون اعادة الحسابات.

2-3-3-3 عامل الجريان المضطرب Turbulent flow factor

عامل الجريان المضطرب *(Turbulent Flow Factor)* أو ما يُعرف بـ الحيود عن قانون دارسي*(Non-Darcy Flow)*, هذا العامل يدخل ضمن مجموعة عناصر القشرة *skin* و يحدث عادة عند انتاج الابار الغازية أو الآبار التي تحتوي على موائع خفيفة ذات لزوجة وكثافة منخفضة. فبسبب سرعة الغاز العالية عند فتحة البئر(الشكل3-8) فالجريان يتحول من طبقي(مستقر) *laminor flow* الى جريان هائج مضطرب *turbulent flow* . هذا يؤدي الى حيود سلوك الجريان عن قانون دارسي و يتسبب بفرق ضغط اضافي معرقل لجريان البئر . بالتالي فيجب تصحيح معادلة دارسي بإضافة معامل اللادارسي (*Non-Darcy Flow Coefficient*). يمكن التعبير عن ذلك رياضيا بدءا بمعادلة دارسي :

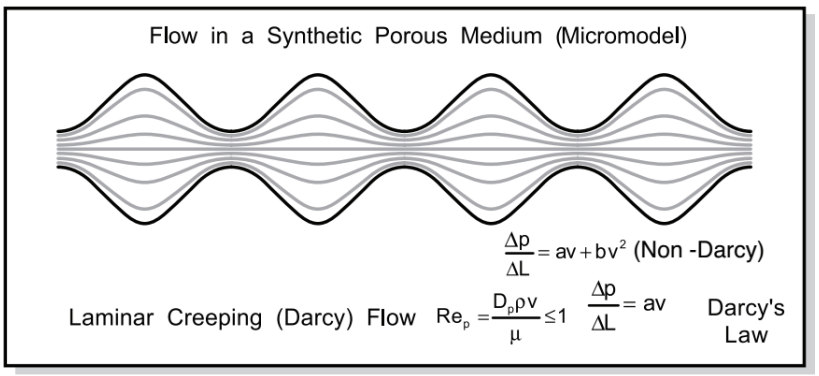
$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u_r \quad \text{---------- 30}$$

إذ ان ur تمثل سرعة المائع عند المسافة r.

عند اضافة تاثير الجريان المضطرب في المعادلة رقم- 30 فتصبح:

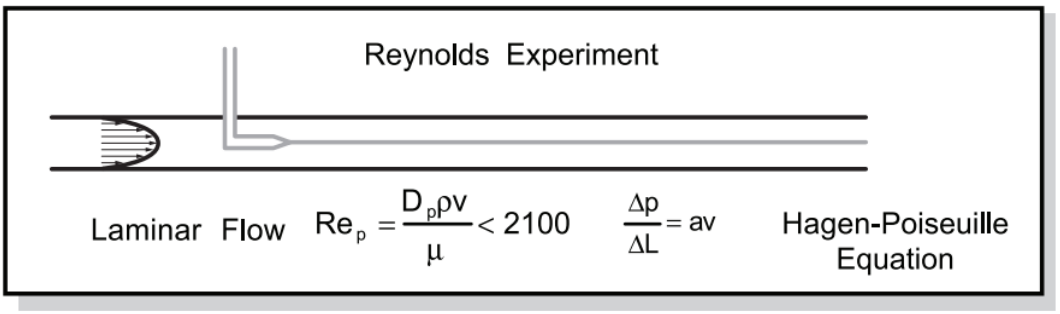
$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} u_r + \beta \rho u_r^2 \quad \text{---------- 31}$$

β يمثل معامل القصور الذاتي وحداته مقلوب وحدات الطول L^{-1} .



الشكل 3-15 الجريان اللا دارسي في وسط مسامي

ان المصطلح معامل اللادارسي non Darcy flow cofficient يستخدم لوصف الجريان المضطرب و يرمز له بالرمز D. يمكن تحديد الجريان المضطرب في الوسط المسامي من حساب عدد رينولد المحور "Modified Reynolds number-Re كما في المعادلة رقم- 32 (الشكل 3-15) ، و هو غير عدد رينولد للجريان في الانابيب الشكل 3-16 .



الشكل 3-16 الجريان عبر انبوب

$$Re" = \frac{k\beta\rho u_r}{\mu} \quad \text{---------- 32}$$

إذ ان u_r تمثل السرعة و تساوي:

$$u_r = \frac{q}{2\pi rh} \quad \text{---------- 33}$$

في حالة الجريان المضطرب non-Darcy flow فان عدد رينولد يكون اكبر من :

$$Re" = \frac{k\beta\rho\ q}{\mu 2\pi rh} > 0.1$$

في حالة الجريان الطبقي Darcy flow فان عدد رينولد يكون اصغر او يساوي :

$$Re" = \frac{k\beta\rho\ q}{\mu 2\pi rh} <= 0.1$$

اخيرا فان هبوط الضغط الكلي Total pressure drawdown (الشكل- 3-17) من جراء جريان البئر سيصبح كما يأتي:

$$(\Delta p)_{actual} = (\Delta p)_{ideal} + (\Delta p)_{skin} + (\Delta p)_{non\text{-}Darcy} \quad \text{---------- 34}$$

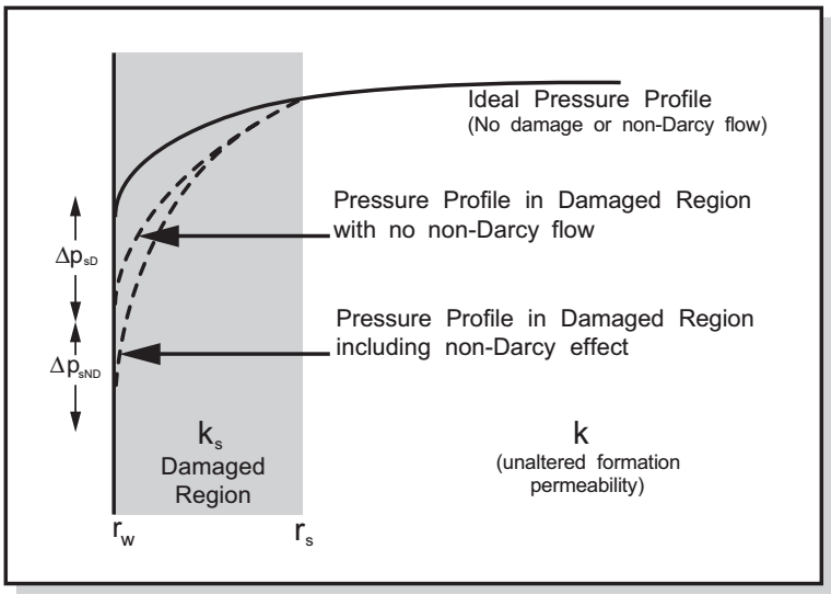
ان $(\Delta p)_{ideal}$ يمثل فرق الضغط المثالي والذي يتماشى مع معادلة دارسي ، و $(\Delta p)_{skin}$ فرق الضغط من جراء تاثير عامل القشرة s وان هبوط الضغط الاضافي نتيجة للجريان المضطرب او ما يسمى بفرق الضغط بسبب انحراف سلوك الجريان عن معادلة دارسي .

اقترح Wattenbarger[8] (1968) الصيغة الاتية لحساب هبوط الضغط نتيجة للجريان المضطرب:

$$(\Delta p)_{non-Darcy} = 3.161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w}\right] Q_g^2 \quad \text{----------35}$$

بالتبسيط ينتج:

$$(\Delta p)_{non-Darcy} = FQ_g^2 \quad \text{----------36}$$



الشكل 3-17 تاثير المنطقة المتضررة على سلوك الضغط

إذ ان معامل اللادارسي للجريان non-Darcy flow coefficient-F يساوي: :

$$F = 3.161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w} \right] \quad \text{----------} \quad 37$$

Q_g = gas flow rate, Mscf/day
μ_{gw} = gas viscosity as evaluated at p_{wf}, cp
γ_g = gas specific gravity
h = thickness, ft
F = non-Darcy flow coefficient, $psi^2/cp/(Mscf/day)^2$
β = turbulence parameter

ان β يمثل عامل الاضطراب turbulence parameter و يعتمد على خواص الصخرة بجوار جدار البئر من نفاذية و مسامية ويمكن تحديده من الشكل-3-18 او حسابه من الصيغة رياضية لجونس 1987 وكما يأتي:

$$\beta = 1.88(10^{-10})(k)^{-1.47}(\phi)^{-0.53} \quad \text{----------} \quad 38$$

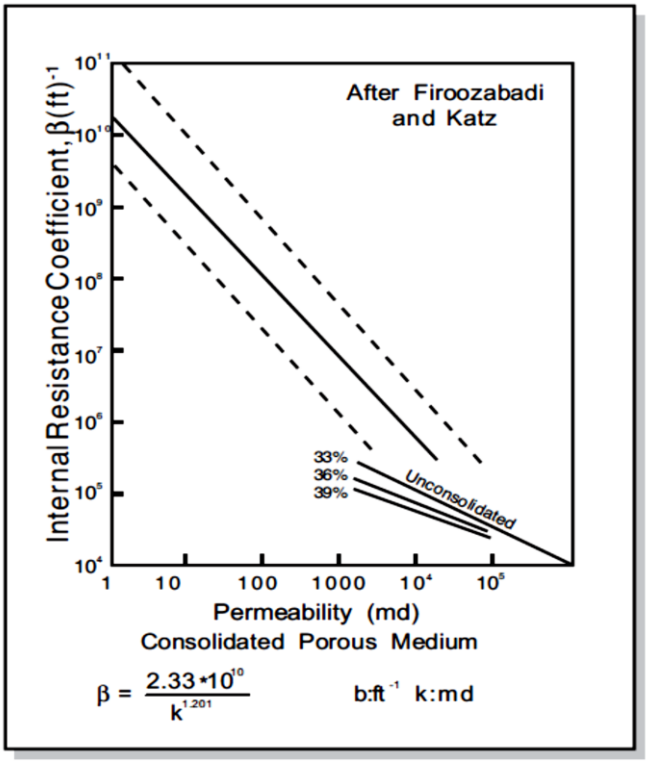
k = permeability, md
ϕ = porosity, fraction

الان يمكن تحوير معادلات جريان الغاز لحالات معدل الضغط العادي ، مكافئ الضغط و معادلة مربع الضغط لطور الجريان المستقرSS عبر ادخال فرق الضغط للجريان المضطرب

على التوالي و كما يأتي:

$$Q_g = \frac{7.08\,(10^{-6})\,kh\,(\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg}\,T\,[\ln(r_e/r_w) - 0.5 + s + DQ_g]} \quad \text{----------} \quad 39$$

$$Q_g = \frac{kh[m(p_i) - m(p_{wf})]}{1422\,T[\ln(r_e/r_w) - 0.5 + s + DQ_g]} \quad \text{----------} \quad 40$$



الشكل 3-18 تحديد عامل الاضطراب β

$$Q_g = \frac{kh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422\,T\bar{\mu}\bar{Z}[\ln(r_e/r_w) - 0.5 + s + DQ_g]} \quad \text{----------} \quad 41$$

Q_g = gas flow rate, Mscf/day
B_g = gas formation volume factor, bbl/scf
k = permeability, md

المعامل DQ يعكس تاثير الجريان المضطرب للغاز ، وهو بمثابة عامل تصحيح لمعادلة دارسي للجريان المستقر إذ يسمح باضافة فرق ضغط اضافي لتاثير العامل turbulent flow factor =D والذي يساوي:

$$D = \frac{Fkh}{1422T} \quad \text{---------- 42}$$

المعادلات الثلاثة اعلاه هي معادلات من الدرجة الثانية بدلالة Q_g إذ لا يمكن حساب معدلات الانتاج مباشرة و انما بطرائق غير مباشرة تجريبية سناتي عليها لاحقا اضافة لتمييز كون جريان البئر من النوع المضطرب من عدمه .

مثال-8 - احسب ضغط جريان الغاز P_{wf} في قاع بئر يجري بشكل منتظم و حسب المعلومات المتوفرة ادناه:

$k = 1.50$ mD, $h = 39$ ft, $q_{sc} = 3900$ mscfd, $p_e = 4625$ psia, $T = 712°$ R, $r_e = 550$ ft, $r_w = 0.333$, $\bar{\mu} = 0.02695$cp, $\gamma_g = 0.759$, $T_{sc} = 520°$R, $P_{sc} = 14.7$ psia.

الحل :-

- لعدم توفر ضغط جريان الغاز P_{wf} فلا يمكن تحديد قيمة معامل انضغاط الغاز Z (إذ يحتسب عند معدل الضغط المكمني $Pavg=(P_e+P_w)/2$) مما يستوجب ان نلجا لطريقة المحاولة والخطأ Trial&Error وكما يأتي:

$$Q_g = \frac{kh\left(P_e^2 - P_{wf}^2\right)}{1422\,T\left(\mu_g z\right)_{avg} \ln\frac{r_e}{r_w}} \quad (Mscf/day)$$

- المحاولة الاولى نفترض قيمة $Z=1$ و نرتب المعادلة بالشكل التالي:-

$$p_w^2 = p_e^2 - \frac{\bar{\mu}T\ln(r_e/r_w)q_{sc}\bar{z}}{0.0007027kh}$$

$$= 4625^2 - \frac{(.02695)(712)(550/.333)(3900)\times\bar{z}}{.0007027(1.5(30)}$$

$$= 2.139\times10^7 - 1.756\times10^7(1.0)$$

$$= 3.83\times10^6$$

$$p_w = 1957 \text{ psia.}$$

- نجري المحاولة الثانية

$$\bar{p} = \frac{4625+1957}{2} = 3291 \text{ psia}, \ \bar{z} \text{ at } 3291 \text{ psia} = 0.88$$

$$p_w^2 = 2.139\times10^7 - 1.756\times10^7(0.88)$$

$$= 5.937\times10^6$$

$p_w = 2436$ psia.

- المحاولة الثالثة

$$\bar{p} = \frac{4625 + 2436}{2} = 3530 \text{ psia}, \ \bar{z} \text{ at } 3530 \text{ psia} = 0.890$$

$$= 2.139 \times 10^7 - 1.756 \times 10^7 (0.89)$$

$$= 5.762 \times 10^6$$

$p_w = 2400$ psia.

$$\bar{p} = \frac{4625 + 2400}{2} = 3512 \text{ psia and } \bar{z} \text{ at } 3512 \text{ psia} = 0.890$$

ألنتائج : نتائج المحاولة الاخيرة- المحاولة الثالثة اعطت قيمة Z مشابهة لقيمة Z في المحاولة التي قبلها- الثانية و عليه فان قيمة ضغط الجريان يساوي P_w = 2400 psia ، لاحظ افترضنا لزوجة الغاز قيمة ثابتة والا لأصبح الحل اكثر تعقيد.

- في حال ان الضغط اعلى من *3000 psi* فنستخدم معادلة الضغط العادي للغاز كما يأتي:

$$Q_g = \frac{1.406 \ kh \ (P_e - P_{wf})}{T \left(\overline{\mu_g z} / \bar{P}_r \right) \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (scf/day) \quad \text{---------- 25}$$

معدل خواص المائع μz تحسب عند معدل الضغط المحسوب من المعادلة الاتية:

$$\bar{P} = \frac{P_{wf} + P_e}{2} \quad \text{---------- 26}$$

- في حال ان الضغط ما بين من *2000<P<3000 psi* , فنستخدم معادلة الضغط المكافئ للغاز الحقيقي *m(p)* كما في ادناه :

$$Q_g = \frac{kh \ \left(m\langle P_e \rangle - m\langle P_{wf} \rangle \right)}{1422 \ T \ \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (Mscf/day) \quad \text{---------- 27}$$

و باستعمال معدل الضغط المكمني بدلا من الضغط حدود منطقة تصريف البئر تصبح المعادلة:

$$Q_g = \frac{kh \ \left(m\langle \bar{P} \rangle - m\langle P_{wf} \rangle \right)}{1422 \ T \left[\ln(r_e/r_w) - 0.5 \right]} \quad (Mscf/day) \quad \text{---------- 28}$$

ان ضغط الغاز المكافئ ***m(p) -gas pseudopressure*** او ***ψ*** AL-Hussainy[7](1966) يساوي:

$$m(p) = \psi = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g Z}\right) \text{---------- 29}$$

مثال-9 في كيفية حساب -Gas pseudopressure m(p) :

بئر غازي ينتج بضغط جرياني ثابت مقداره P_{wf}=2760 psi

احسب معدل جريان البئر بفرض ان الغاز حقيقي Real gas ؟؟

المعلومات متوفرة في الجدول3-6 ادناه ، استخدم الجدول3-7 لخواص الغاز الفيزيائية PVT ؟

Wellbore radius, r_w	*0.3296 ft*
Drainage radius, r_e	*928 ft*
Reservoir height, h	*22 ft*
Initial reservoir pressure, P_i	*3000 psi*
Formation absolute permeability, k	*68 mD*
Reservoir temperature, T	*170°C*
Gas gravity, γ_g	*0.67*
Skin, s	*0.67*

جدول3-6: بيانات المثال9

الحل:

نستخدم طريقة مساحة شبه المنحرف لايجاد التكامل الذي يمثل الضغط المكافئ للغاز الحقيقي m(p) :

$$m(p) = \int_0^p \frac{2p}{\mu z} dp$$

P (psi)	Z	μ_g (cp)
0	1.0000	0.01275
600	0.9554	0.01438
1200	0.8792	0.01574
2760	0.86816	0.01939
2771	0.86828	0.01942
2817	0.86934	0.01958
2920	0.87186	0.01994
3000	0.87414	0.02022

جدول3-7: بيانات خواص الغاز للمثال9

لاحظ التكامل يبدأ من الضغط صفر الى الضغط المطلوب . نفترض ان :

$$Y_n = \left(\frac{2p}{\mu z}\right)_n$$

نحسب مساحة شبه المنحرف Trapezoidal rule حسب القاعدة ادناه:

$$Avg\ area = \frac{1}{2}(A_n + A_{n+1})h$$

و

$$A_n = 0.5(Y_{n-1} + Y_n)(P_n - P_{n-1})$$

طريقة الحساب موضحة في الجدول3-8 .

P	μ	z	$^{2p}/_{(\mu z)}$	Area	$m(p)$
P_0	μ_0	z_0	$^{2p}/_{(\mu z)_0} = Y_0$	–	
P_1	μ_1	z_1	$^{2p}/_{(\mu z)_1} = Y_1$	$A_1 = 0.5(Y_0 + Y_1)(P_1 - P_0)$	A_1
P_2	μ_2	z_2	$^{2p}/_{(\mu z)_2} = Y_2$	$A_2 = 0.5(Y_1 + Y_2)(P_2 - P_1)$	$A_1 + A_2$
P_n	μ_n	z_n	$^{2p}/_{(\mu z)_n} = Y_n$	$A_n = 0.5(Y_{n-1} + Y_n)(P_n - P_{n-1})$	$A_1 + A_2 + \ldots A_n$

جدول3-8: طريقة مساحة شبه المنحرف Trapezoidal rule

بحسب الضغوط المعطاة في المثال سيتم حساب المساحات و التي تمثل قيم الضغط المكافىء m(p)

- لتطبيق الطريقة و للسهولة ناخذ الضغوط الاتية :

$$\text{At } P_1 = 600\ psi,\ \mu_1 = 0.9554,\quad z_1 = 0.01438$$

$$Y_1 = \left(\frac{2p}{\mu z}\right)_1 = \frac{2*600}{0.9554*0.01438} = 87344.8137\ psi/cp$$

$$A_1 = 0.5(Y_0 + Y_1)(P_1 - P_0)$$

$$A_1 = 0.5(0 + 87344.8137)(600 - 0) = 26203444.11\ psi^2/cp$$

$$m(p) = \int_0^{600} \frac{2p}{\mu z} dp = A_1 = 26203444.11\ \ psi^2/cp$$

$$\text{At } P_2 = 1200\ psi,\ \mu_2 = 0.8792,\quad z_2 = 0.01574$$

$$Y_2 = \left(\frac{2p}{\mu z}\right)_2 = \frac{2*1200}{0.8792*0.01574} = 173427.8477\ psi/cp$$

$$A_2 = 0.5(87344.8137 + 173427.8477)(1200 - 600) = 78231798.42\ psi^2/cp$$

- قيمة m(p)- gas pseudopressure عند الضغط p=1200 psi يساوي مجموع المساحتين:

$$m(p) = \int_0^{1200} \frac{2p}{\mu z} dp = A_1 + A_2$$

$$= 26203444.11 + 78231798.42 = 104435242.5\ psi^2/cp$$

- وبنفس الطريقة نُعيد الحسابات لضغوط اخرى و أُدرجت النتائج في الجدول ادناه :

P	**z**	**μ**	$^{2p}/_{(\mu z)}$	**Area**	**m(p)**
psi	**cp**	**–**	**(psi/cp)**	**(psi^2/cp)**	**(psi^2/cp)**
0	1	0.01275	0		
600	0.9554	0.01438	87344.8137	26203444.1225	26203444.1225
1200	0.8792	0.01574	173427.8477	78231798.4194	104435242.5418
2760	0.86816	0.01939	327915.1610	391047546.7747	495482789.3165
2771	0.86828	0.01942	328668.0577	3611207.7030	499093997.0195
2817	0.86934	0.01958	330989.7100	15172128.6567	514266125.6762
2920	0.87186	0.01994	335923.9280	34346052.3590	548612178.0353
3000	0.87414	0.02022	339460.3897	27015372.7096	575627550.7448

جدول3-9: حساب قيم Gas pseudopressure m(p)-

- حساب معدل جريان الغاز بعد ايجاد الضغوط المكافئة لكل من P_{wf} & P_e من الجدول3-9 اعلاه .

$$P_{wf} = 2760\ psi,\ \ m\langle P_{wf}\rangle = 495482789.3165\ (psi^2/cp)$$

$$P_e = 3000\ psi,\ \ m\langle P_e\rangle = 575627550.7448\ (psi^2/cp)$$

$$Q_g = \frac{kh\ \left(m\langle P_e\rangle - m\langle P_{wf}\rangle\right)}{1422\ \ T\ \ln\frac{r_e}{r_w}} \quad (Mscf/day)$$

$$\therefore\ \ Qg = \frac{68*22*(575627550.7448 - 495482789.3165)}{1422\ *\ 630*\ln\left(\frac{928}{0.3296}\right)}$$

$$= 16849580.16\ scf/day = 16.8496\ MMscf/day$$

مثال-10 :-

بئر في احد الحقول ينتج غاز خواصه الفيزيائية PVT كما في الجدول3-10 ادناه :

البئر ينتج بضغط جرياني ثابت مقداره P_{wf}=3600 psi المعلومات المتوفرة الاخرى في ادناه :

$$k = 65 \text{ md}, \qquad h = 15 \text{ ft}, \qquad T = 600^\circ\text{R}$$

$$p_e = 4400 \text{ psi}, \qquad r_e = 1000 \text{ ft}$$

-احسب معدل جريان البئر مرة بطريقة الضغط المكافئ وأخرى بطريقة مربع الضغط ؟؟؟

الحل:-

نجد معدل جريان البئر بطريقة الضغط المكافئ

1- لكل قيمة ضغط نجد قيمة $2p/\mu z$ وأُدرجت في الجدول3-11:

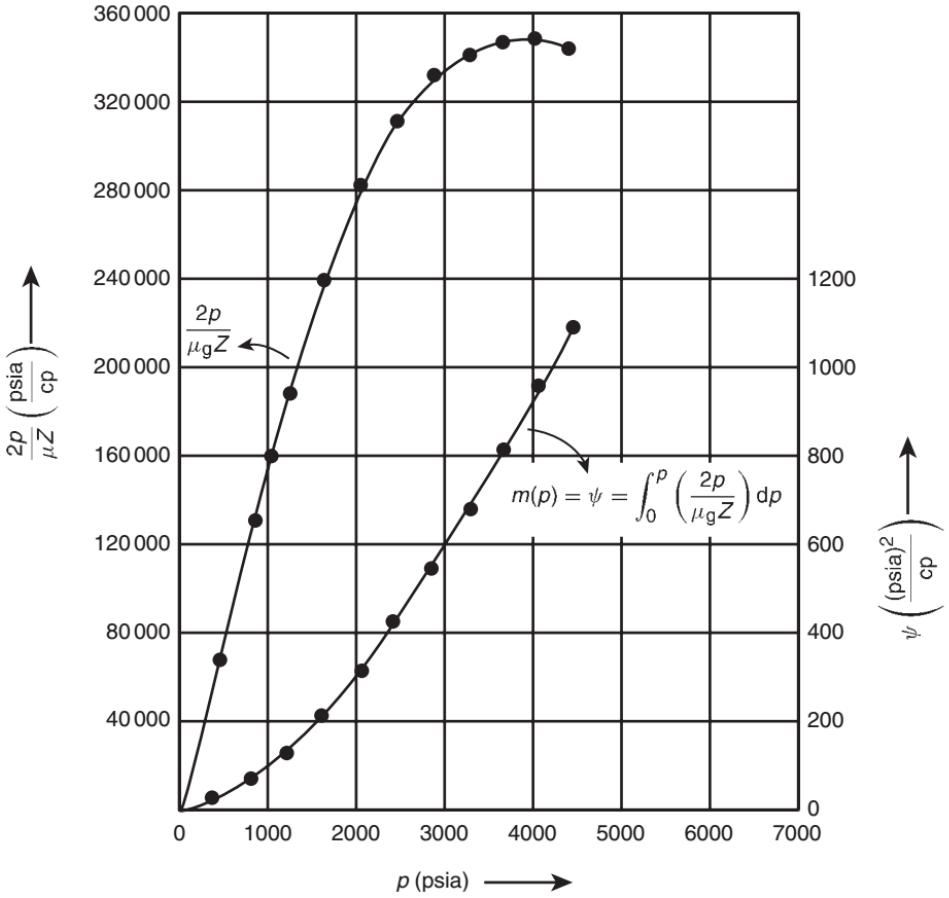
p (psi)	μ_g (cp)	Z
0	0.0127	1.000
400	0.01286	0.937
800	0.01390	0.882
1200	0.01530	0.832
1600	0.01680	0.794
2000	0.01840	0.770
2400	0.02010	0.763
2800	0.02170	0.775
3200	0.02340	0.797
3600	0.02500	0.827
4000	0.02660	0.860
4400	0.02831	0.896

جدول3-10: بيانات خواص الغاز للمثال 10

p (psi)	μ_g (cp)	Z	$2p/\mu_g Z$ (psia/cp)
0	0.0127	1.000	0
400	0.01286	0.937	66 391
800	0.01390	0.882	130 508
1200	0.01530	0.832	188 537
1600	0.01680	0.794	239 894
2000	0.01840	0.770	282 326
2400	0.02010	0.763	312 983
2800	0.02170	0.775	332 986
3200	0.02340	0.797	343 167

جدول3-11: بيانات خواص الغاز لحساب 2p/µz

2- نرسم علاقة $2p/\mu z$ مع الضغط الشكل-3-19 ادناه.



الشكل 3-19 :بيانات الضغط المكافىء للمثال 10

3- من الرسم نجد الضغط المكافئ - gas pseudopressure m(p) بطريقة المساحة تحت المنحني لكل قيمة ضغط (إذ تقسم المساحة تحت المنحني الى اشكال منتظمة مربعة او مستطيلة نجد مساحة كل شكل منتظم مثلا المستطيل =الطول(ما يقابله من الاحداثي الصادي) × العرض (ما يقابله من الاحداثي السيني) و نجمع تلك المساحات الجزئية لتشكل مجموعها قيمة الضغط المكافئ للضغط من P الى الضغط P_{wf} . الحسابات أُدرجت في الجدول3-12.

4- من الجدول3-12 اعلاه نجد الضغط المكافئ لكل من الضغط عند الحدود الخارجية للمكمن $m(p_e)$ وعند ضغط الجرياني $m(p_{wf})$.

$$\text{At } p_w = 3600 \text{ psi: gives } \psi_w = 816.0 \times 10^6 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

$$\text{At } p_e = 4400 \text{ psi: gives } \psi_e = 1089 \times 10^6 \text{ psi}^2/\text{cp}$$

5- حساب معدل انتاج الغاز بطريقة الضغط المكافئ :

$$Q_g = \frac{0.703kh(\psi_e - \psi_w)}{T\ln(r_e/r_w)}$$

$$= \frac{(65)\,(15)\,(1089-816)\,10^6}{(1422)\,(600)\ln(1000/0.25)}$$

$$= 37\,614 \text{ Mscf/day}$$

6- حساب معدل جريان الغاز من معادلة مربع الضغط بعد ان نحدد خواص الغاز من معدل الضغط التالي:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{4400^2 + 3600^2}{2}} = 4020 \text{ psi}$$

p (psi)	ψ (psi^2/cp)
400	13.2×10^6
800	52.0×10^6
1200	113.1×10^6
1600	198.0×10^6
2000	304.0×10^6
2400	422.0×10^6
2800	542.4×10^6
3200	678.0×10^6
3600	816.0×10^6
4000	950.0×10^6
4400	1089.0×10^6

جدول3-12: الضغط المكافىء Gas pseudopressure m(p) or ψ- للمثال 10

7- نُحدد معاملات انضغاطية ولزوجة الغاز عند معدل الضغط 4020 psi من الجدول3-11 لخواص الغاز:

$$\mu_g = 0.0267$$

$$Z = 0.862$$

8- حساب معدل جريان الغاز حسب المعادلة الاتية :

$$Q_g = \frac{kh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422T(\mu_g Z)_{avg}\ln(r_e/r_w)}$$

$$= \frac{(65)\,(15)\,[4400^2 - 3600^2]}{(1422)\,(600)\,(0.0267)\,(0.862)\ln(1000/0.25)}$$

$$= 38\,314 \text{ Mscf/day}$$

النتائج : معدل جريان الغاز بطريقة مربع الضغط يُحسب عندما يكون الضغط اقل من 2000 psi ،و لكن في المثال فان الضغط المكمني اعلى من 3600 psi مما تسبب في احداث فارق بنسبة اقل من 2% في حساب معدل الجريان مقارنة بطريقة الضغط المكافىء.

4-3-3 الجريان الخطي المستقر لمائع قابل الانضغاط *Steady state linear flow of compressible fluid*

نستخدم نفس القاعدة التي استخدمت في الجريان الشعاعي في التعامل مع الغاز على اساس حدود قيم الضغط :

-تمثل المعادلة رقم-43 ادناه حالة الجريان المستقر الخطي لمائع قابل الانضغاط (غاز) ما بين اي نقطتين في المكمن المسافة L ، الضغط عندهما P1&P2 و بفرض ان **قيم الضغط اقل من 2000 psi** فنستخدم معادلة مربع الضغط :-

$$Q_{sc} = \frac{0.111924 A k (p_1^2 - p_2^2)}{TLZ\mu_g} \quad \text{---------- 43}$$

Q_{sc} = gas flow rate at standard conditions, scf/day
k = permeability, md
T = temperature, °R
μ_g = gas viscosity, cp
A = cross-sectional area, ft²
L = total length of the linear system, ft

Setting $p_{sc} = 14.7$ psi and $T_{sc} = 520$°R in the above expression gives:

لاحظ ان خواص المائع z ،μ_g يجب ان تحسب عند معدل الضغط الذي يساوي :

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_1^2 + p_2^2}{2}} \quad \text{---------- 44}$$

مثال-11:- غاز كثافته *0.72* يجري بشكل خطي في وسط مسامي عند درجة حرارة *140* F^oالضغوط عند المنبع *Upstream* والمصب *Downstream* *1894.73 psi*، *2100 psi* على التوالي المعلومات الاخرى:

k=60 md ، L=2500 ft ،A=4500 ft2

احسب معدل جريان الغاز بوحدات scf/day إذ ان الظروف القياسية عند السطح هي Psc=14.7 psia ،Tsc=520°R ؟؟؟

الحل :-

1- احسب معدل الضغط

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{2100^2 + 1894.73^2}{2}} = 2000 \text{ psi}$$

2- من معرفة كثافة الغاز نحسب الضغط والحرارة الحرجة المكافئة *Pseudo critical pressure and temperature* للغاز وحسب المعادلات الاتية:

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2$$

$$= 168 + 325(0.72) - 12.5(0.72)^2 = 395.5°\text{R}$$

$$p_{pc} = 677 + 15.0\gamma_g - 37.5\gamma_g^2$$

$$= 677 + 15.0(0.72) - 37.5(0.72)^2 = 668.4 \text{ psia}$$

3- احسب درجة الحرارة والضغط المكافئ المختزل للغاز *Pseudo reduced pressure and temperature*

$$p_{pr} = \frac{2000}{668.4} = 2.99$$

$$T_{pr} = \frac{600}{395.5} = 1.52$$

4- اوجد معامل الانضغاطية للغاز Z من *Standing-Katz chart*(الشكل1-5 الفصل الاول)، اذن :

$Z=0.78$

5- حساب لزوجة الغاز بطريقة *Lee-Gonzales-Eakin* (الفصل الاول) وكما يأتي:

$$M_a = 28.96\gamma_g$$

$$= 28.96(0.72) = 20.85$$

$$\rho_g = \frac{pM_a}{ZRT}$$

$$= \frac{(2000)(20.85)}{(0.78)(10.73)(600)} = 8.30 \text{ lb/ft}^3$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M_a)T^{1.5}}{209 + 19M_a + T}$$

$$= \frac{[9.4 + 0.02(20.96)](600)^{1.5}}{209 + 19(20.96) + 600} = 119.72$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_a$$

$$= 3.5 + \frac{986}{600} + 0.01(20.85) = 5.35$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_a$$

$$= 3.5 + \frac{986}{600} + 0.01(20.85) = 5.35$$

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp\left[X(\rho_g/62.4)^Y\right]$$

$$= 10^{-4}\left(119.72 \exp\left[5.35\left(\frac{8.3}{62.4}\right)^{1.33}\right]\right)$$

$$= 0.0173$$

6- بعد تحديد جميع المعلومات المطلوبة نحسب معدل جريان الغاز حسب المعادلة ادناه :

$$Q_{sc} = \frac{0.111924Ak(p_1^2 - p_2^2)}{TLZ\mu_g}$$

$$= \frac{(0.111924)\,(4500)\,(60)\,(2100^2 - 1894.73^2)}{(600)\,(2500)\,(0.78)\,(0.0173)}$$

$$= 1\,224\,242 \text{ scf/day}$$

- المعادلة رقم-45 تمثل حالة الجريان المستقر الخطي لمائع قابل الانضغاط (غاز) ما بين اي نقطتين في المكمن الضغط بينهما $P_e \& P_{wf}$ و المسافة L بفرض ان قيم الضغط تقع ما بين 3000 &2000 فنستخدم معادلة الضغط المكافئ :-

$$Q_{sc} = \frac{0.111924Ak\left(m\left(P_e\right) - m\langle P_{wf}\rangle\right)}{TL} \text{ ---------- 45}$$

- و المعادلة رقم-46 تمثل حالة الجريان المستقر الخطي لمائع قابل الانضغاط (غاز) ما بين اي نقطتين في المكمن الضغط بينهما $Pe \& Pwf$ و المسافة L بفرض ان **الضغط اعلى من 3000 psi** نستخدم معادلة الضغط العادي :-

$$\mathbf{Q_g} = \frac{\mathbf{0.2257}\ k A_c (p_1 - p_2)}{T(z\,\mu/p)_{avg}} \text{ ---------- 46}$$

تُحسب خواص الغاز عند معدل الضغط :

$P_{avg}=(P_1+P_2)/2$ ---------- 47

او

$P_{avg}=(P_e+P_{wf})/2$ ---------- 48

ملاحظة:- ان حدود الضغوط الفاصلة اعلاه ما بين *2000 psi*، *3000 psi* والمعادلات ذات العلاقة انما وجدت لغرض دقة و تسهيل الحل و تحديدها يعتمد الحرارة و خواص الغاز . شركة شلمبرجر Schlumberger[9] (2002) تقترح ان تكون تلك الحدود الفاصلة هي ما بين *2500 psi*،*psi 3500* .

مثال-12 :- للمعلومات المتوفرة ادناه ، **احسب معدل الجريان الخطي للغاز بوحدات Mscf/*day*** ؟؟؟

psc=14.7 ، p2=500 psi ، p1=1000 psi ، k=125 md ، Ac=45ft2 ،Tsc=60Fo
μ=0.015 cp. ، L=450 ft ، z=0.92 ، T=140 Fo ،psi

الحل :-

- نطبق المعادلة رقم-43 الاتية:

$$Q_{sc} = \frac{0.111924 A k (p_1^2 - p_2^2)}{T L Z \mu_g}$$

$$Q_{sc} = \frac{0.111924\ (45)(125)\ (1000^2 - 500^2)}{(600)(0.92)(450)(0.015)} = 126.7\ \text{M SCF/day}$$

احسب عامل القشرة الظاهري؟؟

الحل :

- نحسب عامل القشرة s :

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1\right] \ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right)$$
$$= \left[\frac{55}{30} - 1\right] \ln\left(\frac{2}{0.25}\right) = 1.73$$

- حساب عامل الاضطراب *Turbulence parameter* β :

$$\beta = 1.88(10^{-10})(k)^{-1.47}(\phi)^{-0.53}$$
$$= 1.88 \times 10^{10}(55)^{-1.47}(0.12)^{-0.53}$$
$$= 159.904 \times 10^6$$

- حساب عامل اللا دارسي F Non-Darcy flow coefficient :

$$F = 3.161 \times 10^{-12}\left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w}\right]$$

$$= 3.1612 \times 10^{-12} \left[\frac{159.904 \times 10^6 (600)(0.6)}{(0.013)(20)^2(0.25)}\right]$$

$$= 0.14$$

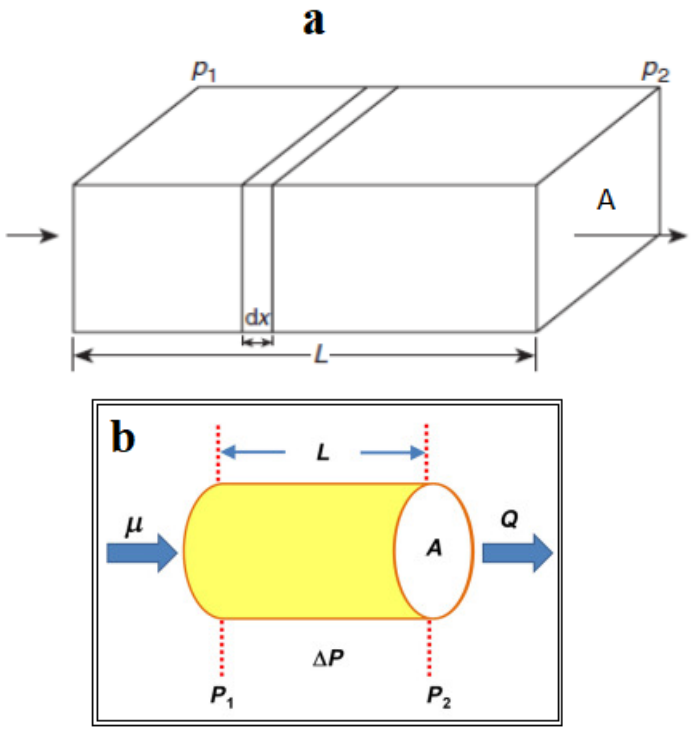
- نحسب المعامل D :

$$D = \frac{Fkh}{1422T} = \frac{(0.14)(55)(20)}{(1422)(600)} = 1.805 \times 10^{-4}$$

- اخيرا نحسب عامل القشرة الظاهري(الكلي) و يساوي مجموع عاملي القشرة من جراء التضرر و من جراء الجريان المضطرب:

$$s^{\prime} = s + DQ_g = 1.732 + (1.805 \times 10^{-4})(20,000)$$

$$= 5.342$$



الشكل 3-20 :الجريان الخطي *a* - مساحة مقطع الجريان مستطيل *b* - مساحة مقطع الجريان دائرة

5-3-3 الجريان الخطي الافقي المستقر لمائع غير قابل للانضغاط

Linear Flow for Steady-State -Incompressible Fluid -

المعادلة رقم-49 تمثل حالة الجريان المستقر الخطي ما بين اي نقطتين 1،2 في وسط مسامي المسافة بينهما L يكون الضغط *P1>P2* الشكل3-20 .

$$Q_o = \frac{0.001127kA(p_1 - p_2)}{\mu_o \beta_o L} \quad \text{---------- 49}$$

- لاحظ ان مساحة مقطع الجريان A تختلف في الشكل-3-20 a و b فهي على شكل مستطيل و دائرة على التوالي

-عند استعمال الضغط $Pe\&Pwf$ بدلا من $P1\&P2$ عند نهايتي الجريان إذ يمثلان البئر و نقطة خارجة عنه تصبح المعادلة رقم-49 كالاتي:

$$Q = \frac{0.001127\ kA\left(p_e - p_{wf}\right)}{\mu\ B_o\ L} \quad \text{---------- 50}$$

Q = flow rate, stb/day
k = absolute permeability, md
p = pressure, psia
μ = viscosity, cp
L = distance, ft
A = cross-sectional area, ft^2
B_o = oil formation volume factor bbl/stb

قيمة الثابت في الجريان الخطيlinear flow يساوي 1.127×10-3 و ذلك بحسب الوحدات الموشرة في المعادلة 50 اعلاه . ان الاختلاف في قيمة الثابت لحالتي الجريان الخطي و الشعاعي هو بادخال 2π عند مساحة المقطع الطولي لمنطقة جريان البئر(المساحة الجانبية للاسطوانة) الذي يساوي $A=2\pi rh$.

مثال-13 : سائل غير قابل للانضغاط يجري خطيا في وسط مسامي وله الخواص الاتية :-

L = 2000 ft	h = 20′	width = 300′
k = 100 md	ϕ = 15%	μ = 2 cp
p_1 = 2000 psi	p_2 = 1990 psi	

احسب - معدل الجريان بالوحدات المكمنية ، - سرعة السائل الظاهرية بوحدات *ft/day* - سرعة السائل الحقيقية بوحدات *ft/day* ؟؟

الحل :

- حساب مساحة مقطع الجريان A على شكل مستطيل :

$$A = (h)\ (width) = (20)\ (300) = 6000\ ft^2$$

- حساب معدل الجريان بالوحدات المكمنية (دون ادخال معامل الحجم المكمني للنفط في المعادلة) من المعادلة الاتية :

$$q = \frac{(0.001127)\,(100)\,(6000)\,(2000-1990)}{(2)\,(2000)} = 1.6905 \text{ bbl/day}$$

السرعة الظاهرية عبر المساحة A تساوي:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{(1.6905)(5.615)}{6000} = 0.0016 \text{ ft/day}$$

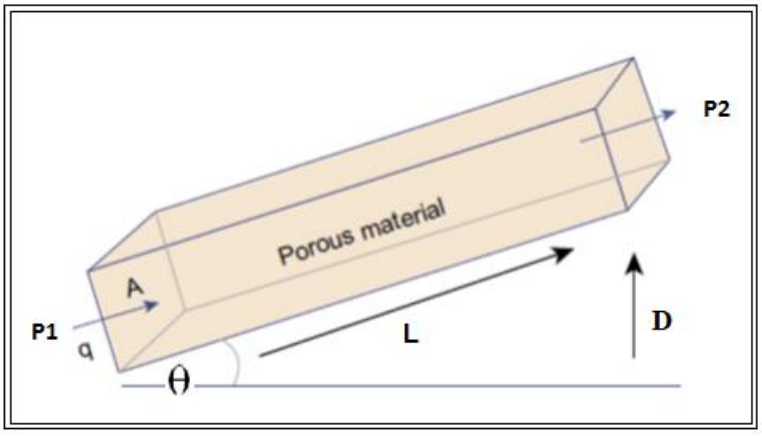
السرعة الحقيقية تكون عبر مساحة الجريان الحقيقية ϕA و تساوي:

$$v = \frac{q}{\phi A} = \frac{(1.6905)(5.615)}{(0.15)(6000)} = 0.0105 \text{ ft/day}$$

6-3-3 الجريان المستقر المائل لمائع غير قابل للانضغاط
Tilted steady state flow- incompressible fluid

عند دراسة الجريان المستقر لمائع غير قابل للانضغاط (Incompressible Fluid) في وسط مسامي مائل لشكل 3-21 ، يتعين أخذ تأثير الجاذبية في الاتجاه العمودي بعين الاعتبار، إذ يؤثر ذلك على توزيع الضغط في المكمن وعلى اتجاه تدفق المائع. لحساب معدل الجريان نستخدم المعادلة الاتية:

$$\frac{q}{A} = u = -\frac{k}{\mu}\left(\frac{dp}{dx} - \rho g \frac{dD}{dx}\right) \quad \text{---------- 51}$$



الشكل 3-21 : الجريان المائل عبر الوسط المسامي

و نعوض $\Delta D = L\sin\theta$ الشكل 3-21 ، فتصبح المعادلة 51 بعد تبسيطها بالصيغة الاتية :

$$q = 1.127\frac{k\,A}{\mu}\frac{(P_1 - P_2) + \frac{\rho}{144}L\sin\theta}{L} \quad \text{---------- 52}$$

او ان

$$q = \frac{0.001127kA\,(\Phi_1 - \Phi_2)}{\mu L} \quad \text{---------- 53}$$

إذ ان Φ_1،Φ_2 تمثل الجهد potential عند النقطتين 2، 1 على التوالي و تساوي:.

$$\Phi_1 = p_1 - \left(\frac{\rho}{144}\right)\Delta z_1 \quad \text{---------- 54}$$

$$\Phi_2 = p_2 + \left(\frac{\rho}{144}\right)\Delta z_2 \quad \text{---------- 55}$$

و بصورة عامة فان الجهد عند اي نقطة يساوي:

$$\Phi_i = p_i - \left(\frac{\rho}{144}\right)\Delta z_i \quad \text{---------- 56}$$

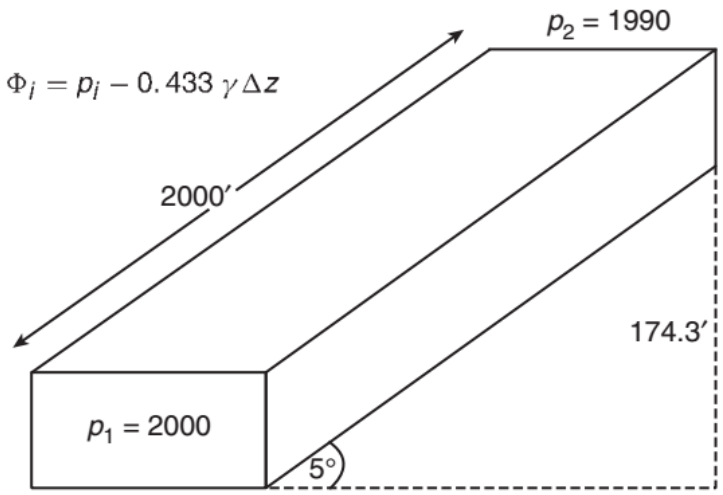
ان كثافة المائع تقاس بوحدات باوند/قدم^3 lb/ft^3.

لاحظ ان مصطلح الجهد يشمل الضغط من جراء الجاذبية بسبب الميلان , زائدا فرق الضغط عند طرفي الطبقة المكمنية المُنتجة بينما في الجريان الافقي فان الجهد سيتمثل فقط بفرق الضغط عند طرفي المكمن.

مثال-14 :- مائع كثافته 42 lb/ft3 يجري عبر طبقة مائلة بدرجة 5 عن الافق (الشكل3-22)

احسب معدل الجريان؟؟؟ استخدم البيانات ادناه:

$L = 2000$ ft,	$h = 20$ ft,	width $= 300$ ft
$k = 100$ md,	$\phi = 15\%$,	$\mu = 2$ cp
$p_1 = 2000$ psi,	$p_2 = 1990$ psi	



الشكل 3-22 : مثال الطبقة المائلة

الحل :

1- نختار العمق القياسي Datum level وليكن عند النقطة 2.

2- نحدد اتجاه الجريان وذلك عبر حساب الجهد في كلا النقطتين 1&2 كما في ادناه:

If point i is above the datum level:

$$\Phi_i = p_i + \left(\frac{\rho}{144}\right)\Delta z_i$$

If point i is below the datum level:

$$\Phi_i = p_i - \left(\frac{\rho}{144}\right)\Delta z_i$$

$\Delta z_1 = 2000\ \text{Sin5} = 174.3$ ft

عند المستوى القياسي النقطة رقم 2 فان L=0 ft وعليه فالارتفاع يساوي صفرا .

$\Delta z_2 = 0\ \text{Sin5} = 0$ ft

$$\Phi_1 = 2000 - \left(\frac{42}{144}\right)(174.3) = 1949.16 \text{ psi}$$

$$\Phi_2 = 1990 + \left(\frac{42}{144}\right)(0) = 1990 \text{ psi}$$

لكون $\Phi_2 > \Phi_1$ اذن اتجاه الجريان يكون من الاعلى الى الاسفل وان فرق الجهد يساوي:

$$\Delta\Phi = 1990 - 1949.16 = 40.84 \text{ psi}$$

3- حساب معدل الجريان من المعادلة رقم- 53:

$$q = \frac{0.001127kA\,(\Phi_1 - \Phi_2)}{\mu L}$$

$$= \frac{(0.001127)(100)(6000)(40.84)}{(2)(2000)} = 6.9 \text{ bbl/day}$$

7-3-3 الجريان المستقر الخطي لمائع قليل الانضغاط ***Linear Flow for Steady-State slightly compressible Fluid***

المعادلة رقم-57 تمثل حالة الجريان المستقر الخطي لمائع قليل الانضغاط ما بين اي نقطتين في المكمن المسافة بينهما L:

$$q_{\text{ref}} = \left[\frac{0.001127kA}{\mu cL}\right]\ln\left[\frac{1 + c(p_{\text{ref}} - p_2)}{1 + c(p_{\text{ref}} - p_1)}\right] \quad \text{---------- 57}$$

هنا تم ادخال تغير انضغاطية المائع مع الضغط و في حالة كون الضغط المرجعي *Pref* هو عند المصب *Downstream* P_2 اي ان $P_{ref} = P_2$ فان المعادلة تصبح :

$$q_2 = \left[\frac{0.001127kA}{\mu cL}\right]\ln\left[\frac{1}{1 + c(p_2 - p_1)}\right] \quad \text{---------- 58}$$

في حالة ان الضغط المرجعي *Pref* هو عند المنبع *Upstream P1* اي ان $P_{ref} = P_1$ فان المعادلة تصبح :

$$q_1 = \left[\frac{0.001127\ kA}{\mu\, cL}\right] \ln\left[1 + c\,(p_1 - p_2)\right] \text{ ---------- 59}$$

مثال-15 :- لنفس نظام الجريان الخطي في المثال السابق على فرض ان السائل من النوع قليل الانضغاط *slightly compressible fluid* احسب معدل الجريان عند نهايتي الوسط المسامي على اعتبار ان معدل انضغاطية السائل بحدود 21×10^{-5} psi^{-1} ؟؟؟

الحل:

نختار الضغط المرجعي عند المنبع *Upstream* ونحسب معدل الجريان:

$$q_1 = \left[\frac{0.001127kA}{\mu cL}\right] \ln\left[1 + c(p_1 - p_2)\right]$$

$$= \left[\frac{(0.001127)\,(100)\,(6000)}{(2)\,(21\times10^{-5})\,(2000)}\right] \times \ln\left[1 + 21\times10^{-5}\,(2000 - 1990)\right] = 1.689 \text{ bbl/day}$$

ثم نختار الضغط المرجعي عند المصب *Downstream* ونحسب معدل الجريان عنده:

$$q_2 = \left[\frac{0.001127kA}{\mu cL}\right] \ln\left[\frac{1}{1 + c(p_2 - p_1)}\right]$$

$$= \left[\frac{(0.001127)\,(100)\,(6000)}{(2)\,(21\times10^{-5})\,(2000)}\right] \times \ln\left[\frac{1}{1 + (21\times10^{-5})\,(1990 - 2000)}\right] = 1.692 \text{ bbl/day}$$

يتضح من الحسابات اعلاه بان قيم *q1&q2* لا تختلف كثيرا باستعمال اي من المعادلتين اعلاه ، هذا يعني ان تغير حجم السائل قليل مع تغير الضغط في حالة المائع قليل الانضغاط .

3-3-8- الجريان المستقر في نظام حقن الماء – *Steady state in water flooding system*

معادلات انتاج النفط من جراء حقن الماء و بانظمة حقن مختلفة اساسها علاقات الربط التي اوجدها موسكات Muskat[10] (1948) و ديبي Deppe[11] (1961) والتي تفترض ما يأتي:

- *Steady-state conditions*
- *No initial gas saturation*
- *Mobility ratio of unity*

نسبة الانتقالية تساوي الواحد $M = 1$ ، تعني ان انتقالية مائع الحقن (الماء) $\lambda_w = kw/\mu w$ له نفس انتقالية النفط المكمني $\lambda_o = ko/\mu o$. إذ ان نسبة الانتقالية *Mobility ratio* تساوي:

$$M = \frac{\lambda_{displacing}}{\lambda_{displaced}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_0} \quad \text{---------- 60}$$

$$M = \frac{k_w}{k_o}\frac{\mu_o}{\mu_w} \quad \text{---------- 61}$$

و ان λ تمثل الانتقالية ، النفاذية الفعالة للنفط *effective permeability to oil ko* و للماء *effective permeability to water kw* . ندرج ادناه اربع انظمة لانتاج النفط من جراء حقن الماء بحسب الشكل الهندسي لتوزيع الابار و كما يأتي:

1-8-3-3 الجريان المستقر - نظام حقن الماء الخطي المباشر

Direct line drive- water flooding

نظام حقن الماء الخطي المباشر (Direct Line Drive) الشكل-A23-3 هو نوع من أنظمة حقن الماء التي تهدف إلى تحسين الضغط المكمني ودعمه عبر الحقن المستمر للماء في ابار الحقن . تتوزع ابار الحقن و الابار الانتاجية بشكل خطوط متوازية بطريقة بحيث تكون ابار الحقن و الانتاج متقابلة. معدل جريان البئر الانتاجي في حال وجود دعم للضغط المكمني بنظام الحقن الخطي المباشر يكون بحسب المعادلة ادناه:

$$Q_o = \frac{0.003541\,kh(\Delta p)}{\mu_o \beta_o \left[\ln\left(\frac{a}{r_w}\right) + 1.571\frac{d}{a} - 1.838\right]} \quad \text{---------- 62}$$

إذ ان d تمثل المسافة بين خطي الحقن والإنتاج و a المسافة ما بين بئرين متجاورة الشكل رقم-A-23-3.

2-8-3-3 الجريان المستقر - نظام حقن الماء الخطي المتعاقب

Staggered line drive- water flooding

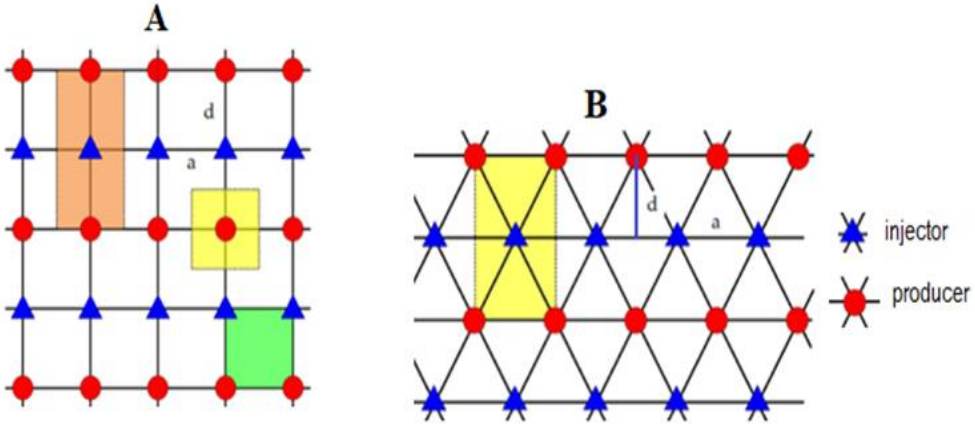
نظام حقن الماء الخطي المتعاقب (Staggered Line Drive) الشكل-B 23-3 هو نوع من أنظمة حقن الماء التي تهدف إلى تحسين الضغط المكمني ودعمه عبر الحقن المستمر للماء في ابار الحقن و التي تتوزع مع الابار الانتاجية بشكل خطوط متوازية بطريقة بحيث لا تكون ابار الحقن و الانتاج متقابلة و انما متعاقبة. معدل جريان البئر الانتاجي في حال وجود دعم للضغط المكمني بحقن الماء بالنظام الخطي المتعاقب يكون بحسب المعادلة ادناه:

$$Q_o = \frac{0.003541\,kh(\Delta p)}{\mu_o \beta_o \left[\ln\left(\frac{a}{r_w}\right) + 1.571\frac{d}{a} - 1.838\right]} \quad \text{---------- 63}$$

المعادلة هي ذات المعادلة للحالة السابقة و لكن تشترط هنا ان $d/a \geq 1$.

إذ ان d تمثل المسافة بين خطي الحقن والإنتاج و a المسافة ما بين بئرين متجاورة الشكل رقم-23-3.

Q_o = oil production rate stb/day
h = net thickness, ft
k = absolute permeability, md
P_{wi} = injector pressure psi
P_{wp} = producer pressure psi
d = distance between injector and producer, ft
r_w = wellbore radius, ft



الشكل 3-23 : A- نظام الحقن المباشر و B - نظام الحقن المباشر المتعاقب

3-8-3-3 الجريان المستقر - نظام حقن الماء الخماسي 5-Spot water flooding

نظام الحقن الخماسي (5-Spot Water Flooding) الشكل-3-24 A- هو أحد أنواع نظم حقن الماء إذ يتم حقن الماء عبر اربعة ابار حول البئر الانتاجي (البئر الخامس) . ان اختيار المسافات ما بين الابار يكون بشكل بحيث يمكن توزيع الضغط بشكل فعال عبر المكمن و تسهيل تدفق المائع نحو البئر الانتاجي و تحسين إنتاجيته. معدل جريان البئر الانتاجي في حال وجود دعم للضغط المكمني بنظام الحقن الخماسي يكون بحسب المعادلة ادناه:

$$Q_o = \frac{0.003541kh(p_{wi} - p_{wp})}{\mu_o\beta_o[\ln(d/r_w) - 0.619]} \quad \text{---------- 64}$$

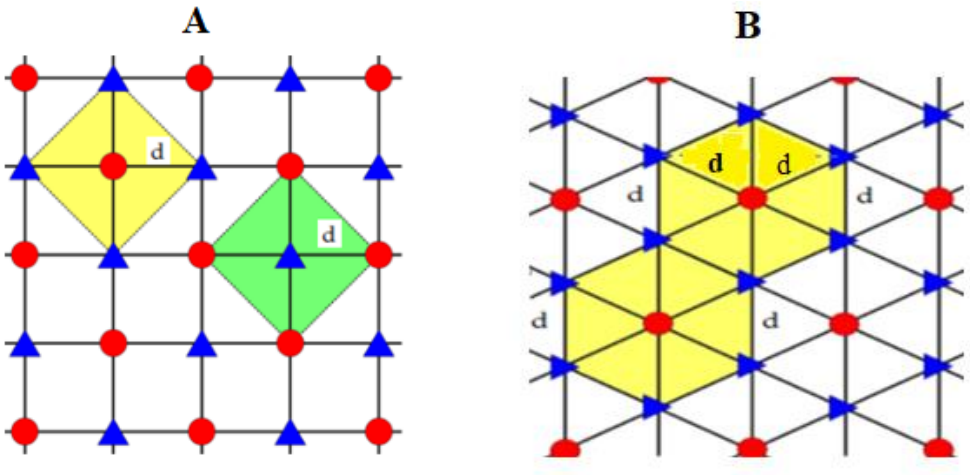
إذ ان d تمثل المسافة بين بئري الحقن والإنتاج الشكل-3-B24 .

3-8-3-4 الجريان المستقر - نظام حقن الماء السباعي 7-Spot water flooding

نظام الحقن السباعي (7-Spot Water Flooding) الشكل-3-B24:هو إحدى الطرائق المتقدمة لحقن الماء في المكمن، إذ يتم حقن الماء عبر ست ابار حول البئر الانتاجي(البئر السابع) ، مما يسمح بتحقيق توزيع أكثر توازنًا للضغط المكمني وزيادة كفاءة استخلاص النفط. يُستخدم هذا النظام في حقول النفط الكبيرة أو المكامن ذات الخصائص الجيولوجية غير المتجانسة

و في المكامن التي تحتوي على ضغط منخفض. معدل جريان البئر الانتاجي في حال وجود دعم للضغط المكمني بنظام الحقن السباعي الشكل-3-24-B يُحسب كالتالي:

$$Q_o = \frac{0.00472kh(p_{wi} - p_{wp})}{\mu_o \beta_o [\ln(d/r_w) - 0.569]} \quad \text{---------- 65}$$



الشكل-3-24 :A- نظام الحقن الخماسي و B - نظام الحقن السباعي

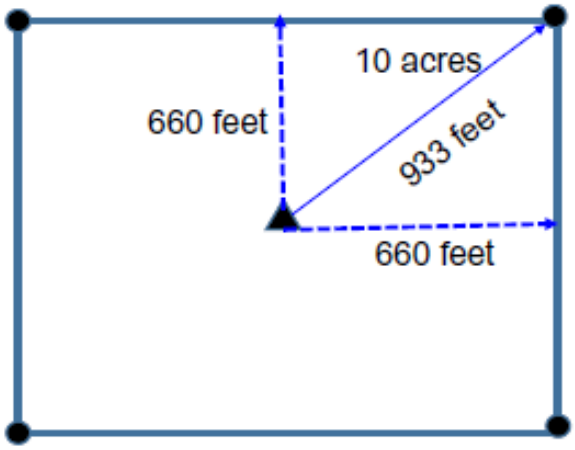
مثال-16 : أُستخدم نظام الحقن الخماسي في الشكل 3-25 لإدامة انتاج الابار النفطية في احد الحقول النفطية ،

احسب معدل جريان النفط في البئر الانتاجي بفرض ان فرق الضغط ما بين بئري الحقن والإنتاج بحدود3000 psi ؟؟؟ استخدم المعلومات المتوفرة في الجدولين ادناه:

S_w	0.100	0.300	0.400	0.450	0.500	0.550	0.600	0.650	0.700
k_{ro}	1.000	0.373	0.210	0.148	0.100	0.061	0.033	0.012	0.000
k_{rw}	0.000	0.070	0.169	0.226	0.300	0.376	0.476	0.600	0.740
f_w	0.000	0.2729	0.6168	0.7533	0.8571	0.9250	0.9665	0.9901	1.0000

جدول3-13: النفاذية النسبية للماء و النفط مع قاطع الماء للمثال 16

Flood area, acres = 40
Thickness, ft = 5
Average permeability, md = 31.5
Porosity, % = 20
Initial water saturation, % = 10
Connate water saturation, % = 10
Current gas saturation, % = 0
Water viscosity, cp = 0.5
Oil viscosity, cp = 1.0
Reservoir pressure, psi = 1000
Constant Bo, bbl/STB = 1.20
Flood pattern = 5 spot
Wellbore radius, ft = 1.0



الشكل 3-25 : مثال نظام الحقن الخماسي

الحل :-

- مساحة منطقة الحقن المربعة تساوي:

$A = 40 \text{ acres} = 40*43560 = 1742400 \text{ ft}^2$

- اذن طول ضلع المربع والذي يمثل المسافة ما بين بئرين منتجة يساوي 1320 ft
- فيكون البعد الافقي او العمودي ما بين بئري الحقن والانتاج هو 660 ft
- نجد المسافة مابين بئر الحقن والبئر الانتاجي (الوتر)

$$d = \sqrt{(660)^2 + (660)^2} = 933 \text{ ft}$$

- معدل انتاج البئر في نظام الحقن الخماسي يساوي:

$$Q_o = \frac{0.003541kh(p_{wi} - p_{wp})}{\mu_o \beta_o [\ln(d/r_w) - 0.619]}$$

- لاحظ ان النفاذية هنا هي النفاذية الفعالة وليست المطلقة و تساوي $k_o=k\ k_{ro}$ وان $k_{ro}=1$ عند التشبع المائي الاصلي swi انظر جدول النفاذية النسبية اعلاه .

$$Q_o=\frac{0.003541(5)(31.5)(1)(3000)}{(1)(1.2)\left(\ln\frac{933}{1}-0.619\right)}=224.25\ \text{Stb/day}$$

9-3-3 الجريان المستقر متعدد الاطوار - Multiple-Phase Flow

عندما يتدفق أكثر من مائع في وسط مسامي في نفس الوقت (مثل النفط والماء والغاز)، يصبح من الضروري حساب معدل الجريان لكل مائع على حدة باستعمال مفهوم النفاذية الفعالة (*Effective Permeability*) لكل مائع، وذلك في معادلات الجريان التي تشتمل على أكثر من مائع. يتطلب هذا استعمال الخواص الفيزيائية للمائع الخاص بكل نوع منه (مثل اللزوجة والكثافة) عند تطبيق معادلة دارسي على الجريان متعدد الأطوار. بالنسبة للجريان الشعاعي *radial flow* . نفاذية المائع الفعالة تُستخدم لتعكس تأثير وجود عدة موائع في الوسط المسامي، وهي تعتمد على نوعية وتوزيع الموائع في الوسط. تختلف النفاذية الفعالة بين مائع واخر بحسب درجة تشبع المائع و عادةً ما تكون النفاذية الفعالة للمائع أقل من النفاذية الكلية او المطلقة للمكمن بسبب تداخل تأثير الموائع الأخرى. نفاذية المائع الفعالة تساوي:

$ke=kkr$

إذ ان : ke، k ، kr تعني النفاذية النسبية و المطلقة و الفعالة على التوالي.

يمكن استعمال معادلة دارسي لحساب معدل الجريان في الظروف القياسية لكل مائع على النحو التالي:

- للنفط:

• **Oil Phase**

$$Q_o=\frac{0.00708(kh)(k_{ro})(p_e-p_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e/r_w)} \quad \text{----------66}$$

- للماء:

• **Water Phase**

$$Q_w=\frac{0.00708(kh)(k_{rw})(p_e-p_{wf})}{\mu_w B_w \ln(r_e/r_w)} \quad \text{----------67}$$

- للغاز باستعمال الضغط المكافىء:

• **Gas Phase** – real gas potential:

$$Q_g=\frac{(kh)\,k_{rg}\,(\mathbf{m(p_e)}-\mathbf{m(p_w)})}{1422\,T\ln(r_e/r_w)} \quad \text{----------68}$$

- للغاز باستعمال مربع الضغط:

• **Gas Phase** – pressure-squared:

$$Q_g = \frac{(kh)\,k_{rg}\,(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422\,(\mu_g z)_{avg}\,T \ln (r_e/r_w)} \quad \text{----------69}$$

Q_g = gas flow rate, Mscf/day
k = absolute permeability, md
T = temperature, °R

في حسابات هندسة النفط عادة ما يعبر عن جريان المائع في الجريان المتعدد الاطوار كنسبة جريان. وهنالك نسبتان للجريان متعارف عليها و هي :

نسبة الماء إلى النفط *Water-Oil Ratio WOR* : تمثل نسبة معدل جريان الماء الى معدل جريان النفط و تساوي:

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o} \quad \text{----------70}$$

عند تعويض عن معدلات الجريان بما يساويها في المعادلات رقم- 67 و 68 على التوالي ستصبح:

$$WOR = \left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}}\right)\left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_w B_w}\right) \quad \text{----------71}$$

إذ ان WOR :

WOR = water-oil ratio, STB/STB.

من معرفة النسبة اعلاه و معدل جريان النفط لبئر ينتج نفط و ماء يمكن ان نحسب معدل جريان الماء و يساوي:

$$Q_w = Q_o * WOR \quad \text{----------72}$$

نسبة الغاز إلى النفط *Gas Oil Ratio GOR* تمثل نسبة معدل الجريان الكلي للغاز و يشمل مجموع جريان الغاز الحر + جريان الغاز المذاب في النفط الى معدل جريان النفط و تساوي:

$$GOR = \frac{Q_o R_s + Q_g}{Q_o} \quad \text{----------73}$$

او تساوي:

$$GOR = R_s + \frac{Q_g}{Q_o} \quad \text{----------74}$$

إذ ان :

GOR = “instantaneous” gas-oil ratio, scf/STB

R_s = gas solubility, scf/STB
Q_g = free gas flow rate, scf/day
Q_o = oil flow rate, STB/day

و بالتعويض عن معدلات الجريان بما يساويها ينتج:

$$GOR = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}}\right)\left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g}\right) \quad \text{---------- 75}$$

من معرفة النسبة اعلاه و معدل جريان النفط لبئر ينتج نفط و غاز، يمكن ان نحسب معدل جريان الغاز و يساوي:

$$Q_g = Q_o * GOR \quad \text{---------- 76}$$

الخلاصة:

طور الجريان المستقر هو الحالة المثالية القصوى لتوزيع الضغط في المكمن والتي تكون نادرة الحدوث في الواقع و قلما ما يُستخدم في التفسير العملي إلا في حالات خاصة. لكن يُستخدم كنقطة مرجعية في التحليلات النظرية أو كحالة حدودية لحل معادلات الجريان. الفهم الجيد له ضروري لمقارنته بأطوار أخرى مثل الجريان اللامستقر (*transient*) والجريان شبه المستقر (*PSS*).

References – المصادر

1- Tarek Ahmed D.، Nathan Meehan، "Advanced Reservoir Management and Engineering " Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2012.

2- Sylvester Okotie ، Bibobra Ikporo "،Reservoir Engineering Fundamentals and Applications" ©Springer Nature Switzerland AG 2019.

3- Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.

4- George Stewart Prof. Mahmoud Jamiolahmad "Well Test Analysis " .، copyright of Heriot Watt University © 2013.

5- CRAFT، B.C. and HAWKINS، M. (Revised by terry، r.e.) (1991)."Applied Petroleum Reservoir Engineering،"(Englewood Cliffs، NJ: Prentice Hall)

6- Mathews CS، Russell DG. Pressure buildup and flow tests in wells، monograph، vol. 1. Dallas: SPE; 1967.

7- AL-HUSSAINY، R.، RAMEY، H.J.، JR.، and CRAWFORD، P.B. (1966). "The flow of real gases through porous media". Trans. AIME،237، 624

8- Wattenbarger، Robert A. and Ramey، H.J.، JR. (1968). "Gas well testing with turbulence damage and wellbore storage". J. Pet. Technol.، 877–887.

9- Schlumberger، "Well Test Interpretation" © Schlumberger 2002.

10- Muskat، M.، "The Theory of Nine-Spot Flooding Networks،" Prod. Monthly، March 1948، Vol. 13، No. 3، p. 14.

11- Deppe JC. "Injection rates − the effect of mobility ratio، areal sweep، and pattern". Soc. Petrol. Eng. J. 1961; June: 81–91.

الفصل الرابع

اطوار الجريان Flow Regimes

طور الجريان شبه مستقر Pseudo-steady state flow - PSS

1-4 المقدمة

يحتل طور الجريان شبه المستقر (Pseudo-Steady State – PSS) او يسمى Semi-steady state- SS) مكانة مهمة ، خاصة في المراحل المتقدمة من عمر المكمن أو عند وجود حدود مغلقة (مثل الصدوع غير النافذة أو حدود الحقل). يختلف طور الجريان شبه المستقر عن الجريان المستقر (Steady State)، حيث لا يكون تغير الضغط مع الزمن معدومًا في كل نقطة، بل يكون معدل تغير الضغط ثابتًا في جميع أنحاء المكمن , رياضيا فان $dp/dt=C$ ثابت. بمعنى آخر، ينخفض الضغط في كل نقطة داخل المكمن بنفس المعدل الزمني، مما يعطي انطباعًا بأن توزيع الضغط "شبه ثابت" رغم أنه في الواقع يتناقص خطيًّا مع الزمن.

يظهر هذا النوع من الجريان عادةً بعد أن ينتشر اضطراب الضغط الناتج عن إنتاج البئر ليصل إلى جميع حدود المكمن المغلقة، ويبدأ النظام بالاستجابة كوحدة متكاملة. في هذه المرحلة، يصبح معدل الجريان عند البئر مرتبطًا مباشرةً بمعدل انخفاض ضغط الخزان المتوسط، وليس فقط بفرق الضغط بين الخزان والبئر كما في الطور العابر (Transient Flow في الفصل الخامس).العديد من المكامن تقضي معظم تاريخها الانتاجي في نظام طور الجريان شبه المستقر *PSS* أكثر من أي طور جرياني اخر.

أهم الاستفادات العملية والهندسية

يُستفاد من تفسير فترة طور الجريان *PSS* في فحوصات الابار ما ياتي :

- تحديد الحجم المسامي لمنطقة تصريف البئر *Drainage area* .
- حساب مساحة او نصف قطر منطقة تصريف البئر.
- حساب حجم النفط (*Oil volume estimation*) من معرفة تشبع النفط في المكمن.
- تقدير الضغط الابتدائي للمكمن .
- تحديد الضغط المتوسط للمكمن ($\bar{p}$ *– Average Reservoir Pressure*) .
- التنبؤ بعمر البئر أو الحقل(*Production Forecasting*) , فبما أن الضغط ينخفض خطيًّا مع الزمن في طور *PSS*، يمكن التنبؤ متى يصل الضغط إلى الحد الأدنى للإنتاج (مثل الضغط الحرج الغاز) أو متى يصبح الإنتاج غير اقتصادي.
- حساب عامل القشرة *skin factor-s* و مؤشر او دليل الانتاج *Productivity Index*.
- التمييز بين أنواع المكامن (مغلق *vs* مفتوح).

حل معادلة الانتشار *Diffusivity eq.* لظروف طورالجريان شبه المستقر *PSS*

لحل معادلة الانتشار *Diffusivity eq* (المعادلة رقم-1 في ادناه) لظروف طورالجريان شبه

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.006328\,k}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{---------- 1}$$

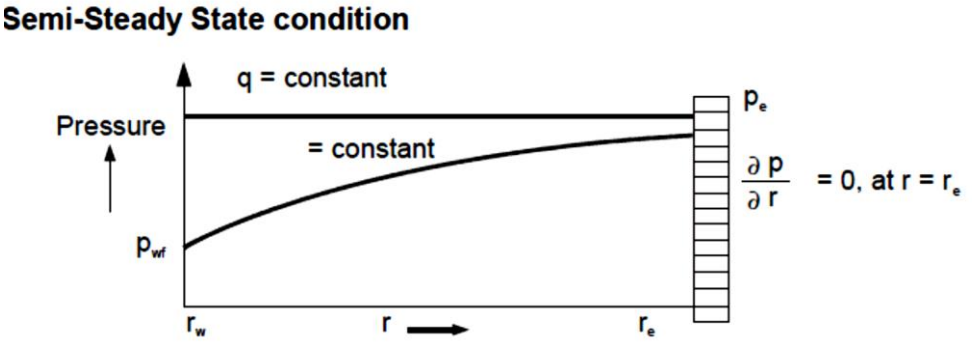
المستقر *PSS* نستخدم الفرضيات الاتية:-

- المكمن دائري ، البئر عمودي و يقع في مركز مكمن دائري ،الجريان شعاعي ، المائع من النوع قابل للانضغاط جزئيا ، ظروف الحل الخارجية و الداخلية initial & boundry conditions (الشكل رقم 4-1) تكون كالاتي:

(1) $p = p_i$ at $t = 0$ for all r.

(2) $\left(r\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r_w} = \frac{q\mu}{2\pi kh}$ for $t > 0$.

(3) $\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{r_e} = 0$ for all t.



الشكل 4-1 : ظروف الجريان شبه المستقر الشعاعي

يمكن تفسير الشروط او الفرضيات الثلاثة في اعلاه كما ياتي:

الشرط الاول يُمثل *(Initial condition)* بمعنى عند اللحظة الأولى للإنتاج*(t=0)* ، يكون الضغط في جميع نقاط المكمن متساويًا ويساوي ضغط المكمن الابتدائي *pi* و يمثل نقطة انطلاق الحل الرياضي.

الشرط الثاني يُمثل (*Inner Boundary Condition*) اي عندما $r=r_w$ و يُعبّر عن معدل الجريان في قاع البئر. اي يعني أن تدرج الضغط عند جدار البئر (بما يتناسب مع المسافة r) يساوي قيمة ثابتة تعتمد معدل الجريان q، لزوجة السائل μ، النفاذية k، وسُمك المكمن h.

بمعنى افتراض ان معدل الجريان q ثابت مع الزمن*(Constant Rate Production)* .

الشرط الثالث يمثل الشرط الحدي عند حدود المكمن — *(Outer Boundary Condition)* أي الشرط الخارجي عندما $r=r_e$. و يعني ان تدرج الضغط عند الحدود الخارجية للمكمن يساوي صفرًا ,أي لا يوجد تدفق للمائع عبر هذه الحدود , على افتراض ان المكمن مغلق تمامًا

(No-flow boundary)، ولا يوجد تدفق إلى خارج المكمن أو بالعكس. ينطبق هذا على المكامن المحصورة بين صدوع غير نافذة، أو عندما يصل اضطراب الضغط إلى نهاية المكمن ولا يمكنه الانتشار أكثر. مع ملاحظة ان هذا الشرط هو السبب الأساسي لظهور طور الجريان شبه المستقر, لأنه يجعل النظام يتفاعل كوحدة واحدة ، ويؤدي إلى تغير ضغط موحد في كل نقطة مع الزمن.

بحسب الفرضيات اعلاه , فان حل معادلة الانتشار لطور الجريان شبه المستقر في نظام المكمن الدائري المغلق يمكن في استخدام طريقة الحل التقريبي الخطّي (*Approximate Linear Solution for PSS*. يتميز كونه حل بسيط و دقيق كفاية في طور*PSS* و يعطي علاقة مباشرة بين الضغط ومعدل الجريان والزمن و يسمح بحساب معدل الضغط المكمني ونفاذية المكمن ومعامل القشرة.

- نبدأ اولا بان نعوض ($dP/dt = C$) في معادلة الانتشار رقم-1, فتصبح:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\phi \mu c_t}{0.000264k}\right) C \quad \text{---------- 2}$$

-قيمة الثابت C يمكن الحصول عليه او ايجاده عبر موازنة المادة باستعمال تعريف الانضغاطية للتكوين كما يلي :

$$c = \frac{-1}{V}\frac{dV}{dp} \quad \text{or} \quad cVdp = -dV \quad \text{or} \quad cV\frac{dp}{dt} = -\frac{dV}{dt} = q \quad \text{then} \quad \frac{dp}{dt} = -\frac{q}{cV}$$

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{q}{24cV} = -\frac{Q_o B_o}{24cV} = \text{Constant-C} \quad \text{---------- 3}$$

(راجع الشكل 2-4)

where q = flow rate, bbl/day
Q_o = flow rate, STB/day
dp/dt = pressure decline rate, psi/hr
V = pore volume, bbl

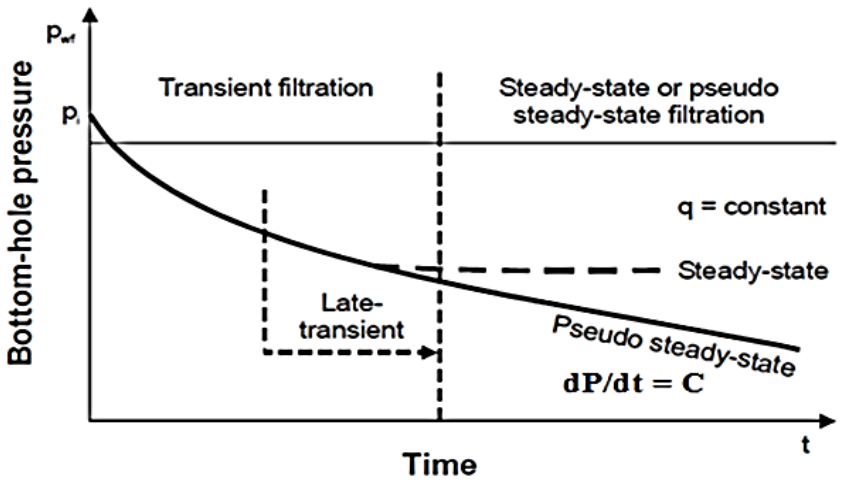
- الحجم المسامي لنظام الجريان الشعاعي V يساوي:

$$V = \frac{\pi r_e^2 h\phi}{5.615} = \frac{Ah\phi}{5.615} \quad \text{---------- 4}$$

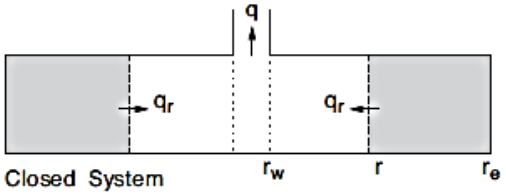
where A = drainage area, ft^2

- تعويض الحجم V (المعادلة-4) في المعادلة رقم- 3 , فينتُج:

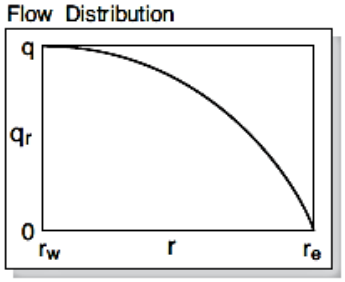
$$C = \frac{dp}{dt} = -\frac{0.23396q}{c_t(\pi r_e^2)h\phi} = \frac{-0.23396q}{c_t(A)h\phi} \quad \text{---------- 5}$$



الشكل 4-2 : هبوط الضغط في بئر الانتاجي ، المكمن من النوع المغلق وتظهر اطوار الجريان الثلاثة ، علاقة تغير الضغط مع الوقت للجريان PSS تساوي ثابت



$$q_r = -cV_{r \to r_e} \frac{dp}{dt}$$



الشكل 4-3 : الية الجريان شبه المستقر

- بحسب المعادلة رقم-5 اعلاه يمكن ان ندرج بعض الاستنتاجات (بمراجعة الشكل4-3) و كالاتي :

* ان معدل هبوط الضغط المكمني يزدادا بزيادة معدل الجريان .
* معدل هبوط الضغط المكمني يقل بزيادة الانضغاطية الكلية .
* معدل هبوط الضغط المكمني يقل بزيادة الحجم المسامي للمكمن (Ahø)

- الان و بالتعويض عن الثابت C بما يساويه في معادلة الانتشار و اجراء الاختصارات تصبح الصيغة النهائية لمعادلة انتشار الجريان شبه المستقر *PSS* كالتالي:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{-887.22\,q\mu}{Ahk} \quad \text{---------- 6}$$

بصورة عامة تُحل المعادلة رقم-6 لطور الجريان شبه المستقر للحالتين:

المائع قليل الانضغاط و المائع قابل للانضغاط (الغاز).

2-4 الجريان شبه المستقر للمائع قليل الانضغاط

- بفرض ان البئر عمودي يقع في مركز مكمن دائري والجريان شعاعي ، نتوصل الى ان معادلة سلوك الضغط في طور الجريان شبه المستقر *PSS* لبئر نفطي الاستلام له من على بعد *r* وبضغط *P* ونصف قطر منطقة تصريف يساوي *re* كما في ادناه:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{141.2\,q\mu}{hk}\left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2}\right) \text{---------- 7}$$

- عند فصل المتغيرات في المعادلة رقم-7 و اجراء التكامل للضغط ضمن حدود الضغط المكمني الابتدائي الى ضغط الجريان في قاع البئر اي من from P_i to P_{wf} و للمسافة من نصف قطر منطقة التصريف الى نصف قطر البئر اي من from r_e to r_w نتوصل الى ان سلوك الضغط لطور الجريان شبه المستقر يكون كما يلي :

$$(p_i - p_{wf}) = \frac{141.2\,q\mu}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}\right] \text{---------- 8}$$

- ممكن كتابة المعادلة رقم- 8 اعلاه بدلالة معدل الجريان فتصبح :

$$Q = \frac{0.00708\,kh\,(p_i - p_{wf})}{\mu B\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5\right]} \quad \text{---------- 9}$$

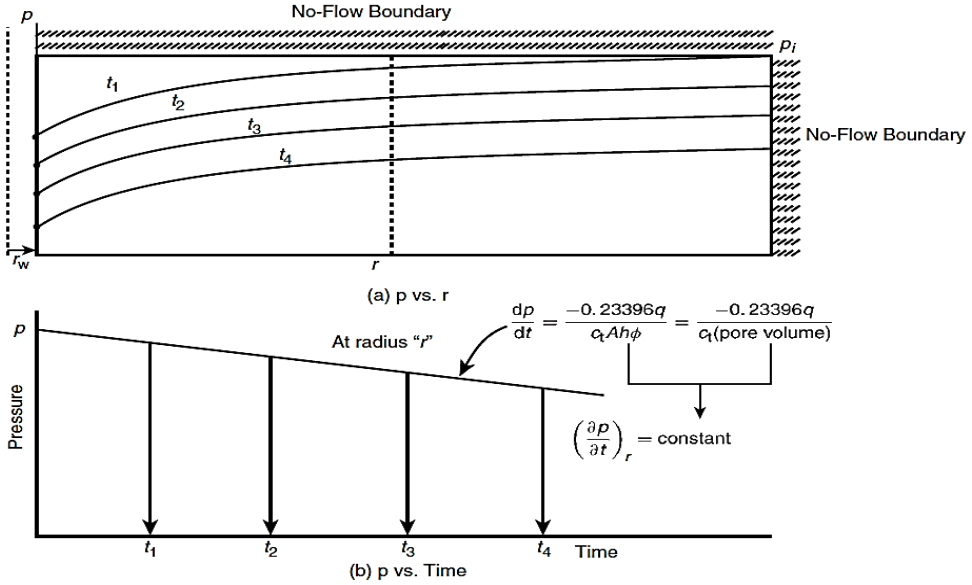
او باستخدام الضغط عند حدود منطقة التصريف P_e فتصبح:

$$Q = \frac{0.00708\,kh\,(p_e - p_{wf})}{\mu B\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5\right]} \quad \text{---------- 10}$$

- لاحظ ان الضغط المكمني الاصلي Pi يدخل في الحسابات في حال ان المكمن في بداية انتاجه و يساوي $P_e=P_i$ (الشكل4-4 المخطط العلوي عند t_1) والا فيُستخدم معدل الضغط $\bar{P}$.

3-4 توزيع الضغط في المكمن مع الوقت و المسافة - للجريان شبه المستقر

الشكل4-4 يوضح توزيع الضغط في المكمن لحالة الجريان شبه المستقر PSS و لمدد زمنية مختلفة. فعند فتح البئر للجريان بمعدل ثابت q=const. و عبر المدد الزمنية t_1، t_2، t_3، t_4 فالجريان يسلك الطور شبه المستقر PSS لكون اشارة الضغط عبر كل المدد اعلاه قد لامست حدود المكمن الخارجية - المغلقة (*no boundary flow*) . كما و نلاحظ ان منحنيات توزيع الضغط في المكمن متوازية عبر المدد الزمنية المتعاقبة لكون تغير الضغط عند اي نقطة في المكمن مع الوقت يظل ثابتا. كما و ان رسم علاقة الضغط مع الوقت على احداثيات عادية *Cartesian coordinates* ستشكل علاقة خط مستقيم بميل ثابت يساوي $dp/dt=C$ كما في الشكل 4-4 الرسم الاسفل.



الشكل 4-4 : توزيع الضغط في المكمن لمدد زمنية متعاقبة

* إذا كان الشكل الهندسي لمنطقة التصريف غير دائري (مثل المكامن المربعة أو المستطيلة) أو كان البئر في طرف المكمن و ليس في مركزه، تصبح طريقة الحل لمعادلة الانتشار أكثر تعقيدًا. و سنتطرائق للحل لاحقا ، كما و نكتفي حاليا بذكر المعادلات مع امثلة تطبيقية من دون الخوض في تفاصيل الاشتقاق إذ بالإمكان مراجعة المصادر للإطلاع على الاشتقاق تفصيلا.

- بإدخال تأثير فرق ضغط لعامل القشرة ΔP_{skin} في المعادلة رقم- 8 تصبح كما في ادناه:

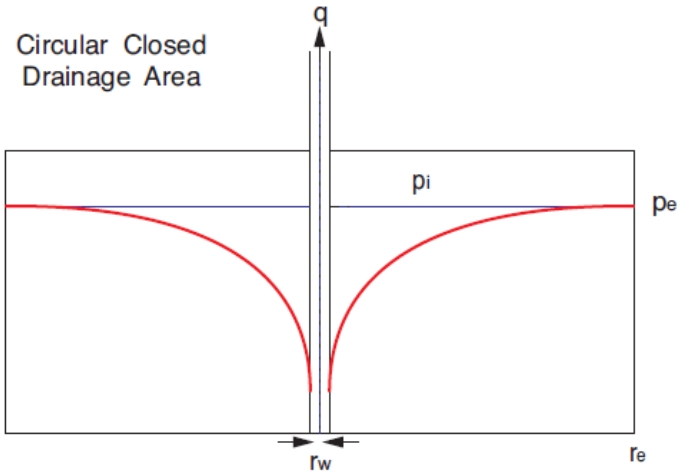
$$(p_i - p_{wf}) = \frac{141.2\,q\mu B}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2}\right] + \Delta p_{skin} \text{ ----------11}$$

- وبالتعويض عن ΔP_{skin} بدلالة عامل القشرة s تصبح المعادلة رقم-11 كالتالي:

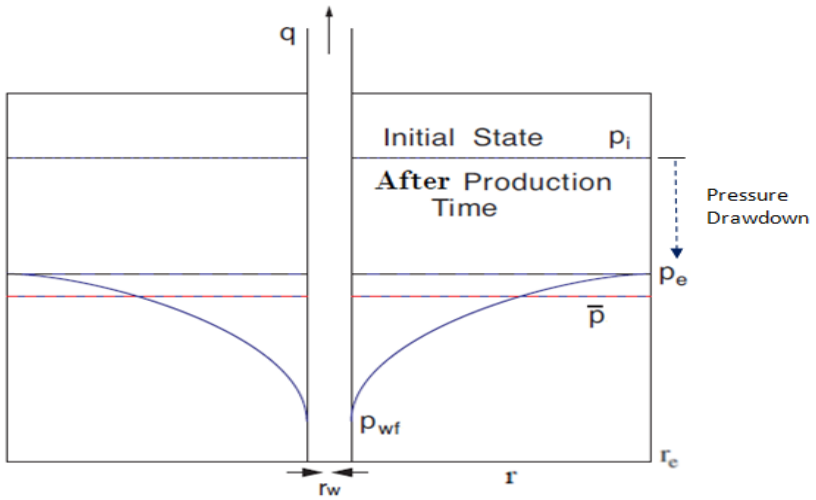
$$(p_i - p_{wf}) = \frac{141.2\,q\mu B}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{1}{2} + s\right] \text{ ---------- 12}$$

4-4 استعمال معدل الضغط المكمني P-

عند بداية الانتاج و في المراحل المبكرة من عمر المكمن فان الضغط عند حدود منطقة تصريف البئر يساوي الضغط المكمني الاصلي اي $Pe=Pi$ (الشكل 4-5 ، ثم بعد مدة من الانتاج و خلال فترة تطوير الحقل فان الضغط المكمني يتناقص و يبتعد عن الضغط المكمني الاصلي Pi) الشكل 4-6)، عندها فلا بد من استعمال معدل الضغط المكمني ضمن منطقة تصريف البئر بدلا عن الضغط الاصلي Pi اي ان $P_e=\acute{P}$.



الشكل 4-5 : الضغط عند حدود منطقة تصريف البئر يساوي الضغط المكمني الاصلي



الشكل 4-6 : معدل الضغط المكمني الحجمي

توصلت البحوث الى ان معدل الضغط المكمني يتواجد على بعد 0.471 من نصف القطر r_e اي على بعد $0.471*r_e$ وبالتعويض في المعادلة رقم-9 عن r_e بـ $0.471*r_e$ تصبح معادلة الجريان بدلالة معدل الضغط المكمني و كآلاتي:

$$Q = \frac{0.00708\,kh\,(\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu B\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75\right]} \quad \text{----------} \quad 13$$

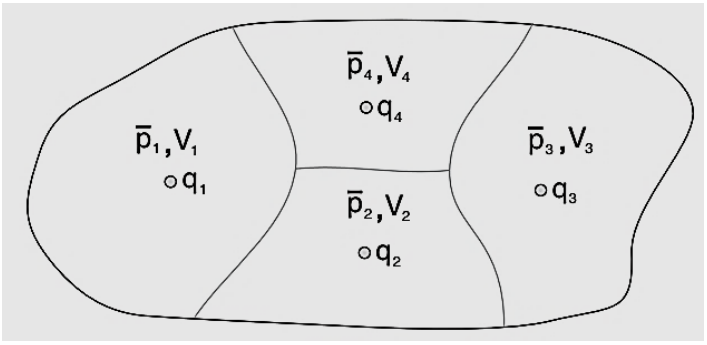
- بإدخال تأثير عامل القشرة s في المعادلة اعلاه تصبح معادلة الجريان شبه المستقر:

$$Q_o = \frac{0.00708kh\,(\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right]} \quad \text{----------} \quad 14$$

- من معرفة معدلات انتاج ابار في الحقل وتوفر قيم معدل ضغوط تلك الابار فيمكن تحديد معدل الضغط لكل المكمن بطريقة المعدل الوزني للضغط Weighted average pressure و حسب المعادلة رقم- 15 و الشكل 4-7 .

$$\bar{p}_{res} = \frac{\sum_i \bar{p}_i q_i}{\sum_i q_i} \quad \text{----------} \quad 15$$

يُستفاد من حساب معدل الضغط المكمني في حسابات معادلة موازنة المادة Material balance.



الشكل 4-7 : حدود منطقة التصريف للابار المختلفة

*ايضا يمكن حساب مساحة منطقة التصريف لكل بئر من معرفة المساحة الكلية للحقل و الانتاج الكلي للحقل و معدل انتاج البئر كالاتي:

$$A_w = A_T\left(\frac{q_w}{q_T}\right) \quad \text{----------} \quad 16$$

A_w = drainage area of a well
A_T = total area of the field
q_T = total flow rate of the field
q_w = well flow rate

- ان العلاقة ما بين الضغط الاصلي للمكمن Pi و معدل الضغط $\acute{P}$ يمكن ايجادها عبر موازنة المادة بتاثير انضغاطية المكمن c_t المعادلة رقم-17 .اذ ان فرق او هبوط الضغط من P_i الى $\acute{P}$ (الشكل4-6) يتسبب بانتاج حجم من النفط مقداره (ΔV) بمعدل q خلال الوقت t من الساعات و يساوي $\Delta V = 5.615qBt/24$ ft^3 . باستعمال تعريف الانضغاطية و الحجم المسامي للمكمن او لمنطقة تصريف البئر V الذي على شكل اسطوانة و بالتعويض ينتج:

$$p_i - \overline{p} = \frac{\Delta V}{c_t V} = \frac{5.615qB(t/24)}{c_t\left(\pi r_e^2 h\phi\right)} = \frac{0.0744qBt}{\phi c_t h r_e^2} \quad \text{---------- 17}$$

اي ان معدل الضغط بدلالة الضغط المكمني الاصلي pi و الوقت t يساوي :

$$\overline{p} = p_i - \frac{0.0744qBt}{\phi c_t h r_e^2} \quad \text{---------- 18}$$

المعادلة اعلاه شكل اخر من وصف سلوك الضغط في طور الجريان شبه المستقر وهي اساسية في تحليل طور الجريان شبه المستقر في فحوصات الابار.

و بتعويض معدل الضغط المكمني من المعادلة رقم-18 في المعادلة رقم-14 و بالترتيب لاجل حساب ضغط الجريان P_{wf} بدلالة الضغط الابتدائي للمكمن و الزمن t لمكمن دائري ينتج:

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{0.0744qBt}{r_e^2 h\phi c_t} - \frac{141.2qB\mu}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s\right] \quad \text{---------- 19}$$

k = permeability, md
A = drainage area, ft^2
C_A = shape factor
Q = flow rate, STB/day
t = time, hr
c_t = total compressibility coefficient, psi^{-1}

او نختصرها بالصيغة في ادناه:

$$p_{wf(t)} = p_i - 141.2\frac{qB\mu}{kh}\left[\frac{0.000527kt}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s\right] \quad \text{---------- 20}$$

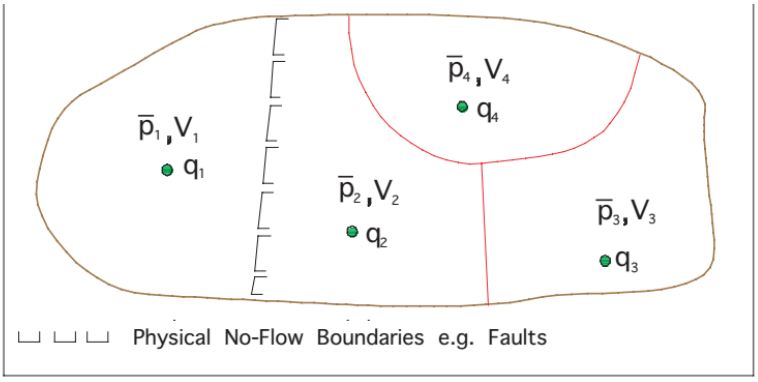
و بدلالة المعاملات اللابعدية , معادلة الجريان شبه المستقر PSS تكون كما يأتي:

$$p_{wf} = p_i - \frac{q\mu}{2\pi kh}\left[\frac{2t_{Dw}}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + s\right] \quad \text{---------- 21}$$

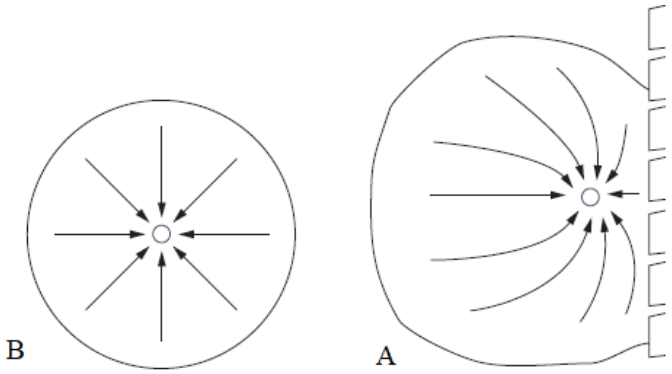
5-4 معامل الشكل الهندسي للمكمن - معامل ديتز Dietz Shape Factor

جميع معادلات الجريان شبه المستقر المذكورة انفا تُطبق حصريا لبئر ينتج من منطقة تصريف دائرية الشكل و البئر يقع في مركز الدائرة ، لكن في الواقع ليس بالضرورة ان تأخذ منطقة

التصريف الشكل الدائري وكذلك التناظر في مركز الدائرة وانما كل بئر ينتج بحسب شكل منطقة التصريف (الشكل 4-8) و بحسب موقعه في المكمن سواء اكان موقعه متناظر او غير متناظر (الشكل4-9) . ان اشكال منطقة تصريف الابار غير المنتظمة (اشكال غير هندسية) والموقع غير المتجانس للبئر لا يمنع من وصول السلوك الانتاجي الى طور الجريان شبه المستقر لكنها تستغرق وقت اطول وتستهلك ضغط اعلى مقارنة مع الاشكال النظامية والمتناظرة لكون شكل مسار الجريان يختلف عن المسار الهندسي المنتظم . لذا فلا بد من تمثيل تأثيرا شكل منطقة تصريف البئر وموقع البئر للاشكال غير المنتظمة في حسابات الجريان شبه المستقر.



الشكل 4-8 : اشكال منطقة تصريف الابار



الشكل 4-9 : A - انحراف خطوط الجريان في الشكل غير المنتظم لمنطقة التصريف
عن الجريان المنتظم الشعاعي B

في الواقع لا يمكن ان نحصل على شكل هندسي منتظم لمنطقة التصريف (الشكل 4-9 *A*)، لكن ممكن تقريبها الى شكل منتظم يسهل عبرها اجراء حسابات الجريان(الشكل 4-9 *B*).

اوجد رامي و كوب ***Ramey and Cobb*** معامل الشكل- ديتز **Dietz Shape Factor** يرمز له C_A، و الذي يعكس مدى انحراف شكل منطقة التصريف الحالية الشكل 4-9 -A عن منطقة التصريف الدائرية الشكل 4-9 -B . ان C_A ثابت لشكل هندسي معين و حسب موقع البئر

في المكمن . يُحسب معامل الشكل الهندسي من الجدول4-1 او الشكل 4-10 و يُستخدم الجدول4-1 ايضا في تحديد المدة الزمنية عديمة الاتجاه t_{DA} اللازمة للوصول الى طور الجريان شبه المستقر ولحالتين هما: الحل تام Exact ، والحل التقريبي الذي يكون نسبة الخطا فيه اقل من 1 % Less than error .

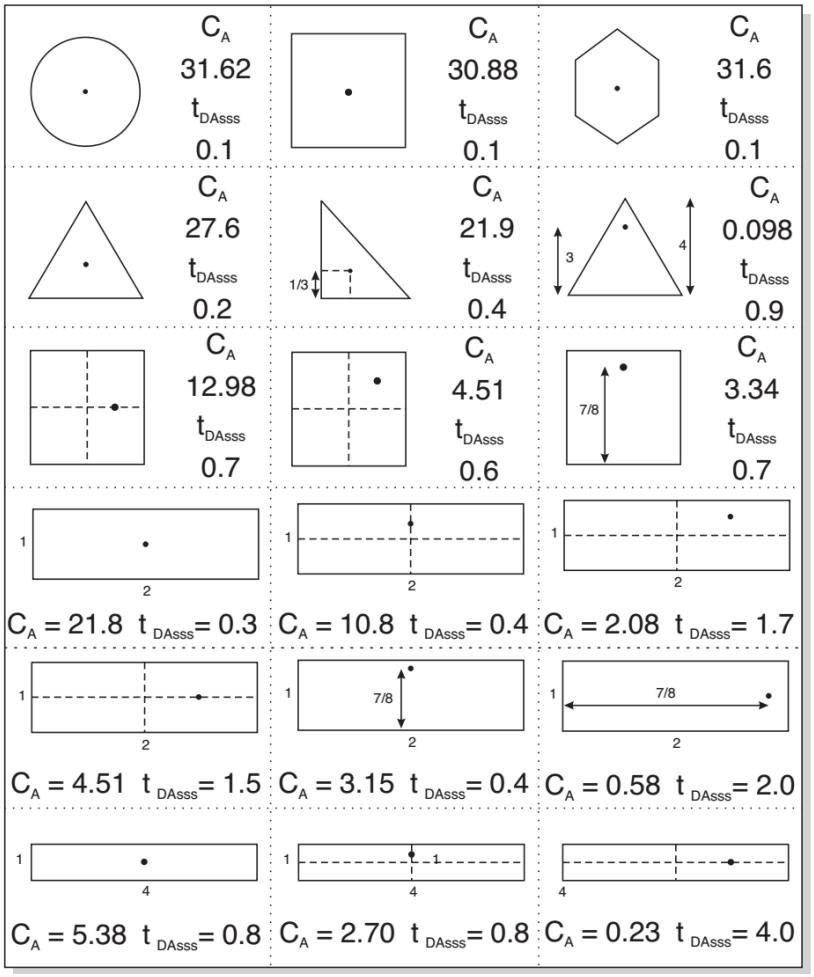
Reservoir Shape, Well Location In Bounded Reservoirs	Shape Factor C_A	$(t_{DA})_{PSS}$ Exact for t_{DA}>	$(t_{DA})^*_{PSS}$ Less Than 1% Error for t_{DA}>	t_{DA} ** Use Infinite System Solution With Less Than 1% Error for t_{DA}<	Shape Factor Skin s_{CA}
	31.62	0.1	0.06	0.10	0
	31.6	0.1	0.06	0.10	
	27.6	0.2	0.07	0.09	0.0669
	27.1	0.2	0.07	0.09	0.077
	21.9	0.4	0.12	0.08	
	0.098	0.9	0.60	0.015	
	30.8828	0.1	0.05	0.09	0.0115
	12.9851	0.7	0.25	0.03	0.445
	4.5132	0.6	0.30	0.025	
	3.3351	0.7	0.25	0.01	
	21.8369	0.3	0.15	0.025	0.185
	10.8374	0.4	0.15	0.025	0.535
	4.5141	1.5	0.50	0.06	0.973
	2.0769	1.7	0.50	0.02	1.361
	3.1573	0.4	0.15	0.005	

* Dimensionless Time to Start of Pseudo Steady State Flow

** Dimensionless Time to End of Transient Flow

الجدول: 4-1 تحديد بعض معاملات طؤر الجريان *PSS*

* ان معادلة الجريان شبه المستقر العامة لمكمن مغلق و لاي شكل الهندسي (دائري ، مربع، مثلث ...) يمكن كتابتها بدلالة الضغط الاصلي للمكمن *pi* و الزمن *t* و عامل الشكل C_A كالاتي:



الشكل 4-10 تحديد معامل الشكل

$$p_{wf}(t) = p_i - \frac{0.234qBt}{Ah\phi c_t} - \frac{141.2qB\mu}{kh}\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2}\right) - \frac{3}{4} + s\right] \text{ ---------- 22}$$

و بدلالة معدل الضغط المكمني تصبح المعادلة كما يأتي:

$$p_{wf} = \overline{p} - \frac{141.2qB\mu}{kh}\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06A}{C_A r_w^2}\right) - \frac{3}{4} + s\right] \text{ ---------- 23}$$

بادخال اللوغاريتم العادي للاساس عشرة log بدلا من اللوغاريتم الطبيعي Ln و بالترتيب تصبح المعادلة:

$$p_{wf} = \overline{p} - \frac{162.6QB\mu}{kh}\left[\log\left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} + 0.87s\right)\right] \text{ ---------- 24}$$

لاحظ ان المعادلات اعلاه عامة و لاي شكل هندسي ، فلو افترضنا ان الشكل الهندسي لمنطقة تصريف البئر على شكل دائرة بنصف قطر r_e فان مساحة الدائرة تساوي $A=\pi r_e^2$ وبالتعويض في المعادلة رقم23 و بالترتيب تصبح كما يأتي:

$$p_{wf}(t) = \bar{p}(t) - \frac{141.2qB\mu}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06\pi}{C_A}\right)\right] \text{ ---------- } 25$$

او اختصارها:

$$p_{wf}(t) = \bar{p}(t) - \frac{141.2qB\mu}{kh}\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + s + s_{CA}\right] \text{ ---------- } 26$$

إذ ان s_{CA}-*shape factor skin* يمثل معامل القشرة للشكل الهندسي و يتسبب في فرق ضغط اضافي ناتج عن انحراف شكل الجريان عن الشكل الشعاعي *radial flow* للمكمن الدائري *circular reservoir* . قيم s_{CA} تم تعريفها من قبل عدد من الباحثين:

Earlougher (1977) ، Lee (1982) ، Fetkovich and Vienot *(*1985*)* and Lee et al. (2003)

و تساوي:

$$s_{CA} = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06\pi}{C_A}\right) \text{ ---------- } 27$$

أُدرجت قيم s_{CA} لبعض الاشكال الهندسية في الجدول4-1 العمود السادس . ان قيمة s_{CA} تساوي صفر للمكمن الدائري بعد تعويض قيمة $C_A=31.6$ (من الجدول4-1) في المعادلة رقم-27.

عليه فيمكن تمثيل تاثير عامل الشكل اما بادخال المعامل ديتز كما في المعادلة رقم- 25 او بادخال المعامل s_{CA} في المعادلة رقم-26 .

بصورة عامة اصبحت لدينا صيغتان لمعادلة طور الجريان شبه المستقر *PSS* اما بدلالة معدل الضغط المكمني معادلة رقم 22 و 25 او بدلالة الضغط الاصلي للمكمن معادلة رقم 24 و هما الاساس في تفسير فحوصات هبوط الضغط للابار النفطية على ان تتوفر ظروف الجريان شبه المستقر و هذا ما سنتطرائق اليه لاحقا.

لاهمية الجدول رقم 4-1 نذكر التفاصيل الاتية:

1- العمود الأول: يحتوي على الأشكال الهندسية لمنطقة التصريف في المكمن، مثل الدائرة، المربع، المستطيل، مثلث إلخ، وتُحدد أيضًا مواقع الآبار ضمن هذه الأشكال.

2- العمود الثاني: يتضمن معامل الشكل الهندسي - معامل ديتز(C_A) . يمكن استعماله في المعادلات لحساب الجريان.

3- العمود الثالث: (t_{DA})، يمثل الوقت اللابعدي التام الذي يستغرقه المكمن للوصول إلى منطقة الجريان شبه المستقر. يتم حساب الوقت باستعمال المعادلة رقم-29.

4- العمود الرابع (t_{DA}): يُستخدم لتحديد الوقت اللابعدي لبداية مدة الجريان شبه المستقر *(PSS)*، اعتبره *Lee (1982)* الوقت الذي يبدأ فيه الجريان شبه المستقر، ويعادل الوقت الذي تعطي فيه معادلة الجريان شبه المستقر دقة بنسبة 1٪ مقارنة بالحل التام.

5- العمود الخامس (t_{DA}): هنا يمثل الحد الأقصى للوقت الذي يظل فيه المكمن في طور الجريان اللامستقر *(USS)* وفقًا لـ*Lee (1982)* ، هذا هو الوقت الذي عنده تنحرف استجابة الضغط بمقدار 1٪ عن الحل العام في معادلة الدالة الأُسية *(Ei function)* (الفصل الخامس).

6- العمود السادس (s_{cA}) : عامل القشرة (*Skin factor*) للشكل الهندسي يتم حسابه نسبة الى الشكل الدائري

<u>مثال-1</u>

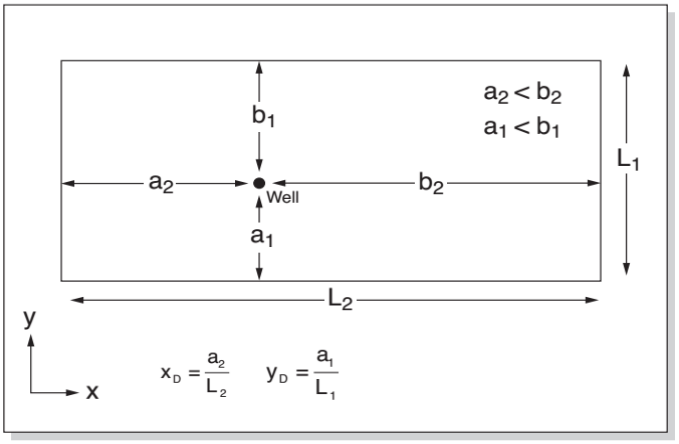
المثال ادناه يمثل كيفية حساب معامل الشكل C_A لمنطقة تصريف مستطيلة الشكل ، موقع البئر في منطقة التصريف و الاحداثيات كما موضح في الشكل 4-11، و المعادلة 28 ادناه تستخدم لغرض حساب معامل الشكل الهندسي لمكمن مستطيل:

$$C_A = \frac{4\bar{A}}{\gamma r_w^2 \exp\left[\frac{4\pi L_2}{L_1}\left(\frac{a_D^3}{3}+\frac{b_D^3}{3}\right)+2\ln\left(\frac{L_1}{2\pi r_w \sin(\pi c_D)}\right)\right]} \quad \text{------- 28}$$

إذ ان :

$$x_D = a_D = \frac{a_2}{L_2} \qquad b_D = \frac{b_2}{L_2} = 1 - a_D \quad \text{and} \quad y_D = c_D = \frac{a_1}{L_1}$$

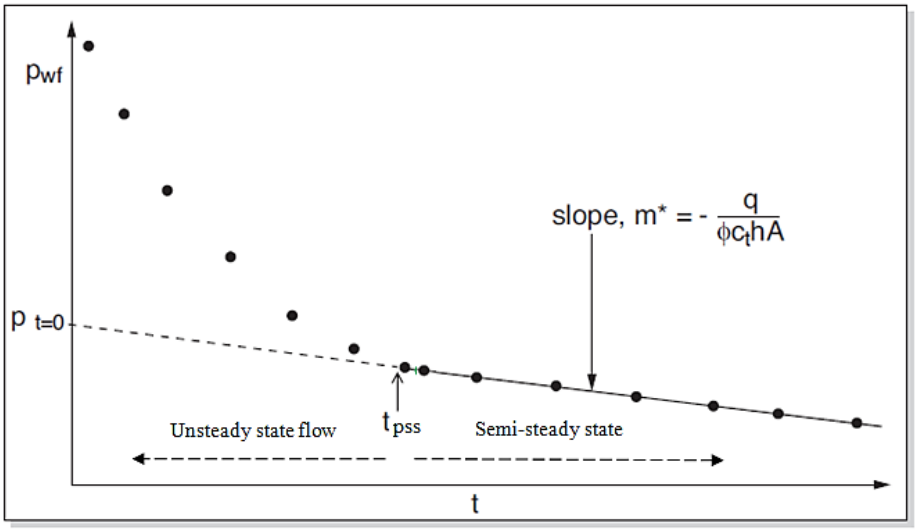
في حال ان البئر يقع في مركز المستطيل rectangle ابعاده 5:1 اي ان $L_2/L_1 = 5$ و ان $x_D = y_D = 0.5$ و بالتعويض في المعادلة – 28 فان $C_A = 2.359$.



الشكل 4-11 : موقع البئر في منطقة تصريف مستطيلة الشكل

6-4 وقت الدخول لمنطقة طور الجريان شبه المستقر PSS

لتحديد فترة الدخول لمنطقة طور الجريان شبه المستقر (*PSS*)، يتم رسم علاقة الضغط مع الزمن على مقياس عادي (*Cartesian coordinate*). تظهر نقاط الضغط كخط مستقيم بميل ثابت يعبر عنه بـ $\frac{\partial p}{\partial t} = C$. (الشكل 4-12). بداية تشكل الخط المستقيم يمثل وقت بدء طور الجريان شبه المستقر.



الشكل 4-12 : يبن علاقة الضغط مع الزمن عند جريان البئر بمعدل ثابت مرسومة باحداثيات عادية و محدد عليه قيمة زمن الدخول الى منطقة طور الجريان شبه المستقر t_{Pss}

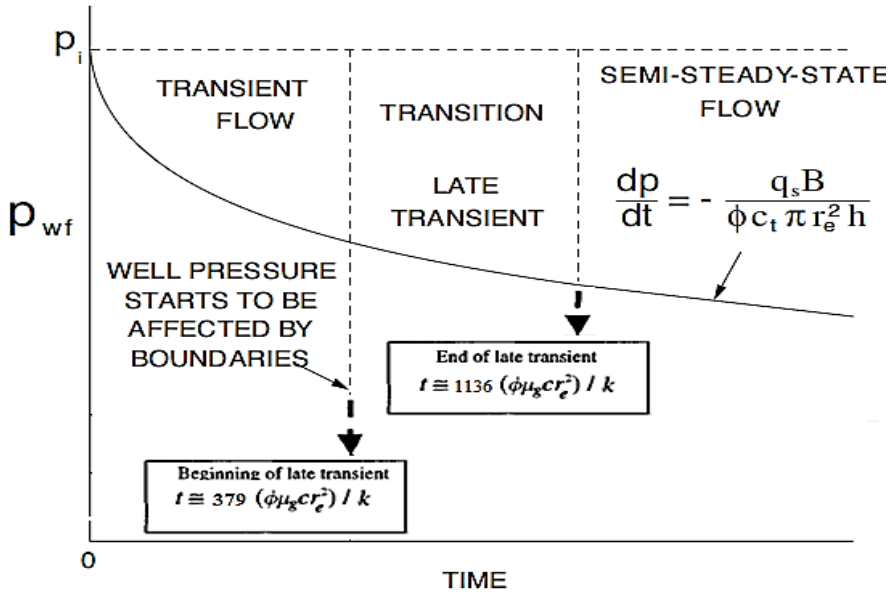
و يمكن حسابه من المعادلة 29 ادناه :

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t A} \quad \text{------ 29}$$

و بالترتيب للمعادلة اعلاه فيمكننا حساب الوقت بالساعات للدخول الى منطقة طور الجريان شبه المستقر *PSS* بعد توفر الوقت اللابعدي t_{DA} من الجدول4-1 و كالتالي:

$$t_{pss} = \left[\frac{\phi\mu c_t A}{0.0002637k}\right](t_{DA})_{pss} \quad \text{---------- 30}$$

إذ ان t_{pss}- pseudo steady state time يمثل الزمن بالساعات و الذي يدخل عنده جريان البئر الى حالة الجريان شبه المستقر. قبل المدة t_{pss} يكون الجريان في طور الجريان اللامستقر (Usteady state flow) الشكل 4-13. عمليا فان تحديد t_{pss} مهم في معرفة كم المدة اللازمة الذي يستغرقه الفحص للوصول للجريان شبه المستقر وهي مدة مهمة تُستعمل في تصميم و تفسير الفحص . وحسب المعادلة 30 فان الوقت t_{pss} يعتمد على حجم منطقة التصريف ، خواص المائع و خواص المكمن ، فمثلا كلما زادت نفاذية المكمن كلما قل الوقت t_{pss} والعكس صحيح.



الشكل 4-13 وقت الدخول الى منطقة الجريان *PSS*

في حال شكل منطقة التصريف دائرية او مربعة او شكل سداسي فان قيمة t_{DA} من الجدول هي واحدة و تساوي $t_{DA}=0.1$, لحساب الزمن *tpss* بالساعات نعوض هذه القيمة في المعادلة رقم-30 فينتج :

$$t_{pss} = \left[\frac{\phi\mu c_t A}{0.0002637k}\right] 0.1 \quad \text{---------- 31}$$

$$t_{pss} = \left[\frac{\phi\mu c_t A}{0.002637k}\right] \quad \text{---------- 32}$$

نقلب الثابت فتصبح المعادلة:

$$t_{pss} = \frac{379\phi\mu c_t A}{k} \quad \text{---------- 33}$$

الوقت في المعادلات اعلاه بالساعات *hours* وإذا قسمنا على 24 فيصبح الوقت بالأيام *days* كما في ادناه:

$$t_{pss} = \frac{15.8\phi\mu c_t A}{k} \quad \text{---------- 34}$$

المساحة A هي المساحة لاحد الاشكال الهندسية الثلاثة المذكورة في اعلاه .اذا عوضنا بدلا عن مساحة منطقة التصريف الدائرية بما يساويها $A=\pi r_e^2$ فيصبح الوقت اللازم (بالساعات) لدخول السلوك الانتاجي خلال طور الجريان شبه المستقر لبئر يقع في مركز منطقة تصريف ، شكلها

الهندسي دائري و بدلالة نصف قطر منطقة التصريف وليس بدلالة المساحة :

$$t_{pss} = \frac{1190\ \phi\mu c_t\ r_e^2}{k} \quad \text{---------- 35}$$

احيانا في بعض المصادر يستخدم الثابت 1200 بدلا من 1190 تصبح المعادلة :

$$t_{pss} = \frac{1200\ \phi\mu c_t\ r_e^2}{k} \quad \text{---------- 36}$$

k = permeability, mD
t = time, hr
ϕ = porosity in fraction
μ_o = oil viscosity, cP
c_{ti} = initial total compressibility, psi^{-1}
A = area, ft^2
r_w = wellbore radius, ft

- نشير الى وجود منطقة انتقالية *Transition region* اوتسمى المنطقة الانتقالية المتاخرة *Late transient region* و التي تقع ما بين نهاية منطقة طور الجريان اللامستقر *USS* وبداية طور الجريان شبه المستقر *PSS* الشكل 4-13 . عمليا تكون هذه المنطقة صغيرة و تهمل في حال ان البئر يقع في مركز منطقة التصريف (سواء اكانت دائرية او مربعة او سداسية الشكل) ويطول مكوث هذه المدة الانتقالية عندما لا يقع البئر في مركز منطقة التصريف عندها سيكون تضمين المدة الانتقالية مهم عند تحديد سلوك البئر عبر الفحص .

Mathews(1967) , يُعطي حلول تقريبية لحدود الفترة الانتقالية (الشكل4-13) لمكمن دائري تكون محصورة ما بين :

$379\ \phi\mu c_t r_e^2/k < t < 1136\ \phi\mu c_t r_e^2/k$

ان الوقت او $1136\ \phi\mu c_t r_e^2/k$ يمثل نهاية المدة الانتقالية وبداية منطقة الجريان شبه المستقر.

و ان الوقت او $379\ \phi\mu c_t r_e^2/k$ هنا سيمثل بداية المدة الانتقالية.

يحدث الدخول إلى منطقة الجريان شبه المستقر في الآبار الغازية بشكل أسرع مقارنة بالآبار النفطية و لنفس الظروف من النفاذية والمساحة والمسامية ونصف قطر المنطقة المكمنية (k، φ، re). السبب في ذلك يعود إلى أن لزوجة الغاز أقل بكثير من لزوجة النفط، على الرغم من أن انضغاطية الغاز أعلى من النفط، لكن اللزوجة تؤثر بشكل أكبر من الانضغاطية. يمكن الاستفادة من هذه الظاهرة لزيادة المسافات بين الآبار الغازية مقارنة بالآبار النفطية، مما يعني أنه سيكون هناك عدد أقل من الآبار الغازية لتطوير واستثمار الحقل الغازي مقارنة بعدد الآبار في الحقل النفطي. أما في المكامن الغازية الصلدة (*Tight gas reservoirs*)، فإن البئر يستغرق وقتًا أطول للوصول إلى حالة الجريان شبه المستقر بسبب النفاذية المنخفضة. على سبيل المثال، الآبار النفطية في المكامن الصلدة تستغرق من عدة أيام إلى أشهر للوصول إلى حالة الجريان شبه

المستقر، بينما الآبار الغازية في المكامن الصلدة قد تستغرق مدد أطول، وأحيانًا عدة سنوات.

مثال-2 : بئر نفطي تتوفر له المعلومات الاتية:-

$c_{ti}=15\times10^{-6}$ psi^{-1}.، k=100 mD، ø=20%، μ_o=1.5 cp، r_e=1000 ft^2

- احسب وقت الدخول الى منطقة الجريان شبه المستقر t_{pss} ؟؟

$$t_{pss}=\frac{1200\ \phi\mu c_t\ r_e^2}{k}$$

$$t_{pss}=\frac{1200(0.2)(1.5)(15(10)^{-6})(1000^2)}{100}=54\ \text{hr}$$

مثال-3 - بئر غازي تتوفر له المعلومات الاتية:-

$c_{ti}=4\times10^{-4}$ psi^{-1}.، k=100 mD، ø=20%، μ_g=0.015 cp، r_e=1000 ft^2

- احسب t_{pss} ؟؟

$$t_{pss}=\frac{1200(0.2)(0.015)(400(10)^{-6})(1000^2)}{100}=14.4\ \text{hr}$$

لاحظ للمثالين اعلاه انه لنفس النفاذية و نصف قطر منطقة التصريف فالزمن الذي يستغرقه البئر الغازي للوصول الى حالة الجريان شبه المستقر يساوي t_{pss}=14.4 hrs و هو اقل مما للبئر النفطي t_{pss}=54 hrs بسبب لزوجة الغاز القليلة.

مثال-4- بئر غازي في مكمن صلد تتوفر له المعلومات الاتية:-

$c_{ti}=4\times10^{-4}$ psi^{-1}.، k=1 md، ø=20%، μ_g=0.015 cp، r_e=2500 ft^2

احسب الزمن t_{pss} ؟؟؟

$t_{pss}=(1200(0.2)(0.015)(400*10^{-6})(2500^2))/1=9000\ hr.$

عندما تقل النفاذية من 100 md إلى 1md في بئر غازي، فإن الوقت اللازم للوصول إلى حالة الجريان شبه المستقر (*PSS*) سيزداد بشكل كبير. في هذه الحالة، سيستغرق الوصول إلى حالة الجريان شبه المستقر حوالي 9000 ساعة (أي ما يعادل 375 يومًا)، مقارنةً بـ 14.4 ساعة عندما تكون النفاذية 100 md.

7-4 حساب دليل الانتاجية لمنطقة تصريف مغلقة *Well Productivity in a Bounded Drainage Area*

في منطقة التصريف المحدودة (مغلقة) عادة ما يتم تحديد دليل او مؤشر إنتاجية البئر باستعمال ظروف الجريان شبه المستقر (*PSS*) و بدلالة متوسط الضغط $\acute{P}$ ، إذ يُمكن تحديد $\acute{P}$ من تفسير فحص البئر. إن دليل إنتاجية البئر يُحسب كما في المعادلة الاتية:

$$J_{pss} = \frac{Q_o}{(\bar{p} - p_w)} = \frac{7.08 \times 10^{-3}\ kh}{B\mu\left(\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}\right)}\ stb/d/psi \quad \text{---------- 37}$$

و من دليل الانتاجية بالامكان حساب كفاءة الجريان *Flowefficieny* و تساوي:

$$Flow\ efficieny = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}}{\ln\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S} \quad \text{---------- 38}$$

و تساوي ايضا:

$$Flow\ efficieny = \frac{\bar{p} - p_{wf}}{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s} \quad \text{---------- 39}$$

مثال-5 : بئر نفطي ينتج بمعدل 100 stb/d والضغط الجرياني المقاس في باطن البئر بحدود P_{wf}=*1500 psi* ومعدل الضغط المكمني *$\bar{P}$=2000 psi*. من مجسات الابار تبين ان السمك الصافي بحدود *h=10 ft* نصف قطر منطقة التصريف و البئر على التوالي *r_e=1000 ft*، *r_w=0.25 ft* خواص النفط كانت *μ=0.5 cp* والمعامل الحجمي *Bo=1.5 bbl/stb* ، اوجد ما يأتي:-

1- دليل انتاجية البئر المفحوص *Productivity index*؟؟

2- احسب نفاذية المكمن ؟؟

3- من بيانات اللباب الصخري *core data* تبين ان النفاذية الفعالة *k=50 md* ، هل البئر في حالة تضرر او في حالة تنشيط ؟؟ وما قيمة معامل التضرر الظاهري؟؟

4- احسب اقصى معدل جريان للبئر يمكن ان يتحقق Absolute Open Flow-AOF ؟؟

الحل:-

- مؤشر الانتاجية يساوي :

$$J = \frac{q}{\bar{p} - p_{wf}} = \frac{100}{(2{,}000 - 1{,}500)}$$
$$= 0.2\ \text{STB/psi-D.}$$

- لحساب *Absolute Open Flow*-AOF والتي تمثل اقصى معدل لجريان البئر يحصل عندما نجعل قيمة ضغط الجريان في المعادلة اعلاه نظريا مساوي الى الصفر *P_{wf} = 0*:

$$q = \text{AOF} = J(\bar{p} - 0)$$
$$= 0.2\ (2000 - 0)$$
$$\text{AOF} = 400\ \text{STB/D}$$

نستخدم نفس المعادلة لحساب النفاذية بعد ترتيبها و كما يأتي:

$$J = \frac{Q}{(\bar{p}_r - p_{wf})} = \frac{0.00708\,kh}{\mu B\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75\right]}$$

$$k_J = \frac{141.2\,JB\mu\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right]}{h}$$

$$= \frac{(141.2)(0.2)(1.5)(0.5)\left[\ln\left(\frac{1{,}000}{0.25}\right) - 0.75\right]}{10}$$

$$= 16\ \text{md}.$$

- عادة النفاذية المحسوبة من اللباب الصخري تكون ادق من مثيلتها المحسوبة من مؤشر الانتاجية ولما كانت قيمتها $k=50\ md$ وبالمقارنة مع المحسوبة $k=16\ md$ نستنتج ان البئر متضرر ، نحسب معامل التضرر s :

$$s = \left(\frac{k}{k_J} - 1\right)\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right]$$

$$= \left(\frac{50}{16} - 1\right)\left[\ln\left(\frac{1{,}000}{0.25}\right) - 0.75\right]$$

$$= 16.$$

8-4 الجريان شبه المستقر لمائع قابل للانضغاط Compressible Fluid

حل معادلة الانتشار لجريان الغاز خلال الطور شبه المستقر *Compressible Fluid* تخضع لظروف الضغط . فعندما يكون الضغط اعلى من *3000psi* فيمكن تحديد فرق الضغط او ضغط الجريان بحسب الصيغة التالية:

$$(\bar{p}_r - p_{wf}) = \frac{Q_g\,(\mu_g B_g)_{avg}\,[\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s]}{7.08\,(10^{-6})\,kh} \quad \text{---------- 40}$$

و يمكن كتابتها لحساب معدل الجريان :

$$Q_g = \frac{7.08\,(10^{-6})\,kh\,(\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg}\,[\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s]} \quad \text{---------- 41}$$

Q_g = gas flow rate, Mscf/day
B_g = gas formation volume factor, bbl/scf
k = permeability, md

لاحظ ان خواص الغاز تُحسب عند المعدل الحسابي للضغوط وكما في ادناه:

$$p_{avg} = \frac{\bar{p}_r + p_{wf}}{2} \quad \text{---------- 42}$$

- عندما تكون حدود الضغط متوسطة اي ان*(2000 psi < pwf&Pr <3000 psi)* فنستخدم الضغط المكافئ *m(p)* و كالاتي:

$$Q_g = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1422T\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75\right]} \quad \text{---------- 43}$$

- بإدخال تأثير عامل القشرة في المعادلة 43 اعلاه , تصبح:

$$Q_g = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1422T\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right]} \quad \text{---------- 44}$$

- عندما يكون الضغط واطئ اي ان الضغط اقل من *2000psi* و بإدخال تأثير عامل التضرر المكمني, فنستخدم معادلة مربع الضغط لحساب الجريان شبه المستقر للغاز *Compressible Fluid* و كالاتي:

$$Q_g = \frac{kh\left(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2\right)}{1422T\left(\mu_g Z\right)_{avg}\left[\ln\left(r_e/r_w\right) - 0.75 + s\right]} \quad \text{---------- 45}$$

Q_g = gas flow rate, Mscf/day
k = permeability, md
T = temperature, °R
Z = gas compressibility factor
μ_g = gas viscosity, cp

B_g = gas formation volume factor, bbl/scf

- في المعادلة رقم-45 فان خواص الغاز تُحسب عند معدل الضغط كما في ادناه:

$$p_{avg} = \sqrt{\frac{\bar{p}_r^2 + p_{wf}^2}{2}} \quad \text{----------46}$$

أُدرجت المعادلات الثلاثة لطور الجريان شبه المستقر بدلالة المعاملات اللابعدية في الجدول4-2.

عمليا يُحبذ ادخال المعامل s في حسابات جريان الابار ، لكون اغلب الابار تتأثر سلبا بعمليات الحفر او عمليات الاكمال و ايجابا باستعمال الحامض لتنشيط و ادامة انتاجية الابار.

(q bbl/d ; q_{sc} scft/d)

		Dimensionless pressure	Slope of the semi-log straight line
Oil		$p_D = \frac{kh}{141.2\, qB\mu}(p_i - p_{wf})$	$m = \frac{162.6\, qB\mu}{kh}$
Gas	p	$p_D = \frac{kh\,\bar{p}}{711\,\bar{\mu}\,\bar{Z}\,T\,q_{sc}}(p_i - p_{wf})$	$m = 818\,\frac{q_{sc}\,\bar{\mu}\,\bar{Z}\,T}{kh\,\bar{p}}$
p_{sc} = 14.7 psia	p^2	$p_D = \frac{kh}{1\,422\,\bar{\mu}\,\bar{Z}\,T\,q_{sc}}(p_i^2 - p_{wf}^2)$	$m = 1\,637\,\frac{q_{sc}\,\bar{\mu}\,\bar{Z}\,T}{kh}$
T_{sc} = 520 °R	ψ	$p_D = \frac{kh}{1\,422\,T\,q_{sc}}(\psi - \psi_{wf})$	$m = 1\,637\,\frac{q_{sc}\,T}{kh}$

الجدول 4-2 المعادلات اللابعدية لطور الجريان شبه المستقر للغاز

مثال-6 : معلومات الخواص الفيزيائية لنموذج الغاز من بئر عمودي معطاة في الجدول 4-3 ادناه:

- مكمن ينتج بظروف الجريان شبه المستقر ، المعلومات المتوفرة كالتالي:

p_r=3200 psi ، r_w=0.25 ft ، r_e=1000 ft ، h=15 ft ، k=65 md ، s=0.4 ، T=600 ^oR

احسب معدل جريان الغاز للظروف ادناه:

- $p_r = 4000$ psi, $p_{wf} = 3200$ psi
- $p_r = 2000$ psi, $p_{wf} = 1200$ psi

و قارن النتائج بعد اختيار المعادلات المناسبة للظروف المعطاة؟؟؟

الحل:

الحالة الاولى ولكون الضغوط اعلى من 3000 psi سوف نستخدم معادلة الضغط التقريبية المعادلة رقم-41:

$$Q_g = \frac{7.08\,(10^{-6})\,kh\,(\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg}\,[\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s]}$$

- لايجاد معدل خواص الغاز من الجدول4-3 , نحسب معدل الضغط المكمني و كما يأتي:

$$\bar{p} = \frac{4000 + 3200}{2} = 3600 \text{ psi}$$

- اذن و من معدل الضغط نحدد خواص الغاز من الجدول رقم4-3 و تساوي:

$$\mu_g = 0.025 \quad \text{and} \quad B_g = 0.000695$$

- حساب معدل جريان الغاز Q_g :

p, psi	μ_g, cp	Z	ψ, psi^2/cp	B_g, bbl/scf
0	0.01270	1.000	0	—
400	0.01286	0.937	13.2×10^6	0.007080
1200	0.01530	0.832	113.1×10^6	0.00210
1600	0.01680	0.794	198.0×10^6	0.00150
2000	0.01840	0.770	304.0×10^6	0.00116
3200	0.02340	0.797	678.0×10^6	0.00075
3600	0.02500	0.827	816.0×10^6	0.000695
4000	0.02660	0.860	950.0×10^6	0.000650

الجدول 4-3 :الخواص الفيزيائية لنموذج الغاز

$$Q_g = \frac{7.08\,(10^{-6})\,kh\,(\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg}\,[\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s]}$$

$$Q_g = \frac{7.08(10^{-6})(65)(15)(4000-3200)}{(0.025)(0.000695)\left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4\right]}$$

$$= 44,490\,\text{Mscf/day}$$

- لمقارنة النتائج من الخطوة السابقة مع نتائج معادلة الضغط المكافىء ؟؟

حساب معدل جريان الغاز حسب المعادلة الاتية:

$$Q_g = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1422\,T\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right]}$$

إذ ان

$m(\acute{P}r) = m(4000) = 950\times10^6\ psi^2/cp$ ، $m(P_{wf}) = m(3200) = 678\times10^6\ psi^2/cp$

$$Q_g = \frac{(65)(15)(950.0 - 678.0)\,10^6}{(1422)(600)\left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4\right]} = 43,509\,\text{Mscf/day}$$

النتائج متقاربة.

الحالة الثانية: لكون الضغوط اقل من 2000 psi فنستخدم معادلة مربع الضغط المعادلة رقم-45:

- حساب معدل الضغط لايجاد معدل خواص الغاز كما يأتي:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{2000^2 + 1200^2}{2}} = 1649 \text{ psi}$$

$$\mu_g = 0.017 \quad z = 0.791$$

- حساب معدل جريان الغاز Q_g :

$$Q_g = \frac{kh\left(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2\right)}{1422T\left(\mu_g Z\right)_{avg}\left[\ln\left(r_e/r_w\right) - 0.75 + s\right]}$$

$$Q_g = \frac{(65)(15)(2000^2 - 1200^2)}{1422(600)(0.017)(0.791)\left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4\right]}$$

$$= 30{,}453 \text{ Mscf/day}$$

- نقارن النتائج مع نتائج الحل التام و حسب المعادلة ادناه:

$$Q_g = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1422T\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s\right]}$$

$$Q_g = \frac{(65)(15)(304.0 - 113.1)10^6}{(1422)(600)\left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4\right]}$$

$$= 30{,}536 \text{ Mscf/day}$$

اذن ,النتائج متقاربة.

لاحظ نستخدم الضغط المكافىء مرة بالرمز m(p) و مرة بالرمز - gas pseudopressure $\psi(p)$ و ذلك بتعدد المصادر و لكي تكون معروفة للقارىء عند مراجعة المصادر.

9-4 حساب جريان الغاز لمكمن غير دائري في ظروف طور الجريان *PSS*

حساب جريان الغاز في حالة طور الجريان شبه المستقر (*PSS*) لمكمن غير دائري، يتم إدخال عامل الشكل الهندسي لمنطقة التصريف في المعادلات السابقة بحيث يتم تعديل المعادلة لتناسب الأشكال الهندسية المختلفة مثل المربع أو المستطيل أو الأشكال الأخرى و كما يأتي:

باستعمال مربع الضغط تصبح المعادلة:

$$Q_g = \frac{kh\left(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2\right)}{1422T\left(\mu_g Z\right)_{avg}\left[\frac{1}{2}\ln\left(4A/1.781C_A r_w^2\right) + s\right]} \quad \text{---------- 47}$$

- بدلالة الضغط المكافئ فتصبح:

$$Q_g = \frac{kh\left[\overline{\psi}_r - \psi_{wf}\right]}{1422T\left[\frac{1}{2}\ln\left(4A/1.781C_A r_w^2\right) + s\right]} \quad \text{----------} \quad 48$$

- بدلالة الضغط العادي فتصبح:

$$Q_g = \frac{7.08\left(10^{-6}\right)kh\left(\overline{p}_r - p_{wf}\right)}{\left(\mu_g B_g\right)_{avg}\left[\frac{1}{2}\ln\left(4A/1.781C_A r_w^2\right) + s\right]} \quad \text{----------} \quad 49$$

مثال-7:

الاشكال الهندسية الاتية لمنطقة التصريف بئر نفطي يقع في: أ- مركز مكمن دائري. ب- في مركز مكمن مربع ،ج- في أحد ارباع مكمن مربع.

1- احسب الزمن بالساعات للدخول الى منطقة الجريان شبه المستقر *PSS* للحالات الثلاث باستعمال الحل التام والتقريبي بنسبة خطا 1% tpss-Exact ،tpss-approx1% ؟؟

2- احسب دليل او مؤشر الانتاجية لكل بئر (بحسب شكل منطقة التصريف) ومعدل الجريان بفرض ان فرق الضغط يساوي ΔP= 500 psi ؟؟

3- حدد اي معادلة ستستخدم في حال ان الزمن المعطى كالتالي 30، 200، 400 hrs. ؟؟

استخدم المعلومات المتوفرة ادناه للحل :-

k = 100 md ، $c_t = 10^{-5}$ psi^{-1} ، μ=1 cp ، ø=0.2 ،$A=17.42\times10^6$ ft^2 (40 acres)
B_o= 1.2 bbl/stb .A=1742400 ft^2 ،s r_w = 0.3 ft ،h=100 ft

الحل:

- لتحديد الزمن الوصول الى منطقة الجريان شبه المستقر نستخدم المعادلة الاتية:

$$t_{pss} = \frac{\phi\mu c_t A}{0.0002637k} t_{DA}$$

- نعوض المعلومات المتوفرة في جزء المعادلة اعلاه بدلالة الزمن اللابعدي :

$$tpss = \frac{(0.2)(1)(10^{-5})(17.42\times10^6)}{(0.00264)(100)} = 1320[t_{DA}]$$

لحساب الزمن المطلوب للوصول إلى حالة الجريان شبه المستقر (*PSS*) في حالة مكمن غير دائري، يمكننا استعمال قيم t_{DA} المستخلصة من جدول 4-1 الخاص بكل شكل هندسي (الدائرة، المربع) بحسب موقع البئر و لحالتين: الحل التقريبي Approximate و الحل التام Exact . ثم نعوض هذه القيم في المعادلة اعلاه. النتائج رُتبت بشكل كما في الجدول ادناه:

Geometry	Pseudo St. St (Approximate)		Pseudo St. St (Exact)	
	t_{DA}	t - hrs	t_{DA}	t - hrs
Circle	0.06	79.2	0.1	*132*
Square	0.05	66	0.1	*132*
Quadrant of Square	0.3	396	0.6	*792*

نتائج حسابات الوقت لاشكال هندسية مختلفة لمنطقة تصريف البئر

- حساب مؤشر الانتاجية:

$$J = \frac{Q_o}{(\bar{p} - p_w)} = \frac{7.08 \times 10^{-3}\ kh}{\mu B_o \left[1/2 \ln\left(\frac{10.06\ A}{C_A\ r_w^2} \right) - 3/4 + s \right]}$$

$$J = \frac{0.00708\ (100)(10)}{(1.2)(1)\left[\frac{1}{2}\ln\left(\frac{10.06\ (17.42\times10^6)}{(C_A)\ (0.3^2)}\right) - \frac{3}{4} + 3\right]}$$

يُمكن كتابت مؤشر الانتاجية بدلالة عامل الشكل الهندسي C_A و يساوي:

$J=5.9/(12.94 - 1/2 \ln C_A)$

- و طبقا للاشكال الهندسية وموقع البئر نجد قيمة C_A من الجدول4-1 ونعوضه في المعادلة اعلاه. أُدرجت نتائج مؤشر الانتاجية في الجدول4-4 .

- نحسب معدلات الجريان ازائها كما في المعادلة الاتية:

$Q = J(\acute{P} - P_{wf}) = 500J$

النتائج رتبت و ادرجت كما في الجدول4-4 .

Geometry	C_A	J- (stb/d/psi)	Q- (stb/d)
Circle	31.62	0.526	263
Square	30.88	0.526	263
Quadrant of Square	4.513	0.484	242

الجدول 4-4 :نتائج مؤشر الانتاجية للمثال 7

- لا يمكن تطبيق معادلة الجريان *PSS* للبئر عند الوقت *30 hrs.* لان المدة قليلة و لا يصل تاثيرها لحدود المكمن لكن يمكن ان نطبق عليها حالة الجريان غير المستقر *USS* لمكمن مربع و البئر يقع في أحد ارباعه.

مثال-8

احسب سعة الخزن *storage capacity*=øh وسعة الجريان *flow capacity=kh* لمكمن ينتج تحت تاثير الجريان شبه المستقر *PSS* ؟؟ تتوفر معلومات المكمن والبئر في ادناه:

B_o=1.15 ، Q=900 stb/d، r_w=0.5 ft، re=2000 ft، P_{wf}=3050 psi ،p_e=3350 psi decline rate dp/dt=2.2 psi/day.، $c_{ti}=10^{-5}$ psi^{-1} ، μ=0.65 cp ،bbl/stb

الحل:

(1) Porosity–thickness

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{1.7866 q_o \beta_o}{c_t r_e^2 h\phi}$$

$$\phi h = \frac{1.7866 q_o \beta_o}{r_e^2 c_t} \frac{1}{\left(\frac{\Delta p}{\Delta t}\right)} = \frac{1.7866 \times 900 \times 1.15}{2000^2 \times 10^{-5}} \times \frac{1}{2.2} = 21 \text{ ft}$$

(2) Permeability–thickness

$$kh = \frac{q_o \beta_o \mu_o [\ln(r_e/r_w) - 0.5]}{0.00708(p_e - p_w)}$$

$$= \frac{900 \times 1.15 \times 0.65[\ln(2000/0.5) - 0.5]}{0.00708(3350 - 3050)} = 2469 \text{ mD ft}$$

مثال-9

بئر نفطي يُطور في منطقة مربعة الشكل مساحتها A=40 *acres* . البئر ينتج بمعدل ثابت مقداره Q=800stb/d تحت ظروف طور الجريان شبه المستقر، المعلومات الاخرى المتوفرة الاتية:-

B_o=1.2 ، k=200 md، h=30 ft، r_w=0.25 ft، r_e=2000 ft، Pwf=3050 psi ،p_i=4500 psi .، $c_{ti}=25\times10^{-6}$ psi^{-1} ، μ=1.5 cp ،bbl/stb

-احسب وارسم ضغط الجريان P_{wf} في قاع البئر كدالة للوقت ؟

- من الرسم احسب معدل هبوط الضغط ؟

- احسب الهبوط بمعدل الضغط المكمني للمدة من *t=10 hrs* الى المدة *t=200 hrs*؟

الحل:

- لحساب P_{wf} :- من الجدول رقم- 4-1 نحدد معامل شكل المكمن المربع C_A ويساوي C_A=30.882.

- المساحة بوحدات القدم المربع تساوي:

A=(40)(43560)=1742400 ft^2

- لحساب ضغط الجريان P_{wf} , نستخدم المعادلة ادناه:

$$p_{wf} = \left[p_i - \left(\frac{0.23396\,Q\,B}{Ah\phi c_t}\right)t\right] - \frac{162.6\,Q\,B\mu}{kh}\log\left[\frac{4A}{1.781C_A r_w^2}\right]$$

$$P_{wf} = 4500 - (1.719)t - 58.536\log(2{,}027{,}436)$$

- اذن ضغط الجريان p_{wf} في قاع البئر بدلالة الوقت يصبح :

$$p_{wf} = 4493.69 - 1.719\,t$$

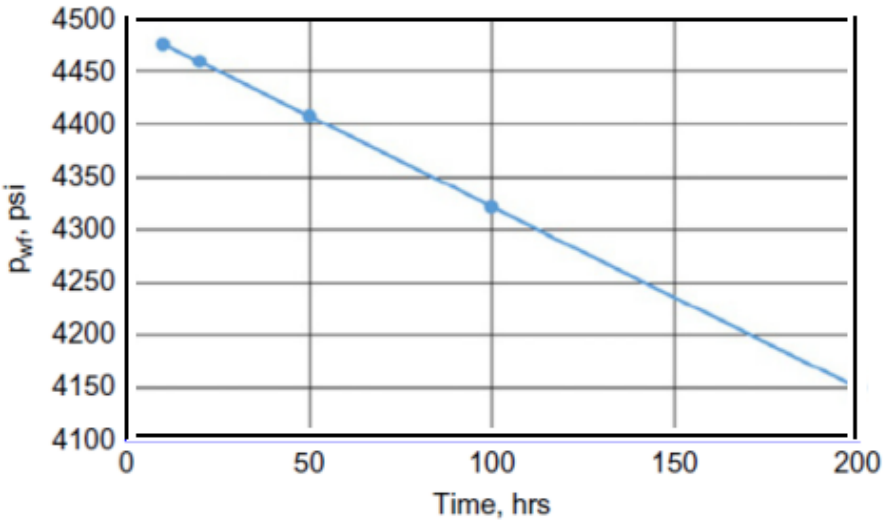
- نفرض قيم للزمن ونحسب الضغط من المعادلة اعلاه. النتائج أُدرجت في الجدول ادناه و رُسمت في الشكل4-14.

t, hr	$P_{wf} = 44369 - 1.719\,t$
10	4476.50
20	4459.31
50	4407.74
100	4321.79
200	4149.89

الجدول 4-5 نتائج حساب الضغط الجرياني p_{wf}

- من الرسم فان معدل هبوط الضغط الجريان مع الوقت يساوي :

$$\frac{dp}{dt} = -1.719\,\text{psi/hr}$$



الشكل4-14 : علاقة ضغط الجريان مع الوقت للمثال 9

- نلاحظ ان معدل هبوط الضغط ثابت عبر طور الجريان شبه المستقر(المكمن محدود او مغلق)، هذا يعني ان معدل الضغط المكمني يقل او يهبط بنفس المعدل dp/dt=-1.719 psi/hr . يصبح تغير معدل الضغط المكمني عبر المدة من 10 hrs – 200 hrs كما يأتي:

$$\Delta \bar{p}_r = (1.719)(200-10) = 326.6\,\text{psi}$$

مثال-10

بئر نفطي ينتج بضغط جرياني ثابت P_{wf}=1500 psi ، و معدل الضغط المكمني $\acute{P}_r$=3200 psi ، البئر يُطوّر في منطقة تصريف مربعة الشكل بمساحة *A=40 acres* المعلومات الاضافية الاخرى .

r_w=0.25 ft، h=15 ft، k=50 md، B_o=1.15 bbl/stb، μ=26 cp، c_{ti}=10×10^{-6} psi^{-1} ø=16%.

- احسب معدل الجريان؟؟؟

الحل :

- لتوفر معدل الضغط المكمني نستخدم المعادلة ادناه لايجاد معدل جريان البئر و كما يأتي:-

$$Q = \frac{kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{162.6\,B\mu \log\left[\frac{4A}{1.781\,C_A r_w^2}\right]}$$

$$Q = \frac{(50)(15)(3200-1500)}{(162.6)(1.15)(2.6)\log\left[\frac{(4)(40)(43,560)}{1.781(30.8828)(0.25^2)}\right]}$$
$$= 416\,\text{STB/day}$$

مثال-11 :- المعلومات المتوفرة لبئر نفطي أُدرجت ادناه:

c_{ti}=5.5×10-5 psi^{-1}.، k=45 md، ø=12.5%، μ_o=3.75 cp،A=40 acres

احسب وقت الوصول لطور الجريان شبه المستقر Pseudo steady state-PSS؟؟؟

الحل :

-المساحة تساوي

A=43560×40= 1742400 ft^2

-باستعمال المعادلة رقم-33 فان زمن الوصول الى منطقة الجريان شبه المستقرPSS يساوي:

$$t_{pss} = \frac{379\phi\mu c_{ti}A}{k} = \frac{379 \times 0.125 \times 3.75 \times 5.5 \times 10^{-5} \times 40 \times 43,560}{45}$$
$$= 37\,\text{hours} = 15.6\,\text{days}$$

مثال-12 :

احسب الوقت للوصول الى طور الجريان شبه المستقر PSS لبئر غازي و للمساحتين A=20 acres و A=160 acres؟؟؟

المعلومات المتوفرة الاخرى :

P_i=1550 psi ، μ_g=0.0145 cp ، ø=9% ، k=45 md ،c_{ti}=6.9×10^{-4} psi^{-1}.

الحل:

$$t_{pss} = \frac{379\phi\mu c_{ti}A}{k} = \frac{379 \times 0.09 \times 0.0145 \times 6.9 \times 10^{-4} \times A}{0.05} = 0.00683A$$

For 20 acres, $t_{pss} = 0.00683 \times 20 \times 43{,}560\,\text{hr} = 5946\,\text{hr} = 248\,\text{days}$

For 160 acres, $t_{pss} = 0.00683 \times 160 \times 43{,}560 = 47{,}602\,\text{hr} = 1983\,\text{days}$

مثال-13 :

احسب الوقت اللازم لغلق بئر غازي ليغطي منطقة تصريف مربعة الشكل مساحتها $A=40$ *acres* البئر يقع في مركزها ؟؟؟

، المعلومات المتوفرة كالتالي :- A=40 acres ، ø=0.14 ، μ_{gi}=0.016 cp ، c_{ti} = 0.0008 psi^{-1}
، k = 0.1 md

الحل :-

نجد الزمن للوصول حالة الجريان شبه المستقر *PSS* لمنطقة التصريف المعنية وحسب المعادلة ادناه:

$$t_{pss} = \frac{379\phi\mu c_{ti}A}{k}$$

$$t_{pss} = \frac{379\,(0.14)(0.016)(0.0008)(40)(43{,}560)}{0.1} = 11{,}865\,\text{hours or}\,494\,\text{days}$$

References – المصادر

1. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook " ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
2. Earlougher، R.C. Jr. 1977. "Advances in Well Test Analysis، " Vol. 5. Richardson، Texas: Monograph Series، SPE.
3. Fetkovich، M.J. and Vienot، M.E. 1985. "Shape Factor، C_A، Expressed as Skin، s_{CA}". J. Pet Tech 37 (2): 321–322. SPE-13304-PA.
4. George Stewart Prof. Mahmoud Jamiolahmad "Well Test Analysis " ، copyright of Heriot Watt University © 2013.
5. Hawkins، M.F.“A Note of the Skin Effect”، Trans AIME، 207، 354-357 (1956)
6. Lee، J. 1982. "Well Testing، " Vol. 1. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE.
7. Lee، J.W.، Rollins، J.B.، and Spivey، J.P. 2003. "Pressure Transient Testing، " Vol. 9. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE. 978-1-55563-099-7.
8. John P. Spivey، W. John Lee، " Applied Well Test Interpretation" ، © Copyright 2013 Society of Petroleum Engineers
9. Mathews، C.S. and Russel D. G. " Pressure buildup and flow tests in wells" Mongraph series، SPE، Dallas-1967.
10. Muskat ، M.: “Physical Principles of Oil Production” ،McGraw-Hill ، N.Y. (1949)
11. RAMEY، H. and COBB، W. (1971). "A general buildup theory for a well located in a closed drainage area". J. Pet. Technol.،Dec.
12. Robert C . Earlougher،Jr. "Advanced in Well Test Analysis" ، SPE Monograph @2010
13. Sylvester Okotie ، Bibobra Ikporo ،"Reservoir Engineering Fundamentals and Applications" ©Springer Nature Switzerland AG 2019.
14. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.
15. Tarek Ahmed D.، Nathan Meehan، "Advanced Reservoir Management and Engineering " Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2012.
16. Schlumberger، "Introduction to Well Testing" ، England (March 1998)

الفصل الخامس

اطوار الجريان – Flow Regimes

طور الجريان اللامستقر Unsteady State (Transient) Flow - USS

1-5 المقدمة

يُعدّ طور الجريان اللامستقر (أو العابر) المرحلة الأولية والأكثر ديناميكية في سلوك تدفق الموائع من المكمن إلى البئر بعد تغيير مفاجئ في معدل التدفق، مثل بدء الإنتاج، إيقاف البئر، أو تغيير معدل الحقن. في هذا الطور، لا يزال اضطراب الضغط الناتج عن التغيير في البئر ينتشر تدريجيًّا عبر الوسط المسامي، ولم يصل بعد إلى حدود المكمن الخارجية. ونتيجة لذلك، يتغير الضغط في كل نقطة داخل الخزان مع الزمن، ولا يعتمد فقط على الموقع المكاني، بل أيضًا على الزمن حيث تحكمه المعادلة التفاضلية $dp/dt \neq 0$ في اي مكان في المكمن ومن هنا جاء وصفه بـ"غير المستقر".

*عمليا يُستفاد من تحليل بيانات الضغط أثناء هذا الطور:

- في تحديد خواص المكمن والبئر منها النفاذية (k), عامل الضرر(s) , معامل تخزين جوف البئر (C) .

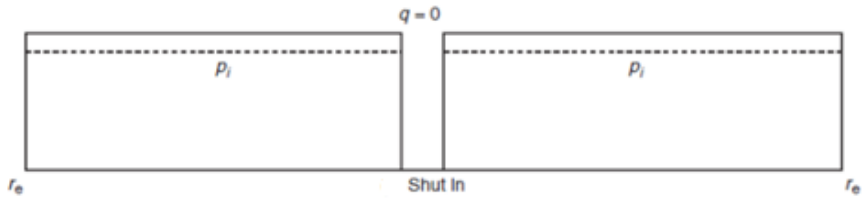
- تقدير نصف القطر المتحقق radius of investigation –r_i للتأكد من وصول تأثير الفحص إلى حدود المكمن من عدمه .

- تشخيص أنماط الجريان و هو المرحلة الوحيدة التي تظهر فيها أنماط جريان مميزة يمكن تشخيصها على المخطط البياني اللوغاريتمي منها تشخيص الجريان الخطي Linear Flow , الجريان الثنائي الخطي Bilinear Flow , الجريان الكروي و النصف كروي (Spherical/Hemispherical Flow) و غيرها.

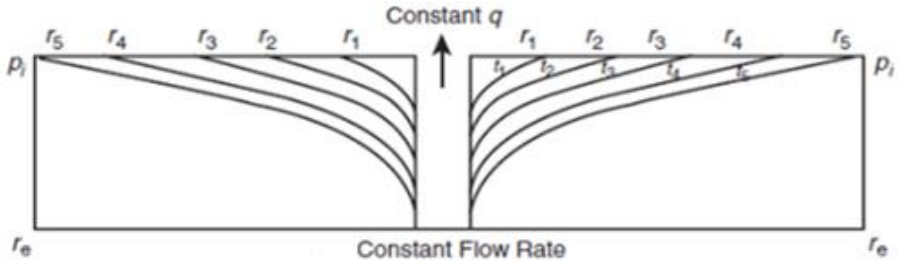
*ينتهي الطور غير المستقر عندما تصل موجة الضغط إلى حدود المكمن , فاذا كانت الحدود مغلقة (No-Flow Boundary) فينتقل المكمن إلى طور الجريان شبه المستقر-(Pseudo Steady State Flow). و اذا كانت الحدود مفتوحة (Constant Pressure Boundary) فينتقل المكمن إلى طور الجريان المستقر (Steady-State Flow) .

*لتبسيط التعرف على سلوك الضغط عبر هذا الطور، نبدأ من الشكل 5-1 لظرف انتاج البئر .

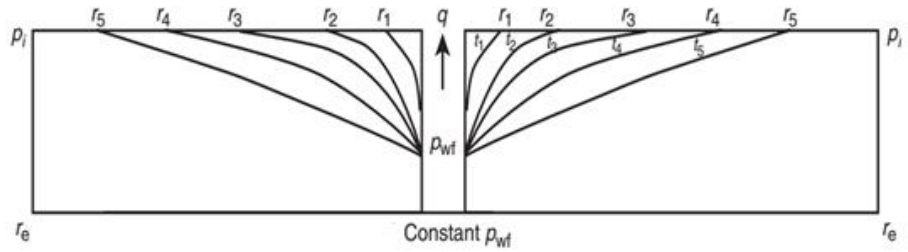
فقبل بدء الإنتاج أو الفحص، يكون الضغط المكمني مساويًا للضغط الابتدائي $P_r = P_i$. عند فتح البئر للجريان بمعدل ثابت q ولمدة زمنية $t < t_5$، يبدأ الضغط بالتناقص في قاع البئر وينتشر تدريجيًا داخل المكمن. إذ تنتقل موجات الضغط لمسافة $r < r_5$، أي قبل الوصول إلى حدود المكمن (الشكل 5-2) . في هذه الفترة، يسلك الجريان سلوك الجريان غير المستقر - Transient or Unsteady State Flow- USS اللا متناهي ويستمر في التطور. سُمي الجريان باللا متناهي Infinite لأن تأثير موجة الضغط (أو التخلخل) لا تصل إلى الحدود الخارجية للمكمن ولا يتأثر بها، رياضيًا يتم التعبير عن ذلك بأن نصف القطر الخارجي لمنطقة التصريف يقترب من اللانهاية $r_e = \infty$.



الشكل 5-1 :الظروف الاولية قبل فتح البئر للجريان



الشكل 5-2 :توزيع الضغط في المكمن –معدل جريان ثابت



الشكل 5-3 :توزيع الضغط في المكمن –ضغط جرياني ثابت

مع استمرار جريان البئر لمدة زمنية تتجاوز $t \geq t_5$ ، سيصل تأثير موجة الضغط إلى الحدود الخارجية للمكمن أي $r_e = r_5$ ، وفي هذه الحالة يتحول الجريان إلى طور الجريان المستقر Steady state flow-SS أو طور الجريان شبه المستقر Pseudo Steady state -PSS.
الشكل 5-3 يوضح أيضًا سلوك الجريان غير المستقر عندما يكون معدل الجريان غير ثابت و انما متغيرًا، بينما الضغط الجرياني في قاع البئر يبقى ثابتًا $P_{wf} = constant$ ، إذ تلتقي خطوط الضغط جميعها عند قيمة واحدة P_{wf} .

بصورة عامة و حسب الاشكال رقم- 5-2 و 5-3 و لمدد زمنية غير طويلة فان تغيُر الضغط لأي نقطة في المكمن و على مسافة (r) من البئر تتناسب مع الزمن. لذا يكون معدل تغيُر الضغط دالة للمسافة (نصف القطر) و الوقت اي ان $\frac{\partial p}{\partial t} = f(x،t)$ بمعنى ان مشتقة الضغط نسبة للزمن متغيرة مع الوقت و المسافة و لا تساوي قيمة ثابتة $\frac{\partial p}{\partial t} \neq C$ كما لطور الجريان شبه المستقر PSS ولا تساوي الصفر $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$ كما لطور الجريان المستقر SS .

2-5 حل معادلة الانتشار لطور الجريان اللامستقر(Transient or Unsteady State Flow-USS):-

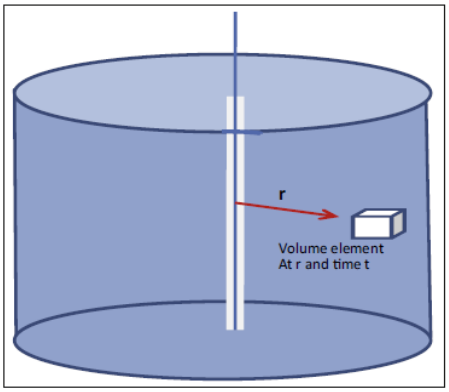
تُستخدم معادلة الانتشار *Diffusivity equation* رقم-1 لوصف سلوك الجريان و توزيع الموائع في الوسط المسامي *Fluif flow through porous media* زمانيا و مكانيا. وتُعد أداة رياضية قوية لنمذجة (*modeling*) السلوك المعقد للجريان في الأوساط المسامية و تمثل امتداداً لقانون دارسي الأساسي لدراسة الظواهر الزمنية والمكانية.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637k}\frac{\partial p}{\partial t} \quad \text{---------- 1}$$

k= permeability, md
r= radial position, ft
p = pressure, psia
c_t = total compressibility, psi^{-1}
t = time, hours
ϕ = porosity, fraction
μ = viscosity, cp

حل معادلة الانتشار تحليليا *Analytically*, يتطلب ذلك تحديد المشكلة و تحديد الظروف الداخلية (للبئر) و الخارجية (حدود المكمن) المصاحبة والتي تُسهم في تبسيط الحل الرياضي. ففي موضوع طور الجريان اللامستقر (*USS*) و باستخدام طريقة حل الغاطس *(Line Source Solution)*في حل معادلة الانتشار فيجب اعتماد الفرضيات ادناه:

1- المكمن اسطواني: إذ يقع البئر في مركز المكمن، ويكون الجريان شعاعي الشعاعي *Radial Flow*،كما هو موضح في الشكل 5-4.



الشكل 5-4 :المكمن اسطواني و الجريان شعاعي و البئر في مركز المكمن

2- المائع قابل للانضغاط جزئيًا: أي أن المائع يمكن أن يتغير حجمه بشكل محدود تحت تأثير الضغط.

3- المكمن غير متناهي: إذ يُعتبر المكمن لا نهائي الامتداد، وبالتالي فإن نصف القطر الخارجي لمنطقة التصريف تساوي $re = \infty$.

4- البئر عمودي و نصف قطر البئر يساوي صفرًا $r_w = 0$ مقارنة" مع نصف قطر المكمن غير المحدود. يعني ان البئر يعمل كغاطس او كمصدر خطي عمودي *(Line source well or sink)* لا سمك له و لا تأثير للحدودعليه .

الظروف الداخلية و الخارجية للحل تتضمن :

- قبل فتح البئر للانتاج اي عند $t=0$ فان الضغط المكمني يساوي الضغط الابتدائي الشكل5-1. اي ان الظروف الابتدائية *initial conditions* تتمثل بما يأتي:

$$\text{at} \quad t=0 \quad : \quad p = p_i \qquad \text{for all r}$$

- معدل الجريان في البئر ثابت *Constant terminal rate*

$$\text{at} \quad r=r_w \quad : \quad \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q_s B\mu}{2\pi kh} \cdot \frac{1}{r_w} \qquad \text{for all } t > 0$$

- المكمن غير متناهي الابعاد اي ان الظروف عند حدود المكمن(الخارجية) *boundry conditions* تتمثل بما يأتي:

$$\text{at} \quad r=\infty \quad : \quad p = p_i \qquad \text{for all } t \geq 0$$

- ان تغير الضغط مع الوقت ضمن حدود المكمن الداخلية متغير، اي ان :

$$dp/dt = variable$$

ان الظروف اعلاه تتوافق كليا مع ظروف فحوصات الابار الانتاجية سواء اكانت فحوصات هبوط او تصاعد الضغط *pressure drawdown & pressure build-up tests* و التي سنتطرائق اليها لاحقا.

في حل معادلة الانتشار و بحسب الفرضيات و الظروف للجريان غير المستقر USS توصل ماثيوس و رسل 1967 *Mathews and Russel* الى امكانية حساب الضغط في اي نقطة في المكمن عندما يجري البئر بمعدل ثابت و لمدة زمنية معينة مستخدما في الحل دالة لابلاس *Laplace transform* و كما في ادناه:

$$p_{r,t} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \int_{x=\frac{\phi\mu c r^2}{4kt}}^{\infty} \frac{e^{-s}}{s}\, ds \quad \text{---------- 2}$$

يُعَوض عن التكامل في المعادلة 2 اعلاه من البعد اللابلاس الى البعد الزمني بدالة يطلق عليها مصطلح دالة تكامل الاس ويرمز لها *Ei(-x)* و تساوي:

$$\int_{x=\frac{\phi\mu c r^2}{4kt}}^{\infty} \frac{e^{-s}}{s}\, ds = -\,\mathrm{Ei}\left[\frac{-948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right] \quad \text{---------- 3}$$

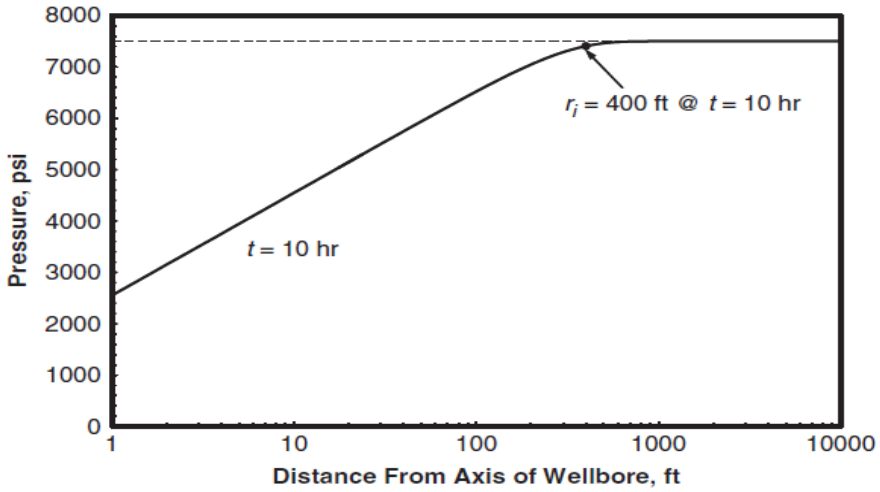
Ei(-x) هي دالة رياضية تُستخدم لوصف سلوك الضغط في المكمن تحت ظروف *USS* .

بالتعويض و بالترتيب في المعادلة رقم -2 يتوصل الى صيغة رياضية لحساب توزيع الضغط مع الزمن عند اي نقطة في المكمن لظروف الجريان الشعاعي غير المستقر USS و كالتالي :

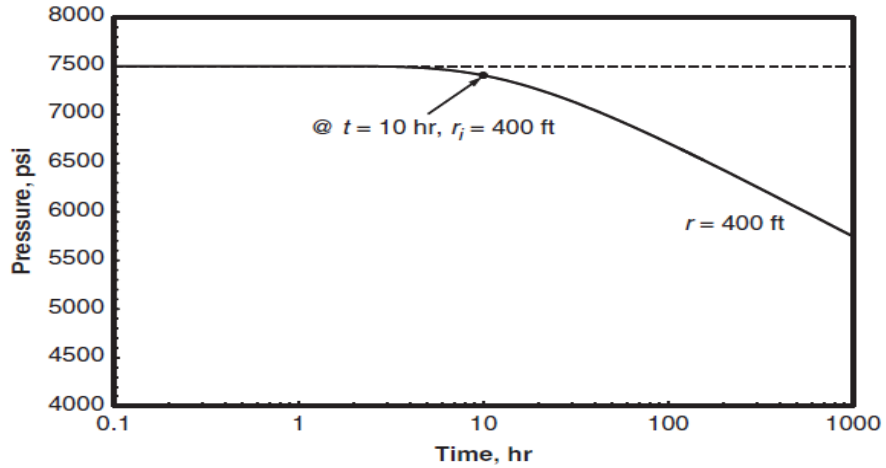
$$p(r,t) = p_i + \frac{70.6qB\mu}{kh}\,\mathrm{Ei}\left(-\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right), \quad \text{---------- 4}$$

$p(r,t)$ = pressure at radius r from the well after t hours
t = time, hours
k = permeability, md
Q_o = flow rate, STB/day

في الشكل5-5 و بعد مرو عشر ساعات من فتح البئر لغرض الفحص, يصل تاثير موجة الضغط إلى مسافة $r = 400\ ft$. الشكل 5-6 يوضح اتجاه الضغط مع الوقت عند الموقع $r = 400\ ft$, فخلال فترة $t = 10$ ساعات من الفحص لم يتغير الضغط لأن المنطقة لم تتأثر بعد بالجريان و مع الوقت $t > 10\ hrs$ يتاثر الضغط اخذا في الهبوط نتيجة الجريان.



الشكل 5-5 :توزيع الضغط مع البعد عن البئر



الشكل 5-6 : توزيع الضغط مع الوقت عند المسافة $400\ ft$ عن البئر

عند استعمال معادلة رقم-4 لطور الجريان اللامستقر *USS* فلا بد من ان تكون مدة تشغيل البئر في الفحص محصورة ما بين:

$$379\times10^{3}\ \phi\mu c_t r_w^2/k < t < 948\ \phi\mu c_t r_e^2/k \text{ ------ } 7$$

فاذا كان الزمن *t* اعلى من $t > 948\ \phi\mu c_t r_e^2/k$ فلا تتحقق حالة المكمن اللامتناهي *infinite acting* و تتاثر حسابات الضغط بحدود المكمن الخارجية. اما اذا كان الزمن اقل من $t < 379\times10^{3}\phi\mu c_t r_w^2/k$ فلا تتحقق فرضية الغاطس *sink* اي فرضية تمثيل البئر بنقطة لها نصف القطر يساوي الصفر ، مما يقلل من دقة النتائج.

x	$-\mathrm{Ei}(-x)$	x	$-\mathrm{Ei}(-x)$	x	$-\mathrm{Ei}(-x)$
0.1	1.82292	3.5	0.00697	6.9	0.00013
0.2	1.22265	3.6	0.00616	7.0	0.00012
0.3	0.90568	3.7	0.00545	7.1	0.00010
0.4	0.70238	3.8	0.00482	7.2	0.00009
0.5	0.55977	3.9	0.00427	7.3	0.00008
0.6	0.45438	4.0	0.00378	7.4	0.00007
0.7	0.37377	4.1	0.00335	7.5	0.00007
0.8	0.31060	4.2	0.00297	7.6	0.00006
0.9	0.26018	4.3	0.00263	7.7	0.00005
1.0	0.21938	4.4	0.00234	7.8	0.00005
1.1	0.18599	4.5	0.00207	7.9	0.00004
1.2	0.15841	4.6	0.00184	8.0	0.00004
1.3	0.13545	4.7	0.00164	8.1	0.00003
1.4	0.11622	4.8	0.00145	8.2	0.00003
1.5	0.10002	4.9	0.00129	8.3	0.00003
1.6	0.08631	5.0	0.00115	8.4	0.00002
1.7	0.07465	5.1	0.00102	8.5	0.00002
1.8	0.06471	5.2	0.00091	8.6	0.00002
1.9	0.05620	5.3	0.00081	8.7	0.00002
2.0	0.04890	5.4	0.00072	8.8	0.00002
2.1	0.04261	5.5	0.00064	8.9	0.00001
2.2	0.03719	5.6	0.00057	9.0	0.00001
2.3	0.03250	5.7	0.00051	9.1	0.00001
2.4	0.02844	5.8	0.00045	9.2	0.00001
2.5	0.02491	5.9	0.00040	9.3	0.00001
2.6	0.02185	6.0	0.00036	9.4	0.00001
2.7	0.01918	6.1	0.00032	9.5	0.00001
2.8	0.01686	6.2	0.00029	9.6	0.00001
2.9	0.01482	6.3	0.00026	9.7	0.00001
3.0	0.01305	6.4	0.00023	9.8	0.00001
3.1	0.01149	6.5	0.00020	9.9	0.00000
3.2	0.01013	6.6	0.00018	10.0	0.00000
3.3	0.00894	6.7	0.00016		
3.4	0.00789	6.8	0.00014		

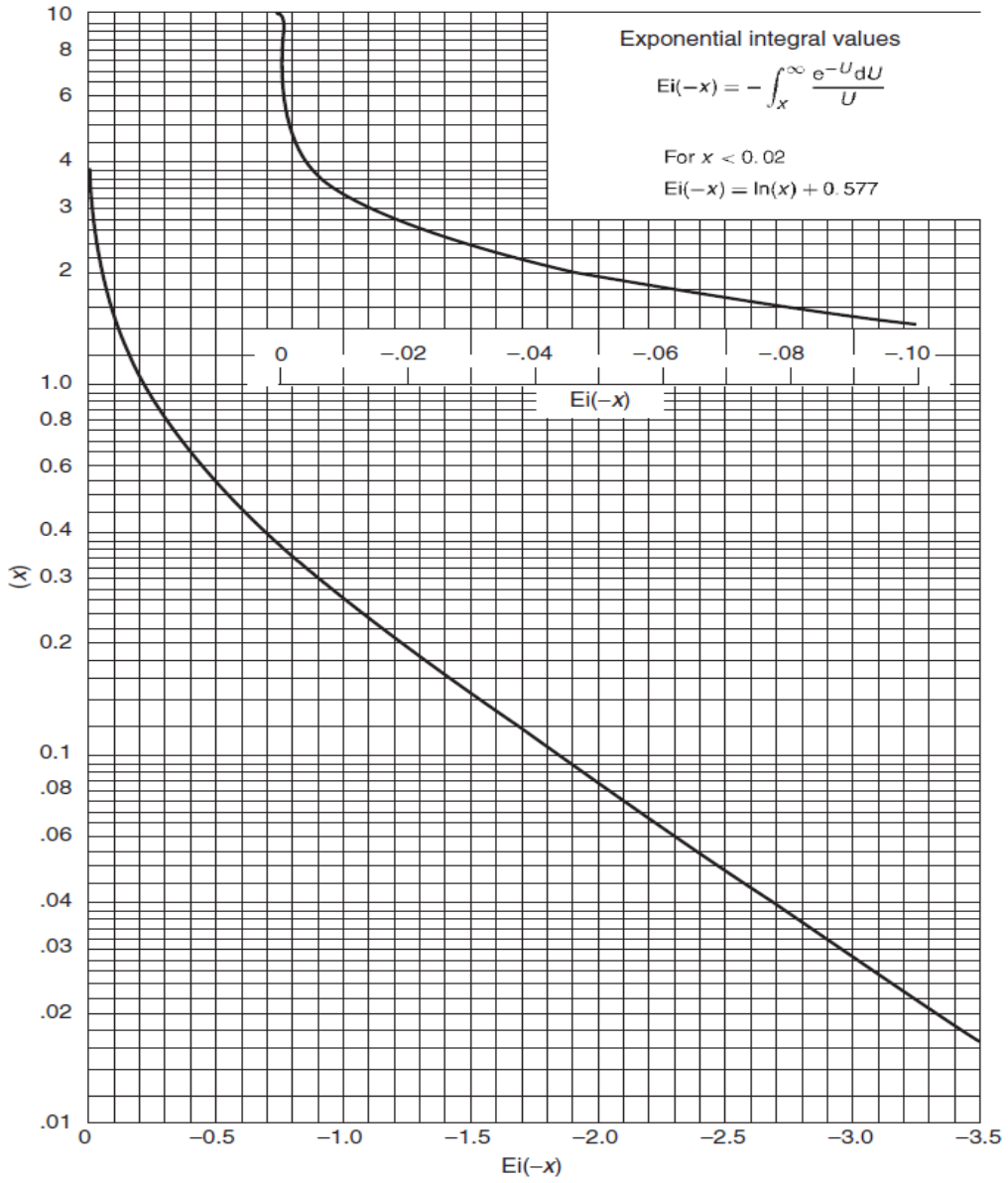
الجدول 5-1 :ايجاد قيم الدالة الأسية *Ei* (كرافت *Craft*،*(1991)*)

3-5 تحديد قيمة الدالة الأُسية *Ei(-x)*

هنالك صيغتان لحساب قيمة الدالة Ei(-x) :

1-3-5 الصيغة الاعتيادية باستعمال الجدول او الرسم:

اولا يتم تحديد قيمة x بحسب المعادلة رقم-8 , ثم استعمالها في الجدول 5-1 (Lee-1982) أو الشكل 5-7 (Craft and Hawkins-1991) لتحديد قيم الدالة Ei(-x). ان أعلى قيمة للمتغير x هو 10 (الجدول 5-1) وإذا كانت قيمة x أكبر من 10، تصبح قيمة الدالة صغيرة جدًا وتقترب من الصفر.



الشكل 5-7 تحديد قيمة الدالة الأسية *Ei* (كرافت *Craft*،*(1991)*)

ان المتغير x يساوي:

$$x = \frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} \quad \text{---------- 8}$$

2-3-5 الصيغة التقريبية باستعمال المعادلات :

- عندما قيمة $x < 0.01$ فبالامكان استعمال الدالة اللوغاريتمية التقريبية ادناه بدلا من استعمال الجدول لايجاد الدالة Ei(-x):

$$-Ei(-x) = \mathrm{Ei}(x) \sim -ln(\gamma x) \quad \text{---------- 9}$$

إذ ان الرمز γ يُعرف بثابت اويلر و يساوي:

$$\gamma = 1.781 \quad or \quad \gamma = e^{0.5772} \quad \text{---------- 10}$$

و بالتعويض في المعادلة رقم-9 ينتج :

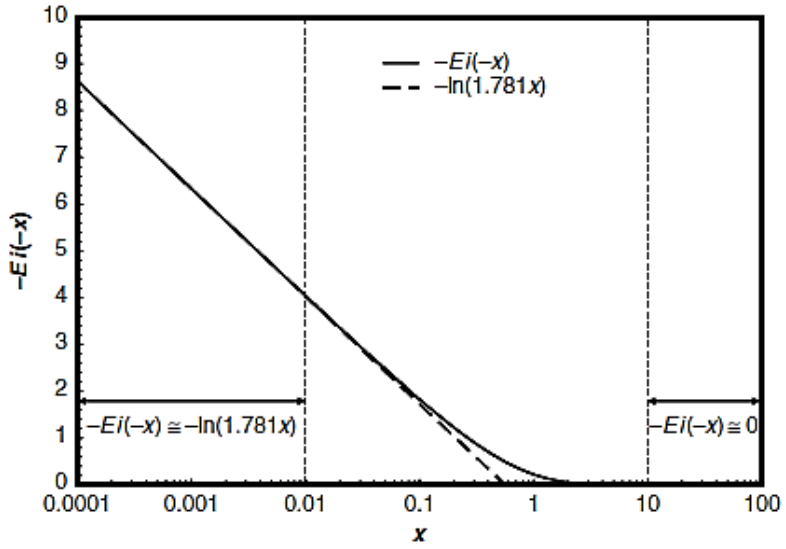
$$\mathrm{Ei}(-x) = -\ln(1.781x) \quad \text{---------- 11}$$

الشكل رقم5-8 يوضح حدود استعمال الدالة (Ei(-x ، فعندما تكون قيمة $x < 0.01$ يتطابق منحنيا الصيغتين(($Ei(-x)$ مع (-ln(1.781x) أعلاه ، اي عندما x :

$$x = \frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} < 0.01 \quad \text{---------- 12}$$

ملاحظة : ((*Lee (1982)* يستخدم قيمة للمتغير x اقل من 0.02 بدلا من $x < 0.01$.

- الشكل رقم 5-8 يوضح نتائج حساب الدالة الأسية بالصيغتين العادية و التقريبية . يبتعد المنحنيان عن بعضهما البعض عندما تكون قيمة x ما بين $0.01 < x < 10$ مما يستوجب استعمال الجدول لحساب الدالة ($Ei(-x)$. و يتطابقان عندما $x<0.01$.



الشكل 5-8 :مقارنة الصيغة التقريبية للدالة الأسية مع الدالة الأسية نفسها

- يمكن ايضا استعمال المعادلة 13 ادناه في حساب الدالة الأُسية Ei(x) عندما $x \leq 25$.

$$Ei(x) = 0.57721557 + \ln x - x + \frac{x^2}{2 \cdot 2!} - \frac{x^3}{3 \cdot 3!} + \frac{x^4}{4 \cdot 4!} \ldots \quad \text{---------- 13}$$

- او بصورة عامة فيمكن استعمال المعادلة 14 في حساب الدالة الأُسية Ei(x) لاي قيمة لـ x:

$$\mathrm{Ei}(-x) = a_1 + a_2 \ln(x) + a_3[\ln(x)]^2 + a_4[\ln(x)]^3 + a_5 x + a_6 x^2 + a_7 x^3 + a_8/x \quad \text{---- 14}$$

إذ ان الثوابت تساوي:

$a_1 = -0.33153973$ $a_2 = -0.81512322$

$a_3 = 5.22123384 \times 10^{-2}$ $a_4 = 5.9849819 \times 10^{-3}$

$a_5 = 0.662318450$ $a_6 = -0.12333524$

$a_7 = 1.0832566 \times 10^{-2}$ $a_8 = 8.6709776 \times 10^{-4}$

نسبة الخطأ في حساب الدالة الأُسية في المعادلة اعلاه بحدود *0.5%* .

- للسهولة فيمكن ان نعوض المعادلة رقم 11 في المعادلة رقم 4 فنحصل على الصيغة التقريبية لاحتساب الضغط المكمني بدلالة اللوغاريتم للاساس 10 بدلا عن الدالة *Ei(-x)* لاي مسافة *r* و وقت *t* فتصبح المعادلة رقم-4 كالاتي :

$$p(r,t) = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh}\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r^2}\right) - 3.23\right] \text{---------- 11}$$

حصرا و لتحديد الضغط الجرياني في قاع البئر *Pwf* بدلا من الضغط المكمني*p(r,t)* و نستبدل r_w بدلا من r (المعادلة-11) , ينتج:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh}\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23\right] \text{---------- 12}$$

k = permeability, md
t = time, hours
c_t = total compressibility, psi^{-1}

<u>مثال-1</u>

- نرغب باجراء فحص انتاجي لبئر استكشافي و لمدة طويلة و كافية بحيث نتاكد فيها من ان البئر يسحب النفط من منطقة تصريف اسطوانية نصف قطرها اكبر من *r=1000 ft* .

أُدرجت ادناه المعلومات الاولية المتوفرة عن البئر وبيانات المائع :-

$c_{ti}=2\times10^{-5}$ psi^{-1}.، k=100 md، ø=20%، µ=0.5 cp

- ما طول المدة الزمنية المقترحة لاجراء الفحص الانتاجي؟؟؟

- وما معدل الجريان الذي تقترحه؟؟؟

الحل :

- عمليا و لضمان كون المدة الزمنية كافية لانتقال موجة الضغط عبر الفحص الى مسافة $r=1000\ ft$ فسنضاعف نصف القطر المطلوب تحقيقه ليكون $r=2000\ ft$ و نستخدم المعادلة في ادناه لحساب الوقت:

$$t = 948\ \phi\mu c_t r_i^2/k$$

$$= \{\ 948*0.2*0.5*(2*10^{-5})\ (2000)^2\ \}\ /\ 100$$

$$= 75.8\ \text{hrs.} = 3.2\ \text{days}$$

- بخصوص المطلب الثاني في السؤال : فان اي معدل للجريان بامكانه ان يصل لنصف القطر المقترح و باستخدام الوقت الكافي أعلاه فيُمكن اعتماده. لذلك يُفضل بداية" ان يكون معدل الجريان عالي بما فيه الكفاية بحيث ان التغيرات بالضغط مع الوقت ممكن تسجيلها بدقة كافية لتسهيل تفسير الفحص الانتاجي مع الاخذ بنظر الاعتبار توفر مقاييس حساسة للضغط .

مثال-2

بئر نفطي ينتج بمعدل ثابت مقداره $Q=20\ stb/d$ المعلومات ادناه تصف البئر و خواص المكمن:

r_e=3000 ft ، Pi=3000 psi ، c_{ti}=1.5×10^{-5} psi^{-1} ، k=0.1 md ، ø=23% ،μ=0.72 cp
s=0 . ، h=150 ft ، B_o=1.475 bbl/stb ،r_w=0.5 ft

احسب الضغط المكمني عند انصاف الاقطار r = 1، 10 ، 100 ft بعد مرور ثلاث ساعات على الانتاج؟؟؟

الحل:

- نتحقق من امكانية تطبيق معادلة طور الجريان اللامستقر *USS* بالظروف المعطاة بعد تحقق شرط الوقت وهو :

$$379\times10^3\ \phi\mu c_t r_w^2/k < t < 948\ \phi\mu c_t r_e^2/k$$

$$\frac{3.79\times10^5\phi\mu c_t r_w^2}{k} = \left[(3.79\times10^5)(0.23)(0.72)\cdot(1.5\times10^{-5})(0.5)^2\right]/(0.1)$$

$$= 2.35 < t = 3\ \text{hours.}$$

اذن الثلاث ساعات في معطيات السؤال تُحقق الشرط وهو اعلى من الوقت $t=2.3\ hrs$ حيث يستمر المكمن ضمن طور الجريان اللا متناهي لغاية الوقت في الشرط الثاني اي عند الوقت:

$$\frac{948\ \phi\mu c_t r_e^2}{k} = \left[(948)(0.23)(0.72)\ \cdot(1.5\times10^{-5})(3{,}000)^2\right]/0.3 = 211{,}900\ \text{hours.}$$

= 24.2 yrs.

لاحظ و بسبب النفاذية الواطئة , فالجريان في البئر يستمر تحت ظروف الجريان غير المستقر *USS* لفترة طويلة جدا.

الان و بتحقق الشرط، ممكن حساب الضغط المكمني بعد مرور ثلاث ساعات كما يأتي:

$$p(r,t) = p_i + \left[\frac{70.6Q_o\mu B_o}{kh}\right] \text{Ei}\left[\frac{-948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right]$$

$$= 3{,}000 + \frac{(70.6)(20)(1.475)(0.72)}{(0.1)(150)} \cdot Ei\left[\frac{-(948)(0.23)(0.72)(1.5\times10^{-5})(1)^2}{(0.1)(3)}\right]$$

$$= 3{,}000 + (100)Ei(-0.007849)$$

لكون x=0.0078<0.01 نستخدم الصيغة التقريبية - معادلة اللوغاريتم الطبيعي لايجاد الدالة *Ei(x)* بدلا من الجدول و نكمل الحل :

$$\mathbf{p(r,t)} = 3{,}000 + 100\ln[(1.781)(0.007849)]$$

$$= 3{,}000 + (100)(-4.27)$$

$$= 2{,}573 \text{ psi.}$$

- الضغط عند نصف القطر r=10 ft يساوي:

$$p = 3{,}000 + 100 \cdot Ei\left[\frac{-(948)(0.23)(0.72)(1.5\times10^{-5})(10)^2}{(0.1)(3)}\right]$$

$$= 3{,}000 + 100\,Ei(-0.7849)$$

- تحديد قيمة الدالة *Ei(x)* من الجدول5-1 وقيمتها بالسالب و نكمل الحل:

$$= 3{,}000 + (100)(-0.318)$$

$$= 2{,}968 \text{ psi.}$$

- لنصف القطر r=100 ft

$$p = 3{,}000 + 100 \cdot Ei\left[\frac{-(948)(0.23)(0.72)(1.5\times10^{-5})(100)^2}{(0.1)(3)}\right]$$

$$= 3{,}000 + 100\,Ei(-78.49)$$

$$= 3{,}000 \text{ psi.}$$

مثال-3

بئر نفطي ينتج بمعدل ثابت مقداره *300 stb/d* تحت ظروف طور الجريان اللامستقر *USS* تتوفر معلومات المائع والصخور ادناه:

k=60 md ، ø=15% ، μ=1.5 cp ، B_o=1.25 bbl/stb

P_i=4000 psi، r_w=0.25 ft، c_{ti}=12×10^{-6} psi^{-1}. h=15 ft

1- احسب الضغط عند انصاف القطر الاتية : 0.25، 5، 10، 50، 100، 500، 1000، 1500، 2000 ft لمدة ساعة واحدة وارسم النتائج على شكل:

- الضغط مع لوغاريتم نصف القطر.
- الضغط مع نصف القطر.

2- اعد الحل للاوقات الاتية *t=12 hrs and 24 hrs* وارسم النتائج بشكل علاقة :- الضغط مع لوغاريتم نصف القطر؟؟؟

الحل :

- بحسب المعلومات المتوفرة في المطلب رقم 1 اعلاه , نستخدم المعادلة رقم-11 لحساب الضغط:

$$p(r,t) = p_i + \left[\frac{70.6Q_o\mu B_o}{kh}\right]\text{Ei}\left[\frac{-948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right]$$

$p(r,t)$ = pressure at radius r from the well after t hours
t = time, hours
k = permeability, md
Q_o = flow rate, STB/day

نعوض المعلومات المتوفرة كما يأتي:

$$p(r,t) = 4000 + \left[\frac{70.6\,(300)(1.5)(1.25)}{(60)(15)}\right] \times \text{Ei}\left[\frac{-948\,(1.5)(1.5)\,(12\times10^{-6})r^2}{(60)\,(t)}\right]$$

$$= 4000 + 44.125\text{Ei}\left[(-42.6\times10^{-6})\,\frac{r^2}{t}\right]$$

- نجري الحسابات اللازمة ونرتب النتائج كما في الجدول ادناه :

r (ft)	$x = (-42.6\times10^{-6})r^2/1$	Ei $(-x)$	$p(r,1) = 4000 + 44.125\,\text{Ei}(-x)$
0.25	-2.6625×10^{-6}	-12.26^a	3459
5	−0.001065	-6.27^a	3723
10	−0.00426	-4.88^a	3785
50	−0.1065	-1.76^b	3922
100	−0.4260	-0.75^b	3967
500	−10.65	0	4000
1000	−42.60	0	4000
1500	−95.85	0	4000
2000	−175.40	0	4000
2500	−266.25	0	4000

[a] As calculated from Equation 9
[b] From Figure 5.7

الجدول 5-2: نتائج المثال 3 عند الوقت ساعة واحدة

- نُعيد الحسابات و بحسب المطلب رقم 2 في السؤال اي عندما $t=12\ hrs$. و نرتب النتائج كما في الجدول ادناه :

r (ft)	$x = (42.6\times 10^{-6})r^2/12$	$\mathrm{Ei}(-x)$	$p(r,12) = 4000 + 44.125\ \mathrm{Ei}(-x)$
0.25	0.222×10^{-6}	-14.74^a	3350
5	88.75×10^{-6}	-8.75^a	3614
10	355.0×10^{-6}	-7.37^a	3675
50	0.0089	-4.14^a	3817
100	0.0355	-2.81^b	3876
500	0.888	−0.269	3988
1000	3.55	−0.0069	4000
1500	7.99	-3.77×10^{-5}	4000
2000	14.62	0	4000
2500	208.3	0	4000

[a] As calculated from Equation 9
[b] From Figure 5.7

الجدول 5-3 :نتائج المثال 3 عند الوقت 12 ساعة

r (ft)	$x = (-42.6\times 10^{-6})r^2/24$	$\mathrm{Ei}(-x)$	$p(r,24) = 4000 + 44.125\ \mathrm{Ei}(-x)$
0.25	-0.111×10^{-6}	-15.44^a	3319
5	-44.38×10^{-6}	-9.45^a	3583
10	-177.5×10^{-6}	-8.06^a	3644
50	−0.0045	-4.83^a	3787
100	−0.0178	-8.458^b	3847
500	−0.444	−0.640	3972
1000	−1.775	−0.067	3997
1500	−3.995	−0.0427	3998
2000	−7.310	8.24×10^{-6}	4000
2500	−104.15	0	4000

[a] As calculated from Equation 9
[b] From Figure 5.7

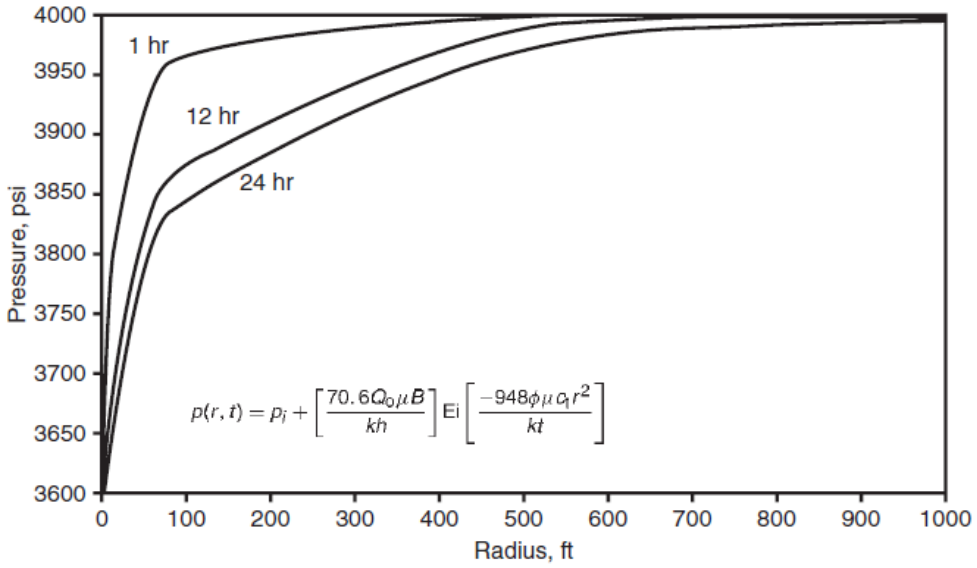
الجدول 5-4 :نتائج المثال 3 عند الوقت 24 ساعة

- نُعيد الحسابات وحسب المطلب رقم 2 في السؤال عندما $t=24\ hrs$. نرتب النتائج كما في الجدول 5-4 .

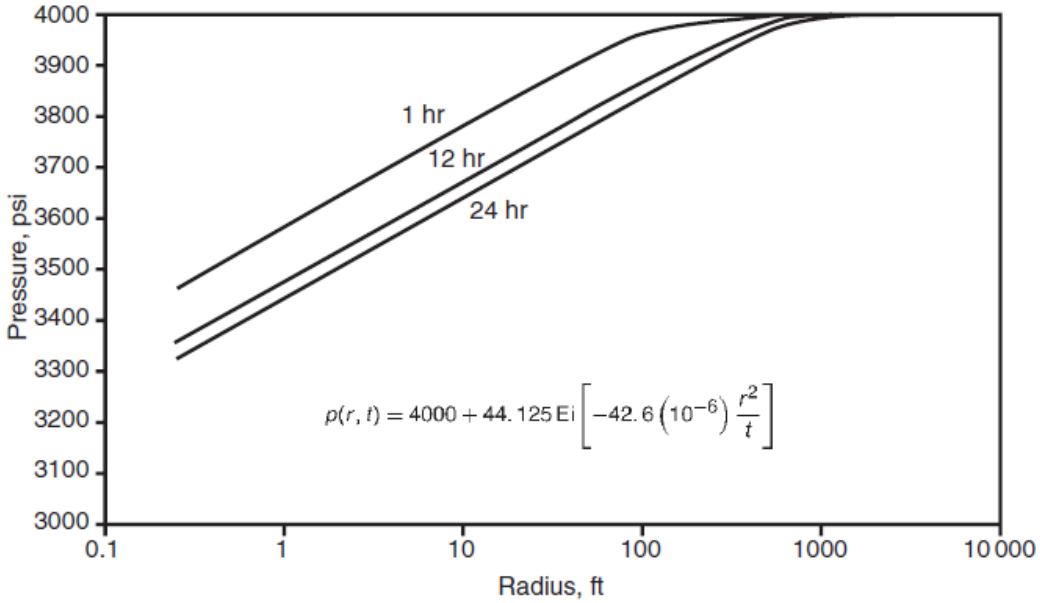
- نرسم نتائج توزيع الضغط في المكمن على احداثيات عادية كما في الشكل رقم 5-9 و على احداثيات نصف لوغاريتمية كما في الشكل رقم 5-10.

ـ مناقشة النتائج :

ـ من الاشكال رقم-5-9 و 5-10 فان موجة الضغط مع الوقت تتقدم صوب الحدود الخارجية للمكمن بشكل شعاعي *radial* و ان حدود المكمن ليس له تاثير على الضغط ، اي ان البئر يتواجد في منطقة تصريف لامتناهية الامتداد *USS*و هذا الذي يتوافق مع تعريف طور الجريان اللامستقر *USS* اللامتناهي.



الشكل 5-9 :توزيع الضغط في المكمن- رسم باحداثيات عادية



الشكل 5-10 :توزيع الضغط في المكمن- رسم باحداثيات نصف لوغاريتمية

- من الشكل 5-9 نلاحظ ان اكثر فقدان للضغط يحدث بالقرب من حفرة البئر بمعنى ان ظروف المنطقة القريبة من جوف البئر يكون لها اكبر تاثير على سلوك الجريان.

- يمكن ان نستنتج ان الدالة Ei لا تعتمد على معدل الجريان بل على المسافة والزمن.

مثال- 4

استخدم بيانات المثال السابق لحساب ضغط الجريان في باطن البئر P_{wf} بعد مرور $t = 10\ hrs$ ؟؟؟

الحل:

- قبل ان نستخدم المعادلة رقم-12 في حساب P_{wf} ولكون المعادلة تُستخدم لطور الجريان اللامستقر USS فقط فلا بد من ان نختبر مدة العشر ساعات هل تقع ضمن حدود هذا الطور.

نحسب شرط الوقت الاقل لنضمن ان تكون في طور الجريان اللامستقر:

$$t > 3.79\times10^{5}\ \phi\mu c_t r_w^{2}/k$$

$$t = 379000\ \frac{(0.15)\,(1.5)\,(12\times10^{-6})\,(0.25)^2}{60}$$

$$t = 0.001\ hr$$

اذن يمكن استعمال المعادلة رقم12 لكون عشر ساعات اعلى $t > 0.001$ hr

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh}\left[\log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23\right]$$

$$= 4000 - \frac{162.6\,(300)\,(1.25)\,(1.5)}{(60)\,(15)} \times \left[\log\left(\frac{(60)\,(10)}{(0.15)\,(1.5)\,(12\times10^{-6})\,(0.25)^2}\right) - 3.23\right]$$

$$= 3358\ \text{psi}$$

4-5 حل معادلة الانتشار باستعمال المعاملات اللا بعدية *Dimensionless Solution*

ممكن كتابة معادلة الانتشار Diffusivity equation بدلالة المعاملات اللابعدية و كالاتي:-

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D}\frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad \text{---------- 15}$$

إذ ان الضغط اللابعدي p_D بدلالة ضغط الجريان pwf عند نصف قطر البئر rw :

$$p_D = \frac{p_e - p_{wf}}{\left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)} = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) = \ln r_{eD} \quad \text{---------- 16}$$

الضغط اللابعدي p_D بدلالة ضغط المكمني $p(r,t)$ على مسافة r من البئر و لمدة زمنية t يساوي:

$$p_{\mathrm{D}} = \frac{p_{\mathrm{i}} - p(r,t)}{\left(\frac{141.2 Q_{\mathrm{o}} B_{\mathrm{o}} \mu_{\mathrm{o}}}{kh}\right)} = \ln\left(\frac{r}{r_{\mathrm{w}}}\right) = \ln r_{\mathrm{D}} \quad \text{---------- 17}$$

الوقت اللابعدي بدلالة نصف قطر البئر rw:

$$t_{\mathrm{D}} = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_{\mathrm{t}} r_{\mathrm{w}}^2} \quad \text{---------- 18}$$

الوقت اللابعدي بدلالة مساحة منطقة التصريف A:

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_{\mathrm{t}} A} = t_{\mathrm{D}}\left(\frac{r_{\mathrm{w}}^2}{A}\right) \text{---------- 19}$$

نصف القطر اللابعدي بدلالة نصف قطر البئر r_w:

$$r_{\mathrm{eD}} = \frac{r_{\mathrm{e}}}{r_{\mathrm{w}}} \quad \text{---------- 20}$$

نصف القطر اللابعدي بدلالة المسافة r من البئر:

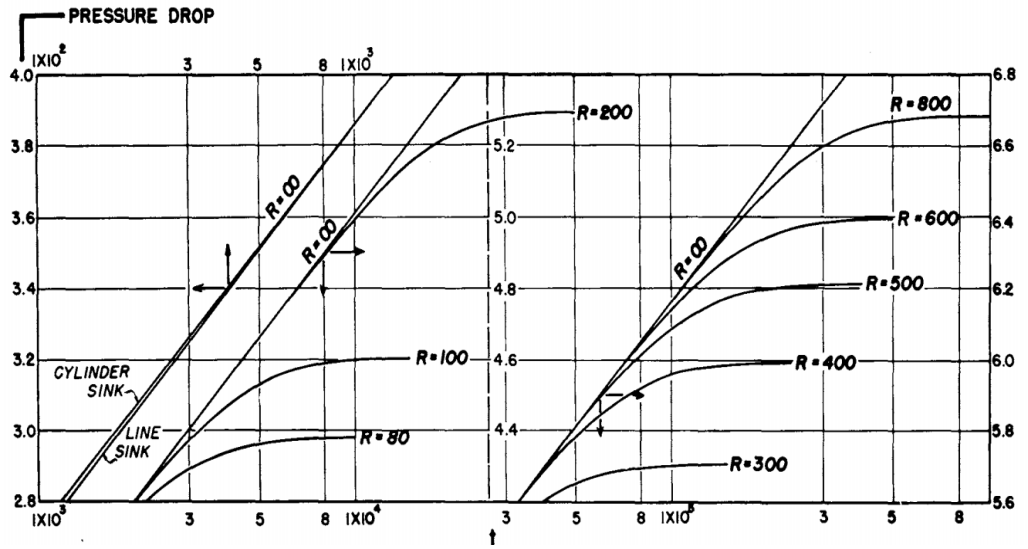
$$r_{\mathrm{D}} = \frac{r}{r_{\mathrm{w}}} \quad \text{---------- 21}$$

p_{D} = dimensionless pressure drop
r_{eD} = dimensionless external radius
t_{D} = dimensionless time based on wellbore radius r_{w}
t_{DA} = dimensionless time based on well drainage area A
A = well drainage area, i.e., πr_{e}^2, ft^2
r_{D} = dimensionless radius
t = time, hours
$p(r,t)$ = pressure at radius r and time t
k = permeability, md
μ = viscosity, cp

اوجد فان ايفيردنكن و هيرست Van Everdingen and Hurst ,V&H في عام (1949) حل عام لمعادلة الانتشار بدلالة المعاملات اللابعدية (للضغط و الوقت و نصف القطر) لكلا الطورين اللامستقر*USS* (حل مباشر) و طور الجريان شبه المستقر*PSS*(حل غير مباشر)، اعتمد سلوك تدفق *influx* المياه من مستودع مائي *aquifer* إلى مكمن دائري و التي يمكن تطبيقها لحل مشاكل المكامن لكون تدفق سوائل المكمن إلى حفرة البئر له نفس طبيعة تدفق المياه من المستودع المائي إلى المكمن الدائري ولكن على نطاق مختلف . الحل الذي توصل اليه فان

ايفيردنكن و هيرست كان على شكل سلسلة لا متناهية من المعاملات الأُسية ومعادلات البزل *Exponential and Bessel functions* و قد عُرض الحل بصيغة هبوط الضغط *Dimensionless pressure drop* اللابعدي كدالة لنصف القطر اللابعدي والزمن اللابعدي. رُسمت العلاقات كما في الشكل5-11 . الفرضيات المستخدمة للحل هي الاتية: ان البئر يقع في مركز مكمن دائري و ينتج بمعدل ثابت Q ، الضغط ثابت قبل الانتاج ويساوي Pi ، لا يوجد جريان عند نق الخارجي $r=r_e$.

لاحظ: مصطلح المكمن دائري يطلق على نطاق بعدين و يطلق اسطواني على نطاق حجمي او بابعاد ثلاثة.



الشكل5-11 :توزيع الضغط مع الوقت لانصاف قطر مختلفة- جريان ثابت لحالتي المكمن المحدود و اللامحدود (فان ايفردنكن *van Everdingen* ، *((1949)*

حل *V&H* يُعد الأساس الذي بُنيت عليه معظم طرق تفسير فحوصات الضغط العابر (*Pressure Transient Testing*), فهو الأساس لحلول هورنر :*Horner* و طريقة تطابق المنحنيات لبوردييت *Bourdet derivative* و يُعد مرجعًا لكلا من :المكامن المتجانسة و المكامن المعقدة (مع تعديلات).

لا يفضل حل *V&H* لظروف طور الجريان شبه المستقر لكون ظروف حل *Line Source* تختلف , فالضغط ينخفض خطيًا مع الزمن و لا يوجد حل مكاني للمعادلة. برغم ذلك فيمكن الحل غير المباشر.

حاول العديد من الباحثين مراجعة وتقيم تلك السلسلة والاستفادة منها في حسابات سلوك جريان النفط ما بين المكمن والبئر. توصلوا الى تبسيط الحل وصياغته على شكل جداول ، الغرض منه حساب الضغط اللابعدي P_D بدلالة قيم مختلفة من الزمن اللابعدي t_D ونصف القطر اللابعدي r_{eD} اي ان :

$$\Delta P_D=f(t_D , r_{eD})$$

أدرج كلا من لي و جاتس Chatas (1953) and Lee (1982) الحلول اعلاه على شكل جداول لحالتي:

- الامتداد اللامتناهي للمكمن- Infinite-acting reservoir ،$r_{eD} = \infty$

- المكمن المتناهي- الشعاعي Finite-radial reservoir

A- المكمن اللامتناهي الامتداد Infinite-acting

في المكامن غير المحدودة الامتداد *(Infinite-Acting Reservoirs)* ، يكون الضغط اللابعدي *(Dimensionless Pressure, P_o)* دالةً للزمن اللابعدي *(Dimensionless Time, t_D)* فقط ؛ أي $P_D=f\ (t_D)$. لا يتأثر هذا الضغط بـ حدود المكمن *(Reservoir Boundaries)* ، نظرًا لأن نصف القطر اللابعدي للمكمن يعتبر لانهائيًا *($r_{eD} = \infty$)* ، كما أنه لا يتأثر بـالشكل الهندسي لمنطقة تصريف البئر *(Drainage Area Shape)* .

t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D
0	0	0.15	0.3750	60.0	2.4758
0.0005	0.0250	0.2	0.4241	70.0	2.5501
0.001	0.0352	0.3	0.5024	80.0	2.6147
0.002	0.0495	0.4	0.5645	90.0	2.6718
0.003	0.0603	0.5	0.6167	100.0	2.7233
0.004	0.0694	0.6	0.6622	150.0	2.9212
0.005	0.0774	0.7	0.7024	200.0	3.0636
0.006	0.0845	0.8	0.7387	250.0	3.1726
0.007	0.0911	0.9	0.7716	300.0	3.2630
0.008	0.0971	1.0	0.8019	350.0	3.3394
0.009	0.1028	1.2	0.8672	400.0	3.4057
0.01	0.1081	1.4	0.9160	450.0	3.4641
0.015	0.1312	2.0	1.0195	500.0	3.5164
0.02	0.1503	3.0	1.1665	550.0	3.5643
0.025	0.1669	4.0	1.2750	600.0	3.6076
0.03	0.1818	5.0	1.3625	650.0	3.6476
0.04	0.2077	6.0	1.4362	700.0	3.6842
0.05	0.2301	7.0	1.4997	750.0	3.7184
0.06	0.2500	8.0	1.5557	800.0	3.7505
0.07	0.2680	9.0	1.6057	850.0	3.7805
0.08	0.2845	10.0	1.6509	900.0	3.8088
0.09	0.2999	15.0	1.8294	950.0	3.8355
0.1	0.3144	20.0	1.9601	1000.0	3.8584
		30.0	2.1470		
		40.0	2.2824		
		50.0	2.3884		

Notes: For $t_D < 0.01$: $p_D \cong 2\sqrt{\frac{t_D}{\pi}}$

For $100 < t_D < 0.25 r_e^2 D$: $p_D \cong 0.5\,(\ln t_D + 0.80907)$.

الجدول 5-5 :ايجاد الضغط اللابعدي لنظام المكمن اللامتناهي و الجريان شعاعي(لي*Lee 1982)*

قام لي *(Lee)* بتقديم جدولة لقيم الضغط اللا-بعدي P_D لقيم مختلفة من الزمن اللابعدي t_D

للمكمن غير المحدود، كما هو موضح في الجدول 5-5. الهدف من هذا الجدول هو تسهيل إيجاد قيمة P_D ، ومن ثَمَّ حساب ضغط الجريان عند البئر *(Flowing Bottom-Hole Pressure)* .

يُفضل استخدام الجدول 5-5 عمليًا، لكن يمكن أيضًا استخدام المعادلات التحليلية التالية لحساب فرق الضغط اللابعدي P_D ، مع مراعاة المحددات والقيود المُشار إليها مقابل كل معادلة":

For $t_D < 0.01$ Then $P_D = 2(t_D/\pi)^{0.5}$ ---------- 22

For $t_D > 100$ Then $P_D = 0.5[\ln(t_D) + 0.809]$ ----------23

- بوجود تاثير عامل القشرة s فان فرق الضغط اللابعدي P_D للمكمن اللامتناهي يصبح:

$$p_D = \frac{1}{2}[lnt_D + 0.80908 + 2S] \text{ ---------- 24}$$

- و لمدى واسع من قيمة الزمن اللابعدي التالي:

For $0.02 < t_D \leq 1000$ Then

فيمكن استعمال العلاقة ادناه لايجاد P_D :

$$p_D = a_1 + a_2\ln(t_D) + a_3[\ln(t_D)]^2 + a_4[\ln(t_D)]^3 + a_5 t_D + a_6(t_D)^2 + a_7(t_D)^3 + a_8/t_D \text{ --------- 25}$$

إذ ان الثوابت تساوي ما يأتي:

$a_1 = 0.8085064$ $a_2 = 0.29302022$

$a_3 = 3.5264177 \times 10^{-2}$ $a_4 = -1.4036304 \times 10^{-3}$

$a_5 = -4.7722225 \times 10^{-4}$ $a_6 = 5.1240532 \times 10^{-7}$

$a_7 = -2.3033017 \times 10^{-10}$ $a_8 = -2.6723117 \times 10^{-3}$

- كما و يمكن استعمال الشكل5-12 لعلاقة لوغاريتم t_D/r_D^2 مع لوغاريتم P_D لايجاد P_D .

لحساب الضغط الجرياني في قاع البئر- P_{wf} من المعادلات اللابعدية لطور الجريان اللامستقر USS نتبع الخطوات الاتية:

1- حساب الزمن اللابعدي t_D و يساوي:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

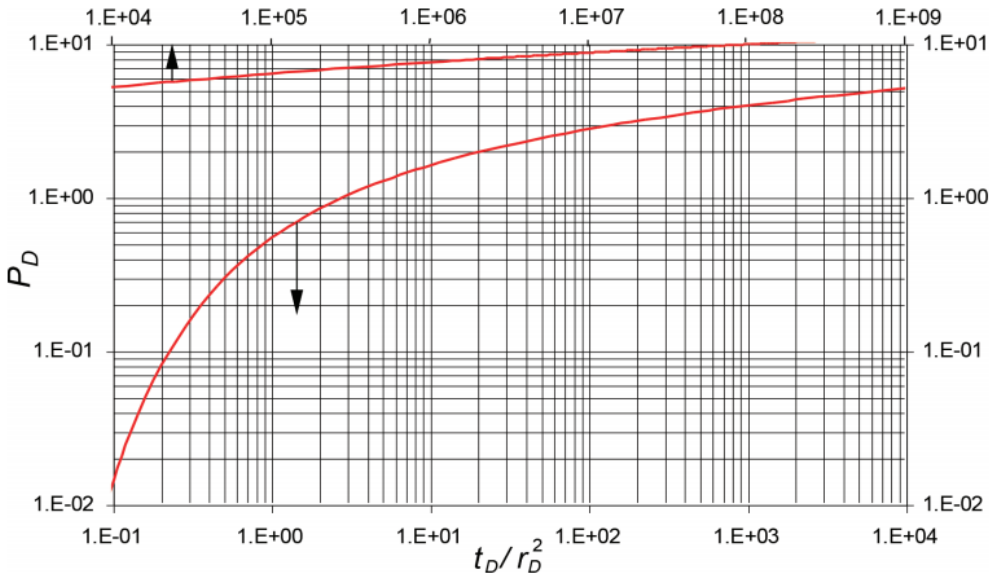
2- ان نصف القطر اللابعدي لطور الجريان اللامستقر يساوي مالانهاية $r_{eD} = \infty$.

3- نستخدم الجدول5-5 لايجاد فرق الضغط اللابعدي P_D او نستخدم المعادلات التقريبية.

4- حساب الضغط الجرياني P_{wf} في قاع البئر من دون تاثير عاملي تخزين البئر *well bore storage* والقشرة*skin* كما في المعادلة 26:

$$p(r_w,t) = p_i - \left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right) p_D \quad \text{---------- 26}$$

(ماثيوس و رسل Mathews and، Russell(1967) و إيرلوجر Earlougher(1977)).



الشكل 5-12 :ايجاد الضغط اللابعدي من الوقت و نصف القطر اللابعدي

B- المكمن الشعاعي المحدود(*Finite-Radial Reservoir*)

في نظام المكمن المغلق الدائري (دائري ومحدود)، فإن حل معادلة الانتشار لحساب قيم الضغط اللابعدي (P_D) سيكون دالة في كلاً من الزمن اللا-بعدي (t_D) و نصف القطر اللابعدي للمكمن (r_{eD}) ؛ أي أن $P_D = f(t_D, r_{eD})$.يُستخدم الجدول 5-6 لهذا الغرض.

ولتحديد الزمن اللابعدي المناسب من الجدول، يشترط أن يقع نصف القطر اللابعدي للمكمن في المدى: $1.5 \leq r_{eD} \leq 10$.

بعد إيجاد قيمة P_D من الجدول، يمكن حساب : ضغط المكمن *(Pr)* عند مسافة *r* من البئر.

، اوحساب الضغط في قاع البئر P_{wf}.

حيث يتم تعريف نصف القطر اللابعدي (r_{eD}) على النحو التالي:

$$r_{eD} = \frac{\text{external radius}}{\text{wellbore radius}} = \frac{r_e}{r_w}$$

r_e:نصف القطر الخارجي للمكمن، r_w :نصف قطر البئر.

الطرق البديلة لحساب P_D :

اقترح *Chatas (1953)* إمكانية استخدام المعادلات التالية كبديل للجدول 5-6، وفق الشروط

المرفقة:

للأزمنة الصغيرة(*Early Times*) :

لأي قيمة r_{eD} ، إذا كانت قيمة t_D أقل من القيمة الدنيا المُغطاة في الجدول 5-6، تُعامل الحالة على أنها مكمن غير محدود الامتداد.(*Infinite-Acting*)

استخدم الجدول 5-5 الخاص بالمكامن غير المحدودة

للأزمنة المتوسطة إلى الكبيرة(*Medium to Late Times*) :

إذا كانت قيمة t_D المطلوبة غير موجودة في الجدول 5-6، أو كانت خارج نطاقه، او ان

$$25 < t_D \text{ and } 0.25r_{eD}^2 < t_D \quad \text{----------} 27$$

فيمكن استخدام المعادلة التالية:

$$p_D = \frac{0.5 + 2t_D}{r_{eD}^2 - 1} - \frac{r_{eD}^4\left[3 - 4\ln(r_{eD})\right] - 2r_{eD}^2 - 1}{4\left(r_{eD}^2 - 1\right)^2} \quad \text{----------} 28$$

- تظهر حالتان خاصة من المعادلة رقم-28 اعلاه الاولى و هي عندما :

$$r_{eD}^2 \gg 1 \quad \text{----------} 29$$

فنستخدم المعادلة الاتية :

$$p_D = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln(r_{eD}) - 0.75 \quad \text{----------} 30$$

$r_{eD} = 1.5$		$r_{eD} = 2.0$		$r_{eD} = 2.5$		$r_{eD} = 3.0$		$r_{eD} = 3.5$		$r_{eD} = 4.0$	
t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D
0.06	0.251	0.22	0.443	0.40	0.565	0.52	0.627	1.0	0.802	1.5	0.927
0.08	0.288	0.24	0.459	0.42	0.576	0.54	0.636	1.1	0.830	1.6	0.948
0.10	0.322	0.26	0.476	0.44	0.587	0.56	0.645	1.2	0.857	1.7	0.968
0.12	0.355	0.28	0.492	0.46	0.598	0.60	0.662	1.3	0.882	1.8	0.988
0.14	0.387	0.30	0.507	0.48	0.608	0.65	0.683	1.4	0.906	1.9	1.007
0.16	0.420	0.32	0.522	0.50	0.618	0.70	0.703	1.5	0.929	2.0	1.025
0.18	0.452	0.34	0.536	0.52	0.628	0.75	0.721	1.6	0.951	2.2	1.059
0.20	0.484	0.36	0.551	0.54	0.638	0.80	0.740	1.7	0.973	2.4	1.092
0.22	0.516	0.38	0.565	0.56	0.647	0.85	0.758	1.8	0.994	2.6	1.123
0.24	0.548	0.40	0.579	0.58	0.657	0.90	0.776	1.9	1.014	2.8	1.154
0.26	0.580	0.42	0.593	0.60	0.666	0.95	0.791	2.0	1.034	3.0	1.184
0.28	0.612	0.44	0.607	0.65	0.688	1.0	0.806	2.25	1.083	3.5	1.255
0.30	0.644	0.46	0.621	0.70	0.710	1.2	0.865	2.50	1.130	4.0	1.324
0.35	0.724	0.48	0.634	0.75	0.731	1.4	0.920	2.75	1.176	4.5	1.392
0.40	0.804	0.50	0.648	0.80	0.752	1.6	0.973	3.0	1.221	5.0	1.460
0.45	0.884	0.60	0.715	0.85	0.772	2.0	1.076	4.0	1.401	5.5	1.527
0.50	0.964	0.70	0.782	0.90	0.792	3.0	1.328	5.0	1.579	6.0	1.594
0.55	1.044	0.80	0.849	0.95	0.812	4.0	1.578	6.0	1.757	6.5	1.660
0.60	1.124	0.90	0.915	1.0	0.832	5.0	1.828			7.0	1.727
0.65	1.204	1.0	0.982	2.0	1.215					8.0	1.861
0.70	1.284	2.0	1.649	3.0	1.506					9.0	1.994
0.75	1.364	3.0	2.316	4.0	1.977					10.0	2.127
0.80	1.444	5.0	3.649	5.0	2.398						

الجدول 5-6 :ايجاد الضغط اللابعدي لنظام المكمن الشعاعي المحدود من*Lee*،*(1982)*

$r_{eD}=4.5$		$r_{eD}=5.0$		$r_{eD}=6.0$		$r_{eD}=7.0$		$r_{eD}=8.0$		$r_{eD}=9.0$		$r_{eD}=10.0$	
t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D	t_D	p_D
2.0	1.023	3.0	1.167	4.0	1.275	6.0	1.436	8.0	1.556	10.0	1.651	12.0	1.732
2.1	1.040	3.1	1.180	4.5	1.322	6.5	1.470	8.5	1.582	10.5	1.673	12.5	1.750
2.2	1.056	3.2	1.192	5.0	1.364	7.0	1.501	9.0	1.607	11.0	1.693	13.0	1.768
2.3	1.702	3.3	1.204	5.5	1.404	7.5	1.531	9.5	1.631	11.5	1.713	13.5	1.784
2.4	1.087	3.4	1.215	6.0	1.441	8.0	1.559	10.0	1.663	12.0	1.732	14.0	1.801
2.5	1.102	3.5	1.227	6.5	1.477	8.5	1.586	10.5	1.675	12.5	1.750	14.5	1.817
2.6	1.116	3.6	1.238	7.0	1.511	9.0	1.613	11.0	1.697	13.0	1.768	15.0	1.832
2.7	1.130	3.7	1.249	7.5	1.544	9.5	1.638	11.5	1.717	13.5	1.786	15.5	1.847
2.8	1.144	3.8	1.259	8.0	1.576	10.0	1.663	12.0	1.737	14.0	1.803	16.0	1.862
2.9	1.158	3.9	1.270	8.5	1.607	11.0	1.711	12.5	1.757	14.5	1.819	17.0	1.890
3.0	1.171	4.0	1.281	9.0	1.638	12.0	1.757	13.0	1.776	15.0	1.835	18.0	1.917
3.2	1.197	4.2	1.301	9.5	1.668	13.0	1.810	13.5	1.795	15.5	1.851	19.0	1.943
3.4	1.222	4.4	1.321	10.0	1.698	14.0	1.845	14.0	1.813	16.0	1.867	20.0	1.968
3.6	1.246	4.6	1.340	11.0	1.757	15.0	1.888	14.5	1.831	17.0	1.897	22.0	2.017
3.8	1.269	4.8	1.360	12.0	1.815	16.0	1.931	15.0	1.849	18.0	1.926	24.0	2.063
4.0	1.292	5.0	1.378	13.0	1.873	17.0	1.974	17.0	1.919	19.0	1.955	26.0	2.108
4.5	1.349	5.5	1.424	14.0	1.931	18.0	2.016	19.0	1.986	20.0	1.983	28.0	2.151
5.0	1.403	6.0	1.469	15.0	1.988	19.0	2.058	21.0	2.051	22.0	2.037	30.0	2.194
5.5	1.457	6.5	1.513	16.0	2.045	20.0	2.100	23.0	2.116	24.0	2.906	32.0	2.236
6.0	1.510	7.0	1.556	17.0	2.103	22.0	2.184	25.0	2.180	26.0	2.142	34.0	2.278
7.0	1.615	7.5	1.598	18.0	2.160	24.0	2.267	30.0	2.340	28.0	2.193	36.0	2.319
8.0	1.719	8.0	1.641	19.0	2.217	26.0	2.351	35.0	2.499	30.0	2.244	38.0	2.360
9.0	1.823	9.0	1.725	20.0	2.274	28.0	2.434	40.0	2.658	34.0	2.345	40.0	2.401
10.0	1.927	10.0	1.808	25.0	2.560	30.0	2.517	45.0	2.817	38.0	2.446	50.0	2.604
11.0	2.031	11.0	1.892	30.0	2.846					40.0	2.496	60.0	2.806
12.0	2.135	12.0	1.975							45.0	2.621	70.0	3.008
13.0	2.239	13.0	2.059							50.0	2.746	80.0	3.210
14.0	2.343	14.0	2.142							60.0	2.996	90.0	3.412
15.0	2.447	15.0	2.225							70.0	3.246	100.0	3.614

Notes: For t_D smaller than values listed in this table for a given r_{eD} reservoir is infinite acting.
Find p_D in Table 5.6
For $25 < t_D$ and t_D larger than values in table:

$$p_D \cong \frac{(1/2+2t_D)}{r_{eD}^2} - \frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1}{4\left(r_{eD}^2-1\right)^2}$$

For wells in rebounded reservoirs with $r_{eD}^2 \gg 1$:

$$p_D \cong \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - 3/4.$$

تكملة الجدول 5-6

- الثانية و هي عندما:

$$t_D/r_{eD}^2 > 25, \text{ ---------- } 31$$

فنستخدم المعادلة :

$$p_D = \frac{1}{2}\left[\ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907\right] \text{ ---------- } 32$$

5-5 دالة التكامل الاسى Ei(-x) بدلالة المعاملات اللابعدية:

اذا اعتبرنا المعادلة العامة بدلالة دالة التكامل الاسي Ei(-x) لايجاد ضغط طور الجريان اللامستقر لاي نصف قطر من المكمن هي حل لمعادلة الانتشار اي :

$$p(r,t) = p_i + \frac{70.6qB\mu}{kh}\,\mathrm{Ei}\left(-\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right), \text{ ---------- } 33$$

نرتب المعادلة اعلاه بصيغة المعاملات اللابعدية و كالاتي:-

$$\frac{p_i - p(r,t)}{\left[\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right]} = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left[\frac{-(r/r_w)^2}{4\left(\frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)}\right] \text{ --------- 34}$$

و بالتعويض بالمعاملات اللابعدية في المعادلة اعلاه تصبح معادلة حساب الضغط اللابعدي بدلالة دالة التكامل الاسي Ei function تساوي:

$$p_D = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \text{ --------- 35}$$

على شرط ان تكون $x > 0.01$, وان :

$$x = \left(\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \text{ --------- 36}$$

تُستخدم المعادلات اعلاه فقط لطور الجريان الشعاعي في مكمن دائري لا متناهي . لحالة الجريان شبه المستقر PSS و لاجل حساب الضغط اللابعدي P_D و لاي شكل هندسي لمنطقة تصريف البئر، فيمكن استخدام المعادلة العامة الاتية:

$$P_D = \frac{0.001659kt}{\varnothing h C_t A} + \frac{1}{2}\ln\frac{2.2458A}{C_A r_w{}^2} \text{ ---------- 37}$$

او حساب فرق الضغط كما يلي:

$$P_i - P_{wf} = \frac{141.2 q\mu B_o}{kh}\left[\frac{0.001659\,kt}{\varnothing h C_t A} + \frac{1}{2}\ln\frac{2.2458}{C_A r_w{}^2}\right] \text{ ---------- 38}$$

نستخدم اللوغاريتم للاساس عشرة بدلا من اللوغاريتم الطبيعي وبالترتيب ينتج علاقة الضغط الجريان P_{wf} مع الوقت t:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 q\mu B_o}{kh}\log\left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2}\right) - \frac{0.23396\,q\mu B_o}{Ah\phi c_t}\,t \text{ ---------- 39}$$

يُشترط استعمال المعادلة 39 في اعلاه ان يكون:

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t A} > 100 \text{ ---------- 40}$$

او ان

$$x = \frac{\phi\,\mu C_t r^2}{4(0.000264)\,kt} < 0.01 \text{ ---------- 41}$$

- لاي شكل هندسي لمنطقة التصريف , ممكن ان نستفاد من قيم الزمن اللابعدي t_{DA} من الجدول4-1 (لفصل الرابع) لتحديد او تأكيد ماهية و طبيعة طور الجريان و بحسب ما يأتي:

اذا كان

$$t_{DA(calculated)} < t_{DA(tabulated)} \quad \text{---------- 42}$$

فالطور , طور الجريان اللامستقر اللامتناهي *USS* و عندها يُحسب الضغط اللابعدي حسب المعادلة الاتية:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left[\ln t_{DA} + \ln\frac{A}{r_w{}^2} + 0.80907\right] \quad \text{---------- 43}$$

لاحظ ان t_{DA} تُعرف بحسب مساحة الشكل الهندسي لمنطقة تصريف البئر و تساوي (المعادلة 30) :

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t A}$$

اما اذا كان

$$t_{DA(calculated)} > t_{DA(tabulated)} \quad \text{---------- 44}$$

فان طور , طور الجريان شبه المستقر *PSS* و يُحسب الضغط اللابعدي كما في المعادلة ادناه:

$$P_D(r_D, t_D) = 2\pi t_{AD} + \frac{1}{2}\ln\frac{A}{r_w{}^2} + \frac{1}{2}\ln\frac{2.2458}{C_A} = 2\pi t_{AD} + \frac{1}{2}\ln\frac{2.2458A}{C_A r_w{}^2} \quad \text{---------- 45}$$

ممكن حساب الضغط الجرياني العادي لمكمن دائري من المعادلة 45 كالاتي:

$$P_{wf} = P_i - \frac{70.6q\mu B}{kh}\left[\ln\left(\frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.80908 + 2s\right] \quad \text{-------- 46}$$

و بدلالة اللوغاريتم الطبيعي يساوي:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6q\mu B}{kh}\left[\log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.8686s\right] \quad \text{-------- 47}$$

مثال-5

بئر ينتج بمعدل *Q=2000 stb/d* من مكمن غير متناهي الامتداد له المواصفات الاتية:

h=150 ft ، P_i=3000 psi، ø=0.23 ، μ = 0.72 cp، C_t=1.5×10-5 psi-1
r_w=0.5 ft.، k=10 md، B_o=1.475 bbl/stb

- احسب ضغط الجريان P_{wf} في باطن البئر بعد مرور شهر واحد من الانتاج وارسم توزيع الضغط لانصاف القطر الاتية :

0.5، 1، 5، 10، 20، 50، 70، 100، 200،500، 1000، 2000، 2500، 3000، and 4000 feet

- الحل

- نحسب قيمة x لنصف قطر البئر وكما يأتي :-

$$x = -\frac{r_D^2}{4t_D} = -\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}$$

لاحظ ان نصف القطر اللابعدي $r_D = r/r_w$. اذن x تساوي:

$$x = \frac{948(0.23)(0.72)(1.5\times10^{-5})(0.5^2)}{(10)(720)} = 8.177\times10^{-8}$$

لكون $x < 0.01$

نستخدم المعادلة ادناه لايجاد قيمة دالة تكامل الاس Ei(-x) و تساوي:

$$E_i(-x) = \ln x + 0.5772$$

اذن:

Ei(-x)= 15.7421

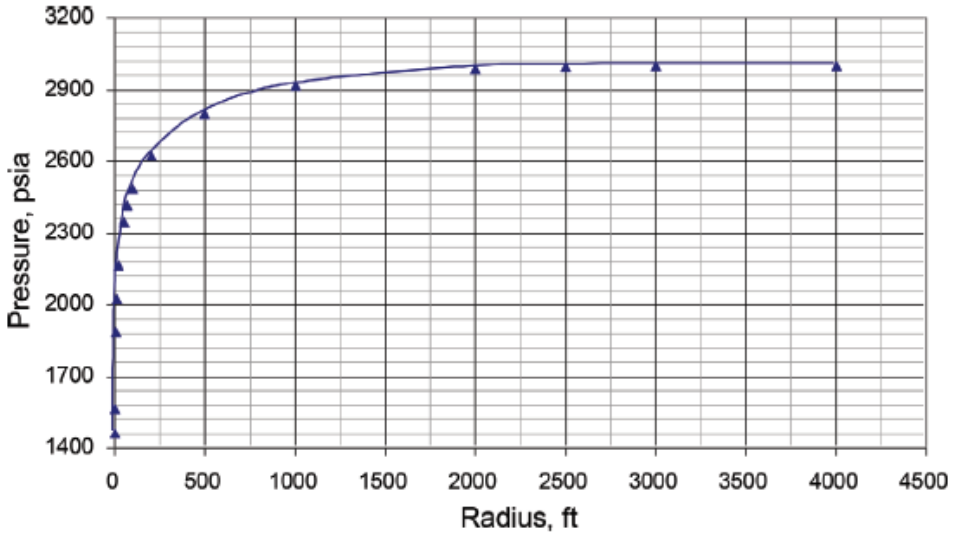
$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2}Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) = -\frac{1}{2}E_i(-x)$$

$P_D = 7.871$

$$\Delta P = P_i - P_{wf} = \frac{141.2q\mu B}{kh}P_D = \frac{141.2(2000)(0.72)(1.475)}{(10)(150)}7.871 = 1573.74 \text{ psia}$$

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2q\mu B}{kh}P_D = 3000 - \frac{141.2(2000)(0.72)(1.475)}{(10)(150)}7.871$$

$$= 3000 - 1573.74 = 1462.26$$



الشكل 5-13: توزيع الضغط في المكمن للمثال 5

نُعيد الحسابات بنفس الطريقة ولانصاف قطر مختلفة . أُدرجت النتائج في الجدول 5-7 و رسمت في الشكل 5-13:

r, ft	x	$Ei(-x)$	ΔP, psia	P_{wf}, psia
0.5	8.18E−08	15.7421	1537.74	1462.26
1	3.27E−07	14.3558	1435.15	1564.85
5	8.18E−06	11.137	1113.36	1886.64
10	3.27E−04	9.75	974.78	2025.22
20	1.31E−04	8.365	836.2	2163.8
50	8.18E−04	6.533	653.07	2346.93
70	1.60E−03	5.86	585.87	2414.13
100	3.27E−03	5.149	514.72	2485.28
200	1.31E−02	3.772	377.11	2622.89
500	8.17E−02	2.007	200.616	2799.384
1000	3.27E−01	0.8425	84.225	2915.775
2000	1.31E+00	0.1337	13.368	2986.632
2500	2.04E+00	0.046	4.6	2995.4
3000	2.94E+00	0.014	1.401	2998.599
4000	5.23E+00	0.0009	0.087	2999.913

الجدول 5-7 :نتائج حسابات المثال 5

مناقشة النتائج:

- من النتائج سواء اكانت في الجدول5-7 او في الشكل5-13 نلاحظ ان هبوط الضغط ΔP يزداد كلما اقتربنا من فتحة قاع البئر اي كلما قل نصف القطر ، ويبلغ اعلاه عند نصف قطر البئر. السبب في ذلك ان المائع بثبوت معدل الجريان تزداد سرعته بنقصان المساحة بحسب قانون الاستمرارية و بزيادة السرعة يزداد الهبوط بالضغط.

مثال-6 :

لنفس المثال السابق - احسب ضغط الجريان في باطن البئر للمدة $0.01\ hr < t < 1000\ hrs$ وارسم النتائج على رسم نصف لوغاريتمي *sem-ilog* وعلى رسم عادي *cartesian* ؟؟؟

الحل:

- نحسب قيمة x بدلالة نصف قطر البئر حسب المعادلة رقم-7 و تساوي :

$$x = \frac{948(0.23)(0.72)(1.5 \times 10^{-5})(0.5^2)}{(10)(0.01)} = 0.000948$$

- نجد قيمة دالة الاس $Ei(-x)$ من المعادلة ادناه:

$$E_i(-x) = \ln x + 0.5772$$
$$= \ln(0.000984) + 0.5772$$
$$= 6.385$$

نجد قيمة P_D كما يأتي:

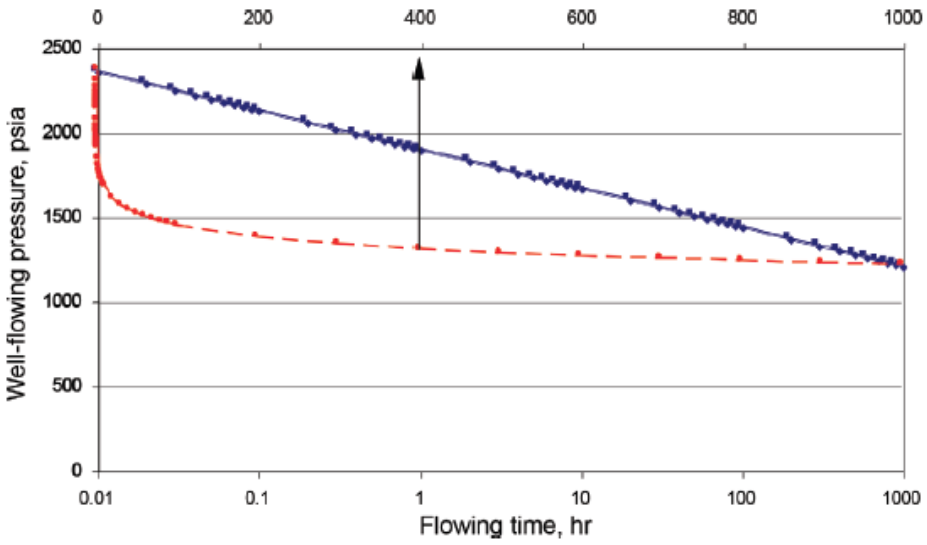
$$p_D = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left(-\mathbf{x}\right)$$

وتساوي :

$P_D=3.192$

نحسب ضغط الجريان في باطن البئر حسب المعادلة الاتية :

$$P_{wf} = P_i - \frac{141.2q\mu B}{kh}P_D = 3000 - \frac{141.2(2000)(0.72)(1.475)}{(10)(150)}3.192 = 2361.71 \text{ psia}$$



الشكل 5-14 :علاقة الضغط الجرياني مع الوقت –رسم عادي و نصف لوغاريتمي

- نُعيد نفس الخطوات في اعلاه للفترة الزمنية المطلوبة $0.01\ hr < t < 1000\ hrs$ (إذ قُسمت الى فترت زمنية متعددة لاغراض الرسم) .النتائج أُدرجت في جدول5-8 ورُسمت علاقة الوقت مع ضغط الجريان في باطن البئر في الشكل5-14 . ان الخط الازرق يعود الى الرسم نصف لوغاريتمي والمنحني المتقطع الاحمر يعود الى الرسم ذي الاحداثيات العادي.

t, h	x	$Ei(-x)$	P_D	P_{wf}, Psia	t, h	x	$Ei(-x)$	P_D	P_{wf}, psia
0.01	9.480E−04	6.385	3.192	2361.71	6	1.580E−06	12.781	6.390	1722.30
0.02	4.740E−04	7.078	3.539	2292.46	7	1.354E−06	12.935	6.468	1706.89
0.03	3.160E−04	7.483	3.741	2251.94	8	1.185E−06	13.069	6.534	1693.54
0.04	2.370E−04	7.770	3.885	2223.19	9	1.053E−06	13.186	6.593	1681.77
0.05	1.896E−04	7.994	3.997	2200.89	10	9.480E−07	13.292	6.646	1671.23
0.06	1.580E−04	8.176	4.088	2182.66	20	4.740E−07	13.985	6.992	1601.94
0.07	1.354E−04	8.330	4.165	2167.25	30	3.160E−07	14.390	7.195	1561.41
0.08	1.185E−04	8.464	4.232	2153.91	40	2.370E−07	14.678	7.339	1532.65
0.09	1.053E−04	8.581	4.291	2142.13	50	1.896E−07	14.901	7.451	1510.34
0.1	9.480E−05	8.687	4.343	2131.60	60	1.580E−07	15.083	7.542	1492.11
0.2	4.740E−05	9.380	4.690	2062.31	70	1.354E−07	15.238	7.619	1476.70
0.3	3.160E−05	9.785	4.893	2021.78	80	1.185E−07	15.371	7.686	1463.35
0.4	2.370E−05	10.073	5.036	1993.02	90	1.053E−07	15.489	7.744	1451.58
0.5	1.896E−05	10.296	5.148	1970.71	100	9.480E−08	15.594	7.797	1441.05
0.6	1.580E−05	10.478	5.239	1952.49	200	4.740E−08	16.287	8.144	1371.75
0.7	1.354E−05	10.632	5.316	1937.08	300	3.160E−08	16.693	8.346	1331.22
0.8	1.185E−05	10.766	5.383	1923.73	400	2.370E−08	16.981	8.490	1302.46
0.9	1.053E−05	10.884	5.442	1911.95	500	1.896E−08	17.204	8.602	1280.15
1	9.480E−06	10.989	5.495	1901.42	600	1.580E−08	17.386	8.693	1261.92
2	4.740E−06	11.682	5.841	1832.13	700	1.354E−08	17.540	8.770	1246.51
3	3.160E−06	12.088	6.044	1791.59	800	1.185E−08	17.674	8.837	1233.17
4	2.370E−06	12.375	6.188	1762.84	900	1.053E−08	17.792	8.896	1221.39
5	1.896E−06	12.599	6.299	1740.53	1000	9.480E−09	17.897	8.948	1210.86

الجدول 5-8 :نتائج حسابات ضغط الجريان للمثال 6

مناقشة النتائج:

- نلاحظ ان العلاقة المرسومة في الشكل نصف اللوغاريتم يمثل علاقة خط مستقيم بينما الرسم العادي ليس كذلك ، وهذا يتماشى مع علاقة الضغط اللابعدي في المعادلتين التالية على التوالي :

$$P_D = \frac{1}{2}[\ln t_D + 0.80907]$$

$$p_D = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left(-\mathbf{x}\right)$$

إذ ان سلوك هبوط الضغط مع لوغاريتم الوقت تسلك سلوك خطي (علاقة خط مستقيم) ، بمعنى ان هبوط الضغط لطور الجريان اللامستقر *USS* في النظام الشعاعي تكون علاقة خطية مع لوغاريتم الوقت . في حين تكون العلاقة منحني عند الرسم باحداثيات عادية .

مثال-7

بئر نفطي ينتج بمعدل ثابت مقداره $Q=300\ stb/d$ تحت ظروف الجريان غير المستقر *USS* unsteady-state flow conditions المعلومات المتوفرة عن البئر و مواصفات المكمن هي:

h=15 ft، r_w=0.25 ft، P_i=4000 psi B_o=1.25 bbl/stb ، μ=1.5 cp، ø=15%، k=60 md، $c_{ti}=12\times10^{-6}\ psi^{-1}$.

احسب ضغط الجريان في قاع البئر بعد مرور ساعة واحدة على الانتاج بفرض ان المكمن ممتد الى مالانهاية اي ان $r_{eD}=\infty$ an infinite-acting reservoir مستخدما طريقة المعادلات اللابعدية ؟؟؟

الحل :

- حساب الزمن اللابعدي t_D حسب المعادلة الاتية :

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

$$= \frac{0.000264\,(60)\,(1)}{(0.15)\,(1.5)\,(12\times10^{-6})\,(0.25)^2} = 93\,866.67$$

- لكون $t_D > 100$ نستخدم المعادلة ادناه لحساب فرق الضغط اللابعدي P_D :

$$p_D = 0.5[\ln(t_D) + 0.80907]$$

$$= 0.5[\ln(93\,866.67) + 0.80907] = 6.1294$$

- حساب ضغط الجريان عن قاع البئر بعد مرور ساعة واحدة وكما يأتي:

$$p\,(r_w, t) = p_i - \left(\frac{141.2Q_oB_o\mu_o}{kh}\right)p_D$$

$$p\,(0.25, 1) = 4000 - \left[\frac{141.2\,(300)\,(1.25)\,(1.5)}{(60)\,(15)}\right] \times (6.1294) = 3459\ \text{psi}$$

مثال- 8

- بئر نفطي ينتج بمعدل 150 ب/ي من منطقة تصريف مربعة الشكل الهندسي (الشكل رقم5-15) المعلومات المتوفرة مُدرجة في الجدول 5-9.



الشكل 5-15 : البئر في مركز منطقة تصريف مربعة الشكل

Wellbore radius, r_w	*0.5 ft*
Area, A	*45 acres*
Reservoir height, h	*49 ft*
Initial reservoir pressure,, P_i	*3325 psi*
Porosity,∅	*18%*
Skin, s	*3.04*
Formation permeability, k	*100 mD*
Oil viscosity, μ_o	*4.18 cp*
Oil formation volume factor, β_o	*1.2125 rb/stb*
Total compressibility, C_t	*$24.9*10^{-6}$ psi^{-1}*

الجدول 5-9 :بيانات المثال 8

- اوجد ضغط الجريان عند قاع البئر بعد 14 دقيقة من الانتاج ؟؟

- اوجد ضغط الجريان عند قاع البئر بعد 13 ساعة من الانتاج ؟؟

- اوجد ضغط الجريان عند قاع البئر بعد 5 ساعات من الانتاج عندما يكون قيمة نصف القطر اللابعدي *4.5* ؟؟

الحل:

- نتاكد من اختيار اي من المعادلتين (معادلة اللوغاريتم او دالة تكامل الاس) في حساب الضغط اللابعدي من خلال تعيين قيمة x (والتي تساوي t_{DA}) و مطابقة الشرط التالي :

$$t_{DA} = \frac{0.000264\,kt}{\varnothing h A C_t} > 100$$

$$t_{DA} = \frac{0.000264*100*t}{0.18*49*45*43560*24.9*10^{-6}} > 0.0000613*t$$

- عند المطلب الاول عند الزمن *14 mints.* ونحوله الى الساعات :

$$t = \frac{14}{60} = 0.2333\,h$$

ثم حساب:

$$t_{DA} = 0.0000613*t = 0.0000613*0.2333 = 0.0000143$$

لا تحقق الشرط ، نحسب t_{DA} من الجدول4-1 من العامود الخامس للشكل المربع و تساوي:

$(t_{DA})_{tabullated}$=0.09

و لان

$$t_{DA(calculated)} < t_{DA(tabulated)}$$

فان المنطقة المربعة والتي يقع البئر في مركزها ما تزال ضمن المرحلة الانتقالية او الجريان غير المستقر *USS* و لم يصل الى حدود المكمن , عليه فنحدد p_D باستعمال المعادلة ادناه :

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left[\ln t_{DA} + \ln\frac{A}{r_w{}^2} + 0.80907\right]$$

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left[\ln 0.0000143 + \ln\left(\frac{43560*45}{0.5^2}\right) + 0.80907\right]$$

$$P_D(r_D, t_D) = 2.76445$$

- وعند الوقت 13 hrs. فان:

$$t_{DA} = 0.0000613*t = 0.0000613*13 = 0.000797$$

و بالطريقة نفسها للحالة الاولى فان:

$$t_{DA(calculated)} < t_{DA(tabulated)}$$

نستخدم المعادلة رقم- 11:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left[\ln 0.000797 + \ln\left(\frac{43560*45}{0.5^2}\right) + 0.80907\right] = 4.7746$$

ضغط الجريان في قاع البئر بحسب المعادلة رقم- 12 يساوي:

$$P_{wf} = 3325 - \frac{141.2*150*4.18*1.2125}{100*49}[4.7746 + 3.04] = 3153.8036\ psi$$

مثال-9

بئر نفطي ينتج من مركز منطقة تصريف مربعة الشكل بمعدل Q=300 *stb/d*

احسب ضغط الجريان في باطن البئر؟؟ بتوفر المعلومات ادناه:

P_i = 3225 psia,	h = 42 ft
k_o = 1 darcy,	ϕ = 25%
μ_o = 25 cp,	$c_t = 6.1 \times 10^{-6}$/psia
B_o = 1.32 bbl/BF,	r_w = 6 in
A = 150 Acres,	q = 300 BPD

الحل:

- حساب قيمة x كما في المعادلة الاتية:

$$x = -\frac{r_D^2}{4t_D} = -\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}$$

$$x = -\frac{948(0.25)(25)(6.1\times10^{-6})(0.5^2)}{(1000)(720)} = 1.25\times10^{-8}$$

$$E_i(-x) = \ln x + 0.5772$$

$$Ei(-x) = 17.6163$$

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2}Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) = -\frac{1}{2}E_i(-x)$$

$$P_D = 8.808.$$

$$p(r_w, t) = p_i - \left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right) p_D$$

$$p(r_w, t) = 3225 - \frac{(141.2)(300)(1.32)(25)}{(1000)(42)}(8.808)$$

$$P_{wf} = 2931.84 \text{ psia}$$

6-5 تحديد الضغط الجريانى اللامستقر بتاثير عامل القشرة

ان عامل القشرة s الناجم عن عمليات الحفر او الاكمال يتسبب في حدوث فرق ضغط اضافي يعرقل او في حالة عملية التحميض *acidizing* يحسن جريان البئر ، اذن فلا بد ان ندخل تاثير هذا العامل في المعادلة رقم-4 اما بصيغة فرق ضغط $\Delta pskin$ او بصيغة عامل قشرة s و كما يأتي :

$$\Delta p_{skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh}\right)s = 141.2\left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)s \quad \text{-------- 48}$$

$$\Delta P = P_i - P(r_w, t) = 70.6\frac{qB\mu}{kh}E_i\left\{-\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right\} + \Delta P_s \quad \text{---------- 49}$$

بالتعويض عن Δp_{skin} بما يساويها في المعادلة 49 ينتج :

$$\Delta P = P_i - P(r_w, t) = 70.6\frac{qB\mu}{kh}\left[E_i\left\{-\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right\} + 2S\right] \quad \text{---------- 50}$$

ان عامل القشرة s يساوي:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right)\ln\frac{r_s}{r_w} \quad \text{------- 51}$$

بالتعويض عن s في معادلة فرق ضغط القشرة Δp_{skin} نحصل على :

$$\Delta P_s = 141.2\frac{q\mu B}{kh}\left(\frac{k}{k_s} - 1\right)\ln\frac{r_s}{r_w} \quad \text{------- 52}$$

بالتعويض عن s في المعادلة نحصل على :

$$p_i - p_{wf} = -70.6\frac{Q_o\ B\mu}{kh}\left[Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2\left(\frac{k}{k_s}-1\right)\ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)\right] \text{ ------- } 53$$

اذن عند توفر معلومات المنطقة المتاثرة بعامل القشرة فيمكن استعمالها في المعادلة رقم-11 و المعادلة 53 اعلاه بدلالة الدالة الأسية $Ei(x)$ لحساب فرق الضغط او الضغط الجرياني في قاع البئر P_{wf} .

و يمكن استعمال الصيغة التقريبية بدلالة اللوغاريتم الطبيعي للاساس *10* بدلا عن الدالة Ei(x) و كما يأتي:-

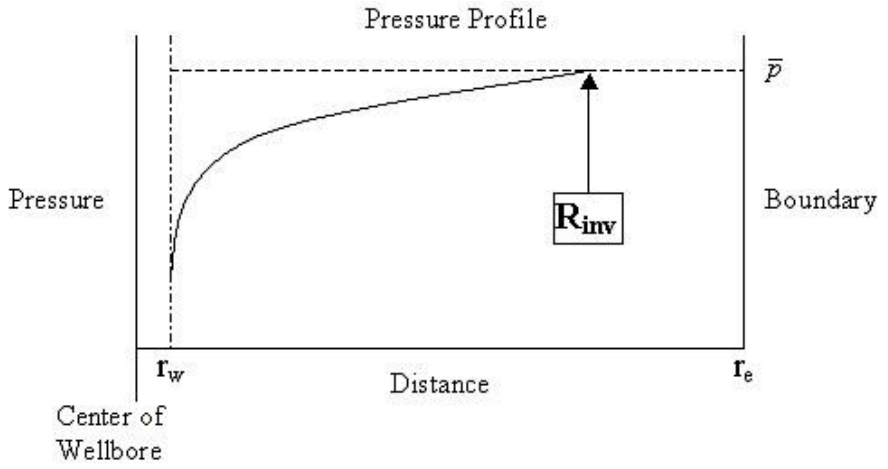
$$p_i - p_{wf} = 162.6\left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)\left[\log\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s\right] \text{ ------- } 54$$

-لاحظ ان تاثير عامل التضرر s لا يدخل في حال احتساب الضغط المكمني Pr خارج او بعيدا عن البئر اي على مسافة r من البئر المعادلة رقم-10. في حين يجب استعماله في حال حساب الضغط الجرياني P_{wf} في قاع البئر المعادلة رقم-11 .

- اذا كان الشكل الهندسي للمكمن (منطقة التصريف) غير دائري او موقع البئر ليس في مركز المكمن وانما في مواقع مختلفة بالنسبة الى المكمن ففي هذه الحال سنستخدم الجدول4-1 لتحديد اعلى مدة زمنية يكون عندها الجريان من النوع غير المستقر.

7-5 نصف قطر منطقة البحث ***Radius of investigation – r_{inv}***

في طور الجريان اللامستقر *unsteady state flow regime USS* و عندما ينتج البئر بمعدل ثابت لمدة زمنية محددة فان المسافة التي تصلها اشارة الضغط داخل المكمن قبل الوصول الى الحدود الخارجية لمنطقة تصريف البئر r_e تسمى نصف قطر منطقة البحث و يرمز لها radius of investigation – r_{inv} or r_i الشكل5-16 .



الشكل 5-16 :نصف قطر منطقة البحث

لماذا نحسب نصف قطر منطقة البحث r_{inv}؟

- تكمن اهمية حساب r_{inv} في تحديد المسافة التي ستصلها موجة الضغط داخل حدود المك عبر الانتاج ، وهو من ضمن اساسيات تصميم الفحص *well testing design* فمثلا نريد للفحص ان يغطي مساحة نصف قطر لا يقل عن *500 ft* من مركز البئر فكم نحتاج من الوقت لانجاز الفحص و تحقيق ذلك؟؟

نستخدم المعادلة الاتية لحساب الوقت بدلالة r_{inv} :

$$t = 948\,\phi\mu c_t r_i^2/k \quad \text{---------- } 55$$

- يمكن تحديد الوقت اللازم للوصول الى حدود المكمن الخارجية اذا علمت بان $r_{inv} = r_e$.
- باستعمال نصف قطر منطقة البحث ممكن ان نفهم طبيعة طور الجريان من التغيرات بالضغط مع r_{inv} .

طرائق حساب نصف قطر منطقة البحث *Radius of investigation – rinv* :*Bourdarot(2010)*

*** تعريف جون *Jones's defination***

يُعرف بانه النقطة في المكمن ،التي عندها يكون يتغير الضغط بنسبة 1% من تغير الضغط المقاس في البئر اي نصف قطر منطقة البحث radius of investigation – r_{inv} يساوي :

$$r_i = 4\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \quad \text{(in SI units) ---------- } 56$$

*** تعريف بويتمان *Poittmann's defination***

يُعرف بانه النقطة في المكمن و التي معدل الجريان عندها يساوي *1%* من معدل الجريان المقاس في البئر اي ان نصف قطر منطقة البحث radius of investigation – r_{inv} يساوي :

$$r_i = 4.29\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \quad \text{(in SI units) ---------- } 57$$

*** تعريف لي و موسكات *J.Lee، Muskat's defination***

المسافة التي يصل عندها منحنى الضغط إلى نقطة انعطاف ، اي ان نصف قطر منطقة البحث radius of investigation – r_{inv} يساوي :

$$\boxed{r_i = 2\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}}} \quad \text{(in SI units) ---------- } 58$$

*** تعريف بوداروت *Bourdarot's defination***

بوداروت استخدم طريقة محاكاة سلوك ضغط البئر *well simulationion* وتوصل الى ان نصف قطر منطقة البحث radius of investigation – r_{inv} يساوي (الوحدات الحقلية) :

$$r_{inv} = \left(\frac{kt}{948\phi\mu c_t}\right)^{0.5} \quad \text{---------- 59}$$

و باخراج الثابت 948 من الجذر التربيعي ينتج:

$$r_{inv} \cong 0.0325\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}};[ft] \quad \text{---------- 60}$$

$$r_i = 0.038\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}} \quad \text{(in practical metric units) ---------- 61}$$

يُفضل استعمال طريقة بورداروت في حساب نصف القطر المتحقق.

ملاحظة:

عبر مدة طور الجريان اللامستقر *USS* فان نصف قطر منطقة البحث يساوي نصف قطر تصريف البئر اي ان $re=ri$ و مساحة تصريف البئر في هذه الحالة تساوي:

$$Drainage\ Area(A) \approx \pi \cdot r_{inv}{}^2 \quad \text{---------- 62}$$

خلال طور الجريان شبه المستقر *PSS* فان موجة الضغط تصل الى حدود المكمن *re* و مساحة تصريف البئر في هذه الحالة تساوي:

$$Drainage\ Area(A) \approx \pi \cdot r_e{}^2 \quad \text{---------- 63}$$

ان الظروف المثالية لاستعمال المعادلة رقم-60 في حساب r_{inv} بشكل صحيح يكون فقط في المكمن المتماثل isotropic ، المتجانس homegenious و الدائري circular و ان اي زيادة في درجة تعقيد hetrogenity المكمن سيقلل من دقة الحسابات.

<u>مثال-10</u>

بئر نفطي ينتج بمعدل ثابت مقداره *300 stb/d* تحت ظروف طور الجريان اللامستقر *USS* تتوفر معلومات المائع والصخور ادناه:

$c_{ti}=12\times10^{-6}$ psi^{-1}.، k=60 md، ø=15%، μ=1.5 cp، B_o=1.25 bbl/stb

P_i=4000 psi، r_w=0.25 ft، H=15 ft

احسب نصف قطر منطقة البحث للاوقات الاتية : *t=1، 12 hrs and 24 hrs* وارسم النتائج بشكل :- الضغط مع لوغاريتم نصف القطر؟؟؟

<u>الحل</u> :

- للاوقات*12*، *1*، *24 hrs* فان اقصى مسافة تصلها موجة الضغط :

$$r_{inv} = 0.0325\sqrt{\frac{kt}{\phi\mu c_t}}$$

$$r_{inv} = 0.0325 \times \sqrt[2]{\frac{60\,t}{0.15\times1.5\times12\times10^{-6}}}$$

Time – hrs	r_{inv} – ft
1	153
12	530
24	750

8-5 الجريان غير المستقر *USS* لمائع قابل للانضغاط (الغاز) Radial flow of compressible fluids

* الحسيني *Al-Hussany et al (1966)* اوجد معادلة الضغط المكافىء للغاز في حالة طور الجريان اللامستقر *USS* او ما تسمى بمعادلة الحل التام *exact solution* كالتالي:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi\mu_i c_{ti} r_w^2}\right) - 3.23\right] \text{ ---------- 64}$$

p_{wf} = bottom-hole flowing pressure, psi
p_e = initial reservoir pressure
Q_g = gas flow rate, Mscf/day
t = time, hours
k = permeability, md

p_{sc} = standard pressure, psi
T_{sc} = standard temperature, °R
T = Reservoir temperature
r_w = wellbore radius, ft
h = thickness, ft
μ_i = gas viscosity at the initial pressure, cp
c_{ti} = total compressibility coefficient at p_i, psi^{-1}
ϕ = porosity

ملاحظة: ممكن استعمال اي من الرمزين $m(p)=\psi(p)$ لحساب الضغط المكافىء للغاز *gas pseudopressure*.

وباخال الزمن اللابعدي للغاز في المعادلة اعلاه نحصل على:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{4t_D}{\gamma}\right)\right] \text{ ---------- 65}$$

و ان :

$$\gamma = e^{0.5772} = 1.781 \text{ ------- 66}$$

إذ ان t_D يساوي:

$$t_D = \frac{0.0002637\, kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2} \text{ ------- } 67$$

ان حل معادلة الانتشار اللابعدية للغاز في طور الجريان الشعاعي اللامستقر بدلالة فرق الضغط المكافىء اللابعدي ψ_D يساوي:

$$\psi_D = \frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{(1422 Q_g T / kh)} \text{ ---------- } 68$$

او

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1422 Q_g T}{kh}\right) \psi_D \text{ ----------69}$$

نحصل على قيم ψ_D من الجدول 5-5 او بدلالة اللوغاريتم الطبيعي كما يأتي:

$$\psi_D = 0.5[\ln(t_D) + 0.80907] \text{ ----------70}$$

على ان يكون $t_D > 100$

لاحظ ان كلا المعادلتين 65 و 69 تعطي النتائج نفسها.

<u>لحالة الضغط المكافيء اللابعدي سنتبع الخطوات نفسها في حالة الضغط التقريبي العادي:</u>

- معادلة الضغط العادي للغاز في حالة طور الجريان اللامستقر USS تساوي:

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{162.5 \times 10^3 Q_g \overline{\mu} \overline{B}_g}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \overline{\mu c_t} r_w^2}\right) - 3.23\right] \text{ ---------- } 75$$

معامل الحجم للغاز Bg يساوي :

$$B_g = 0.00504\left(\frac{ZT}{p}\right) \text{ ------- } 76$$

او ان

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{(162.5 \times 10^3) Q_g \overline{\mu} \overline{B_g}}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{4t_D}{\gamma}\right)\right] \text{ ---------- } 77$$

او بدلالة الضغط اللابعدي ψ_D:

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{(141.2 \times 10^3) Q_g \overline{\mu} \overline{B_g}}{kh}\right) \psi_D \text{ ---------- } 78$$

حساب الضغط اللابعدي ψ_D لطور الجريان اللامستقر USS تكون كالتالي :

$$\psi_D = \left[\log\left(\frac{4t_D}{\gamma}\right)\right] \text{ ------- } 79$$

$$\gamma = e^{0.5772} = 1.781$$

او يمكن كتابتها بدلالة p_D :

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{(141.2 \times 10^3) Q_g \overline{\mu} \overline{B_g}}{kh}\right) p_D \quad \text{---------- 80}$$

p_{wf} = bottom-hole flowing pressure، psi

p_e = initial reservoir pressure

Q_g = gas flow rate، Mscf/day

t = time، hours

k = permeability، md

p_{sc} = standard pressure، psi

T_{sc} = standard temperature، ◦R

T = Reservoir temperature

r_w = wellbore radius، ft

h = thickness، ft

μ_i = gas viscosity at the initial pressure، cp

ct_i = total compressibility coefficient at pi ، psi−1

φ = porosity

في حال ايجاد اي معامل اخر ضمن المعادلة مع توفر قيم *Pi&Pwf* فان خواص الغاز تؤخذ عند معدل الضغط وكما يأتي:

$$\bar{p} = \frac{p_i + p_{wf}}{2} \quad \text{---------- 81}$$

ملاحظة : سبق وان ذُكرت ظروف استعمال اي من المعادلات الثلاثة اعلاه لحالات الضغط المكافيء للغاز و مربع الضغط و الضغط العادي للغاز و هنا يمكن الاستدلال في استعمال اي من المعادلات من خلال معلومة الضغط الاصلي او معدل الضغط للمكمن .

مثال-11 :-

بئر غازي نصف قطره r_w=0.3 *ft* ينتج بمعدل ثابت مقداره Q_g=2000 Mscf/*d* تحت ظروف طور الجريان اللا مستقر، الضغط الابتدائي الاصلي للمكمن *Pi=4400 psi* عند درجة الحرارة *T=140* ^oF ، نفاذية المكمن والسمك والمسامية على التوالي k=65 md ،h=15 ft ø=0.15 ، الانضغاطية الكلية c_t=3× 10^{-4} psi^{-1} الخواص الفيزيائية للغاز مُدرجة في الجدول 5-10 ادناه:

احسب ضغط القاع الجرياني *Pwf* بعد مرور *t=1.5 hrs* ؟؟؟

P	μ_g (cp)	Z	$m(p)$ (psi^2/cp)
0	0.01270	1.000	0.000
400	0.01286	0.937	13.2×10^6
800	0.01390	0.882	52.0×10^6
1200	0.01530	0.832	113.1×10^6
1600	0.01680	0.794	198.0×10^6
2000	0.01840	0.770	304.0×10^6
2400	0.02010	0.763	422.0×10^6
2800	0.02170	0.775	542.4×10^6
3200	0.02340	0.797	678.0×10^6
3600	0.02500	0.827	816.0×10^6
4000	0.02660	0.860	950.0×10^6
4400	0.02831	0.896	1089.0×10^6

الجدول 5-10 :بيانات المثال 11

الحل:

- احسب الزمن اللابعدي و يساوي :

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu_i c_{ti} r_w^2}$$

$$= \frac{(0.0002637)(65)(1.5)}{(0.15)(0.02831)(3\times10^{-4})(0.3^2)} = 224\,498.6$$

لاحظ ان $t_D>100$ ، نجد($m(p_{wf})$ حسب المعادلة رقم -65:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637Q_gT}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{4t_D}{\gamma}\right)\right]$$

$$= 1089\times10^6 - \frac{(1637)(2000)(600)}{(65)(15)} \times \left[\log\left(\frac{(4)224498.6}{e^{0.5772}}\right)\right] = 1077.5\times10^6$$

- من الجدول5-10 ولقيمة ($m(p_{wf})$ اعلاه ، نجد قيمة ضغط الجريان في باطن البئر P_{wf} و يساوي :

P_{wf}=4367 psi

(لاحظ هنا تم استعمال طريقة التوليد *interpolation* لايجاد قيمة *pwf* في اعلاه) .

او يمكن نحلها باستعمال فرق الضغط المكافىء اللابعدي ψ_D من المعادلة رقم-69 :

- نحسب ψ_D بحسب المعادلة رقم-70 :

$$\psi_D = 0.5[\ln(t_D) + 0.80907]$$

$$= 0.5[\ln(224\,498.6) + 0.8090] = 6.565$$

نطبق المعادلة رقم-69 :

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1422 Q_g T}{kh}\right)\psi_D$$

$$= 1089 \times 10^6 - \left(\frac{1422\,(2000)\,(600)}{(65)\,(15)}\right)(6.565)$$

$$= 1077.5 \times 10^6$$

- من الجدول5-10 و عند قيمة ($m(p_{wf})$ اعلاه ، نجد قيمة ضغط الجريان في باطن البئر P_{wf} و يساوي

P_{wf}=4367 psi

- لنفس الخطوات في حالة الضغط المكافيء اللابعدي سنتبعها في حالة مربع الضغط للغاز و كما يأتي:

**- معادلة مربع الضغط للغاز في حالة طور الجريان اللامستقر *USS* بوجود تاثير عامل القشرة كما يأتي:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1637 Q_g T \overline{\mu}\overline{Z}}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2}\right) - 3.23\right] \text{---------- 71}$$

ان معادلة حساب مربع الضغط اللابعدي ψ_D لطور الجريان اللامستقر *USS* تكون كالتالي :

$$\psi_D = \frac{p_i^2 - p_{wf}^2}{\left(\frac{1422 Q_g T \overline{\mu}\overline{Z}}{kh}\right)} \text{ ------- 72}$$

و بمعرفة مربع الضغط اللابعدي ψ_D ممكن ان نجد مربع الضغط الجرياني عند قاع البئر حسب المعادلة الاتية:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1422 Q_g T \overline{\mu}\overline{Z}}{kh}\right)\psi_D \text{ ---------- 73}$$

Q_g = gas flow rate, Mscf/day
T = temperature, °R
k = permeability, md
t = time, hours

اذا كان المطلوب ايجاد اي معامل اخر ضمن المعادلة و بتوفر قيم P_i&P_{wf} فان خواص الغاز تحسب عند معدل الضغط وكما في المعادلة ادناه:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_i^2 + p_{wf}^2}{2}} \text{ ---------- } 74$$

ملاحظة : سبق و ان ذُكرت حدود الضغوط في استعمال اي من معادلات جريان الغاز سواء اكانت معادلة الضغط المكافىء او مربع الضغط او الضغط العالي.

مثال-12 :

بئر غازي نصف قطره $r_w=0.3\ ft$ ينتج بمعدل ثابت مقداره $Q_g=7454.2\ Mscf/d$ تحت ظروف طور الجريان اللامستقر USS الضغط الابتدائي الاصلي للمكمن $Pi=1600\ psi$ عند درجة الحرارة $T=600\ ^oR$ ، نفاذية المكمن والسمك والمسامية على التوالي $k=50\ md$، $h=10\ ft$ $ø=0.20$ ، انضغاطية الكلية $C_{ti}=6.25\times 10^{-4}\ psi^{-1}$ الخواص الفيزيائية للغاز حسب الجدول 5-11 .

- احسب ضغط القاع الجرياني Pwf بعد مرور $t=4\ hrs$ باستعمال طريقتي P^2، $m(p)$ ؟؟؟

P	μ_g (cp)	Z	$m(p)$ (psi^2/cp)
0	0.01270	1.000	0.000
400	0.01286	0.937	13.2×10^6
800	0.01390	0.882	52.0×10^6
1200	0.01530	0.832	113.1×10^6
1600	0.01680	0.794	198.0×10^6

الجدول 5-11 :بيانات المثال 12

الحل:

- حساب الزمن اللابعدي :

$$t_D = \frac{0.000264\,(50)\,(4)}{(0.2)\,(0.0168)\,(6.25\times 10^{-4})\,(0.3^2)}$$

$$= 279365.1$$

لاحظ ان $t_D>100$ مما يُمَكننا من استعمال المعادلة رقم- 69

- حساب ضغط الجريان المكافىء مباشرة" من المعادلة:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{4t_D}{\gamma}\right)\right]$$

$$= (198\times 10^6) - \left[\frac{(1637)\ (7454.2)\,(600)}{(50)\,(10)}\right] \times \left[\log\left(\frac{(4)\ 279365.1}{e^{0.5772}}\right)\right] = 113.1\times 10^6$$

من الجدول اعلاه نجد قيمة ضغط الجريان عند قاع البئر ويساوي:

$$p_{wf} = 1200 \text{ psi.}$$

- نُعيد الحل بطريقة مربع الضغط و بنفس الخطوات اعلاه

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1637 Q_g T \overline{\mu Z}}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{4t_D}{\gamma}\right)\right]$$

$$= 1600^2 - \left[\frac{(1637)\ (7454.2)(600)}{(50)(10)}\right] \times \left[\log\left(\frac{(4)\ 279365.1}{e^{0.5772}}\right)\right]$$

$$= 1427491$$

ناخذ الجذر التربيعي لايجاد الضغط عند قاع البئر ويساوي:

$$p_{wf} = 1195 \text{ psi.}$$

9-5 ادخال تاثير الجريان المضطرب *Turbulent flow* في معادلات الغاز:

* معادلة الضغط المكافيء لطور الجريان اللامستقر *USS* بوجود تاثير الجريان المضطرب *turbulent flow* و عامل القشرة *skin factor* كما في ادناه:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637 Q_g T}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] + FQ_g^2 \quad \text{---------- 82}$$

عادة ما تكتب بالصيغة الاتية :

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] + FQ_g^2 \quad \text{---------- 83}$$

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637 Q_g T}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s + 0.87 D Q_g\right] \quad \text{---------- 84}$$

ان المعامل $\mathbf{DQ_g}$ يمثل تاثير الجريان المضطرب و ان المعامل D يساوي :

$$D = \frac{Fkh}{1422T} \quad \text{------- 85}$$

- نجمع كلا من عامل القشرة مع معامل تاثير الجريان المضطرب بمعامل واحد نسميه عامل القشرة الظاهري او عامل القشرة الكلي الذي يساوي:-

$$s^{\backslash} = s + DQ_g \quad \text{---------- 86}$$

نعوض عامل القشرة الكلي في المعادلة رقم-84 اعلاه ينتج ما يأتي:-

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637 Q_g T}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87 s^{\backslash}\right] \quad \text{------- 87}$$

** معادلة مربع الضغط لطور الجريان اللامستقر *USS* بوجود تاثير الجريان المضطرب و عامل القشرة تكون كما في ادناه:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \left(\frac{1637 Q_g T \overline{Z}\,\overline{\mu}}{kh}\right)\left[\log\frac{kt}{\phi\mu_i c_{ti} r_w^2} - 3.23 + 0.87 s^{\backslash}\right] \text{ ------- } 88$$

*** معادلة الضغط التقريبي لطور الجريان اللامستقر *USS* بوجود تاثير الجريان المضطرب و عامل القشرة كما في ادناه:

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{162.5\times 10^3 Q_g \overline{\mu}\,\overline{B}_g}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi\overline{\mu}\overline{c}_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87 s + 0.0087 D Q_g\right] \text{ ------- } 89$$

- هنا عامل القشرة الظاهري او عامل القشرة الكلي يساوي:-

$$s^{\backslash} = 0.87 s + 0.0087 D Q_g \text{ ------- } 90$$

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{162.5\times 10^3 Q_g \overline{\mu}\,\overline{B}_g}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi\overline{\mu}\overline{c}_t r_w^2}\right) - 3.23 + s^{\backslash}\right] \text{ ------- } 91$$

إذ ان:

- r is the radial coordinate in a radial-cylindrical coordinate system، ft
- p is the pressure، psi
- ϕ is the porosity of the reservoir، fraction
- μ is the liquid viscosity، cp
- c is the liquid compressibility، 1/psi
- k is the reservoir permeability، md
- t is time، days

مثال- 13

بئر غازي ينتج بمعدل 20 مليون قدم مكعب/يوم، نصف قطر المنطقة المتضررة بحدود 2 قدم ونفاذية تقدر بـ 30 ملي دارسي. نفاذية ومسامية المكمن الاصلية تقدر 55 ملي دارسي و 12٪ على التوالي. الوزن النوعي للغاز 0.6. وتتوافر البيانات الإضافية الاتية:

$$r_w = 0.25,\ h = 20 \text{ ft},\ T = 140^\circ\text{F},\ \mu_{gw} = 0.013 \text{ cp}$$

احسب معامل القشرة الظاهري(الكلي)؟؟

الحل:

- نحسب معامل القشرة :

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1\right] \ln\left(\frac{r_{skin}}{r_w}\right)$$

$$= \left[\frac{55}{30} - 1\right] \ln\left(\frac{2}{0.25}\right) = 1.732$$

- نحسب عامل الاضطراب:

$$\beta = 1.88(10^{-10})(k)^{-1.47}(\phi)^{-0.53}$$

$$= 1.88 \times 10^{10}(55)^{-1.47}(0.12)^{-0.53}$$

$$= 159.904 \times 10^{6}$$

- نحسب معامل اللادارسي :

$$F = 3.161 \times 10^{-12}\left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w}\right]$$

$$= 3.1612 \times 10^{-12}\left[\frac{159.904 \times 10^{6}(600)(0.6)}{(0.013)(20)^2(0.25)}\right]$$

$$= 0.14$$

- نحسب المعامل D :

$$D = \frac{Fkh}{1422T}$$

$$= \frac{(0.14)(55)(20)}{(1422)(600)} = 1.805 \times 10^{-4}$$

- نحسب معامل القشرة الظاهري(الكلي):

$$s^{\backslash} = s + DQ_g = 1.732 + (1.805 \times 10^{-4})(20\,000)$$

$$= 5.342$$

10-5 تقسيم فترات فحص الابار بحسب اطوار الجريان

بصورة عامة، يمكن تقسيم بيانات الفحص (لفحص هبوط الضغط *Drawdown test* الشكل5-17 و لفحص تصاعد الضغط *Buildup test* الشكل5-18) إلى ثلاث مناطق بحسب المدد الزمنية كما يأتي:

1- المنطقة المبكرة (Early Time Region - ETR):

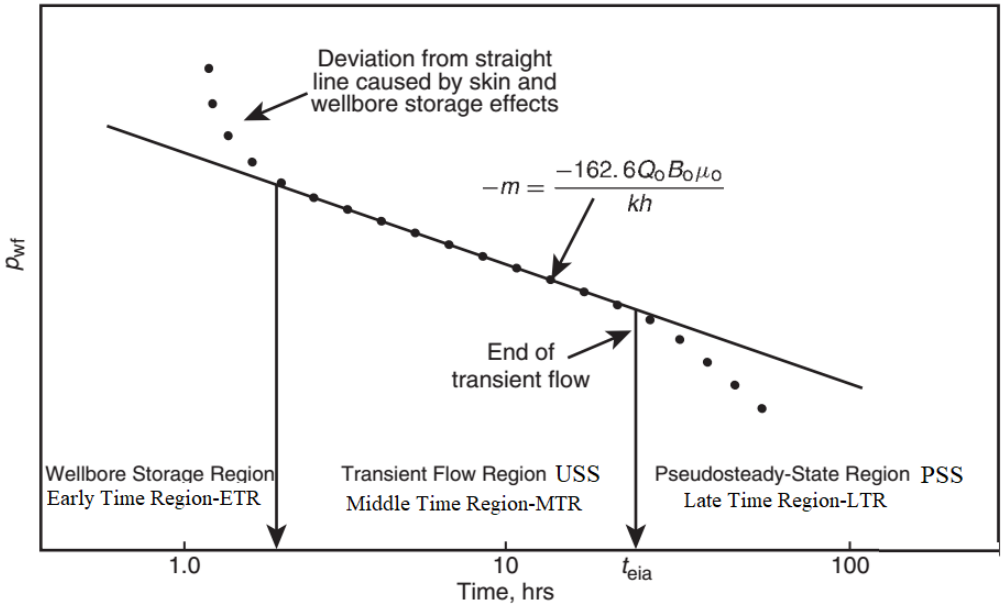
تمثل مدة تأثير عامل القشرة *(Skin Factor)* في المنطقة القريبة من فتحة البئر أو تأثير تخزين البئر *(Wellbore Storage)* أو كلاهما معًا. يظهر الضغط هنا سلوكًا يشير إلى التأثيرات المحلية حول البئر .

2- المنطقة المتوسطة *(Middle Time Region - MTR):*

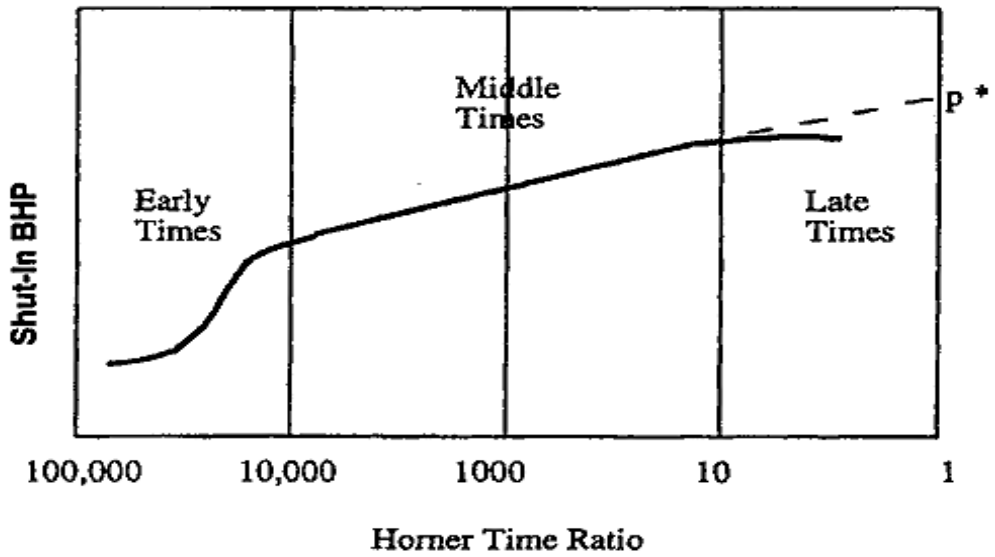
تمثل مدة انتقال الضغط إلى جزء المكمن غير المتضرر *(Undamaged Formation).* في هذه المنطقة، يسلك الضغط سلوك الجريان غير المستقر *(Unsteady Flow)* .

3- المنطقة المتأخرة *(Late Time Region - LTR):*

تمثل مدة وصول إشارة الضغط إلى حدود المكمن، إذ يسلك الجريان سلوك الطور شبه مستقر *(PSS)* أو الطور المستقر *(SS)* عند استقرار الضغط مع الوقت.



الشكل 5-17 :بيانات هبوط الضغط على رسم نصف لوغاريتمي



الشكل 5-18 :بيانات تصاعد الضغط على رسم نصف لوغاريتمي

References - المصادر

1. AL-Hussainy، R.، Ramey، H.J.، JR.، and Crawford، P.B. (1966). "The flow of real gases through porous media". Trans. AIME،237، 624.
2. Chatas، A.T. (1953). "A practical treatment of nonsteady-state flow problems in reservoir systems". Pet. Eng.، Aug،B-44–56.
3. Craft، B.C. and Hawkins، M. (Revised by terry، r.e.) (1991)."Applied Petroleum Reservoir Engineering"، (Englewood Cliffs، NJ: Prentice Hall).
4. Earlougher RC Jr. "Advances in Well Test Analysis". Monograph Series. Vol. 5،Dallas، TX: SPE; 1977
5. Freddy Humberto ،Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
6. G. Bourdarot "، Well Test Intepretations Methods" @ 2010، copyright Mercado، Venezeula.
7. George Stewart، Mahmoud Jamiolahmad "Well Test Analysis"، copyright of Heriot Watt University © 2013.
8. Hawkins، M.F.J. 1956. "A Note on the Skin Effect،" J Pet Technol 8 (12): 65–66. SPE-732-G.
9. Laurie Dake ، "The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition) " Volume 36، ELS EVI ER ، 2001.
10. Lee، J. 1982. "Well Testing" ، Vol. 1. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE.
11. Mathews، C.S. and Russel D. G. " Pressure buildup and flow tests in wells"، Mongraph series، SPE، Dallas-1967.
12. PetroWiki article "Fluid flow through permeable media" ، Copyrights، Society of Petroleum Engineers، 2020.
13. Richard Wheaton ، "Fundamentals of Appliied Reservoir Engineering ، Appraisal، Economics، and Optimization" Copyright © 2016 Elsevier Ltd.
14. Sylvester Okotie ، Bibobra Ikporo ،"Reservoir Engineering Fundamentals and Applications" ©Springer Nature Switzerland AG 2019.
15. Tarek Ahmed D.، Nathan Meehan، "Advanced Reservoir Management and Engineering" Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2012.
16. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.
17. Van Everdingen، A.F.، Hurst، W.، 1949." The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs" ، Trans. AIME 186، 305 324.

الفصل السادس

فحص هبوط الضغط *Pressure Drawdown Test*

1-6 المقدمة:

فحص هبوط الضغط (*Pressure Drawdown test*) يُعد من الفحوصات الأساسية والسهلة، ويعد جزءًا من مجموعة فحوصات جريان الآبار (*Flow Test*)، والتي تشمل أيضًا الفحص متعدد الجريان (*Multirate testing*) والفحص الموسع (*Extended drawdown test*) .

1- **المبادئ الفيزيائية الأساسية**

يعتمد الفحص على مبدأ انتشار الضغط في وسط مسامي متشبع بمائع , فعند تغيير معدل التدفق في البئريحدث اضطراب (Disturbance) في ضغط الطبقة. ينتشر هذا الاضطراب كموجة ضغطية في المكمن بسرعة تعتمد على: نفاذية الصخرة(Permeability) , لزوجة المائع (Viscosity),الانضغاطية الكلية(المائع+الصخرة) (Compressibility) .

يتم رصد استجابة الضغط وتحليلها لفهم و تحديد خصائص المكمن و البئر.

2- **المعلومات المستخلصة من التحليل**

من خلال تحليل منحنيات الضغط مقابل الزمن (وعادة يتم باستخدام مخططات لوغاريتمية Plot Log-Log أو نصف لوغاريتمية Plot Semi-log)، يمكن تحديد: نفاذية الطبقة - k) Permeability) , الضرر أو تحسُن محيط البئر– (Skin Factor - s) , ضغط المكمن الأولي(Pi) , حدود المكمن مثل تأثير الحدود (حدود مغلقة أو ثابتة الضغط) , نمط الجريان (Flow Regimes) مثل الجريان الشعاعي، الجريان الخطي , معامل تخزين جوف البئر (Wellbore Storage Coefficient), حجم تصريف الخزان (Drainage Volume) و التوصيلية الهيدروليكية (kh/μ).

قبل التطرق الى تفاصيل فحوصات هبوط الضغط لابد من توضيح الى بعض الظواهر المصاحبة للفحص منها عامل تخزين البئر Wellbore storage و عامل القشرة skin factor (سبق التطرق الى موضوع عامل القشرة في الفصول السابقة).

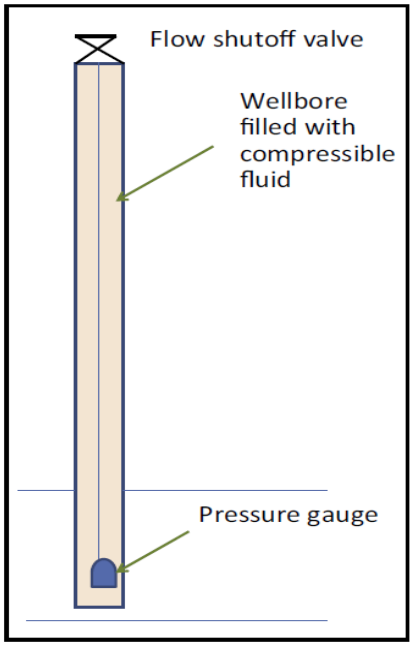
2-6 -تخزين جوف البئر - *WBS* - Wellbore storage

يُشير تخزين جوف البئر (WBS) إلى ظاهرة سعة التخزين المؤقت للسائل داخل البئر نفسه، حيث يعمل جوف البئر (الأنابيب + الحفرة المكشوفة) كمستودع أو "مكابح" للسوائل، مما يُسبب تأخيراً بين معدل التدفق السطحي (عند رأس البئر) ومعدل التدفق من المكمن الى البئر.

بمعنى , عند فتح أو إغلاق البئر في السطح، لا يتغير التدفق من الخزان فوراً(انيا)، بل يُعوَّض الفرق بواسطة إفراغ جوف البئر من السوائل أو ملء جوف البئر بالسوائل .

فمثلا في حالة إغلاق البئر في فحص تصاعد(بناء) الضغط - Buildup - (الشكل6-1) . يُغلق الصمام السطحي فيتوقف الجريان عند السطح فوراً(q=0) , لكن المكمن لم يتوقف في إرسال السائل نحو جوف البئر و يستمر لفترة. بتراكم السائل في جوف البئر , يَنضغط ويرتفع الضغط تدريجياً. هنا يعمل جوف البئر كمخزن يمتلئ.(Fill-up Storage) .

اما في حالة فحص هبوط الضغط - Drawdown فعند فتح الصمام من السطح للانتاج ، يبدأ التدفق السطحي فوراً. لكن المكمن لا يستطيع توفير كل هذا السائل انيا و انما يُفرَّغ جزء من السائل المخزون في الجوف أولاً .هنا جوف البئر يعمل كمخزن يُفرَّغ (Depletion Storage).



الشكل 6-1 : مخطط تخزين البئر

أنواع تخزين جوف البئر

أ- تخزين بسبب انضغاط السائل(Fluid Compression Storage)

يحدث عندما يمتلئ جوف البئر بسائل واحد (نفط، ماء او غاز).التخزين هنا ناتج عن انضغاطية هذا السائل مع تغير الضغط. مثال الحالة النموذجية كما في آبار النفط المشبعة undersaturated.

ب- تخزين بسبب حركة السطح الحر(Moving Interface Storage)

يحدث عندما يوجد سائلان في جوف البئر مثل: سائل إلاكمال + سائل المكمن ، أو غطاء غازي فوق سائل . التخزين هنا ناتج عن ارتفاع أو هبوط السطح الفاصل بين المائعين.

عند اجراء الفحوصات الانتاجية مثل فحص هبوط الضغط*Pressure drawdown testing*-
او عند فحص تصاعد الضغط*Pressure buildup testing*- فان فتح البئر للجريان و غلقه يتم من السطح عند راس البئر ، في حين ان قياس الضغط يتم عند قاع البئر(جهاز قياس الضغط في باطن البئر) الشكل6-1 .

عند فتح البئر للفحص، يبدأ المائع المحصور في البئر بالجريان اولا نتيجة التمدد ودرجة انضغاطية المائع. ثم بعد مدة قصيرة من التأخير، يبدأ المائع في الطبقة المكمنية بالاستجابة للجريان والدخول إلى قاع البئر. طول مدة التأخير يعتمد على حجم فجوة البئر وقابلية المائع للانضغاط.

ان ظاهرة جريان الموائع في جوف البئر بسبب تمدد المائع او تغير مستواه في البئر تسمى "تخزين جوف البئر(Wellbore Storage –WBS) ويرمز لها بالرمز- *C* .

اذن تخزين جوف البئر هو مقياس لكمية السائل الذي يُخزن في داخل البئر *(Tubing/Casing)* والذي يؤثر على قراءات الضغط قبل أن يبدأ المكن في الاستجابة الحقيقية .

هنالك نوعان من تخزين جوف البئر - Wellbore Storage *WBS* اعتمادا على مصدر حدوثهما وهما:

أ. تخزين بسبب انضغاط السائل (*Fluid Expansion Storage*)

و يحدث عندما يمتلئ جوف البئر بسائل واحد (نفط، ماء، غاز). و التخزين ناتج عن انضغاطية هذا السائل مع تغير الضغط. ممكن تمييز الحالة في آبار النفط المشبعة.

عند فتح البئر للإنتاج الأولي , فالجريان يحدث عادة من جراء تمدد المائع المتواجد في جوف البئر، وليس من الطبقة المنتجة (الشكل *A.* 2-6) و يتناسب الجريان مع انضغاطية المائع؛ فالمائع قليل الانضغاطية ، يقل تأثير تخزين البئر له وتقل طول مدة بقاءه (تأثيره). وعلى العكس، عندما تكون انضغاطية المائع عالية، يزداد تأثير تخزين البئر و تطول مدة تأثيره.

مع مرور الوقت، يتلاشى تأثير تخزين البئر ويصبح الإنتاج الكلي للبئر ناتجًا فقط من الطبقة المنتجة. رياضيًا، حساب معامل تخزين جوف البئر (*WBS - Wellbore Storage*) من تمدد حجم المائع في جوف البئر كالتالي :

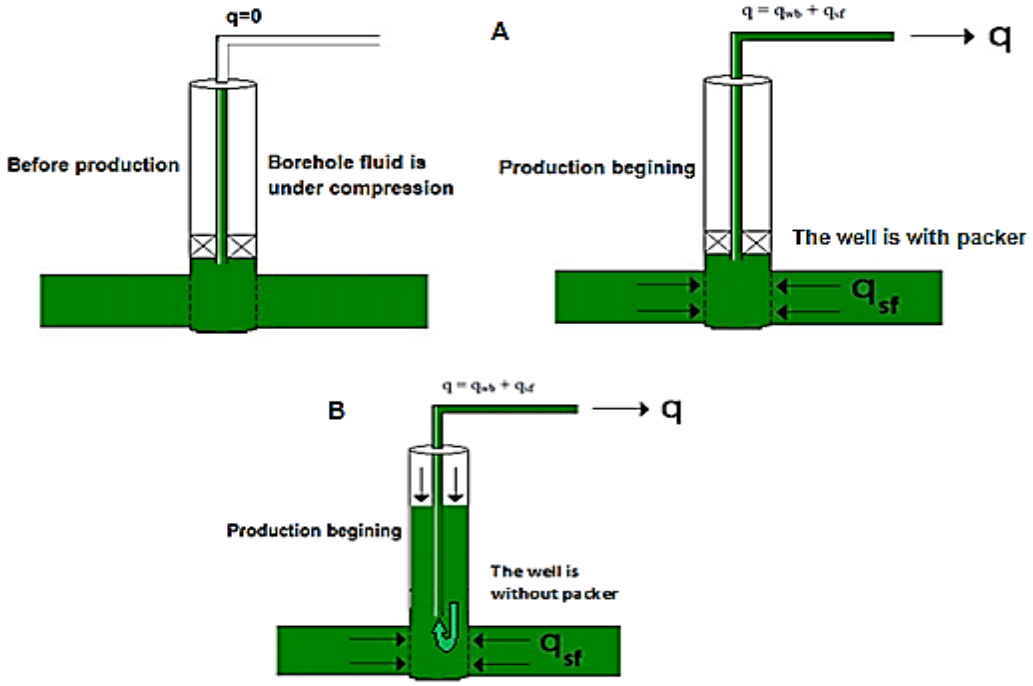
$$C = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p} \quad \text{----------} \quad 1$$

C = wellbore storage coefficient, bbl/psi
ΔV_{wb} = change in the volume of fluid in the wellbore, bbl

- تمييزا عن النوع الثاني لمعامل تخزين جوف البئر - wellbore storage *WBS* , نرمز للنوع الاول بما يأتي:

$$C_{FE} = c_{wb} V_{wb} \quad \text{----------} \quad 2$$

C_{FE} = wellbore storage coefficient due to fluid expansion, bbl/psi
V_{wb} = total wellbore fluid volume, bbl
c_{wb} = average compressibility of fluid in the wellbore, psi^{-1}



الشكل 2-6 : مخطط لتخزين البئر لحالتي تمدد المائع A و مستوى المائع B

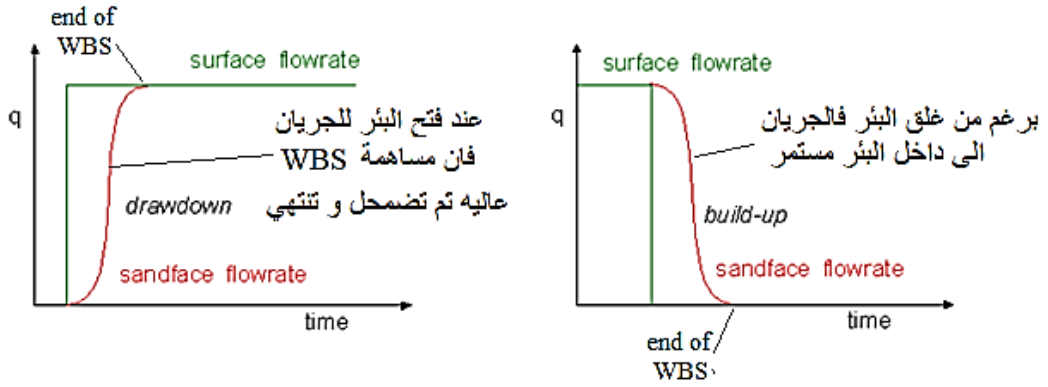
2- تخزين جوف البئر - *WBS* الناتج من تغير مستوى المائع الموجود في الانبوب الانتاجي و في الفراغ الحلقي *casing-tubing annulus* :

يحدث عندما يوجد سائلان في الجوف(مثل: سائل إكمال + سائل خزان، أو سائل مع غاز يعلوه) فالتخزين ينتج عن ارتفاع أو هبوط السطح الفاصل بين السائلين.

ففي حال عدم وجود السدادة العازلة *packer* ما بين ما بين بطانة البئر *casing* و انبوب الانتاج *tubing* الشكل-6-2 *B* فان مستوى المائع الموجود في الفراغ الحلقي سينزل او يهبط خلال فحص هبوط الضغط *pressure drawdown test* ويرتفع مستواه في حال فحص تصاعد الضغط *pressure* buildup . هذا التغيير في مستوى المائع عمليا يشترك كجزء من الانتاج الكلي للبئر و تكون مساهمته بالانتاج اعلى من مساهمته من جراء تمدده.

رياضيا معامل تخزين جوف البئر - *WBS* wellbore storage نتيجة لتغير مستوى المائع يساوي:

$$C_{FL} = \left(\frac{144}{\rho}\right) V_u \quad \text{---------- 3}$$



الشكل 3-6 : الجريان في باطن البئر

$$C_{FL} = \frac{144}{5.615}\frac{A_a}{\rho} \quad \text{---------- 4}$$

$$A_a = \frac{\pi[(ID_C)^2 - (OD_T)^2]}{4(144)} \quad \text{---------- 5}$$

C_{FL} = wellbore storage coefficient due to changing fluid level, bbl/psi
A_a = annulus cross-sectional area, ft^2
OD_T = outside diameter of the production tubing, inches
ID_C = inside diameter of the casing, inches
ρ = wellbore fluid density, lb/ft^3

يُحسب التاثير الكلي لمعامل تخزين جوف البئر من مجموع التاثيرين اعلاه اي ان :

$$C = C_{FE} + C_{FL} \quad \text{---------- 6}$$

في بداية الجريان ستكون مساهمة تخزين البئر في الجريان الكلي للبئر اكثر من مساهمة الطبقة المنتجة، لكن لا يلبث تاثيرها ان يتلاشى و يضمحل بمرور الوقت و يصبح الجريان الكلي من الطبقة المنتجة حصرا (الشكل 3-6). يمكن التعبير عن جريان البئر الكلي بالمعادلة الاتية:

$$q = q_f + q_{wb} \quad \text{---------- 7}$$

q = surface flow rate, bbl/day
q_f = formation flow rate, bbl/day
q_{wb} = flow rate contributed by the wellbore, bbl/day

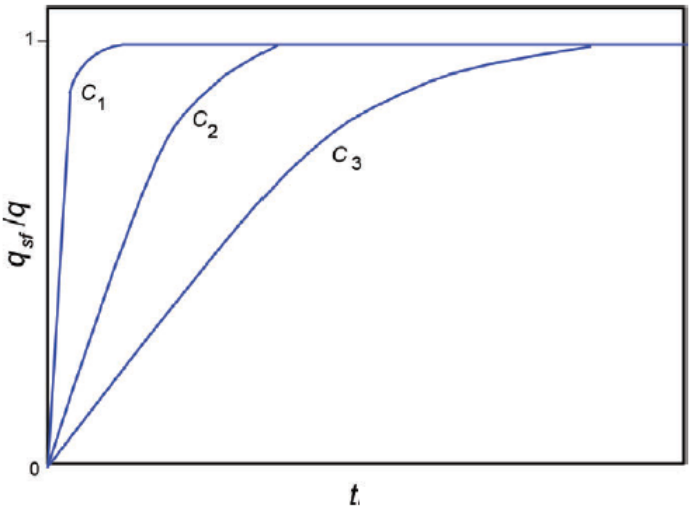
بصورة عامة، يسود تأثير معامل تخزين جوف البئر *(WBS)* في بداية الجريان *(q_{wb})* على الجريان الكلي للبئر عبر فحص هبوط الضغط *(pressure drawdown test)*. ومع مرور الوقت واستمرار إنتاجية البئر، فإن مساهمة *WBS* في الجريان الكلي تتناقص، وعند نقطة معينة

يصبح الجريان على السطح يساوي الجريان من الطبقة($q = q_{sf}$) ، مما يعلن نهاية تأثير *WBS* كما هو موضح في الشكل 6-3 - الأيسر .

أما في فحص تصاعد الضغط(*pressure buildup test*) ، فالعكس هو الصحيح: في بداية غلق البئر من السطح فالجريان في قاع البئر لا يتوقف و يكون تأثير *WBS* عاليًا ٍي أن $q_{wb} = q$ كما هو موضح في الشكل 6-3 - الأيمن، ثم يقل تأثيره مع مرور الوقت، و يتلاشى تأثير *WBS* عند $q_{wb} = 0$. .

سعة المنطقة الانتقالية بين تأثير تخزين البئر ومنطقة الجريان غير المستقر (*USS*) تكبر بزيادة عامل تخزين البئر (*C*)، والعكس صحيح؛ إذ أن $C1 < C2 < C3$ كما موضح في الشكل 6-4.

وعلى الرغم من أن تأثير تخزين البئر يظهر في بداية الفحص ثم يتلاشى مع مرور الوقت، إلا أنه يؤدي إلى تشتت نقاط الفحص وانحراف منحنى تصاعد الضغط أو هبوط الضغط عن السلوك القياسي. ان حجم وكمية المائع المخزون في البئر تؤثر على طول مدة - *WBS* خصوصا في الابار العميقة إذ لها حجوم تخزين عالية. ان لم يتم ازالة او تقليص تاثير معامل تخزين جوف البئر - *WBS* وان لم تكن طول مدة فحص البئر اعلى من طول مدة تخزين البئر سيصبح تفسير الفحص من الصعوبة بحيث يفقد الفحص الهدف من تنفيذه .



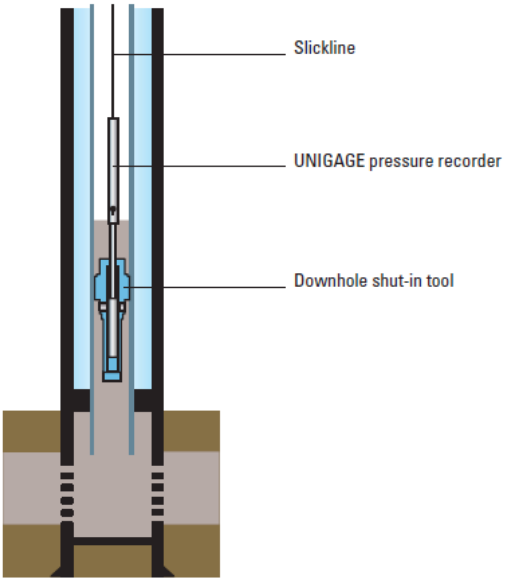
الشكل 6-4 : تاثير تخزين البئر على الجريان في باطن البئر

أهمية فهم *WBS* في التطبيقات العملية

في تصميم فحص الضغط , اذ يُمكن من اختيار او تحديد زمن الفحص المناسب بحيث يكون اعلى من وقت مكوث و تاثير *WBS* . في تحليل البيانات بدقة و تشخيص مشاكل البئر اذ ان سلوك *WBS* غير النموذجي قد يشير إلى وجود غاز في الجوف او تسرب في الصمامات أو الأنابيب.

لتلافي تأثير *WBS* وأضراره على تفسير ونتائج الفحص، فمن الضروري:

- استعمال العازل الـ *packer* لعزل الفراغ الحلقي عن انبوب الانتاج او عن منطقة التثقيب .



الشكل 6-5 : صمام الغلق في قاع البئر

- ان تكون معدات غلق البئر عند قاع البئر وليس من على السطح , كما هو موضح في الشكل 6-5).
- ان تكون مدة الفحص اطول من مدة تاثير تخزين البئر *WBS* .
- يساعد استعمال معدات قياس دقيقة لقياس الجريان في باطن البئر (وليس على السطح) في تحديد وتحييد تأثير تخزين جوف البئر.

ان لتاثيرات عامل تخزين البئر *WBS* على مجريات الفحص يتطلب معرفة كيفية تحديده ومدة تأثيره على نتائج الفحص.

3- تحديد طول مدة تاثير تخزين البئر

تُحسب طول المدة الزمنية لتاثير تخزين البئر *WBS* كالتالي:

1- طريقة رامي *Ramey's criterion*

ان مدة انتهاء او انحسار منطقة تاثير تخزين جوف البئر - *WBS* بالساعات يساوي :

$$t = \frac{(200\,000 + 12\,000s)C}{(kh/\mu)} \quad \text{---------- 8}$$

و لكي نتجاوزها عبر الفحص فلا بد من ان تكون مدة الفحص اعلى من الوقت اعلاه اي ان :

$$t > \frac{(200\,000 + 12\,000s)C}{(kh/\mu)} \quad \text{---------- 9}$$

t = total time that marks the end of the wellbore storage effect and the beginning of the semilog straight line, hours
k = permeability, md
s = skin factor
μ = viscosity, cp
C = wellbore storage coefficient, bbl/psi

و بدلالة الزمن اللابعدي فتساوي:

$$t_D = (60 + 3.5s)C_D \quad \text{---------- 10}$$

إذ ان معامل تخزين جوف البئر - *WBS* - اللابعدي dimensionless wellbore storage - C_D يساوي:

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi h\phi c_t r_w^2} = \frac{0.8936C}{\phi h c_t r_w^2} \quad \text{---------- 11}$$

C_D = dimensionless wellbore storage factor
C = wellbore storage factor, bbl/psi
c_t = total compressibility coefficient, psi^{-1}
r_w = wellbore radius, ft
h = thickness. ft

2- طريقة جين و بركهام ***Chen and Brigham's criterion***

الزمن اللابعدي لانتهاء تاثير منطقة *WBS* يساوي:

$$t_D = 50\, C_D \exp(0.14\, S) \quad \text{---------- 12}$$

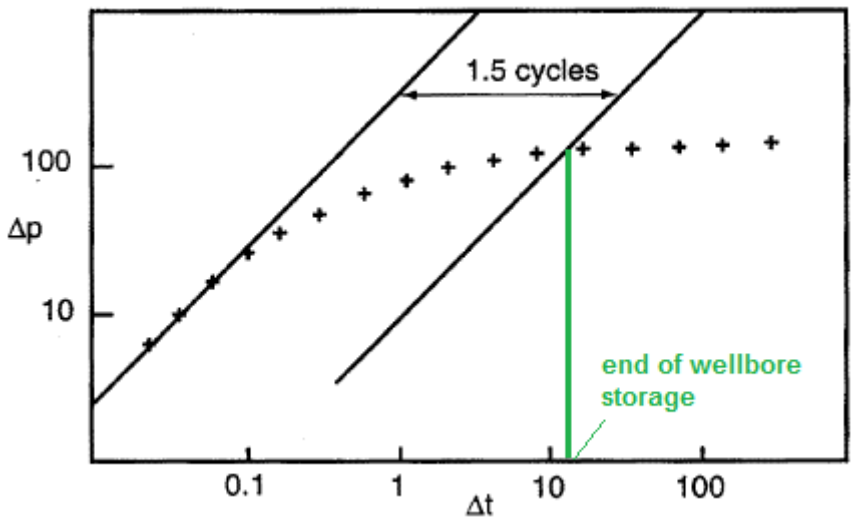
و انحسار منطقة تاثير تخزين جوف البئر - *WBS* بدلالة الزمن العادي بالساعات يساوي:

$$t = \frac{170\,000\, C \exp(0.14\, S)}{kh/\mu} \quad \text{(in practical US units)} \quad \text{---------- 13}$$

3- طريقة بورداروت ***Bourdarot - Rule of thumb***

الطريقة تعتمد على رسم بياني لوغاريتمي يوضح العلاقة بين تغير الضغط *(ΔP = Pi - Pwf)* والزمن *(Δt)*. فعند وجود تأثير معامل تخزين جوف البئر *(WBS)* ، يظهر في الرسم البياني نقاط تشكل خطًا مستقيمًا يميل بزاوية 45 درجة، أو أن مقدار الميل يساوي الواحد *(m = 1)* .

و عند رسم خط مستقيم موازي لخط تأثير تخزين البئر، يبعد عنه بدورة ونصف لوغاريتمية ويتقاطع مع البيانات الحقيقية للفحص، فإن هذا التقاطع يمثل زمن انحسار منطقة تأثير تخزين جوف البئر (*WBS*)، و كما هو موضح في الشكل 6-6.



الشكل6-6 : طريقة بوداروت في تحديد وقت انتهاء *WBS*

مثال-1

المعلومات ادناه معطاة لبئر من المقرر اجراء فحص هبوط الضغط له ، وهي:

$k=65\ md$، $h=15\ ft$ $\phi=0.15$، $r_w=0.25\ ft$، $C_{ti}=20\times 10^{-6}\ psi^{-1}$ ، $C_o=10\times 10^{-6}\ psi^{-1}$

s=0 ، *volume of fluid in the wellbore=180 bbl* ، *tubing outside diameter=2 inch* ، *inside casing diameter=7.675 inch* ، *oil density in wellbore=45 lb/ft3* .

- اذا كان البئر ينتج بمعدل ثابت احسب معامل تخزين جوف البئر - *WBS* اللابعدي wellbore storage C_D ؟؟؟

- واحسب المدة الزمنية لتلاشي وانتهاء تاثير معامل تخزين جوف البئر - *WBS* wellbore storage *C* ؟؟؟

الحل:-

- احسب مساحة مقطع الفراغ الحلقي *Aa* وكما يأتي:

$$A_a = \frac{\pi[(ID_C)^2 - (OD_T)^2]}{4(144)}$$

$$= \frac{\pi[(7.675)^2 - (2)^2]}{(4)(144)} = 0.2995\ \text{ft}^2$$

- احسب معامل تخزين جوف البئر - *WBS* wellbore storage بسبب تمدد المائع ويساوي:

$$C_{FE} = V_{wb}c_{wb}$$

$$= (180)(10 \times 10^{-6}) = 0.0018\ \text{bbl/psi}$$

- احسب معامل تخزين جوف البئر - *WBS* wellbore storage بسبب تغير مستوى المائع ويساوي:

$$C_{FL} = \frac{144A_a}{5.615\rho}$$

$$= \frac{144(0.2995)}{(5.615)(45)} = 0.1707 \text{ bbl/psi}$$

- احسب معامل تخزين جوف البئر - *WBS* الكلي ويساوي:

$$C = C_{FE} + C_{FL}$$

$$= 0.0018 + 0.1707 = 0.1725 \text{ bbl/psi}$$

- من الحسابات نلاحظ ان معامل تخزين جوف البئر - *WBS* بسبب تمدد النفط قليل و يهمل للنفط.

- احسب معامل تخزين جوف البئر - *WBS* اللابعدي *CD* wellbore storage ويساوي:

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi h c_t r_w^2} = \frac{0.8936(0.1707)}{0.15(50)(20 \times 10^{-6})(0.25)^2}$$

$$= 16271$$

- احسب الزمن المطلوب و يساوي:

$$t = \frac{(200\,000 + 12\,000s)C\mu}{kh}$$

$$= \frac{(200\,000 + 0)(0.1725)(2)}{(30)(50)} = 46 \text{ hours}$$

اي بعد مدة *46 hrs* من بدء الفحص نتوقع الحصول على بيانات حقيقية مقاسة تعكس خواص المكمن و غير متاثرة بتخزين البئر.

مثال -2

بئر نفطي ينتج من طبقة مكمنية لها المواصفات الاتية :

k=20 md، h=5 ft ø=0.20، r_w=0.32 ft، $C_{ti}=5\times 10^{-6}$ psi^{-1} ، $C_o=5\times 10^{-6}$ psi^{-1} ، μ =2 cp *s=0 ، volume of fluid in the wellbore=180 bbl ، tubing outside diameter=2 inch ، inside casing diameter*=7.675 *inch ، oil density in wellbore=58 lb/ft3*

- احسب طول الوقت الذي عنده ينحسر تاثير تخزين جوف البئر - *WBS* اللابعدي علما بان البئر من دون عازل و مستوى ارتفاع النفط في الفراغ الحلقي بحدود *z=1000 ft* ؟؟؟

الحل:

- نحسب معامل التخزين بتاثير تغير مستوى النفط في الفراغ الحلقي وكما يأتي :

$$A_a = \frac{\pi[(ID_C)^2 - (OD_T)^2]}{4(144)}$$

$$= \frac{\pi[(7.675)^2 - (2)^2]}{(4)(144)} = 0.2995 \text{ ft}^2$$

$$C_{FL} = \frac{144A_a}{5.615\rho}$$

$$= \frac{144(0.2995)}{(5.615)(58)} = 0.132 \text{ bbl/psi}$$

نحسب معامل التخزين بتاثير انضغاطية النفط وكما يأتي :

$$C_{FE} = V_{wb}c_{wb}$$

$C_{FE} = [\pi(7.675^2)(1000)/(144)](5\times 10^{-6})$

$= 0.00642$ ft3/psi $= 0.00642/5.615 = 0.001144$ bbl/psi

بافتراض البئر غازي بدلا من النفط وان انضغاطية الغاز $C_g = 2\times 10^{-4}$ psi^{-1}= ، نحسب معامل التخزين بتاثير انضغاطية الغاز:

$CFE = [\pi(7.675^2)(1000)/(144)](2\times 10^{-4})$

$= 0.257$ ft3/psi $= 0.257/5.615 = 0.0458$ bbl/psi

لاحظ ان تاثير الغاز على معامل التخزين نتيجة الانضغاطية اعلى بكثير مما للنفط لكن برغم ذلك فيظل تاثيره قليل و محدود مقارنة مع تغير منسوب المائع .

نكمل الحل :

$$C = C_{FE} + C_{FL}$$

$C = 0.001144 + 0.132 = 0.133$ bbl/psi

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi h c_t r_w^2} = \frac{0.8936(0.133)}{(0.20)(5)(5\times 10^{-6})(0.32)^2}$$

C_D = **232126.5625**

$$t_D = (60 + 3.5s)C_D$$

$$= (60 + 3.5(0))(232126.6)$$

t_D = 13927596

$$t_D = 0.000264\frac{kt}{\phi\mu C_t r_w^2}$$

$$t = \frac{\phi \mu C_t r_w^2}{0.000264\ k} t_D$$

$$t = \frac{(0.20)(2)(5 \times 10^{-6})(0.32)^2}{0.000264\ (0.20)} (13927596)$$

t = 54022.2 hrs.

مناقشة النتائج :

- من الواضح ان المدة الزمنية المطلوبة لتجاوز منطقة تاثير تخزين جوف البئر - *WBS* مدة طويلة جدا و عليه فلا يمكن اجراء الفحص من دون استعمال معدات غلق في قاع البئر و ليس من على السطح.

- في المسألة تم اهمال تاثير عامل القشرة s=0 ، علما انه في حال ان s = 10 فالوقت سيزداد بنسبة 50% عما عليه.

- ملاحظة ان المدة الزمنية لتجاوز منطقة تاثير تخزين جوف البئر - *WBS* لا تعتمد على المسامية ، الانضغاطية ، نصف قطر البئر و على معدل انتاجية البئر فقط ، بل و تعتمد ايضا على الانتقالية kh/μ فكلما ازدادت كلما قل الوقت المطلوب لتجاوز تاثير تخزين جوف البئر - *WBS* و يمكن اظهار هذا التاثير على الزمن بحسب المعادلة:

$$t = \frac{3385\ (60 + 3.5s) C_D}{kh/\mu} \quad \text{---------- 14}$$

3-6 خطوات تنفيذ فحص هبوط الضغط Pressure Drawdown test

- عند تنفيذ فحص هبوط الضغط، فيتم أولاً غلق البئر لمدة زمنية كافية لاستقرار الضغط المكمني (الشكل 6-7 الأيمن).

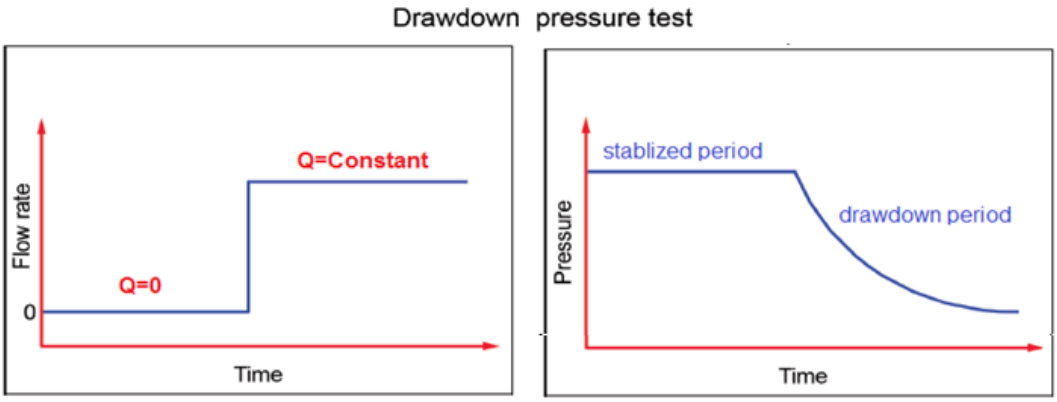
- تثبيت معدات قياس الضغط بالقرب من أعلى منطقة التثقيب.

- فتح البئر للجريان بمعدل ثابت طوال مدة الفحص (الشكل 6-7 الأيسر).

- قياس ضغط الجريان في قاع البئر (P_{wf}) مع الوقت (الشكل 6-7 الأيمن).

- تجميع بيانات الفحص (الضغط مع الوقت بثبوت معدل الجريان) , تُحلل و تُفسر بحسب الغرض من الفحص.

على الرغم من أن فحص هبوط الضغط يُعد من الفحوصات البسيطة والمهمة، إلا أن من عيوبه صعوبة تثبيت واستقرار معدل جريان البئر . مدة الفحص قد تتراوح من عدة ساعات إلى عدة أيام، اعتمادًا على الغرض من الفحص وخصائص المكمن.عادةً ما يتضمن غرض الفحص حساب معدل النفاذية والمسامية ضمن منطقة تصريف البئر، حجم منطقة التصريف، معدل الضغط المكمني، عامل القشرة، شكل المكمن ، معامل تخزين جوف البئر، وحجم المستودع المائي القريب.



الشكل 6-7 : سلوك الانتاج و الضغط مع الوقت في فحص هبوط الضغط

أوجد ميلر-دايز-هوتشينسون Miller-Dyes-Huchinson- MDH رسم بياني نصف لوغاريتمي (الشكل6-8) , يوضح فيه تفصيلا سلوك ضغط الجرياني للبئر مع الوقت خلال فحص هبوط الضغط *pressure drawdown testing* و الجريان من النوع الشعاعي اللامتناهي الامتداد infinite-acting radial flow و في ظروف بئرية مختلفة . الاحداثي السيني يمثل الوقت بمقياس لوغاريتمي و الاحداثي الصادي يمثل ضغط الجريان بمقياس عادي. نلخص ادناه تفاصيل منحني فحص هبوط الضغط بحسب ما جاء في الشكل6-8 :

*** الحالة المثالية- المنحني الازرق:**

الحالة المثالية *Ideal response* لسلوك ضغط الجريان للبئر مع الوقت لفحص هبوط الضغط تعني عدم وجود تاثير عاملي القشرة *skin* و تخزين جوف البئر - *WBS* ، فتكون العلاقة ما بين الضغط و الوقت P_{wf} *vs* t علاقة خطية و الخط المستقيم الازرق يمثل منطقة تاثير الجريان الشعاعي للمكمن اللامتناهي الامتداد و من ميل الخط المستقيم نحصل على قيمة نفاذية الطبقة المكمنية *k*.

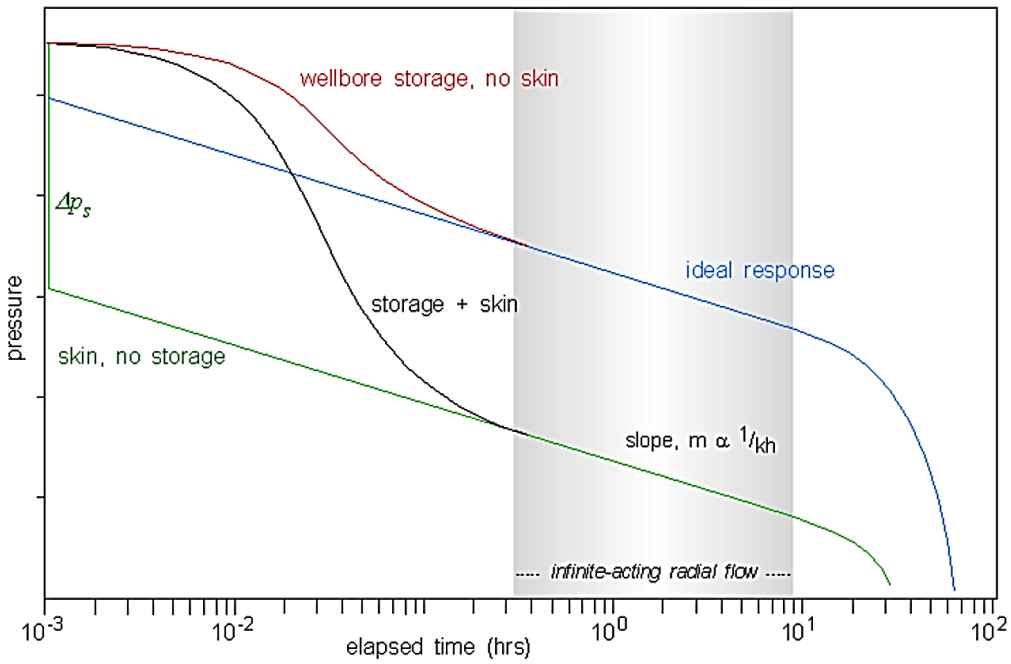
*** تاثير تخزين جوف البئر- المنحنى الاحمر**

يمثل حالة تاثير تخزين جوف البئر - *WBS wellbore sorage* على سلوك الضغط الجرياني للبئر من دون عامل القشرة*skin* المنحني الاحمر. ففي بداية فتح البئر للانتاج يتاثر السلوك الانتاجي للبئر بتمدد المائع المتواجد في جوف البئر دون مساهمة الطبقة المكمنية ، لذلك سيبقى الضغط ثابت لمدة قصيرة كما لو كان البئر مغلقا . عندما يبدأ المائع بالحركة من الطبقة المكمنية الى باطن البئر فان تاثير تخزين جوف البئر - *WBS* سيتلاشى بمرور الوقت و يستجيب ضغط الجريان هبوطا و بشكل واضح. عندها يتطابق المنحني الاحمر مع الحالة المثالية الخط الازرق، اي الدخول الى منطقة طور الجريان اللامستقر *USS* للمكمن اللامتناهي الامتداد *infinite extended*. هنا يجب ان نلاحظ ان *WBS* قد حجب جزءا من منطقة الجريان غير المستقر *USS*.

*** تاثير عامل القشرة *skin* من دون تاثير تخزين جوف البئر *WBS* -المنحنى الاخضر:**

الخط الاخضر يمثل التاثير اعلاه و يكون موازي للحالة المثالية- للخط الازرق و بازاحة معينة ، الازاحة هذه تمثل فرق الضغط من جراء عامل القشرة Δp_s. ان ميل الخط المستقيم هنا لا

يختلف عن الميل في الحالة المثالية ومنه يمكن ان نجد قيمة النفاذية k و حساب مقدار التضرر الحاصل بالبئر من جراء عامل القشرة s. Δp_s



الشكل 6-8 : رسم بياني نصف لوغاريتمي يوضح سلوك الضغط الجرياني للبئر مع الوقت عبر فحص هبوط الضغط *Pressure drawdown test*

*** الحالة الحقيقية- وجود تاثير عامل القشرة *skin* مع تاثير تخزين جوف البئر *WBS* - المنحنى الاسود:**

وتمثل حالة الفحص الواقعية ،إذ تجمع بين الحالتين الثانية والثالثة اي تتضمن وجود تاثير عامل القشرة و عامل تخزين جوف البئر - *WBS*. ففي البداية فان سلوك الضغط يظهر متاثرا بعامل تخزين جوف البئر - *WBS* فينطبق مع المنحني الاحمر ثم يتلاشي تاثيره فيغير المنحني اتجاهه الى المنحني الاخضر ليُظهر تاثير عامل القشرة و بعدها ياخذ شكل خط المستقيم حيث الدخول الى منطقة طور الجريان اللامستقر *USS* .

*** تاثير حدود المكمن :**

عندما يستمر فحص انحدار الضغط لمدة اطول و البئر ينتج بمعدل جريان ثابت عندها تصل موجة الضغط الى حدود المكمن - نهاية المنحني الازرق و الاخضر و الذي يمثل الجزء الاخير من مدة الفحص و عندها وفي معظم الحالات يحدث هبوط سريع و مفاجيء في هبوط الضغط (تحدب المنحني) و يدخل الجريان في مرحلة طور الجريان شبه المستقر *Pseudo steady statePSS* . احيانا يحدث العكس ففي المكامن ذات المستودع المائي القوي *active aquifer* او في حالة وجود القبة الغازية *gas cap* فان منحني الضغط يتجه نحو الاستقرار او الثبوت بسبب دعم المستودع المائي للضغط المكمني ويصبح الجريان في منطقة طور الجريان المستقر

Steady state-SS ، لكن في كل الاحوال وما هو مؤكد فان الاستقرارية هذه لا يمكن ان تدوم الى الابد.
اخيرا فان حدود الجسم الاسطواني الرصاصي في الشكل6-8 يمثل حدود منطقة الجريان الشعاعي لمكمن لا متناهي الامتداد (طور الجريان اللامستقر) غير متاثرا بعاملي تخزين جوف البئر - *WBS* و القشرة s و غير متاثر بحدود المكمن . يستفاد منه في حساب النفاذية و عامل القشرة لكن هذا الجسم ممكن ان يزحف يمينا او يسارا بحسب مقدار معامل التخزين .
لاحظ ان بيانات الفحص الانتاجي احيانا لا تشكل خطا مستقيما بعد تجاوز منطقة تخزين البئر فيعني ان المكمن من النوع المعقد heterogeneous او ان حدود المكمن قريبة *bounded* بشكل غير اعتيادي او ان مدة الفحص قصيرة او ان بيانات الفحص متاثرة بانتاجية الابار المجاورة.

4-6 تفسير فحوصات هبوط الضغط -الطريقة التقليدية

تعد طريقة الخط المستقيم واحدة من الطرائق التقليدية و الشائعة لتفسير معظم فحوصات الآبار. في هذه الطريقة، يتم رسم الضغط كدالة للزمن P = f(t) ، إذ تأخذ هذه الدالة صيغًا رياضية مختلفة كما في الجدول أدناه. جميع العلاقات المذكورة تشكل خطوطًا مستقيمة و كل علاقة للضغط مع الوقت تعكس سلوك جريان الموائع من المكمن باتجاه البئر. على سبيل المثال، عند رسم الضغط مقابل الجذر التربيعي للزمن t^0.5 ، نحصل على علاقة خط مستقيم يمثل الجريان الخطي(linear flow) والذي يحدث عادة في المكامن المتشققة (fractures) . أما إذا رسمنا علاقة الضغط مع الوقت على رسم بياني نصف لوغاريتمي، فسنحصل على علاقة خط مستقيم تشير إلى أن الجريان شعاعي (radial flow) .

$$f(t) = \begin{cases} \log t \ - \text{Radial flow} \\ \log \dfrac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \ - \text{Radial flow (Horner plot)} \\ t \ - \text{Pseudosteady state} \\ t^{0.135} - \text{Ellipsoidal flow} \\ t^{0.25} - \text{Bilinear flow} \\ t^{0.36} - \text{Birradial flow} \\ t^{0.5} - \text{Linear flow} \\ 1/t^{0.5} - \text{Spherical/Hemispherical flow} \\ (t_p + \Delta t)^{\xi} - \Delta t^{\xi};\ \xi = 0.135 - \textit{Ellipsoidal},\ 0.25,\ 0.36,\ 0.5 \\ 1/\sqrt{t_p} + 1/\sqrt{\Delta t} - 1/\sqrt{t_p + \Delta t} - \text{Spherical/Hemispherical flow} \\ 1/\sqrt{\Delta t} - 1/\sqrt{t_p + \Delta t} - \text{Spherical/Hemispherical flow} \end{cases}$$

سنتناول في هذه الفقرة طريقة الخط المستقيم النصف اللوغاريتمية و هي الطريقة التقليدية والسريعة و أساسية في فحص هبوط الضغط للآبار، كما و سنأتي على الطرائق الأخرى في الفصول اللاحقة .

بحسب منحنى الفحص الحقيقي لهبوط الضغط P_{wf} مقابل الزمن t (كما في الشكل 6-9) إلى ثلاث مناطق اعتمادًا على مدد الفحص وأطوار الجريان.

- المنطقة الاولى-المنطقة المبكرة *Early Time Region-ETR* :

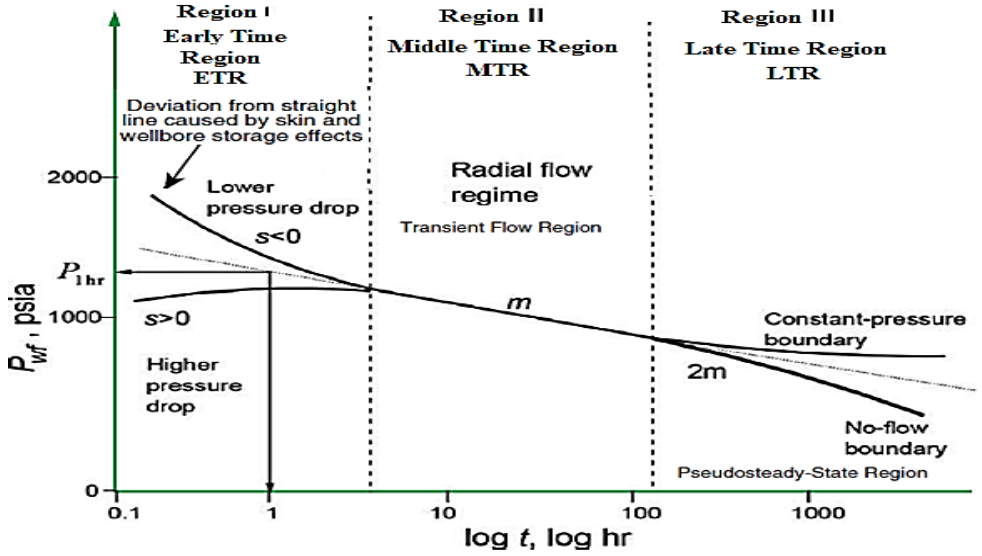
تمثل منطقة بداية الفحص وتعكس منطقة سلوك الضغط المتأثر بعاملي القشرة s وتخزين البئر C_D . اذا رسمت بيانات الضغط و الوقت على ورق لوغاريتمي log-log تعطي علاقة خط مستقيم يميل بزاوية بحدود 45^o و تعطي شكل منحني اذا رسمت على ورق نصف لوغاريتمي ،المنحني يكون تقعره نحو الاعلى في حال ان عامل القشرة سالب و تقعره نحو الاسفل في حال ان عامل القشرة موجب.

- المنطقة الثانية-المنطقة الوسطي *Middle TimeRegion -MTR* :

تمثل منطقة طور الجريان اللامستقر USS Unsteady state or Transient flow ،و هي المنطقة المهمة في الفحص و عندها تُحسب خواص المكمن و اذا رسمت بياناتها على ورق نصف لوغاريتمي Semi-log تعطي علاقة خط مستقيم.

- المنطقة الثالثة-المنطقة المتاخرة *Late Time Region-LTR* :

تمثل منطقة طور الجريان شبه المستقر او المستقر Steady state or Semi-steady state flow وهذه المنطقة تكون متاثرة بحدود المكمن . اذا رسمت بياناتها على ورق عادي Cartesian تعطي علاقة خط مستقيم . واذا رسمت بياناتها على ورق نصف لوغاريتمي و المكمن من النوع محدود و مغلق سنحصل على منحني تقعره نحو الاسفل.و يكون تقعره نحو الاعلى ثم لا يلبث ان يستقر في حال و جود دعم للضغط المكمني من جراء حقن الماء او وجود مستودع مائي فعال إذ طور الجريان من النوع المستقر Steady state flow .



الشكل 6-9 : تقسيم مدة الفحص الى ثلاث مناطق

الان يمكن ان نُفصل بموضوع تفسير هبوط الضغط pressure drawdown testing للمناطق الثلاثة باستعمال علاقات الخط المستقيم وكما يأتي :-

1- تفسير هبوط الضغط للمنطقة الوسطى - الخط نصف لوغاريتمي Semi-log straight line

المنطقة الوسطية من الرسم في الشكل6-9 و المتمثلة بالخط المستقيم نصف لوغاريتمي لبيانات الفحص تعبر عن سلوك ضغط الجريان P_{wf} المقاس مع الوقت t لبئر ينتج بمعدل ثابت في مكمن لامتناهي والجريان من النوع غير المستقر Unsteady state flow لمائع واحد *single phase flow* غير قابل للانضغاط .المعادلة ادناه تمثل طبيعة السلوك الجرياني للبئر مع الوقت للمنطقة الوسطى :

$$p_i - p_{wf} = \frac{162.6\, Q_o\, B_o\, \mu}{kh}\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu\, c_t\, r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] \quad \text{---------- 15}$$

ويمكن كتابتها بالصيغة الاتية :

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6\, Q_o\, B_o\, \mu}{kh} \times \left[\log(t) + \log\left(\frac{k}{\phi \mu\, c_t\, r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] \quad \text{---------- 16}$$

المعادلة رقم-16 اعلاه تمثل علاقة خط مستقيم و يمكن التعبير عنها بالصيغة المختصرة الاتية :

$$p_{wf} = a + m\log(t)$$

إذ سنحصل على علاقة خط مستقيم عند رسم علاقة P_{wf} *vs* t على ورق نصف لوغاريتمي ، الاحداثي السيني اللوغاريتمي يمثل الوقت (t) و الاحداثي الصادي العادي يمثل ضغط الجريان المقاس في قاع البئر P_{wf} و الخط المستقيم يمثل المنطقة الوسطية من الرسم في الشكل 6-9 . لاحظ ان منطقتي الفحص المبكرة *ETR* و المتاخرة *LTR* في الشكل6-9 تاخذ شكل منحني.

- ان ميل الخط المستقيم m يساوي :

$$m = \frac{-162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \quad \text{---------- 17}$$

نحتاج الى نقطتين من على الخط المستقيم لحساب ميله و للسهولة ناخذ النقطة الاولى عند الوقت ساعة واحدة $t=1\ hr$ و نجد قيمة ضغط الجريان في ذلك الوقت من على الخط المستقيم او على امتداده ليمثل $P1hr$ والثانية اي نقطة على الخط المستقيم مع احداثياتها الشكل6-9 .

و نحسب الميل بسهولة من المعادلة الاتية :

$$m = \frac{p_{wf} - p_{1\ hr}}{\log(t) - \log(1)} = \frac{p_{wf} - p_{1\ hr}}{\log(t) - 0} \quad \text{---------- 18}$$

يستفاد من ميل الخط المستقيم في:

- حساب النفاذية - *k permeability*

- حساب قابلية او سعة للمكمن - kh= *mobility or the capacity*

- حساب الانتقالية - kh/μ = *transmissivity*

إذ ان النفاذية تساوي:

$$k = \frac{-162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh} \quad \text{---------- 19}$$

ان تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي نحدده من على الرسم عندما $t=1\ hr$

- رياضيا ان تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي يساوي a ويُحسب :

$$a = p_i - \frac{162.6\, Q_o\, B_o\, \mu}{kh} \times \left[\log\left(\frac{k}{\phi \mu\, c_t\, r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right] \quad \text{---------- 20}$$

نحدد قيمة الضغط عند ساعة واحدة P_{1hr} و عند $t=1hr.$ فتصبح المعادلة رقم-20 :

$$p_{1\ hr} = p_i - \frac{162.6\, Q_o\, B_o\, \mu}{kh} \times \left[\log\left(\frac{k}{\phi \mu\, c_t\, r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right] \quad \text{---------- 21}$$

يُستفاد من P_{1hr} و بوجود الميل m في حساب عامل القشرة s و كما يأتي:

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1\ hr}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \text{---------- 22}$$

و بالترتيب

$$s = 1.151 \left[\frac{p_i - p_{1\ hr}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \text{---------- 23}$$

لاحظ استخدمنا تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي عندما $t=1\ hr$ إذ ان $log\ 1 = 0$ و لحساب s ، نجد $P1hr$ من الرسم بشرط ان تقع على الخط المستقيم او امتداد الخط المستقيم لتلافي تاثير منطقة تخزين البئر *wellbore storage* وان لم تقع على الخط المستقيم سيتسبب ذلك بخطا في حساب عامل القشرة .

- نحسب مقدار هبوط الضغط الذي يتسبب فيه عامل القشرة سلبا او ايجابا و كالتالي:

$$\Delta P_s = 141.2 \left[\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right] s \quad \text{---------- 24}$$

او بدلالة الميل كما يأتي:

$$\Delta P_s = |0.87(m)|s, \begin{cases} \text{if } s>0 \rightarrow \Delta P_s>0 \\ \text{if } s<0 \rightarrow \Delta P_s<0 \end{cases}$$

ممكن التعويض عن عامل القشرة بما يساويها حسب المعادلة رقم-51 الفصل الخامس و اعادة كتابة معادلة فرق الضغط بسبب عامل القشرة بالصيغة الاتية :

$$\Delta P_s = -0.87(m)\left\{\frac{k}{k_s} - 1\right\} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{---------- 25}$$

- إذ بالامكان الاستفادة من المعادلة 25 اعلاه بتحديد امتداد المنطقة المتاثرة بعامل القشرة r_s او في حساب نفاذيتها k_s عند توفر المعلومات ذات العلاقة .

لماذا المنطقة الوسطية *MTR* هي المعنية لحساب خواص المكمن (النفاذية) عبر فحص هبوط الضغط والتي تعطي نتائج صحيحة ؟؟؟

وذلك لان قراءات المنطقة المتقدمة *ETR* تكون متاثرة بعامل تخزين البئر وتتاثر بالنفاذية المتحولة بالقرب من فتحة البئر كما و ان سلوك الضغط في منطقة المتأخرة *LTR* يتاثر بحدود المكمن او بالتداخل *interference* مع ابار منتجة مجاورة او بتعقيد خواص المكمن *heterogeneous reservoir*. في حين ان سلوك المنطقة *MTR* تعكس تاثرها بخواص المكمن حصرا.

باستعمال المعادلات اللابعدية في وصف فحص هبوط الضغط للجريان غير المستقر فان علاقة الضغط مع الزمن اللابعدي ايضا علاقة خطية تكون كما يأتي:

If $r_{eD}^2 \gg 1$, then:

$$p_D = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln(r_{eD}) - 0.75 \quad \text{---------- 26}$$

If $t_D/r_{eD}^2 > 25$, then:

$$p_D = \frac{1}{2}\left[\ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907\right] \quad \text{---------- 27}$$

<u>مثال 3</u>

احسب نفاذية الطبقة المكمنية و عامل القشرة من بيانات هبوط الضغط في الشكل6-10 ادناه على فرض ان تاثير تخزين البئر صغير ويهمل ، والمعلومات المتوفرة الاخرى أُدرجت ادناه :

$h = 130\,ft$	$\phi = 20\,percent$	$c_t = 8.74 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$
$r_w = 0.25\,ft$	$p_i = 1,154\,psi$	$\mu_o = 3.93\,cp$
$Q_o = 348\,STB/D$	$B_o = 1.14\,bbl/STB$	

<u>الحل</u>:

- من رسم بيانات الفحص (الضغط – الوقت) على رسم بياني نصف لوغاريتمي الشكل 6-10 نجد ميل الخط المستقيم الذي يمثل منطقة الجريان الوسطى غير المستقرة ويساوي

m=-22 psi/cycle و كذلك نجد $P1hr$=954 psi.

- نحسب النفاذية حسب المعادلة :

$$k = \frac{-162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh}$$

$$k = \frac{-(162.6)(348)(1.14)(3.93)}{(-22)(130)} = 89 \text{ md}$$

- نحسب عامل القشرة حسب المعادلة ادناه :

$$s = 1.151\left(\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23\right)$$

او ممكن استعمال مطلق الميل $|m|$

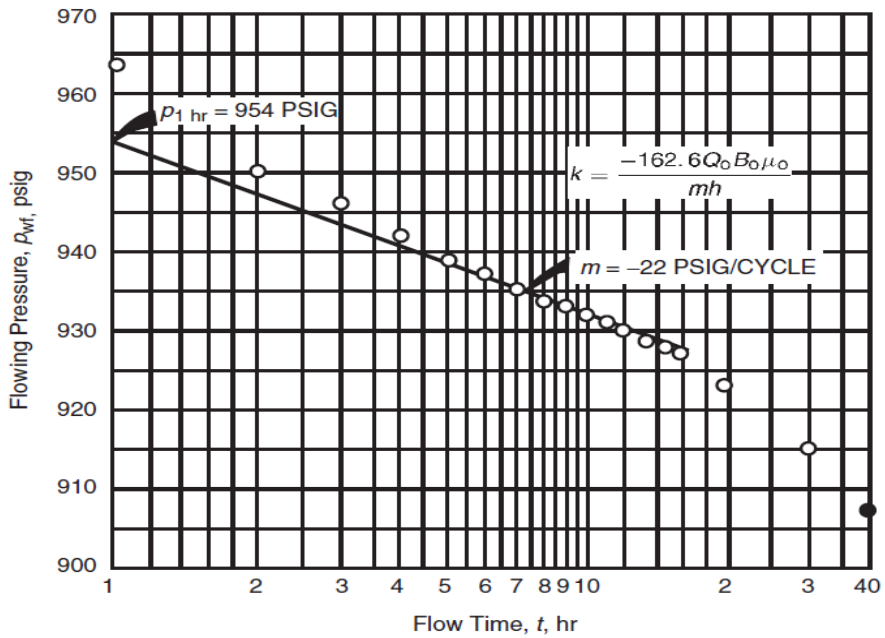
$$s = 1.151\left[\frac{p_i - p_{1\,hr}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$s = 1.151\left\{\left(\frac{1,154 - 954}{22}\right) - \log\left[\frac{89}{(0.2)(3.93)(8.74\times10^{-6})(0.25)^2}\right] + 3.2275\right\}$$

$$s = 4.6$$

- نحسب هبوط الضغط بسبب تاثير عامل القشرة

$$\Delta p_{skin} = 0.87\,|m|\,s = 0.87(22)(4.6) = 88 \text{ psi}$$



الشكل 6-10 : رسم نصف لوغاريتمي لتحديد ميل خط المنطقة الوسطى *MTR*

2- تفسير هبوط الضغط للمنطقة المبكرة من الفحص Early time - الخط اللوغاريتمي - *Log-Log straight line*

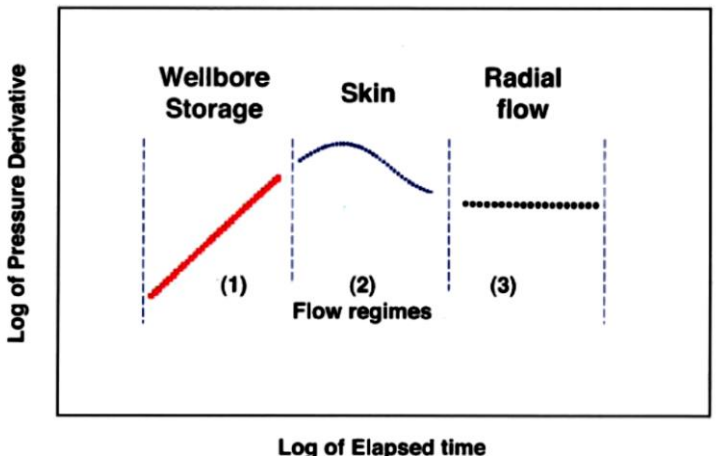
الرسم اللوغاريتمي log-log يستخدم في تفسير منطقة بداية فحص هبوط الضغط Early time region وهي المنطقة المتأثرة بعاملي القشرة s وتخزين البئر C و ذلك عبر رسم علاقة الضغط مع الزمن على رسم بياني لوغاريتمي *log-log* و بوجود تاثير تخزين البئر فان البيانات ستعطي خطا مستقيما بميل الواحد الشكل 6-11.

اوجدوا كلا من Horne (1990) and Earlougher (1977) العلاقات ادناه في وصف سلوك الضغط مع الوقت عبر مدة تاثير wellbore storage باستعمال المعاملات اللابعدية ، الضغط اللابعدي P_D، الزمن اللابعدي t_D ومعامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D وكما يأتي:

$$p_D = t_D/C_D \quad \text{---------- 28}$$

عند اخذ اللوغاريتم لكلا طرفي المعادلة رقم- 28 فتصبح :

$$\log(p_D) = \log(t_D) - \log(C_D) \quad \text{---------- 29}$$



الشكل 6-11 : المنطقة المبكرة من الفحص (اللون الاحمر) خط ميل الواحد

إذ ان :

p_D = dimensionless pressure during wellbore storage domination time
t_D = dimensionless time

معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D يُحسب في المعادلة ادناه:

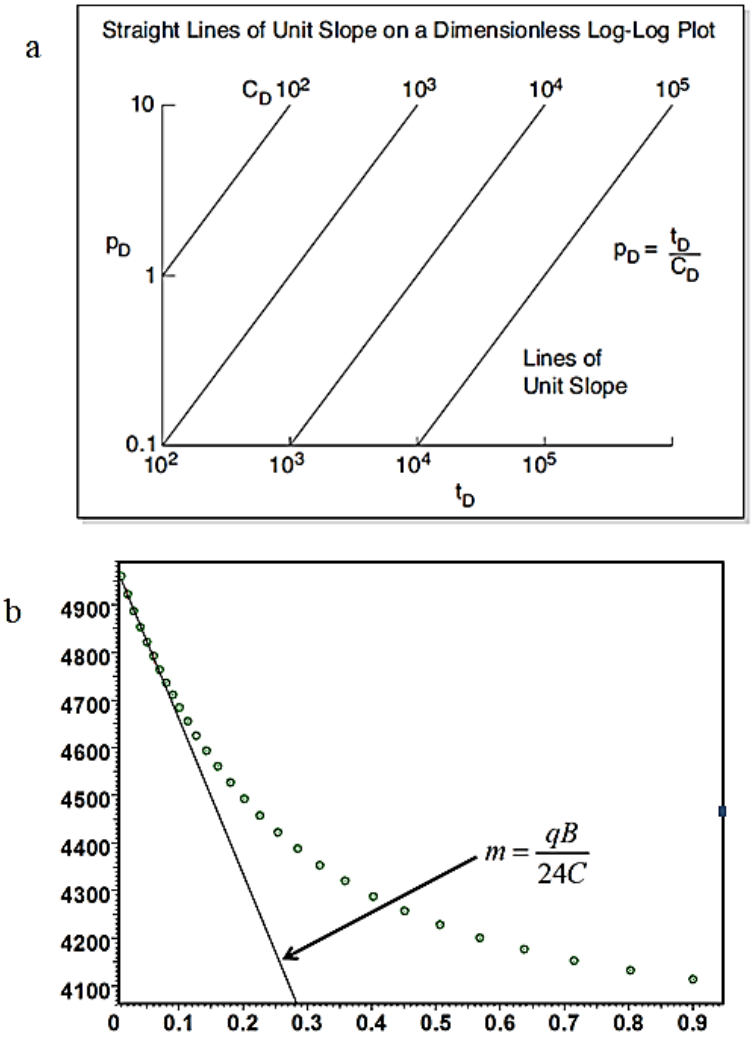
$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi h c_t r_w^2} \quad \text{---------- 30}$$

و الضغط اللابعدي P_D و الزمن اللابعدي t_D على التوالي يساويان :

$$p_D = \frac{p_i - p(r,t)}{\left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)} \quad \text{----------} 31$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad \text{----------} 32$$

حسب المعادلة رقم-29 و عبر مدة تاثير تخزين جوف البئر - wellbore storage *WBS* فان رسم علاقة P_D *vs* t_D على ورق لوغاريتمي *log-log* سنحصل على علاقة خط مستقيم يميل بزاوية 45^o و الميل يساوي واحد *m=1* كما في الشكل6-12-*a* الذي يوضح ان الخطوط متوازية اي لها نفس الميل و يساوي الواحد لكن تختلف عن بعضها البعض بقيمة الـ C_D إذ تزداد قيمها باتجاه اليمين.



الشكل 12-6 : a- خطوط تخزين جوف البئر المستقيمة المتوازية بميل الواحد في الرسم اللوغاريتمي اللابعدي *log-log plot* **b-** الخط المستقيم لتخزين جوف البئر في الرسم العادي *cartesian plot*

ممكن استعمال الشكل6-12-*b* في تعريف معامل تخزين جوف البئر العادي C كما يأتي :

$$\Delta p = m\,t \quad \text{---------- 33 a}$$

الميل m يساوي:

$$m = \frac{QBt}{24\,C} \quad \text{---------- 33 b}$$

معامل تخزين جوف البئر العادي C يساوي:

$$C = \frac{QBt}{24\Delta p} \quad \text{---------- 33 c}$$

و بالترتيب و اخذ اللوغاريتم لكلا الطرفين فتصبح المعادلة :

$$\log(\Delta p) = \log(t) - \log\left(\frac{24C}{QB}\right) \quad \text{----------34}$$

و بنفس الطريقة اعلاه و برسم علاقة *(ΔP=Pi-Pwf) vs t* على ورق لوغاريتمي سنحصل ايضا على علاقة خط مستقيم الميل له واحد وتقاطعه مع المحور الصادي عند قيمة *t=1* يكافىء:

$$\text{intercept} = \log\left(\frac{24C}{QB}\right) \quad \text{---------- 35}$$

من التقاطع نجد قيمة معامل تخزين جوف البئر العادي C.

ان لهذا الميل (ميل الواحد) اهمية عند اجراء تفسير فحوصات الابار و تكمن اهميته في امكانية تمييز منطقة تخزين جوف البئر - *WBS* wellbore storage عن منطقة الجريان غير المستقر(منطقة الجريان الشعاعي) وذلك من بعد انحسار وانحراف ميل الخط المستقيم عن الواحد و دخوله المنطقة الانتقالية بين منطقتي تخزين جوف البئر - *WBS* و منطقة الجريان غير المستقر *USS* التي تستمر لاكثر من دورة و نصف لوغاريتمي ة *1.5 log cycle* ثم الدخول الى منطقة الجريان غير المستقر *USS* .

عمليا يستفاد من الرسم البياني اللوغاريتمي في تحديد ما يأتي:

- تحديد قيمة معامل تخزين جوف البئر - *C* وذلك باختيار اي نقطة لا على التعيين تقع على المستقيم المائل باحداثياتها *ΔP vs t* عندها المعامل *C* يساوي:

$$C = \frac{QBt}{24\Delta p}$$

t = time, hours
Δp = pressure difference $(p_i - p_{wf})$, psi
q = flow rate, bbl/day
Q = flow rate, STB/day
B = formation volume factor, bbl/STB

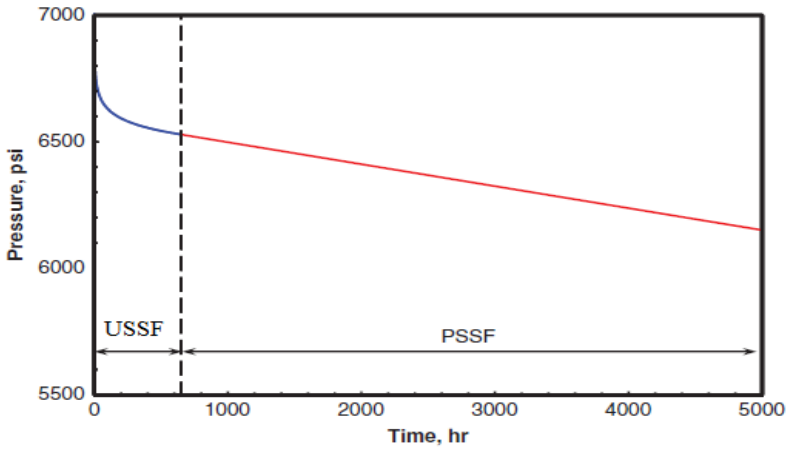
- تحديد **الوقت الاولي** الذي عنده تكون نهاية او تلاشي تاثير معامل تخزين جوف البئر

wellbore storage effect والذي يمثل ايضا وقت بداية الدخول الى منطقة الجريان غير المستقر *USS* (الخط نصف لوغاريتمي) او يُحسب رياضيا من طرائق سبق ذكرها و من اهمها طريقة رامي Ramey's criteration المعدلة رقم- 9 :

$$t_{SSL} = \frac{(200000 + 12000s)\mu C}{kh}$$

3- تفسير هبوط الضغط في المنطقة المتاخرة من الفحص - فحص حدود المكمن Reservoir limit Late time

فبعدما يستمر الجريان لمدة طويلة من الفحص بحيث تصل اشارة الضغط الى حدود المكمن او الى منطقة الجريان شبه المستقر *Semi-steady state flow* فعندها نكون ضمن المنطقة المتاخرة *late time region* من فحص هبوط الضغط الشكل 6-13 . و برسم النتائج على احداثيات عادية *cartesian* ستظهر الثلاث مناطق انفة الذكر وهي: منطقتي تاثير معامل تخزين جوف البئر(خط مستقيم) و منطقة الجريان الشعاعي غير المستقر *USS* ستظهرعلى شكل منحني بينما منطقة الجريان الشبه المستقر تظهرعلى شكل خط مستقيم و كما موضح في الشكل 6-14 .



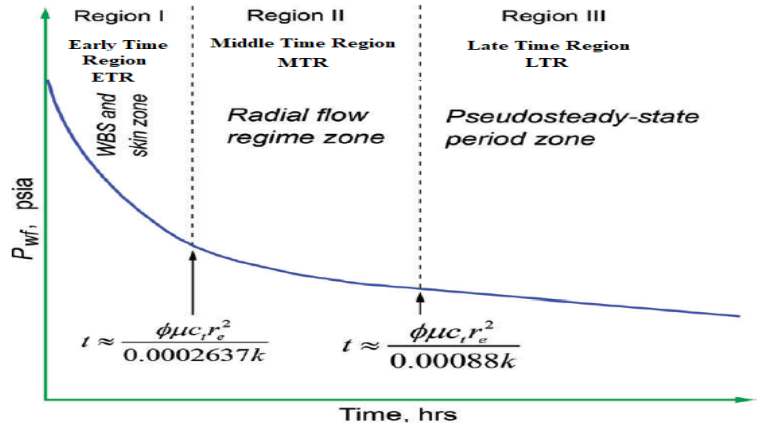
الشكل 6-13 : طور الجريان *PSS* يُظهر علاقة خط مستقيم على احداثيات عادية

يتاثر سلوك الضغط في هذه المرحلة بحدود المكمن ولهذا يسمى الفحص المطول احيانا بفحص حدود المكمن *Reservoir limit test* إذ نتمكن من تحليل بيانات الفحص في حساب مساحة منطقة تصريف البئر او الحجم المسامي لمنطقة تصريف البئر.

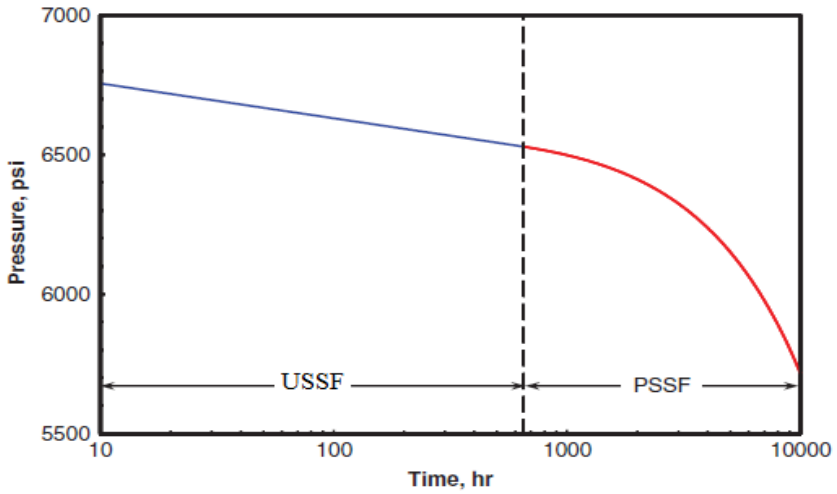
في حين ان رسم النتائج على ورق نصف لوغاريتمي ستظهر منطقة الجريان غير المستقر *USS* على شكل خط مستقيم و تظهر منطقة الجريان الشبه المستقر على شكل منحني الشكل 6-15 .

ادناه معادلة المعاملات اللابعدية تصف سلوك الضغط مع الوقت عبر فحص انحدار الضغط في مرحلة الجريان شبه المستقر *Semi-steady state flow*للمائع قليل الانضغاط وكما يأتي:

$$p_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{2.3458A}{C_A r_w^2}\right) + s \quad \text{---------- 36}$$



الشكل 6-14 : اطوار الجريان و مدد الفحص تُظهر المنطقة *LTR* علاقة خط مستقيم



الشكل 6-15 : طور الجريان *PSS* يُظهر علاقة منحني على احداثيات نصف لوغاريتمية

عند رسم علاقة الضغط اللابعدي p_D مع الزمن اللابعدي t_{DA} في فحص انحدار الضغط عند مرحلة الجريان شبه المستقر *Semi-steady state flow* و على ورق عادي *cartesian* سنحصل على علاقة خط مستقيم بميل ثابت يساوي $m=2\Pi$.

بالتعويض عن الزمن اللابعدي t_{DA} في المعادلة رقم-36 بما يساويها :

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t A} = t_A\left(\frac{r_w^2}{A}\right) \quad \text{---------- 37}$$

و ترتيبها بدلالة المعاملات البعدية العادية تصبح كالتالي:

$$P_{wf} = -\left[\frac{0.23395qB}{\phi c_t Ah}\right]t + P_i - \frac{70.6q\mu B}{kh}\left[\ln\frac{A}{r_w^2} + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) + 2s\right] \quad \text{---------- 38}$$

ممكن كتابة المعادلة بصيغة اللوغاريتم للاساس *10* و كما يأتي:

$$p_{wf} = -\left(\frac{0.23396QB}{Ah\phi c_t}\right)t + p_i - \frac{162.6QB\mu}{kh}\left[\log\left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2}\right) + 0.87s\right] \quad \text{---------- 39}$$

و ممكن اختصارها بالصيغة الاتية :

$$p_{wf} = a + m^* t \quad \text{---------- 40}$$

- لاحظ عند رسم *Pwf vs t* على احداثيات عادية *cartesian plot* سنحصل على معادلة خط مستقيم الميل له يساوي :

$$m^* = -\left(\frac{0.23396QB}{c_t(Ah\phi)}\right) \quad \text{---------- 41}$$

- و التقاطع مع الاحداثي الصادي يساوي a يساوي :

$$a = p_i - \frac{162.6QB\mu}{kh}\left[\log\left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2}\right) + 0.87s\right] \quad \text{---------- 42}$$

- لاحظ ان المعادلة رقم-39 تستخدم فقط لمكمن مغلق *closed or volumetric reservoir* وغير مفيدة للمكامن التي تنتج بطاقة دفع الماء او تمدد غاز القبة.

- يستفاد من الفحص المطول هذا في حساب الحجم المسامي لمنطقة التصريف *Vp* وكما يأتي:

$$Vp = Ah\phi \quad \text{---------- 43}$$

من الميل و بالترتيب نجد الحجم المسامي V_p:

$$m^* = -\left(\frac{0.23396QB}{c_t(Ah\phi)}\right) = -\left(\frac{0.23396QB}{c_t\ Vp}\right) \quad \text{---------- 44}$$

$$Vp = -\left(\frac{0.23396QB}{c_t\ m^*}\right) \quad \text{---------- 45}$$

و من الحجم المسامي يمكن تحديد مساحة او نصف قطر منطقة تصريف البئر وكما يأتي:

$$A\ (\text{ft}^2) = \pi r^2 = \sqrt{\frac{V_p\ (\text{ft}^3)}{\phi h}} \quad \text{or} \quad A\ (\text{acres}) = \sqrt{\frac{V_p\ (\text{ft}^3)}{\phi h}}\frac{1}{43{,}560\ (\text{ft}^2/\text{acre})}$$

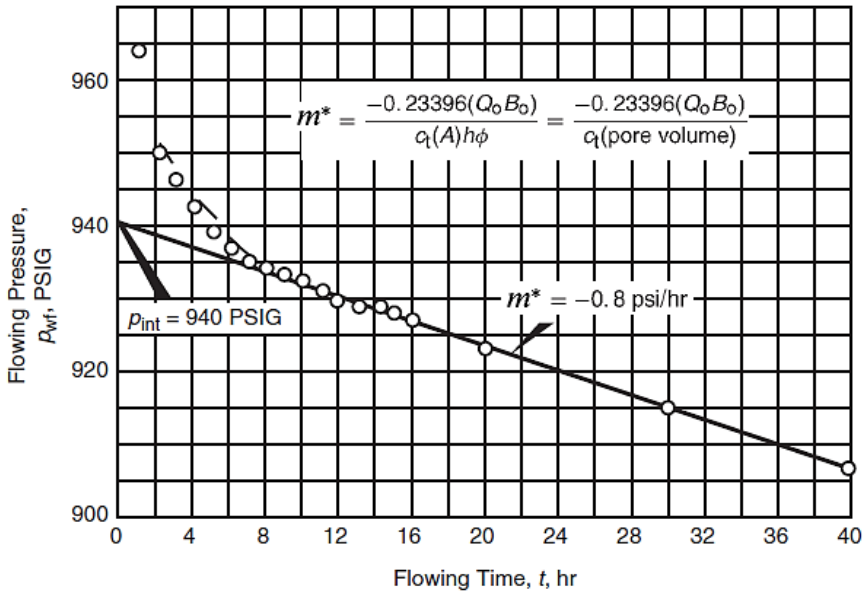
$$r_e = \sqrt{\frac{A\ (\text{acres}) \times 43{,}560}{\pi}}$$

- ايضا من الفحص يمكن حساب معامل ديتز او معامل الشكل الهندسي C_A لمنطقة تصريف البئر وفي تحديد موقع البئر نسبة" الى منطقة التصريف وكما يأتي:

$$C_A = 5.456\frac{m}{m^*}\,exp\left(2.303\left(\frac{P_{1hr}-P_{INT}}{m}\right)\right) \quad \text{---------- 46}$$

او من المعادلة:

$$C_A = 5.456\frac{m}{m^*}\,10^{\left(\frac{P_{1hr}-P_{INT}}{m}\right)} \quad \text{---------- 47}$$



الشكل 6-16 : بيانات فحص هبوط الضغط للمثال 4

مثال 4

نُعيد حل المثال رقم-3 بادخال مطلب حسابات منطقة الجريان شبه المستقر ؟؟

- نرسم البيانات على رسم بياني عادي و كما في الشكل 6-16 نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص.
- و منه نجد الميل m^* و التقاطع مع الاحداثي الصادي $Pint$ و كما يأتي:

$$m^* = -0.8 \text{ psi/hr}$$
$$p_{int} = 940 \text{ psi}$$

و بوجود القيم

$$m = -22 \text{ psi/cycle}$$
$$p_{1\,hr} = 954 \text{ psi}$$

نجد معامل الشكل لمنطقة تصريف البئر و يساوي:

$$C_A = 5.456\left(\frac{m}{m^*}\right)\exp\left[\frac{2.303(p_{1\,\text{hr}} - p_{\text{int}})}{m}\right]$$
$$= 5.456\left(\frac{-22}{-0.8}\right)\exp\left[\frac{2.303(954-940)}{-22}\right]$$
$$= 34.6$$

بالمقارنة الرقم اعلاه مع ارقام الجدول4-1 نلاحظ يكون البئر في منطقة تصريف اقرب الى دائري ، مربع او شكل سداسي .

From Table 1.4, $C_A = 34.6$ corresponds to a well in the center of a circle, square, or hexagon:
For a circle: $C_A = 31.62$
For a square: $C_A = 30.88$
For a hexagon: $C_A = 31.60$

نستخدم تعريف الميل لايجاد حجم منطقة التصريف:

$$m^* = \frac{-0.23396(Q_o B_o)}{c_t(A)h\phi} = \frac{-0.23396(Q_o B_o)}{c_t(\text{pore volume})}$$

$$\text{Pore volume} = \frac{-0.23396q}{c_t\, m^*} = \frac{-0.23396(348)(1.4)}{(8.74\times10^{-6})(-0.8)}$$
$$= 2.37\ \text{MMbbl}$$

- ممكن ان نجد مساحة منطقة التصريف من تعريف الحجم المسامي المعادلة رقم- 43:

$$A\ (\text{ft}^2) = \pi r^2 = \sqrt{\frac{V_p\ (\text{ft}^3)}{\phi h}} \quad \text{or} \quad A\ (\text{acres}) = \sqrt{\frac{V_p\ (\text{ft}^3)}{\phi h}}\frac{1}{43{,}560\ (\text{ft}^2/\text{acre})}$$

$$A = \frac{2.37\times10^6(5.615)}{43460(0.2)(130)} = 11.7\ \text{acres}$$

<u>مناقشة النتائج:</u>

- نلاحظ ان النقاط الثلاثة الاولى و الثلاثة الاخيرة لا تقع على الخط المستقيم للمنطقة الوسطى *MTR* والتي تمثل منطقة طور الجريان اللامستقر.

- النقاط الثلاثة الاولى تقع في منطقة تاثير معامل تخزين جوف البئر ويتلاشى ذلك التاثير بعد مرور حوالي *t=4 hrs* .

- النقاط الثلاثة الاخيرة تقع ضمن منطقة الجريان شبه المستقر اي بعد مرور 18 ساعة على الفحص إذ تنتهي منطقة طور الجريان اللامستقر *USS* (تاثير المكمن اللامتناهي الامتداد) و يظهر تاثير حدود المكمن والذي يتسبب في هبوط للضغط اضافي .

مثال 5 :

فحص هبوط الضغط لبئر نفطي ينتج بمعدل جريان ثابت مقداره $Q= 250\ stb/d$ ، بيانات الفحص مُدرجة في الجدول 6-1 ادناه والمعلومات المتوفرة كالاتي:

$h=69\ ft$، $\phi=0.039$، $co=17\times10\text{-}6\ psi\text{-}1$، $\mu=0.8\ cp$، $Bo=1.136\ bbl/stb$ ، $rw=0.198\ ft.$، $Pi=4412\ psi$

- احسب النفاذية ، عامل القشرة ، فرق الضغط من جراء عامل القشرة ، كفاءة الجريان و الحجم المسامي للمكمن ؟؟؟

Time, t (hr)	Pressure, p_{wf} (psig)	$(p_i - p_{wf})$ (psig)
0.00	4412	0
0.12	3812	600
1.94	3699	713
2.79	3653	759
4.01	3636	776
4.82	3616	796
5.78	3607	805
6.94	3600	812
9.32	3593	819
9.99	3586	826
14.40	3573	839
17.30	3567	845
20.70	3561	851
24.90	3555	857
29.80	3549	863
35.80	3544	868
43.00	3537	875
51.50	3532	880
61.80	3526	886
74.20	3521	891
89.10	3515	897
107.00	3509	903
128.00	3503	909
154.00	3497	915
185.00	3490	922
222.00	3481	931
266.00	3472	940
319.00	3460	952
383.00	3446	966
460.00	3429	983

الجدول 6-1 : بيانات فحص هبوط الضغط للمثال 5

الحل:-

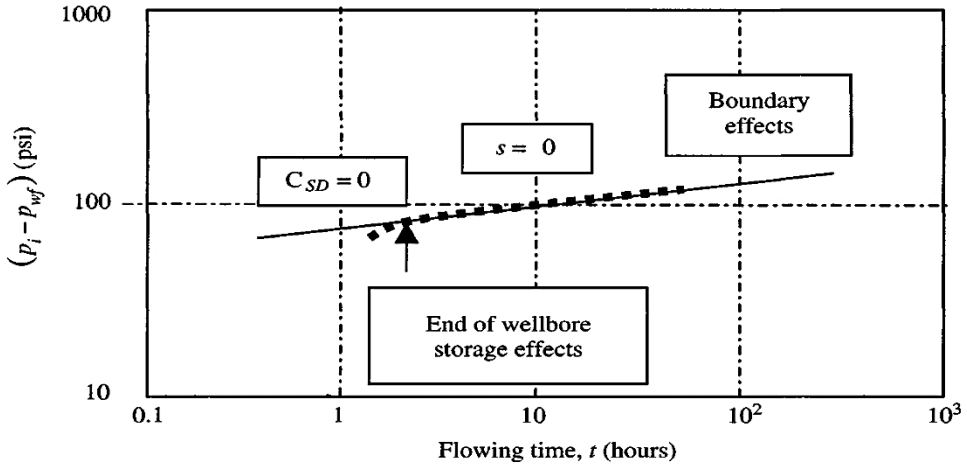
- من بيانات الفحص نرسم االعلاقات الاتية:

- ارسم علاقة *log Pwf vs log time* على ورق لوغاريتمي *log-log*. الشكل 6-17

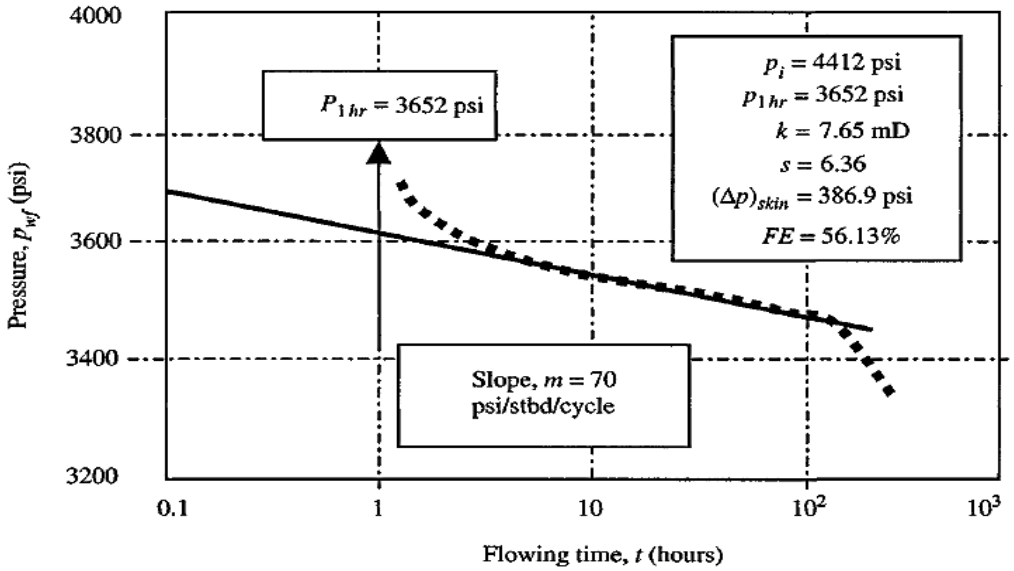
- ارسم علاقة *Pwf vs log time* على ورق نصف لوغاريتمي *semi-log*.الشكل6-18

- ارسم علاقة *Pwf vs time* على ورق عادي *cartesian* . الشكل6-19

*من الشكل اللوغاريتمي6-17 نلاحظ ان القياسات في منطقة تخزين جوف البئر محدودة (ثلاث نقاط) و تتداخل مع المنطقة الوسطى و لا تكفي لاجراء الحسابات.



الشكل 6-17 : بيانات فحص هبوط الضغط على رسم لوغاريتمي



الشكل 6-18 : بيانات فحص هبوط الضغط على رسم نصف لوغاريتمي

*من الشكل6-18 نجد ميل الخط المستقيم *m=-70 psi/cycle* ، ثم نحسب النفاذية :

$$k = \frac{-162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh}$$

$$k = \frac{162.6 \times 250 \times 1.136 \times 0.8}{70 \times 69} = 7.65\,\text{mD}$$

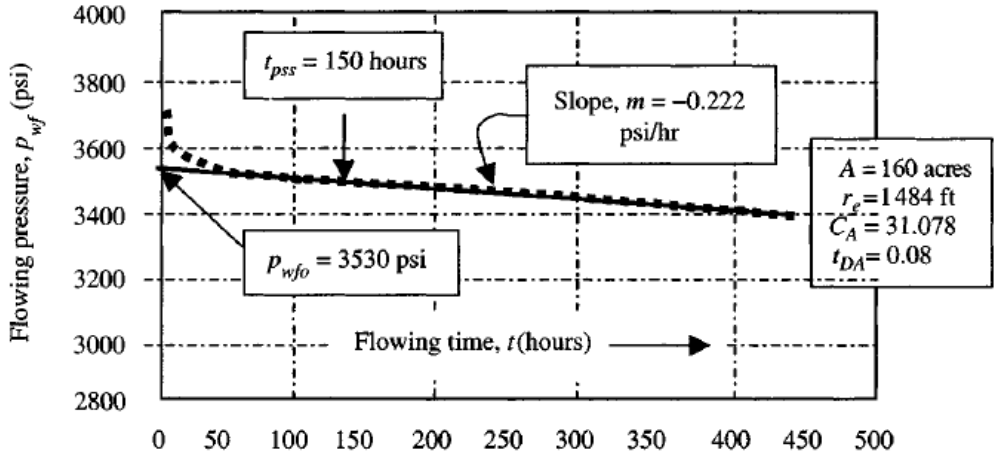
نحسب عامل القشرة :

$$s = 1.151\left[\frac{p_i - p_{1\,hr}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$s = 1.151\left[\frac{4412 - 3652}{70} - \log\left(\frac{7.65}{0.039 \times 0.8 \times 17.0 \times 10^{-6} \times 0.198^2}\right) + 3.23\right]$$
$$= 6.36$$

- فرق الضغط من جراء عامل القشرة :

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869\,\text{ms} = 0.869 \times 70 \times 6.36 = 386.9\,\text{psi}$$



الشكل 6-19 : بيانات فحص هبوط الضغط على رسم باحداثيات عادية

* من الرسم *semi-log* الشكل 6-19 يمكن ان نحدد بداية منطقة الجريان غير المستقر *USS Unsteady state flow* وهي بحدود *5-6 hrs* و ونهايتها عند *t=150 hrs*.

- المسافة او نصف قطر منطقة البحث r_i الذي تصله موجة الضغط في بداية ونهاية مدة الجريان غير المستقر *USS Unsteady state flow* تكون كما يأتي:

$$r_{inv} = 0.0325\sqrt{\frac{kt_p}{\mu \phi c_t}}$$

$$r_{inv} \text{ at 6 hours} = 0.0325 \left(\frac{7.65 \times 6}{0.039 \times 0.8 \times 17.0 \times 10^{-6}} \right)^{0.5} = 302 \text{ ft}$$

$$r_{inv} \text{ at 150 hours} = 0.0325 \left(\frac{7.65 \times 150}{0.039 \times 0.8 \times 17.0 \times 10^{-6}} \right)^{0.5} = 1510 \text{ ft}$$

من الشكل 6-19 في منطقة الجريان شبه المستقر نجد الميل و يساوي .m=-.222 psi/hrs

- نجد تقاطع امتداد الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي عندما الزمن $t=0$ و الذي يمثل P_{wf}،$P_{t=0}$=3530 psi او يمثل P_{INT}=3530 psi.

- نحسب معامل كفاءة البئر *Flow Efficiency-FE*

$$FE = \frac{J_{act}}{J_{ideal}} = 1 - \frac{\Delta P_s}{\overline{P} - P_{wf}}$$

او من

$$FE = \frac{p_i - p_{wf,t=0} - (\Delta p)_{skin}}{p_i - p_{wf,t=0}} = \frac{4412 - 3530 - 386.9}{4412 - 3530} = \frac{495.1}{882} \times 100$$
$$= 56.13\%$$

- معامل الشكل الهندسي لمنطقة تصريف البئر C_A تحسب من المعادلة رقم-46 كما يأتي:

$$C_A = 5.456 \frac{m}{m^*} \exp\left(2.303\left(\frac{P_{1hr} - P_{INT}}{m}\right)\right)$$

او من المعادلة-47:

$$C_A = 5.456 \frac{m}{m^*} \; 10^{\left(\frac{P_{1hr} - P_{INT}}{m}\right)}$$

m=-70 psi/cycle، P_{int} =3530 psi ، P_{1hr}=3652 psi ،m*=-.222 psi/hrs

اذن C_A تساوي.

C_A=31.08

من الجدول-4-1 فان شكل منطقة التصريف اقرب للشكل الدائري C_A=31.62 او الشكل السداسي C_A=31.6 او الشكل المربع C_A=30.88 .

نجد قيمة الزمن اللابعدي ازائها و يساوي $t_{DA}=0.1$ و من المعادلة ادناه نحسب مساحة منطقة تصريف البئر A :

$$t_{DA} = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_t A}$$

$A=5705048\ ft^2$

بفرض ان شكل منطقة التصريف دائرية ، نحسب قيمة نصف قطر منطقة التصريف كما يأتي:

$A = circle\ area = \pi r_e^2 = 5705048$

$r_e = 1348\ ft$

او ممكن حسابها من معرفة الميل لمنطقة الجريات شبه المستقر m^* و حسب المعادلة:

$$Vp = -\left(\frac{0.23396QB}{c_t\ m^*}\right)$$

$$Vp = -\frac{0.23395 \times 250 \times 1.136}{17.0 \times 10^{-6} \times (-0.222)} = 17{,}605{,}140.43\ ft^3$$

$$= \frac{17{,}605{,}140.43}{5.615} = 3{,}315{,}376.75\ bbl$$

$$A\ (ft^2) = \frac{17{,}605{,}140.43}{0.039 \times 69} = 6542229.76\ ft^2$$

$A=6542229.76/43560 = 150\ acres$

$r_e = 1443\ ft$

ندرج في الجداول ادناه خلاصة للمعادلات المستخدمة في فحص هبوط الضغط للابار مع الظروف الملائمة لاستعمالها.

Reservoir Model	Pressure Response
1. Radial flow Infinite acting reservoir Constant-rate production Line-source well	$p = p_i + 70.6\frac{qB\mu}{kh} Ei\left(-\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right)$
2. Pseudosteady-state flow Cylindrical reservoir No-flow boundaries Constant-rate production Cylindrical-source well	$p_{wf} = p_i - \frac{141.2qB\mu}{kh}\left[\frac{0.000527kt}{\phi\mu c_t r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right]$
3. Steady-state radial flow Cylindrical reservoir Constant-pressure boundaries Constant-rate production Cylindrical-source well	$p_{wf} = p_i - \frac{141.2qB\mu}{kh}\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)$

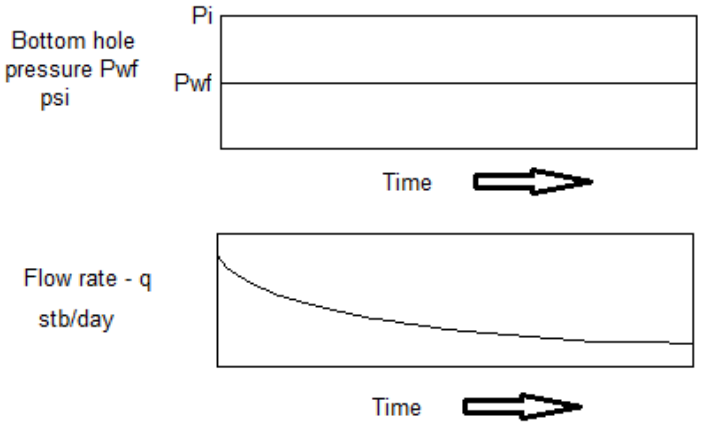
الجدول 6-2 : المعادلات البعدية في حسابات هبوط الضغط

Reservoir Model	Pressure Response
1. Radial flow Infinite-acting reservoir Constant-rate production Line-source well	$p_D = -\frac{1}{2}Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right)$
2. Pseudosteady-state flow Cylindrical reservoir No-flow boundaries Constant-rate production Cylindrical-source well	$p_{wD} = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} - \frac{3}{4} + \ln r_{eD}$
3. Steady-state radial flow Cylindrical reservoir Constant-pressure boundaries Constant-rate production Cylindrical-source well	$p_{wD} = \ln r_D$

الجدول 6-3 : المعادلات اللا بعدية في حسابات هبوط الضغط

6-5 فحص هبوط الضغط بثبوت الضغط الجرياني في باطن الابار

فحص الابار بثبوت ضغط الجريان مشابه لاجراء الفحص بثبوت معدل الجريان، لكن هنا تبادل ادوار إذ ان البئر ينتج بضغط جريان ثابت p_{wf}=constant و يُسجل التغير بمعدل الجريان مع الوقت. بيانات فحص ثبوت ضغط الجريان عند قاع البئر لا تتاثر بخزين البئر WBS لكن اذا أُعتمد تثبيت الضغط الجرياني عند راس البئر Wellhead pressure-P_{wh} و ليس ضغط الجريان عند قاع البئر p_{wf} فسيحصل هنالك فرق بالضغط مفقود بسبب احتكاك المائع مع جدار انبوب الانتاج سيعمل و يؤثر على الفحص كما لتاثير تخزين البئر عند الفحص بالجريان الثابت.



الشكل 6-20 : سلوك الضغط و معدل الجريان مع الوقت عبر فحص ثبوت الضغط

الشكل 6-20 يوضح سلوك الضغط و معدل الجريان مع الوقت عبر فحص ثبوت الضغط عند قاع البئر –Constant-pressure drawdown test . الفحص قليل الاستعمال لكن يُستخدم عندما يكون قياس الضغط بدقة اسهل من قياس معدل الجريان ، لذا احيانا و من دون قصد قد

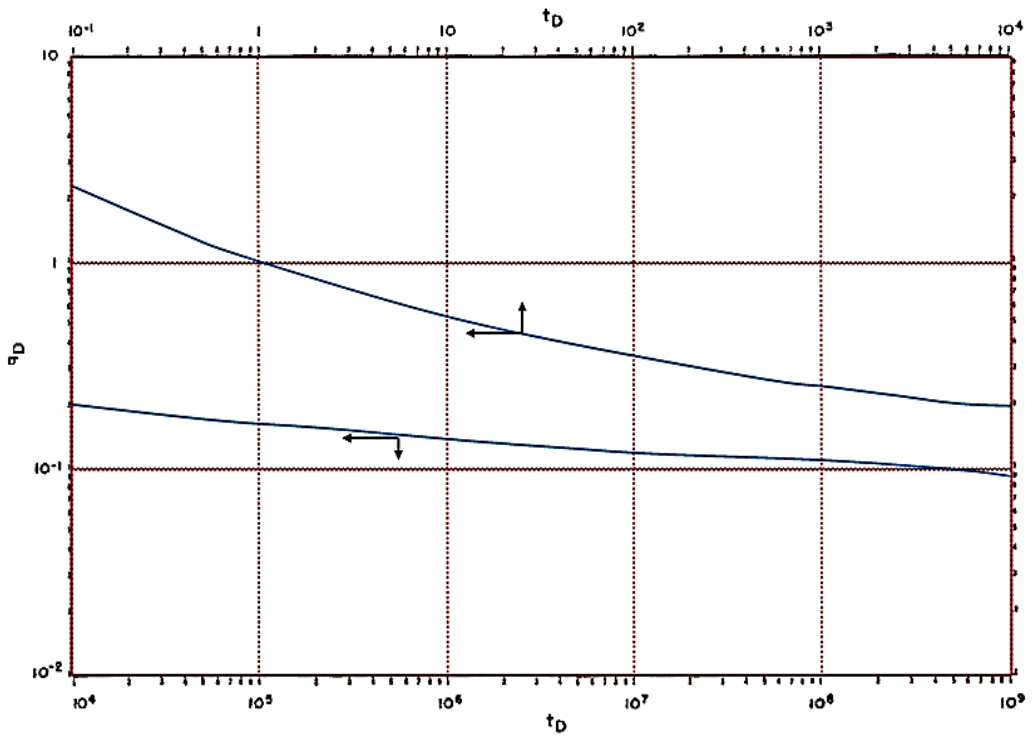
يتحول فحص هبوط الضغط ثابت الجريان الى ثابت الضغط مما يستوجب اجراء التفسير بالطريقة ادناه.

يعبر عن الجريان مع الوقت عبر الفحص كدالة لهبوط الضغط و الوقت كما في المعادلة الاتية:

$$q = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2\ B\ \mu}\ q_D \quad \text{---------} \quad 48$$

إذ ان الزمن اللابعدي يساوي:

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t\ r_w^2} \quad \text{----------} \quad 49$$



الشكل 6-21 : منحني التطابق المرجعي للفحص عند ثبوت ضغط الجريان

الشكل**6-21** يوضح علاقة الجريان اللابعدي q_D كدالة للوقت اللابعدي t_D لطور الجريان اللامستقر اللامتناهي infinite acting يستخدم الشكل كمنحني مرجعي لتطابق بيانات الفحص الحقيقية عند تفسير الفحص بفرض ان معامل القشرة مهمل مساو للصفر. طريقة التفسير تتضمن الخطوات الاتية:

- نرسم علاقة معدل الجريان q كدالة للوقت t على ورق شفاف لوغاريتمي بمقياس رسم مشابه لمقياس رسم المنحني النظري المرجعي الشكل6-21 .

- نجري تطابق البيانات الحقلية في الرسم الشفاف مع المنحني النظري المرجعي بتحريك الرسم الشفاف افقيا و عموديا لحين حصول التطابق.

- نرسم علاقة معدل الجريان q كدالة للوقت t على ورق شفاف لوغاريتمي بمقياس رسم مشابه لمقياس رسم المنحني النظري المرجعي الشكل6-21 .

- نرسم علاقة معدل الجريان q كدالة للوقت t على ورق شفاف لوغاريتمي بمقياس رسم مشابه لمقياس رسم المنحني النظري المرجعي الشكل6-21 .

- نجري تطابق البيانات الحقلية في الرسم الشفاف مع المنحني النظري المرجعي بتحريك الرسم الشفاف افقيا و عموديا لحين حصول التطابق.

- نختار نقطة تطابق Matching point و قراءة احداثياتها من الرسمين وهي : (t_M)،(q_M) ، و $((q_D)_M$،$(t_D)_M)$

من التطابق نحسب النفاذية و تساوي:

$$k = \frac{141.2\,B\mu}{(p_i - p_{wf})h}\left[\frac{q_M}{(q_D)_M}\right] \text{ ---------- 50}$$

- نحسب قابلية الخزن للطبقة او المكمن :

$$\phi c_t h = 0.0002637\,\frac{kh}{\mu r_w^{\,2}}\left[\frac{t_M}{(t_D)_M}\right] \text{ ---------- 51}$$

جاكوب ولوهمان Jacob and Lohman توصلو تجريبيا في حال كون مدة الفحص طويلة و وجود تاثير عامل القشرة على بيانات الفحص، فانه بالامكان تقريب قيمة معدل الجريان اللابعدي حسب المعادلة ادناه:

$$q_D = \frac{2}{\ln(t_D) + 0.80907} \text{ ---------- 52}$$

دقة نتائج المعادلة-52 اعلاه لحساب q_D تعتمد على طول المدة الزمنية للفحص و كما يأتي:

نسبة الخطا تساوي 0.1% عندما $t_D \geq 5\times10^{11}$

نسبة الخطا تساوي 1% عندما $t_D \geq 8\times10^{4}$

نسبة الخطا تساوي 2% عندما $t_D \geq 5\times10^{3}$

عند تعويض المعادلة رقم-52 في المعادلة-48 و بوجود تاثير عامل القشرة و بالترتيب نحصل على المعادلة الخطية الاتية:

$$1/q = m_a \log t + (1/q)_{1hr} \text{ ---------- 53}$$

- عند رسم علاقة مقلوب معدل الانتاج 1/q على الاحداثي الصادي العادي و لوغاريتم الزمن- logt على الاحداثي السيني ، سنحصل على خط مستقيم بميل $\mathbf{m_a}$ و يساوي:

$$m_a = 162.6B\mu / kh(p_i - p_{wf}) \text{ ---------- 54}$$

- من الميل ممكن ان نحسب النفاذية و تساوي:

$$k = \frac{162.6\,B\mu}{m_q\,(p_i - p_{wf})h} \qquad \text{----------55}$$

- من الرسم نجد تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي عندما t=1hr و يساوي:

$$(1/q)_{1hr} = m_q\left[\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w{}^2}\right) - 3.2275 + 0.86859\,s\right] \qquad \text{----------:56}$$

بترتيب المعادلة اعلاه ممكن حساب عامل القشرة s و يساوي:

$$s = 1.1513\left[\frac{(1/q)_{1hr}}{m_q} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w{}^2}\right) + 3.2275\right] \qquad \text{----------57}$$

مثال 6

رُسمت بيانات فحص هبوط الضغط الثابت لبئر ينتج الماء من مستودع مائي Aquifer في الشكل6-22 و أُدرجت ادناه المعلومات المتوفرة الاخرى:

$k = 6.5$ md — $\phi c_t = 2.05 \times 10^{-6}$ psi^{-1}
$\mu = 1.35$ cp — $p_i - p_{wf} = 1{,}000$ psi
$h = 190$ ft — $r_w = 1$ ft
$B = 1.0$ RB/STB — $s = 0.$

المطلوب تفسير الفحص لحالة ثبوت هبوط الضغط بالطريقتين اعلاه ؟؟

الحل :

1- طريقة تطابق المنحني:

- نجري تطابق للبيانات مع المنحني المرجعي النوعي الشكل 6-21

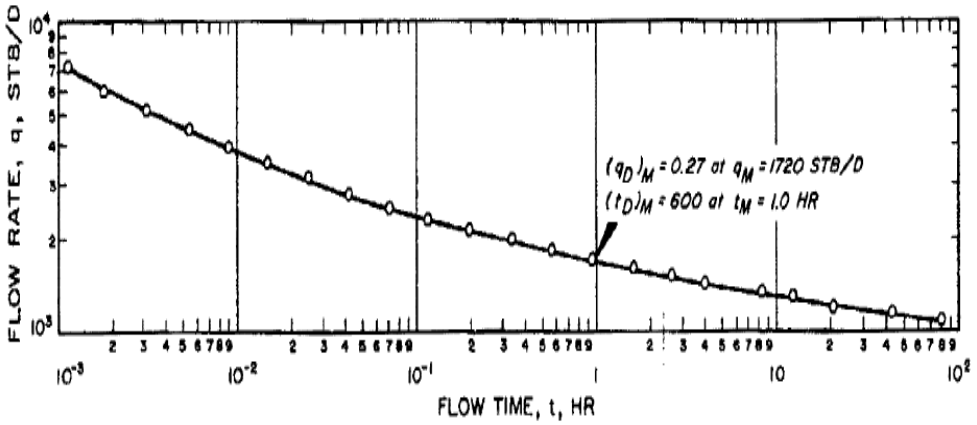
من التطابق نحدد نقطة التطابق مع احداثياتها الشكل6-22 و لتكن :

$q_M = 1{,}720$ STB/D — $(q_D)_M = 0.27$
$t_M = 1.0$ hour — $(t_D)_M = 600.$

نحسب النفاذية و تساوي:

$$k = \frac{141.2\,B\mu}{(p_i - p_{wf})h}\left[\frac{q_M}{(q_D)_M}\right] = \frac{(141.2)(1.0)(1{,}720)(1.35)}{(1{,}000)(0.27)(190)}$$

$k = 6.4$ md



الشكل 6-22 : التطابق النهائي مع المنحني المرجعي النوعي –المثال 6

- نحسب تخزين الطبقة المائية :

$$\phi c_t h = 0.0002637 \frac{kh}{\mu r_w^2}\left[\frac{t_M}{(t_D)_M}\right] = \frac{0.0002637\,(6.4)(190)(1)}{(1.35)(1)^2(600)}$$

$$\phi c_t h = 3.96 \times 10^{-4}\ \text{ft/psi},$$

او ان ϕc_t فقط (قسمة المعادلة اعلاه على سمك الطبقة) تساوي :

$$\phi c_t = \frac{3.96 \times 10^{-4}}{190} = 2.08 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}$$

بالمقارنة مع مثل القيمة اعلاه و المتوفرة في معطيات المسالة نجد ان الفارق بحدود 1.5%.

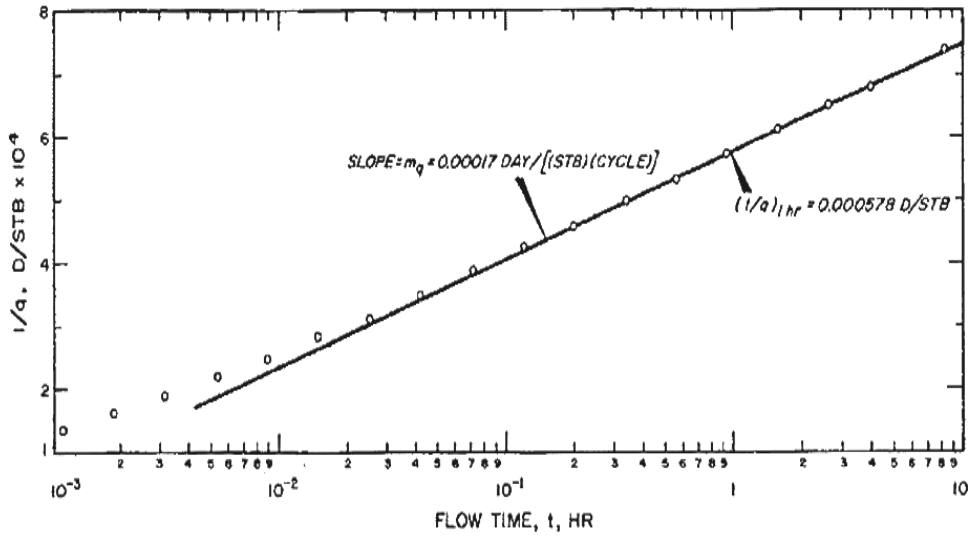
2- حل المسالة بطريقة جاكوب و لهمان Jacob and Lohman و بوجود تاثير عامل القشرة :

- نرسم علاقة مقلوب معدل الانتاج 1/q على احداثيات نصف لوغاريتمية الاحداثي الصادي العادي و الزمن- t على الاحداثي السيني اللوغاريتمي الشكل6-23 ، سنحصل على خط مستقيم ضمن المدة المحدودة .0.1 hr < t <10 hrs بميل $\mathbf{m_a}=1.7\times10^{-4}$ day/stb/cycle و منه نحسب النفاذية:

$$k = \frac{162.6\,B\mu}{m_a\,(p_i - p_{wf})h} = \frac{(162.6)(1.0)(1.35)}{(1,000)(1.7 \times 10^{-4})(190)}$$

$$k = 6.8\ \text{md}.$$

- نحدد من الرسم تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي و يساوي $(1/q)_{1hr} = 0.000578$ day/stb



الشكل 6-23 : رسم بيانات فحص المثال 6

- حساب عامل القشرة s و يساوي :

$$s = 1.1513\left[\frac{(1/q)_{1hr}}{m_q} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.2275\right]$$

$$s = 1.1513\left[\frac{0.000578}{1.7\times10^{-4}} - \log\left(\frac{6.8}{(1.35)(2.08\times10^{-6})(1)^2}\right) + 3.2275\right]$$

$$= 0.28$$

و هو قليل و مقارب بالمقارنة مع قيمة عامل القشرة المعطى في السوال الذي يساوي الصفر .

مثال 7

بئر نفطي ينتج بمعدل $Q=200\ stb/d$ وضغط الجريان المقاس في قاع البئر $P_{wf}=1500\ psi$ معدل الضغط المكمني $P_{avg}=2000\ psi$ ، سمك الطبقة الصافي من مجسات الابار كان $h_{net}=10\ ft$ ، البئر يسحب النفط من منطقة تصريف نصف قطرها $r_e=1000\ ft$ و نصف قطر البئر $r_w=0.25\ ft$ خواص النفط حسب النموذج النفطي عند الضغط المكمني $B_o=1.5$ bbl/stb، $\mu_o=0.5\ cp$.

احسب ما يأتي: مؤشر الانتاجية للبئر ؟؟ و النفاذية ؟؟

- اذا علمت ان نفاذية المكمن المحسوبة من اللباب الصخري المكمني $k=50\ md$ ، هل يدل ذلك على ان المكمن في حالة تضرر او تنشيط و احسب عامل القشرة الظاهري؟؟؟

- مؤشر الانتاجية يساوي:

$$J = \frac{q}{\bar{p}-p_{wf}} = \frac{100}{(2{,}000-1{,}500)}$$

$$= 0.2\ \text{STB/psi-D.}$$

لعدم توفر المعلومات الكافية لحساب معدل النفاذية الصحيحة لذا يمكن حسابها من مؤشر الانتاجية:

$$k_J = \frac{141.2\,JB\mu\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right]}{h}$$

$$= \frac{(141.2)(0.2)(1.5)(0.5)\left[\ln\left(\frac{1{,}000}{0.25}\right) - 0.75\right]}{10}$$

$$= 16 \text{ md.}$$

ما دام النفاذية المحسوبة اقل من قيمتها المحسوبة من اللباب الصخري فيعني ان البئر في حالة تضرر نحسب عامل القشرة الظاهري :

$$s = \left(\frac{k}{k_J} - 1\right)\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}\right] \text{ ---------- } 58$$

$$= \left(\frac{50}{16} - 1\right)\left[\ln\left(\frac{1{,}000}{0.25}\right) - 0.75\right]$$

$$= 16.$$

على غرار معامل كفاءة الجريان للبئر ايضا هنالك مصطلح معامل ضرر البئر *Damage Factor DF* ويساوي:

$$DF = 1 - FE \text{ ---------- } 59$$

القيمة السالبة لمعامل كفاءة الجريان DF يعني ان البئر في حالة نشطة *stimulation* والعكس صحيح اي يكون البئر في حالة تضرر *damage* عندما DF> 0 .

- معامل الضرر يساوي ايضا :

$$DF = \frac{s}{s + \ln(r_e/r_w)} = 1 - \frac{q(\text{actual})}{q(\text{ideal})} \text{ ---------- } 60$$

- احيانا يُستخدم مصطلح نسبة التضرر DR - *Damage Ratio* ويساوي :

$$DR = 1/FE \text{ ---------- } 61$$

اذا كانت قيمة نسبة التضرر DR للبئر اقل من واحد فيدل على ان البئر في حالة نشطة *stimulation* و العكس صحيح اي يكون البئر في حالة تضرر *damage* عندما DR>1 .

- ممكن ان نُعرف نسبة الانتاجية للبئر *Productvity Ratio PR* و تساوي :

$$PR = \frac{q}{q_a} = \frac{q(\text{ideal})}{q(\text{actual})} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\ln(r_e/r_w) + s} \text{ ---------- } 62$$

اذا كانت قيمة نسبة الانتاجية للبئر PR للبئر اعلى من واحد فيدل على ان البئر في حالة نشطة *stimulation* و العكس صحيح اي يكون البئر في حالة تضرر *damage* عندما PR<1 .

يُستفاد من المعامل *DF* في حساب الخسارة السنوية بالايرادات-Annual loss income FD$L بالدولار (USD$) بسبب عامل القشرة وكما يأتي:

$$FD\$L = 365q(OP)DF \text{ ---------- } 63$$

- إذ ان *OP=oil price $/d* يمثل سعر النفط بالدولار/ يوم. *q* معدل الانتاج ،

مثال8 :- احسب الخسارة السنوية لبئر ينتج بمعدل *Q=500 stb/d* ، عامل القشرة له *s= 8* مساحة منطقة التصريف له *A=120 acres* و نصف قطر البئر r_w=*6 inches* افترض ان سعر برميل النفط *OP=55 $/stb*؟؟؟

الحل :

- نحسب نصف قطر منطقة التصريف على اساس الشكل دائري (مساحة دائرة) و كما يأتي:

200 ft2 then re=1290 ft،227،*A*=120 acres = 5

- نحسب معامل الضرر *DF*

$$DF = \frac{s}{s + \ln(r_e/r_w)} = \frac{8}{8 + \ln(1290/0.5)} = 0.5046$$

- الخسارة بالايرادات السنوية بسبب عامل التضرر يساوي:

$$FD\$L = 365q(OP)DF = (365)(500)(55)(0.5046) = \text{USD\$ } 5064922$$

حسب النتائج فالخسارة ليست بالقليلة ، هذا يتطلب معالجة التضرر بالمكمن عبر اجراء عمليات تنشيط للبئر لازالة الضرر.

References – المصادر

1. Richard Wheaton ، "Fundamentals of Applied Reservoir Engineering ، Appraisal، Economics، and Optimization" Copyright © 2016 Elsevier Ltd.
2. John P. Spivey، W. John Lee، Applied Well Test Interpretation ، © Copyright 2013 Society of Petroleum Engineers.
3. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
4. Earlougher، R.C. Jr. 1977. Advances in Well Test Analysis، Vol. 5. Richardson، Texas: Monograph Series، SPE.
5. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.
6. Roland N. Horne " Modern Well Test Analysis ، A computer-Aided Approach" Copyright@1990، by Petroway،Inc.
7. Schlumberger، " Introduction to Well Testing" © Schlumberger 1988.
8. Lee، J. 1982. Well Testing، Vol. 1. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE.
9. Oliver Houze، Didier Viture ha(et al)، "Dynamic Data Analysis" @Kappa 2011.
10. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook " ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
11. Jacob، C.E. and Lohman، S.W.، 1952، "Nonsteady flow to a well of constant drawdown in an extensive aquifer": Transaction of the American Geophysical Union، v. 33(4)، 559–569 p.
12. Tiab D.: "Well test analysis.Lecture notes." The University of Oklahoma، 1993.

الفصل السابع

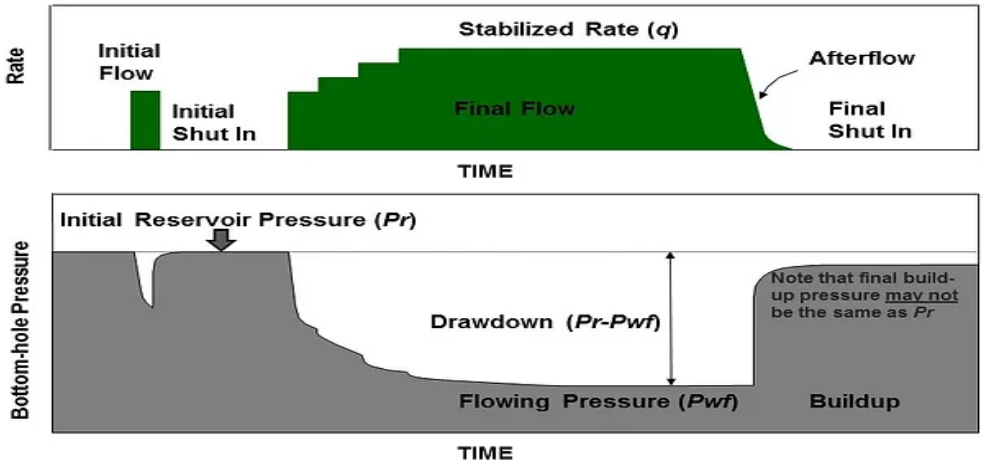
فحص تصاعد (بناء) الضغط -*Pressure Buildup Testing*

1-7 المقدمة

يُعتبر فحص تصاعد (بناء) الضغط *(Pressure Buildup Testing)* من الفحوصات الشائعة والتقليدية في صناعة النفط والغاز، وقد تم تغطيته بشكل واسع في الأدبيات المتعلقة بفحوصات الآبار. في البداية، كان يُستخدم هذا الفحص من قبل المختصين في هيدرولوجيا المياه الجوفية، ثم تم تكييفه واستعماله بشكل فعال في الصناعة النفطية.

يتميز فحص تصاعد الضغط بكونه من الفحوصات المفضلة والأسهل مقارنة بالفحوصات الأخرى، وذلك لأنه لا يتطلب إشرافًا دقيقًا كما هو الحال مع بعض الفحوصات الأخرى و يستغني عن مراقبة الجريان و تثبيت معدل الجريان. كما يتميز أيضًا بإمكانية حساب الضغط المكمني الأولي في حالة الحقول التي تكون في مراحلها الأولى من التطوير، أو حساب معدل الضغط ضمن منطقة تصريف البئر.يُستخدم هذا الفحص في عدة أهداف مثل حساب نفاذية الطبقة المكمنية (k)، حساب معامل التضرر $(skin)$ حول البئر، حساب الضغط المكمني الأصلي (Pi)، وكذلك تحديد معدل الضغط المكمني ضمن حدود منطقة تصريف البئر وحساب مساحة هذه المنطقة.

يشمل فحص تصاعد الضغط قياس ضغط الغلق (*Shut-in Pressure - Pws*) عند قاع البئر مع مرور الوقت (*Time - Δt*). الشكل 7-1 يوضح نتائج فحص مثالي لتصاعد الضغط، إذ يتضمن فترتين من الإنتاج يتبعهما غلق أولي و نهائي، مع عرض سلوك الضغط عبر الفحص.



الشكل 7-1 : علاقة معدل الانتاج مع الوقت و الضغط مع الوقت لفحص تصاعد الضغط-*Buildup Test*

من العيوب التي تُؤخذ على هذا الفحص هو توقف الإنتاج عبر مدة الفحص، مما يؤدي إلى خسارة في الإيرادات، إذ تتناسب هذه الخسارة مع طول مدة الغلق، والتي لا تقل عادة عن 72

ساعة. وبحسب شركة هاليبرتون، إذا كانت نفاذية المكمن أعلى من *2 mD* ، فإن مدة الفحص لا تتجاوز يومين. كما يُلاحظ أن استقرار إنتاجية البئر قبل عملية الغلق يعد أمرًا صعبًا، ولذلك يُنصح بأن يتم إغلاق البئر على مرحلتين:

الأولى يتم فيها فتح البئر للإنتاج لمدة قصيرة (لأغراض تنظيف البئر) ويتم عبرها تسجيل ضغط الجريان في قاع البئر (*Pwf*) ومعدل الإنتاج. بعد ذلك، يُغلق البئر لمدة كافية لاستقرار الضغط، ويُستفاد من هذه المدة في تحديد الضغط الأولي للمكمن (*Pi*).

في المرحلة الثانية، يُفتح البئر للإنتاج لمدة طويلة بما يكفي لتحقيق استقرار وثبات في معدل الإنتاج، إذ يتم عبرها تسجيل قراءات معدل الجريان (*Q*) وضغط الجريان في قاع البئر (*Pwf*)، ثم يتم غلق البئر لمدة ثانية طويلة كما هو موضح في الشكل 7-1.

من وجهة نظر هندسية، يُعد طول مدة الإنتاج الثانية ومدة الغلق من المسائل المهمة عند تصميم فحص تصاعد الضغط. إذ أن تقليص مدة الفحص قد يؤثر سلبًا على دقة وموثوقية البيانات المستخلصة من الفحص.

برغم من إن إطالة مدة الفحص قد تؤثر اقتصاديًا بسبب توقف الإنتاج، وخاصة بالنسبة للآبار المحفورة في عرض البحر (Offshore) ومع ذلك، وحسب ما ذكره جورج (2013)، فإن طول مدة الغلق الثانية عادة ما يستغرق تقريبًا مرة ونصف من مدة الإنتاج الثانية.

خطوات تنفيذ الفحص:

يُنفذ الفحص كما يأتي:

- توضع مقاييس الضغط *gauges* في المكان المحدد لها في البئر و عادة ما يوصى بان يكون موقعها اقرب ما يكون الى منطقة التثقيب.

- نفتح البئر للجريان و لحين ان تستقر انتاجية البئر على معدل معين Q .

- قبل غلق البئر مباشرة"، يُسجل ضغط الجريان عند قاع البئر P_{wf} ثم يغلق البئر لغرض تصاعد الضغط.

- عبر مدة الغلق ، تُسجل قراءات ضغط الغلق عند قاع البئر P_{ws} كدالة للوقت Δt ويُفضل ان تكون مدد قراءة ضغط الغلق كما يأتي: لمدة الغلق من *10-15 min* تُسجل القراءات كل *15 sec* ، عبر مدة الساعة اللاحقة تُسجل القراءات كل *10 min* ، عبر العشر ساعات القادمة تسجل القراءات كل ساعة واحدة و باستمرار و بتقدم الفحص ممكن ان تؤخذ القراءة لكل خمس ساعات علما بان المقاييس الحديثة ممكن ان تقرأ لكل ثانية او جزء من الثانية.

- تُجمع البيانات ثم تحلل بطرائق مختلفة ، مثل طريقة هورنر *Horner 1951* ، طريقة ميلر *Miller et al 1950* او بطريقة أغاروال *Agarwal 1980* و غيرها .

7-2 تفسير بيانات فحص تصاعد الضغط

7-2-1 طريقة هورنر لتفسير فحص تصاعد الضغط *Horner (1951)*

تستخدم الطريقة الفرضيات الاتية والتي تسمى احيانا بظروف الفحص المثالي:

- المكمن متناهي الامتداد ، متجانس في امتداداته الافقية و العمودية ، الجريان (قبل الغلق) لمائع

واحد قليل الانضغاطية و خواص المائع ثابتة ، اي تضرر في الطبقة او تحفيز ستتمثل في عامل القشرة ، الجريان يتوقف انيا عند غلق البئر (اي يهمل تاثير تخزين البئر).

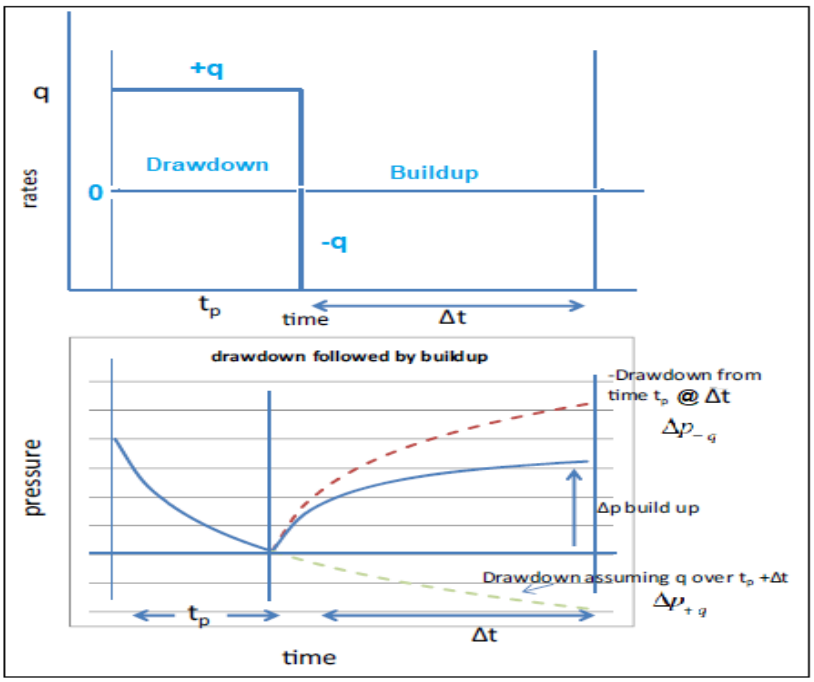
- اعتمد هورنر على مبدأ التجميع (او التراكب) *Superposition principle* في ايجاد معادلة سلوك الضغط عبر فحص تصاعد الضغط و بشكل مختصر و حسب الشكل 2-7 فهنالك فترتين مهمة عبر الفحص :

مدة الانتاج الاولى بمعدل $+q$ و يستمر تاثيرها حسب نظرية التداخل الى المدة $tp+\Delta t$ (اي مدة الانتاج + مدة الغلق) و عندها يكون سلوك الضغط كما في المعادلة ادناه :

$$\Delta p_{+q} = -\frac{162.6qB\mu}{kh}\left[\log\left(t_p+\Delta t\right)+\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right)-3.23+0.869s\right] \quad \text{---------- 1}$$

مدة غلق البئر: و يصبح الانتاج صفرا q=0 عبر مدة الغلق Δt . بحسب نظرية التجميع Superposition ايضا يستمر تاثير الانتاج قبل الغلق على سلوك الضغط المقاس بعد الغلق لكن بتاثير معاكس و ياخذ الاشارة السالبة لكون $0\text{-}q=\text{-}q$ و لمدة زمنية تساوي Δt. يمكن التعبير عن سلوك الضغط بتاثير $-q$ كما في المعادلة ادناه :

$$\Delta p_{-q} = -\frac{162.6\left(-q\right)B\mu}{kh}\left[\log\left(\Delta t\right)+\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right)-3.23+0.869s\right] \quad \text{---------- 2}$$



الشكل 2-7 : خاصية التجميع في اشتقاق معادلة الضغط مع الوقت لفحص تصاعد الضغط-*Buildup Test*

و بتاثير الفترتين يصبح ضغط الغلق في باطن البئر كما يأتي:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i + \Delta p_{+q} + \Delta p_{-q} \quad \text{---------- 3}$$

بالتعويض بالمعادلتين رقم1 و 2 في المعادلة رقم-3 ينتج ان ضغط الغلق مع الوقت يساوي:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh}\left[\log(t_p + \Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) - 3.23 + 0.869s\right]$$
$$+ \frac{162.6qB\mu}{kh}\left[\log(\Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) - 3.23 + 0.869s\right] \quad \text{---------- 4}$$

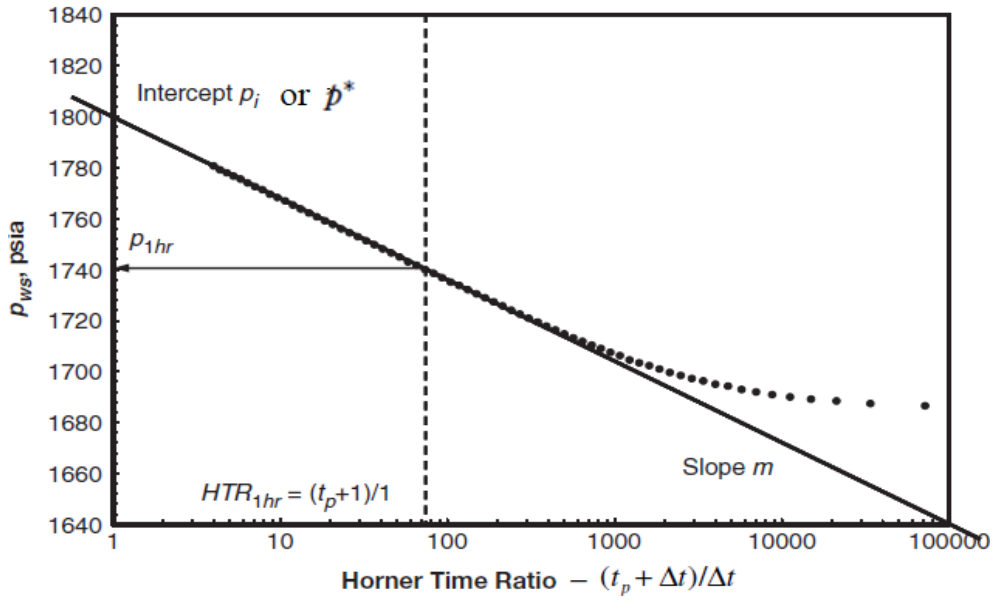
- و بالترتيب تصبح الصيغة النهائية للمعادلة رقم-4 كما يأتي:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh}\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad \text{---------- 5}$$

والتي تمثل معادلة هورنر في تفسير فحص تصاعد الضغط .

إذ ان $(tp+\Delta t / \Delta t)$ يمثل الزمن النسبي لهورنر

p_i = initial reservoir pressure, psi
p_{ws} = sand face pressure during pressure buildup, psi
t_p = flowing time before shut-in, hours
Q_o = stabilized well flow rate before shut-in, STB/day
Δt = shut-in time, hours



الشكل 7-3 : طريقة هورنر في تفسير فحص تصاعد الضغط

حسب معادلة هورنر و عند رسم بيانات ضغط الغلق مع الزمن النسبي لهورنر $(tp+\Delta t / \Delta t)$ على رسم بياني نصف لوغاريتمي الشكل3-7 سنحصل على علاقة خط مستقيم بميل m والذي يساوي :

$$m = -\frac{162.6qB\mu}{kh} \quad \text{---------- 6}$$

- و تُحسب نفاذية المكمن من الميل و بمعرفة سمك الطبقة المكمنية المفحوصة وكما يأتي:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} \quad \text{---------- 7}$$

- عامل القشرة s يُحسب ايضا من الميل m ، ضغط الجريان في باطن البئر P_{wf} في لحظة غلق البئر و ضغط الغلق عند الساعة واحدة P_{1hr} بشرط يقع على الخط المستقيم او امتداده الشكل 3-7 . نطبق المعادلة ادناه في حساب s و لحالة $tp>1$ كما يأتي:

$$s = 1.151\left\{\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) + 3.23\right\} \quad \text{---------- 8}$$

و في حالة ان $tp < 1$ فان s تحسب كالتالي *Freddy(2018)* :

$$s = 1.1513\left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} + \log\left(1 + \frac{1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.2275\right] \quad \text{---------- 9}$$

- و يمكن حساب فرق الضغط من جراء عامل القشرة ΔP_{skin} حسب المعادلة الاتية:

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869\, ms \quad \text{---------- 10}$$

- كما ويمكن تحديد قيمة الضغط المكمني الاصلي للمكمن Pi عبر تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي في رسم بياني هورنر عندما يساوي وقت هورنر مساو الى الواحد اي $(tp+\Delta t / \Delta t)=1$ او $log\ (tp+\Delta t / \Delta t)=0$ الشكل3-7. ان حساب الضغط Pi ممكنا ،اذا كان البئر هو الوحيد المنتج في الحقل و حالة المكمن من النوع اللامتناهي الامتداد والا فان الضغط لا يساوي الضغط الاصلي وانما يساوي الضغط الزائف *false pressure* P^* و هو الضغط الذي يكون اقل من الضغط المكمني الاصلي $P^*<Pi$ و تقريبا يساوي او اكبر من معدل الضغط لمنطقة تصريف البئر $P^*\geq P^-$ و يحدث ذلك عندما يكون المكمن محدود *finite reservoir* او يكون المكمن غير محدود لكن هنالك تداخل *interference* من جراء انتاج ابار مجاورة للبئر المفحوص تؤثر على قياسات الضغط.

لاحظ في مخطط هورنر هنالك امكانية في عكس الاحداثي السيني الذي يمثل وقت هورنر $(tp+\Delta t / \Delta t)$ إذ يبدأ من الاعلى الى الاصغر لينتهي عند الوقت $(tp+\Delta t / \Delta t)=1$ و الغرض منه هو في سهولة ايجاد التقاطع مع الخط المستقيم ، كما في في المثال رقم-1 الشكل 7-5.

*** حساب نصف قطر البئر الفعال:**

يؤثر عامل القشرة سلبا او ايجابا على انتاجية البئر ولاظهار تاثيره تم ربطه بنصف قطر البئر

الفعال r'_w -*effective wellbore radiuos* و حسب المعادلة ادناه:

$$r_w' = r_w e^{-s} \quad \text{---------- 11}$$

فاذا كان عامل القشرة s موجبا فسيقل نصف القطر الفعال الى اقل من نصف قطر البئر العادي و العكس صحيح.

* معادلة هورنر باستعمال المعاملات اللابعدية

معادلة حساب الضغط اللابعدي عند قاع البئر بتاثير *Superposition* تكون كما يأتي :

$$p_{wD} = q_D\left[p_D(t_p + \Delta t)_D - p_D(\Delta t)_D\right]. \quad \text{---------- 12}$$

و ان $P_D(t_D)$ يساوي:

$$p_D(t_D) = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left(\frac{-r_D^2}{4t_D}\right) \quad \text{---------- 13}$$

و ان $P_D(tp+\Delta t)$ تساوي :

$$p_D(t_p + \Delta t)_D = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left[\frac{-1}{4(t_p + \Delta t)_D}\right] \quad \text{---------- 14}$$

و $P_D(\Delta t_D)$ يساوي :

$$p_D(\Delta t_D) = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left[\frac{-1}{4(\Delta t_D)}\right]. \quad \text{---------- 15}$$

بتعويض المعادلتين 14 و 15 اعلاه في المعادلة رقم-12 ينتج :

$$p_{wD} = q_D\left\{-\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left[\frac{-1}{4(t_p + \Delta t)_D}\right] - \left[-\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left(\frac{-1}{4(\Delta t_D)}\right)\right]\right\} \quad \text{---------- 16}$$

$$p_{wD} = \frac{q_D}{2}\left\{Ei\left[\frac{-1}{4(\Delta t_D)}\right] - Ei\left[\frac{-1}{4(t_p + \Delta t)_D}\right]\right\} \quad \text{---------- 17}$$

باستعمال تقريب الدالة تكامل الاس الى اللوغاريتم ينتج :

$$p_{wD} = \frac{q_D}{2}\left\{\ln\left[\frac{1.781}{4(\Delta t_D)}\right] - \ln\left[\frac{1.781}{4(t_p + \Delta t)_D}\right]\right\} \quad \text{---------- 18}$$

بالترتيب نحصل على **معادلة هورنر بدلالة المعاملات اللابعدية** كما يأتي:

$$p_{wD} = \frac{q_D}{2}\ln\left[\frac{(t_p + \Delta t)_D}{(\Delta t_D)}\right] \quad \text{---------- 19}$$

إذ ان المعاملات اللابعدية تُعرف كما يأتي: :

$$p_{wD} = \frac{kh(p_i - p_{ws})}{141.2qB\mu}, \quad \text{---------- 20}$$

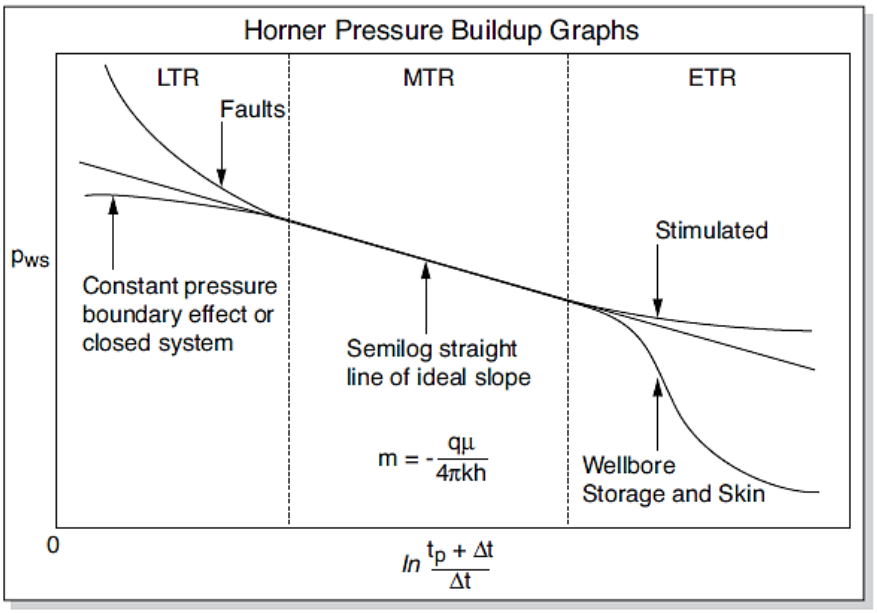
$$q_D = \frac{q}{q_0} = 1 \quad \text{---------- 21}$$

$$\Delta t_D = \frac{0.0002637\Delta t}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad \text{---------- 22}$$

$$(t_p + \Delta t)_D = \frac{0.0002637k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad \text{---------- 23}$$

ممكن ان نعوض المعاملات اللابعدية في المعادلة 18 و بالترتيب فنحصل على معادلة هورنر5 :

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh}\log\left[\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}\right]$$



الشكل 7-4 : تحديد اطوار الجريان على رسم نصف لوغاريتمي

اشكال المنحنيات المثالية المتوقعة بطريقة هورنر موضحة في الشكل 7-4. كما في تفسير فحص هبوط الضغط فيمكن ان نقسم فحص تصاعد الضغط الى ثلاث مدد او مناطق :

- أالفترة الزمنية المبكرة (*ETR*) من الفحص (الشكل7-4)، والتي تمثل مدة تأثير تخزين البئر ومعامل القشرة. في هذه الفترة، يأخذ المنحني شكل مقعر أسفل امتداد الخط المستقيم للمنطقة

- و الفترة الوسطى (*MTR*)، و يكون التقعر نحو الأعلى إذا كانت هناك عملية تنشيط للبئر (*stimulation*). و تمثل منطقة طور الجريان اللامستقر (*USS*) و هي المدة المهمة في إيجاد خواص المكمن، إذ تأخذ العلاقة شكل خط مستقيم .

- ثم تليها الفترة المتأخرة (*LTR*) من الفحص، إذ يصل تأثير الفحص إلى حدود المكمن، ويصبح طور الجريان إما من النوع المستقر(*Steady State -SS*) او شبه المستقر (*Pseudo Steady State-PSS*) المنحني يأخذ شكل محدب ثم يستقر أفقياً. احيان الضغط يتأثر بوجود فالق عازل فيأخذ شكل منحني مقعر.

Δt (hr)	$t_p + \Delta t$ (hr)	$t_p + \Delta t \Delta t$	p_{ws} (psig)
0.0	–	–	2761
0.10	310.30	3101	3057
0.21	310.21	1477	3153
0.31	310.31	1001	3234
0.52	310.52	597	3249
0.63	310.63	493	3256
0.73	310.73	426	3260
0.84	310.84	370	3263
0.94	310.94	331	3266
1.05	311.05	296	3267
1.15	311.15	271	3268
1.36	311.36	229	3271
1.68	311.68	186	3274
1.99	311.99	157	3276
2.51	312.51	125	3280
3.04	313.04	103	3283
3.46	313.46	90.6	3286
4.08	314.08	77.0	3289
5.03	315.03	62.6	3293
5.97	315.97	52.9	3297
6.07	316.07	52.1	3297
7.01	317.01	45.2	3300
8.06	318.06	39.5	3303
9.00	319.00	35.4	3305
10.05	320.05	31.8	3306
13.09	323.09	24.7	3310
16.02	326.02	20.4	3313
20.00	330.00	16.5	3317
26.07	336.07	12.9	3320
31.03	341.03	11.0	3322
34.98	344.98	9.9	3323
37.54	347.54	9.3	3323

جدول 7-1 : بيانات و حسابات المثال رقم-1

مثال-1 –تفسير الفحص بطريقة هورنر

بيانات فحص تصاعد الضغط لبئر نفطي في مكمن دائري أُدرجت في الجدول 7-1 .

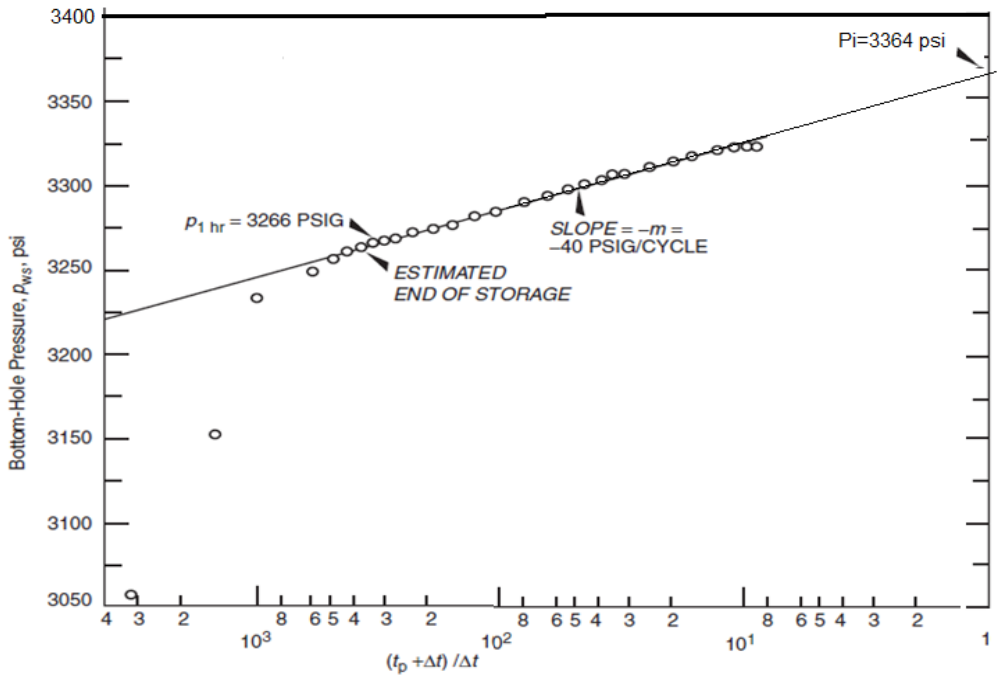
البيانات الاخرى أُدرجت ادناه :

$$\text{depth} = 10\,476 \text{ ft}, \quad r_w = 0.354 \text{ ft}, \quad c_t = 22.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$
$$Q_o = 4900 \text{ STB/D}, \quad h = 482 \text{ ft}, \quad p_{wf}(\Delta t = 0) = 2761 \text{ psig}$$
$$\mu_o = 0.20 \text{ cp}, \quad B_o = 1.55 \text{ bbl/STB}, \quad \phi = 0.09$$
$$t_p = 310 \text{ hours}, \quad r_e = 2640 \text{ ft}$$

احسب : النفاذية ، عامل القشرة ، و فرق الضغط بتاثير عامل القشرة؟؟

الحل:

- نحسب وقت هورنر ثم نرسم بيانات الفحص على رسم بياني نصف لوغاريتمي لعلاقة وقت هورنر مع ضغط الغلق كما في الشكل7-5 .



الشكل 7-5 : تفسير الفحص بطريقة هورنر للمثال رقم-1

- من منحني البيانات نحدد جزء الخط المستقيم و نجد له الميل و يساوي *m=40 psi/cycle*.

- نحسب النفاذية كما يأتي:

$$k = \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh}$$
$$= \frac{(162.6)(4900)(1.55)(0.22)}{(40)(482)} = 12.8 \text{ md}$$

- من الخط المستقيم او امتداده نجد ضغط الغلق عند الساعة واحدة ويساوي $P_{1hr} = 3266\ psi$ ، الشكل7-5.

- ثم نحسب عامل القشرة s وكما يأتي:

$$s = 1.151\left[\frac{p_{1\ \mathrm{hr}} - p_{\mathrm{wf}\Delta t=0}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{3266 - 2761}{40} - \log\left(\frac{(12.8)}{(0.09)(0.20)(22.6\times10^{-6})(0.354)^2}\right) + 3.23\right]$$

$$s = 8.6$$

- نحسب فرق الضغط من جراء تاثير عامل القشرة و يساوي :

$$\Delta p_{\mathrm{skin}} = 0.87\,|m|\,s$$

$$\Delta p_{\mathrm{skin}} = 0.87(40)(8.6) = 299.3\ \mathrm{psi}$$

- و حسب الرسم فان الضغط الاصلي للمكمن $Pi=3364\ psi$

2-2-7 طريقة ميلر -دايز و هاجنسون (1950)MDH– Miller–Dyes–Hutchinson

طريقة Miller–Dyes–Hutchinson -MDH سهلة الاستعمال و تُطبق عندما تكون طول مدة الغلق الكلية اقل بكثير من طول مدة الانتاج t_p و ايضا تُستخدم اذا كانت المدة الزمنية للانتاج t_p غير معروفة او من الصعب تحديدها، إذ لا تدخل قيمة t_p في طريقة ميلر او الرسم البياني لميلر ، عندها يمكن تقريب الوقت :

$$t_p + \Delta t \simeq t_p \quad \text{---------- 24}$$

و لوغاريتم وقت هورنر يصبح كالتالي :

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \cong \log\left(\frac{t_p}{\Delta t}\right) = \log(t_p) - \log(\Delta t) \quad \text{---------- 25}$$

فالمعادلة رقم 5 لهورنر يمكن تقريبها الى ما يأتي:

$$p_{ws} = p^* - m[\log(t_p) - \log(\Delta t)] \quad \text{---------- 26}$$

وبالترتيب تصبح معادلة التفسير بطريقة *MDH*:

$$p_{ws} = [p^* - m\log(t_p)] + m\log(\Delta t) \quad \text{---------- 27}$$

و حسب المعادلة-27 اعلاه و عند رسم علاقة وقت الغلق Δt مع ضغط الغلق Pws (رسم بياني نصف لوغاريتمي) نحصل على علاقة خط مستقيم بميل m كما في طريقة هورنرو لكن اشارته موجبة (كما في الشكل 7-6) ويساوي :

$$m = \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh}$$

و من الميل m تُحسب النفاذية :

$$k = \frac{162.6 q B \mu}{mh}$$

تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي يساوي:

$$[p^* - m \log(t_p)]$$

والذي ممكن مساواته

$$P1hr = [p^* - m \log(t_p)] \quad \text{---------- 28}$$

بالتعويض في المعادلة 27 فنحصل :

$$P_{ws} = P_{1hr} + \frac{162.6 q \mu B}{kh} \log \Delta t \quad \text{---------- 29}$$

لذا يمكن استعمال اي من المعادلتين (27 و 29) للتعبير عن التفسير بطريقة *MDH*.

- نحسب عامل القشرة :

$$s = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad \text{---------- 30}$$

- و فرق الضغط من جراء تاثير عامل القشرة يساوي :

$$\Delta p_{skin} = 0.87 |m| s$$

- اما الضغط P^* فبالامكان تحديده من الرسم بياني مباشرة او حسابه و كما يأتي :

$$p^* = p_{1\,hr} + m \log(t_p) \quad \text{---------- 31}$$

ان كان المكمن يسلك طور الجريان اللامستقر اللانهائي *UnSteadyState-USS* عبر فترتي الجريان و تصاعد الضغط، فيمكن استعمال طريقة *MDH* لتقدير الضغط المكمني الأولي باستعمال المعادلة رقم31 اعلاه فان $P^* = P_i$ او من الرسم عبر تقاطع امتداد الخط المستقيم مع وقت الغلق المساوي الى مدة الانتاج t_p. اما اذا تم الوصول الى طور الجريان شبه المستقر *PSS* قبل غلق البئر ، فيمكن تقدير معدل الضغط المكمني باستعمال طريقة ديتز *Deitz* (في الفقرات اللاحقة).

مثال-2

بيانات فحص تصاعد الضغط لبئر نفطي أُدرجت في الجدول 7-2

المعلومات الاخرى المتوفرة :

h = 35 ft c_t = 2.6 × 10^{-5} psi^{-1} B_o = 2.2 RB/STB q=480 stb/day
ϕ = 0.18 μ_o = 1.5 cp r_w = 0.50 ft Pwf = 2832 psia

Δt (hrs.)	P_{ws} (psia)
0.00	2,832
0.10	2,842
0.35	2,867
0.80	2,912
1.40	2,972
2.00	3,032
3.00	3,092
3.50	3,112
4.00	3,132
5.00	3,152
6.00	3,172
7.00	3,182
8.00	3,197
9.00	3,207
10.00	3,216
15.00	3,249
20.00	3,275

جدول7-2 : بيانات الفحص للمثال رقم-2

اوجد نفاذية الطبقة المكمنية k و عامل القشرة s ؟؟

الحل :

- لعدم توفر قيمة طول مدة الانتاج t_p
- نرسم $Pws\ vs\ log\ \Delta t$ على رسم بياني نصف لوغاريتمي الشكل 7-6 .
- نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص و نجد الميل له و يساوي $m=194\ psi/cycle$
- نحسب قيمة النفاذية الفعالة للطبقة المفحوصة كما يأتي:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh} = \frac{162.6 \times 480 \times 2.2 \times 1.5}{194 \times 35}$$

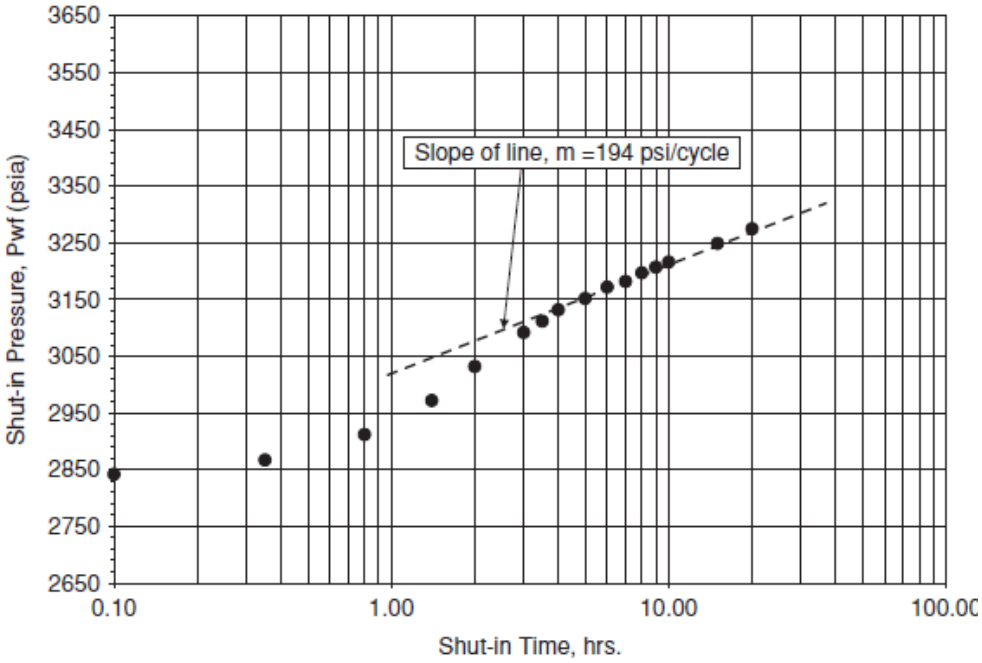
$$k = 37.93 \text{ md.}$$

- من الرسم بياني نجد $P_{1hr}=3018\ psi$ ثم ان عامل القشرة يساوي :

$$s = 1.151\left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.23\right]$$

$$s = 1.151\left[\frac{3{,}018 - 2{,}832}{194} - \log\left(\frac{37.93}{0.18 \times 1.5 \times 2.6 \times 10^{-5} \times (0.5)^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= -3.62$$



الشكل 7-6 طريقة *MDH* للمثال رقم-2

بصورة عامة يمكن ادراج بعض الملاحظات بخصوص اختيار طريقتي هورنر او ميلر و كالاتي*Earlougher*، *(1977)* :

- ابتداءا يُفضل استعمال طريقة ميلر *MDH* لسهولتها عندما تكون طول مدة الانتاج اعلى من وقت بدء الجريان شبه المستقر اي ان $t_p > t_{pss}$.
- يُفضل استعمال طريقة هورنر اذا كانت طول مدة الانتاج *tp* قبل الغلق قصيرة.
- لا يُفضل استعمال طريقة ميلر *MDH* لبئر يقع في منطقة تصريف مربعة بوجود دعم للضغط المكمني.
- لا يُفضل استعمال الطريقتين اعلاه لفحص تصاعد الضغط اذا كان معدل انتاج البئر متغير في المدة قبل غلق البئر وانما يُستخدم لذلك التفسير متغير الجريان *Multirate test* .

7-2-3 طريقة أغاروال *Agarwal Equivalent Time Method*

تُستخدم طريقة أغاروال *Agarwal (1970)* لتحليل فحص تصاعد الضغط بطريقة مشابهة لتحليل فحص هبوط الضغط *(drawdown analysis)*، عبر تحويل بيانات مدة الغلق إلى ما يسمى:

الزمن المكافئ أثناء الهبوط *Equivalent Drawdown Time* . وبذلك يمكننا استعمال نفس المعادلات والمخططات التي تُستخدم عادةً لتحليل فحص هبوط الضغط المباشر بدلاً من الاعتماد فقط على طريقة هورنر.

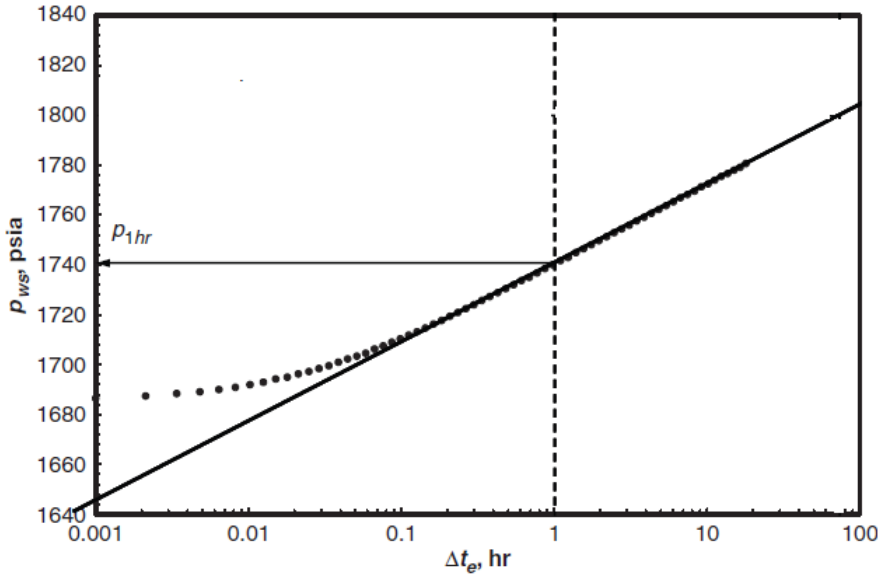
تُستخدم الطريقة بدلا عن طريقة هورنر في الحالات الاتية:

الإنتاج غير الثابت قبل الإغلاق، الحالات التي تتضمن تأثيرات مثل تخزين البئر *(WBS)* أو القشرة*(skin)* ، توفر مرونة تحليأتية أكبر، تسهل المقارنة بين مدد الانتاج والغلق.

على غرار وقت هورنر ، أغاروال (1980) Agarwal استعمل الوقت المكافىء Δt_e في تمثيل سلوك تصاعد الضغط و بصيغة مشابهة لصيغة هبوط الضغط Drawdown type curves (المعادلة رقم-32) توصل أغاروال للمعادلة ادناه في تفسير فحص تصاعد الضغط:

$$p_{ws}(\Delta t) = p_{wf} + \frac{162.6qB\mu}{kh}\left[\log(\Delta t_e) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) - 3.23 + 0.869s\right] \text{ ---------- } 32$$

إذ اقترح رسم بيانات الفحص لعلاقة الوقت المكافىء Δt_e مع ضغط الغلق P_{ws} في تفسير فحص تصاعد الضغط باستعمال احداثيات نصف لوغاريتمية *Semilog analysis* (الشكل 7-7).



الشكل 7-7 طريقة أغاروال لتفسير فحص تصاعد الضغط

ان الوقت المكافىء لأغاروال Δt_e يساوي:

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} = \frac{\Delta t}{1 + (\Delta t / t_p)} = \text{tp/(Horner time)} \text{ ---------- } 33$$

Δt وقت الغلق و t_p طول مدة الانتاج .

***خطوات تفسير فحص تصاعد الضغط بطريقة أغاروال**

مكن استعمال الخطوات الاتية لاجراء تفسير بيانات تصاعد الضغط للحصول على نفاذية المكمن وعامل القشرة باستعمال وقت أغاروال *Agarwal* المكافئ.

1- رسم علاقة ضغط قاع البئر المغلق p_{ws} ، مقابل الوقت المكافئ Δt_e المحسوب بواسطة المعادلة رقم-33 على احداثيات نصف لوغاريتمية.

2. نمرر احسن خطٍ مستقيم عبر بيانات الفحص ثم نحسب الميل له.

3. نحدد ضغط الساعة الواحدة P_{1hr} من على الخط المستقيم أو امتداده عند الوقت ساعة واحدة $\Delta t_e = 1$.

4. نحسب النفاذية من الميل و معامل القشرة على التوالي:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

$$s = 1.151\left\{\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) + 3.23\right\}$$

5. إذا كان المكمن يسلك طور الجريان اللانهائي *USS* عبر فترتي الجريان و تصاعد الضغط، فيمكن استعمال طريقة الوقت المكافىء لتقدير الضغط المكمني الأولي P_i عبر تقاطع امتداد الخط المستقيم مع وقت الغلق المساوي الى مدة الانتاج t_p. اما اذا تم الوصول الى طور الجريان شبه المستقر *PSS* قبل غلق البئر، فيمكن تقدير معدل الضغط المكمني باستعمال طريقة ديتز *Deitz* (نتعرف عليها في الفقرات اللاحقة).

مثال-3 (طريقة هورنر)

بيانات فحص تصاعد الضغط لبئر نفطي أُدرجت في العمودين الاول و الرابع في الجدول-3-7 .

المعلومات الاخرى المتوفرة :

$\beta_o = 1.224\,\text{rb/stb}$, $h = 55\,\text{ft}$, $\phi = 0.06$, $r_w = 0.21\,\text{ft}$, $c_o = 1.5 \times 10^{-6}$, depth $= 4500\,\text{ft}$,
$\mu_o = 0.65\,\text{cP}$, $p_{sc} = 14.65\,\text{psia}$, $T = 200°\text{F}$, $r_e = 1520\,\text{ft}$, and $\rho_o = 53.5\,\text{lb}_m/\text{ft}^3$.

نفترض ان البئر يقع في مركز منطقة تصريف مربعة الشكل و ان اخر قيمة لمعدل الجريان سجلت q_f=250 stb/day و انتاج النفط المتجمع لغاية غلق البئر بحدود N_p=141979 stb .

احسب مايأتي : عند اي وقت يتوقف تاثير تخزين البئر و يبدأ تاثير حدود المكمن ، نفاذية المكمن k ، عامل القشرة s ، و هبوط الضغط بتاثير عامل القشرة ΔP_s ، نصف قطر البئر الفعال r_{wa}

، كفاءة الجريان FE باستعمال الضغط الزائف P^* ، نسبة التضرر DR باستعمال الضغط الزائف P^* ، مؤشر(دليل) الانتاجية PI ، نصف القطر المتحقق r_i عند بداية غلق البئر و عند نهاية المنطقة الوسطى MTR من الفحص ؟؟

Time, Δt (hr)	$\frac{(t_p+\Delta t)}{\Delta t}$	$\frac{\Delta t}{(1+\Delta t/t_p)}$ single-phase	p_{ws} (psig)	$p_{ws}-p_{wf}$ (psig)	p_{ws} (psia)	$p_{ws}-p_{wf}$ (psia)	r_i (ft)
0.00	–	–	3519	0	3534	0	0
0.15	90,867.56	0.15	3680	161	3695	161	48
0.20	68,150.93	0.20	3723	204	3738	204	55
0.30	45,434.28	0.30	3800	281	3815	281	68
0.40	34,075.96	0.40	3866	347	3881	347	78
0.50	27,260.97	0.50	3920	401	3935	401	87
1.00	13,630.99	1.00	4103	584	4118	584	123
2.00	6815.99	2.00	4250	731	4265	731	174
4.00	3408.50	4.00	4320	801	4335	801	247
6.00	2272.66	6.00	4340	821	4355	821	302
7.00	1948.14	7.00	4344	825	4359	825	326
8.00	1704.75	8.00	4350	831	4365	831	349
12.00	1136.83	11.99	4364	845	4379	845	427
16.00	852.87	15.98	4373	854	4388	854	493
20.00	682.5	19.97	4379	860	4394	860	552
24.00	568.92	23.96	4384	865	4399	865	604
30.00	455.33	29.93	4393	874	4408	874	676
40.00	341.75	39.88	4398	879	4413	879	780
50.00	273.60	49.82	4402	883	4417	883	872
60.00	228.17	59.74	4405	886	4420	886	955
72.00	190.31	71.62	4407	888	4422	888	1047

جدول7-3 : بيانات الفحص للمثال رقم-3

الحل:

- نحسب طول مدة الانتاج t_p :

$$t_p = N_P / Q$$

$$t_p = \frac{24 \times 141{,}979}{250} = 13{,}630 \text{ hours}$$

- نحسب وقت هورنر $(t_p+\Delta t)/\Delta t$ و أُدرجت في العمود الثاني من الجدول- 7-3 .

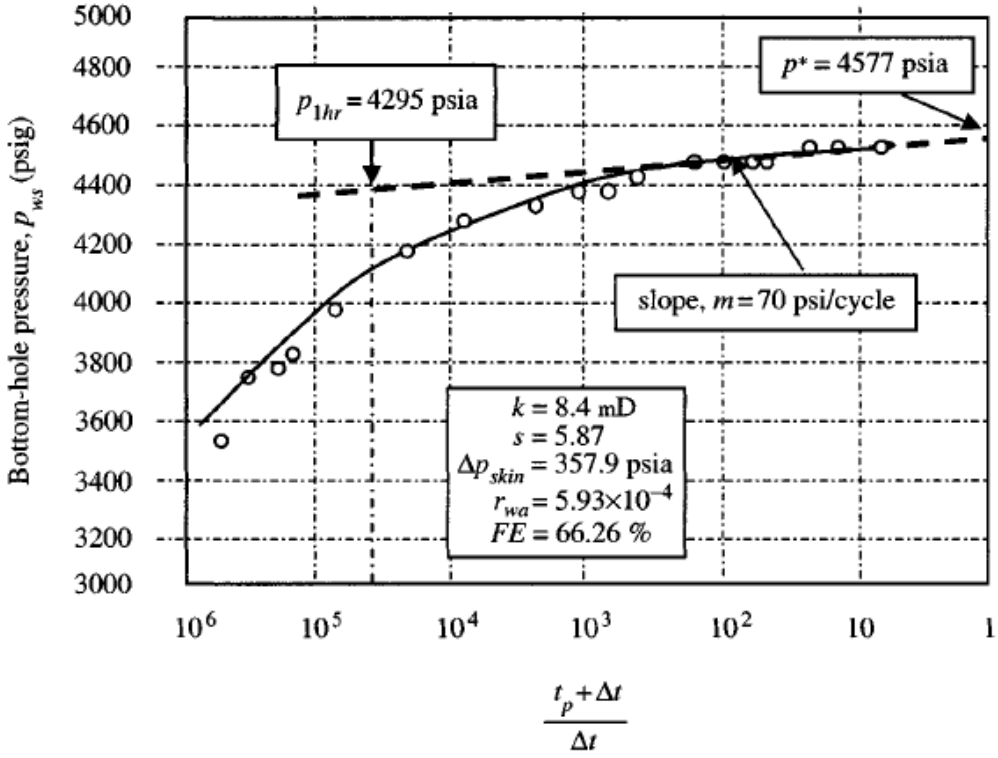
- نرسم بيانات الفحص على رسم بياني نصف لوغاريتمي لعلاقة وقت هورنر مع ضغط الغلق كما في الشكل7-8 .

- من منحني البيانات نحدد جزء الخط المستقيم و نجد له الميل و يساوي $m=70\ psi/cycle$

- نحسب النفاذية كما يأتي:

$$k = \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh}$$

$$k = \frac{162.6 \times 250 \times 1.224 \times 0.65}{70 \times 55} = 8.4\,\text{mD}$$



الشكل 7-8 : تفسير فحص تصاعد الضغط متعدد الجريان بطريقة هورنر Horner

- من الخط المستقيم او امتداده نجد ضغط الغلق عند الساعة واحدة اي عندما وقت هورنر يساوي *13631* فان $P_{1hr} = 4295\ psi$ الشكل7-8 .

- ثم حساب عامل القشرة s وكما يأتي:

$$s = 1.151\left[\frac{4295 - 3519}{70} - \log\left(\frac{8.4}{0.06 \times 0.65 \times 17.5 \times 10^{-6} \times (0.21)^2}\right) + 3.23\right]$$
$$= 5.87$$

- حساب فرق الضغط من جراء عامل القشرة و يساوي:

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869 \times 70 \times 5.87 = 357.9\,\text{psia}$$

- حساب نصف قطر البئر الفعال r_{wa} و كما يلي:

$$r_{wa} = r_w e^{-s}$$

$$r_{wa} = 0.21\, e^{-5.87} = 5.93 \times 10^{-4}$$

- حساب كفاءة الجريان FE :

$$FE = \frac{p^* - p_{wf} - (\Delta p)_{skin}}{p^* - p_{wf}} = \frac{4577 - 3519 - 357}{4577 - 3519}$$
$$= 0.6626 \times 100 = 66.26\%$$

هذا يعني ان البئر حاليا ينتج بنسبة 66% فقط من انتاجيته في حال ان البئر متعافي و غير متضرر.

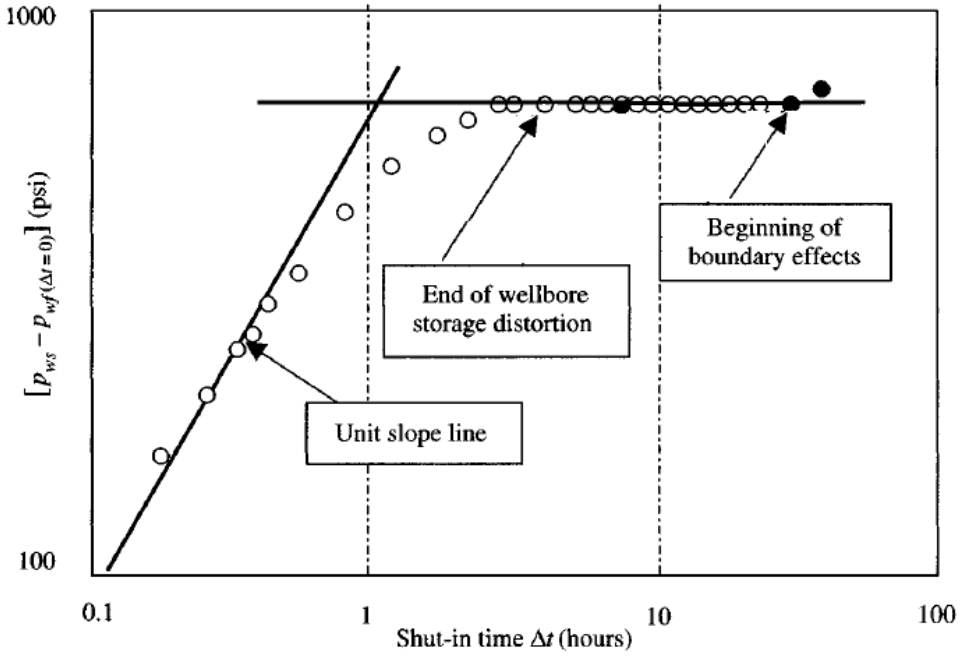
- نحسب نسبة التضرر DR :

$$DR = \frac{1}{FE} = \frac{1}{0.6626} = 1.51$$

هذا يعني ان البئر بامكانه الانتاج بمرة و نصف قدر الانتاجية الحالية للبئر لو تم ازالة التضرر.

- نحسب دليل الانتاجية PI :

$$PI = \frac{q_o}{p^* - p_{wf} - (\Delta p)_{skin}}$$
$$= \frac{250}{4577 - 3519 - 357} = 0.3566 \text{ bbl/psi}$$



الشكل 7-9 : رسم لوغاريتمي لتحديد بداية و نهاية المنطقة الوسطى و تحديد منطقة تاثير تخزين البئر

لتحديد بداية و نهاية المنطقة الوسطى نرسم علاقة وقت الغلق Δt مع فرق الضغط $(P_{ws} - P_{wf})$ على رسم بياني لوغاريتمي *log-log* كما في الشكل7-9 .

ممكن ان نحدد بشكل تقريبي بداية تاثير المنطقة الوسطى تكون عندما $\Delta t=4.6$ *hrs.* و بداية تاثير حدود المكمن تكون عندما $\Delta t=32$ *hrs.* . سناتي على تحديد بداية و نهاية اطوار الجريان بطرائق اخرى .

لاحظ ان تحديد طول مدة فحص تصاعد الضغط مهم في تصميم فحص الابار والذي له علاقة مباشرة مع وقت الوصول الى تاثير حدود المكمن .

- نحسب نصف القطر المتحقق r_i عند الوقتين اعلاه على التوالي:

$$r_i = \left(\frac{kt}{948\phi\mu_o c_t}\right)^{0.5}$$

at $\Delta t = 4.6$ hours

$$r_i = \left(\frac{8.4 \times 4.6}{948 \times 0.06 \times 0.65 \times 17.5 \times 10^{-6}}\right)^{0.5} = 244.3 \text{ ft}$$

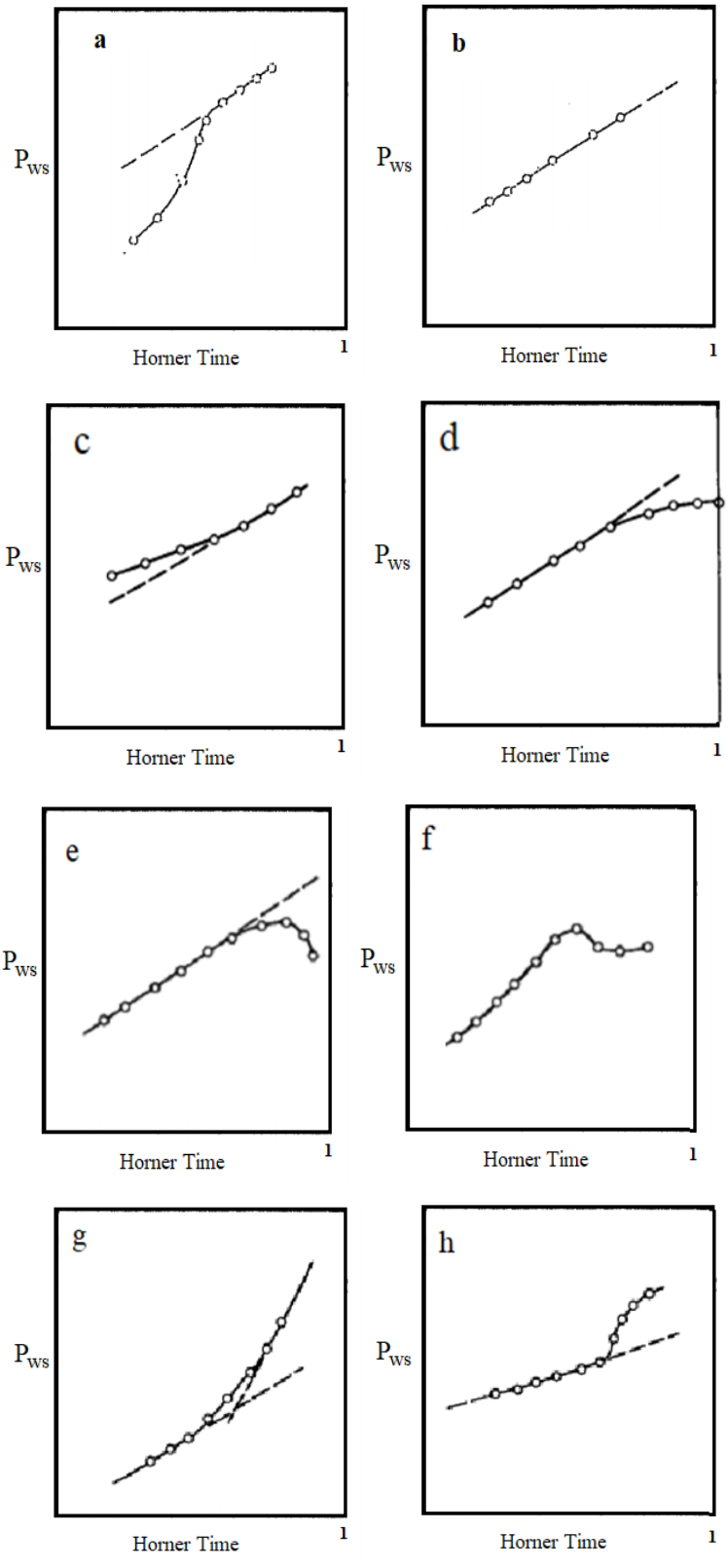
at $\Delta t = 32$ hours

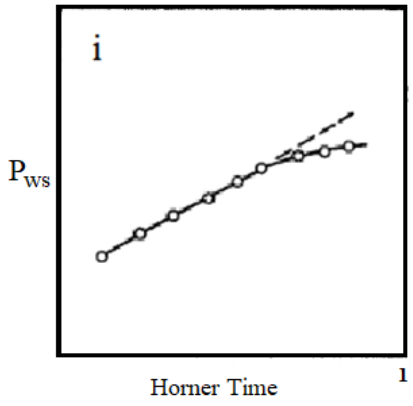
$$r_i = \left(\frac{8.4 \times 32}{948 \times 0.06 \times 0.65 \times 17.5 \times 10^{-6}}\right)^{0.5} = 644.8 \text{ ft}$$

3-7 الاشكال الشائعة لمنحنيات هورنر لظروف مختلفة

بصورة عامة فان تفسير فحوصات تصاعد الضغط ليست بالسهولة المذكورة في الامثلة السابقة و انما هنالك الكثير من العوامل التي تؤثر و تطغى على شكل منحنيات تصاعد الضغط وان فهمها احيانا سيساعد في تلافيها او ايجاد طريقة التفسير المناسبة . و سيصار الى مناقشة بعضها لاحقا . ندرج ادناه العوامل المؤثرة في شكل منحني تصاعد الضغط لهورنر للابار النفطية فقط و الموضحة في الشكل 7-10:

يمثل الشكل7-10- *a* الشكل المثالي لمنحني تصاعد الضغط و الشكل- 7-10-*b* يتضمن تاثير عامل تخزين البئر و عامل القشرة ، الشكل 7-10- *c* يتضمن تاثير التشقق الهيدروليكي في الطبقات قليلة النفاذية ، الشكل 7-10- *d* يتضمن تاثير حدود المكمن ، الشكل 7-10- *e* تاثير التداخل من بئر مجاور ، الشكل 7-10- *f* تاثير انفصال الموائع في البئر يتسبب في تحدب منحني تصاعد الضغط ، الشكل 7-10-*g* يتضمن تاثير وجود فالق حدودي ، الشكل 7-10-*h* يمثل وجود مكمن متعدد الطبقات او مكمن متشقق صلب ، الشكل 7-10-*i* يتضمن تاثير التغير في نفاذية و توصيأتية المكمن k/μ .


a
b
c
d
e
f
g
h
P_{ws}
Horner Time
1



الشكل 7-9 : امثلة لمنحنيات تصاعد الضغط بطريقة هورنر

هنالك عوامل اخرى متفرقة مؤثرة على الشكل المثالي لمنحني تصاعد الضغط ، مثل عدم استقرار معدلات الانتاج قبل غلق البئر للفحص، شكل منطقة تصريف البئر ، موقع البئر نسبة الى منطقة تصريف البئر ، مقاييس الضغط و ظروف عملها ، الابار ذات نسبة الغاز الى النفط العالية *high GOR* إذ تتسبب في تحدب منحني تصاعد الضغط و درجة تعقيد الصخور المكمنية او الموائع المكمنية.

يستفاد من المنحنيات في الشكل 7-9 في امكانية مطابقتها لحالة و ظروف اي بئر نفطي لنحصل على تحليل سريع quick look لطبيعة و سلوك فحص البئر .

مثال-4

تم اجراء فحص تصاعد الضغط لبئر نفطي ، معلومات الصخور و الموائع أُدرجت ادناه .بيانات الفحص أُدرجت في الجدول 7-4 .

Reservoir rock and fluid properties

q	100 STB/D	t_p	2160 hour
ϕ	0.20	B	1.17 bbl/STB
h	25 ft	μ	2.24 cp
r_w	0.25 ft	c_t	10.2×10^{-6} psi^{-1}
A	40 acre		

المطلوب اجراء تفسير للفحص باستعمال الطرائق الثلاث (ميلر ، هورنر و اغاروال)؟؟

البيانات و نتائج حسابات الفحص في الجدول 7-4 .

الحل:

طريقة ميلر -ديز و هاجنسون MDH

- نرسم علاقة *Pws vs log Δt* على رسم بياني نصف لوغاريتمي الشكل7-11 .

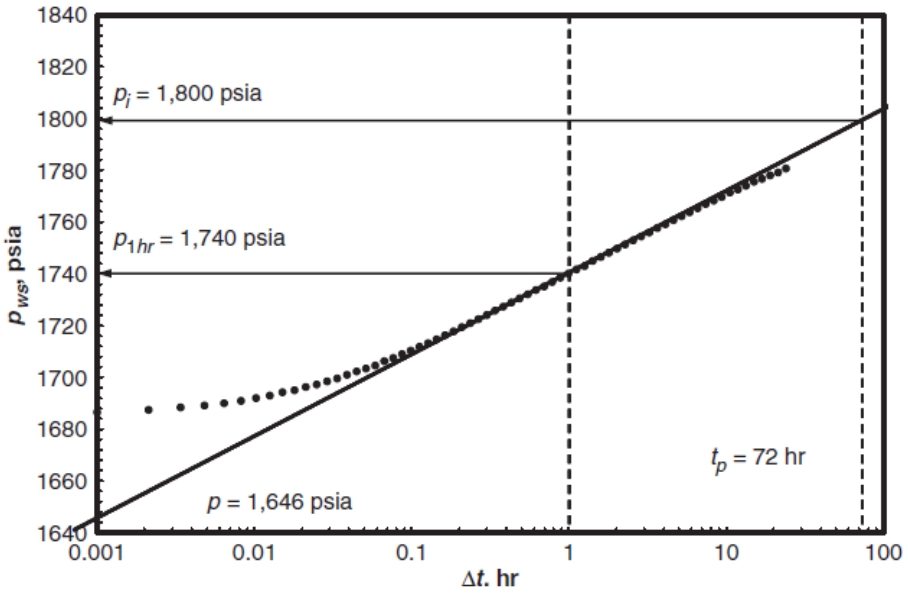
Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{wf}, p_{ws} psia	Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} psia	Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} psia
0		2605.93	0.1844	11715	2849.77	4.619	469	2970.50
0.001	2160001	2610.68	0.2085	10361	2857.15	5.198	417	2973.92
0.0021	1028572	2615.82	0.2355	9173	2864.01	5.848	370	2977.30
0.0034	635295	2621.38	0.266	8121	2870.4	6.581	329	2980.65
0.0048	450001	2627.4	0.3002	7196	2876.36	7.404	293	2983.97
0.0064	337501	2633.91	0.3387	6378	2881.96	8.331	260	2987.24
0.0082	263416	2640.91	0.3821	5654	2887.24	9.373	231	2990.48
0.0102	211766	2648.43	0.4308	5015	2892.26	10.55	206	2993.66
0.0125	172801	2656.46	0.4857	4448	2897.05	11.87	183	2996.79
0.0151	143047	2665.02	0.5474	3947	2901.66	13.35	163	2999.87
0.0180	120001	2674.09	0.6168	3503	2906.11	15.02	145	3002.89
0.0212	101888	2683.65	0.6949	3109	2910.42	16.90	129	3005.84
0.0249	86748	2693.68	0.7828	2760	2914.63	19.01	115	3008.71
0.0290	74484	2704.12	0.8816	2451	2918.73	21.39	102	3011.50
0.0336	64287	2714.93	0.9928	2177	2922.76	24.06	90.8	3014.19
0.0388	55671	2726.04	1.118	1933	2926.71	27.07	80.8	3016.78
0.0447	48323	2737.36	1.259	1717	2930.6	30.46	71.9	3019.25
0.0512	42189	2748.81	1.417	1525	2934.43	34.26	64.0	3021.59
0.0587	36798	2760.29	1.595	1355	2938.21	38.55	57.0	3023.78
0.0670	32240	2771.70	1.796	1204	2941.94	43.37	50.8	3025.80
0.0764	28273	2782.94	2.021	1070	2945.64	48.79	45.3	3027.65
0.0869	24857	2793.89	2.275	951	2949.29	54.79	40.4	3029.27
0.0988	21863	2804.48	2.56	845	2952.91	60.79	36.5	3030.55
0.1121	19270	2814.62	2.881	751	2956.49	66.79	33.3	3031.56
0.1271	16995	2824.25	3.242	667	2960.04	72	31.0	3032.27
0.1440	15001	2833.33	3.648	593	2963.56			
0.1630	13253	2841.84	4.105	527	2967.04			

جدول 7-4 : بيانات الفحص و حسابات المثال رقم-4

- لاحظ ان مدة الانتاج *tp = 2160 hrs*. اعلى من مدة الغلق *72 hrs*. مما يجعل طريقة ميلر ملائمة لتفسير الفحص.

- نرسم احسن خط مستقيم يمر بنقاط الفحص و نجد الميل له و يساوي *m=31.7 psi/cycle*. لاحظ اخترنا البيانات للمدة اقل من *7.2 hrs* لرسم الخط المستقيم إذ بعدها تنحرف البيانات عن استقامة الخط الشكل7-11.

- اذا كان سلوك المكمن يعمل بطور الجريان اللانهائي عبر فترتي الجريان والغلق ، فنمد الخط المستقيم لوقت الإغلاق Δt الى وقت مساوي الى وقت الإنتاج tp=72 hrs. و ذلك لإيجاد الضغط الأولي(الاصلي) للمكمن P_i. يبدو ان المكمن له تأثير غير محدود طوال مدة الفحص بأكملها ، لذلك نقرأ الضغط الأولي P_i على أنه 1800 psia عند وقت الإغلاق .Δt = 72 hrs.



الشكل 7-11 طريقة *MDH* لتفسير فحص تصاعد الضغط للمثال- 4

- لايجاد الميل نختار اي نقطتين تقعان على الخط المستقيم مع احداثيتهما :النقطة عند الوقت اثنان وسبعون ساعة والوقت الاخر $\Delta t = 0.001$ ، يقابله الضغط $p = 1$، $646\ psi$ نحسب الميل كما يأتي:

$$m = \frac{p_2 - p_1}{\log \Delta t_2 - \log \Delta t_1} = \frac{1{,}800 - 1{,}646}{\log 72 - \log 0.001} = 31.7\ \text{psi/cycle}.$$

- نحسب قيمة النفاذية الفعالة للطبقة المفحوصة كما يأتي:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

$$= \frac{(162.6)(50)(1.078)(8.36)}{(31.7)(65)}$$

$$= 35.6\ \text{md}.$$

- نجد الضغط عند وقت الإغلاق مدته ساعة واحدة .Δt=1 hr من على الخط المستقيم أو امتداده و يساوي $P_{1hr}=1740\ psia$.

- نحسب عامل القشرة s من الميل m ، وضغط الجريان عند قاع البئر في لحظة الإغلاق p_{wf} و p_{1hr} و يساوي:

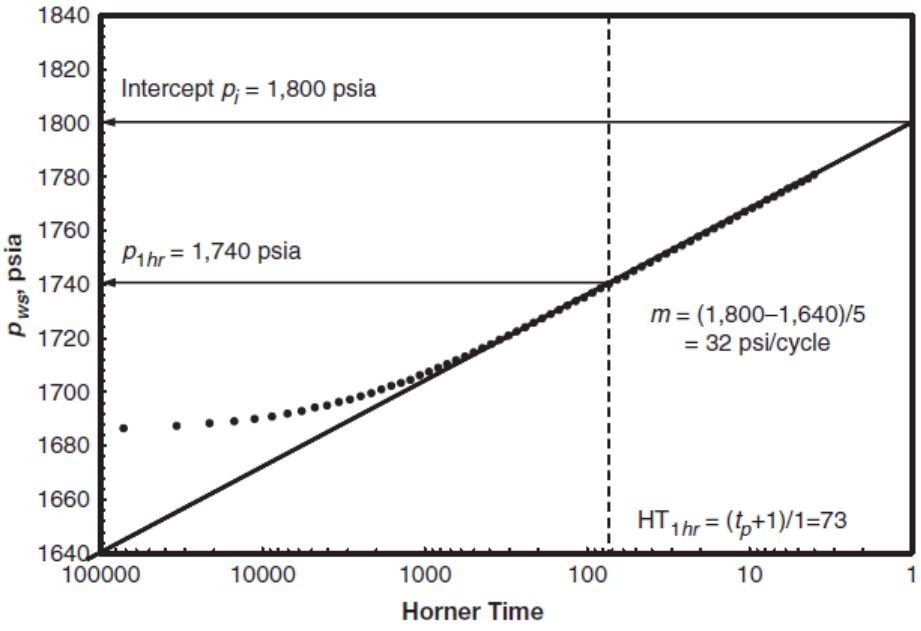
$$s = 1.151\left\{\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) + 3.23\right\}$$

$$= 1.151\left\{\frac{1,740-1,685.5}{31.7} - \log\left(\frac{35.6}{(0.15)(8.36)(7.64\times10^{-6})(0.33)^2}\right) + 3.23\right\}$$

$$= -2.97.$$

طريقة هورنر:

- نرسم علاقة وقت هورنر- الاحداثي السيني اللوغاريتمي مع ضغط الغلق *Pws* -الاحداثي الصادي العادي ، الشكل7-12 .



الشكل 12-7 : طريقة هورنر لتفسير فحص تصاعد الضغط للمثال- 4

- تحديد البيانات التي تمثل المنطقة الوسطى من الفحص *USS*. البيانات حتى نهاية الفحص تقع على خط مستقيم شبه منتظم (كلما زاد وقت الغلق يقل وقت هورنر)، لذلك نقرر مبدئيًا ان البيانات الى نهاية الفحص تقع ضمن المنطقة الوسطى من الفحص *USS* . بالنسبة لهذا الفحص تسمح لنا طريقة هورنر باستعمال البيانات حتى نهاية مدة الإغلاق على عكس طريقة *MDH* (الى حد *7.2 hrs*). تبدو البيانات المبكرة مقبولة لبئر تم تنشيطه *stimulated* (مراجعة الشكل 7-10-*c*).

3. ارسم خطًا مستقيمًا عبر البيانات المحددة و نحسب الميل . نحتاج إلى نقطتين على الخط المستقيم ، يتم الحصول على أفضل دقة إذا كانت النقطتان متباعدتان قدر الإمكان.

نختار احداثيات النقطتان، *(100000 1640 psia)*، *(1 ،1800 psia)* مما يسمح لنا بحساب الميل ويساوي:

$$m = \frac{1,800 - 1,640}{\log(1) - \log(100,000)} = -32 \text{ psi/cycle.}$$

- وقت هورنر عند ساعة واحدة من الفحص يساوي :

$$HTR_{1hr} = \frac{t_p + 1}{1} = \frac{72 + 1}{1} = 73,$$

منه نجد الضغط P_{1hr} =1740 psia.

- من الميل نحسب النفاذية k و تساوي :

$$k = \frac{162.6qB\mu}{|m|h}$$

$$= \frac{(162.6)(50)(1.078)(8.36)}{(32)(65)}$$

$$= 35.2 \text{ md.}$$

- نجد معامل القشرة s و تساوي :

$$s = 1.151\left\{\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) + 3.23\right\}$$

$$= 1.151\left\{\frac{(1,740) - (1,685.5)}{(32)} - \log\left(\frac{(35.2)}{(0.15)(8.36)(7.64\times10^{-6})(0.33)^2}\right) + 3.23\right\}$$

$$= -2.99.$$

في هذا المثال، يبدو أن مدة الجريان البالغة 72 ساعة قصيرة بحيث لا يزال المكمن يعمل ضمن المدة الوسطى اي مدة الجريان اللامستقر USS. إذ لا تُظهر البيانات الموجودة في نهاية تصاعد الضغط أي انحراف عن الخط المستقيم و الذي من شأنه أن يدل على وجود تاثير لحدود المكمن او لمنطقة تصريف البئر). عليه سنمد الخط المستقيم إلى وقت هورنر مساوي الى الواحد 1 للحصول على الضغط الأولي والذي يساوي Pi=1800 psia.

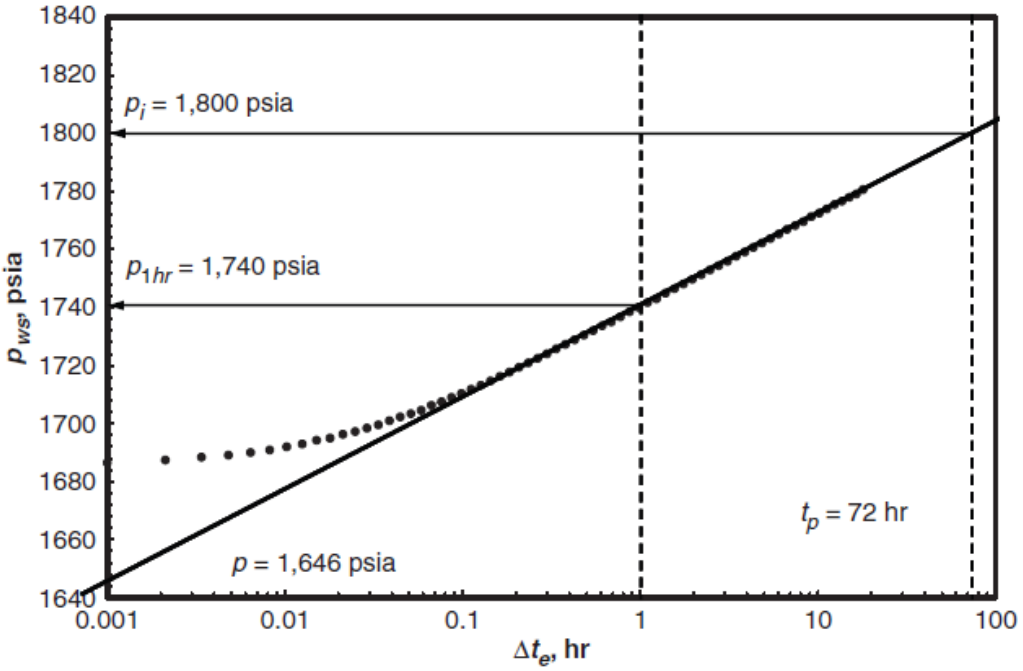
طريقة اغاروال

- نرسم علاقة الوقت المكافىء Δt_e- الاحداثي السيني اللوغاريتمي مع ضغط الغلق *Pws* -الاحداثي الصادي العادي ، الشكل 7-13 .

- تحديد البيانات في المنطقة الوسطى من الفحص *USS* . ارسم احسن خطً مستقيم يمر عبر البيانات المحددة . يبدو ان الرسم بطريقة الوقت المكافىء مشابه للرسم بطريقة ميلر *MDH* .

عكس طريقة ميلر فان هذه الطريقة لا تقتصر على استعمال البيانات المشروطة بالحد $\Delta t << tp$ ، إذ نلاحظ أن بيانات المدة المتأخرة من الفحص الشكل 7-13 تقع على خط مستقيم كما في طريقة هورنر في حين أن بيانات الوقت المتأخر لطريقة ميلر *MDH* في الشكل 7-11 تنحرف عن الخط المستقيم قرب نهاية الفحص.

الخطوات المتبقية لتفسير الفحص بطريقة الوقت المكافئ مطابقة لتلك بطريقة *MDH* و كذلك النتائج فلا تحتاج للتكرار. نحتاج ان نذكر ان طريقة هورنر وطريقة الوقت المكافئ تعتمد نفس الافتراضات ولديها نفس القيود.



الشكل 7-13: طريقة اغاروال لتفسير فحص تصاعد الضغط للمثال- 4

4-7 حساب مساحة منطقة تصريف البئر

- اقترح بوسي Bossie-Codreanu (1989) امكانية حساب مساحة منطقة تصريف البئر باستعمال رسم هورنر او الرسم بطريقة ميلر وذلك باخذ احداثيات ثلاث نقط تقع على الخط المستقيم نصف لوغاريتمي كما في ادناه:

- shut-in time Δt_1 and with a corresponding shut-in pressure p_{ws1};
- shut-in time Δt_2 and with a corresponding shut-in pressure p_{ws2};
- shut-in time Δt_3 and with a corresponding shut-in pressure p_{ws3}.

بشرط ان يكون $\Delta t_1 < \Delta t_2 < \Delta t_3$ ، ثم يُحسب الميل m_{pss} حسب الصيغة ادناه:

$$m_{pss} = \frac{(p_{ws2} - p_{ws1}) \log(\Delta t_3/\Delta t_1) - (p_{ws3} - p_{ws1}) \log[\Delta t_2/\Delta t_1]}{(\Delta t_3 - \Delta t_1) \log(\Delta t_2 \Delta t_1) - (\Delta t_2 - \Delta t_1) \log(\Delta t_3/\Delta t_1)} \quad \text{---------- 34}$$

ان الميل m_{pss} يكافىء :

$$m^{\backslash} = m_{\text{pss}} = \frac{0.23396 Q_o B_o}{c_t A h \phi} \quad \text{---------- 35}$$

بالترتيب نحصل على مساحة منطقة التصريف A :

$$A = \frac{0.23396 Q_o B_o}{c_t m_{\text{pss}} h \phi} \quad \text{---------- 36}$$

مثال-5: احسب مساحة منطقة تصريف البئر من المعادلة رقم-36 باستعمال بيانات الفحص في المثال رقم-1 ؟؟

الحل:

نختار اي ثلاث نقاط من على الخط المستقيم نصف لوغاريتمي و لتكن احداثياتها التالي:

- $(\Delta t_1, p_{\text{ws1}}) = (2.52, 3280)$
- $(\Delta t_2, p_{\text{ws2}}) = (9.00, 3305)$
- $(\Delta t_3, p_{\text{ws3}}) = (20.0, 3317)$

- نجد ميل خط الجريان شبه المستقر m_{pss} بحسب المعادلة رقم-34 وكما يأتي:

$$m_{\text{pss}} = \frac{(p_{\text{ws2}} - p_{\text{ws1}}) \log(\Delta t_3 / \Delta t_1) - (p_{\text{ws3}} - p_{\text{ws1}}) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1)}{(\Delta t_3 - \Delta t_1) \log(\Delta t_2 / \Delta t_1) - (\Delta t_2 - \Delta t_1) \log(\Delta t_3 / \Delta t_1)}$$

$$= \frac{(3305 - 3280) \log(20/2.51) - (3317 - 3280) \log(9/2.51)}{(20 - 2.51) \log(9/2.51) - (9 - 2.51) \log(20/2.51)}$$

$$= 0.52339 \text{ psi/hr}$$

- نجد مساحة منطقة تصريف البئر A كما يأتي:

$$A = \frac{0.23396 Q_o B_o}{c_t m_{\text{pss}} h \phi}$$

$$= \frac{0.23396(4900)(1.55)}{(22.6 \times 10^{-6})(0.52339)(482)(0.09)}$$

$$A = 3\,462\,938 \text{ ft}^2$$

$$A = \frac{3\,462\,938}{43\,560} = 100.2 \text{ acres}$$

من المساحة ممكن ايجاد نصف قطر منطقة تصريف البئر الدائرية و تساوي $r_e = 1050 \text{ ft}$.

لاحظ :

- احيانا تُرسم علاقة فرق الضغط مع و قت الغلق $(Pws\text{-}Pwf)$ *vs* Δt بدلا من Pws *vs* Δt و ذلك لتلافي تاثيرات حدود المكمن او تخزين البئر.

5-7 فحص تصاعد الضغط في المكمن المحدود *Bounder reservoir*

احدى الفرضيات المستخدمة في تفسير فحوصات تصاعد الضغط و منها في طريقة هورنر هي ان يكون البئر وحيد و ينتج عبر الفحص لوقت ليس بالطويل و يكون سلوك ضغط يمثل مكمن غير محدود او لامتناهي الامتداد ، لكن ماذا لو كان المكمن محدود *finite or bounded* ؟؟ ان المعادلات التي استخدمت لوصف سلوك الضغط في المكمن اللامتناهي ممكن ان تستخدم نفسها بشكل تقريبي في المكمن المحدود عندما تكون طول مدة الانتاج tp ليست بالطويلة ، فكلما زادت هذه المدة فان التقريب سيكون ضعيفا.

معادلة سلوك ضغط الغلق في فحص تصاعد الضغط في مكمن محدود *bounded reservoir* اي طور الجريان من النوع شبه المستقر *PSS* تكون كالاتي :

$$p_{ws} = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh}\left[\ln\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right) + Y(t+\Delta t) - Y(\Delta t)\right] \text{ ---------- } 37$$

إذ ان $Y(\Delta t)$ تساوي:

$$Y(\Delta t) = \frac{1}{2}\left[\frac{\gamma\,\phi\mu c_t r_w^2}{4k\,\Delta t}\right] + \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \left(\ln r_{eD} - \frac{3}{4}\right) + 2\sum_{n=1}^{\infty}\frac{e^{-\alpha_n^2 t_D}\; J_1^2(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n^2\left(J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)\right)} \text{ ------- } 38$$

ان الدوال J، Y دوال البزل *J and Y are specialised Bessel functions*

و ان α_n تمثل جذور للمعادلة :

$$J_1(\alpha_n r_{De})Y_1(\alpha_n) - J_1(\alpha_n)Y_1(\alpha_n r_{De}) = 0$$

بمقارنة المعادلة رقم-37 مع معادلة سلوك ضغط الغلق في فحص تصاعد الضغط في مكمن غير متناهي *infinite* الاتية :

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - \frac{162.6qB\mu}{kh}\log\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right) \text{ ---------- } 39$$

سنلاحظ هنالك فرق بينهما بالحد :

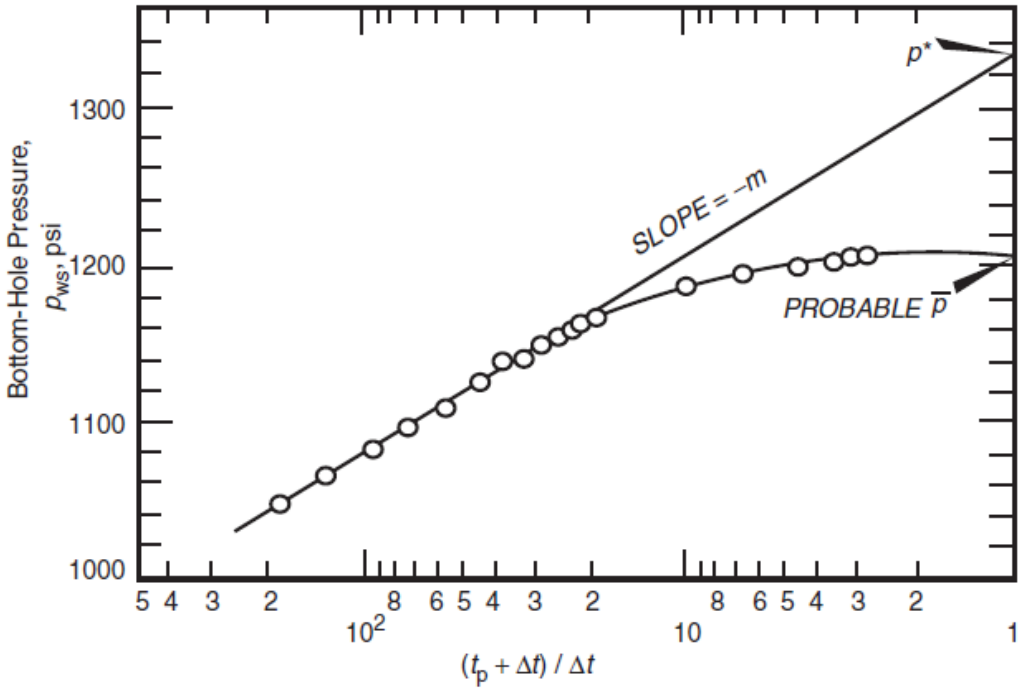
$$\left[Y(t+\Delta t) - Y(\Delta t)\right]$$

ان منحني المكمن المتناهي هو نفسه للمكمن اللامتناهي لكن الحد اعلاه سيتسبب في انحناء وانحراف الخط المستقيم لحالة المكمن اللامتناهي عن استقامته الى شكل منحني ثم لا يلبث ان

يستقر افقيا مع الوقت ليمثل معدل الضغط P^- الشكل7-14 . ان امتداد الخط المستقيم لنفس الرسم وتقاطعه مع الاحداثي الصادي عند وقت هورنر الواحد لحالة المكمن المتناهي سيمثل الضغط الزائف P^* ، فتصبح معادلة المكمن المحدود بادخال P^* بدلا من الضغط المكمني الاصلي Pi :

$$p_{ws} = p^* - \frac{162.6 Q_o \mu_o B_o}{kh}\left[\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)\right] \text{ ---------- } 40$$

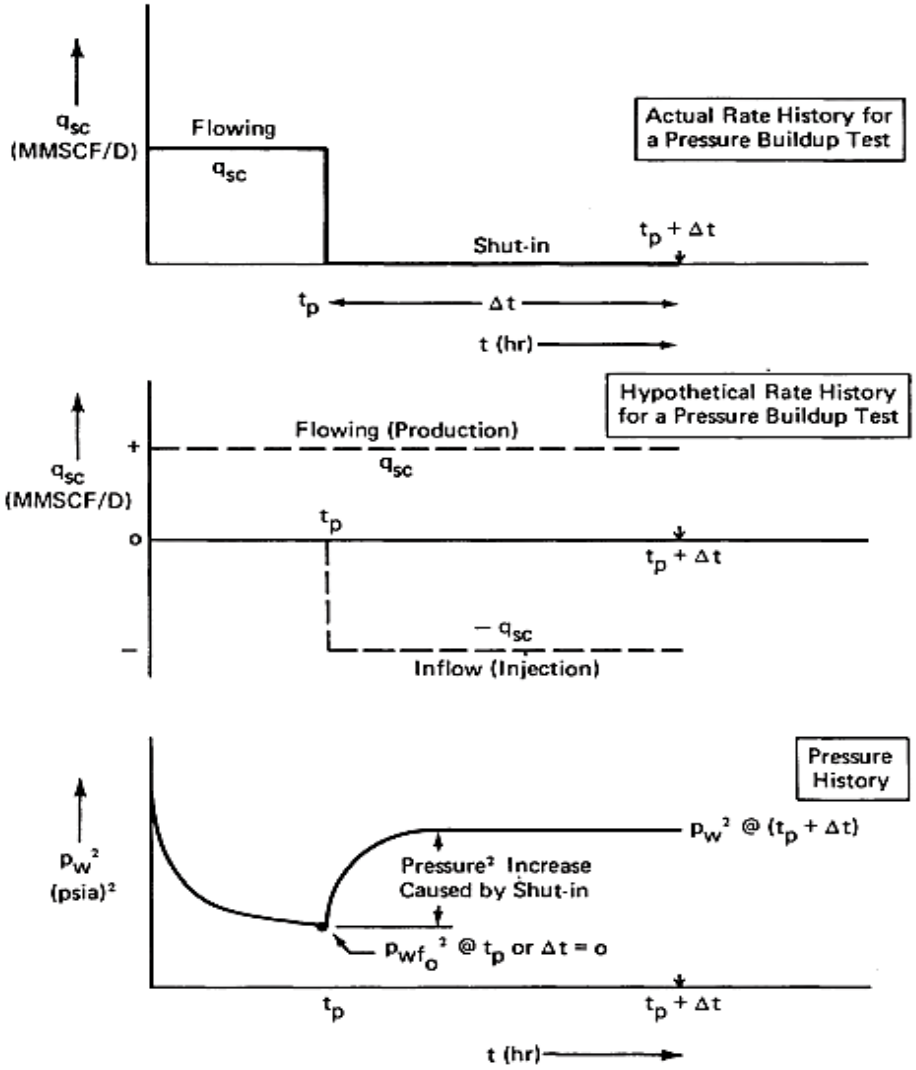
يكون P^* اقل من الضغط المكمني الاصلي Pi و اعلى من معدل الضغط لمنطقة التصريف P^- .



الشكل 7-14: معدل الضغط المكمني و الضغط الزائف من منحني هورنر

6-7 فحص تصاعد الضغط في الابار الغازية :

مبدأ سلوك و تفسير فحوصات تصاعد الضغط للابار الغازية (الشكل 7-15) بالطرائق التقليدية مثلها للابار النفطية و تختلف فقط في كون خواص الغاز (اللزوجة والانضغاطية) ليست ثابتة و انما دالة للضغط اي متغيرة بقوة مع تغير الضغط ، و هي غير النفط الذي يعتبر من الموائع ذات الانضغاطية القليلة slightly compressible fluid و خواصه نسبيا ثابتة مع الضغط. لذا سنستخدم نفس طرائق تفسير فحوصات تصاعد الضغط للابار النفطية و منها طريقة هورنر لكن بعد اجراء بعض التحويرات ذاتها التي اجرت في فحوصات هبوط الضغط والتي تتعلق بخواص الغاز و كما يأتي:



الشكل 7-15 : طريقة التجميع *superposition* في اشتقاق معادلة هورنر في فحص الابار الغازية

1- اذا كان الضغط المكمني او ضغط الجريان في قاع البئر اقل من 2000 psia فان معادلة هورنر في حساب الضغط المغلق تصبح بدلالة مربع الضغط و كما يأتي:

$$p_{ws}^2 = p_i^2 - \left[\frac{1637 Q_g T \bar{Z} \bar{\mu}}{kh}\right] \log\left(\frac{t_P + \Delta t}{\Delta t}\right) \text{ ---------- } 41$$

و عند رسم علاقة وقت هورنر مع مربع ضغط الغلق P^2_{ws} على رسم بياني نصف لوغاريتمي نحصل على علاقة خط مستقيم , من حساب ميله m نجد النفاذية :

$$k = \frac{1637 Q_g T \bar{Z} \bar{\mu}}{m\,h} \text{ ---------- } 42$$

- حساب عامل القشرة الكلي و يساوي :

$$s' = 1.151\left[\frac{p_{1hr}^2 - p_{wf}^2}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\bar{\mu}_g\bar{c}r_w^2}\right) + 3.23\right] \quad \text{---------- 43}$$

- لاحظ ان خواص الغاز تُحسب من علاقات عامة correlations عند معدل الضغط $\bar{P}$ او عند الضغط الاصلي للمكمن Pi او يُحسب بدلالة الضغط الزائف P* كما يأتي:

$$\bar{P} = \sqrt{[(p^{*2} + p_{wf}^2)/2]}. \quad \text{---------- 44}$$

2- اذا كان الضغط المكمني او ضغط الجريان في قاع البئر اعلى من 3000 psia فان معادلة هورنر في حساب الضغط المغلق للابار الغازية تصبح كما يأتي:

$$p_{ws} = p_i - 162.6\frac{q_g B_{gi}\mu_i}{kh}\left|\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)\right| \quad \text{---------- 45}$$

و عند رسم علاقة وقت هورنر مع ضغط الغلق على رسم بياني نصف لوغاريتمي نحصل على علاقة خط مستقيم نجد ميله m و من الميل نحسب النفاذية :

$$k = 162.6\frac{q_g B_{gi}\mu_i}{m\,h} \quad \text{---------- 46}$$

- نجد عامل القشرة الكلي و يساوي:

$$s' = 1.151\left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\bar{\mu}_g\bar{c}r_w^2}\right) + 3.23\right] \quad \text{---------- 47}$$

- لاحظ ان خواص الغاز تحسب من علاقات عامة عند معدل الضغط $\bar{P}$ او عند الضغط الاصلي للمكمن Pi او يُحسب بدلالة P* كما يأتي:

$$\bar{P} = (P^* + P_{wf})/2 \quad \text{---------- 48}$$

3- اذا كان الضغط المكمني او ضغط الجريان في قاع البئر اقل من 3000 psia و اعلى من 2000 psia فان معادلة هورنر بدلالة الضغط المكافيء تصبح كما يأتي:

$$m(p_{ws}) = m(p_i) - \left[\frac{1637Q_gT}{kh}\right] \times \log\left(\frac{t_P + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad \text{---------- 49}$$

و عند رسم علاقة وقت هورنر مع ضغط الغلق المكافيء $m(P_{ws})$ على رسم بياني نصف لوغاريتمي نحصل على علاقة خط مستقيم و من ميله m نجد النفاذية :

$$m = \left[\frac{1637Q_gT}{kh}\right] \quad \text{---------- 50}$$

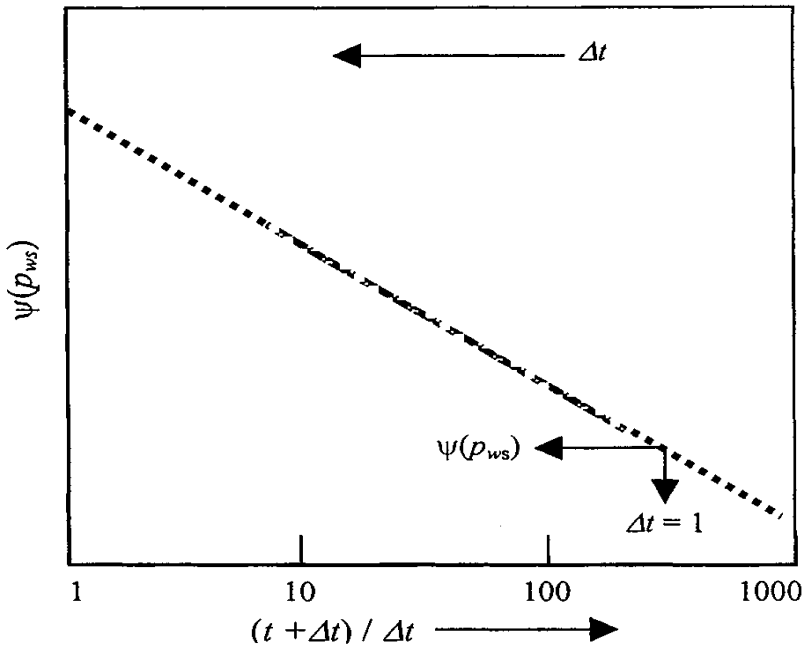
$$k = \left[\frac{1637 Q_g T}{m\,h}\right] \text{ ---------- } 51$$

m(p)-mmpsia2/cp ، T-Rankin، h -ft q_g=mscf/day ،k-md

- حساب عامل القشرة الكلي و يساوي:

$$s' = 1.151\left[\frac{m(p_{1hr}) - m(p_{wf})}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\bar{\mu}_g\bar{c}r_w^2}\right) + 3.23\right] \text{ ---------- } 52$$

جيث ان $m(P_{1hr})$ نحددها من تقاطع الخط المستقيم او امتداده عند الوقت Δt=1 hr. كما في الشكل- 7-16.



الشكل 7-16 : تحديد الضغط المكافىء *m(p) or ψ(p)* عند ساعة واحدة بطريقة هورنر

- ان معامل التضرر الكلي يكافىء :

$$s' = s + Dq_{sc} \text{ ---------- } 53$$

إذ ان s يمثل معامل تضرر او تحسن الطبقة المنتجة و يكون اما موجبا او سالبا و معامل الاضطراب D- turbulence coefficient يكون موجبا على الدوام من جراء حيود او عدم خضوع جريان الغاز عند قاع البئرلقانون دارسي. و لا يمكن فصل معامل التضرر الكلي و حساب D عبر فحص واحد و لكن بالامكان حسابه في حالة و جود فحص اخرمختلف في معدل الانتاج فنحصل على قيمة اخرى s´ و كما يأتي:

$$s_1' = s + Dq_{sc1} \quad \text{---------- 54}$$

$$s_2' = s + Dq_{sc2} \quad \text{---------- 55}$$

من المعادلتين اعلاه نجد ان :

$$D = \frac{s_1' - s_2'}{q_{sc1} - q_{sc2}} \quad \text{---------- 56}$$

- ان فرق الضغط نتيجة لتاثير معامل التضرر يساوي:

$$m(\Delta p)_{skin} = 0.869 m s' \quad \text{---------- 57}$$

- و كفاءة الجريان Flow Efficiency-FE للبئر الغازي تُحسب كما يأتي:

$$FE = \frac{m(p_i) - m(p_{wf}) - m(\Delta p)_{skin}}{m(p_i) - m(p_{wf})} \quad \text{---------- 58}$$

و ممكن استعمال معدل الضغط المكمني في حال توفره او الضغط الزائف $m(\bar{P})$ or m(P*) بدلا عن الضغط الاصلي m(Pi) في حساب كفاءة الجريان اعلاه.

- لاحظ ان خواص الغاز تحسب من علاقات عامة عند معدل الضغط $m(\bar{P})$ او عند الضغط الاصلي للمكمن m(Pi) او يُحسب بدلالة m(P*) كما يأتي:

$m(\bar{P}) = (m(P^*) + m(P_{wf}))/2$ --------59

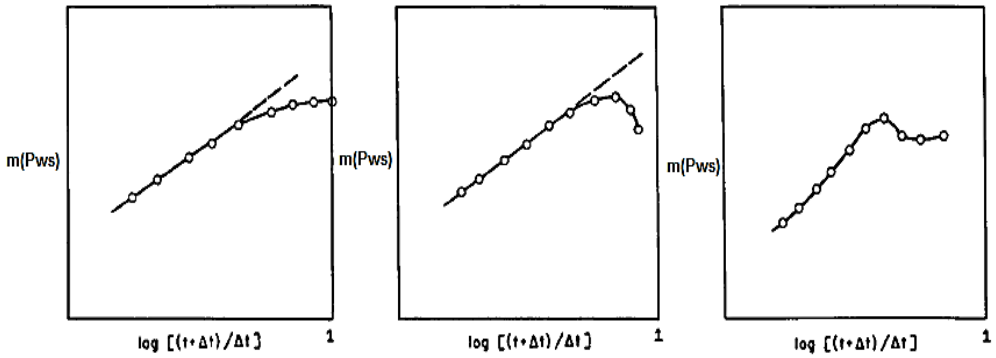
- و تُحسب نسبة التضرر Damage Ratio-DR للبئر الغازي كما يأتي:

DR = 1- FE --------60

- بالمثل يتم حساب معامل التضرر الكلي s´ ، معامل الاضطراب D ، كفاءة الجريان FE و نسبة التضرر DR لظروف الضغط المختلفة المذكورة في الفقرات اعلاه على ان يُحسب معدل الضغط .

7-7 الاشكال الشائعة لمنحنيات هورنر للغاز و لظروف مختلفة

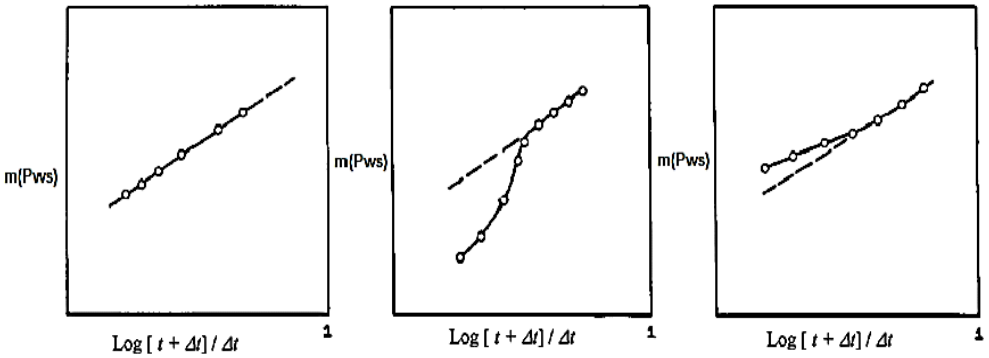
أُدرجت في الشكل 7-17 بعض الاشكال المثالية والشائعة لمنحنيات هورنر لظروف بئرية ومكمنية غازية مختلفة والتي يمكن مطابقتها لحالة و ظروف اي بئر غازي لنحصل على تحليل سريع quick look لطبيعة سلوك الضغط خلال الفحص.



BOUNDARY (one well in a bounded reservoir) – Sec. 3.3

INTERFERENCE (multiple wells in a bounded reservoir)- Sec.7.2

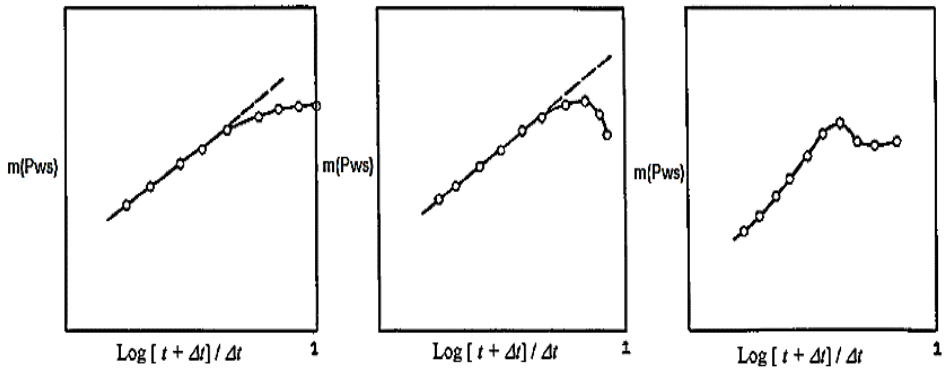
PHASE SEPARATION IN TUBING – Sec. 3.6



Ideal buildup

Positive skin, wellbore storage and partial penetration

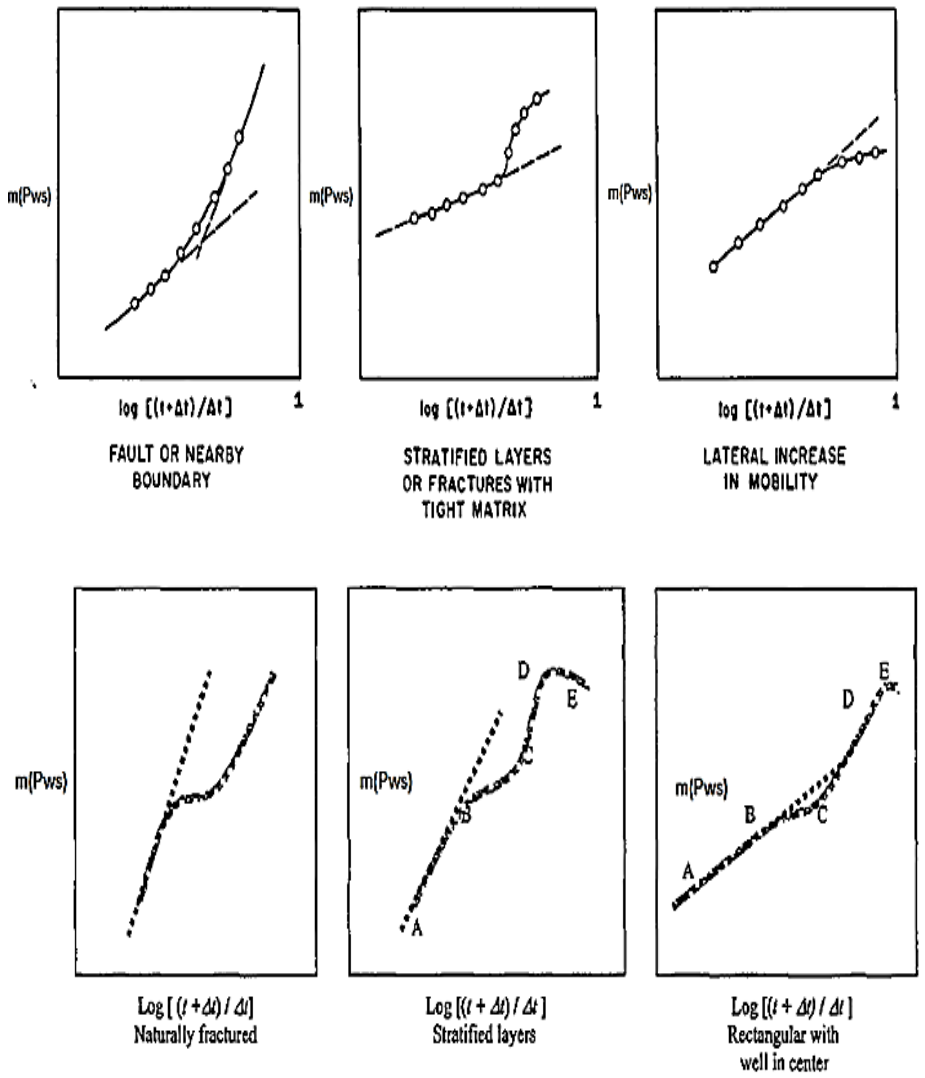
Negative skin



Boundary well in a bounded reservoir

Interference (multiple wells)

Phase separation in tubing



الشكل 7-17 : امثلة متعددة لاشكال منحني هورنر في فحص الابار الغازية - رسم نصف لوغاريتمي

- يستفاد من تحاليل فحوصات تصاعد الضغط للابار الغازية في تحديد نفاذية الطبقة المنتجة k ، عامل القشرة $\bar{s}$ و معدل الضغط المكمني $\bar{P}$ او الضغط الاصلي Pi.

- البيانات التي تحلل عادة تؤخذ من منطقة الوسطى Middle Time Region MTR والتي تمثل منطقة طور الجريان اللامستقر unsteady state flow region إذ المعاملات التي تحسب عندها تكون اكثر دقة مما لو حُسبت باستعمال بيانات المنطقة المتاخرة late time region MR او المبكرة early time region فالاولى تكون متاثرة بحدود المكمن و الثانية متاثرة بعامل القشرة.

- ان مد الخط المستقيم لمنحني هورنر وتقاطعه مع المحور الصادي سيحدد الضغط المكافىء الزائف m(P*) , من معلومية الضغط الزائف P* يمكن حساب معدل الضغط المكافىء $m(\bar{P})$.

مثال-6

بئر غازي نصف قطره r_w=0.47 ft ينتج بمعدل 6.148 MMscf/d لمدة 147.12 hrs. اغلق البئر لغرض اجراء فحص تصاعد الضغط و كان الضغط الاني قبل الغلق بحدود P_{wf}=1735 psia. معلومات خواص الفيزيائية للمائع أُدرجت في الجدول 7-5 و رسمت علاقة الضغط مع انضغاطية الغاز في الشكل-7-18 و علاقة الضغط مع لزوجة الغاز في الشكل 7- و أُدرجت بيانات الفحص في الجدول 7-7 العمود رقم واحد و ثلاثة. ادناه المعلومات الاخرى المتوفرة و كالاتي :

مكونات الغاز:

$N_2 = 0.11\%$, $CO_2 = 7.84\%$, $H_2S = 0.0\%$, $C_1 = 80.55\%$, $C_2 = 5.10\%$, $C_3 = 4.36\%$, $iC_4 = 0.87\%$, $nC_4 = 0.77\%$, $iC_5 = 0.22\%$, $nC_5 = 0.09\%$, $C_6 = 0.11\%$, $C7^+ = 0.00$.

البيانات الاخرى المتوفرة:

$h = 54$ ft; $\phi = 0.179$; well depth = 12,550 ft;

$c_g = 0.00025\ psi^{-1}$; $c_w = 3.20 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$; $c_0 = 3.30 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$; $c_f = 3.90 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$

$\bar{z} = 0.9467$; $\bar{\mu}_g = 0.02345$ cP, $s_w = 0.335$; $s_g = 0.665$; $c_t = 0.00023\ psi^{-1}$; $T = 250°F$;

p_R = 3700 psia; production rate at shut-in time = 6.148 mmscfd; cumulative production prior to test = 11.382 mmscf;

$\beta_g = 0.00513\ ft^3/scf = 0.000913\ bbl/scf$

$= 194.9752\ scf/ft^3 = 1095\ scf/bbl$

$= 1.0948\ mscf/bbl = 0.9134\ bbl/mscf$

باستعمال طريقة هورنر احسب ما يأتي:

-النفاذية ، عامل القشرة ، ضغط عامل القشرة ، كفاءة الانتاج و نصف القطر الظاهري؟؟ .

الحل :

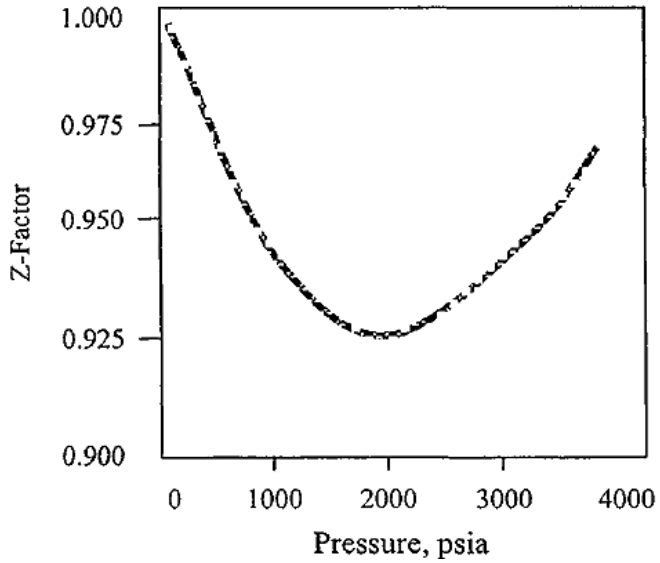
من مكونات الغاز و من العلاقات العامة للغاز gas correlation (الفصل الاول) او من تحاليل PVT نجد، الوزن الجزيئي للغاز ، كثافة الغاز ، الضغط الحرج والحرارة الحرجة أُدرجت ادناه.

$MW = 21.20$, $G = 0.732$, $P_c = 645.08$ psia, $T_c = 380.16°R$, $H_2S = 0.00\%$, $CO_2 = 7.84\%$, $N_2 = 0.11\%$, $P_i = 3965$ psia, $\mu_I = 0.02440$ cP, $c_i = 0.0002295$.

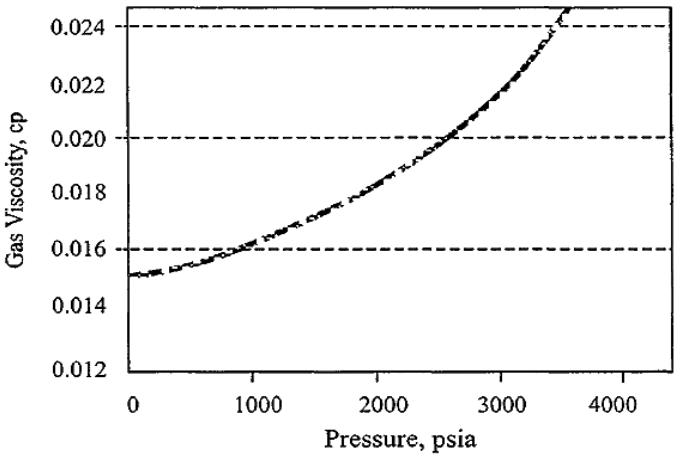
من لزوجة الغاز μ_g و معامل حيود الغاز Z ، نحسب قيم الضغط المكافىء للغاز - gas pseudopressure m(p) باستعمال التكامل ادناه :

$$m(P) = \int_0^P \frac{P}{\mu z}\, dp$$

لاحظ ان التكامل يمثل المساحة تحت المنحني لعلاقة $p/\mu z$ vs p و يمكن حسابها بطريقة شبه المنحرف Trapezoidal rule.



الشكل 7-18 : انضغاطية الغاز Z مع الضغط للمثال- 6



الشكل 7-19 : لزوجة الغاز مع الضغط للمثال- 6

طريقة الحساب سنطبقها لقيمتين للضغط الحقيقي و هما 800psia،400 psia إذ في البدء نجد نجد التكامل العددي numerical integration بطريقة شبه المنحرف(مراجعة الصفحة 109 الفصل الثالث) و كما يأتي:

- للضغط 400 psia:الضغط المكافىء للضغط الحقيقي يمثل التكامل من 0-400 psia ويساوي:

$$m(400) = 2\int_{p_{ref}}^{p} \frac{p}{\mu_g z} dp = 2\frac{\left[\left(\frac{p}{\mu_g z}\right)_0 + \left(\frac{p}{\mu_g z}\right)_{400}\right]}{2}$$

$$m(400) = 2\left(\frac{0 + 28,665}{2}\right)(400 - 0) = 11.466 \times 10^6 \text{ psia}^2/\text{cp}$$

- للضغط 800 psia : بنفس الطريقة و يساوي التكامل (المساحة تحت المنحني) من 400-800 psia زائدا التكامل من الخطوة اعلاه ، اي يساوي:

$$m(800) = 11.466 \times 10^6 + 2\left(\frac{28{,}665 + 56{,}378}{2}\right)(800 - 400)$$
$$= 11.466 \times 10^6 + 34.017 \times 10^6$$
$$m(800) = 45.483 \times 10^6 \text{ psia}^2/\text{cp}$$

- و هكذا تتم الحسابات لبقية الضغوط بالطريقة نفسها في اعلاه. أُدرجت النتائج في الجدول- 7-5 العمود الرابع و رُسمت العلاقة (الضغط مع الضغط المكافىء الغاز) في الشكل 7-20.

حسب الشكل 7-20 فان قيم الضغوط لاعلى من 2800 psia , العلاقة تكون خطية لذا فلاي قيمة ضغط حقيقي ممكن ان نجد قيمة الضغط المكافىء المقابلة له اما من الرسم مباشرة او من ايجاد صيغة معادلة تطابق fitting الخط المستقيم في الرسم و هنا في المثال يمكن كتابتها بالصيغة التالية :

$$m(p) = [0.3218p - 416.85] \text{ mm psia}^2/\text{cp}$$

اما بالنسبة للضغوط القليلة فالعلاقة تكون على شكل منحني و ممكن مطابقتها مع معادلة متعددة الحدود الى الحد السادس (في برنامج الاكسيل) و حسب الصيغة الاتية:

$$m(p) = A + Bp + Cp^2 + Dp^3 + Ep^4 + Fp^5$$

و حساب الثوابت A،B،C،D،E،F من التطابق. و أُدرجت قيمها للمثال في الجدول7-6 .

- بنفس الطريقة ممكن ايجاد الانضغاطية و لزوجة للغاز عند اي ضغط اما من الرسم او من معادلات التطابق و أُدرجت ثوابت المعادلات متعددة الحدود في الجدول-7-6 ايضا.

- لتحديد بداية منطقة طور الجريان اللامستقر USS اي بداية الخط المستقيم لعلاقة هورنر فنرسم علاقة الضغط المكافى للغاز مع الوقت في رسم بياني لوغاريتمي log-log الشكل7-21 و منه يمكن ان نحدد بداية الخط المستقيم عند الوقت 3.75 hrs. .

- نحسب طول مدة الانتاج t_p و تساوي :

$$t_P = \frac{24 \times 11.382}{6.148} = 44.44 \text{ hr}$$

- حساب وقت هورنر من بيانات الفحص وأُدرجت في الجدول7-7 . نرسم منحني هورنر كما في الشكلين 7-22 ، 7-23 إذ ان كلاهما يمثل علاقة هورنر لكن يختلفان في عكس الاحداثي السيني لوقت هورنر.

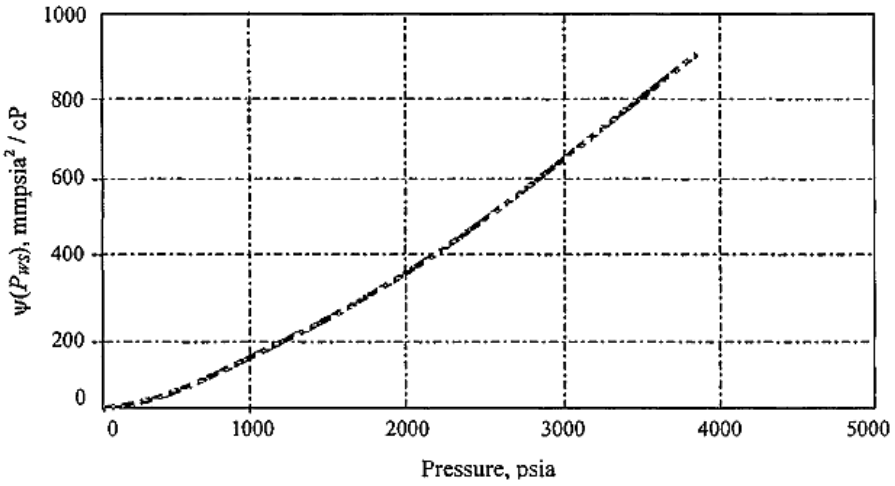
- نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص و نجد الميل له m و يساوي 71 .mmpsia^2/cp/cycle

- من الميل نجد النفاذية و تساوي :

$$kh = \frac{57.92 \times 10^6 \times 6.148 \times 710 \times 14.65}{71 \times 520} = 100.3 \text{ mD/ft}$$
$$k = 100.3/54 = 1.9 \text{ mD}$$

Pressure (psia)	Compressibility factor (z)	Gas viscosity μ_g (cP)	Real gas pseudopressure (psia^2/cP)
4000	0.9647	0.024580	872.92E+06
3600	0.9445	0.023151	739.56E+06
3200	0.9282	0.217210	610.28E+06
2800	0.9169	0.020329	486.72E+06
2400	0.9113	0.019008	371.18E+06
2000	0.9120	0.017784	266.41E+06
1600	0.9189	0.016681	175.33E+06
1200	0.9319	0.015723	100.83E+06
800	0.9503	0.014932	45.51E+06
400	0.9733	0.014337	11.47E+06
14.65	0.9995	0.013978	5.17E+05

جدول 7-5 : بيانات خواص الغاز PVT و حسابات $m(p)$ المثال رقم-6



الشكل 7-20 : الضغط المكافىء للغاز

Polynomial coefficients	Z-factor —	Gas viscosity (cP)	Real pseudopressure function (psia^2/cP)
A	0.999513	0.0139689	39453
B	−6.810505E-05	6.044023E-07	−222.976
C	4.707337E-09	8.323752E-10	72.0827
D	5.011202E-12	−1.145527E-17	5.287041E-04
E	−6.626846E-016	1.550466E-17	−1.993697E-06
F	1.094491E-20	−1.721434E-21	1.92384E-10

جدول 7-6: الثوابت في حسابات الضغط المكافىء للغاز $m(p)$ المثال رقم-6

Time, Δt hr (1)	$\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}$ — (2)	P_{ws} (psig) (3)	P_{ws} (psia) (4)	ΔP_{ws} psia (5)	$\psi(\Delta P_{ws})$ mmpsia^2/cP (6)	Drainage radius r_i (ft) (7)
0.00	—	1720	1735	204.35	0.00	0
0.02	2666.92	1723	1738	204.96	0.00	16
0.03	1333.96	1733	1747	207.12	0.059	22
0.07	667.48	1773	1788	216.16	14.89	31
0.10	445.32	1803	1818	223.10	21.83	38
0.13	334.24	1854	1869	234.89	33.62	44
0.17	267.59	1911	1925	248.28	47.01	49
0.25	178.73	2014	2028	273.44	72.17	60
0.33	134.30	2120	2135	300.34	99.07	69
0.50	89.86	2297	2312	347.09	145.82	85
0.75	60.24	2601	2615	432.19	230.92	104
1.00	45.43	2805	2819	492.58	291.31	120
1.50	32.62	3132	3146	593.35	392.07	147
2.00	23.22	3295	3310	645.38	444.11	170
2.50	18.77	3335	3350	658.17	456.89	190
3.00	15.81	3352	3366	663.42	462.14	208
3.50	13.69	3368	3382	668.65	467.37	225
4.00	12.11	3370	3385	669.42	468.14	240
4.83	10.19	3377	3391	671.52	470.24	264
5.00	9.89	3382	3397	673.23	471.96	269
5.50	9.08	3388	3403	675.21	473.93	282
6.00	8.41	3393	3407	676.66	475.38	294
6.50	7.84	3397	3411	677.96	476.68	306
7.00	7.35	3400	3415	679.15	477.88	318
7.50	6.92	3404	3418	680.32	479.04	329
8.00	6.55	3406	3421	681.13	479.85	340
8.50	6.23	3410	3425	682.30	481.02	350
9.00	5.94	3413	3428	683.37	482.09	360
9.50	5.68	3417	3432	684.66	483.39	370
10.0	5.44	3421	3436	685.99	484.72	380
10.50	5.23	3425	3440	687.32	486.05	389
11.00	5.04	3429	3443	688.36	487.08	398
11.50	4.86	3432	3447	689.43	488.16	407
12.00	4.70	3434	3448	689.95	488.68	416
12.50	4.55	3436	3451	690.86	489.59	425
13.00	4.42	3438	3453	691.55	490.27	433
13.50	4.29	3441	3456	692.46	491.18	441
14.00	4.17	3444	3459	693.40	492.12	449

جدول 7-7 : بيانات الفحص والحسابات للمثال رقم-6

Time, Δt hr (1)	$\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}$ (2)	P_{ws} (psig) (3)	P_{ws} (psia) (4)	ΔP_{ws} psia (5)	$\psi(\Delta P_{ws})$ mmpsia^2/cP (6)	Drainage radius r_l (ft) (7)
14.50	4.06	3447	3461	694.18	492.90	457
15.00	3.96	3449	3464	694.96	493.68	465
15.50	3.87	3452	3466	695.88	494.62	473
16.00	3.78	3454	3468	696.53	495.27	480
16.50	3.69	3456	3471	697.31	496.06	488
17.00	3.61	3458	3473	697.86	496.61	495
17.50	3.54	3461	3475	698.77	497.52	502
18.00	3.47	3462	3477	699.29	498.04	509
18.50	3.40	3465	3479	700.11	498.85	516
19.00	3.34	3467	3481	700.76	499.51	523
19.50	3.28	3469	3483	701.41	500.16	530
20.00	3.22	3471	3486	702.22	500.97	537
20.50	3.17	3473	3488	702.75	501.49	544
21.00	3.12	3474	3489	703.14	501.88	550
21.50	3.07	3477	3491	703.92	502.67	557
22.00	3.02	3478	3493	704.47	503.22	563
22.50	2.97	3480	3494	704.99	503.74	570
23.00	2.93	3481	3496	705.52	504.26	576
23.50	2.89	3482	3497	705.78	504.53	582
24.00	2.85	3485	3499	706.59	505.34	588
24.50	2.81	3486	3501	706.98	505.73	594
25.00	2.78	3487	3502	707.38	506.12	600
26.00	2.71	3491	3505	708.58	507.33	612
27.00	2.65	3494	3509	709.76	508.51	624
28.00	2.59	3497	3512	710.71	509.45	635
29.00	2.53	3500	3515	711.62	510.37	647
30.00	2.48	3503	3518	712.53	511.28	658
31.00	2.43	3506	3521	713.61	512.36	669
32.00	2.39	3509	3524	714.66	513.41	679
33.00	2.35	3511	3526	715.21	513.96	690
34.00	2.31	3514	3529	716.26	515.01	760
35.00	2.27	3517	3532	717.21	515.96	710
36.00	2.23	3519	3533	717.73	516.48	720
37.00	2.20	3522	3536	718.65	517.40	730
38.00	2.17	3523	3538	719.17	517.92	740
39.00	2.14	3526	3541	720.12	518.87	750
40.00	2.22	3529	3544	721.17	519.92	759
41.00	2.08	3531	3546	721.72	520.47	769
42.00	2.06	3534	3548	722.64	521.39	778
43.00	2.03	3536	3550	723.30	522.04	787
44.00	2.01	3539	3553	724.25	522.99	797

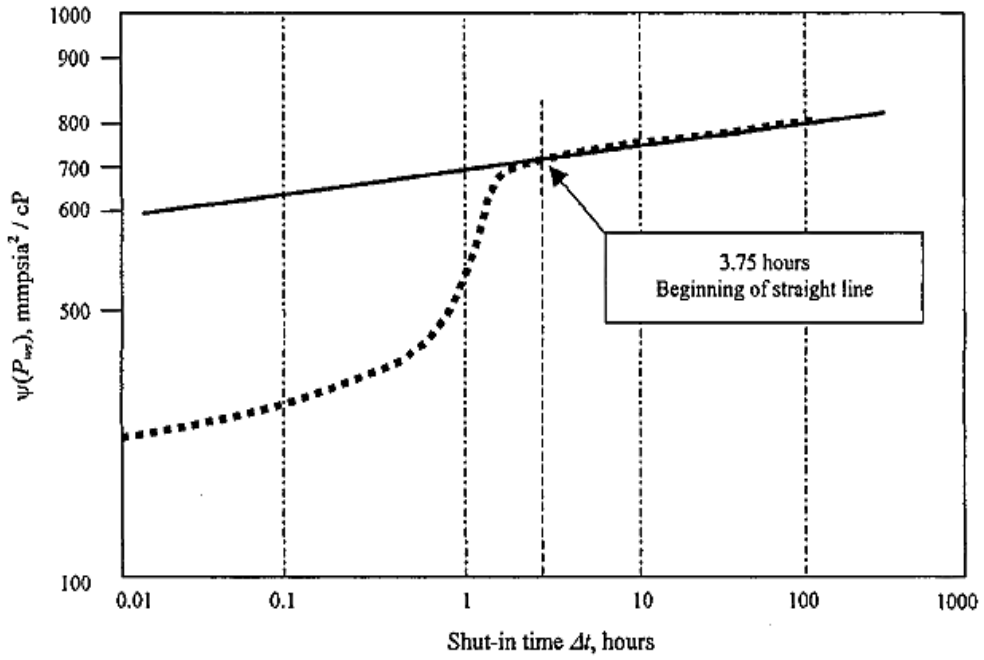
تكملة الجدول 7-7

Time, Δt hr (1)	$\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}$ — (2)	P_{ws} (psig) (3)	P_{ws} (psia) (4)	ΔP_{ws} psia (5)	$\psi(\Delta P_{ws})$ mmpsia^2/cP (6)	Drainage radius r_i (ft) (7)
45.00	1.99	3540	3555	724.77	523.52	806
46.00	1.97	3543	3557	725.56	524.31	814
47.00	1.95	3445	3560	726.38	525.12	823
48.00	1.93	3547	3561	726.90	525.65	832
49.00	1.91	3549	3564	727.69	526.44	841
50.00	1.89	3551	3566	728.38	527.12	849
51.00	1.87	3552	3567	728.64	527.39	858
52.00	1.85	3555	3570	729.56	528.31	866
53.00	1.84	3559	3571	730.08	528.83	874
54.00	1.82	3560	3574	730.90	529.65	882
55.00	1.81	3663	3575	731.30	530.04	891
56.00	1.79	3565	3578	732.22	530.96	899
57.00	1.78	3567	3580	732.91	531.65	907
58.00	1.77	3568	3581	733.43	532.18	915
59.00	1.75	3570	3583	733.96	532.70	922
60.00	1.74	3572	3585	734.48	533.23	930
61.00	1.73	3574	3587	735.17	533.92	938
62.00	1.72	3576	3589	735.96	534.71	946
63.00	1.71	3578	3590	736.35	535.10	953
64.00	1.69	3579	3592	737.04	535.79	961
65.00	1.68	3580	3594	737.57	536.32	968
66.00	1.67	3583	3595	737.83	536.58	976
67.00	1.66	3584	3597	738.62	537.37	983
68.00	1.65	3586	3599	739.18	537.93	990
69.00	1.64	3588	3601	739.84	538.59	997
70.00	1.63	3589	3602	740.36	539.11	1005
71.00	1.63	3592	3604	740.89	539.64	1012
72.00	1.62	3592	3606	741.58	540.33	1019
73.00	1.61	3594	3607	741.84	540.59	1026
74.00	1.60	3596	3609	742.50	541.25	1033
75.00	1.59	3598	3611	743.16	541.91	1040
76.00	1.59	3599	3613	743.64	542.38	1047
77.00	1.58	3600	3614	744.12	542.86	1054
78.00	1.57	3604	3615	744.51	543.26	1061
79.00	1.56	3604	3618	745.60	544.34	1067
80.00	1.56	3606	3619	745.73	544.48	1074
81.00	1.55	3607	3621	746.39	545.13	1081
82.00	1.54	3609	3622	746.78	545.53	1087
83.00	1.54	3611	3624	747.31	546.06	1094
84.00	1.53	3612	3625	747.87	546.62	1101
85.00	1.52	3613	3626	748.26	547.01	1107
86.00	1.52	3615	3628	748.79	547.54	1114

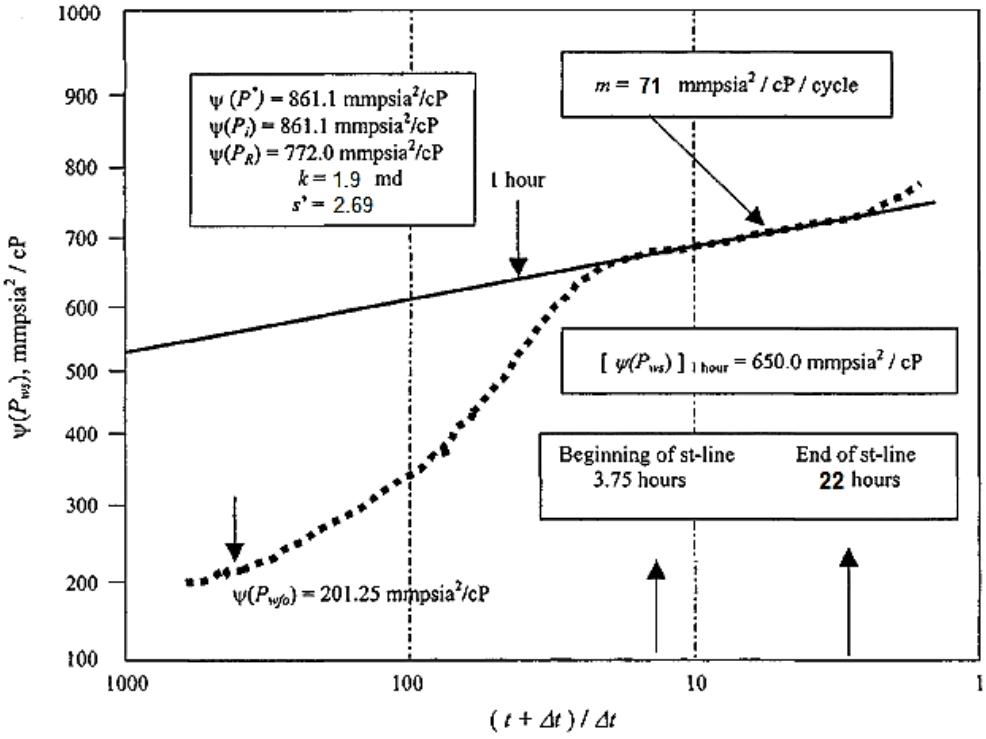
تكملة الجدول 7-7

Time, Δt hr (1)	$\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}$ (2)	P_{ws} (psig) (3)	P_{ws} (psia) (4)	ΔP_{ws} psia (5)	$\psi(\Delta P_{ws})$ mmpsia^2/cP (6)	Drainage radius r_i (ft) (7)
87.00	1.51	3616	3630	749.32	548.07	1120
88.00	1.50	3618	3631	749.71	548.46	1126
89.00	1.50	3619	3632	750.14	548.98	1133
90.00	1.49	3621	3634	750.67	549.42	1139
91.00	1.49	3624	3635	751.20	549.95	1145
92.00	1.48	3624	3638	752.15	550.90	1152
93.00	1.48	3625	3639	752.42	551.17	1158
94.00	1.47	3628	3640	752.68	551.43	1164
95.00	1.47	3628	3642	753.47	552.22	1170
96.00	1.46	3692	3643	753.74	552.49	1177
97.00	1.46	3631	3644	753.94	552.81	1183
98.00	1.45	3633	3645	754.63	553.18	1189
99.00	1.45	3635	3647	755.09	553.84	1195
100.00	1.44	3637	3650	755.88	554.63	1201
101.00	1.44	3640	3651	756.44	555.19	1207
102.00	1.44	3642	3654	757.50	556.25	1213
103.00	1.43	3644	3656	758.16	556.91	1219
104.00	1.43	3644	3658	758.72	557.47	1225
105.33	1.42	3644	3659	758.99	557.73	1232
106.00	1.42	3641	3659	758.85	557.60	1236
107.00	1.42	3644	3656	758.03	556.78	1242
109.00	1.41	3644	3658	758.72	557.47	1254
111.00	1.40	3644	3659	758.99	557.73	1265
113.00	1.39	3648	3661	759.65	558.39	1276
115.00	1.39	3651	3663	760.27	559.02	1288
117.00	1.38	3654	3666	761.26	560.01	1299
119.00	1.37	3656	3668	762.06	560.81	1310
121.00	1.37	3659	3671	762.98	561.73	1321
123.00	1.36	3662	3674	763.81	562.56	1332
125.00	1.36	3666	3676	764.74	563.48	1343
127.00	1.35	3666	3681	766.22	564.97	1353
129.00	1.34	3669	3683	766.89	565.63	1364
131.00	1.34	3669	3684	767.15	565.90	1374
133.00	1.33	3673	3684	767.15	565.90	1385
135.00	1.33	3677	3688	768.51	567.25	1395
137.00	1.32	3678	3691	769.73	568.48	1406
139.00	1.32	3680	3693	770.13	568.88	1416
141.00	1.32	3682	3695	770.92	569.67	1426
143.00	1.31	3685	3696	771.32	570.07	1436
145.00	1.31	3686	3700	772.41	571.16	1446
147.12	1.30	3686	3700	772.68	571.43	1446

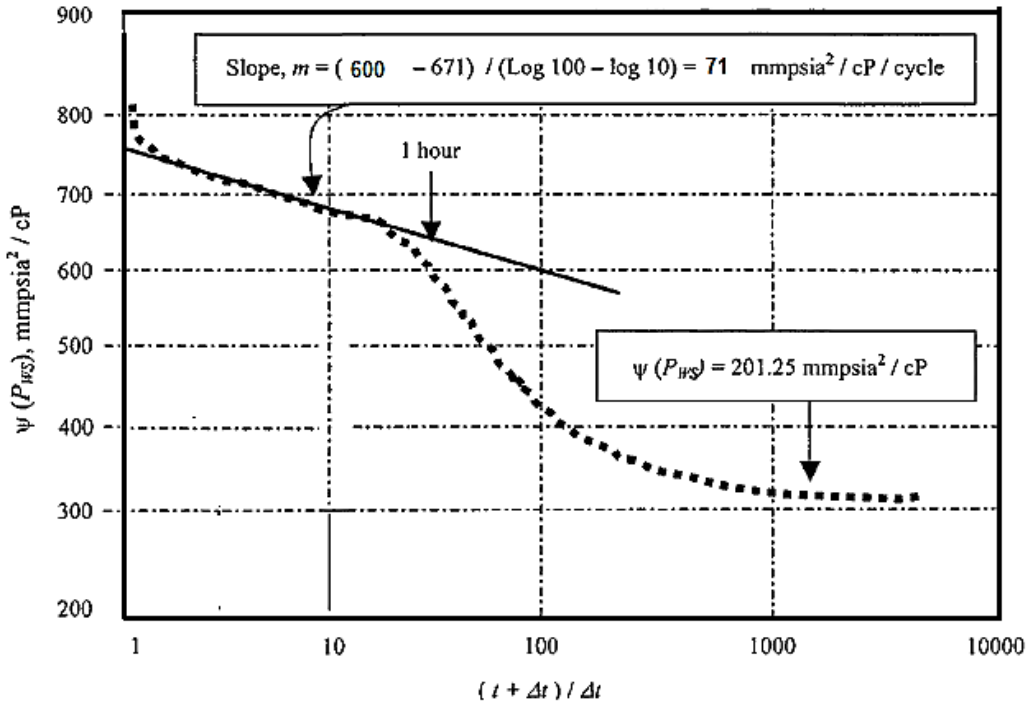
تكملة الجدول 7-7



الشكل 7-21 : تحديد وقت الدخول لمنطقة USS للمثال- 6



الشكل 7-22 : منحني هورنر باستعمال الضغط المكافيء للمثال- 6



الشكل 7-23 : منحني هورنر للمثال- 6 (عكس الاحداثي السيني لايجاد الضغط المكمني)

- من الرسم نحدد $m(p_{1hr})=650$ mmpsia^2/cp و حساب عامل القشرة s :

$$s' = 1.151\left[\frac{\psi(p_{1hr}) - \psi(p_{wfo})}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi_{HC}\mu_g c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{650 - 201.25}{71} - \log\left(\frac{\mathbf{1.9}}{0.119 \times 0.02345 \times 2.3 \times 10^{-4} \times 0.4271^2}\right) + 3.23\right]$$

$$s' = \mathbf{2.69}$$

- اذن البئر في حالة تضرر واضحة ، نجد فرق الضغط من جراء التضرر و يساوي:

$$\psi(\Delta P)_{skin} = 0.869\, ms' = 0.869(\mathbf{71})(\mathbf{2.69})$$

$$= \mathbf{166} \text{ mmpsia}^2/\text{cP} \leftrightarrow \mathbf{1150} \text{ psia}$$

لاحظ ان فقدان الضغط نتيجة لتضرر البئر عالي.

- من الرسم بياني نحدد الضغط الزائف المكافىء وذلك من تقاطع الخط المستقيم مع وقت هورنر الواحد و يساوي $m(P^*)=861$ mmpsia^2/cp و منه نحسب كفاءة الجريان ويساوي:

$$FE = \frac{\psi(p^*) - \psi(p_{wfo}) - \psi(\Delta p)_{skin}}{\psi(p^*) - \psi(p_{wfo})}$$

$$= \frac{861.12 - 201.25 - \mathbf{166}}{861.12 - 201.25} = \mathbf{0.75}$$

هذا يعني ان البئر ينتج من جراء عامل القشرة بحدود 75% من معدل الجريان فيما لو كان في ظروف تشغيل جيدة و غير متضرر.

- نصف قطر البئر الفعال في هذه الحالة يساوي:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} = 0.4271e^{-2.69} = 0.029 \text{ ft}$$

فيزيائيا و بسبب كون نصف قطر البئر الفعال اقل من نصف قطر البئر الحقيقي r_w=0.471 ft، يعني هنالك تضرر في البئر يرجع سبب ذلك الى عاملي الاضطراب و التضرر العادي . بمعنى اخر ان البئر المفحوص ينتج بمعدل 6.148 mmscf/day بنصف قطر قدره 0.029 ft و بنفاذية غير متضررة قدرها 1.9 md.

مثال-7

أُدرجت معلومات فحص تصاعد الضغط لبئر محفور في مكمن مكتشف حديثا في الجدول7-8 و المعلومات الاخرى المتوفرة مُدرجة ادناه :

$p_i = 2375$ psia $t_p = 2{,}000$ hours $q_g = 5{,}256$ Mscf/D

$\bar{c}_t = 2.238 \times 10^{-4}$ psia^{-1} $\bar{\mu}_g = 0.01885$ cp $\bar{B}_g = 0.962$ RB/Mscf

$z = 0.8678$ $\gamma_g = 0.7$ $T = 640°R$ (180°F)

$h = 28$ ft $\phi = 0.18$ $r_w = 0.3$ ft

احسب النفاذية و معامل التضرر بطريقة هورنر باستعمال الضغط العادي للغاز و مربع الضغط و الضغط المكافىء المصحح adjusted pseudo pressure - Pa؟؟؟

الحل :

نرسم العلاقات الاتية على رسم بياني نصف لوغاريتمي و كما في الاشكال رقم- 7- 24 و 7-25 و على التوالي:

(1) p_{ws} vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$;

(2) p_{ws}^2 vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$;

تفسير الفحص باستعمال الضغط العادي

- من الشكل 7-24 و لكون المكمن مكتشف حديثا فان تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي يتحدد الضغط الاصلي للمكمن و يساوي pi=2906 psia .

- حساب ميل الخط المستقيم m و يساوي :

$$m = 2{,}375 - 2{,}329.9 = 45.1 \text{ psi/cycle.}$$

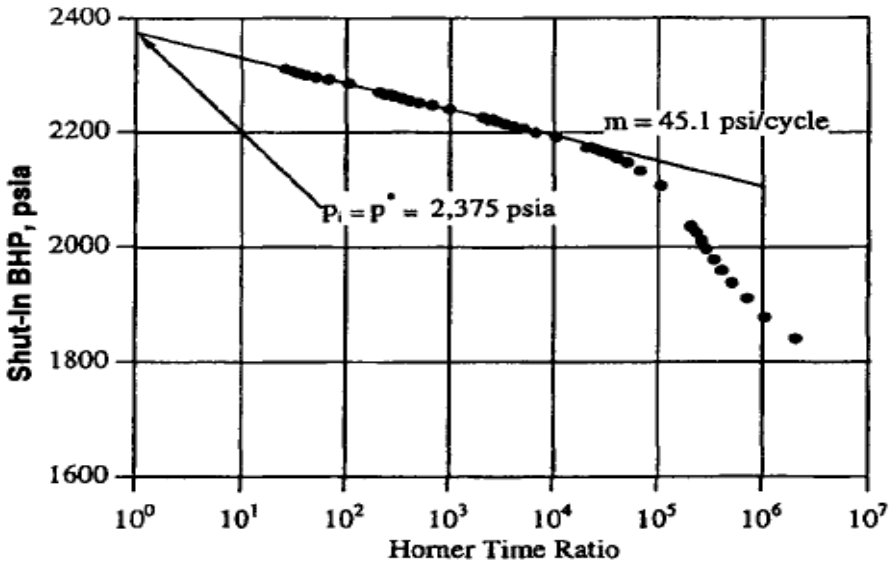
- حساب النفاذية :

$$k = \frac{162.6 q_g \bar{B}_g \bar{\mu}_g}{mh} = \frac{(162.6)(5,256)(0.962)(0.01885)}{(45.1)(28)}$$

$$k = 12.27 \text{ md.}$$

Δt (hours)	p_{ws} (psia)	p_{ws}^2 (psia$^2 \times 10^{-6}$)	Adjusted Pressure (psia)	Horner Time Ratio	Adjusted Horner Time Ratio
0	1800	3.24	726.47	—	—
0.001	1,842.4	3.39	758.94	2,000,001	3,031,200
0.002	1,878.3	3.53	786.86	1,000,001	1,502,000
0.003	1,909.2	3.65	811.21	666,668	993,280
0.004	1,935.8	3.75	832.42	500,001	739,530
0.005	1,959	3.84	851.09	400,001	587,710
0.006	1,979.3	3.92	867.54	333,334	486,800
0.007	1,997.1	3.99	882.11	285,715	414,950
0.008	2,012.7	4.05	894.91	250,001	361,260
0.009	2,026.6	4.11	906.41	222,223	319,660
0.01	2,038.8	4.16	916.5	200,001	286,500
0.02	2,108.3	4.44	974.88	100,001	139,470
0.03	2,135.2	4.56	997.78	66,668	91,578
0.04	2,148.6	4.62	1,009.3	50,001	68,034
0.05	2,156.7	4.65	1,016.2	40,001	54,074
0.06	2,162.4	4.68	1,021.1	33,334	44,848
0.07	2,166.7	4.69	1,024.8	28,572	38,300
0.08	2,170.2	4.71	1,027.9	25,001	33,414
0.09	2,173.2	4.72	1,030.5	22,223	29,630
0.1	2,175.8	4.73	1,032.7	20,001	26,612
0.2	2,191.7	4.80	1,046.5	10,001	13,162
0.3	2,200.4	4.84	1,054.1	6,667.7	8,729.2
0.4	2,206.4	4.87	1,059.3	5,001.0	6,525.5
0.5	2,211	4.89	1,063.3	4,001.0	5,208.2
0.6	2,214.8	4.91	1,066.6	3,334.3	4,332.2
0.7	2,217.9	4.92	1,069.3	2,858.1	3,707.8
0.8	2,220.6	4.93	1,071.7	2,501.0	3,240.3
0.9	2,223	4.94	1,073.8	2,223.2	2,877.2
1	2,225.2	4.95	1,075.7	2,001.0	2,587.1
2	2,239.1	5.01	1,087.9	1,001.0	1,286.4
3	2,247.1	5.05	1,095.0	667.67	855.08
4	2,252.8	5.08	1,100.0	501.00	640.07
5	2,257.2	5.09	1,103.9	401.00	511.34
6	2,260.8	5.11	1,107.1	334.33	425.67
7	2,263.8	5.12	1,109.7	286.71	364.56
8	2,266.4	5.14	1,112	251.00	318.78
9	2,268.7	5.15	1,114.1	223.22	283.22
10	2,270.8	5.16	1,115.9	201.00	254.79
20	2,284.3	5.22	1,127.9	101.00	127.24
30	2,292.1	5.25	1,134.9	67.667	84.903
40	2,297.6	5.28	1,139.8	51.000	63.791
50	2,301.9	5.30	1,143.6	41.000	51.149
60	2,305.3	5.31	1,146.7	34.333	42.734
70	2,308.2	5.33	1,149.2	29.571	36.731
80	2,310.7	5.34	1,151.5	26.000	32.234

جدول 7-8 :بيانات الفحص و الحسابات للمثال- 7



الشكل 7-24 :طريقة هورنر الضغط العادي للمثال- 7

- نجد الضغط عند ساعة واحدة P_{1hr} من وقت هورنر عند ساعة واحدة الذي يساوي يساوي:

$$t_p + \Delta t)/\Delta t = (2000 + 1)/1 = 2{,}001$$

عند قيمة وقت هورنر ساعة واحدة نقرأ قيمة الضغط على الخط المستقيم او امتداده فنجد ان P_{1hr}=2226 psia ومنه نحسب عامل القشرة ، كما يأتي:

$$s' = 1.151\left\{\left[\left(p_{1hr} - p_{wf}\right)/m\right] - \log\left(k/\phi\overline{\mu}_g\overline{c}_t r_w^2\right) + 3.23\right\}$$

$$= 1.151\left(\left[(2{,}226 - 1{,}800)/45.1\right] - \log\left\{12.27/\left[(0.18) \times (0.01885)(0.0002238)(0.3)^2\right]\right\} + 3.23\right)$$

$$s' = 5.09.$$

- من الشكل7-24 فان تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي عند قيمة وقت هورنر الواحد $(t_p+\Delta t)/\ \Delta t=1$ سيساوي الضغط الاصلي للمكمن P_i=2375 psia.

تفسير الفحص بطريقة مربع الضغط

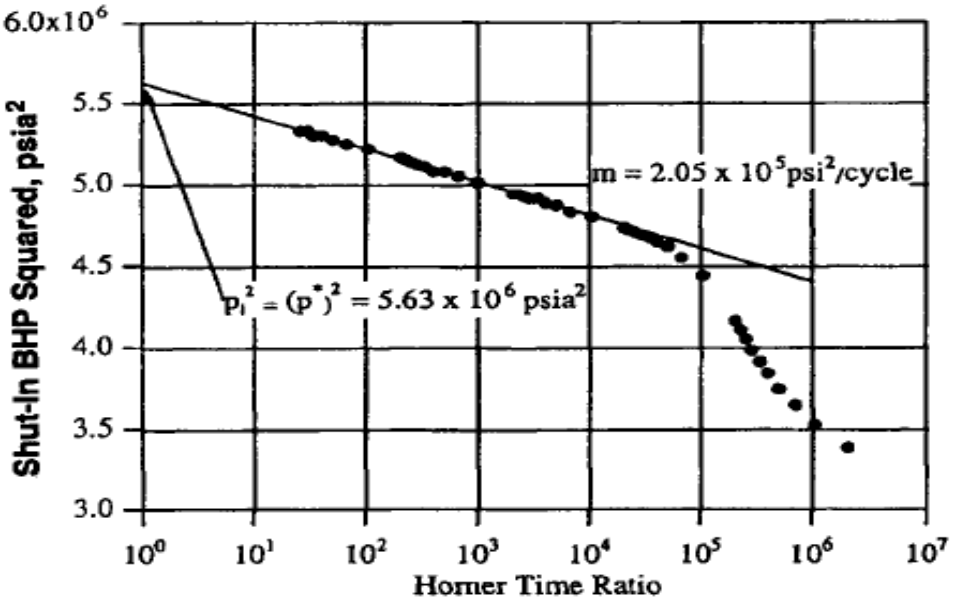
- من الشكل 7-25 نحدد المنطقة الوسطى للفحص - طور الجريان اللامستقر USS ، نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص ثم نجد ميل الخط المستقيم و يساوي:

$$m = 5.63 \times 10^6 - 5.425 \times 10^6 = 0.205 \times 10^6 \text{ psia}^2\text{/cycle.}$$

- حساب النفاذية و تساوي:

$$k = \frac{1637 q_g T z \overline{\mu}_g}{mh} = \frac{(1637)(5,256)(640)(0.868)(0.01885)}{(2.05 \times 10^5)(28)}$$

$$k = 15.7 \text{ md.}$$



الشكل 7-25 : طريقة هورنر باستعمال مربع الضغط للمثال- 7

- حساب مربع الضغط عند ساعة واحدة ومن ثم حساب عامل القشرة و كما يأتي:

$$p^2_{1hr} = 4.95 \times 10^6 \text{ psia}^2 \text{ at } (t_p + \Delta t)/\Delta t = 2{,}001$$

$$s' = \left\{ \left[\left(p^2_{1hr} - p^2_{wf} \right)/m \right] - \log\left(k/\phi \overline{\mu}_g \overline{c}_t r_w^2 \right) + 3.23 \right\}$$

$$= 1.151 \left(\frac{4.95 \times 10^6 - 3.24 \times 10^6}{2.05 \times 10^5} \right.$$

$$\left. - \log\left\{ 15.7/\left[(0.18)(0.01885)(0.0002238)(0.3)^2 \right] \right\} + 3.23 \right)$$

$$s' = 3.69.$$

- من الشكل7-25 و لكون المكمن مكتشف حديثا فان تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي عند قيمة وقت هورنر الواحد $(t_p+\Delta t)/\ \Delta t=1$ سيساوي مربع الضغط الاصلي للمكمن $P_i^2=5.3\times10^6$ psia^2. اذن الضغط يساوي $P_i=2302$ psia.

ملخص للمعادلات التي تستخدم في تفسير فحص هبوط وتصاعد الضغط للابار النفطية و الغازية ادرجت في الجدول7-9.

	Case	
	Oil	Gas, Using Adjusted Variables
Flow Test		
Semilog graph variables	p_{wf} vs. t	$p_{a,wf}$ vs. t
Permeability from slope, m, of semilog straight line	$k = \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{mh}$	$k = \frac{162.6 q_g \overline{B}_g \overline{\mu}}{mh}$
Skin-factor calculation	$s = 1.151\left[\frac{p_i - p_{1hr}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$	$s' = 1.151\left[\frac{p_{a,i} - p_{a,1hr}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \overline{\mu} \overline{c}_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$
Buildup Test		
Semilog graph variables	p_{ws} vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$	$p_{a,ws}$ vs. $(t_p + \Delta t_a)/\Delta t_a$
Permeability from slope, m, of semilog straight line	$k = \frac{162.6 q_o B_o \mu_o}{mh}$	$k = \frac{162.6 q_g \overline{B}_g \overline{\mu}}{mh}$
Skin-factor calculation	$s = 1.151\left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$	$s' = 1.151\left[\frac{p_{a,1hr} - p_{a,wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \overline{\mu} \overline{c}_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$

جدول 7-9 : معادلات تفسير فحوصات الابار النفطية و الغازية

	Case	
	Gas, Using Pressure and Time	Gas, Using Pressure Squared and Time
Flow Test		
Semilog graph variables	p_{wf} vs. t	p_{wf}^2 vs. t
Permeability from slope, m, of semilog straight line	$k = \frac{162.6 q_g \overline{B}_g \overline{\mu}}{mh}$	$k = \frac{1637 q_g T \overline{z} \overline{\mu}}{mh}$
Skin factor calculation	$s' = 1.151\left[\frac{\overline{p} - p_{1hr}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \overline{\mu} \overline{c}_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$	$s' = 1.151\left[\frac{\overline{p}^2 - p_{1hr}^2}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \overline{\mu} \overline{c}_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$
Buildup Test		
Semilog graph variables	p_{ws} vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$	p_{ws}^2 vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$
Permeability from slope, m, of semilog straight line	$k = \frac{162.6 q_g \overline{B}_g \overline{\mu}}{mh}$	$k = \frac{1637 q_g T \overline{z} \overline{\mu}}{mh}$
Skin factor calculation	$s' = 1.151\left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \overline{\mu} \overline{c}_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$	$s' = 1.151\left[\frac{\overline{p}_{1hr}^2 - p_{wf}^2}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \overline{\mu} \overline{c}_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$

تكملة الجدول 7-9

	Case
	Gas, Using Pseudopressure and Time
Flow Test	
Semilog graph variables	$m(p)$ vs. t
Permeability from slope, m, of semilog straight line	$k = \frac{1637 q_g T}{mh}$
Skin factor calculation	$s' = 1.151\left[\frac{m(p^*) - m(pwf)}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$
Buildup Test	
Semilog graph variables	$m(p)$ vs. $(t_p + \Delta t)/\Delta t$
Permeability from slope, m, of semilog straight line	$k = \frac{1637 q_g T}{mh}$
Skin factor calculation	$s' = 1.151\left[\frac{m(p1hr) - m(pwf)}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$

تكملة الجدول 7-9

8-7 حساب معدل الضغط المكمني

معدل ضغط المكمن يمكن احتسابه عبر فحص تصاعد الضغط في حالة كون الفحص في منطقة طور الجريان شبه المستقر(*Psudo steady state*) ، على أن يكون البئر الوحيد المنتج و إيقاف باقي الآبار عن الإنتاج لمدة معينة، رغم أن هذا الأمر غير عملي وغير اقتصادي. في الحالة هذه سيَثبت الضغط مع الوقت كما هو موضح في الشكل 7-26، و يُحدد من الرسم معدل الضغط للمكمن. أما في حالة وجود آبار أخرى منتجة أو تأثيرات أخرى، فإن الضغط المقاس لا يعكس معدل ضغط المكمن بالكامل، بل يمثل فقط معدل ضغط المنطقة المفحوصة.

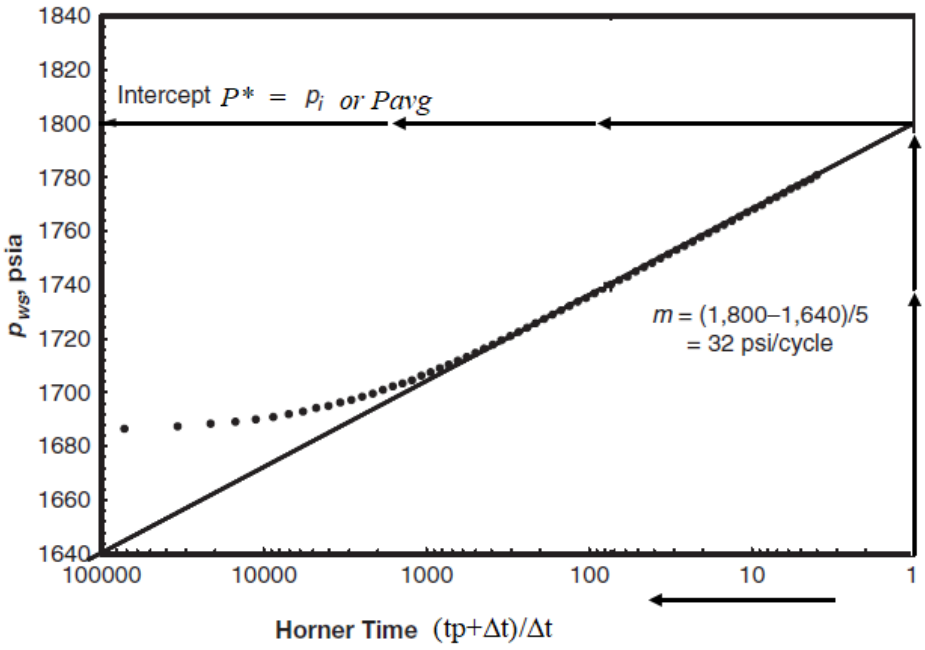
يتم الاستفادة من حسابات معدل الضغط في العديد من التطبيقات المكمنية، مثل حسابات موازنة المادة(*material balance*) ، والتدفق المائي(*water influx*) ، والاستخلاص الثانوي (*secondary recovery*)، وغيرها من التطبيقات.

هناك عدة طرائق لاحتساب قيمة معدل الضغط بناءً على بيانات فحص تصاعد الضغط. هذه الطرائق تعتمد على المساحة والشكل الهندسي لمنطقة التصريف، كما تشترط أن يكون طور الجريان قبل الغلق من نوع الجريان شبه المستقر، أي أن يكون هنالك تأثير ملحوظ لحدود المكمن على سلوك الضغط . فيما ادناه البعض من تلك الطرائق:

1-8-7 طريقة هورنر

تم التطرق الى طريقة هورنر في تفسير فحص تصاعد الضغط لحساب النفاذية باعتماد الخط المستقيم نصف اللوغاريتمي لعلاقة وقت هورنر $(tp+\Delta t)/\Delta t$ في الاحداثي اللوغاريتمي السيني و ضغط الغلق P_{ws} بالاحداثي الصادي العادي (الشكل 7-26).

في حال ان البئر تطويري او انتاجي فان تقاطع وقت هورنر (tp+Δt)/Δt=1 مع الخط المستقيم او امتداده سيعطي قيمة P* الذي يمثل معدل الضغط المكمني P_{avg} . و في حال ان البئر استكشافي فالضغط من التقاطع يمثل الضغط المكمني الاصلي(الاولي) P_i .



الشكل 7-26 : طريقة هورنر

7-8-2 طريقة ديتز - *Dietz method*

تعتمد الطريقة على الافتراضات الاتية:

- إنتاج البئر بمعدل ثابت لمدة كافية للوصول إلى الجريان شبه المستقر pseudosteady-state قبل غلق البئر لتصاعد الضغط.

- أثناء فحص تصاعد الضغط فان حالة الجريان الشعاعي اللامحدود موجودة وتستمر لمدة كافية لتحديد الخط المستقيم نصف اللوغاريتمي.

- شكل منطقة التصريف وحجمها معروف وكذلك موقع البئر داخل منطقة تصريف البئر.

اذا تحققت الافتراضات المذكورة أعلاه، فان ديتز يستعين بالمخطط نصف اللوغاريتمي لطريقة ميلر MDH semi-log في تحديد معدل الضغط عند منطقة التصريف و على النحو التالي :(**Dietz 1965**)

- نتبع خطوات تفسير فحص تصاعد الضغط لطريقة MDH المذكورة في الفقرات السابقة بخصوص تحديد النفاذية k .

- من جداول عوامل الشكل لديتز Dietz ، نبحث عن عامل الشكل C_A الذي يتوافق مع شكل منطقة التصريف المعروفة وموقع البئر.

- حساب المدة الزمنية Δt_{p^-} و تمثل الوقت الذي الذي عنده يتواجد معدل ضغط منطقة التصريف و يساوي :

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637 C_A k} \quad \text{---------- 61}$$

Δt = shut-in time, hours
A = drainage area, ft^2
C_A = shape factor
k = permeability, md
c_t = total compressibility, psi^{-1}

ثم نقاطع الوقت Δt_{p^-} مع الخط المستقيم او امتداده في الرسم نصف اللوغارتمي MDH و نقرا الضغط المقابل ليمثل معدل الضغط لمنطقة التصريف $\bar{p}$.

مثال-8

احسب معدل الضغط بطريقة ديتز مستخدما البيانات في المثال رقم-1 ؟؟

- من بيانات الفحص نرسم علاقة ضغط الغلق Pws عادي مع زمن الغلق Δt - لوغاريتمي الشكل7-27 .

- من الرسم نحدد التالي:

الميل $m=40\ psi/cycle$ و $P1hr=3266\ psi$

- حساب قيمة الضغط الزائف P^* حسب المعادلة الاتية :

$$p^* = p_{1\,hr} + m \log(t_p + 1)$$
$$= 3266 + 40 \log(310 + 1) = 3365.7 \text{ psi}$$

- حساب الزمن $\Delta t_{\acute{P}}$ كالتالي:

$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637 C_A k}$$

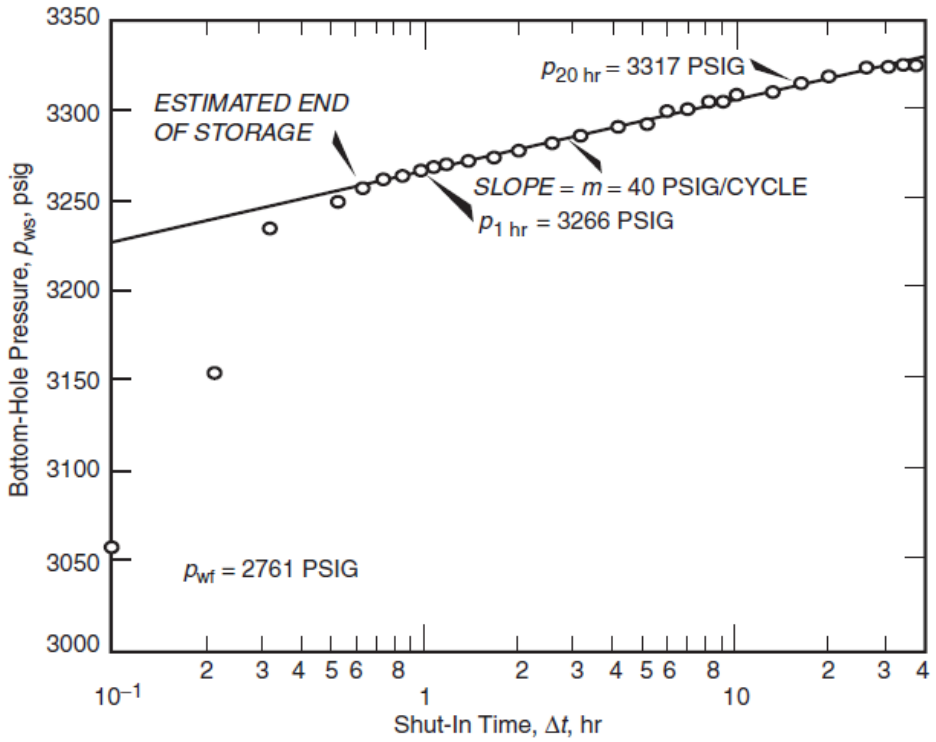
$$(\Delta t)_{\bar{p}} = \frac{(0.09)(0.2)(22.6 \times 10^{-6})(\pi)(2640)^2}{(0.0002637)(12.8)(31.62)}$$
$$(\Delta t)_{\bar{p}} = 83.5 \text{ hours}$$

- و لما كان مدة الفحص في الرسم البياني لميلر لا تمتد الى $83.5\ hrs$ فنستخدم بدل ذلك المعادلة ادناه لحساب معدل الضغط:

$$\bar{p} = p_{1\,hr} + m \log(\Delta t - 1)$$

اي ان

$$\bar{p} = 3266 + 40 \log(83.5 - 1) = 3343 \text{ psi}$$



الشكل 7-27 : طريقة ديتز للمثال- 8

7-8-3 طريقة رامي و كوب- *Ramey-Cobb method*

اوجد رامي و كوب *Ramey-Cobb (1971)* طريقة لاحتساب معدل الضغط لمنطقة تصريف البئر والتي يمكن قراءته مباشرة من الخط المستقيم النصف لوغاريتمي للرسم البياني لطريقة لهورنر على شرط توفر المعلومات الاتية:

المساحة و الشكل الهندسي لمنطقة التصريف ، موقع البئر بالنسبة لمنطقة التصريف.

الطريقة تعتمد حساب قيمة وقت الانتاج اللابعدي t_{pDA} و الذي يساوي :

$$t_{pDA} = \left[\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t A}\right] t_p \quad \text{---------- 62}$$

t_p = producing time since the last shut-in, hours
A = drainage area, ft^2

- من معرفة الشكل الهندسي لمنطقة التصريف و موقع البئر بالنسبة لمنطقة التصريف يمكن ان نحدد الوقت اللابعدي للوصول الى حالة شبه الاستقرار $(t_{DA})_{pss}$ من الجدول 4-1.

- الان نقارن مابين قيمتي الوقت اللابعدي t_{pDA} و $(t_{DA})_{pss}$:

- فاذا كان $t_{pDA} < (t_{DA})_{pss}$ فان معدل الضغط يساوي :

$$\bar{p} = p^* - m \log \left[\exp \left(4\pi t_{pDA} \right) \right] \text{ ---------- } 63$$

او احسب وقت هورنر عند معدل الضغط و يساوي :

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{p}} = \exp \left(4\pi t_{pDA} \right) \text{ ---------- } 64$$

ثم من تقاطع وقت هورنر اعلاه مع الخط المستقيم او امتداده في الرسم نصف اللوغارتمي نجد الضغط المقابل له ليمثل معدل الضغط .

- اذا كان $t_{pDA} > (t_{DA})_{pss}$ فان معدل الضغط يساوي :

$$\bar{p} = p^* - m \log \left(C_A t_{pDA} \right) \text{ ---------- } 65$$

m = absolute value of the semilog straight-line slope, psi/cycle
p^* = false pressure, psia
C_A = shape factor, from Table 4·1

او احسب وقت هورنر عند معدل الضغط و يساوي :

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{p}} = C_A t_{pDA} \text{ ---------- } 66$$

ثم نسقط وقت هورنر اعلاه على الخط المستقيم او امتداده في الرسم نصف اللوغارتمي لطريقة هورنر و نجد الضغط المقابل له ليمثل معدل الضغط.

مثال-9

احسب معدل الضغط بطريقة كوب مستخدما البيانات في المثال رقم-1 ؟؟

- نجد الزمن اللابعدي كما يأتي:

$$t_{pDA} = \left[\frac{0.0002637k}{\phi \mu c_t A} \right] t_p$$

$$= \left[\frac{0.0002637(12.8)}{(0.09)(0.2)(22.6 \times 10^{-6})(\pi)(2640)^2} \right] (310)$$

$$t_{pDA} = 0.1175$$

- من الجدول4-1 نجد C_A، t_{DApss} لبئر يقع في مركز منطقة تصريف دائرية الشكل و يساوي:

$$C_A = 31.62$$
$$(t_{DA})_{pss} = 0.1$$

- ولان $t_{pDA} > (t_{DA})_{pss}$ معدل الضغط يُحسب بالمعادلة الاتية:

$$\overline{p} = p^* - m\log(C_A t_{pDA})$$

$$\overline{p} = 3365 - 40\log[31.62(0.1175)] = 3342 \text{ psi}$$

- ان قيمة معدل الضغط اعلاه مقاربة لقيمته المحسوبة بطريقة ديتز في المثال السابق.

4-8-7 طريقة ماثيوس،برونز، هازبروك Matthews–Brons–Hazebroek- MBH

تُعد طريقة Matthews–Brons–Hazebroek-MBH (1954) إحدى الأدوات االتحليلية المتقدمة لتقدير معدل الضغط المكمني (Average Reservoir Pressure) باستعمال بيانات فحوصات تصاعد الضغط، دون الحاجة إلى الوصول الفعلي للحالة المستقرة. تعتمد الطريقة على صياغة علاقات رياضية تربط بين الضغط الزائف P* الناتج من خط هورنر المستقيم، ومعدل الضغط المكمني، عبر استعمال دوال تصحيحية تعتمد على شكل منطقة التصريف وموقع البئر.

***مبدأ الطريقة**

بعد إيقاف الإنتاج في فحص تصاعد الضغط، يرتفع الضغط تدريجيًا في قاع البئر ومع مرور الوقت، يقترب هذا الضغط من قيمة ثابتة تمثل الضغط الزائف P* . تُوفر طريقة MBH وسيلة لتقدير الضغط المكمني قبل الوصول إلى هذه القيمة النهائية، عن طريق تطبيق معاملات تصحيح مستندة إلى خصائص منطقة التصريف (المعادلة رقم-68) .

بدلاً من استعمال جدول عامل الشكل الهندسي C_A لمنطقة تصريف البئر ، تستخدم طريقة MBH مجموعة من الرسومات تمثل علاقة وقت الإنتاج اللابعدي t_{PAD} مع الضغط اللابعدي p_{MBHD} ، لاشكال هندسية مختلفة في منطقة تصريف البئر ولمواقع مختلفة للبئر داخل الشكل الهندسي لمنطقة تصريف البئر. كل منحنى في رسومات طريقة MBH يمثل عامل تصحيح للضغط الزائف p* على اساس شكل منطقة التصريف و موقع بئر فيها.

الشكل 7-28 يوضح علاقة تحديد ضغط MBH لاشكال مختلفة و بمساحات متساوية لمنطقة تصريف البئر. يستفاد من الشكل 7-29 لتحديد الضغط اللابعدي بطريقة MBH لمنطقة تصريف مربعة الشكل و لمواقع مختلفة للابار ضمن منطقة التصريف.

الشكل 7-30 و الشكل 7-31 يستخدمان لتحديد الضغط اللابعدي بطريقة MBH لشكل منطقة تصريف مستطيلة بابعاد مختلفة و لمواقع ابار مختلفة ضمن منطقة التصريف على التوالي

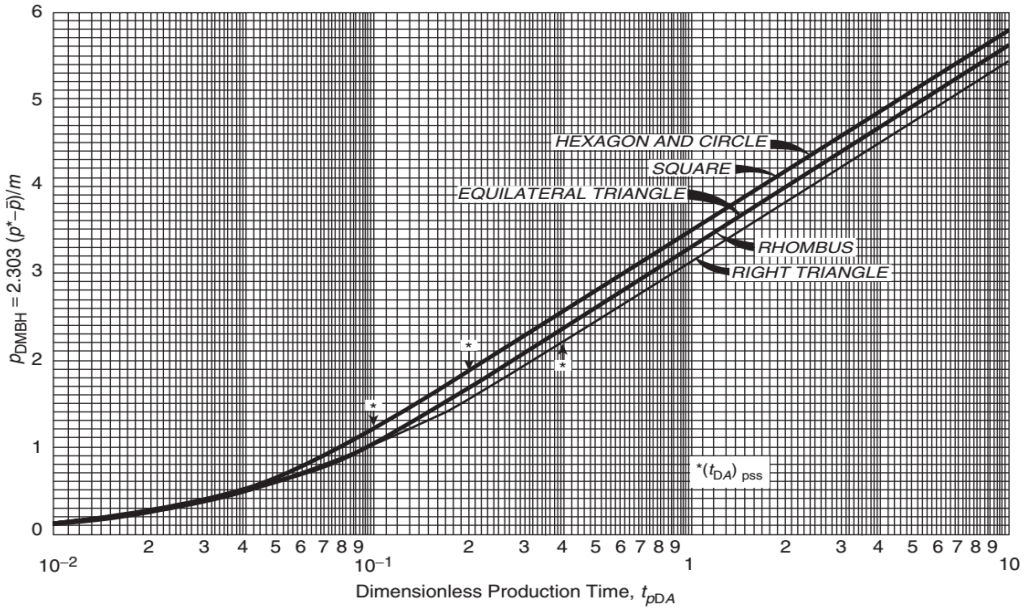
***خصائص منحنيات MBH:**

تشترك جميع منحنيات ضغط MBH بميزات معينة:

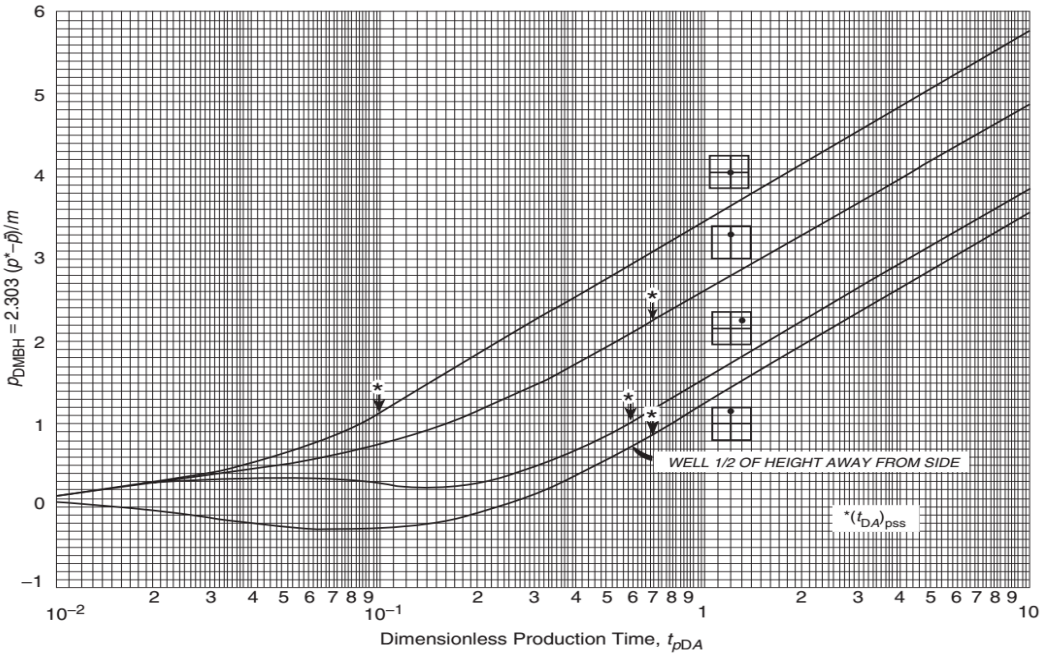
- عند الأوقات المبكرة، تتقارب المنحنيات وتقترب من الصفر، مما يدل على جريان لا نهائي (Infinite-acting radial flow).
- عند $p_{MBHD}=0$ تتحول الطريقة إلى طريقة Horner.
- عند الأوقات المتأخرة: تصبح المنحنيات خطية بميل $\ln(10)\approx 2.303$، مما يشير إلى الدخول في طور الجريان شبه المستقر(PSS) .

- للمناطق غير المتماثلة: قد تكون منحنيات p_{MBHD} سالبة لفترة، مما يشير إلى تأخير في وصول الضغط إلى حالته المتوازنة الشكل7-31..

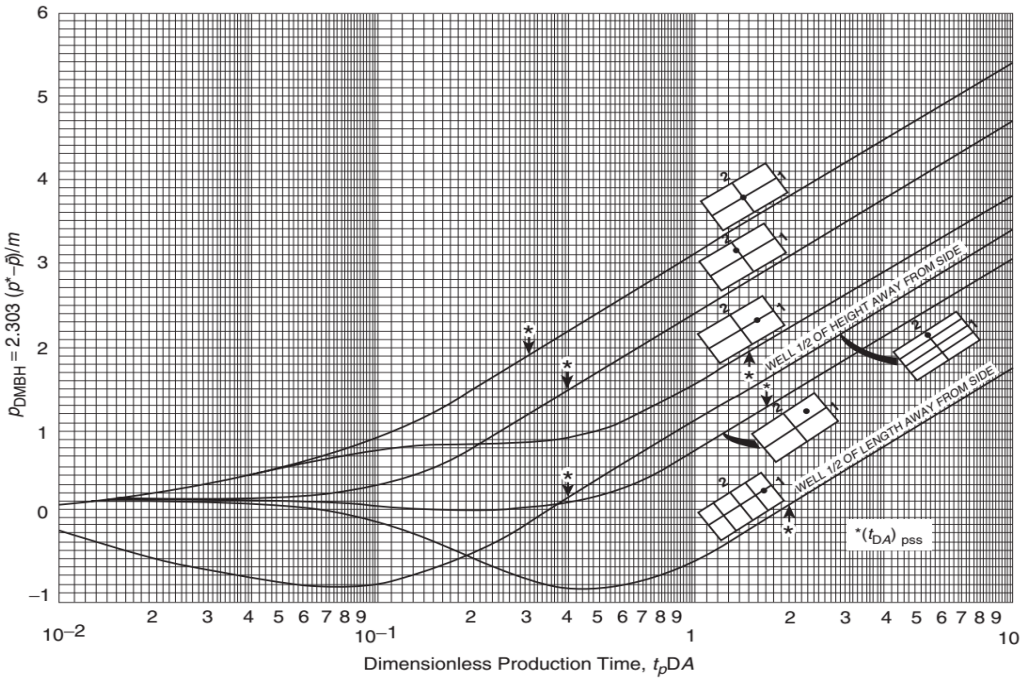
- عندما تكون $p_{MBHD} > 0$ فان الضغط المكمني أقل من P∗ ، والعكس صحيح.



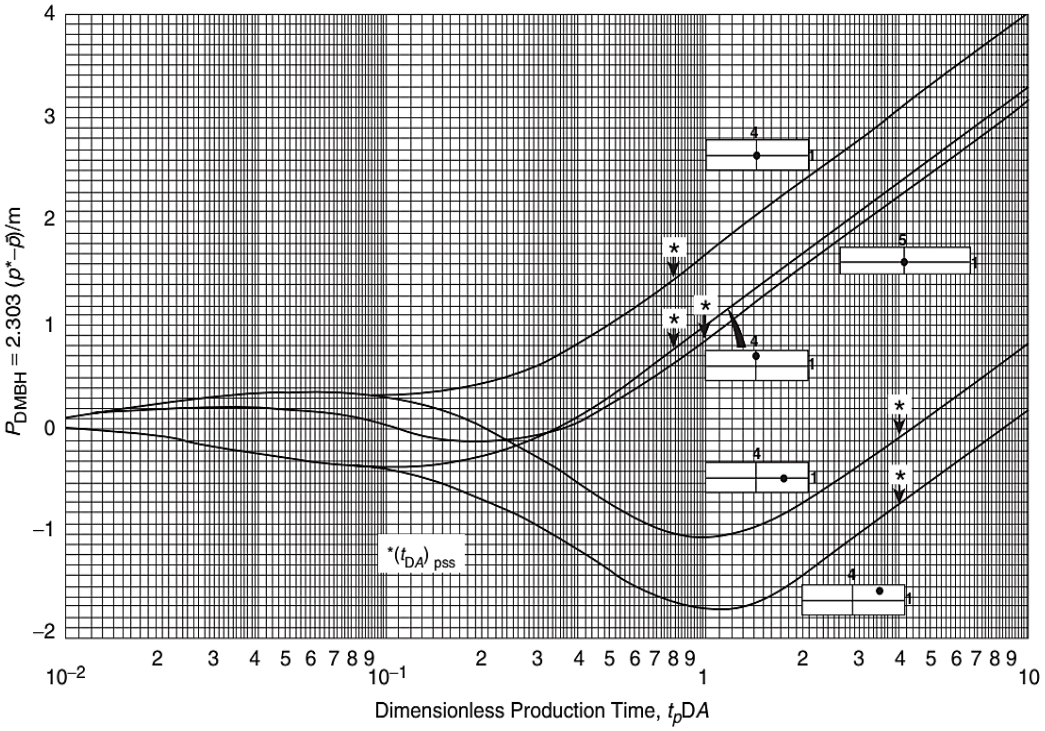
الشكل 7-28: تحديد الضغط اللابعدي بطريقة MBH لاشكال منطقة تصريف مختلفة - Earlougher(1977)



الشكل 7-29: تحديد الضغط اللابعدي بطريقة MBH لمواقع ابارمختلفة في منطقة تصريف مربعة الشكل - Earlougher(1977)



الشكل 7-30: تحديد الضغط اللابعدي بطريقة MBH لشكل منطقة التصريف المستطيلة ابعاد 2:1 - Earlougher(1977)



الشكل 7-31: تحديد الضغط اللابعدي بطريقة MBH لشكل منطقة التصريف المستطيلة ابعاد 4:1، 5:1 - Earlougher(1977)

***المزايا الرئيسية لطريقة MBH-**

- لا تتطلب الاستقرار الكامل للضغط أي لا تحتاج إلى وصول الضغط إلى قيمة ثابتة بالكامل.
- تأخذ شكل منطقة التصريف وموقع البئر بالحسبان.
- تستخدم منحنيات لا بعدية للعلاقة بين الوقت اللابعدي للإنتاج t_{PAD} والضغط اللابعدي التصحيحي p_{MBHD} .

***خطوات التفسير-MBH :**

1- تفسير الفحص بطريقة Horner: و تشمل تحديد ميل الخط المستقيم m، النفاذية k، تحديد الضغط الزائف P*.

2- حساب الوقت اللابعدي للإنتاج باستعمال العلاقة:

$$t_{pAD} = \frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t A} t_p \quad \text{----------67}$$

إذ ان:

k :النفاذية. t_p : زمن الإنتاج قبل الإغلاق. ϕ: المسامية. μ: لزوجة السائل. c_t: القابلية الانضغاطية الكلية. r_e :نصف قطر منطقة التصريف.

3- استعمال منحنيات MBH المناسبة لشكل منطقة التصريف (مربع، مستطيل، دائري...) وموقع البئر داخلها، و تُستخرج قيمة الضغط اللابعدي التصحيحي p_{MBHD} .

4- حساب معدل الضغط المكمني باستعمال:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2.303} p_{MBHD}(t_{pAD}) \quad \text{----------68}$$

إذ m هو ميل الخط المستقيم في تمثيل هورنر.

مثال-10 تحديد متوسط ضغط منطقة تصريف البئر بالطرائق الثلاث Dietz و Ramey-Cobb و MBH.

معلومات خواص الصخور و الموائع أُدرجت في الجدول 7-10 وبيانات فحص تصاعد الضغط أُدرجت في الجدول7-11 ،

اوجد معدل ضغط منطقة تصريف البئر باستعمال طرائق Dietz و Ramey-Cobb و MBH ؟؟ افترض أن البئر يقع في مركز مكمن دائري مغلق.؟؟

Reservoir Rock and Fluid Properties			
q	100 STB/D	t_p	2160 hr
ϕ	0.20	B	1.17 bbl/STB
h	25 ft	μ	2.24 cp
r_w	0.25 ft	c_t	10.2×10^{-6} psi^{-1}
A	40 acres		

جدول 7-10 : بيانات المثال- **10**

Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{wf}, p_{ws} psia	Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} psia	Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} psia
0		2605.93	0.1844	11715	2849.77	4.619	469	2970.50
0.001	2160001	2610.68	0.2085	10361	2857.15	5.198	417	2973.92
0.0021	1028572	2615.82	0.2355	9173	2864.01	5.848	370	2977.30
0.0034	635295	2621.38	0.266	8121	2870.4	6.581	329	2980.65
0.0048	450001	2627.4	0.3002	7196	2876.36	7.404	293	2983.97
0.0064	337501	2633.91	0.3387	6378	2881.96	8.331	260	2987.24
0.0082	263416	2640.91	0.3821	5654	2887.24	9.373	231	2990.48
0.0102	211766	2648.43	0.4308	5015	2892.26	10.55	206	2993.66
0.0125	172801	2656.46	0.4857	4448	2897.05	11.87	183	2996.79
0.0151	143047	2665.02	0.5474	3947	2901.66	13.35	163	2999.87
0.0180	120001	2674.09	0.6168	3503	2906.11	15.02	145	3002.89
0.0212	101888	2683.65	0.6949	3109	2910.42	16.90	129	3005.84
0.0249	86748	2693.68	0.7828	2760	2914.63	19.01	115	3008.71
0.0290	74484	2704.12	0.8816	2451	2918.73	21.39	102	3011.50
0.0336	64287	2714.93	0.9928	2177	2922.76	24.06	90.8	3014.19
0.0388	55671	2726.04	1.118	1933	2926.71	27.07	80.8	3016.78
0.0447	48323	2737.36	1.259	1717	2930.6	30.46	71.9	3019.25
0.0512	42189	2748.81	1.417	1525	2934.43	34.26	64.0	3021.59
0.0587	36798	2760.29	1.595	1355	2938.21	38.55	57.0	3023.78
0.0670	32240	2771.70	1.796	1204	2941.94	43.37	50.8	3025.80
0.0764	28273	2782.94	2.021	1070	2945.64	48.79	45.3	3027.65
0.0869	24857	2793.89	2.275	951	2949.29	54.79	40.4	3029.27
0.0988	21863	2804.48	2.56	845	2952.91	60.79	36.5	3030.55
0.1121	19270	2814.62	2.881	751	2956.49	66.79	33.3	3031.56
0.1271	16995	2824.25	3.242	667	2960.04	72	31.0	3032.27
0.1440	15001	2833.33	3.648	593	2963.56			
0.1630	13253	2841.84	4.105	527	2967.04			

جدول 7-11 : بيانات الفحص و حسابات المثال- 10

الحل :

طريقة ديتز.

1. نتبع الخطوات المتبعة في تفسير فحص تصاعد الضغط باستعمال طريقة MDH لتحديد النفاذية و التي تساوي k=26 md.

2. من جداول معاملات الشكل Dietz، نجد عامل الشكل C_A المقابل لمنطقة التصريف المعروفة الشكل (دائرية) وموقع البئر(في المركز) ويساوي C_A=31.62 (من الجدول4-1).

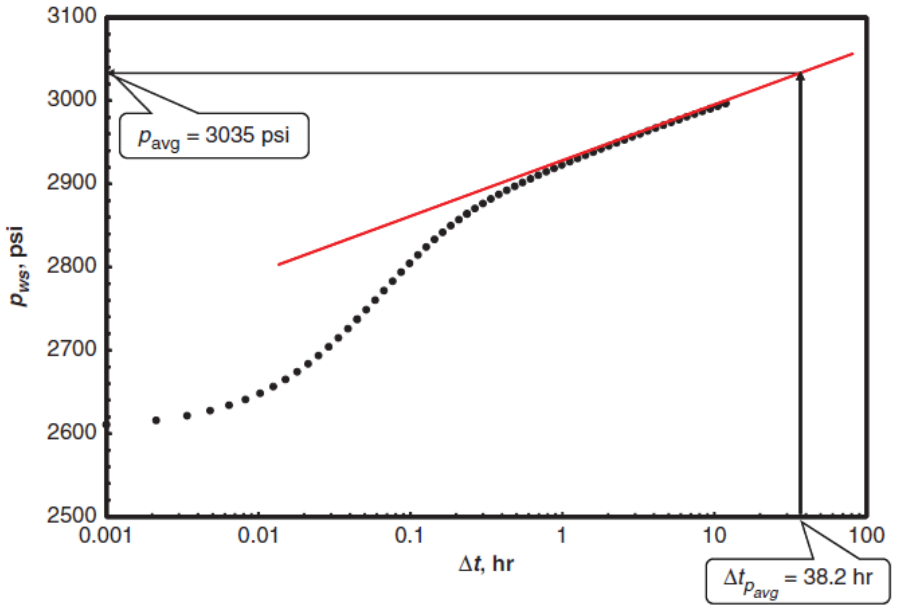
3. حساب Δt_P^- حسب المعادلة الاتية :

$$\Delta t_{\bar{p}} = \frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637 k C_A}$$

$$= \frac{(0.2)(2.24)(1.02\times10^{-5})(40)(43{,}560)}{(0.0002637)(26)(31.62)}$$

$$= 36.7\,\text{hr.}$$

- الان يمكن قراءة معدل ضغط منطقة التصريف P^- مباشرة من الخط المستقيم نصف لوغاريتمي MDH الشكل7-32 والذي يساوي P^-=3035 psi .



الشكل 7-32 :طريقة ديتز في حساب معدل الضغط المكمني للمثال- 10

طريقة رامي و كوب:

1-نتبع نفس الخطوات في تفسير فحص تصاعد الضغط باستعمال طريقة هورنر Horner لتحديد النفاذية والتي تساوي k=26 md.

2. من جداول معاملات الشكل Dietz، نجد عامل الشكل C_A المقابل لمنطقة التصريف المعروفة الشكل (دائرية) وموقع البئر(في المركز) ويساوي C_A=31.62 .

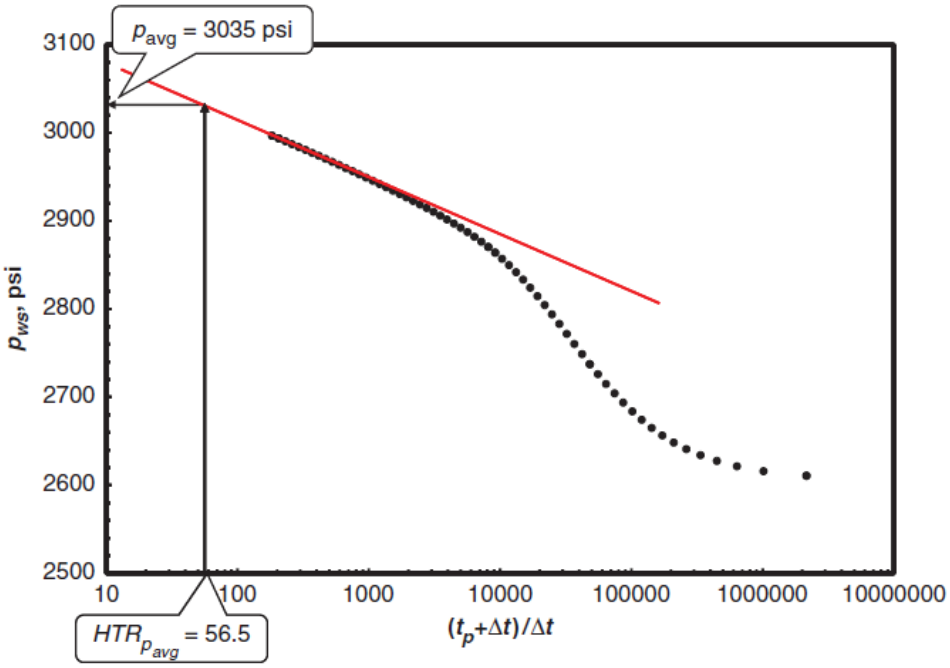
3. حساب $((tp+\Delta t)/\Delta t)_p$- حسب المعادلة الاتية :

$$\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right)_{\bar{p}}=\frac{0.0002637kt_pC_A}{\phi\mu c_t A}$$

$$=\frac{(0.0002637)(26)(2160)(31.62)}{(0.2)(2.24)(1.02\times10^{-5})(40)(43{,}560)}$$

$$=56.9.$$

الان يمكن قراءة معدل ضغط منطقة التصريف $\bar{p}$=3035 psi مباشرة من الخط المستقيم نصف لوغاريتمي لهورنر الشكل7-33 والذي يساوي $\bar{p}$=3035 psi



الشكل 7-33: طريقة رامي و كوب في حساب معدل الضغط المكمني- المثال- 10

طريقة MBH

- نتبع خطوات تفسير فحص تصاعد الضغط لطريقة هورنر Horner بخصوص تحديد ميل الخط المستقيم و النفاذية.k .و الضغط *p. باستعمال طريقة Horner .

وحسب الشكل7-33 نجد أن الميل هو 65.5 psi/cycle، والنفاذية 25 md، وامتداد الضغط p*=3146 psi.

- نحدد قيمة الوقت اللابعدي t_{PAD} كما يأتي:

$$t_{pAD}=\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t A}t_p$$

$$=\frac{(0.0002637)(26)}{(0.2)(2.24)(1.02\times10^{-5})(40)(43{,}560)}(2{,}160)\quad=1.86.$$

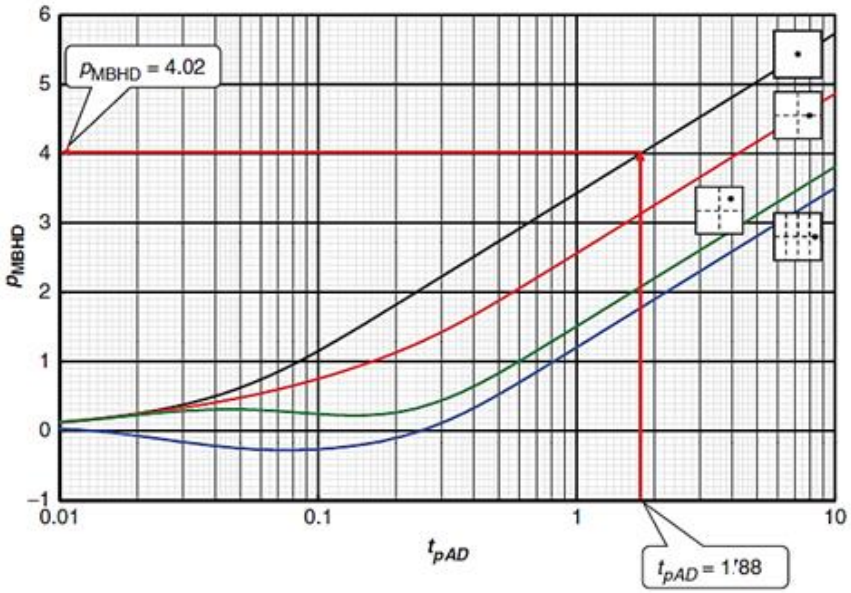
باستعمال رسم دالة ضغط MBH واختيار المنحنى المناسب لشكل منطقة التصريف وموقع البئر، احسب الضغط اللابعدي $p_{MBHD}(t_{pAD})$ ، لا تحتوي رسومات MBH الواردة هنا على منحنى لبئر في مركز مكمن دائري مغلق، لذلك نستخدم المنحنى لبئر في مركز مكمن مربع مغلق (الشكل 7-34).

- حساب معدل الضغط -p كما يأتي:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2.303} p_{MBH\,D}\left(t_{pAD}\right)$$

$$= 3{,}146 - \frac{65.5}{2.303}(4.10)$$

$$= 3{,}029 \text{ psi.}$$



الشكل 7-34: طريقة MBH في حساب معدل الضغط المكمني للمثال- 10

Nomenclature- المصطلحات

A = drainage area of well, ft^2
B = formation volume factor, bbl/STB
c = compressibility, psi^{-1}
C = WBS coefficient, bbl/psi
c_f = formation or pore volume compressibility, psi^{-1}
c_t = total compressibility, psi^{-1}
h = net pay thickness, ft
J = productivity index, STB/D/psi
k = permeability, md
N = original oil in place, STB

N_p = a cumulative oil production, STB

DR= damage ratio

FE= flow effeciency

p = pressure, psi
p_i = initial pressure, psi
q = flow rate, STB/D
r = distance from the axis of the wellbore, ft
r_i = radius of investigation, ft
r_w = wellbore radius, ft
r_{wa} = apparent wellbore radius, ft
s = skin factor, dimensionless
S = saturation, fraction
t = time, hour
V_p = reservoir pore volume, ft^3
V_{wb} = wellbore volume, bbl
x = argument of Ei function, dimensionless
y = integration variable, dimensionless
ρ_{wb} = density of fluid in wellbore, lbm/ft^3
μ = viscosity, cp
ϕ = porosity, fraction

Subscripts

g = gas
o = oil
pss = pseudosteady state
sf = sandface conditions
w = water
wb = wellbore conditions
wf = flowing wellbore conditions
ws = shut-in wellbore conditions

References – المصادر

1. Agarwal، R.G. 1980،." A New Method to Account for Producing Time Effects When Drawdown Type Curves Are Used to Analyze Pressure Buildup and Other Test Data". Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition، Dallas، 21–24 September. SPE-9289-MS.
2. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook" ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
3. Amanat U. Chaudhry ،" Gas Well Testing Handbook " ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2003، Elsevier Inc.

4. BOSSIE-CODREANU، D.(1989). "A simple buildup analysis method to determine well drainage area and drawdown pressure for a stabilized well". SPE Form. Eval.، Sept.، pp. 418–420
5. C. C. Miller، A. B. Dyes، and C. A. Hutchinson، "The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom hole pressure build-up characteristics،" Journal of Petroleum Technology، vol. 2، no. 4، pp. 91–104، 1950.
6. C. S. Matthews، F. Brons، and P. Hazebroek، "A method for determination of average pressure in a bounded reservoir"، Transactions of the AIME، vol. 201، no. 1، pp. 182–191، 1954.
7. David A. T. Donohue ، Turgay Ertekin، "Gas well Testing Theory"، Practice & Regulation، International Human Resources Development Corporation Boston،1982
8. Dietz D.N.، 1965. "Determination of Average Reservoir Pressure From Build-Up Surveys،" J. Pet. Tech.، Aug.، 955-959.
9. D. R. Horner، "Pressure build-up in wells،" in Paper WPC4135 Presented at the 3rd World Petroleum Congress، The Hague، the Netherlands، 1951
10. Earlougher، R.C. Jr. 1977. "Advances in Well Test Analysis"، Vol. 5. Richardson، Texas: Monograph Series، SPE.
11. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis"، IntechOpen @ 2018.
12. George Stewart Prof. Mahmoud Jamiolahmad "Well Test Analysis " ، Heriot Watt University ، 2013.
13. H. J. Ramey and W. M. Cobb،"A General Pressure Buildup Theory for A Well in A C Drainage Area (includes associated paper 6563)،" Journal of Petroleum Technology، vol. 23،no. 12، pp. 1493–1505، 1971.
14. John P. Spivey، W. John Lee، " Applied Well Test Interpretation" ، Society of Petroleum Engineers. 2013.
15. Lee، J.W.، Rollins، J.B.، and Spivey، J.P. 2003. "Pressure Transient Testing"، Vol. 9. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE. 978-1-55563-099-7.
16. Matthews، C. S.، and Russell، D. G.، "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells،" Monograph، AIME، 1967.
17. Nnaemeka Ezekwe، "Petroleum reservoir engineering practice" ، Text printed in the United States، 2011 Pearson Education، Inc.
18. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.

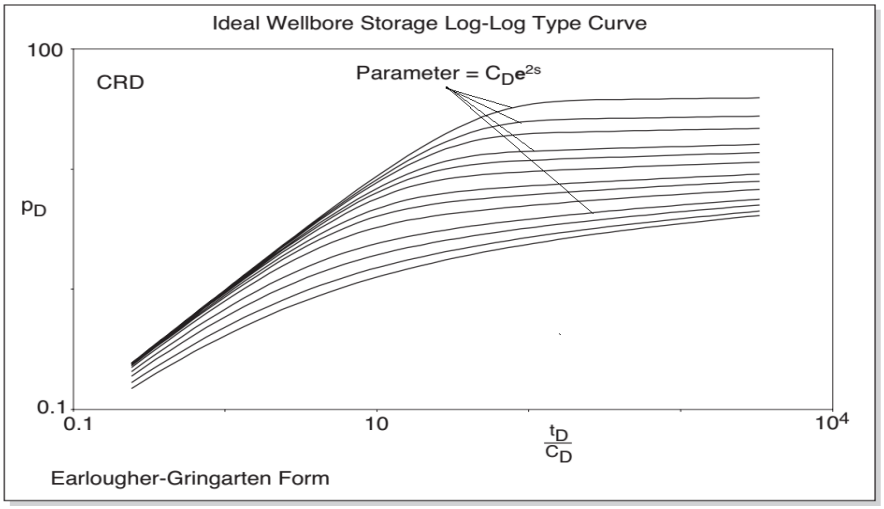
الفصل الثامن

تفسير فحوصات الابار - تطابق المنحنيات النوعي *Type curve matching*

1-8 المقدمة:

تُعد طريقة تطابق المنحنيات النوعية (*Type Curve Matching*) من الأساليب االتحليلية المهمة في تفسير فحوصات الآبار، والتي تعتمد مقارنة سلوك الضغط المقاس من الفحص مع منحنيات نظرية تمثل حلولًا تحليلية لمعادلة الانتشار و لظروف مكمنية محددة. و هي من الطرائق المفيدة في تفسير فحوصات هبوط الضغط وتصاعده *(Pressure Drawdown and Build-up Test Analysis)*. و تستخدم أيضًا في تفسير فحوصات التداخل والنبضة *(Pulse and Interference Tests)*. تم استعمالها لأول مرة في الصناعة النفطية من قبل *Agarwal*وزملائه في عام 1970 و تم دمجها مع الطريقة التقليدية الخطية النصف لوغاريتمية *(Semilog)* لتأكيد نتائج الطريقة التقليدية والتحقق منها.

تتضمن الطريقة مجموعة من المنحنيات الجاهزة المرسومة على مقياس لوغاريتمي، والتي تمثل علاقات لمعاملات الضغط اللابعدي والزمن اللابعدي عند ظروف إنتاجية مختلفة من التضرر (*Skin factor-s*) وعامل تخزين البئر(Wellbore Storage-WBS) و كما موضح في الشكل 8-1. كل منحنى من المنحنيات النظرية النوعية يمثل حلًا أو تفسيرًا (*Analytical Solution*) لمعادلة الانتشار (*Diffusivity Equation*). تُستخدم المعاملات اللابعدية كأساس في طريقة تطابق المنحنيات ليكون الحل عامًا وشاملاً للسلوك الجرياني للبئر مع مرور الوقت. و قد تم تطوير هذه الطريقة بشكل كبير منذ بداياتها ، مع مساهمات بارزة من باحثين مثل Gringarten و Earlougher بادخال مشتقة الضغط اللابعدي (كما في الفصل اللاحق) ، ثم تطورت لاحقًا بدعم من تطبيقات الحاسوب وبرمجيات التحليل المتقدمة. تتميز الطريقة في تحديد مناطق أطوار الجريان بدقة عبر الفحص، وهي المناطق التي كانت تواجه صعوبة في تحديدها باستعمال الطريقة التقليدية. بالنتيجة تُتيح المطابقة تحديد مجموعة من الخصائص المكمنية والبئرية الهامة، مثل: النفاذية ، معامل القشرة skin factor ، تخزين البئر Wellbore Storage-WBS.



الشكل 8-1 : تطابق المنحنيات النوعي مع تاثير عامل القشرة و تخزين البئر

تتعامل الطريقة فقط مع فترتي الجريان الشعاعي اللامستقر *(Unsteady State Flow USS)* و الجريان المبكر لتخزين البئر*(Well Storage Flow)* ، إذ لا تشمل منطقة طور الجريان شبه المستقر*(Pseudo Steady State-PSS)* .

***مبدأ عمل الطريقة :**

بشكل عام، يعتمد مبدأ عمل طريقة تطابق المنحنيات على مطابقة بيانات الفحص الحقيقية مع المنحنيات النظرية (الشكل 8-1)، ومن ثم إيجاد أفضل منحنى يتطابق مع البيانات الحقيقية. عبر هذا تطابق، يمكن حساب نفاذية المكمن (k)، عامل التضرر (s)، وعامل تخزين البئر (WBS) .

بصورة عامة ان الاساس النظري الذي تعتمده طرائق تطابق المنحنيات النوعي هو الفرق الحسابي ما بين معاملات الضغط والزمن اللابعدي من جهة و الضغط والزمن البعدي من جهة اخرى وكما يأتي:

اذ ان الضغط اللابعدي *Dimensionless pressure* يساوي :

$$p_D = \left[\frac{kh}{141.2QB\mu}\right]\Delta p \quad \text{---------- 1}$$

و ان $\Delta P = P_i - P_{wf}$

باخذ اللوغاريتم لطرفي المعادلة-1 اعلاه ينتج:

$$\log(p_D) = \log(\Delta p) + \log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right) \quad \text{---------- 2}$$

من المعادلة-2 اعلاه فان الفرق مابين لوغاريتم الضغط اللابعدي $log(P_D)$ و لوغاريتم الضغط الحقيقي $log(\Delta P)$ (من بيانات الفحص) هو ثابت ويساوي :

$$\log(p_D) - \log(\Delta p) = \log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right) \quad \text{---------- 3}$$

وبنفس الطريقة بالنسبة لمعامل الزمن اللابعدي *Dimensionless time* الذي يساوي:

$$t_D = \left[\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right]t \quad \text{---------- 4}$$

باخذ اللوغاريتم لطرفي المعادلة-4 اعلاه ينتج:

$$\log(t_D) = \log(t) + \log\left[\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right] \quad \text{---------- 5}$$

ايضا فان الفرق مابين لوغاريتم الزمن اللابعدي $log(t_D)$ ولوغاريتم الزمن الحقيقي $log(t)$ (من بيانات الفحص) هو ثابت ويساوي:

$$\log(t_D) - \log(t) = \log\left[\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right] \quad \text{---------- 6}$$

ماذا سُيفيد هذا الفرق في تفسير الفحص ؟؟

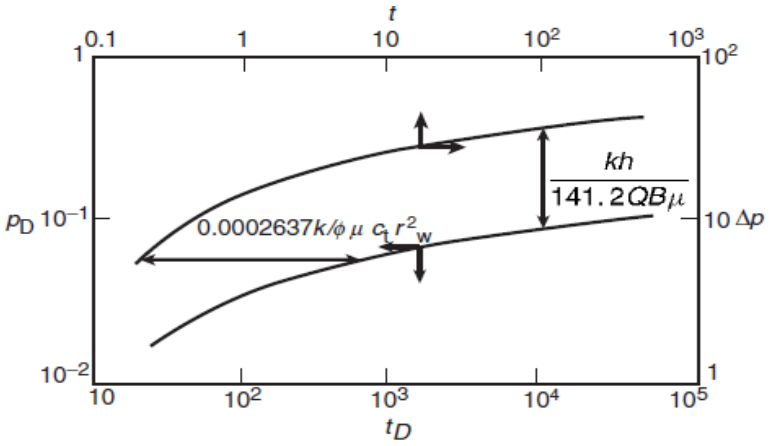
عند رسم كلا من $log(p_D)$ *vs* $log(t_D)$ و رسم البيانات الحقيقية $log(\Delta P)$ *vs* $log(t)$ بنفس مقياس الرسم اللوغاريتمي *log-log* سنحصل على منحنيين متوازيين الشكل رقم 8-2 يبعد احدهما عن الاخر بازاحة عمودية تساوي:

$$\log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right) \text{ ---------- } 7$$

وازاحة افقية تساوي:

$$\log\left[\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right] \text{ ---------- } 8$$

ان تزحيف كلا المنحنيين باتجاه بعضهما البعض بهذه المسافات سيُحقق المطابقة *Matching* وبالتالي و من المطابقة بالامكان حساب خواص المكمن و في فهم و معرفة حالة البئر عبر حساب قيم معاملات تخزين البئروعامل القشرة .



الشكل 8-2 : مبدأ و فكرة تطابق المنحنيات النوعي

2-8 طرائق تطابق المنحنيات النوعي

هنالك عدد من الطرائق باسماء باحثين منهم من اوجد الاساس لهذه الطريقة و منهم من اجرى بعض التحويرات ، نذكر البعض منهم :

1-2-8 طريقة كرينكارتن Gringarten(1979)

تُستخدم طريقة كرينكارتن تطابق المنحنيات في تفسير فحوصات هبوط الضغط *Drawdown test* و تصاعد الضغط *Build-up test* (اجراء بعض التحوير عند تفسير فحص تصاعد الضغط – في الفقرة اللاحقة) و تاخذ بنظر الاعتبار عند التطابق و التفسير تاثير معاملي القشرة *s* و تخزين البئر *WBS*.

الطريقة تجمع المعاملين; *WBS* ،*s* في معامل لابعدي واحد (او دالة لابعدية واحدة) هو C_De^{2s}.

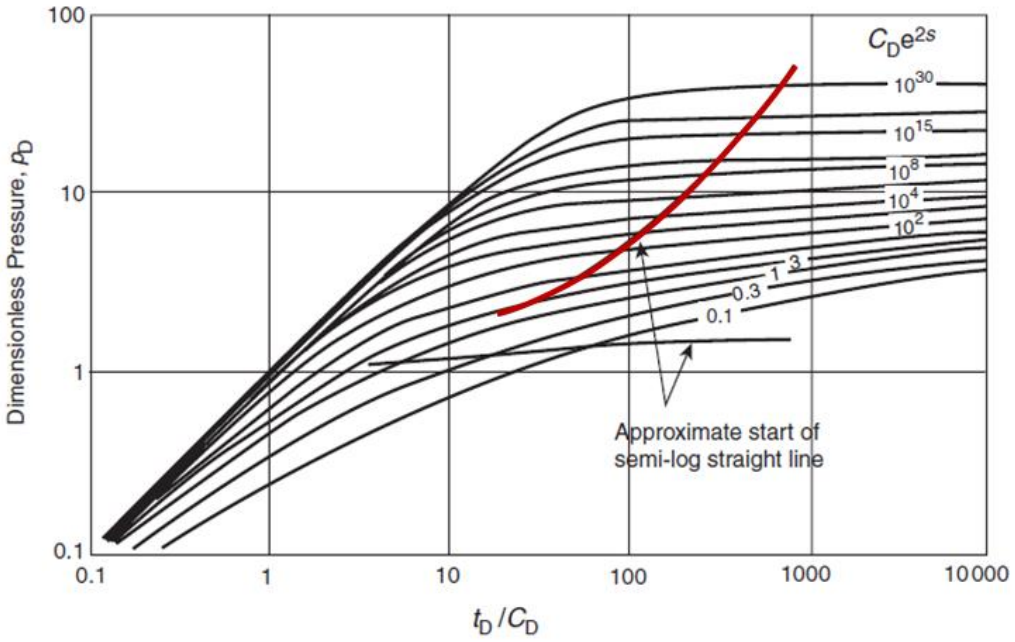
تمثلت المدة المبكرة للفحص بخط مستقيم يميل بزاوية مقدارها 45^{O} اي بميل مقداره الواحد $m=1$ ، ليمثل منحنيات تخزين البئر (الشكل8-3).

منحنيات كرينكارتن في الشكل 8-3 تتضمن ثلاث مجموعات من المعاملات اللابعدية و هي :

(1) dimensionless pressure p_D; y-axis

(2) dimensionless ratio t_D/C_D; x-axis

(3) dimensionless characterization group C_De^{2s}. - curves



الشكل 8-3 : تطابق المنحنيات النوعي - طريقة كرينكارتن Bourdet(1983)

من وجهة نظر تحليلية و حسب الشكل 8-3 الذي يتضمن منطقتين رئيسة ; الاولى خطية بميل الواحد والتي تجمع تاثيري معاملي القشرة و تخزين البئر و المنطقة الثانية تعكس تاثير الجريان غير المستقر *USS* عند الفترة الزمنية (المدة) المتوسطة وهي الفترة المهمة و المعنية في حساب خواص المكمن . وقد تم تحديد بداية الدخول لهذه المنطقة (المنحني الاحمر) لتمييزها عن منطقة تخزين البئر . ان لكلٌا من المدتين يوجد تمثيل رياضي يعكس لها سلوك الضغط مع الوقت .

***الاساس النظري لطريقة كرينكارتن:**

و يتمثل في المعادلتين الاتية:

1- معادلة تاثير معامل تخزين جوف البئر والذي يظهر تاثيره في وقت مبكر *Early Time Region-ETR* من الفحص وكما يأتي :

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \quad \text{---------- 9}$$

باخذ اللوغاريتم لطرفي المعادلة-9 ينتج :

$$\log(p_D) = \log(t_D) - \log(C_D) \quad \text{---------- 10}$$

المعادلة-10 اعلاه تُمثل علاقة خط مستقيم للمتغيرين الضغط اللابعدي P_D و الوقت اللابعدي t_D بميل *1* و بزاوية 45^O يُستفاد منها عبر التفسير في حساب معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D و من ثم حساب معامل تخزين جوف البئر C.

2- معادلة الجريان الشعاعي غير المستقر *USS* بوجود تاثير عامل القشرة و تُمثل المنطقة الوسطى *Middle Time Region-MTR* و كما يأتي :

$$p_D = \frac{1}{2}[\ln(t_D) + 0.80901 + 2s] \quad \text{---------- 11}$$

باضافة وطرح المعامل $ln(C_D)$ في داخل القوس تصبح المعادلة :

$$p_D = \frac{1}{2}[\ln(t_D) - \ln(C_D) + 0.80901 + \ln(C_D) + 2s] \quad \text{---------- 12}$$

- بالترتيب والتحوير نحصل على ان :

$$p_D = \frac{1}{2}\left[\ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right) + 0.80907 + \ln(C_D e^{2s})\right] \quad \text{---------- 13}$$

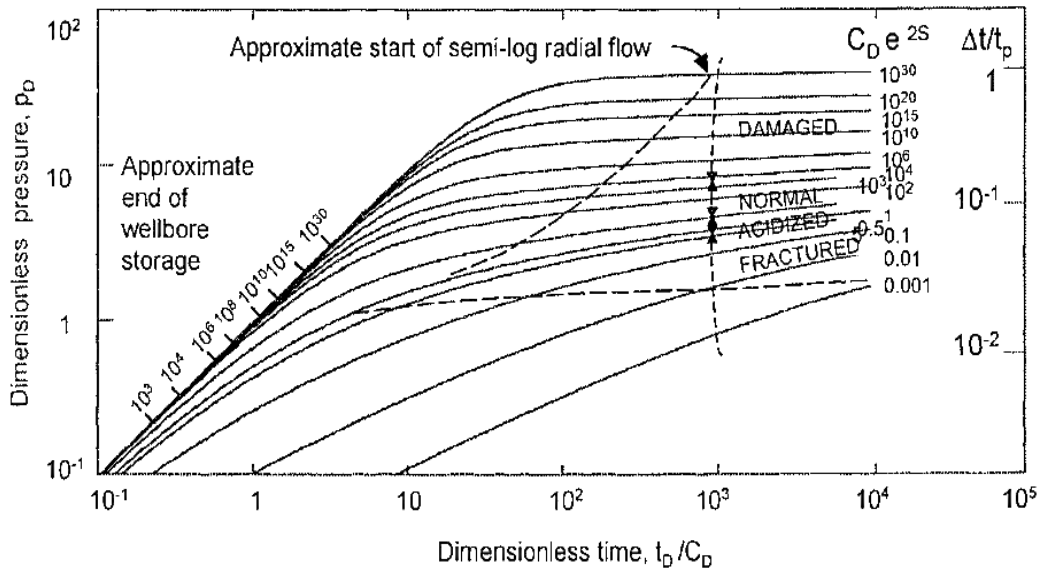
اعتبر **كرينكارتن** المعادلة-13 اعلاه هي حل لمعادلة الانتشار لطور الجريان اللامستقر *USS* و قد مثلها بعدة منحنيات في رسم بياني لوغاريتمي *log-log* كما في الشكل8-4 , لتتضمن علاقة P_D *vs* t_D/C_D . ان كل منحني من منحنيات التطابق المرجعي يمثل قيمة معينة للمعامل اللابعدي C_De^{2s} و الذي بدوره يعكس تاثيري عامل القشرة و تخزين البئر و يساوي :

$$C_De^{2s} = \left[\frac{5.615C}{2\pi\phi\mu c_t r_w^2}\right]e^{2s} \quad \text{---------- 14}$$

إذ ان

ϕ = porosity
c_t = total isothermal compressibility, psi^{-1}
r_w = wellbore radius, ft

تتراوح قيمة معامل تخزين البئر اللابعدي C_De^{2s} مابين قيم عالية تساوي $C_De^{2s}=10^{30}$ و التي تعكس حالة تضرر عالي بالبئر الى قيم واطئة تساوي$C_De^{2s}=0.1$ و التي تعكس حالة تنشيط و تحفيز للبئر. الشكل8-4 يوضح تصنيف منحنيات C_De^{2s} المختلفة اعتمادا على ظروف البئر، فالمنحنيات فوق $C_De^{2s} > 1000$ فهي من ضمن حدود كون البئر متضرر و تعكس القيم ما بين $5<CDe^{2s}<1000$ اقتراب ظروف البئر من صفرية عامل القشرة ، والقيمة ما بين $0.5<CDe^{2s}<5$ يعني ان البئر في حالة تنشيط بالحامض *Stimulation by acid* ، والقيمة أقل من 0.5 فتعكس كون المكمن حول البئر متشقق .



الشكل 4-8 : المنحنيات النوعية - طريقة كرينكارتن موضح عليها حدود مناطق التضرر و الشقوق و بداية الدخول الى طور الجريان *USS- Gringarten(1979)*

تعريف المتغيرات اللابعدية اعلاه أُدرجت ادناه و بحسب نوع الفحص ، فلفحص **هبوط الضغط** *pressure drawdown test* يُعرف الضغط اللابعدي:

$$p_D = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2QB\mu} = \frac{kh\,\Delta p}{141.2QB\mu} \quad \text{---------- 15}$$

where:

k = permeability, md
p_{wf} = bottom-hole flowing pressure, psi
Q = flow rate, bbl/day
B = formation volume factor, bbl/STB

باخذ لوغاريتم الطرفين وبالترتيب ينتج:

$$\log\frac{(p_D)}{(\Delta p)} = \log\left(\frac{kh}{141.2QB\mu}\right) \quad \text{---------- 16}$$

و يُعرف نسبة الزمن اللابعدي الى تخزين البئر:

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(\frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)\left(\frac{\phi h c_t r_w^2}{0.8396C}\right) \quad \text{---------- 17}$$

باختصار العوامل المشتركة ينتج:

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(\frac{0.0002951kh}{\mu C}\right)t \quad \text{---------- 18}$$

باخذ لوغاريتم الطرفين ينتج:

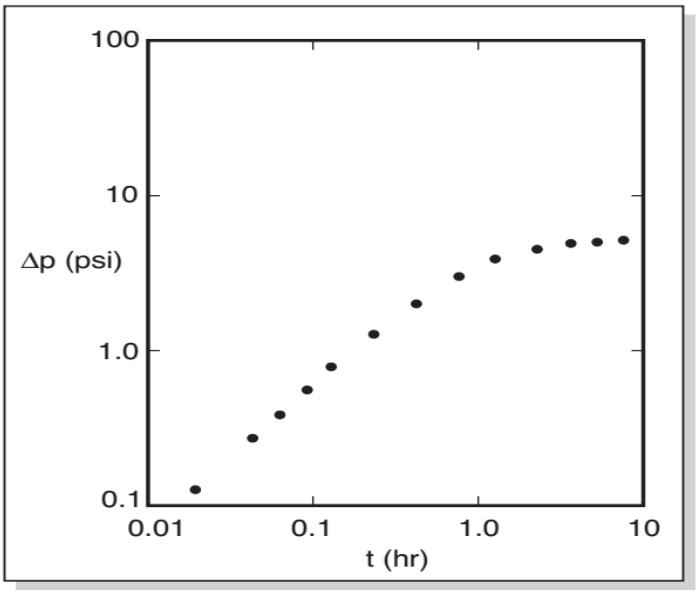
$$\log \frac{t_D}{C_D} = \log t + \log \left(\frac{0.0002951kh}{\mu C} \right) \quad \text{---------- 19}$$

وبالترتيب ينتج:

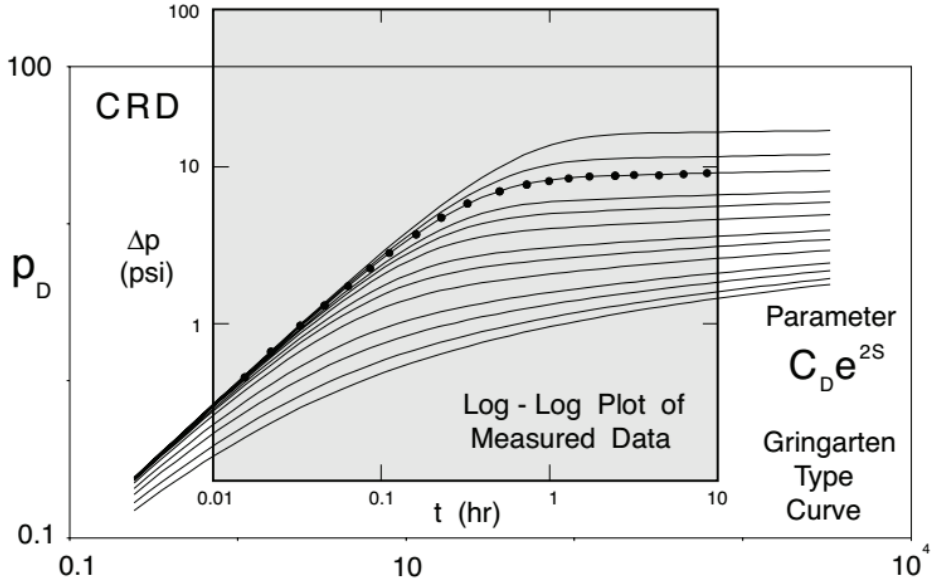
$$\log \left(\frac{t_D}{C_D} / (t) \right) = \log \left[\frac{0.0002951kh}{\mu C} \right] \quad \text{---------- 20}$$

نستنتج من المعادلتين رقم-16 و رقم 20 و عند رسم بيانات الفحص (Δp vs t) بمقياس رسم لوغاريتمي (الشكل 8-5) و بمقياس مشابه لمقياس رسم المنحنيات النظرية الشكل 8-3 و القيام باجراء التطابق سنحصل على منحني مناظر و موازي لاحد منحنيات **كرينكارتن** . لاجل الحصول قدر الامكان على افضل تطابق فيتم تحريك منحني البيانات الحقيقية افقيا بمقدار قيمة الطرف الايمن من المعادلة رقم- 20 و عموديا بمقدار قيمة الطرف الايمن من المعادلة رقم- 16. و من بعد التطابق (الشكل 8-6) نحدد نقطة تطابق *Matching point MP* لا على التعيين مع تسجيل احداثياتها و لكلا المنحنيين و كالتالي: (P_{DMP} ،$(t_D/C_D)_{MP}$) ، (Δp_{MP} ،t_{MP}) . يُستفاد من احداثيات نقطة التطابق في حساب خواص المكمن فمن الاحداثي الصادي الذي يمثل الضغط نحسب النفاذية و كما يأتي:

$$k = \frac{141.2QB\mu}{h} \left(\frac{p_D}{\Delta p} \right)_{MP} \quad \text{---------- 21}$$



الشكل 8-5 : رسم بيانات فحص هبوط الضغط على احداثيات لوغاريتمية (Δp vs t)



الشكل 8-6 :تطابق بيانات الفحص بطريقة كرينكارتن

و من الاحداثي السيني الذي يمثل الوقت نحسب معامل تخزين جوف البئر C وكما يأتي:

$$C = \frac{0.0002951kh}{\mu\left(\frac{t_D/C_D}{t}\right)_{MP}} \quad \text{---------- 22}$$

- من التطابق ايضا نحصل على قيمة C_De^{2s} إذ ان كل منحني يمثل قيمة معينة الى مجموعة تخزين البئر اللابعدي و معامل القشرة ، هذه تصلح لكلا الفحصين تصاعد و هبوط الضغط و يساوي:

$$C_De^{2s} = \left[\frac{5.615C}{2\pi\phi\mu c_t r_w^2}\right]e^{2s} \quad \text{---------- 23}$$

إذ ان :

ϕ = porosity
c_t = total isothermal compressibility, psi^{-1}
r_w = wellbore radius, ft

- عندها يمكن حساب معامل القشرة من معرفة قيم C_De^{2s} ، C و تساوي:

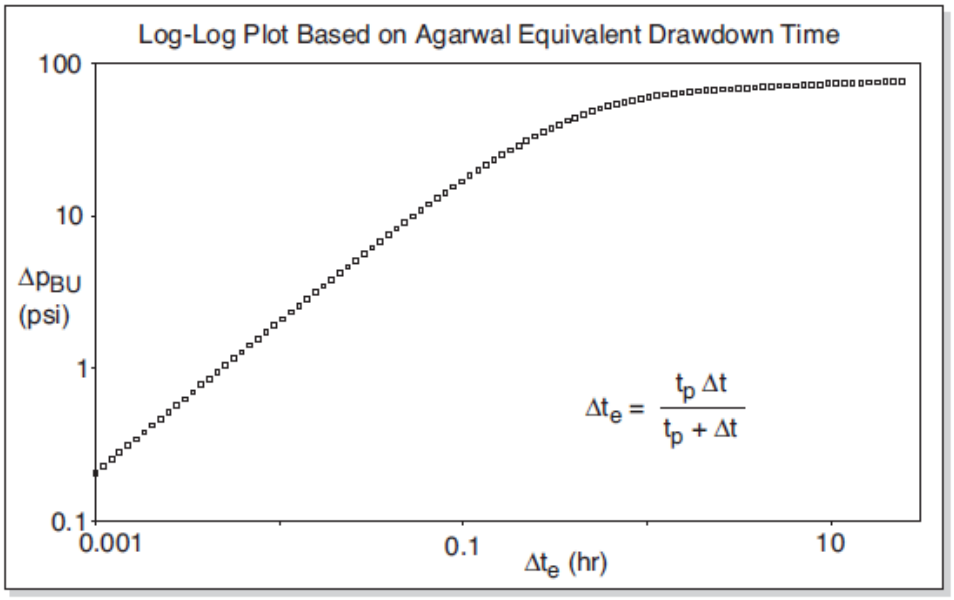
$$s = \frac{1}{2}\ln\left(\frac{C_De^{2s}}{\left[\frac{5.615C}{2\pi\phi\mu c_t r_w^2}\right]}\right) \quad \text{---------- 24}$$

تطابق المنحنيات بطريقة **كرينكارتن** قد صممت اساسا لتفسير فحص هبوط الضغط ولاجل استعمالها في تفسير فحص تصاعد الضغط ، ادخل **أغاروال** Agarwal في (1980) مصطلح الوقت المكافىء Δt_e او الوقت المكافىء لأغاروال على غراروقت هورنر (الفصل السابع) و الذي يساوي :

$$\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + (\Delta t / t_p)} = [\Delta t / t_p + \Delta t]\, t_p \quad \text{---------- 25}$$

Δt = shut-in time, hours
t_p = total flowing time since the last shut-in, hours
Δt_e = Agarwal equivalent time, hours

و لاجل ضمان التطابق اقترح رسم علاقة لوغاريتمية ($(P_{ws}-P_{wf@\Delta t=0})$ vs Δt_e) لبيانات فحص تصاعد الضغط (الشكل8-7) بدلا من (P_i-P_{wf}) vs t لحالة فحص هبوط الضغط و ثم مطابقتها مع المنحنيات المرجعية في الشكل8-3 .



الشكل 8-7 : رسم بيانات فحص تصاعد الضغط على ورق شفاف لغرض مطابقتها مع المنحنيات النوعية بطريقة كرينكارتن

طريقة تطابق المنحنيات لتفسير فحص تصاعد الضغط اعلاه تصلح فقط بشرط ان :

$$t_{pD} > (60 + 3.5\ S) C_D \quad \text{---------- 26}$$

او ان تكون مدة انتاج البئر t_p قبل الغلق مدة كافية للوصول الى فترة الجريان اللامستقر *USS*.

ان جميع التعاريف التي ذكرت لحالة فحص هبوط الضغط ستبقى كما هي لحالة فحص تصاعد الضغط ما عدا تغيير تعريف فرق الضغط الذي يساوي $P_{ws}-P_{wf@\Delta t=0}$. اي من التعاريف التي يدخل فيها الوقت فستتغير الى Δt_e و كما يأتي:

$$\frac{t_D}{C_D}=\left[\frac{0.0002951kh}{\mu C}\right]\Delta t_e \quad \text{----------} \quad 27$$

$$\log\left(\frac{t_D}{C_D}/\Delta t_e\right)=\log\left[\frac{0.0002951kh}{\mu C}\right] \quad \text{----------} \quad 28$$

$$\left(\frac{t_D/C_D}{\Delta t_e}\right)_{MP}=\frac{0.0002951kh}{\mu C} \quad \text{----------} \quad 29$$

***خطوات تفسير الفحص بطريقة كرينكارتن:**

- في البداية نستخدم الطريقة التقليدية (نصف لوغاريتمية) لتفسير بيانات الفحص لايجاد:

النفاذية k . عاملي تخزين البر البعدي واللابعدي C_D، C ، الضغط الزائف و معدل الضغط P^*،$\acute{P}$ ، معامل القشرة s ، و لحالة الجريان شبه المستقر نجد معامل الشكل الهندسي C_A و مساحة منطقة تصريف البئر A .

- نرسم بيانات الفحص الحقيقية على ورق شفاف لوغاريتمي *log-log trace paper* لعلاقة (Δp vs t) لفحص هبوط الضغط (الشكل 8-5) و نستخدم علاقة (Δp *vs* Δt_e) لفحص تصاعد الضغط الشكل8-7 اعلاه و بمقياس رسم مشابه لمقياس رسم المنحنيات النظرية الرئيسي في الشكل8-3 والتي سنعتبرها منحنيات مرجعية و رئيسية لغرض مطابقتها.

- قبل اجراء التطابق نحدد (على الرسم الشفاف) وجود تاثير تخزين البئر من عدمه وذلك عبر وقوع البيانات الحقيقية المبكرة للفحص *Early Time Region-ETR* على خط مستقيم ميله مساو للواحد ، في حالة حصول ذلك ناخذ نقطة تقع على الخط المستقيم مع احداثياتها و لتكن (Δp ، t) او(Δp, Δt_e) و منها نحسب معامل تخزين جوف البئر C كما يأتي:

- لفحص هبوط الضغط فان C :

$$\text{For drawdown} \quad C=\frac{QBt}{24(p_i-p_{wf})}=\frac{QB}{24}\left(\frac{t}{\Delta p}\right) \quad \text{----------} \quad 30$$

- لفحص تصاعد الضغط فان C :

$$\text{For buildup} \quad C=\frac{QB\Delta t_e}{24(p_{ws}-p_{wf})}=\frac{QB}{24}\left(\frac{\Delta t_e}{\Delta p}\right) \quad \text{----------} \quad 31$$

- نحسب معامل تخزين جوف البئر اللابعدي و يساوي:

$$C_D=\left[\frac{0.8936}{\phi h c_t r_w^2}\right]C \quad \text{----------} \quad 32$$

- نجر الان عملية تطابق البيانات المرسومة على ورق الشفاف مع المنحنيات المرجعية ، إذ نضع الرسم الشفاف على الرسم المرجعي و نقوم بمطابقة الرسمين وذلك بان نحرك الرسم البياني الشفاف بكل الاتجاهات (يمينا و يسارا نحو الاعلى و الاسفل) للبحث عن انسب منحني من المنحنيات المرجعية يحقق احسن تطابق على شرط ان تكون الاحداثيات المتناظرة لكلا الرسمين متوازية عند تحريك الرسم بياني .

- من التطابق نحدد نقطة واحدة لا على التعيين في منطقة الجريان اللامستقر *USS* تسمى نقطة التطابق *Matching point M.P* مع احداثياتها في كلا الرسمين . من الرسم البياني الاول $(\Delta P\ ،\Delta t_e\ )_{MP}$ و من الرسم البياني النظري المرجعي نحدد النقطة $(P_D\ ,\ t_D/\ C_D)_{MP}$. يُستفاد من نقاط التطابق في حساب معدل نفاذية الطبقة المكمنية ، معامل تخزين جوف البئر و عامل القشرة على التوالي وكما يأتي :

$$k = \frac{141.2QB\mu}{h}\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP} \quad \text{---------- 33}$$

$$C = \left[\frac{0.0002951kh}{\mu}\right]\left(\frac{t}{(t_D/C_D)}\right)_{MP} \quad \text{for drawdown ---------- 34}$$

$$C = \left[\frac{0.0002951kh}{\mu}\right]\left(\frac{\Delta t_e}{(t_D/C_D)}\right)_{MP} \quad \text{for buildup ---------- 35}$$

معامل تخزين جوف البئر اللابعدي يساوي:

$$C_D = \left[\frac{0.8936}{\phi h c_t r_w^2}\right]C \quad \text{---------- 36}$$

و عامل القشرة:

$$s = \frac{1}{2}\ln\left[\frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D}\right] \quad \text{---------- 37}$$

- كما ويمكن حساب نصف قطر البئر الفعال r_{eff} بتاثير عامل القشرة و يساوي :

$r_{eff} = r_w\, e^{-s}$ -------38

او يمكن حسابه بدلالة معامل تخزين جوف البئر البعدي واللابعدي C_D ،C و يساوي :

$$r_{eff}^2 = \frac{C_s}{2\pi\phi h c_t\ C_D e^{2s}} \quad \text{---------- 39}$$

لاحظ في حال وجود تضرر بالبئر اي ان عامل القشرة موجب +s فان نصف القطر الفعال يكون اقل من نصف قطر البئر $r_{eff} < r_w$ والعكس صحيح.

يؤخذ على الطريقة اليدوية في التطابق في ان اي انحراف بسيط بالتطابق مقداره ا ملم ممكن ان يسبب خطأ بالضغط مقداره 200 *psi* في منطقة الجريان شبه المستقر او عند الوقت المتاخر من

الفحص و بحدود *5 psi* في المنطقة المبكرة من الفحص . حاليا يتم تلافي هذا الاشكال باستعمال برامجيات الحاسوب *Mary(1985)* في تنفيذ عملية التطابق بشكل اسرع واسهل.

مثال-1

بيانات فحص تصاعد الضغط *Build up test* لبئر نفطي مُدرجة في الجدول8-1، البئر ينتج بمعدل *Q=174 stb/d* لمدة *tp=15 hrs.* قبل ان يغلق البئر لفحص تصاعد الضغط ، البيانات الاخرى المتوفرة كالاتي:

$$Q = 174\ \text{STB/day}, \quad t_p = 15\ \text{hours} \quad \phi = 25\%, \quad c_t = 4.2 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}$$

$$B = 1.06\ \text{bbl/STB}, \quad r_w = 0.29\ \text{ft} \quad \mu = 2.5\ \text{cp}, \quad h = 107\ \text{ft}$$

- حلل بيانات الفحص باستعمال الطريقة التقليدية - طريقة هورنر و قارن النتائج مع نتائج طريقة *Gringarten* ؟؟؟

الحل:

- نجري حسابات Δt_e من البيانات المتوفرة وأُدرجت في الجدول 8-1.

- نرسم العلاقة ما بين *ΔP vs Δte* على ورق لوغاريتمي للبيانات الحقيقية للمنطقة المبكرة *ETR* كما في الشكل8-8 وذلك لحساب معامل تخزين جوف البئر. لاحظ لمدة الغلق المبكرة للبئر و عندما $\Delta t<1$ hr. فهنالك وجود لتاثير تخزين البئر عبر الخط المستقيم بميل الواحد اي بزاوية 45^o .

والميل له يساوي الواحد نختار اي نقطة على الخط المستقيم ولتكن احداثياتها $\Delta P= 50$ psi و $\Delta t_e= 0.06$

- نحسب معامل تخزين جوف البئر البعدي *C* والذي يساوي:

$$C = \frac{QB\Delta t_e}{24\Delta p} = \frac{(174)(1.06)(0.06)}{(24)(50)} = 0.0092\ \text{bbl/psi}$$

- نحسب معامل تخزين جوف البئر اللابعدي *CD* والذي يساوي:

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi h c_t r_w^2} = \frac{0.8936(0.0092)}{(0.25)(107)(4.2\times10^{-6})(0.29)^2} = 872$$

- **نستخدم الان طريقة هورنر** التقليدية لتفسير بيانات فحص تصاعد الضغط عبر تسقيط البيانات على ورق نصف لوغاريتمي لعلاقة p_{ws} vs. $(t_p+\Delta t)/\Delta t$ الشكل8-9 ومن الرسم نحدد ما يأتي:

- نجد احسن خط مستقيم يمر بالنقاط و نحسب ميل الخط المستقيم الذي يساوي :

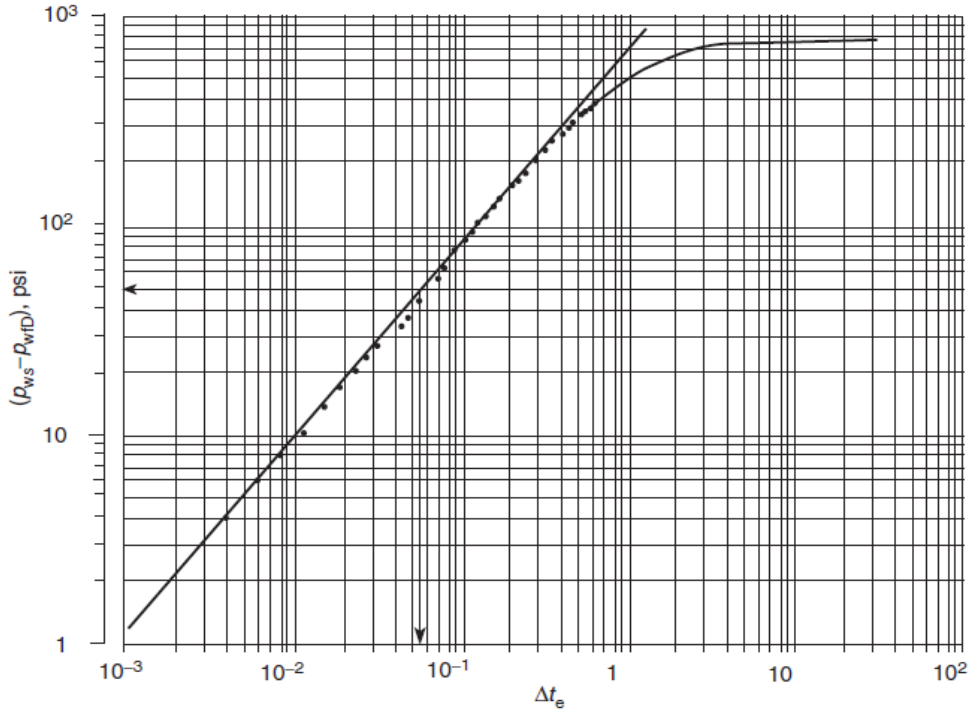
$$m = 65.62\ \text{psi/cycle}$$

- من الميل نجد النفاذية k كما يأتي:

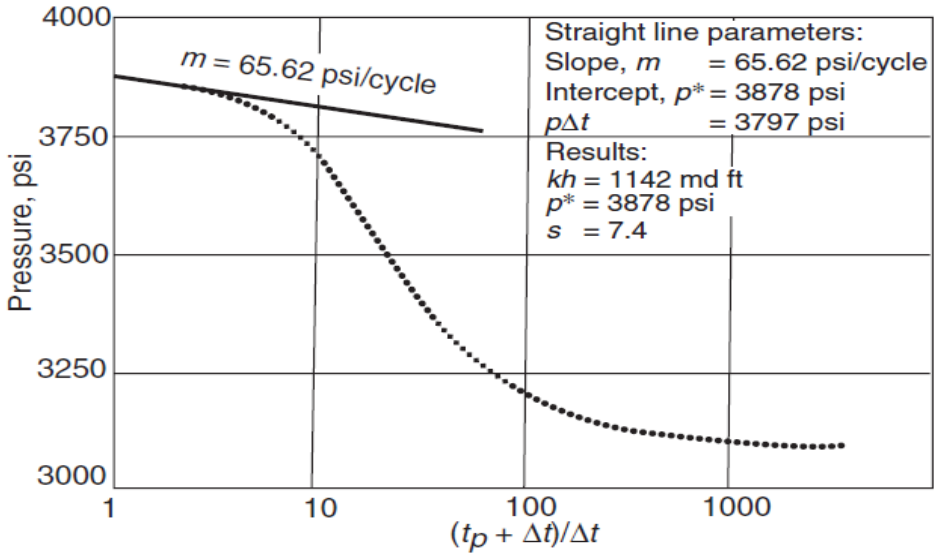
$$k = \frac{162.6QB\mu}{mh} \quad \frac{(162.6)(174)(2.5)}{(65.62)(107)} = 10.1\ \text{md}$$

Δt (hr)	p_{ws} (psi)	Δp (psi)	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	Δt_e
0.00000	3086.33	0.00	–	0.00000
0.00417	3090.57	4.24	3600.71	0.00417
0.00833	3093.81	7.48	1801.07	0.00833
0.01250	3096.55	10.22	1201.00	0.01249
0.01667	3100.03	13.70	900.82	0.01666
0.02083	3103.27	16.94	721.12	0.02080
0.02500	3106.77	20.44	601.00	0.02496
0.02917	3110.01	23.68	515.23	0.02911
0.03333	3113.25	26.92	451.05	0.03326
0.03750	3116.49	30.16	401.00	0.03741
0.04583	3119.48	33.15	328.30	0.04569
0.05000	3122.48	36.15	301.00	0.04983
0.05830	3128.96	42.63	258.29	0.05807
0.06667	3135.92	49.59	225.99	0.06637
0.07500	3141.17	54.84	201.00	0.07463
0.08333	3147.64	61.31	181.01	0.08287
0.09583	3161.95	75.62	157.53	0.09522
0.10833	3170.68	84.35	139.47	0.10755
0.12083	3178.39	92.06	125.14	0.11986
0.13333	3187.12	100.79	113.50	0.13216
0.14583	3194.24	107.91	103.86	0.14443
0.16250	3205.96	119.63	93.31	0.16076
0.17917	3216.68	130.35	84.72	0.17706
0.19583	3227.89	141.56	77.60	0.19331
0.21250	3238.37	152.04	71.59	0.20953
0.22917	3249.07	162.74	66.45	0.22572
0.25000	3261.79	175.46	61.00	0.24590
0.29167	3287.21	200.88	52.43	0.28611
0.33333	3310.15	223.82	46.00	0.32608
0.37500	3334.34	248.01	41.00	0.36585
0.41667	3356.27	269.94	37.00	0.40541
0.45833	3374.98	288.65	33.73	0.44474
0.50000	3394.44	308.11	31.00	0.48387
0.54167	3413.90	327.57	28.69	0.52279
0.58333	3433.83	347.50	26.71	0.56149
0.62500	3448.05	361.72	25.00	0.60000
0.66667	3466.26	379.93	23.50	0.63830
0.70833	3481.97	395.64	22.18	0.67639
0.75000	3493.69	407.36	21.00	0.71429
0.81250	3518.63	432.30	19.46	0.77075
0.87500	3537.34	451.01	18.14	0.82677
0.93750	3553.55	467.22	17.00	0.88235
1.00000	3571.75	485.42	16.00	0.93750
1.06250	3586.23	499.90	15.12	0.99222
1.12500	3602.95	516.62	14.33	1.04651
1.18750	3617.41	531.08	13.63	1.10039
1.25000	3631.15	544.82	13.00	1.15385
1.31250	3640.86	554.53	12.43	1.20690
1.37500	3652.85	566.52	11.91	1.25954
1.43750	3664.32	577.99	11.43	1.31179
1.50000	3673.81	587.48	11.00	1.36364
1.62500	3692.27	605.94	10.23	1.46617
1.75000	3705.52	619.19	9.57	1.56716
1.87500	3719.26	632.93	9.00	1.66667
2.00000	3732.23	645.90	8.50	1.76471
2.25000	3749.71	663.38	7.67	1.95652
2.37500	3757.19	670.86	7.32	2.05036
2.50000	3763.44	677.11	7.00	2.14286
2.75000	3774.65	688.32	6.45	2.32394
3.00000	3785.11	698.78	6.00	2.50000
3.25000	3794.06	707.73	5.62	2.67123
3.50000	3799.80	713.47	5.29	2.83784
3.75000	3809.50	723.17	5.00	3.00000
4.00000	3815.97	729.64	4.75	3.15789
4.25000	3820.20	733.87	4.53	3.31169
4.50000	3821.95	735.62	4.33	3.46154
4.75000	3823.70	737.37	4.16	3.60759
5.00000	3826.45	740.12	4.00	3.75000
5.25000	3829.69	743.36	3.86	3.88889
5.50000	3832.64	746.31	3.73	4.02439
5.75000	3834.70	748.37	3.61	4.15663
6.00000	3837.19	750.86	3.50	4.28571
6.25000	3838.94	752.61	3.40	4.41176
6.75000	3838.02	751.69	3.22	4.65517
7.25000	3840.78	754.45	3.07	4.88764
7.75000	3843.01	756.68	2.94	5.10989
8.25000	3844.52	758.19	2.82	5.32258
8.75000	3846.27	759.94	2.71	5.52632
9.25000	3847.51	761.18	2.62	5.72165
9.75000	3848.52	762.19	2.54	5.90909
10.25000	3850.01	763.68	2.46	6.08911
10.75000	3850.75	764.42	2.40	6.26214
11.25000	3851.76	765.43	2.33	6.42857
11.75000	3852.50	766.17	2.28	6.58879
12.25000	3853.51	767.18	2.22	6.74312
12.75000	3854.25	767.92	2.18	6.89189
13.25000	3855.07	768.74	2.13	7.03540
13.75000	3855.50	769.17	2.09	7.17391
14.50000	3856.50	770.17	2.03	7.37288
15.25000	3857.25	770.92	1.98	7.56198
16.00000	3857.99	771.66	1.94	7.74194
16.75000	3858.74	772.41	1.90	7.91339
17.50000	3859.48	773.15	1.86	8.07692
18.25000	3859.99	773.66	1.82	8.23308
19.00000	3860.73	774.40	1.79	8.38235
19.75000	3860.99	774.66	1.76	8.52518
20.50000	3861.49	775.16	1.73	8.66197
21.25000	3862.24	775.91	1.71	8.79310
22.25000	3862.74	776.41	1.67	8.95973
23.25000	3863.22	776.89	1.65	9.11765
24.25000	3863.48	777.15	1.62	9.26752
25.25000	3863.99	777.66	1.59	9.40994
26.25000	3864.49	778.16	1.57	9.54545
27.25000	3864.73	778.40	1.55	9.67456
28.50000	3865.23	778.90	1.53	9.82759
30.00000	3865.74	779.41	1.50	10.00000

جدول 8-1 : بيانات فحص تصاعد الضغط للمثال 1-



الشكل 8-8 : رسم بيانات المثال-1 على احداثيات لوغاريتمية- *Sabet(1991)*



الشكل 8-9 :رسم هورنر لبيانات فحص تصاعد الضغط المثال رقم- 1

- من الرسم ايضا نحدد قيمة الضغط بعد ساعة واحدة و يساوي P_{1hr} = 3797 psi ثم نحسب عامل القشرة s :

$$s = 1.151\left[\frac{p_{1\text{ hr}} - p_{\text{wf}}}{(m)} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{3797 - 3086.33}{65.62} - \log\left(\frac{10.1}{(0.25)(2.5)(4.2\times10^{-6})(0.29)^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 7.37$$

- نجد فرق الضغط من جراء التضرر بعامل القشرة و يساوي :

$$\Delta p_{\text{skin}} = (0.87)(65.62)(7.37) = 421 \text{ psi}$$

- من الرسم نجد معدل الضغط المكمني لمنطقة البئر ويساوي :

$$p^* = 3878 \text{ psi}$$

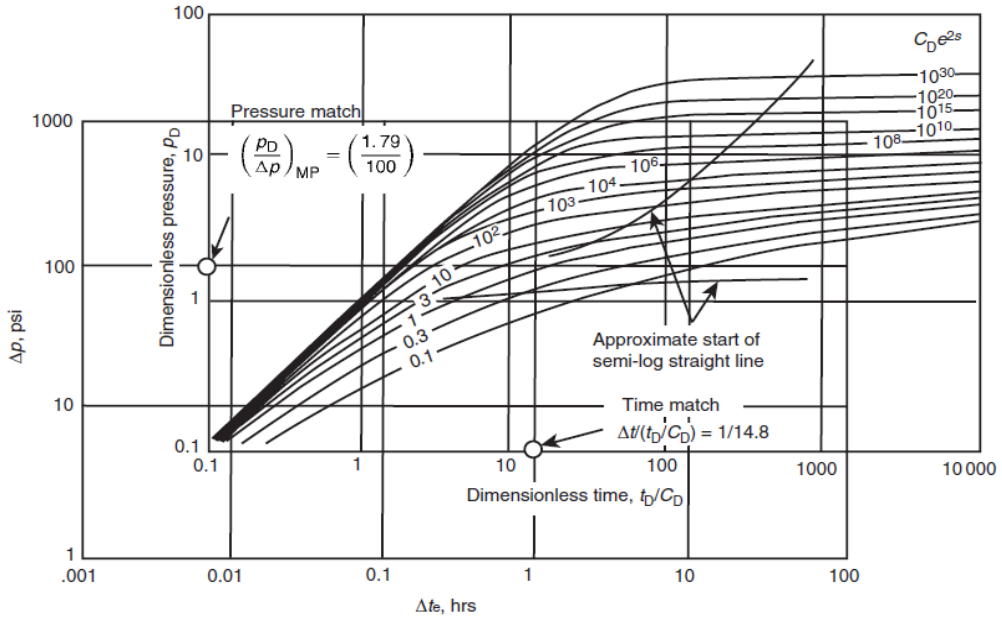
- تفسير بيانات الفحص باستخدلم وقت اغاروال *Agarwal*.

- نجري الحسابات لايجاد الزمن المكافىء Δt_e لاغاروال.

- نرسم علاقة $(p_{ws} - p_{wf \text{ at } t=0})$ مع Δt_e على ورق لوغاريتمي *log-log* شفاف له نفس مقياس رسم منحنيات التطابق اللا بعدية لطريقة *Agarwal* و نجر التطابق و نحدد احسن منحني يتطابق مع منحني البيانات الحقيقية كما في الشكل8-10 .

- يبدو ان احسن منحني للتطابق هو الذي عند القيمة :

$$C_D e^{2s} = 10^{10}$$



الشكل 10-8 : رسم لبيانات فحص تصاعد الضغط و مطابقتها بطريقة كرينكارتن المثال رقم- 1، *Bourdet(1983)*

- نحدد نقطة للتطابق في منطقة الجريان اللامستقر USS ، لاحظ انه بالامكان اخذ نقطة تطابق لكل احداثي (الاحداثي السيني يشتمل الوقت البعدي واللابعدي و هكذا للاحداثي الصادي) على حدة لتسهيل وتبسيط قراءة الاحداثيات او ممكن تحديد نقطة واحدة فقط منها نحدد 4 قيم لاحداثيات التطابق اثنان من كل رسم بياني .

من نقطة التطابق نجد الاحداثيات الاتية و تساوي:

$$(p_D)_{MP} = 1.79 \quad (\Delta p)_{MP} = 100$$
$$(t_D/C_D) = 14.8 \quad (\Delta t_e) = 1.0$$

- الان حساب الخواص الاتية:

- النفاذية k و تساوي :

$$k = \left[\frac{141.2QB\mu}{h}\right]\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP}$$
$$= \frac{141.2(174)(1.06)(2.5)}{(107)}\left(\frac{1.79}{100}\right) = 10.9 \text{ md}$$

- معامل تخزين جوف البئر البعدي العادي C و يساوي:

$$C = \left[\frac{0.0002951kh}{\mu}\right]\left[\frac{\Delta t_e}{(t_D/C_D)}\right]_{MP}$$
$$= \left[\frac{0.0002951(10.9)(107)}{2.5}\right]\left[\frac{1.0}{14.8}\right] = 0.0093$$

- معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D و يساوي:

$$C_D = \left[\frac{0.8936}{\phi h c_t r_w^2}\right]C$$
$$= \left[\frac{0.8936}{(0.25)(107)(4.2\times10^{-6})(0.29)^2}\right](0.0093)$$
$$= 879$$

- اذن عامل القشرة يساوي:

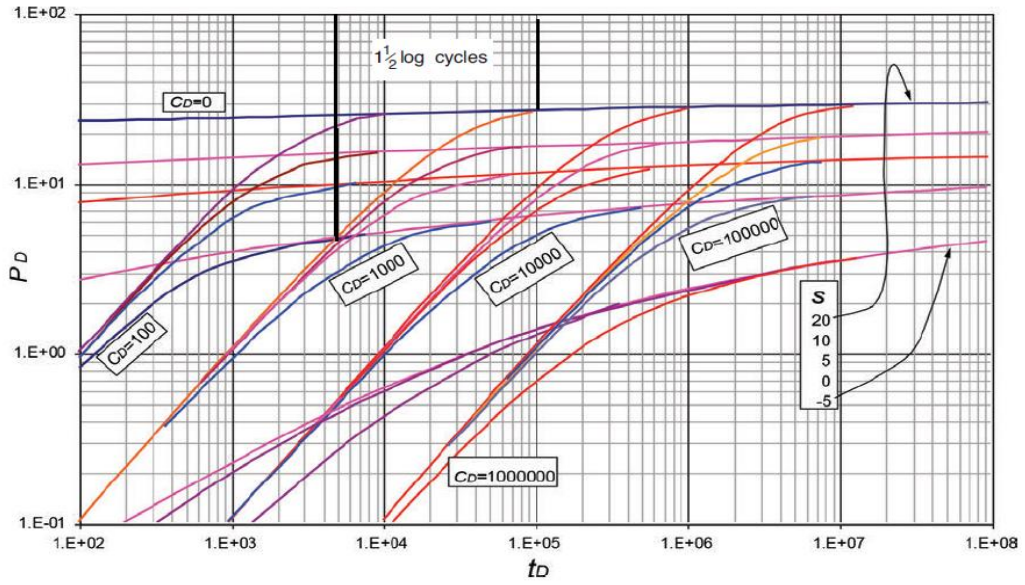
$$s = \frac{1}{2}\ln\left[\frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D}\right] = \frac{1}{2}\ln\left[\frac{10^{10}}{879}\right] = 8.12$$

نلاحظ هنالك تقارب جيد بنتائج الطريقتين.

2-2-8 طريقة رامي - *Ramey et al method(1970)*

طريقة رامي *(Ramey et al method 1970)*،هي واحدة من أولى الطرائق التي تم استعمالها لتفسير فحوصات هبوط الضغط وفحوصات تصاعد الضغط للآبار النفطية والغازية. وتعتبر هذه

الطريقة من الأساليب المهمة لأنها تأخذ في اعتبارها تأثير عاملي تخزين البئر *(C)* وعامل القشرة *(s)* بشكل منفصل الشكل8-11. في هذه الطريقة، يتم افتراض عدة شروط أساسية و كما يأتي :معدل الجريان السطحي ثابت، وجود مايع واحد قليل الانضغاط ، المكمن متجانس (نفاذية واحدة)، المكمن غير متناهي الامتداد، طور الجريان من النوع اللامستقر.*(unsteady state)* ، الضغط متجانس قبل بدء الإنتاج ، وجود تأثير عاملي تخزين البئر *(C)* والقشرة *(s)* و يتم أخذه في الاعتبار مع ثبات قيمة C للبئر.



الشكل 8-11 : المنحنيات النوعية لطريقة رامي -*Ramey(1970)*

في الشكل 8-11، تظهر علاقة الضغط اللابعدي (p_D) مع الزمن اللابعدي (t_D) على شكل مجموعات من المنحنيات المرسومة على ورق لوغاريتمي. يمكن تمييز المجموعات عن بعضها البعض بناءً على قيم معامل تخزين جوف البئر اللابعدي (C_D) وكذلك لقيم مختلفة لعامل القشرة *(s)*.

كما و نلاحظ من الشكل8-11 وجود مجموعة منحنيات للقيمة $C_D=0$ إذ لا يوجد تاثير لمعامل تخزين جوف البئر اي لا تميل العلاقات بزاوية 45^O وانما تدخل في منطقة طور الجريان الشعاعي غير المستقر *unsteady state - transient radial flow state* مباشرة .

مجموعة المنحنيات الاخرى لها $C_D>0$ إذ تبدأ هذه المنحنيات بخطوط مستقيمة بميل الواحد ثم لا تلبث ان تدخل افقيا الى منطقة طور الجريان الشعاعي غير المستقر - *unsteady state transient radial flow state* عندما تتطابق مع $C_D=0$. لاحظ ان المنحنيات تنزاح نحو اليمين بزيادة قيمة C_D و هنالك فترة انتقالية ما بين نهاية خطوط الميل الواحد و لحين الدخول الى طور الجريان الشعاعي غير المستقر *unsteady state - transient radial flow state* .

لاحظ رامي ان بداية الخط نصف لوغاريتمي في التفسير العادي او التقليدي يكون بعد دورة لوغاريتمية ونصف من نهاية خط ميل الواحد (الشكل8-11) إذ عندها تبدا فترة تاثير منطقة

الجريان الشعاعي و تُحسب مدة الدخول هذه بدلالة الزمن اللابعدي و كما يأتي :

$$t_D = C_D(60 + 3.5\ S) \quad \text{---------- } 40$$

او بحساب الوقت بالساعات كالاتي:

$$t_{SLSL} = \frac{3390\ \mu C_s}{kh}\ (60+3.5\ S) \quad \text{---------- } 41$$

إذ ان *semi-log straight line* -t_{SLSL} يمثل وقت الدخول الى المنطقة الوسطى -*MTR* *Middle Time Region* او ما تسمى بمنطقة الجريان الشعاعي اللامستقر . يستفاد من هذا الوقت في تفسير فحوصات الابار بالطريقة التقليدية نصف لوغاريتمية (تختص بمنطقة الجريان الشعاعي) و حساب النفاذية و عامل القشرة مع مقارنة نتائجها مع طريقة رامي.

ملاحظة :

* **في** حال عدم تحقق احدى فرضيات الطريقة اعلاه او عدد منها عند الفحص فلا ضمان بان استعمال تطابق المنحنيات النوعي هذا سيعطي نتائج صحيحة او فعالة للتفسير.

* احيانا بيانات الفحص الحقيقية لا تتطابق مع اي من المنحنيات المرجعية وذلك يعود لنفس السبب اعلاه او ان القياسات الحقلية غير صحيحة.

- في حال كون طور الجريان احادي في داخل البئر مثلا جريان نفط فقط ، فان انضغاطية المائع تساوي الانضغاطية الكلية $c_o=c_t$.

- للابار النفطية فان القيم الحقيقية لمعاملات تخزين البئر اللابعدي C_D تتراوح ما بين 10^3 - 10^4.

- اذا كان الضغط في البئر اعلى من ضغط الاشباع *Saturation pressure-p* فان مدة تاثير معامل تخزين جوف البئر ستكون محدودة جدا ولا تُمثل اي مشكلة .

- اذا كان الضغط في البئر اقل من ضغط الاشباع *Saturation pressure-ps* سيتسب ذلك في تحرر الغاز المذاب من النفط و يصبح الجريان ثنائي الطور (نفط + غاز) إذ تبرز تاثير انضغاطية الغاز على معامل تخزين جوف البئر وتصبح قيمة C عالية و غير ثابتة علما ان الموديل يفترض ان C قيمة ثابتة .

<u>*الاساس النظري لطريقة رامي تشمل المعادلتين ادناه :</u>

1- معادلة معامل تخزين جوف البئر و الذي يظهر تاثيره في الوقت المبكر *ETR* من الفحص تكون كما يأتي :

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \quad \text{---------- } 42$$

باخذ اللوغاريتم لطرفي المعادلة-42 ينتج :

$$\log(p_D) = \log(t_D) - \log(C_D) \quad \text{---------- } 43$$

المعادلة-43 اعلاه تُمثل علاقة خط مستقيم يميل بزاوية 45^{O} والميل له يساوي واحد

slope =tan45=1 يستفاد منها في تفسير بيانات الفحص لحساب معامل تخزين جوف البئر في وقت مبكر من الفحص *Early Time Region - ETR* .

2- معادلة الجريان الشعاعي غير المستقر بوجود تاثير عامل القشرة و تظهر تاثيرها في المنطقة المتوسطة *Middle Time Region - MTR* منطقة الجريان غير المستقر *USS* كما يأتي:

$$p_D = \frac{1}{2}[\ln(t_D) + 0.80901 + 2s] \quad \text{---------- 44}$$

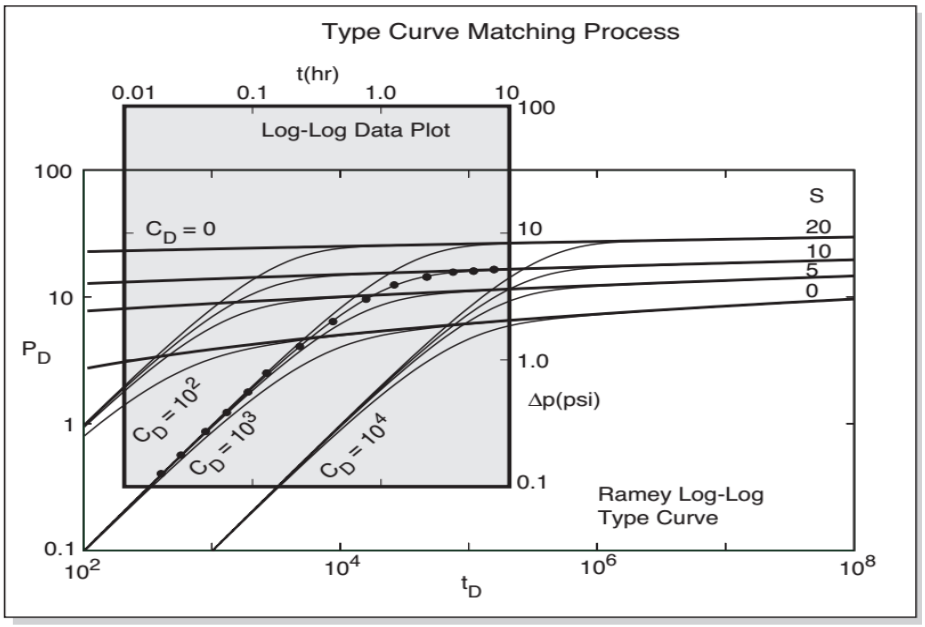
ان رسم علاقة الضغط اللابعدي P_D مع اللوغاريتم الطبيعي للزمن اللابعدي lnt_D على ورق نصف لوغاريتمي للمدة اعلاه سنحصل على علاقة خط مستقيم الميل له يساوي النصف.

بناءا على المعادلتين رقم-42 و رقم-44 فان الضغط اللابعدي هنا هو دالة للزمن اللابعدي و معامل التخزين و عامل القشرة اي ان $P_D=f(t_D ،C_D ،s)$ و عند رسم علاقة P_D vs t_D على ورق لوغاريتمي *log-log* نحصل على منحنيات مرجعية رئيسية تُشكل مجموعات ، كل مجموعة تُمثل قيمة معينة لـ C_D و قيم مختلفة لعامل القشرة s.

***خطوات تفسير الفحص:**

- نرسم بيانات الفحص الحقيقية $(\Delta p \text{ vs } t)$ على ورق شفاف لوغاريتمي *log-log trace paper* مقياس الرسم له هو نفس مقياس رسم المنحنيات النظرية الشكل 8-12.

- نضع الرسم الشفاف على الرسم المرجعي الشكل 8-12 و نقوم بمطابقة الرسمين إذ نحرك الرسم البياني الشفاف افقيا و عموديا للبحث عن انسب منحني من المنحنيات المرجعية يحقق احسن تطابق على شرط عند تحريك الرسم البياني تكون الاحداثيات المتناظرة متوازية لكلا الرسمين.



الشكل 8-12 : تطابق المنحنيات النوعية لطريقة رامي

- من التطابق نحدد نقطة لا على التعيين تسمى نقطة التطابق *Matching point M.P* ونقرأ احداثياتها في الرسم بياني ، الاحداثيات هي : من الرسم البياني الاول (t_{MP} ، ΔP_{MP}) و من الرسم البياني المرجعي الرئيسي $(t_{DMP}\ ,\ P_{DMP})$ و C_{DMP} .

- نستخدم احداثيات نقطة التطابق لحساب المعاملات الاتية : معدل نفاذية ومسامية الطبقة المكمنية و معامل تخزين جوف البئر على التوالي كما في ادناه:

$$k = 141.2\frac{Q\,\mu B}{h}\left(\frac{P_{DMP}}{\Delta P_{MP}}\right) \quad \text{---------- 45}$$

$$\phi = \frac{0.0002637k}{\mu\, c_t\, r_w^2}\left(\frac{t_{MP}}{t_{DMP}}\right) \quad \text{---------- 46}$$

$$C = \frac{\phi c_t h\, r_w^2}{0.8936} C_{DMP} \quad \text{---------- 47}$$

ايجاد عامل القشرة s من التطابق مباشرة.

Time -hrs	Pwf-psi	Δp psi	(pi-pwf / t)-psi/hr	Time -hrs	Pwf-psi	Δp psi	(pi-pwf / t)-psi/hr
0.0109	2976.0	24.0	2201.8	0.4370	2352.0	648.0	1482.8
0.0164	2964.0	36.0	2195.1	0.4910	2302.0	698.0	14215.9
0.0218	2953.0	47.0	2156.0	0.5460	2256.0	744.0	13626.4
0.0328	2930.0	70.0	82530.5	1.0900	1952.0	1048.0	961.5
0.0382	2919.0	81.0	2120.4	1.6400	1828.0	1172.0	714.6
0.0437	2908.0	92.0	2105.3	2.1800	1768.0	1232.0	565.1
0.0491	2897.0	103.0	2097.8	2.7300	1734.0	1266.0	463.7
0.0546	2886.0	114.0	2087.9	3.2800	1712.0	1288.0	392.7
0.1090	2785.0	215.0	1972.5	3.8200	1696.0	1304.0	341.4
0.1640	2693.0	307.0	1872.0	4.3700	1684.0	1316.0	301.1
0.2180	2611.0	389.0	1784.4	4.9100	1674.0	1326.0	270.1
0.2730	2536.0	464.0	1699.6	5.4600	1665.0	1335.0	244.5
0.3280	2469.0	531.0	1618.9	6.5500	1651.0	1349.0	206.0
0.3820	2408.0	592.0	1549.7	8.7400	1630.0	1370.0	156.8
				10.9000	1614.0	1386.0	127.2
				16.4000	1587.0	1413.0	86.2

جدول 8-2 : بيانات فحص هبوط الضغط للمثال 2

مثال-2

بئر نفطي اجر له فحص هبوط الضغط ، أُدرجت بيانات الضغط مع الوقت في الجدول8-2 ادناه، البيانات الاخرى المتوفرة:

$q_o = 500\,\text{stb/day};\ p_i = 3000\,\text{psi};\ p_{sc} = 14.65\,\text{psia};\ \text{API}^\circ = 18^\circ;\ h = 56\,\text{ft};$
$\phi = 0.2;\ \mu_o = 0.8\,\text{cP};\ \beta_o = 1.2\,\text{rb/stb};\ r_w = 0.3\,\text{ft};\ \text{tubing size} = 2.25\,\text{inch};$
$\text{and } c_t = 1.000 \times 10^{-5}\,\text{psi}^{-1}.\ \text{reservoir datum} = 4500\,\text{ft};\ t = 200^\circ\text{F};$

احسب النفاذية ، المسامية و معامل تخزين جوف البئر ؟؟

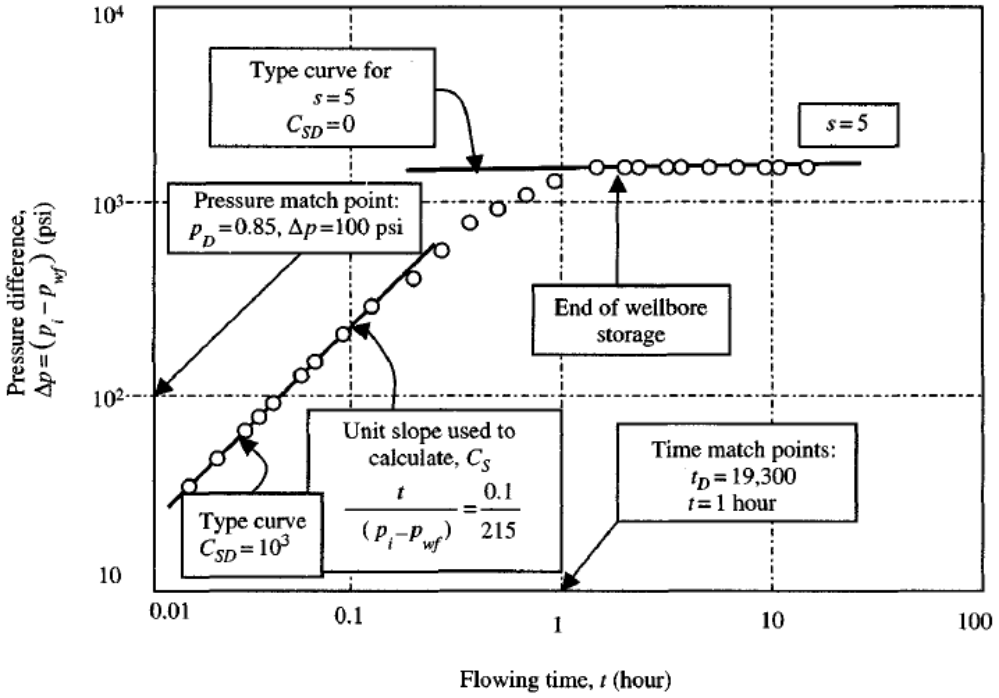
الحل :

- رسم النقاط على منحني لوغاريتمي شفاف مقياس رسم الاحداثيات مماثلة لاحداثيات منحنيات التطابق الشكل 8 -13 و نحدد خط ميل الواحد (يميل بزاوية 45 درجة) و ناخذ نقطة (احداثياتها) لا على التعيين تقع على خط ميل الواحد $\Delta P=215$، $t=0.1$ hr .

- حساب معامل تخزين جوف البئر C:

$$C=\frac{q\beta_o}{24}\left[\frac{t}{p_i-p_{wf}}\right]_{point\ on\ unit\ slope}$$

$$=\frac{500\times 1.2}{24}\frac{0.1}{215}=0.0116\,\text{rb/psi}$$



الشكل 8-13 : تطابق المنحنيات النوعية لطريقة رامي المثال 2

- نحسب قيمة المعامل C_D كما يأتي:

$$C_D=\frac{0.894C}{\phi c_t h r_w^2}=\frac{0.894\times 0.0116}{(0.2)(10^{-5})(56)(0.3)^2}=1.03\times 10^3\cong 10^3$$

- لما اصبحت قيمة C_D معلومة نطابق المنحني اللوغاريتمي الشفاف مع المنحنيات النظرية اخذين بنظر الاعتبار ان المعامل $C_D=10^3$.

- اذن انسب منحني للتطابق هو عند s =5 نحدد نقطة التطابق واحداثياتها كما يأتي:

$$\frac{(p_D)_M}{(\Delta p)_M} = \frac{0.85}{100} \quad , \quad \left(\frac{t}{t_D}\right)_M = \left(\frac{1}{19{,}300}\right)$$

من نقطة تطابق الضغط نحسب نفاذية الطبقة المكمنية k كما يأتي:

$$k = \frac{141.2 q \beta_o \mu_o}{h} \frac{(p_D)_M}{(\Delta p)_M} = \frac{141.2 \times 500 \times 1.2 \times 0.8}{56} \frac{0.85}{100} = 10.3\,\text{mD}$$

من نقطة تطابق الزمن نجد øc$_t$ كما يأتي:

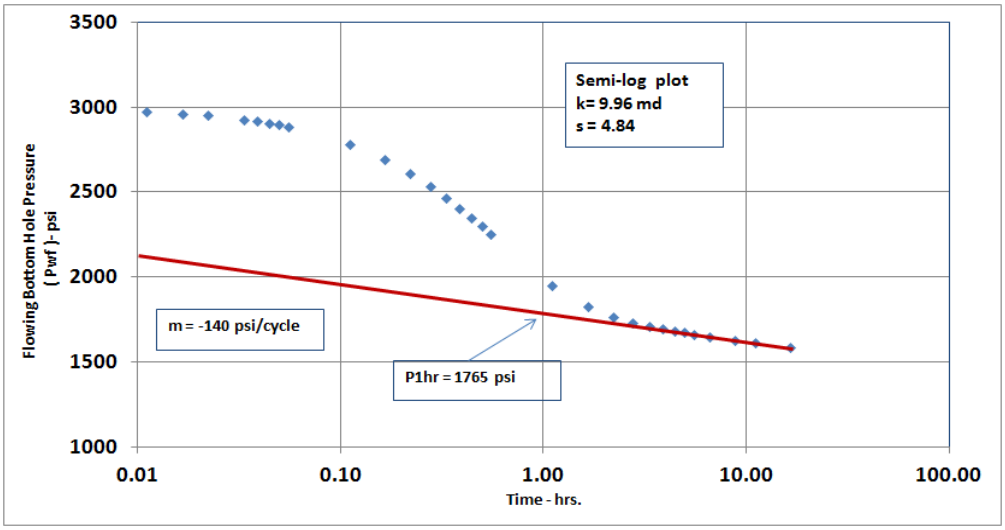
$$\phi c_t = \frac{0.000264k}{\mu_o r_w^2} \left(\frac{t}{t_D}\right)_M = \frac{0.000264 \times 10.3}{0.8 \times 0.3^2} \left(\frac{1}{19{,}300}\right) = 1.957 \times 10^{-6}\,\text{psi}^{-1}$$

ممكن مقارنة القيمة من طريقة تطابق المنحنيات المحسوبة øc$_t$ مع مما متوفر من البيانات المتوفرة:

$$\phi c_t = (0.2)(10^{-5}) = 2 \times 10^{-6} \text{ [Value in = Value out]}$$

التفسير بالطريقة العادية - النصف لوغاريتمية :

- نرسم بيانات الفحص لعلاقة P_{wf} vs t على رسم بياني نصف لوغاريتمي كما في الشكل 14-8 .



الشكل 14-8 : رسم بيانات الضغط باحداثيات نصف لوغاريتمي المثال 2

- رسم احسن خط مستقيم يمر بنقاط الفحص و نجد الميل له m=140 و منه نجد قيمة النفاذية و كما يأتي:

$$k = \frac{-162.6q\mu\beta}{hm} = \frac{-162.6 \times 500 \times 0.8 \times 1.200}{56 \times (-140.0)} = 9.96\,\text{mD}$$

- من امتداد الخط المستقيم نحدد قيمة الضغط عند ساعة واحدة P_{1hr}=1765 psi

- و منه نجد قيمة عامل القشرة s كما يأتي:

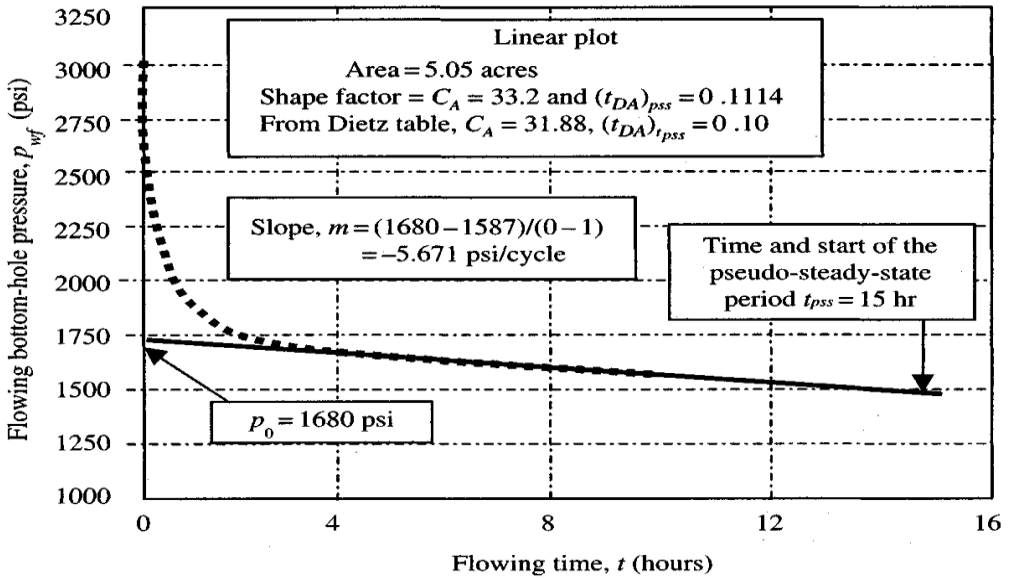
$$s = 1.151\left[\frac{[p_i - p_{1\,hr}]}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{(3000 - 1765)}{140}\right] - \log\left(\frac{9.96}{0.2 \times 0.8 \times 10 \times 10^{-6} \times (0.3)^2}\right) = 4.84$$

مثال-3 تفسير فحص تصاعد الضغط بطريقة رامي *Analyzing Buildup Test Using Ramey Type* Curves

الشكل 8-15 يوضح رسم باحداثيات عادية لبيانات فحص هبوط الضغط لبئر نفطي قبل الاغلاق. اجر له فحص تصاعد الضغط و أُدرجت بيانات الضغط المغلق مع الوقت في الجدول8-3. البيانات الاخرى المتوفرة كالتالي:

Q= 250 stb/d ، P_{wf}=3534 psi ، Np(cumulative production) = 141979 stb ، API = 40^o ، B_o=1.136 ،μ_o = 0.8 cp ، ρ_o=51.5 lb/ft3 ، A_{wb}=0.0218 ft^2 ،ø = 0.039 ، Temp.=200F^o ، depth datum=4500 ft. t_p= 13630 hrs.



الشكل 8-15 : رسم بيانات الضغط باحداثيات عادية للمثال-3

الحل

- حساب معامل تخزين جوف البئر C من معلومات الفحص المتوفرة و يساوي:

$$C = \frac{25.65 \times A_{wb}}{\rho} = \frac{25.65 \times 0.0218}{51.50} = 0.01086 \text{ bbl/psi}$$

Pressure Buildup Test Data

Time, Δt (hr)	$\frac{(t_p+\Delta t)}{\Delta t}$	$\frac{\Delta t}{(1+\Delta t/t_p)}$	p_{ws} (psig)	$p_{ws} - p_{wf}$ (psig)	p_{ws} (psia)	$p_{ws} - p_{wf}$ (psia)	$\frac{(p_{ws}-p_{wf})}{\Delta t}$ (psi/hr)
0.00	–	–	3519	0	3534	0	–
0.15	90,867.56	0.15	3665	146	3680	146	9.73E + 02
0.20	68,150.93	0.20	3708	189	3723	189	9.45E + 02
0.30	45,434.28	0.30	3785	266	3800	266	8.87E + 02
0.40	34,075.96	0.40	3851	332	3866	332	8.30E + 02
0.50	27,260.97	0.50	3905	386	3920	386	7.72E + 02
1.00	13,630.99	1.00	4088	569	4103	569	5.69E + 02
2.00	6815.99	2.00	4235	716	4250	716	3.58E + 02
4.00	3408.50	4.00	4305	786	4320	786	1.97E + 02
6.00	2272.66	6.00	4325	806	4340	806	1.34E + 02
7.00	1948.14	7.00	4329	810	4344	810	1.16E + 02
8.00	1704.75	8.00	4335	816	4350	816	1.02E + 02
12.00	1136.83	11.99	4349	830	4364	830	6.92E + 01
16.00	852.87	15.98	4358	839	4373	839	5.24E + 01
20.00	682.50	19.97	4364	845	4379	845	4.23E + 01
24.00	568.92	23.96	4369	850	4384	850	3.54E + 01
30.00	455.33	29.93	4378	859	4393	859	2.86E + 01
40.00	341.75	39.88	4383	864	4398	864	2.16E + 01
50.00	273.60	49.82	4387	868	4402	868	1.74E + 01
60.00	228.17	59.74	4390	871	4405	871	1.45E + 01
72.00	190.31	71.62	4392	873	4407	873	1.21E + 01

جدول 8-3 : بيانات و حسابات فحص تصاعد الضغط للمثال-3

- حساب معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D و يساوي:

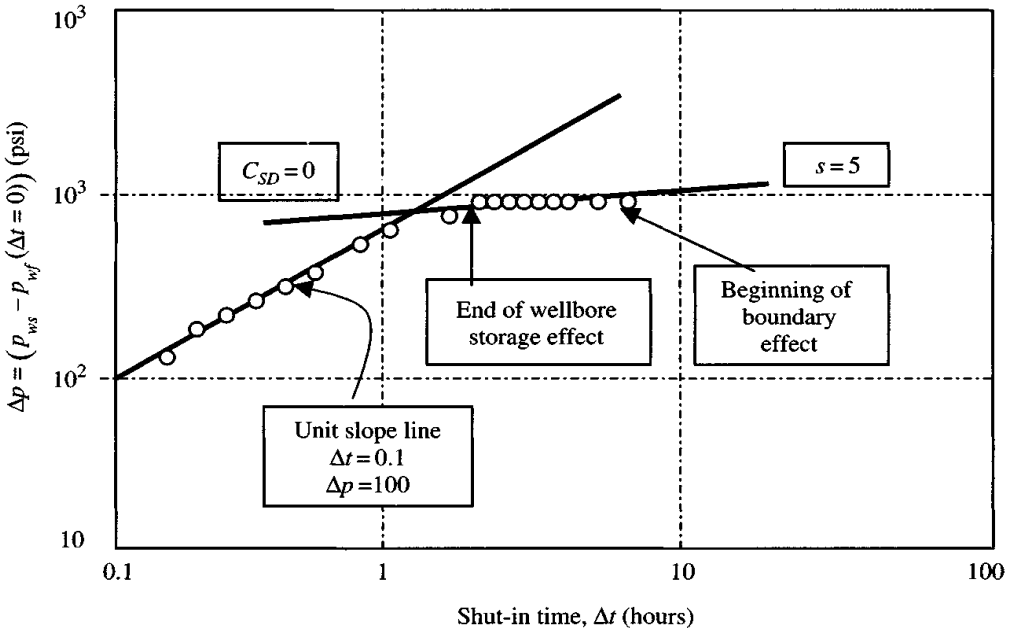
$$C_D = \frac{0.894 \times C}{\phi c_t h r_w^2} = \frac{0.894 \times 0.01086}{0.039 \times 1.7 \times 10^{-5} \times 69(0.198)^2} = 5.42 \times 10^3$$

- رسم بيانات الفحص لعلاقة فرق الضغط و الزمن على منحني لوغاريتمي شفاف الشكل 8-16 .

- و بناء" على الحسابات اعلاه فان اختيار قيمة معامل تخزين جوف البئر اللابعدي $C_D=10^3$ و مطابقته مع بيانات الفحص يحدث عندما s=5 .

- من الشكل8-16 و من منحني التطابق نختار نقطة التطابق في منطقة الجريان اللامستقر USS التي احداثياتها $(P_D)_M=14$ ،$(\Delta p)_M=850$) ثم حساب نفاذية المكمن و تساوي:

$$k = \frac{141.2 q \beta_o \mu_o}{h} \frac{(p_D)_M}{(\Delta p)_M} = \frac{141.2 \times 250 \times 0.8 \times 1.136}{69} \times \frac{14}{850}$$
$$= 7.67 \text{ mD}$$



الشكل 8-16 : رسم بيانات الضغط باحداثيات لوغاريتمية للمثال-3

للتحقق من قيمة معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D ، نحدد خط ميل الواحد (يميل بزاوية 45 درجة) و ناخذ نقطة لا على التعيين تقع على خط ميل الواحد ، احداثياتها ΔP=100 psia، t=0.1 hr، لاحظ ان تاثير تخزين البئر ينتهي قبل الوقت .0.8 hrs.

- حساب معامل تخزين جوف البئر C من احداثيات نقطة التطابق و يساوي:

$$C = \frac{q\beta_o}{24}\left[\frac{t}{p_{ws} - p_{wf}}\right]_{point\ on\ unit\ slope}$$

$$= \frac{250 \times 1.136}{24}\frac{0.1}{100} = 0.01183\ \text{bbl/psi}$$

- حساب معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D و يساوي:

$$C_D = \frac{0.894C}{\phi c_t h r_w^2} = \frac{0.894 \times 0.01183}{0.039 \times 1.7 \times 10^{-5} \times 69(0.198)^2} = 5.90 \times 10^3$$

النتائج متقاربة.

مثال-4 :

بئر غازي اجر له فحص هبوط الضغط و أُدرجت بيانات الضغط مع الوقت في الجدول8-4 ادناه، البيانات الاخرى المتوفرة:

$P_I = 3000$, $s_{wi} = 0.22$,
$V_W = 290$ cuft, $h = 12$ ft, $T = 210°$F, $r_w = 0.39$ ft, $q_g = 1000$ mcf/d, $P_{sc} = 14.65$ psia, $T_{sc} = 520°$R, $C_{ti} = 0.000333$ psi^{-1}, $\phi = 0.20$, $\mu_i = 0.01925$ cP, $\gamma_g = 0.655$, $D = 11{,}000$ ft, Drainage area = 640 acres (square);

المطلوب: حساب النفاذية ، المسامية و معامل تخزين جوف البئر ؟؟

Single-Rate Drawdown Test Data for Ramey's Type Curve Analysis

Time t hr	Flowing pressure p_{wf} (psia)	$\psi(p_{wf})$ (mmpsia^2/cP)	$\Delta\psi = \psi(p_i) - \psi(p_{wf})$
0.02	1810.65	221.41	639.71
0.03	1807.45	220.68	640.44
0.07	1798.95	218.74	642.38
0.10	1786.35	215.87	645.24
0.17	1775.75	213.47	647.64
0.25	1768.05	211.74	649.38
0.33	1764.75	211.00	650.12
0.50	1757.45	209.36	651.76
0.75	1754.65	208.73	652.38
1.00	1755.45	208.91	652.20
1.50	1757.85	209.45	651.67
2.00	1754.65	208.73	652.38
2.50	1754.65	208.73	652.38
3.00	1751.35	208.00	653.12
3.50	1748.95	207.46	653.66
4.00	1747.35	207.10	654.01
5.00	1745.25	206.64	654.48
5.50	1742.05	205.92	655.19
6.00	1740.45	205.57	655.55
6.50	1739.25	205.30	655.82
7.00	1738.35	205.10	656.02
7.50	1738.35	205.10	656.02
8.00	1737.95	205.01	656.10
8.50	1737.55	204.92	656.19
9.00	1737.15	204.83	656.28
9.50	1737.15	204.83	656.28
10.00	1735.55	204.48	656.64
11.00	1735.55	204.48	656.64
12.00	1734.35	204.21	656.90
13.00	1733.55	204.04	657.08
14.00	1733.55	204.04	657.08
15.00	1732.75	203.86	657.26
16.00	1731.05	203.48	657.63
17.00	1730.65	203.39	657.72
18.00	1730.25	203.31	657.81
19.00	1729.45	203.13	657.99
20.00	1719.75	200.99	660.13
21.00	1724.55	202.05	659.07
22.00	1721.75	201.43	659.69
23.00	1720.95	201.25	659.86
24.00	1720.95	201.25	659.86

جدول 8-4 : بيانات فحص هبوط الضغط للمثال-4

الحل

- نجد قيمة معامل تخزين جوف البئر C كما يأتي:

$$C = V_{WS}C_{WS} = 11{,}000 \times 22/7 \times 0.39^2 \times 0.000333$$
$$= 1.751 \text{ psi}^{-1}$$
$$C_D = \frac{0.159\,C_S}{\phi h c r_w^2} = \frac{0.159 \times 1.751}{0.2 \times 12 \times 0.000333 \times 0.39^2}$$
$$= 2290 \approx 10^3$$

- لغرض الرسم نرتب البيانات كما في الجدول8-4 .

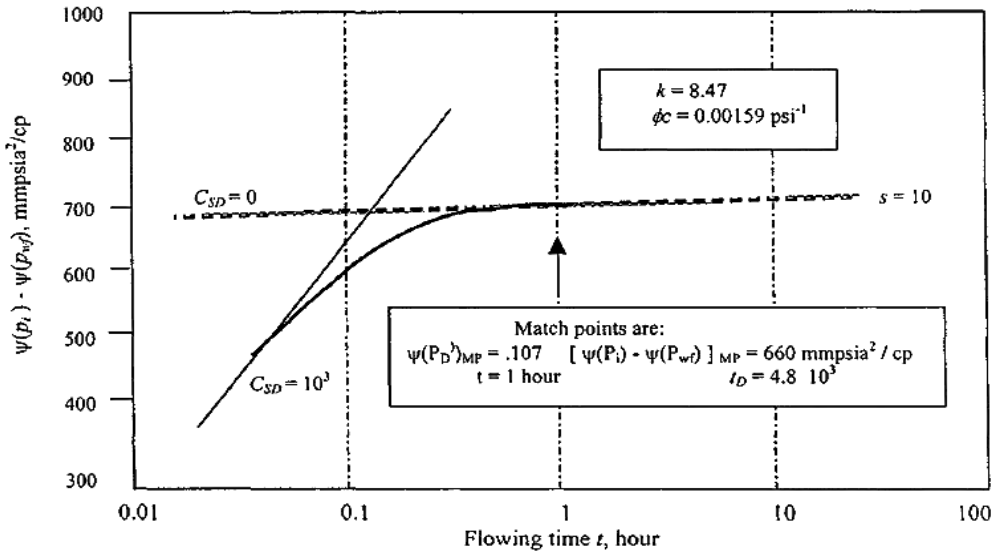
- رسم بيانات الفحص على منحني لوغاريتمي شفاف لعلاقة

$$(\psi(p_i) - \psi(p_{wf}))\ \text{vs t}$$

و عند $C_D = 10^3$، فإن أفضل منحنى للتطابق هو عندما s = 10. ناخذ نقطة تطابق احداثياتها عندما t=1 hr $t_D = 4.8 \times 10^3$. نقطة تطابق الضغط هي:

$$\psi(p_i) - \psi(p_{wf}) = 660 \times 10^6 \text{ when } \psi(p_D) = 0.107$$

من الشكل 8-17 نلاحظ أيضًا أن انتهاء تاثير تخزين حفرة البئر ينتهي عند الوقت t = 0.5 hrs. (أي أن منحنى النوعي عند $C_D = 10^3$ يصبح مطابقًا للمنحنى النوعي لـ $C_D = 0$).



الشكل 8-17 : رسم بيانات فحص هبوط مع منحني التطابق لرامي المثال-4

- حساب النفاذية k من احداثيات نقطة تطابق الضغط :

$$k = \frac{50{,}300\,P_{sc}q_{sc}T}{h\,T_{sc}}\left[\frac{\psi_D}{\psi(p_i) - \psi(p_{wf})}\right]_{MP}$$

$$= \frac{50{,}300 \times 14.65 \times 1.0 \times 10^3 \times 670}{12 \times 52}\left[\frac{0.107}{660 \times 10^6}\right] = 8.47 \text{ mD}$$

- حساب حاصل ضرب $\emptyset c_t$ من نقطة تطابق الوقت :

$$\phi c = \frac{.0002637\,k}{\mu r_w^2}\left[\frac{t}{t_D}\right]_{MP} = \frac{.0002637 \times 8.47}{.01925 \times .39^2}\left[\frac{1}{4.8 \times 10^3}\right]$$

$$= .000159 \text{ psi}^{-1}$$

نقارن القيمة اعلاه مع قيمة $\emptyset c_t$ المحسوبة من توفر قيم معامل تخزين جوف البئر البعدي و اللابعدي والتي تحسب :

$$\phi c = \frac{0.159\,C_S}{hr_w^2 C_{SD}} = \frac{0.159 \times 1.751}{12 \times 0.39^2 \times 10^3} = 0.000153 \text{ psi}^{-1}$$

ايضا نتحقق من قيمة $\emptyset c_t$ من المعلومات المتوفرة في المثال :

$$\phi c = 0.2 \times 0.000333 = 0.0001 \text{ psi}^{-1}$$

3-2-8 طريقة إيرلوغر وكيرش Earlougher and Kersch [1974]

طريقة إيرلوغر - كيرش , تستخدم نفس خطوات التطابق لطريقة رامي و تختلف عن طريقة رامي من إذ انها تجمع تاثيري معاملي القشرة و تخزين البئر في المعامل C_De^{2s} والطريقة تستخدم التعاريف الاتية للاحداثين السيني و الصادي للرسم اللوغاريتمي النظري:

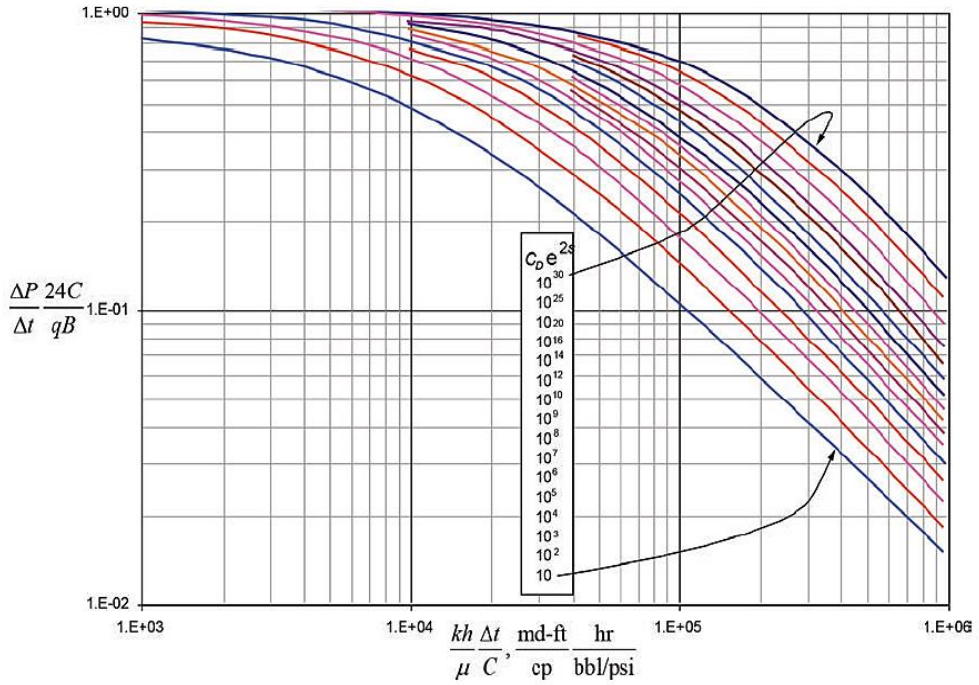
$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \times \frac{24\,C}{q\beta}\right) \text{vs} \left(\frac{kh}{\mu} \times \frac{\Delta t}{C}\right)$$

الشكل 8-18 يوضح منحنيات التطابق اللوغاريتمي النظري في طريقة إيرلوغر - كيرش لقيم مختلفة للمعامل C_De^{2s}.

لاجراء التطابق:

- تُرسم البيانات الحقيقية على ورق لوغاريتمي شفاف للاحداثيان السيني والصادي : $(\Delta P/t)$ vs t .
- تحديد نقطة التطابق *Matching Point* و نحدد احداثياتها من الرسم البياني وكما يأتي:
- من الرسم بياني النظري (المرجعي) فاحداثياتها هي : $((\Delta P/\Delta t)(24C/qB))_{MP}$ و $((kh/\mu)(\Delta t/C))_{MP}$
- ومن رسم البيانات الحقيقية الشفاف فان احداثياتها هي : $(\Delta P/\Delta t)_{MP}$ and Δt_{MP}
- ثم نحسب المعاملات الاتية : معامل تخزين جوف البئر C و يساوي :

$$C = \frac{QB}{24}\left(\frac{\Delta P}{t}\frac{24C}{QB}\right)_{MP} \Big/ \left(\frac{\Delta P}{t}\right)_{MP} \quad \text{---------- 48}$$



الشكل 8-18 : منحنيات التطابق النوعي-طريقة إيرلوغر - كيرش *Earlougher and Kersh(1974)*،

ينبغي ان تكون قيمة معامل تخزين جوف البئر اعلاه C لها نفس القيمة التي تحتسب من المعادلة في ادناه :

$$C=V_W.\ C_W$$

اي بمعنى ان المائع في البئر بطور واحد و لا يوجد غاز مع النفط في البئر كما و لا يتغير مستوى المائع في البئر .اما اذا يوجد غاز مع النفط في البئر او يتغير مستوى المائع فينبغي ان تُحتسب قيمة معامل تخزين جوف البئر C من المعادلة ادناه :

$$C=\frac{V_u}{\left(\frac{\rho}{144}\frac{g}{g_c}\right)} \quad \text{---------- 49}$$

* نفاذية الطبقة المكمنية k تُحسب من احداثيات نقطة التطابق في منطقة الجريان الشعاعي اللامستقر USS وتساوي :

$$k=\frac{\mu C}{h}\left(\frac{kh}{\mu}\frac{t}{c}\right)_{MP}\Big/ t_{MP} \quad \text{---------- 50}$$

* من قيمة التطابق $(C_De^{2s})_{MP}$ فان عامل القشرة s يساوي:

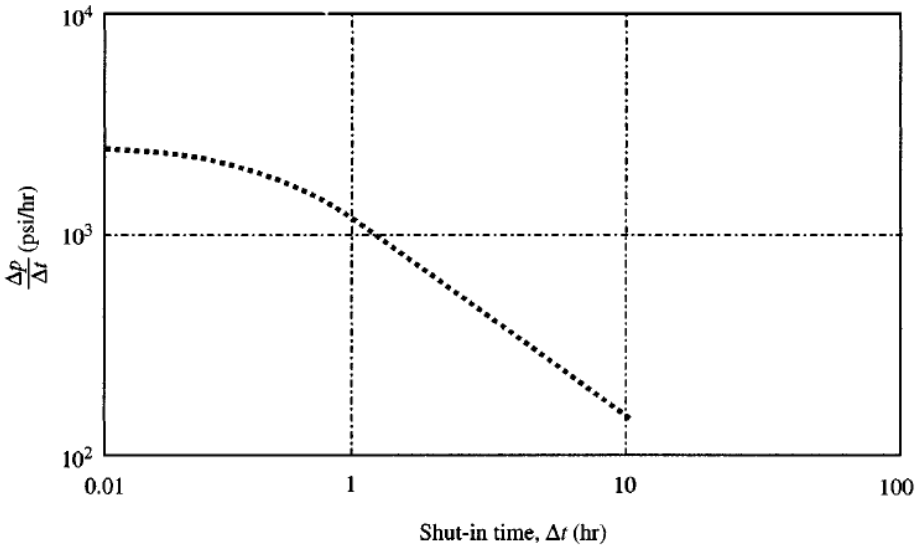
$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{\phi \mu c_t h r_w^2}{0.89359C} (C_D e^{2s})_M \right] \quad \text{---------- 51}$$

احيان و للسهولة يُفضل حساب kh بدلا من k وحساب ϕct بدلا من ϕ في حال عدم توفر المعاملات المصاحبة .

مثال-5 اعادة حل المثال السابق بطريقة إيرلوغر - كيرش

الحل:

- نرسم بيانات الفحص الحقيقية على ورق شفاف لوغاريتمي لعلاقة: $(\Delta P/t)$ vs t كما في الشكل8-19 .



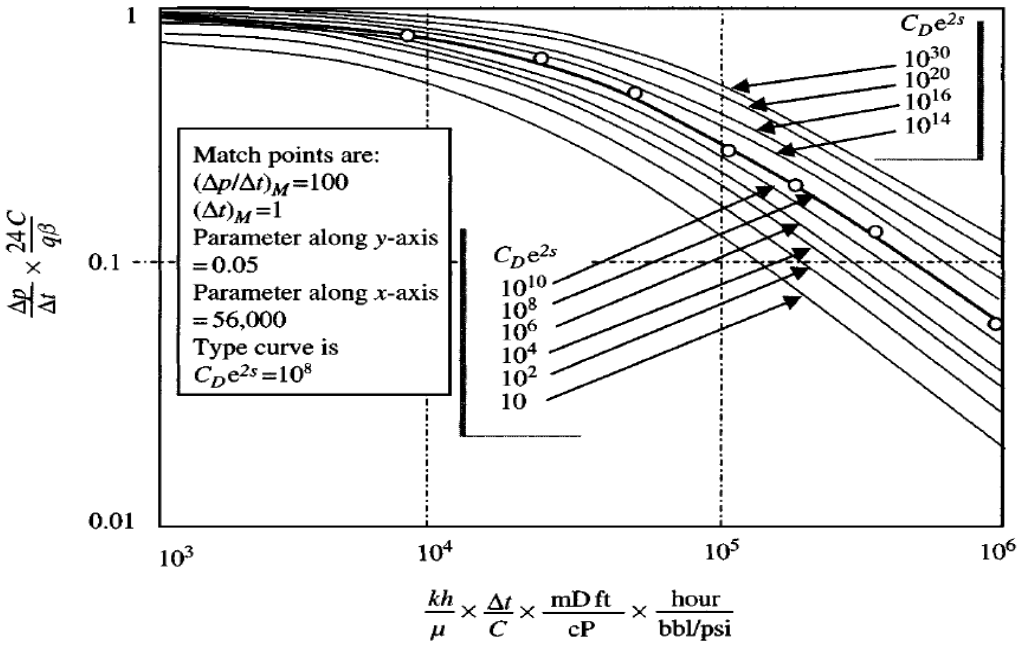
الشكل 8-19 : رسم بيانات الفحص الحقيقية على ورق شفاف لوغاريتمي لعلاقة $(\Delta P/t)$ vs t

- نطابق الرسم الشفاف اعلاه مع الرسم لمنحنيات التطابق النوعي النظري كم في الشكل8-20 .
- من التطابق تحديد قيمة $C_D e^{2s}$ و احداثي نقطة التطابق في كل في الرسم الشفاف و الرسم النظري كما يأتي:

$(\Delta p/\Delta t)_M = 100 \quad (\Delta t)_M = 1$

Type curve is
$C_D e^{2s} = 10^8$

$$\left(\frac{kh}{\mu} \times \frac{\Delta t}{C} \right)_M = 56{,}000 \quad , \quad \left(\frac{\Delta p}{\Delta t} \times \frac{24\,C}{q\beta} \right)_M = 0.05$$



الشكل 8-20 : رسم بيانات الفحص الحقيقية على ورق شفاف لوغاريتمي لعلاقة $\Delta P/t$ *vs t* للمثال-5

- حساب النفاذية k حسب المعادلة ادناه:

$$k = \frac{C\mu_o}{h}\frac{\left(\frac{kh}{\mu}\frac{\Delta t}{C}\right)}{\Delta t}$$

$$= \frac{0.0125 \times 0.8}{56}\frac{5.6 \times 10^4}{1} = 10.0\,\text{mD}$$

- حساب عامل القشرة s و يساوي:

$$s = 0.5 \ln\left[\frac{\phi c_t h r_w^2 (C_D e^{2s})}{0.89359C}\right]$$

$$= 0.5 \ln\left[\frac{0.2 \times 1.000 \times 10^{-5} \times 56 \times (0.3)^2 \times 10^8}{0.89359 \times 0.0125}\right] = 5.71$$

- حساب عامل تخزين البئر C من التطابق و يساوي :

$$C = \frac{q\beta_o\left(\frac{\Delta p}{\Delta t}\frac{24C}{q\beta_o}\right)}{24\left(\frac{\Delta p}{\Delta t}\right)_M}$$

$$= \frac{250 \times 1.136}{24} \times \left(\frac{0.1}{100}\right) = 0.0118\ \text{bbl/psi}$$

- حساب عامل تخزين البئر من المعلومات المتوفرة من باطن البئر و كما يأتي:

$$C = \frac{25.65 \times A_{wb}}{\rho} = \frac{25.65 \times 0.0218}{51.50} = 0.01086\ \text{bbl/psi}$$

- كما و يمكن حساب عامل تخزين البئر باخذ احداثيات نقطة تقع على خط الميل الواحد و كما يأتي:

$$C = V_w C_w = \frac{500 \times 1.2}{24} \times \left|\frac{0.1}{215}\right|_{point\ on\ unit\ slope}$$

$$= 0.0116\ \text{bbl/psi}$$

النتائج متقاربة.

Nomenclature - المصطلحات و الرموز

B = formation volume factor، bbl/STB

C = WBS coefficient، bbl/psi

c_t = total compressibility، psi^{-1}

h = net pay thickness، ft

j = summation index

k = permeability، md

n = number of rate changes

p = pressure، psi

p_i = initial pressure، psi

q = flow rate، STB/D

r = distance from the axis of the wellbore، ft

r_w = wellbore radius، ft

s = skin factor، dimensionless

t = time، hour

μ = viscosity، cp

f = porosity، fraction

Subscripts

D = dimensionless variable

MP = match point

w = wellbore conditions

wf = flowing wellbore conditions

ws = shut-in wellbore conditions

References – المصادر

1. Agarwal، R.G.، AL-Husssainy، R.، and Ramey، H.J.، JR. (1970). "An investigation of wellbore storage and skin effect in unsteady liquid flow: I. Analytical treatment." SPE J.،Sept.، 279–290
2. Amanat U. Chaudhry "، Oil Well Testing Handbook "، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
3. Agarwal، R.G.، Al-Hussainy، R. and Ramey، H.J.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin in Unsteady Liquid Flow – I. Analytical Treatment"، Soc. Pet. Eng. (Sept 1970)، 279-290.
4. Bourdet، D.، Whittle، T.M.، Douglas، A.A.، and Pirad، Y.M.(1983)."A new set of type curves simplifies well test analysis".World Oil، May، 95–106
5. Earlougher، R.C. and Kersh، K.M.: "Analysis of Short Time Transient Data by Type Curve Matching"، JPT، (July 1974) 793-800.
6. Dominique Bourdet، " Well Test Analysis: The Use Of Advanced Interpretation Models" ، 2002 Elsevier Science B.V.
7. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
8. George Stewart Prof. Mahmoud Jamiolahmad "Well Test Analysis " .، copyright of Heriot Watt University © 2013.
9. Gringarten، A.C.، Bourdet، D.P.، Landel، P.A. and Knaizeff، V.: "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type Curves for Early time Transient Analysis"، SPE 8205، (1979).
10. M. A. Sabet، " Well Test Analysis" ، Gulf Publishing Company ، Houstan،1991.
11. Mary Elizabeth Eipper "Computer Generation Of Type Curves" ، Stanford University، February 1985.
12. Roland N. Horne "Modern Well Test Analysis ، A computer-Aided Approach" Copyright @1990، by Petroway، Inc.
13. Schlumberger، "Well Test Interpretation" © Schlumberger 2002.
14. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.

الفصل التاسع

تفسير فحوصات الابار بطريقة مشتقة الضغط

Pressure Derivative Method -PDM

1-9 المقدمة:

في مجال هندسة المكامن، يُعد تحليل بيانات فحص الآبار (Well Test Analysis) من الأدوات الأساسية لتقييم خصائص الطبقة المكمنية وتحديد أداء البئر بدقة. ومع تطور الطرائق االتحليلية والبرمجيات الحديثة، ظهرت طريقة مشتقة الضغط (Pressure Derivative Method-PDM) كأداة قوية لفهم سلوك المكمن بعمق أكبر مقارنة بالتقنيات التقليدية مثل طريقة Horner Plot أو MDH Plot.

PDM هي تقنية تحليأتية تعتمد على حساب مشتقة الضغط لتغير الزمن (dP/dt) أثناء الفحص ، وتُستخدم مع البيانات المقاسة من: فحص تصاعد الضغط (Buildup Test) ، فحص هبوط الضغط (Drawdown Test) ، فحص متعدد الجريان (Multi-Rate Test) ، فحص تداخل (Interference Test) و غيرها.

*الفكرة الأساسية:

لاحظ الباحثين في مجال تفسير فحوصات الابار ان طريقة تطابق المنحنيات Type curves matching باستعمال الضغط اللابعدي فقط من دون مشتقة الضغط و برغم من كفاءتها في تفسير بيانات الفحص الا ان هنالك بعض التحديات المرتبطة بهذه الطريقة ، أبرزها:

1- تشابه المنحنيات النظرية: قد يؤدي التشابه الكبير بين المنحنيات النظرية إلى صعوبة اختيار التطابق الأمثل، خصوصًا عند القيم المنخفضة للمعامل C_De^{2s} ، كما هو موضح في الشكل 9-1.

2- انحراف البيانات عن خط الميل الواحد : في بعض الحالات، تنحرف البيانات عن خط الميل الواحد عبر المرحلة المبكرة من الفحص، مما يؤثر سلبًا على دقة حسابات تخزين البئر.

لحل هذه المشكلة، قام بورديت Bourdet et al. (1983) و تياب Tiab and Kumar ، (1993,1995) بإدخال طريقة مشتقة الضغط ، والتي تعتمد رسم مشتقة الضغط مع الوقت على إحداثيات لوغاريتمية بدلاً من فرق الضغط مع الوقت ، مما يُسهل الحل في تمييز أطوار الجريان المختلفة و يؤدي الى تحسين ادائية التفسير.

**فوائد استعمال مشتقة الضغط:

توفر الطريقة معلومات إضافية لا يمكن استخلاصها من الضغط فقط ، ومن بين أهم فوائدها:

- تمييز أطوار الجريان بوضوح أكبر : اطوار الجريان المستقر و غير المستقر و شبه المستقر ، الجريان الكروي ، الخطي و غيرها.

- تحسين دقة تقدير النفاذية ومعامل القشرة (Skin Factor) ، خاصة عند استعمال المشتقة مع منحنى الضغط معًا.

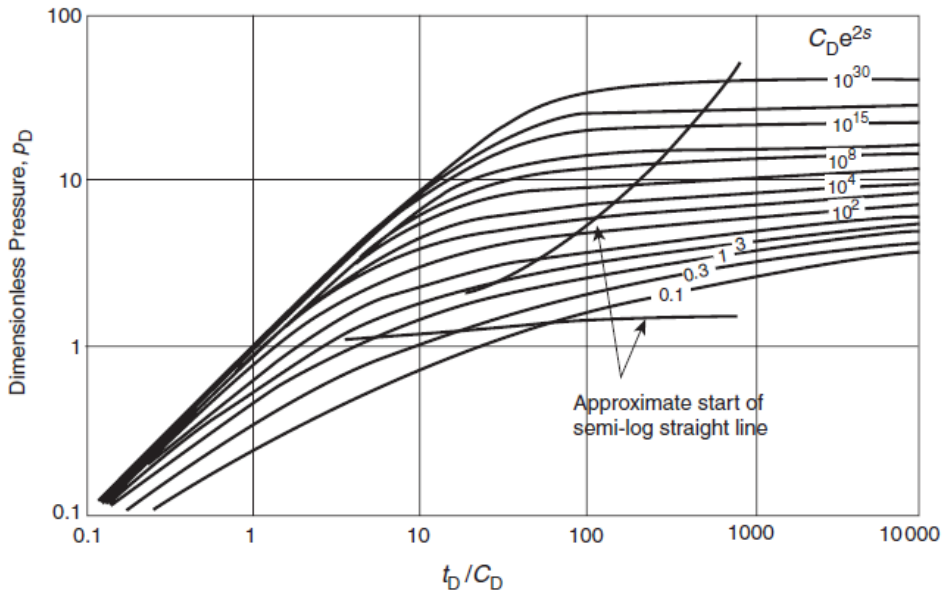
- كشف الحواجز والشقوق الطبيعية أو الصناعية: مثل وجود حواجز غير مرئية في منحنى الضغط، لكنها تظهر بوضوح في منحنى المشتقة.

- تمييز اوضح لدرجة تعقيد المكمن (Heterogeneous) عن تجانسه (Homogeneous).

2-9 طرائق تفسير فحوصات الآبار باستعمال منحنيات مشتقة الضغط:

1- طريقة بورديت Bourdet
2- طريقة بورديت - كرينكارتنGringarten and Bourdet
3- طريقة تياب Tiab

ادناه تفاصيل كل طريقة وكيفية تطبيقها في تحليل الفحوصات المختلفة.



الشكل 9-1 طريقة تطابق المنحنيات النوعية للضغط

9- 2-1 طريقة بورديت و جماعته Bourdet et al.

في عام 1983، قام بورديت وجماعته بتطوير طريقة جديدة لتحليل فحوصات الآبار بناءً على مشتقة الضغط. إذ أعادوا رسم منحنيات التطابق التي طورها كرينكارتن(Gringarten) ، ولكن باستعمال إحداثيات مشتقة الضغط اللابعدي بدلاً من إحداثيات الضغط اللابعدي التقليدية.

*التعديل الأساسي في طريقة بورديت:

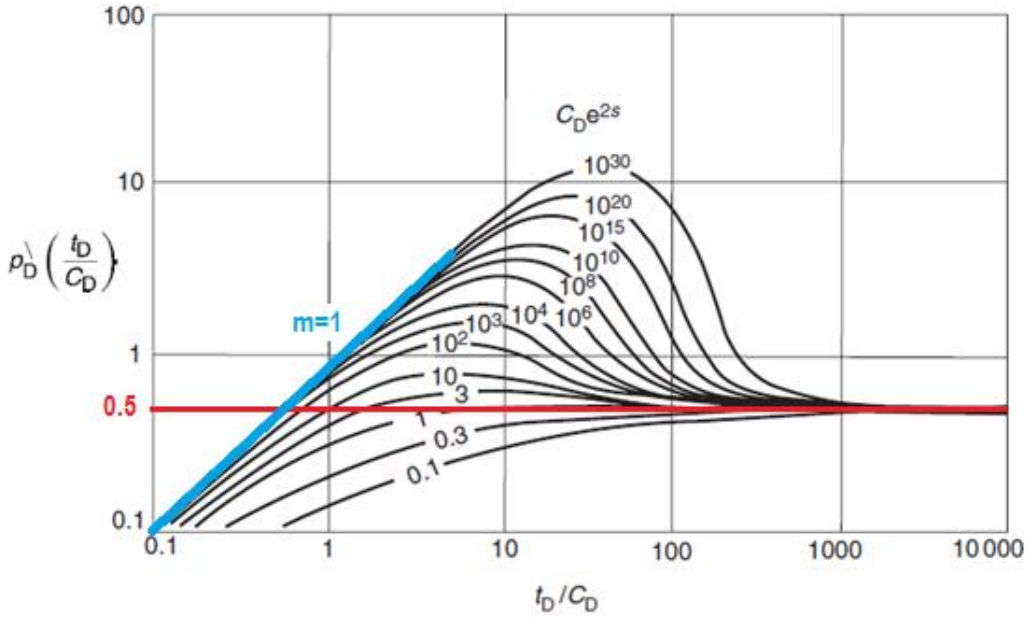
1- استخدم بورديت العلاقة $P'_D(t_D/C_D)$ *vs* t_D/C_D بدلاً من العلاقة التقليدية P_D *vs* t_D/C_D

2- تم تمثيل البيانات على رسم بياني لوغاريتمي (Log-Log Plot) لقيم مختلفة من الدالة C_De^{2s} كما هو موضح في الشكل 9-2.

**سلوك المنحنيات وفقًا لطريقة بورديت:

1- المدة المبكرة من الفحص (Early Time Region - ETR) - الشكل 9-2. :تمثل طور تخزين البئر(WBS) ، ويكون شكل العلاقة خطًا مستقيمًا بميل m = 1.

2- المدة الوسطى من الفحص (Middle Time Region - MTR) : عند الدخول في طور الجريان الشعاعي غير المستقر(USS) ، تتقارب المنحنيات وتتشكل خطًا أفقيًا مستقيمًا عند القيمة $P'_D(t_D/C_D)=0.5$.



الشكل 9-2 طريقة تطابق المنحنيات النوعية - طريقة بورديت(1983) Bourdet

3- المنطقة الانتقالية بين WBS وUSS و تبدأ هذه المنطقة بانحناء (تقعر) في المنحنيات، وتنتهي عند بداية الخط الأفقي.هذا الانحناء يعكس تأثير عامل القشرة (Skin Factor - S) فكلما زاد كلما زاد تاثير عامل القشرة و العكس صحيح ، كما و يعكس تلاشي تأثير تخزين البئر (WBS) تدريجيًا.

و بصورة عامة فان طريقة بورديت وجماعته تُعدّ من الطرائق المهمة في تمييز أطوار الجريان وتفسير فحوصات الضغط، مما يساعد في تحديد الخصائص المكمنية وحالة البئر بشكل أكثر وضوحًا مقارنة بالطريقة التقليدية.

9-2-1-1 الاساس النظري و المعادلات المستخدمة :

1- سلوك مشتقة الضغط في منطقة تاثير تخزين البئر

المعادلة الاتية تمثل سلوك الضغط في منطقة تاثير تخزين البئر:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \quad \text{---------- 1}$$

و بحسب بورديت Bourdet et al. (1983) فان مشتقة الضغط للمعادلة رقم-1 نسبة للمتغير t_D/C_D تساوي الواحد :

$$\frac{d(P_D)}{d(t_D/C_D)} = P'_D = 1.0 \text{ ---------- } 2$$

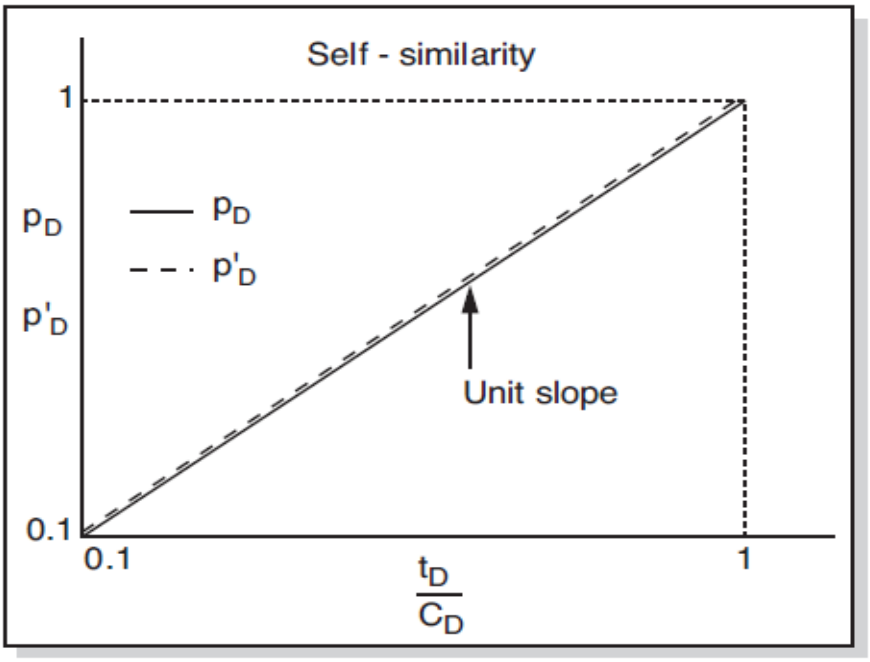
بضرب طرفي المعادلة رقم-2 بـالمعامل t_D/C_D تصبح :

$$p'_D\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \frac{t_D}{C_D} \text{ ---------- } 3$$

باخذ لوغارتم طرفي المعادلة اعلاه ينتج:

$$\log p'_D\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \log \frac{t_D}{C_D} \text{ ---------- } 4$$

الطرف الايسريمثل الاحداثي الصادي اللوغارتمي لمنحنيات بورديت و يساوي $P'_D(t_D/C_D)$ (مشتقة الضغط اللابعدي مضروبا بالمتغير t_D/C_D) و الطرف الايمن من المعادلة اعلاه يمثل الاحداثي السيني اللوغارتمي لمنحنيات بورديت و يساوي نسبة الوقت اللابعدي الى معامل تخزين جوف البئر اللابعدي t_D/C_D . عند رسم العلاقة $P'_D(t_D/C_D)$ *and* P_D *vs* (t_D/C_D) على احداثيات لوغاريتمية log-log (حسب المعادلة رقم- 4) ينتج علاقة خط مستقيم عبر مدة تاثير تخزين البئر بميل مقداره واحد Unit slope و بزاوية 45^o كما في الشكل9-3 .



الشكل 9-3 تطابق مشتقة الضغط اللابعدي مع الضغط اللابعدي في منطقة تاثير تخزين البئر WBS

يُعرف P'_D:

$$P_D' = dP_D/dt_D \quad \text{---------- 5}$$

عند تعويض كلا من t_D،P_D بما يساويها في المعادلة اعلاه تصبح :

$$dP_D/dt_D = \left(\frac{kh}{141.2\,Q\,\mu B}\right)dP \Big/ \left(\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)dt \quad \text{---------- 6}$$

$$P_D' = dP_D/dt_D = \left(\frac{26.856 r_w^2 \phi c_t h}{QB}\right)\Delta P' \quad \text{---------- 7}$$

---------- 55

إذ ان $\Delta P'$ يساوي :

$$\Delta P' = \frac{dP}{dt} \quad \text{---------- 8}$$

بضرب طرفي المعادلة رقم- 7 بالمعامل t_D/C_D تصبح :

$$P_D'\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \left(\frac{26.856 r_w^2 \phi c_t h}{QB}\right)\Delta P'\left(\frac{t_D}{C_D}\right) \quad \text{---------- 9}$$

و بالرجوع الى تعريف t_D والذي يساوي :

$$t_D = \left(\frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) \quad \text{---------- 10}$$

وان C_D يساوي :

$$C_D = 0.8936\frac{C}{\phi h c_t r_w^2} \quad \text{---------- 11}$$

و بقسمة t_D على C_D ينتج :

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(2.95 \times 10^{-4} \quad \frac{kh}{C\,\mu}\right) t \quad \text{---------- 12}$$

وبالتعويض عن t_D/C_D في الطرف الايمن من المعادلة رقم-9 بما يساويها نحصل على معادلة دالة مشتقة الضغط و كالتالي :

$$\left(\frac{t_D}{C_D}\right)P_D' = 0.007087\left(\frac{kh}{Q\mu B}\right)\left(\frac{\phi c_t h r_w^2}{0.8935C}\right)(t * \Delta P') \quad \text{---------- 13}$$

بتغيير معامل تخزين جوف البئر البعدي C الى لا بعدي C_D و بما يساويها في المعادلة رقم 13 فتصبح :

$$\left(\frac{t_D}{C_D}\right)P_D' = 0.007087\left(\frac{kh}{Q\mu B}\right)\left(\frac{1}{C_D}\right)(t * \Delta P') \quad \text{---------- 14}$$

اختصار C_D من طرفي المعادلة اعلاه تصبح ، اي ان مشتقة الضغط اللابعدي لمنحنيات التطابق مضروبة في الوقت اللابعدي تكافيء الطرف الايمن الذي يمثل البيانات الحقيقية:

$$P_D{}'\, t_D = \frac{kh(t * \Delta P')}{141.2\, Q\, \mu B} \quad \text{---------- 15}$$

باخذ لوغاريتم طرفي المعادلة اعلاه ينتج :

$$\log\left(P_D{}'\, t_D\right) = \log\,(t * \Delta P') + \log\left(\frac{kh}{141.2\, Q\, \mu B}\right) \text{---------- 16}$$

*تفسير المعادلة-16 في تطابق منحنيات بورديت؟؟

المعادلة-16 في تطابق منحنيات بورديت تتعلق باستعمال طريقة مشتقة الضغط في تحليل فحوصات الآبار و ايجاد الخواص المكمنية. الفكرة الأساسية هي مطابقة البيانات الحقيقية للفحص مع منحنيات مشتقة الضغط اللابعدية (Bourdet type curves) بطريقة تجعل النتائج أكثر دقة في تحديد معاملات المكمن مثل النفاذية (k) ، ومعامل تخزين جوف البئر (C)، وعامل القشرة (s).

- ان رسم البيانات الحقيقية على ورق لوغاريتمي شفاف Trace paper باستعمال مشتقة الضغط مضروبة في الزمن ($t*\Delta P^{\backslash}$ vs t) . هذا النوع من الرسم يُبرز بوضوح مراحل الجريان المختلفة.

- تطابق المنحنيات : بمطابقة الرسم من الخطوة السابقة مع المنحنيات النوعية لمشتقة الضغط لبورديت Bourdet derivative type curves فان الفرق العمودي بين منحنى البيانات الحقيقية والمنحنيات النظرية يمثل القيمة: $kh/(141.2\ Q\mu B)$. لذا و عبر تحريك البيانات عموديا على الرسم (Shift) بمقدار القيمة اعلاه فيمكن تحقيق التطابق بين المنحنيين.

<u>حساب معامل تخزين جوف البئر (C)</u>**

بنفس الطريقة يمكن التوصل الى حساب قيمة المعامل C بعد اجراء التعويض الملائم لكل حد لابعدي بما يقابله في المعادلة ادناه:

$$p_D^{\backslash}\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \frac{t_D}{C_D} \quad \text{---------- 17}$$

و سنحصل على الصيغة الاتية:

$$(t * \Delta P') = \left(\frac{Q\, B}{24\, C}\right) t \quad \text{---------- 18}$$

باخذ لوغارتم طرفي المعادلة-18 ينتج:

$$\log\,(t * \Delta P') = \log t + \log\left(\frac{Q\, B}{24\, C}\right) \text{---------- 19}$$

بحسب المعادلة رقم-19 فعند رسم ($t*\Delta P^{\backslash}$ vs t) للبيانات الحقيقية على ورق لوغاريتمي لمنطقة تاثير تخزين البئرWBS ، نحصل على خط مستقيم ميله 1. تقاطع هذا الخط مع المحور الصادي يمكن استعماله لاستخراج C من خلال العلاقة:

$$(t*\Delta P^{\backslash})_{1hr} = (QB/24C)$$

2- سلوك مشتقة الضغط عبر مدة طور الجريان الشعاعي غير المستقر USS

يمكن تمثيل سلوك مشتقة الضغط عبر مدة طور الجريان الشعاعي غير المستقر USS بحسب المعادلة اللابعدية الاتية:

$$p_D = \frac{1}{2}\left[\ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right) + 0.80907 + \ln(C_D e^{2s})\right] \text{ ---------- } 20$$

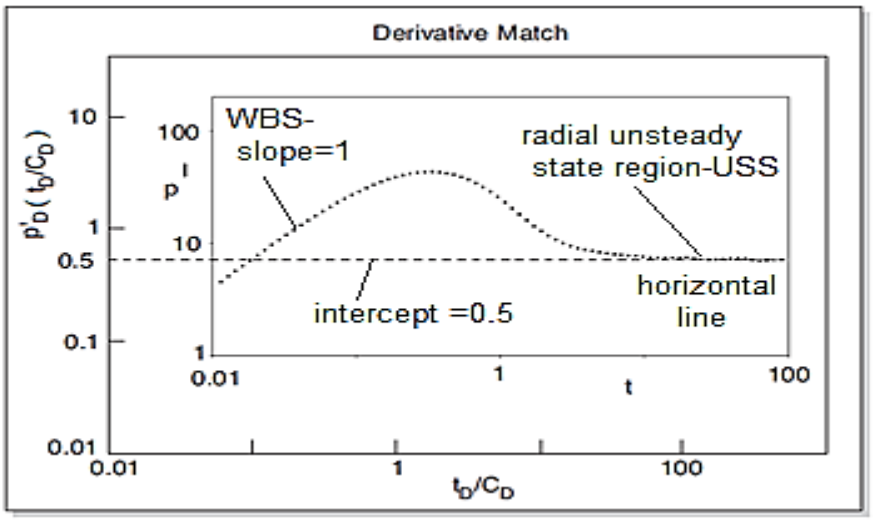
نشتق طرفي المعادلة-20 نسبة الى t_D/C_D فتصبح:

$$\frac{d(p_D)}{d(t_D/C_D)} = p_D^{\backslash} = \frac{1}{2}\left[\frac{1}{(t_D/C_D)}\right] \text{ ---------- } 21$$

و بضرب طرفي المعادلة-21 بالنسبة t_D/C_D و بالتبسيط ينتج ان :

$$p_D^{\backslash}\left(\frac{t_D}{C_D}\right) = \frac{1}{2} \text{ ---------- } 22$$

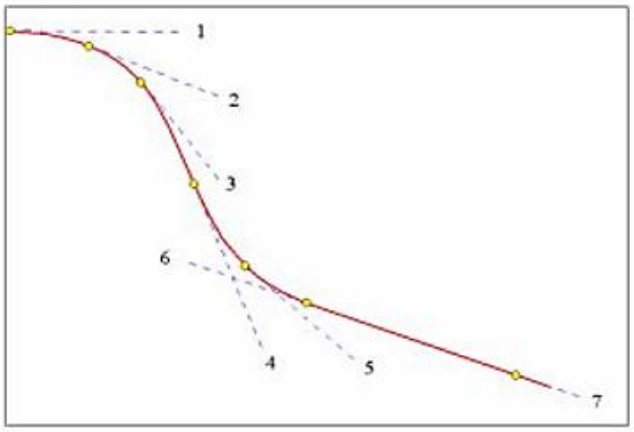
المعادلة-22 تُبين ان رسم علاقة $P^{\backslash}_D(t_D/C_D)$ *vs* t_D/C_D و عند طور الجريان الشعاعي على ورق لوغاريتمي log-log نحصل على علاقة خط مستقيم افقي يتقاطع مع الاحداثي الصادي بمقدار النصف *1/2* كما في الشكل9-4 .



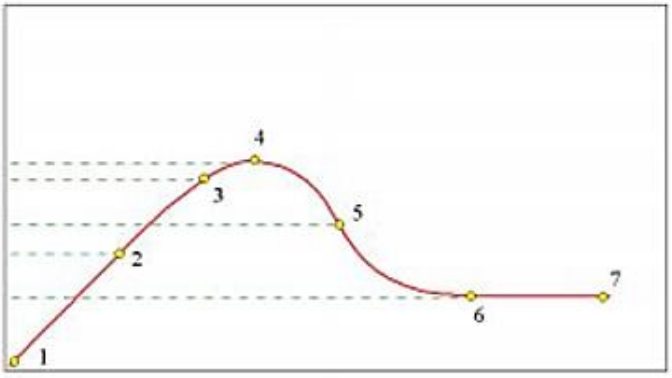
الشكل 4-9 طريقة بورديت – تحديد منطقتي الجريان اللامستقرUSS و تخزين البئر WBS

9-2-1-2 سلوك مشتقة الضغط عبر فحص هبوط الضغط:

يوضح الشكل9-5 رسم نصف لوغاريتمي Semi-log عام لمنحني فحص هبوط الضغط (علاقة الضغط مع الوقت) و منه يمكن تمييز سبعة نقاط رئيسية على المنحني بدءا بالنقطة رقم 1 و انتهاء" بالنقطتين 6 و7.



الشكل 9-5 7 نقاط لبيانات هبوط الضغط على رسم نصف لوغاريتمي



الشكل 9-6 مشتقة الضغط للنقاط 7 على رسم لوغاريتمي

سنستخدم الشكل9-5 اعلاه لغرض ايجاد منحني مشتقة الضغط ؟

نرسم مماس لكل نقطة من النقاط السبعة في الشكل9-5 و نحسب ميل المماس لكل نقطة و الذي يمثل مشتقة الضغط نسبة للوقت و يساوي $d(\Delta p)/d(\Delta t)$. لاحظ ان الاحداثي السيني لوغارتمي فحساب تغير الوقت يساوي $d(\Delta t)=\ln t_2-\ln t_1=\ln(t_2/t_1)$. تُرسم بيانات مشتقة الضغط للنقاط السبعة مع الوقت في رسم بياني لوغاريتمي log-log كما في الشكل9-6 . من الرسم يمكن ان نستنتج الملاحظات الاتية:

- ان النقاط رقم 1و2 تقع على خط تاثير تخزين البئر ذو الميل الواحد slope=1 و تظهر في وقت مبكر من الفحص اي منطقة المدة المبكرة Early Time Region-ETR .

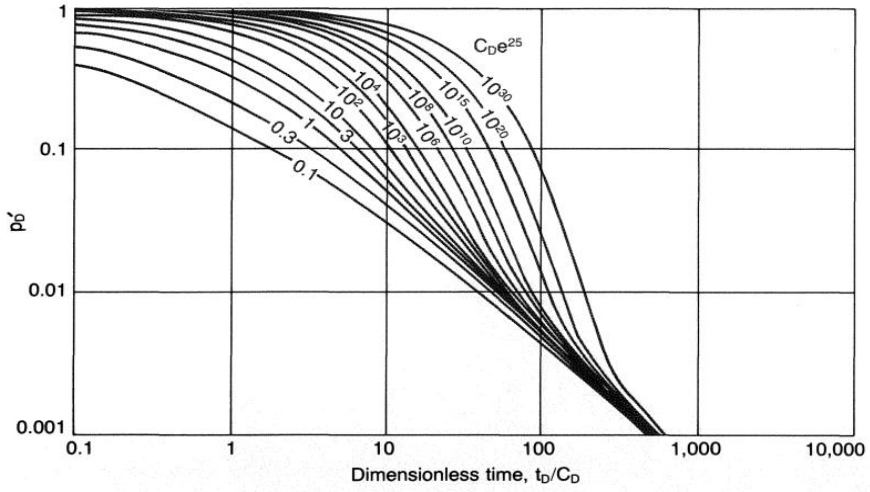
- النقاط 3 ، 4 تبدا بالانحراف عن الخط المستقيم و تدخل ضمن المنطقة الانتقالية الواقعة ما بين منطقة تاثير تخزين البئرWBS و تاثير منطقة الجريان الشعاعي غير المستقر USS لتمثل تاثير عامل القشرة و يصل المنحني الذروة (القمة) عند النقطة رقم4 .

- بعدها يبقى تاثير عامل القشرة ضمن المرحلة الانتقالية الى النقطة رقم 5 و تنتهي المرحلة الانتقالية عند النقطة رقم 6 .

- عند النقطتين رقم 6 و 7 ، تاخذ البيانات شكل خط مستقيم افقي لتُمثل المدة الوسطى للفحص Middle Time Region- MTR اي ضمن منطقة الجريان الشعاعي اللامستقر USS و فيها قيمة مشتقة الضغط تكون ثابتة وتساوي مقدار التقاطع مع الاحداثي الصادي.

ملاحظة : لماذا لم يتم رسم مشتقة الضغط العادية P'_D و (t_D/C_D) و ليس مشتقة الضغط مضروبة في الوقت اللابعدي $P'_D(t_D/C_D)$ و (t_D/C_D) ؟؟.

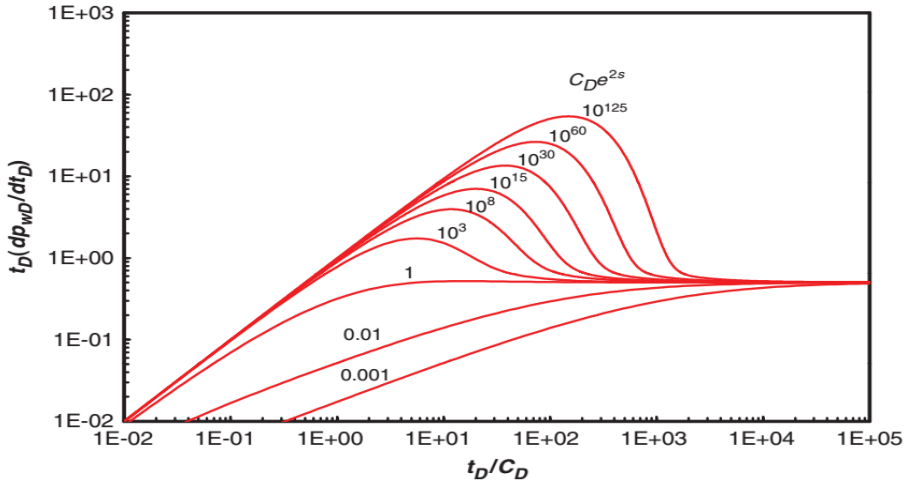
ذلك لكون منحنيات الحالة الاولى عند رسمها تاخذ الاشكال كما في الشكل رقم 9-7 إذ لا تتوافق مع مجموعات المنحنيات المرجعية لبورديت في الشكل9-2 . ان منحنيات مشتقة الضغط العادية P'_D و t_D/C_D في الشكل9-7 و عبر المدة المتاخرة من الفحص تتقارب و تندمج مشكلة خطا مستقيم بميل 1- . و في المدة المبكرة من الفحص تتقارب و تندمج مشكلة خطا مستقيم بقيمة $P'_D=1$ و بين الفترتين توجد منحنيات تعكس قيم مختلفة للعامل C_De^{2s} .



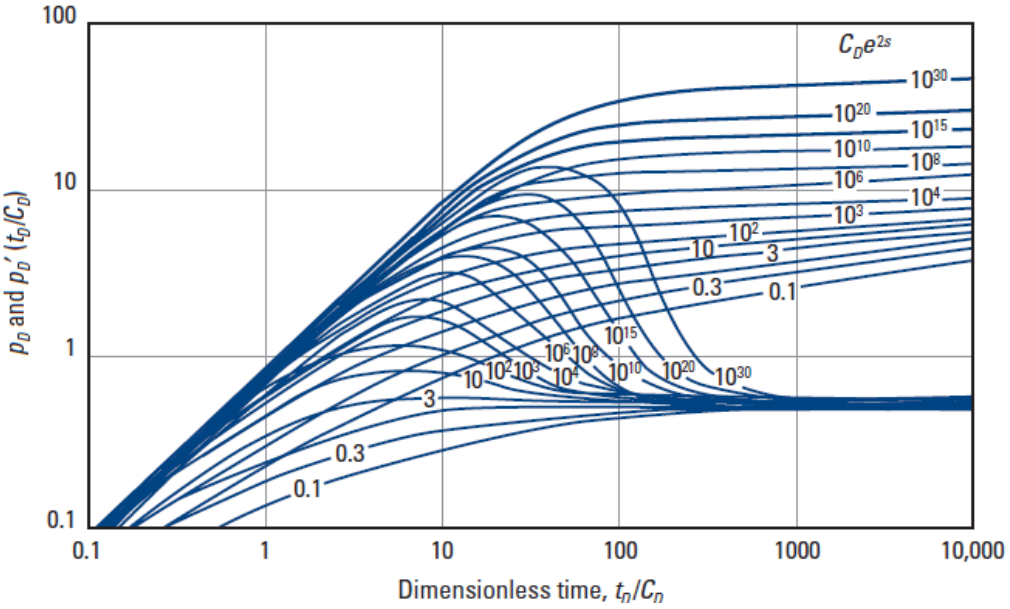
الشكل 9-7 مشتقة الضغط P'_D مع الوقت لوغاريتمي

9-2-2 طريقة بورديت-كرينكارتن ; Bourdet- Gringarten type curve matching

لاحظ بورديت (Bourdet،1983) أن البيانات في المنطقة الانتقالية لمنحنيات مشتقة الضغط غالبًا ما تكون غير واضحة أو غير معرّفة بشكل دقيق (الشكل رقم 9-8) . لذلك، اقترح تحسين دقة التحليل عبر دمج منحنيات التطابق لمشتقة الضغط (Bourdet type curves) مع منحنيات تطابق الضغط التقليدية لكرينكارتن (Gringarten type curves) في رسم واحد كما موضح في الشكل9-9 . الهدف من هذه الطريقة هو جعل التفسير أكثر وضوحًا ودقة، وتقليل الحاجة إلى رسومات إضافية.



الشكل 9-8 منحنيات التطابق لطريقة بورديت مع تاثيرات عامل القشرة و عامل تخزين البئر Bourdet (1983)



الشكل 9-9 منحنيات التطابق لطريقة بورديت-كرينكارتن مع تاثيرات عامل القشرة و عامل تخزين البئر Bourdet (1983)

9-2-2-1 التمثيل البياني:

يوضح الشكل9-9 رسم لوغارتمي لمنحنيات بورديت-كرينكارتن ،الاحداثي الصادي يمثل مشتقة الضغط اللابعدي P'_D مضروبة في (t_D/C_D) من جهة و الضغط اللابعدي P_D من جهة اخرى . الاحداثي السيني يمثل (t_D/C_D).

منحنيات مشتقة الضغط تظهر ثلاث مدد (فترات) رئيسة:

مدة تاثير تخزين البئر إذ العلاقة خط مستقيم بميل الواحد ثم المدة الانتقالية تعكس تاثير عامل القشرة تبدأ من نهاية تاثير تخزين البئر وتنتهي عند بدية الخط الافقي الذي يمثل فترة طور الجريان الشعاعي اللامستقر بقيمة تساوي النصف $P'_D=0.5$. منحنيات الضغط اللابعدي تاخذ شكل خطوط مستقيمة لكل خط قيمة معينة للمعامل C_De^{2s} .

* مزايا هذه الطريقة مقارنةً بالطرائق التقليدية:

الطرائق التقليدية، تحتاج الى اكثر من رسم لغرض تاكيد التطابق.

في هذه الطريقة، استعمال هذه المنحنيات سيمكن من اجراء التطابق لكلا من فرق الضغط و مشتقة الضغط في في رسم واحد و في وقت واحد ، مما يجعل نتائج التطابق أكثر كفاءة ودقة.

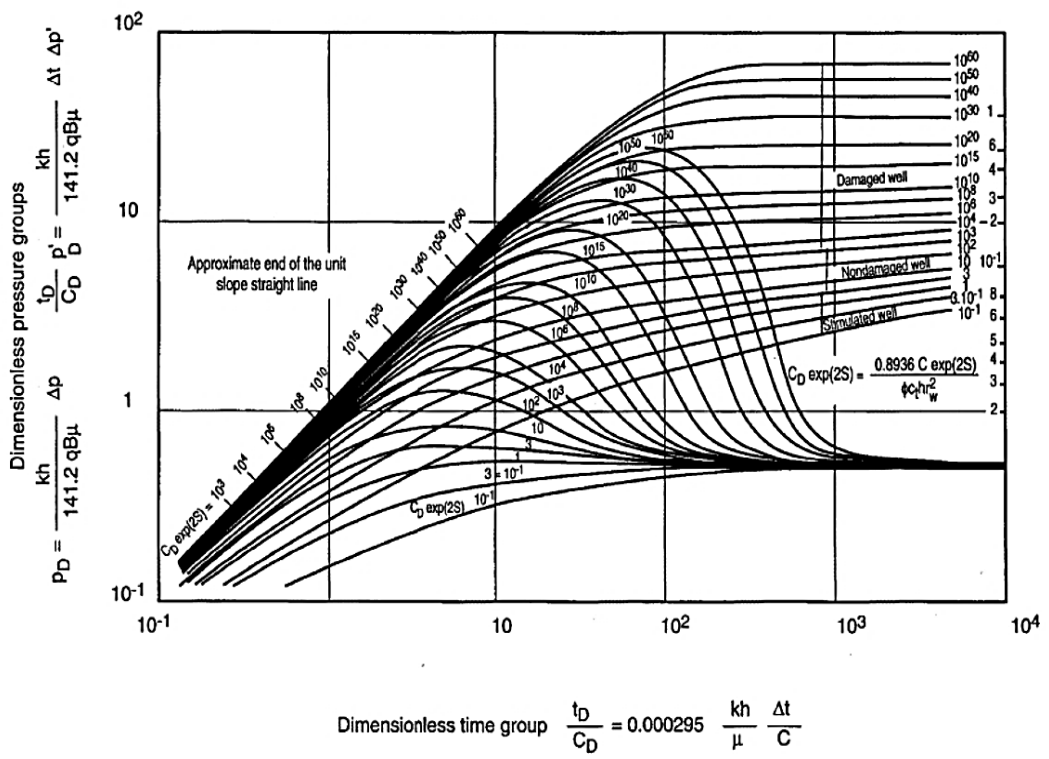
2-2-2-9 تمييز حالة ضرر البئر من منحنيات التطابق لبورديت كرينكارتن

بحسب (الشكل 9-10) يمكن تقسيم منحنيات التطابق لبورديت كرينكارتن –Bourdet Gringarten type curve الى مجموعات بحسب تضرر البئر:

-الابار المتضررة (Damaged wells) والتي قيم العامل C_De^{2s} اعلى من $C_De^{2s}>10^3$.

- الابار غير المتضررة (Non-damaged wells) فان قيمة C_De^{2s} تتراوح ما بين $1<C_De^{2s}<10^3$.

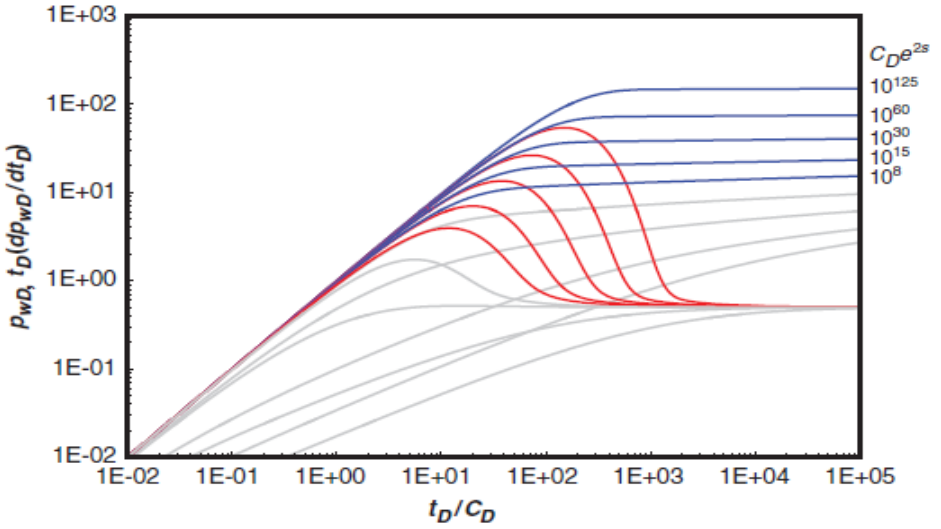
- اما الابار المُنشطة (Stimulated wells) من جراء حقن الحامض في الطبقة المنتجة فتاخذ قيم اقل من $C_De^{2s}<1$.



الشكل 9-10 منحنيات التطابق لطريقة بورديت- كرينكارتن

بالاضافة الى اعتماد العامل C_De^{2s} في تمييز شدة ضرر البئر تحت الفحص ، فيمكن ايضا اعتماد شكل و سلوك منحنيات بيانات الضغط ومشتقة الضغط كأداةً فعالة لتحديد حالة البئر ودرجة تضرره.
وفقًا للشكل 9-11، يمكن الاستدلال على ذلك عبر المؤشرات الاتية:

1- يُشير الحد الأقصى لتحدب منحنى مشتقة الضغط $\acute{P}_D$ (اللون الأحمر) إلى مدى تأثير عامل القشرة (Skin Factor- s) .
2- في حالات ضرر المكمن او البئر، فيكون أقصى تحدب للمنحنى مرتفعًا بمقدار دورة لوغاريتمية واحدة (One Log Cycle) فوق الخط الأفقي للمشتقة. كلما زادت المسافة العمودية بين التحدب والخط الأفقي للمشتقة، كلما ازداد قيمة s اي ازداد التضرر في المنطقة القريبة من البئر.
3- عند نهاية تأثير تخزين البئر (WBS)، يكون الفاصل العمودي بين بين منحنى تغير الضغط باللون الازرق الغامق P_D ومنحنى مشتقة الضغط $\acute{P}_D$ بعد نهاية WBS (عند الخط الافقي) بحدود دورة و نصف لوغاريتمية 1.5 log cycle بعدها يزداد الضرر.
4- يكون منحنى تغير الضغط P_D باللون الازرق الغامق ومنحنى مشتقة الضغط $\acute{P}_D$ أفقيًا أثناء طور الجريان اللامستقر الشعاعي USS .



الشكل 9-11 منحنيات التطابق لطريقة بورديت- كرينكارتن مع اظهار تاثير عامل القشرة الموجب على اشكال المنحنيات (اللون الاحمر)

الخلاصة

- كلما ازدادت المسافة العمودية بين منحنى مشتقة الضغط والخط الأفقي أثناء الجريان الشعاعي، كلما زاد الضرر في البئر.

- إذا كان الفاصل بين منحنى الضغط ومنحنى مشتقة الضغط يزيد عن 1.5 دورة لوغاريتمية، فإن الضرر شديد ويجب اتخاذ إجراءات اصلاحية مثل:

تحميض البئر (Acidizing) لإزالة الترسبات.

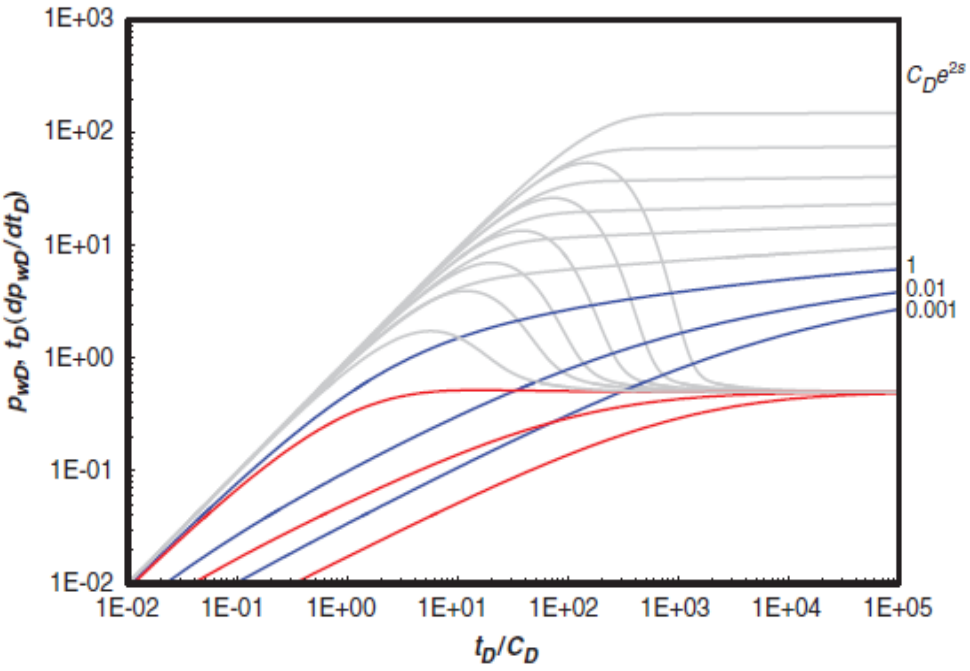
او التشقق الهيدروليكي (Hydraulic Fracturing) لزيادة النفاذية.

9-2-2-3 تمييز حالة تنشيط البئر من منحنيات التطابق لبورديت كرينكارتن:

بحسب الشكل 9-12 يمكن الاستدلال على تنشيط البئر (Stimulated Well) باستعمال تحليل منحنيات مشتقة الضغط (اللون الأحمر).

فيما يأتي المؤشرات الرئيسية التي تدل على وجود عملية تنشيط فعالة للبئر:

- في حال ان قيمة عامل القشرة سالبة و عالية large negative skin factors فان منحني مشتقة الضغط (الاحمر) سيصل الى الخط الافقي من الاسفل و اذا كان اقل small negative skin factors فان اقصى تحدب للمشتقة يصل لأقل من نصف ½ دورة لوغاريتمية عن الخط الأفقي من المشتقة.



الشكل 9-12 منحنيات التطابق لطريقة بورديت- كرينكارتن مع اظهار تاثير عامل القشرة السلبي على اشكال المنحنيات (اللون الاحمر)

- المسافة العمودية ما بين منحنى تغير الضغط P_D ومنحنى مشتقة الضغط في بداية USS تكون أقل من دورة لوغاريتمية واحدة
- منحنى تغير الضغط اللابعدي باللون الازرق الغامق P_D له ميل واضح أثناء طور الجريان اللامستقر الشعاعي USS .

4-2-2-9 خطوات تفسير فحوصات هبوط وتصاعد الضغط باستعمال طريقة تطابق منحنيات مشتقة الضغط لبورديت وكرينكارتن (Bourdet–Gringarten Type Curve Matching)

لتفسير فحوصات هبوط او تصاعد الضغط باستعمال طريقة تطابق منحنيات مشتقة الضغط لبورديت و كرينكارتن Gringarten-Bourdet type curves نتبع الخطوات الاتية:

اولا- رسم البيانات و مشتقة الضغط:

1- رسم بيانات فحص هبوط الضغط على إحداثيات نصف لوغاريتمية، ثم يتم حساب ميل المماس لكل نقطة $d(\Delta P_{wf})/d(\ln\Delta t)$ ، إذ يساوي:

$$\frac{d\,\Delta P_{wf}}{d\,(\ln\,\Delta t)} = \frac{d\,\Delta P_{wf}}{d\,\Delta t} \times \frac{d\,\Delta t}{d\,(\ln\,\Delta t)} \quad \text{---------- 23}$$

2- باستعمال العلاقة :

$$d\,(\ln\,\Delta t) = \frac{1}{(\Delta t)}\,d\,\Delta t \quad \text{---------- 24}$$

3- بتعويض المعادلة رقم-24 في المعادلة رقم-23 ينتج:

$$\frac{d\,\Delta P_{wf}}{d\,(\ln\,\Delta t)} = \frac{d\,\Delta P_{wf}}{d\,\Delta t} \times \frac{d\,\Delta t}{\frac{1}{(\Delta t)}\,d\,\Delta t} \quad \text{-------- 25}$$

$$\frac{d\,\Delta P_{wf}}{d\,(\ln\,\Delta t)} = \Delta P'_{wf} \times \frac{1}{1/(\Delta t)} \quad \text{---------- 26}$$

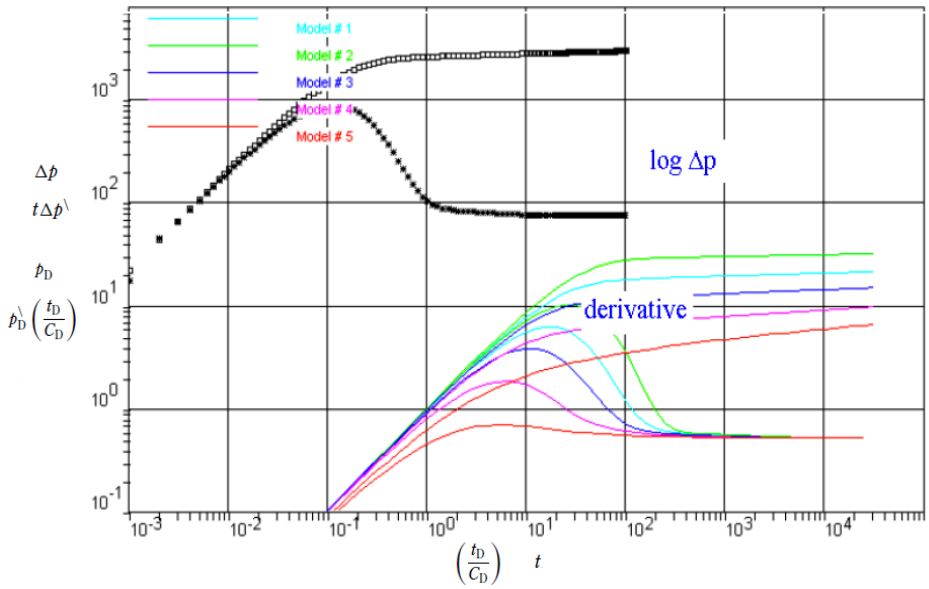
$$\frac{d\,\Delta P_{wf}}{d\,(\ln\,\Delta t)} = \Delta P'_{wf}\,\Delta t \quad \text{---------- 27}$$

4- يمكن استعمال طرائق رياضية بديلة لحساب مشتقة الضغط بدلًا من الطريقة البيانية كما في الفقرة اللاحقة.

5- لبيانات فحص هبوط الضغط Drawdown test نرسم علاقة فرق الضغط و دالة مشتقة الضغط مع الوقت اي: ΔP vs t and $(\Delta P'_{wf}\,\Delta t)$ في رسم واحد و على احداثيات لوغاريتمية شفافة و بمقياس رسم مشابه لمنحنيات التطابق لبورديت – كرينكارتن(الشكل9-13).

6- لغرض تمييز المصطلحات ، سنطلق مصطلح دالة مشتقة الضغط لـ $\Delta P'_{wf}\,\Delta t$ و مشتقة الضغط لـ $d(\Delta P_{wf})/\,d(\Delta t)$.

7- في فحص تصاعد الضغط Build up test ، يتم رسم فرق الضغط $\Delta P_{ws}=P_{ws}-P_{wf(\Delta t=0)}$ و و دالة مشتقة ضغط الغلق $(\Delta P'_{ws}\,\Delta t)$ مقابل زمن الغلق Δt.



الشكل 9-13 اجراء التطابق بطريقة بورديت- كرينكارتن ،الرسم العلوي بيانات الفحص والرسم السفلي منحنيات بورديت- كرينكارتن

ثانيا- شروط استعمال منحنيات بورديت – كرينكارتن:

- يجب أن يكون زمن فحص تصاعد الضغط أصغر بكثير من مدة جريان البئر t_p قبل الإغلاق، أي أن: $\Delta t \leq 0.1\ t_p$ او ان تكون مدة الجريان كبيرة الى حد ما.

- يمكن استعمال الوقت المكافئ **(Agarwal Equivalent Drawdown Time)** عند سلوك الجريان الشعاعي اللامتناهي(USS) : إذا كان المكمن يسلك سلوك الجريان الشعاعي اللامتناهي USS من بداية مدة الجريان و حتى نهاية مدة الإغلاق، فيمكننا رسم علاقة الوقت المكافئ Δt_e (Agarwal 1980) بدلا من Δt مع تغير الضغط و دالة مشتقة الضغط على رسم بياني لوغاريتمي شفاف و بمقياس رسم مشابه لمنحنيات التطابق لبورديت – كرينكارتن.

إذ ان Δt_e يمثل الوقت المكافئ لأغاروال (Agarwal 1980) او الوقت المكافىء لهبوط الضغط An equivalent drawdown time الذي يساوي:

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} = \frac{\Delta t}{1 + (\Delta t / t_p)} = \text{tp/(Horner time)} \quad \text{----------} \ 28$$

و ان

Δt = shut-in time, hours
t_p = total flowing time since the last shut-in, hours
Δt_e = Agarwal equivalent time, hours

- بورديت Bourdet et al. (1989) اقترح رسم تغير الضغط ΔP_{ws} العادي مع الوقت

المكافئ Δt_e على رسم بياني لوغاريتمي. و في نفس الرسم ، تُرسم علاقة دالة مشتقة الضغط $(dp/d\Delta t_e)$ مع وقت الغلق الحقيقي Δt و ليس مع الوقت المكافئ Δt_e اي:

$$\Delta p'_{ws} \quad \Delta t_e \quad \text{vs} \quad \Delta t$$

و على الرغم من أن هذا النهج ليس دقيق رياضيًا ، إلا أنه في العديد من الحالات (وليس كلها) يعطي شكلًا لمشتقة تصاعد الضغط مشابهًا لشكل مشتقة هبوط الضغط.

ثالثا- تطابق منحنيات الضغط ومشتقة الضغط:

1- من بيانات الفحص المرسومة على احداثيات لوغاريتمية ، يتم التأكد من وجود خط مستقيم بميل يساوي 1 في بداية الفحص، للدلالة على تأثير تخزين البئر WBS .

2- نختار نقطة لا على التعيين تقع على خط الميل الواحد و تحديد احداثياتها $(t/\Delta p)_M$ ثم حساب معامل تخزين جوف البئر C باستعمال العلاقات الاتية:

* لفحص هبوط الضغط فان :

$$C = \frac{QB}{24}\left(\frac{t}{\Delta p}\right)_M \quad \text{---------- 29}$$

* لفحص تصاعد الضغط فان:

$$C = \frac{QB}{24}\left(\frac{\Delta t_e}{\Delta p}\right)_M \quad \text{---------- 30}$$

3- من الخطوة السابقة نحسب قيمة معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D و يساوي :

$$C_D = \left[\frac{0.8936}{\phi h c_t r_w^2}\right] C \quad \text{---------- 31}$$

4- الان يتم إجراء التطابق بين البيانات المرسومة على الورق الشفاف اللوغاريتمي (الرسم العلوي في الشكل9-13) و المنحنيات المرجعية لبوردیت - كرينكارتن (الرسم السفلي في الشكل9-13) ، مع التأكد من تطابق الخط الأفقي والميل الواحد.

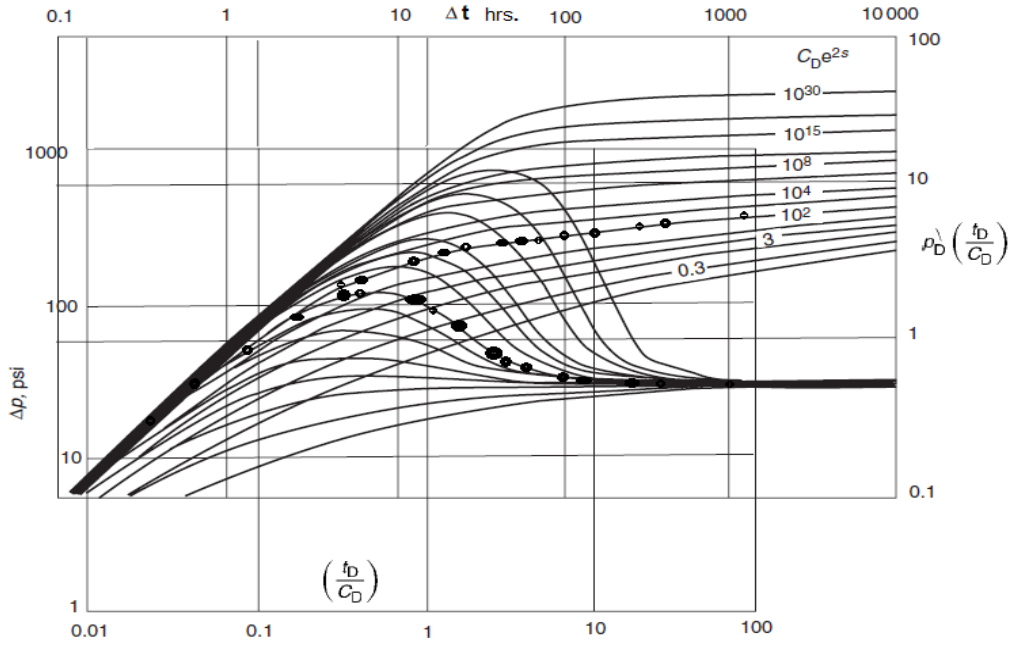
5- من التطابق كما في الشكل9-14 ، نسجل قيمة تطابق المعامل $(C_D e^{2s})_{MP}$ و نحدد اي نقطة تطابق و نسجل منها المعلومات ذات العلاقة وهي:

من كلا المنحنيين (منحني بوردیت – كرينكارتن و منحني البيانات الشفاف) و في فحص هبوط الضغط نحدد $(P_D, \Delta P)_{MP}$ والزمن المقابل له ، $(t_D/C_D , t)_{MP}$ و في فحص تصاعد الضغط نحدد $(t_D/C_D, \Delta t_e)_{MP}$.

رابعا- حساب الخصائص المكمنية

1- حساب النفاذية k باستعمال العلاقة:

$$k = \left[\frac{141.2QB\mu}{h}\right]\left[\frac{p_D}{\Delta p}\right]_{MP} \quad \text{---------- } 32$$



الشكل 9-14 تطابق البيانات الحقيقية مع منحنيات بورديت- كرينكارتن

2- إعادة احتساب معامل تخزين جوف البئر:

*لفحص هبوط الضغط فان :

$$C = \left[\frac{0.0002951kh}{\mu}\right]\frac{(t)_{MP}}{(t_D/C_D)_{MP}} \quad \text{---------- } 33$$

*لفحص تصاعد الضغط فان:

$$C = \left[\frac{0.0002951kh}{\mu}\right]\frac{(\Delta t_e)_{MP}}{(t_D/C_D)_{MP}} \quad \text{---------- } 34$$

3- من الخطوة السابقة نحسب قيمة معامل تخزين جوف البئر اللابعدي C_D و يساوي :

$$C_D = \left[\frac{0.8936}{\phi hc_t r_w^2}\right]C \quad \text{---------- } 35$$

4- يتم التحقق من القيم المحسوبة لمعامل تخزين جوف البئر ومقارنتها بالقيم السابقة.

5- حساب معامل القشرة s وفق العلاقة:

$$s = \frac{1}{2}\ln\left[\frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D}\right] \quad \text{----------36}$$

خامسا- حساب مشتقة الضغط

A- حساب مشتقة الضغط باستعمال الرسم البياني

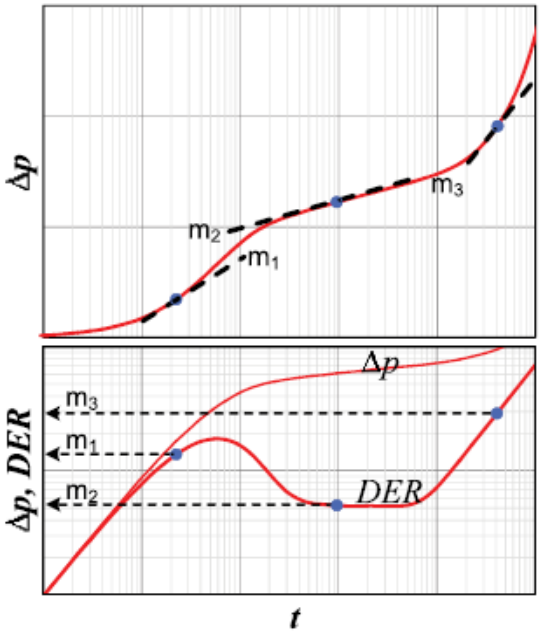
إذ يتم رسم بيانات فحص الضغط على رسم نصف لوغاريتمي الشكل9-15 الرسم العلوي و الثلاثة نقاط مختارة في اوقات مختلفة (في بداية الفحص و وسطه و في المدة المتاخرة من الفحص. لكل نقطة من نقاط الفحص نرسم مماس و حساب ميل المماس ليمثل مشتقة الضغط و يساوي :

$$DER = \frac{d\Delta p}{d\ln t} = t\frac{d\Delta p}{dt} \quad \text{---------- 38}$$

- Derivative (*DER*) is the slope of the semilog plot.

$$DER = \frac{d\Delta p}{d\ln t} = t\frac{d\Delta p}{dt}$$

- *DER* is usually plotted on log-log coordinates, combined with a plot of Δp.
- *DER* is used for flow regime diagnostics.



الشكل 9-15 حسابات المشتقة للنقاط الثلاثة للرسم نصف لوغاريتمي ثم رسمها مع الوقت باحداثيات لوغاريتمية

تُرسم مشتقة الضغط و فرق الضغط عادة على احداثيات لوغاريتمية مع الوقت كما في الشكل9-15 الرسم الاسفل.

B-الحساب العددي لميل المماس

بدلًا من استعمال الرسم، يمكن حساب الميل باستعمال الطرائق العددية الاتية:

1) صيغة الفرق التراجعي - Backward Difference Formula

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{p_i - p_{i-1}}{x_i - x_{i-1}} \quad \text{---------- 39}$$

(2) صيغة الفرق الأمامي - Forward Difference Formula

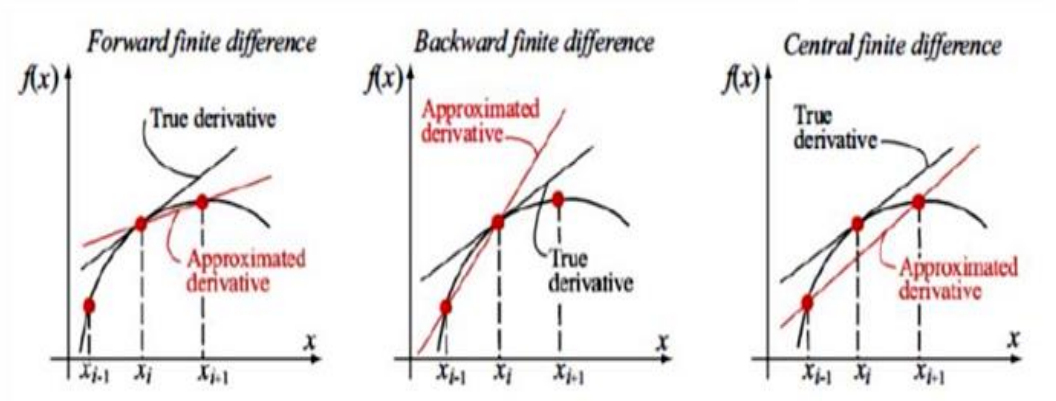
$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{p_{i+1} - p_i}{x_{i+1} - x_i} \quad \text{---------- 40}$$

(3) صيغة الفرق المركزي - Central Difference Formula

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{x_{i+1} - x_{i-1}} \quad \text{---------- 41}$$

توفر هذه الطريقة دقة أعلى لأنها تأخذ في الاعتبار القيم السابقة واللاحقة معًا.

الشكل9-16 يوضح كيفية استعمال الطرائق الثلاثة بدلالة المتغير x او ان يساوي x=lnt.



الشكل 9-16 طرائق حساب ميل المماس

يمكن كتابة المشتقة بدلالة الزمن و تساوي:

$$\left(\frac{d\,p}{d(\Delta t)}\right)_i = \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{\Delta t_{i+1} - \Delta t_{i-1}} \quad \text{---------- 42}$$

- بحسب المعادلة رقم-42 فان دالة مشتقة الضغط في المعادلة رقم-38 ستصبح:

t_{i-1}	P_{i-1}
t_i	P_i
t_{i+1}	P_{i+1}

$$P_{Drivative} = DER = \frac{d\Delta p}{d\ln t} = t\frac{d\Delta p}{dt}$$

$$P_{Drivative(i)} = t_i \times \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{t_{i+1} - t_{i-1}}$$

4-صيغة النقاط الثلاث صيغة بورديت Three-point weighted average formula

الصيغة موضحة في الشكل9-17 و تُحسب كما في المعادلة ادناه :

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{(\Delta p_1/\Delta x_1)\Delta x_2 + (\Delta p_2/\Delta x_2)\Delta x_1}{\Delta x_1 + \Delta x_2} \quad \text{---------- 43}$$

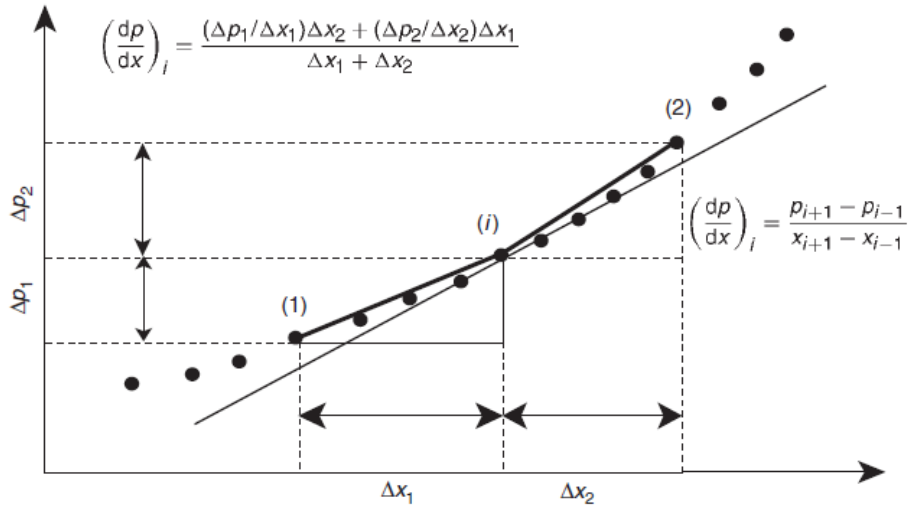
او تساوي :

$$\left(\frac{dP}{dx}\right)_i = \frac{\frac{P_i - P_{i-1}}{X_i - X_{i-1}}(X_{i+1} - X_i) + \frac{P_{i+1} - P_i}{X_{i+1} - X_i}(X_i - X_{i-1})}{X_{i+1} - X_{i-1}} \quad \text{---------- 44}$$

5- استعمال معادلة هورن Horne equation(1990) في حساب دالة مشتقة الضغط مباشرة كالتالي:

$$t\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_i = \left(\frac{\partial P}{\partial \ln t}\right)_i = \frac{\ln(t_i/t_{i-1})\Delta P_{i+1}}{\ln(t_{i+1}/t_i)\ln(t_{i+1}/t_{i-1})} + \frac{\ln(t_{i+1}\ t_{i-1}/t_i^2)\Delta P_i}{\ln(t_{i+1}/t_i)\ln(t_i/t_{i-1})} -$$

$$\frac{\ln(t_{i+1}/t_i)\Delta P_{i-1}}{\ln(t_i/t_{i-1})\ln(t_{i+1}/t_{i-}} \quad \text{---------- 45}$$



الشكل 9-17 طريقة النقاط الثلاثة لحساب مشتقة الضغط

او تساوي:

$$t\left[\frac{\partial p}{\partial t}\right]_i = t_i\left[\frac{(t_i - t_{i-1})\Delta p_{i+1}}{(t_{i+1} - t_i)(t_{i+1} - t_{i-1})} + \frac{(t_{i+1} + t_{i-1} - 2t_i)\Delta p_i}{(t_{i+1} - t_i)(t_i - t_{i-1})} - \frac{(t_{i+1} - t_i)\Delta p_{i-1}}{(t_i - t_{i-1})(t_{i+1} - t_{i-1})}\right] \quad \text{---------- 46}$$

6- او بدلالة اللوغاريتم الطبيعي و تساوي:

$$\frac{d\Delta p}{d\ln(\Delta t)} = \frac{p(t_{i+1}) - p(t_{i-1})}{\ln(t_{i+1}) - \ln(t_{i-1})} \quad \text{---------- 47}$$

و في حالة تصاعد الضغط فان قيمة دالة المشتقة تحسب:

$$\frac{d\Delta p}{d\tau} = \frac{p(t_{i+1}) - p(t_{i-1})}{\tau_{i+1} - \tau_{i-1}} \quad \text{---------- 48}$$

إذ ان :

$$\tau_i = \ln \frac{t_p + \Delta t_i}{\Delta t_i} \quad \text{---------- 49}$$

<u>مثال-1</u> لغرض توضيح كيفية حساب المشتقة بطرائق مختلفة ، سنطبق المعادلات لحد نقطة القياس الثالثة إذ ان المعلومات التي نحتاجها هي:

t_2=0.00417 hrs.، P_2= 4.24 psi

t_3=0.00833 hrs.، P_3= 7.48 psi

t_4=0.0125 hrs.، P_4= 10.22 psi

- نحسب المشتقة لنقطة القياس الثالثة باستعمال المعادلات الاتية :

*صيغة الفرق الامامي - Forward difference formula.

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{p_{i+1} - p_i}{x_{i+1} - x_i}$$

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_3 = \frac{10.22 - 7.48}{0.0125 - 0.00833} = 657$$

Central difference formula

* بصيغة الفرق المركزي - Central difference formula.

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{p_{i+1} - p_{i-1}}{x_{i+1} - x_{i-1}}$$

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_3 = \frac{10.22 - 4.24}{0.0125 - 0.00417} = 717$$

* بصيغة بورديت -4th formula

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_i = \frac{(\Delta p_1/\Delta x_1)\Delta x_2 + (\Delta p_2/\Delta x_2)\Delta x_1}{\Delta x_1 + \Delta x_2}$$

- المعلومات التي نحتاجها لهذه الطريقة هي:

ΔP_1=Pressure difference between pts. 3&2 = 7.48 - 4.24 = 3.24 psi ،

Δt_1=Time difference between pts.3&2 = 0.00833 - 0.00417 = 0.00416 hrs.،

ΔP_2=Pressure difference between pts. 3&4= 10.22 - 7.48 = 2.74 psi

Δt_2=Time difference between pts.3&4= 0.0125 - 0.00833 = 0.00417 hrs

اذن المشتقة تساوي:

$$\left(\frac{dp}{dx}\right)_3 = \frac{(3.24/0.00416)\,0.00417 + (2.74/0.00417)\,0.00416}{0.00416 + 0.00417} = 718$$

من النتائج نلاحظ تقارب بين مشتقة الضغط المحسوبة بالصيغة الرابعة و التي تساوي 718 مع مثيلتها في الصيغة الثالثة التي تساوي 717 ، لذا فهاتان الصيغتان تكونان انسب لحساب مشتقة الضغط.

مثال-2

تم اجراء فحص هبوط الضغط لبئر نفطي ، المعلومات المتوفرة للمائع و الطبقة المكمنية أُدرجت في الجدول 9-1 ادناه:

Reservoir and Fluid Properties			
q	125 STB/D	p_i	2,750 psi
ϕ	22%	B	1.152 bbl/STB
h	32 ft	μ	2.122 cp
r_w	0.25 ft	c_t	10.9×10^{-6} psi^{-1}

جدول 9-1 المعلومات المتوفرة للمائع و الطبقة المكمنية للمثال-2

كما و أُدرجت معلومات الفحص في الجدول9-2 .

المطلوب تفسير الفحص باستعمال تطابق المنحنيات بطريقة كرينكارتين-بورديت؟؟

الحل:

1- تهيئة البيانات الحقيقية حسب متطلبات طريقة تطابق المنحنيات وكما في الجدول9-2.

- ايجاد دالة المشتقة:

t hr	p_{wf} psia	Δp psi	$t\frac{dp}{dt}$ psi	t hr	p_{wf} psia	Δp psi	$t\frac{dp}{dt}$ psi
0.0010	2743.96	6.04	5.81	0.882	2341.74	408.26	21.07
0.0021	2737.52	12.48	12.23	0.993	2339.53	410.47	18.78
0.0034	2730.16	19.84	19.20	1.118	2337.28	412.72	20.48
0.0048	2722.32	27.68	26.01	1.259	2334.67	415.33	19.94
0.0064	2713.83	36.17	33.68	1.417	2332.55	417.45	17.67
0.0082	2704.46	45.54	42.11	1.595	2330.48	419.52	18.57
0.0103	2694.23	55.77	51.02	1.795	2328.15	421.85	19.37
0.0125	2683.03	66.97	59.53	2.021	2325.9	424.10	19.00
0.0151	2671.26	78.74	68.31	2.275	2323.66	426.34	18.95
0.0180	2658.36	91.64	78.01	2.560	2321.42	428.58	18.24
0.0212	2644.71	105.29	86.98	2.881	2319.35	430.65	17.34
0.0249	2630.14	119.86	95.96	3.242	2317.33	432.67	18.29
0.0290	2614.84	135.16	104.50	3.648	2315.03	434.97	18.25
0.0336	2598.72	151.28	112.20	4.105	2313.02	436.98	16.84
0.0388	2582.14	167.86	118.90	4.619	2311.06	438.94	17.24
0.0447	2564.96	185.04	125.10	5.198	2308.95	441.05	18.10
0.0513	2547.42	202.58	129.00	5.848	2306.79	443.21	17.31
0.0587	2529.89	220.11	131.70	6.580	2304.87	445.13	18.94
0.0670	2512.19	237.81	133.00	7.404	2302.32	447.68	18.17
0.0764	2494.89	255.11	131.00	8.331	2300.59	449.41	16.37
0.0869	2478.16	271.84	127.50	9.373	2298.46	451.54	17.40
0.0988	2462.14	287.86	122.70	10.55	2296.49	453.51	17.53
0.1121	2446.97	303.03	115.80	11.86	2294.32	455.68	17.83
0.1271	2432.97	317.03	107.10	13.35	2292.28	457.72	17.63
0.1440	2420.21	329.79	96.45	15.02	2290.17	459.83	17.70
0.1630	2409.04	340.96	86.94	16.90	2288.11	461.89	17.42
0.1844	2398.75	351.25	76.80	19.01	2286.06	463.94	17.51
0.209	2390.2	359.80	65.30	21.39	2283.99	466.01	17.93
0.236	2382.79	367.21	56.91	24.06	2281.84	468.16	17.93
0.266	2376.35	373.65	48.83	27.07	2279.76	470.24	16.50
0.300	2370.96	379.04	40.93	30.45	2277.95	472.05	17.80
0.339	2366.46	383.54	35.72	34.26	2275.56	474.44	17.70
0.382	2362.35	387.65	32.13	38.55	2273.78	476.22	17.07
0.431	2358.74	391.26	29.35	43.37	2271.54	478.46	17.02
0.486	2355.31	394.69	26.09	48.79	2269.77	480.23	16.49
0.547	2352.5	397.50	23.34	54.79	2267.69	482.31	18.41
0.617	2349.73	400.27	23.13	60.79	2265.73	484.27	17.83
0.695	2346.98	403.02	21.79	66.79	2264.46	485.54	18.66
0.783	2344.54	405.46	22.01	72	2262.99	487.01	16.28

جدول 9-2 بيانات الفحص للمثال-2

مثلا القيمة الثانية لمشتقة الضغط ممكن حسابها بصيغة الفرق المركزي ، كما يأتي:

$$d\Delta p/dt = (2730.16 - 2743.96)/(0.0034 - 0.001)$$

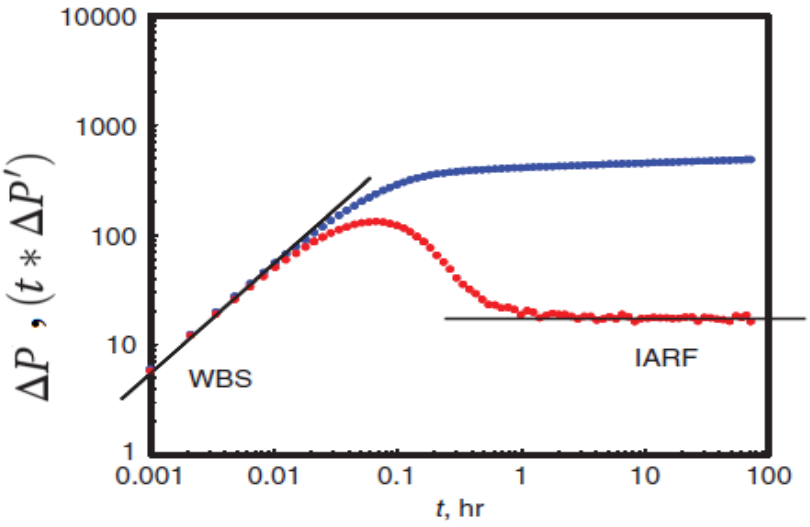
= (13.8)/(0.0024)= 5740 psi/hr

ثم دالة المشتقة تساوي:

t(dΔp/dt)=12.1

- اذا تم حسابها بصيغة بورديت -4*th formula* فالنتيجة متقاربة و تساوي=12.11.

2- نرسم بيانات فحص هبوط الضغط الحقيقية على ورق شفاف لوغاريتمي *log-log trace paper* للعلاقة (Δp *vs* t) كما في الشكل 9-18 و بمقياس رسم مشابه لمقياس رسم المنحنيات النظرية في الشكل9-9 .



الشكل 9-18 رسم بيانات الضغط و دالة مشتقة الضغط للمثال-2

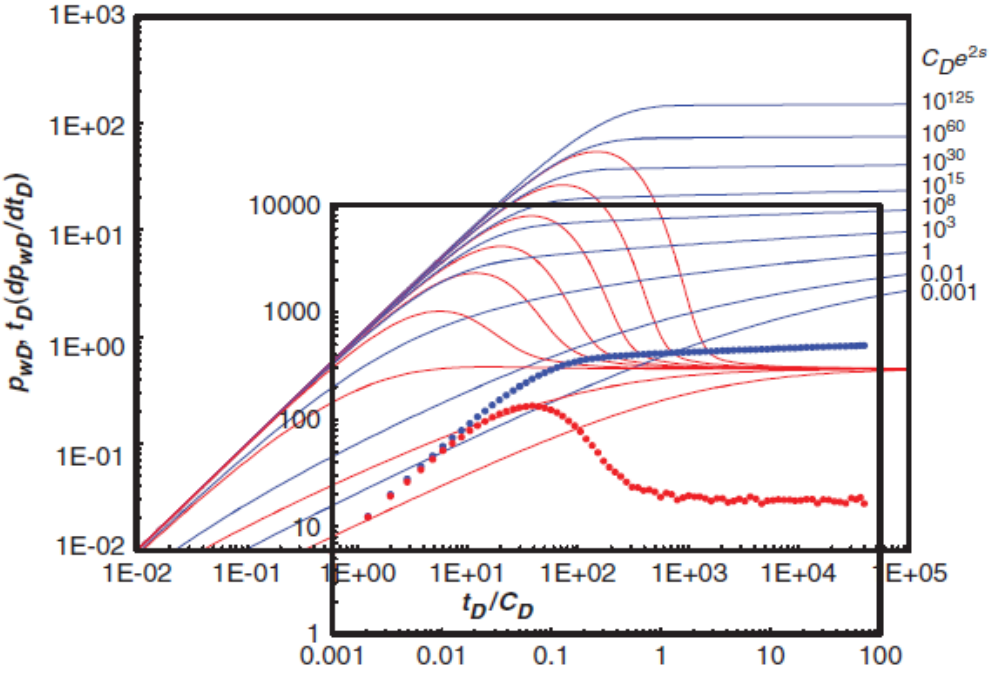
3- نُميز وجود تاثير تخزين البئر عبر وقوع البيانات المبكرة *ETR* على خط مستقيم ميله مساو للواحد، و كذلك منطقة الجريان الشعاعي عبر الخط الافقي (الشكل 9-18).

- نُطابق بيانات الفحص مع منحنيات التطابق المرجعية الشكل9-19 ، نجعل احداثيات الرسمين بشكل متوازي ثم نحرك الرسم البياني للبيانات الحقيقية عموديا لحين نحصل على تطابق منحنيات فرق الضغط ، تظل الاحداثيات متوازية ثم نحركها افقيا لحين حصول تطابق مع خط تخزين البئر ذي الميل الواحد (زاوية 45 درجة) الشكل9-20.

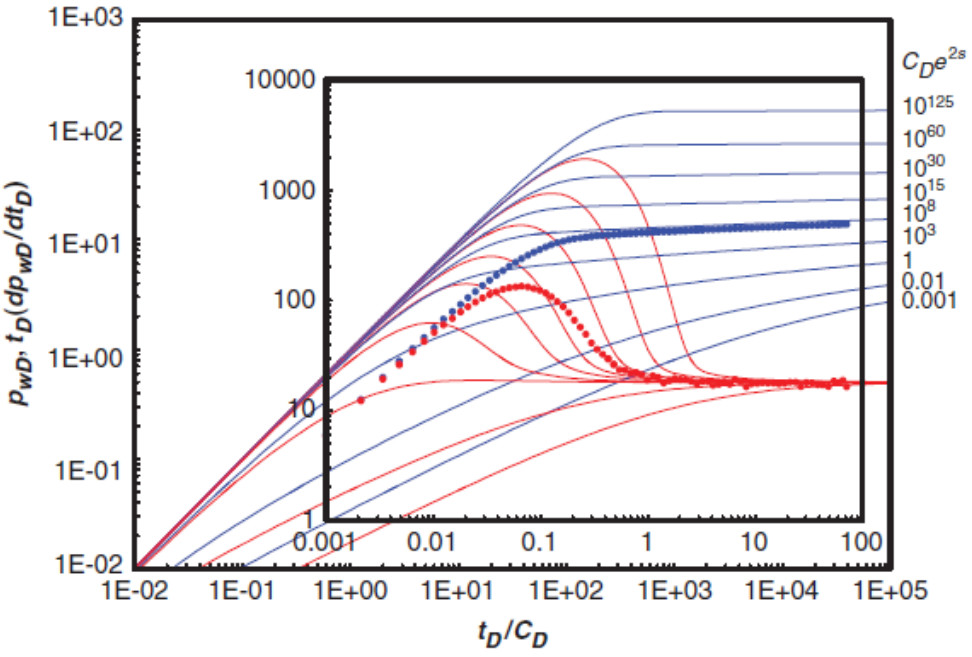
- من منحني التطابق في الشكل9-20 نحدد قيمة المعامل $CDe^{2s}=10^{8}$.

- من منحني التطابق و لحساب معامل تخزين جوف البئر والنفاذية نختار نقطة التطابق*Matching point M.P* تكون قراءة احداثياتها من الشكل9-21 سهلة و هي:

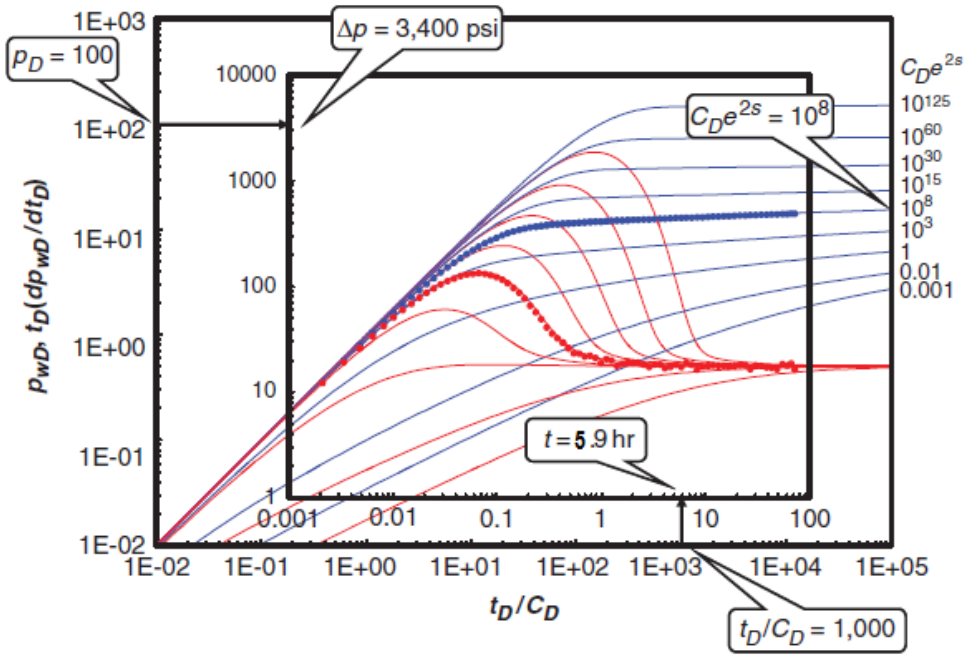
$$\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP}=\left(\frac{100}{3,400}\right) \quad , \quad \left(\frac{t}{t_D/C_D}\right)_{MP}=\left(\frac{5.9}{1,000}\right)$$



الشكل 9-19 محاولة اجراء تطابق البيانات الحقيقية مع منحنيات بورديت- كرينكارتن للمثال-2



الشكل 9-20 حصول التطابق للبيانات الحقيقية مع منحنيات بورديت- كرينكارتن للمثال-2



الشكل 9-21 تحديد نقاط التطابق للمثال

- اذن معدل نفاذية الطبقة المكمنية و معامل تخزين جوف البئر و عامل القشرة على التوالي يساوي :

$$k = \frac{qB\mu}{0.00708h}\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP}$$

$$= \frac{(125)(1.152)(2.122)}{(0.00708)(50)}\left(\frac{100}{3,400}\right)$$

$$= 25.4 \text{ md.}$$

$$C_D = \frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\left(\frac{t}{t_D/C_D}\right)_{MP}$$

$$= \frac{(0.0002637)(25.4)}{(0.22)(2.122)(1.094\times10^{-5})(0.25)^2}\left(\frac{5.9}{1,000}\right)$$

$$= \mathbf{123.9}$$

$$s = 0.5\ln\left(\frac{C_D e^{2s}}{C_D}\right)$$

$$= 0.5\ln\left(\frac{10^8}{\mathbf{123.9}}\right)$$

$$= 6.8$$

مثال- 3

بيانات فحص تصاعد الضغط *Build up test* لبئر نفطي مُدرجة في الجدول 9-3 ، البئر ينتج بمعدل $Q=174\ stb/d$ لمدة $t_p=15\ hrs.$ قبل ان يغلق البئر لفحص تصاعد الضغط ، البيانات الاخرى المتوفرة كالاتي:

$\phi = 25\%, \quad c_t = 4.2 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1} \quad Q = 174\ \text{STB/day}, \quad t_p = 15\ \text{hours}$

$B = 1.06\ \text{bbl/STB}, \quad r_w = 0.29\ \text{ft} \quad \mu = 2.5\ \text{cp}, \quad h = 107\ \text{ft}$

اعمل تفسير لبيانات الفحص باستعمال طريقة مشتقة الضغط ؟؟؟

الحل:

1- من البيانات المتوفرة نجري حسابات الوقت المكافىء أغاروال Agarwal Δt_e إذ يساوي:

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} = \frac{\Delta t}{1 + (\Delta t / t_p)}$$

$$\Delta t_e \Delta p' = \Delta t \left(\frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) \left[\frac{d(\Delta p)}{d(\Delta t)} \right]$$

2- حساب المشتقة لكل نقطة فحص فمثلا عند $\Delta t=1\ hr$ فالمشتقة لتلك النقطة بصيغة الفرق الامامي *forward difference*:

$$\left[\frac{\partial p}{\partial t} \right]_i = \frac{\Delta p_{i+1} - \Delta p_i}{(\Delta t_{i+1} - \Delta t_i)}$$

Slope = (499.9-485.42)/(1.0625-1)

= 231.68 psi/hrs.

حساب المشتقة عند نفس الوقت بصيغة الفرق المركزي *central difference* ادناه :

$$\left[\frac{\partial p}{\partial t} \right]_i = \frac{\Delta p_{i+1} - \Delta p_{i-1}}{(\Delta t_{i+1} - \Delta t_{i-1})}$$

= (499.9-467.22)/(1.0625-0.9375)= 261.44 psi/hrs

- نجد دالة المشتقة عند نفس الوقت و كما يأتي :

$$\Delta t_i \left[\frac{\partial p}{\partial t} \right]_i \frac{(t_p + \Delta t_i)}{t_p}$$

=1 (261.44) (15+1)/(15)

= 278.87

Δt (hr)	Δp (psi)	Δt_e	*Slope* (psi/hr)	$\Delta p^{\backslash}$ (psi/hr)	$\Delta t\,\Delta p^{\backslash}/(t_p+\Delta t)/t_p$
0.00000	0.00	0.00000	1017.52	–	–
0.00417	4.24	0.00417	777.72	897.62	3.74
0.00833	7.48	0.00833	657.55	717.64	5.98
0.01250	10.22	0.01249	834.53	746.04	9.33
0.01667	13.70	0.01666	778.85	806.69	13.46
0.02083	16.94	0.02080	839.33	809.09	16.88
0.02500	20.44	0.02496	776.98	808.15	20.24
0.02917	23.68	0.02911	778.85	777.91	22.74
0.03333	26.92	0.03326	776.98	777.91	25.99
0.03750	30.16	0.03741	358.94	567.96	21.35
0.04583	33.15	0.04569	719.42	539.18	24.79
0.05000	36.15	0.04983	780.72	750.07	37.63
0.05830	42.63	0.05807	831.54	806.13	47.18
0.06667	49.59	0.06637	630.25	730.90	48.95
0.07500	54.84	0.07463	776.71	703.48	53.02
0.08333	61.31	0.08287	1144.80	960.76	80.50
0.09583	75.62	0.09522	698.40	921.60	88.88
0.10833	84.35	0.10755	616.80	657.60	71.75
0.12083	92.06	0.11986	698.40	657.60	80.10
0.13333	100.79	0.13216	569.60	634.00	85.28
0.14583	107.91	0.14443	703.06	636.33	93.70
0.16250	119.63	0.16076	643.07	673.07	110.56
0.17917	130.35	0.17706	672.87	657.97	119.30
0.19583	141.56	0.19331	628.67	650.77	129.10
0.21250	152.04	0.20953	641.87	635.27	136.91
0.22917	162.74	0.22572	610.66	626.26	145.71
0.25000	175.46	0.24590	610.03	610.34	155.13
0.29167	200.88	0.28611	550.65	580.34	172.56
0.33333	223.82	0.32608	580.51	565.58	192.71
0.37500	248.01	0.36585	526.28	553.40	212.71
0.41667	269.94	0.40541	449.11	487.69	208.85
0.45833	288.65	0.44474	467.00	458.08	216.36
0.50000	308.11	0.48387	467.00	467.00	241.28
0.54167	327.57	0.52279	478.40	472.70	265.29
0.58333	347.50	0.56149	341.25	409.82	248.36
0.62500	361.72	0.60000	437.01	389.13	253.34
0.66667	379.93	0.63830	377.10	407.05	283.43
0.70833	395.64	0.67639	281.26	329.18	244.18
0.75000	407.36	0.71429	399.04	340.15	267.87
0.81250	432.30	0.77075	299.36	349.20	299.09
0.87500	451.01	0.82677	259.36	279.36	258.70
0.93750	467.22	0.88235	291.20	275.28	274.20
1.00000	485.42	0.93750	231.68	261.44	278.87
1.06250	499.90	0.99222	267.52	249.60	283.98
1.12500	516.62	1.04651	231.36	249.44	301.67
1.18750	531.08	1.10039	219.84	225.60	289.11
1.25000	544.82	1.15385	155.36	187.60	254.04
1.31250	554.53	1.20690	191.84	173.60	247.79
1.37500	566.52	1.25954	183.52	187.68	281.72
1.43750	577.99	1.31179	151.84	167.68	264.14
1.50000	587.48	1.36364	147.68	149.76	247.10
1.62500	605.94	1.46617	106.00	126.84	228.44
1.75000	619.19	1.56716	109.92	107.96	210.97
1.87500	632.93	1.66667	103.76	106.84	225.37
2.00000	645.90	1.76471	69.92	86.84	196.84
2.25000	663.38	1.95652	59.84	64.88	167.88
2.37500	670.66	2.05036	50.00	54.92	151.09
2.50000	677.11	2.14286	44.84	47.42	138.31
2.75000	688.32	2.32394	41.84	43.34	141.04
3.00000	698.78	2.50000	35.80	38.82	139.75
3.25000	707.73	2.67123	22.96	29.38	118.17
3.50000	713.47	2.83784	38.80	30.88	133.30
3.75000	723.17	3.00000	25.88	32.34	151.59
4.00000	729.64	3.15789	16.92	21.40	108.43
4.25000	733.87	3.31169	7.00	11.96	65.23
4.50000	735.62	3.46154	7.00	7.00	40.95
4.75000	737.37	3.60759	11.00	9.00	56.29
5.00000	740.12	3.75000	12.96	11.98	79.87
5.25000	743.36	3.88889	11.80	12.38	87.74
5.50000	746.31	4.02439	8.24	10.02	75.32
5.75000	748.37	4.15663	9.96	9.10	72.38
6.00000	750.86	4.28571	7.00	8.48	71.23
6.25000	752.51	4.41176	−1.84	2.58	22.84
6.75000	751.69	4.65517	5.52	1.84	18.01
7.25000	754.45	4.88764	4.46	4.99	53.66
7.75000	756.68	5.10989	3.02	3.74	43.96
8.25000	758.19	5.32258	3.50	3.26	41.69
8.75000	759.94	5.52632	2.48	2.99	41.42
9.25000	761.18	5.72165	2.02	2.25	33.65
9.75000	762.19	5.90909	2.98	2.50	40.22
10.25000	763.68	6.08911	1.48	2.23	38.48
10.75000	764.42	6.26214	2.02	1.75	32.29
11.25000	765.43	6.42857	1.48	1.75	34.45
11.75000	766.17	6.58879	2.02	1.75	36.67
12.25000	767.18	6.74312	1.48	1.75	38.94
12.75000	767.92	6.89189	1.64	1.56	36.80
13.25000	768.74	7.03540	0.86	1.25	31.19
13.75000	769.17	7.17391	1.33	1.10	28.90
14.50000	770.17	7.37288	1.00	1.17	33.27
15.25000	770.92	7.56198	0.99	0.99	30.55
16.00000	771.66	7.74194	1.00	0.99	32.85
16.75000	772.41	7.91339	0.99	0.99	35.22
17.50000	773.15	8.07692	0.68	0.83	31.60
18.25000	773.66	8.23308	0.99	0.83	33.71
19.00000	774.40	8.38235	0.35	0.67	28.71
19.75000	774.66	8.52518	0.67	0.51	23.18
20.50000	775.16	8.66197	1.00	0.83	40.43
21.25000	775.91	8.79310	0.50	0.75	38.52
22.25000	776.41	8.95973	0.48	0.49	27.07
23.25000	776.89	9.11765	0.26	0.37	21.94
24.25000	777.15	9.26752	0.51	0.38	24.43
25.25000	777.66	9.40994	0.50	0.50	34.22
26.25000	778.16	9.54545	0.24	0.37	26.71
27.25000	778.40	9.67456	0.40[a]	0.32[b]	24.56[c]
28.50000	778.90	9.82759	0.34	0.37	30.58
30.00000	779.41	10.00000	25.98	13.16	1184.41

[a] $(778.9-778.4)/(28.5-27.25)=0.40$. *Slope*

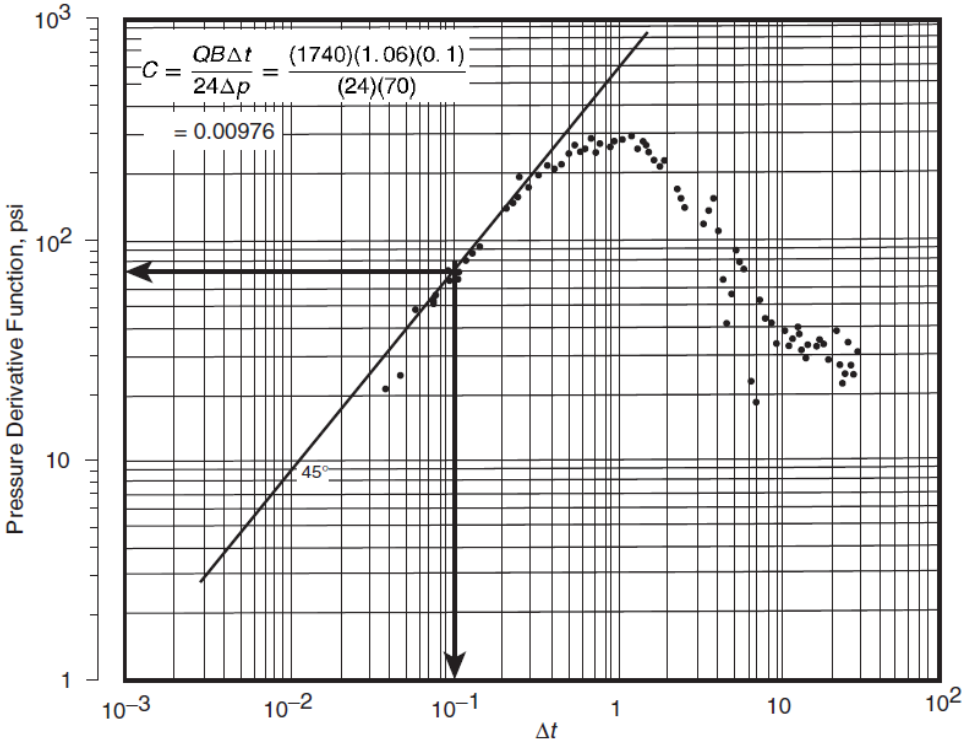
[b] $(0.40+0.24)/2=0.32$. $\Delta p^{\backslash}$

[c] $27.25*0.32*(15+27.25)/15=24.56$. $\Delta t\,\Delta p^{\backslash}/(t_p+\Delta t)/t_p$

جدول 9-3 بيانات الفحص للمثال-3

لاحظ تم اختيار مشتقة الضغط بصيغة الفرق المركزي*central difference* الانسب لحساب دالة المشتقة و (لاحظ المثال في اسفل الجدول9-3) أُدرجت كل النتائج في الجدول9-3.

3- نرسم علاقة دالة مشتقة الضغط (العمود الاخير في الجدول9-3) مع وقت الغلق Δt اي $\Delta P'_{ws}\ \Delta t_e$) vs Δt) على ورق لوغاريتمي كما في الشكل9-22 .



الشكل 9-22 بيانات الفحص للمثال-3 رُسمت على احداثيات لوغاريتمية

4- نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص الاولية ويميل بزاوية 45^o . من الخط المستقيم نختار اي نقطة ونسجل احداثياتها و لتكن ، (0.1,70) الشكل9-22 ، منها نحسب قيم C ، C_D وكما يأتي:

$$C = \frac{QB\Delta t}{24\Delta p} = \frac{1740(1.06)(0.1)}{(24)(70)} = 0.00976$$

$$C_D = \left[\frac{0.8936}{\phi h c_t r_w^2}\right] = \frac{0.8936(0.00976)}{(0.25)(107)(4.2\times10^{-6})(0.29)^2} = 923$$

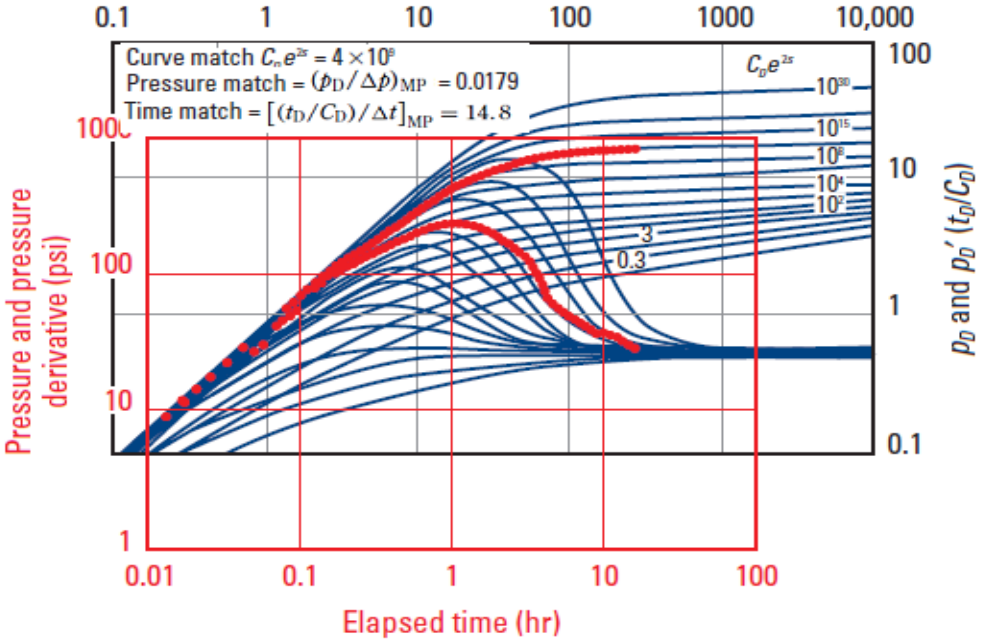
5- نرسم علاقة دالة مشتقة الضغط وفرق الضغط (العمود الثاني و العمود الاخير في الجدول9-3) مع وقت الغلق Δt على ورق شفاف لوغاريتمي و نطابق الرسم الشفاف للبيانات الحقيقية مع منحني مشتقة الضغط لبورديت كرينكارتين Bourdet-Gringarten type curve الشكل9-23 ومن التطابق نحدد نقطة التطابق والاحداثيات التابعة لها وكما يأتي:

$(\Delta t=10\ \text{hrs}\ ،\Delta P=100\ \text{psi}\ )_{MP}$ ، $P_D=1.79\ )_{MP}$ ، $(t_D/C_D=148$

$$(C_D e^{2s})_{MP} = 4 \times 10^9$$

$$(p_D/\Delta p)_{MP} = 0.0179$$

$$[(t_D/C_D)/\Delta t]_{MP} = 14.8$$



الشكل 9-23 تطابق البيانات الحقيقية مع منحنيات بورديت- كرينكارتن للمثال-3

6- حساب نفاذية الطبقة المكمنية:

$$k = \left[\frac{141.2QB\mu}{h}\right]\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP}$$

$$= \left[\frac{141.2(174)(1.06)(2.5)}{107}\right](0.0179)$$

$$= 10.9\ \text{md}$$

7- من نقطة التطابق ايضا ممكن حساب قيم C ، C_D :

$$C = \left[\frac{0.0002951kh}{\mu}\right]\frac{(\Delta t_e)_{MP}}{(t_D/C_D)_{MP}}$$

$$= \left[\frac{0.0002951(10.9)(107)}{2.5}\right]\left(\frac{1}{14.8}\right) = 0.0093\ \text{bbl/psi}$$

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi h c_t r_w^2} = \frac{0.8936(0.0093)}{(0.25)(107)(4.2\times10^{-6})(0.29)^2} = 879$$

8- حساب عامل القشرة:

$$s = \frac{1}{2}\ln\left[\frac{(C_D e^{2s})_{MP}}{C_D}\right] = \frac{1}{2}\ln\left[\frac{4\times10^9}{879}\right] = 7.7$$

مناقشة النتائج:

بشكل عام، تعتبر طريقة مشتقة الضغط وسيلة فعّالة ومباشرة في تحديد منطقة الجريان الشعاعي غير المستقر. ومع ذلك، في المثال 3، لاحظنا أن بيانات مشتقة الضغط في منطقة الجريان الشعاعي وعند الخط الأفقي تظهر تذبذبًا وعدم استقرار. يُعزى هذا التذبذب إلى عدة عوامل، منها دقة مقياس الضغط، أو التأثيرات الناتجة عن تضرر الطبقة المكمنية نتيجة عمليات الحفر أو الاكمال، أو تأثير الآبار المجاورة. بالإضافة إلى ذلك، لم يتوفر الوقت الكافي لإجراء فحص دقيق لاختراق منطقة الجريان الشعاعي بشكل كامل.

رغم التذبذب في البيانات الحقيقية وقلة الوقت المتاح لاختراق منطقة الجريان الشعاعي بشكل مناسب، فقد تمكنت الطريقة من حساب قيمة النفاذية بدقة. في المقابل، كانت هناك صعوبة في الحصول على نفس النتيجة باستعمال الطريقة التقليدية نصف اللوغاريتمية.

يُظهر عامل القشرة (s=7.7) درجة تضرر مرتفعة في الطبقة المكمنية، مما يشير إلى الحاجة إلى معالجة الطبقة بعمليات مثل التحميض أو التشقق بالحامض لتحسين الأداء.

بالإضافة إلى ذلك، يُلاحظ تأثير واضح لتخزين البئر على سلوك الفحص. تم حساب قيم (C) و (CD)باستعمال طريقتين مختلفتين، وكانت النتائج متقاربة .

مثال-4

توفرت بيانات خواص الصخور والسوائل المكمنية لبئر نفطي في الجدول 4-9 ، البئر ينتج بمعدل $Q=174\ stb/d$ لمدة $t_p=15\ hrs.$ قبل ان يغلق البئر لفحص تصاعد الضغط ، بيانات الفحص أُدرجت في الجدول 5-9

المطلوب : اجراء تفسير لبيانات فحص تصاعد الضغط *Build up test* و ذلك باستعمال منحنيات Gringarten-Bourdet. حاول اجراء التفسير لحالتين;

أولاً باستعمال وقت الغلق الحقيقي Δt ،ثم استخدم الوقت المكافئ لـ اغاروال Agarwal Δt_e؟؟

الحل:

أولاً: باستعمال وقت الغلق الحقيقي Δt

Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{wf}, p_{ws} psia	Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} psia	Δt hr	$\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$	p_{ws} psia
0		2605.93	0.1844	11715	2849.77	4.619	469	2970.50
0.001	2160001	2610.68	0.2085	10361	2857.15	5.198	417	2973.92
0.0021	1028572	2615.82	0.2355	9173	2864.01	5.848	370	2977.30
0.0034	635295	2621.38	0.266	8121	2870.4	6.581	329	2980.65
0.0048	450001	2627.4	0.3002	7196	2876.36	7.404	293	2983.97
0.0064	337501	2633.91	0.3387	6378	2881.96	8.331	260	2987.24
0.0082	263416	2640.91	0.3821	5654	2887.24	9.373	231	2990.48
0.0102	211766	2648.43	0.4308	5015	2892.26	10.55	206	2993.66
0.0125	172801	2656.46	0.4857	4448	2897.05	11.87	183	2996.79
0.0151	143047	2665.02	0.5474	3947	2901.66	13.35	163	2999.87
0.0180	120001	2674.09	0.6168	3503	2906.11	15.02	145	3002.89
0.0212	101888	2683.65	0.6949	3109	2910.42	16.90	129	3005.84
0.0249	86748	2693.68	0.7828	2760	2914.63	19.01	115	3008.71
0.0290	74484	2704.12	0.8816	2451	2918.73	21.39	102	3011.50
0.0336	64287	2714.93	0.9928	2177	2922.76	24.06	90.8	3014.19
0.0388	55671	2726.04	1.118	1933	2926.71	27.07	80.8	3016.78
0.0447	48323	2737.36	1.259	1717	2930.6	30.46	71.9	3019.25
0.0512	42189	2748.81	1.417	1525	2934.43	34.26	64.0	3021.59
0.0587	36798	2760.29	1.595	1355	2938.21	38.55	57.0	3023.78
0.0670	32240	2771.70	1.796	1204	2941.94	43.37	50.8	3025.80
0.0764	28273	2782.94	2.021	1070	2945.64	48.79	45.3	3027.65
0.0869	24857	2793.89	2.275	951	2949.29	54.79	40.4	3029.27
0.0988	21863	2804.48	2.56	845	2952.91	60.79	36.5	3030.55
0.1121	19270	2814.62	2.881	751	2956.49	66.79	33.3	3031.56
0.1271	16995	2824.25	3.242	667	2960.04	72	31.0	3032.27
0.1440	15001	2833.33	3.648	593	2963.56			
0.1630	13253	2841.84	4.105	527	2967.04			

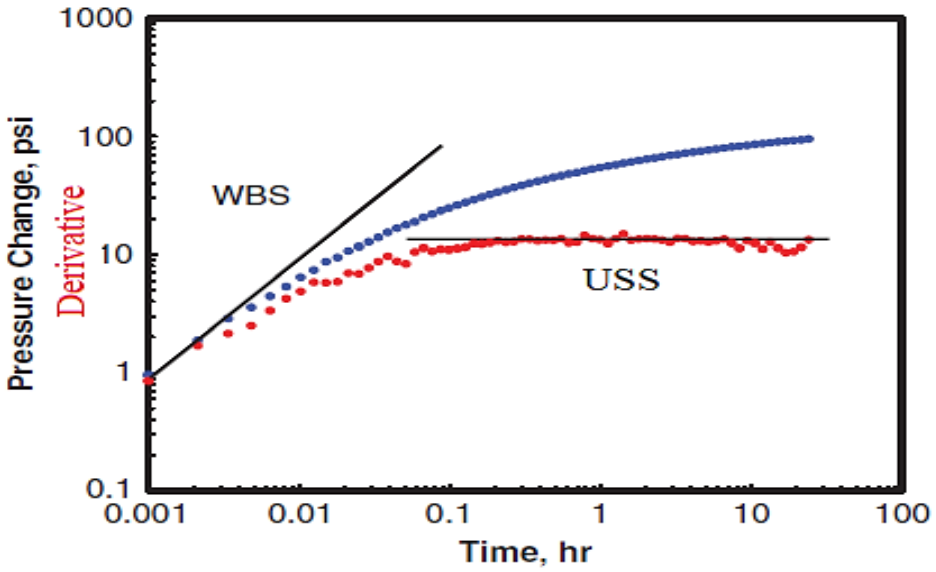
جدول 9-5 بيانات الفحص للمثال-4

Reservoir rock and fluid properties			
q	100 STB/D	t_p	2160 hour
ϕ	0.20	B	1.17 bbl/STB
h	25 ft	μ	2.24 cp
r_w	0.25 ft	c_t	10.2×10^{-6} psi^{-1}
A	40 acre		

جدول 9-4 بيانات خواص الصخور و النفط المكمني للمثال-4

1- رسم بيانات الفحص الحقيقية:

- يتم رسم بيانات فحص تصاعد الضغط الحقيقية على ورق شفاف لوغاريتمي log-log trace paper للعلاقة بين (Δp vs t) وكذلك علاقة دالة مشتقة الضغط مع الوقت الحقيقي كما في الشكل 9-24. على ان يتم استعمال مقياس رسم مشابه للمقياس المستخدم للمنحنيات النظرية في الشكل 9-9.



الشكل 9-24 رسم بيانات تصاعد الضغط للمثال- 4

2- تمييز تأثير تخزين البئر:(WBS)

- يتم تمييز تأثير تخزين البئر (Well Bore Storage) عبر وقوع بيانات الفحص المبكرة (ETR)على خط مستقيم يكون ميله مساوٍ للواحد.كما يمكن ملاحظة منطقة الجريان الشعاعي التي تظهر على شكل خط أفقي.

- في هذا المثال، تظهر مدة تأثير تخزين البئر (WBS) لفترة قصيرة جدًا إن وجدت. كما يبدو فأن البئر قد تم تنشيطه (stimulated) ، إذ لا توجد ذروة (Hump) واضحة في منحنى دالة المشتقة .كما و تقترب المشتقة من الأسفل نحو الخط الأفقي .

3- التعامل مع انحراف بيانات المشتقة:

لاحظ أن بيانات المشتقة تنحرف عن الخط الأفقي في نهاية الفحص، ربما يكون بسبب تأثير حدود المكمن أو تأثيرات لآبار منتجة مجاورة.

يتم تجاهل هذا الجزء من المشتقة، إذ ان وقت الإغلاق 72 (shut-in time) ساعة، و هو أقل بكثير من وقت الإنتاج الإجمالي .t_p=2160 hrs ساعة وهو المتحقق في تطبيق الطريقة.

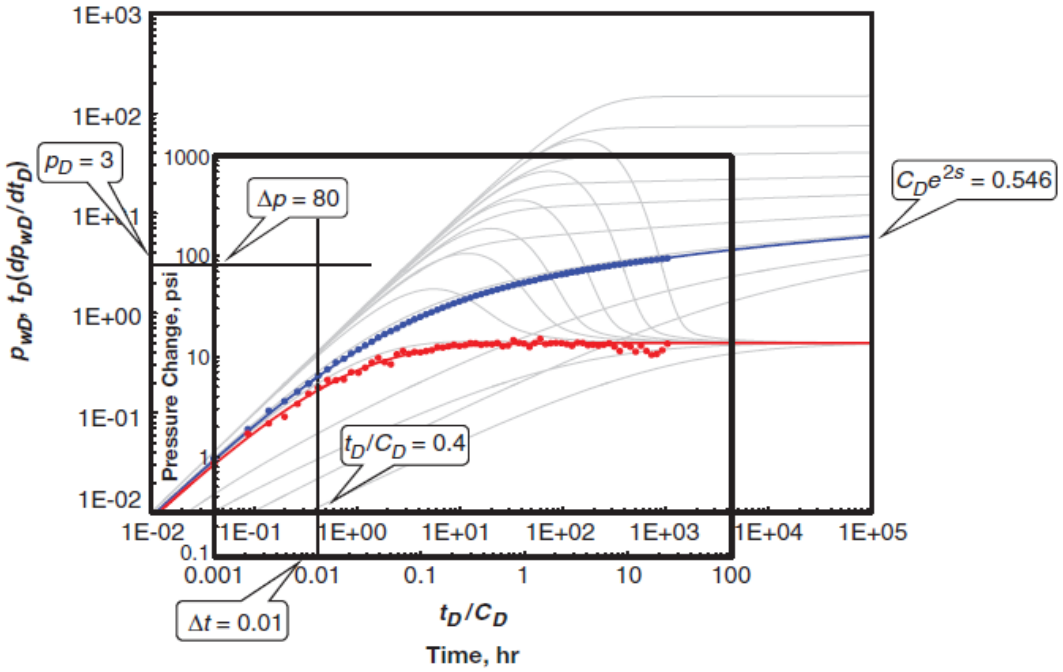
4- مطابقة البيانات :

- نقوم بمطابقة بيانات الفحص مع منحنيات التطابق المرجعية، إذ نجعل إحداثيات الرسمين متوازية. ثم نقوم بتحريك الرسم للبيانات الحقيقية عموديًا و افقيا حتى نحصل على تطابق مع منحنيات فرق الضغط كما في الشكل 9-25.

- من التطابق الموضح في الشكل 9-25، نسجل قيمة المعامل .C_De^{2s} = 0.546.

- نختار نقطة تطابق قراءة احداثياتها تكون سهلة. فعلى الإحداثي السيني نختار Δt = 0.01hrs

و يقابل من المنحنيات النظرية t_D/C_D =0.4 . ثم من الإحداثي الصادي نختار $p_D = 3$ و يقابله من منحنى البيانات الحقيقية $\Delta p = 80$ psi، (الشكل 9-25).



الشكل 9-25 اجراء التطابق للبيانات الحقيقية مع منحنيات بورديت- كرينكارتن للمثال-4

5- الحسابات:

يتم الاستفادة من نقاط التطابق وإحداثياتها في حساب معدل نفاذية الطبقة المكمنية، ومعامل تخزين جوف البئر، وعامل القشرة على التوالي:

$$k = \frac{qB\mu}{0.00708h}\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP}$$

$$= \frac{(50)(1.078)(8.36)}{(0.00708)(65)}\left(\frac{3}{80}\right)$$

$$= 36.7 \text{ md.}$$

$$C_D = \frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\left(\frac{\Delta t}{t_D/C_D}\right)_{MP}$$

$$= \frac{(0.0002637)(36.7)}{(0.15)(8.36)(7.64\times10^{-6})(0.33)^2}\left(\frac{0.01}{0.4}\right) = 93.$$

$$C = \frac{\phi c_t h r_w^{\,2}}{0.894} C_D$$

$$= \frac{(0.15)(7.64\times10^{-6})(65)(0.33)^2}{0.894}(93)$$

$$= 0.00084 \text{ bbl/psi.}$$

$$s = 0.5 \ln\left(\frac{C_D e^{2s}}{C_D}\right)$$

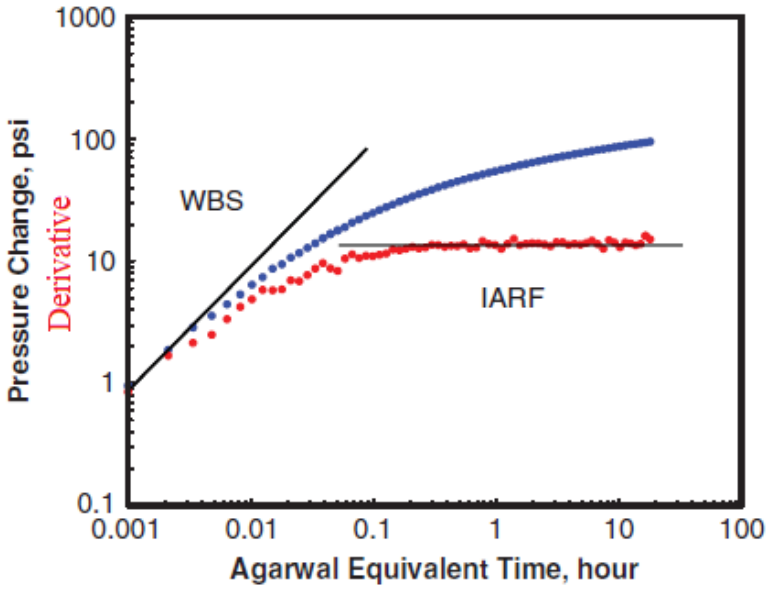
$$= 0.5 \ln\left(\frac{0.546}{97}\right)$$

$$= -2.6.$$

ثانيا ـ الحل باستعمال الوقت المكافئ لأغاروال (Agarwal Equivalent Time)

1- رسم بياني لتغير الضغط مع الوقت المكافىء لأغاروال :

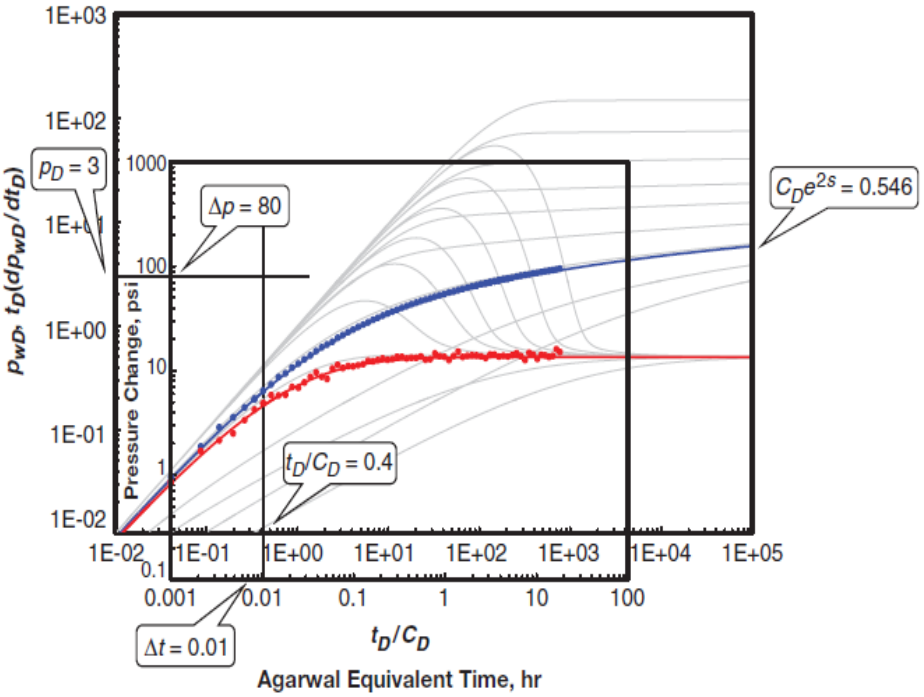
نبدأ برسم بياني يظهر تغير الضغط المحدد بـ Δ Pws = pws - pwf ودالة مشتقة الضغط اللوغاريتمي مقابل الوقت المكافئ لأغاروال Δt_e، كما هو موضح في الشكل 9-26.



الشكل 9-26 رسم بيانات تصاعد الضغط للمثال-4 باستعمال وقت اغاروال Δt_e

2- تحديد تأثير تخزين البئر (WBS)

- يتم تحديد تأثير تخزين البئر (Well Bore Storage) عبر وقوع البيانات المبكرة (ETR) على خط مستقيم ذو ميل مساوٍ للواحد.



الشكل 9-27 استعمال وقت اغاروال Δt_e لتطابق البيانات الحقيقية مع منحنيات بورديت- كرينكارتن للمثال-4

- كما يتم تحديد منطقة الجريان الشعاعي اللانهائي(USS) ، التي تظهر كخط أفقي على الرسم.

3- ملاحظة بيانات المشتقة:

لاحظ أنه على عكس استعمال وقت الإغلاق Δt، فإن البيانات المشتقة لا تنحرف عن الخط الأفقي في نهاية الفحص. وهذا يسمح لنا باستعمال جميع البيانات بعد نهاية مدة تخزين البئر (WBS).

4- الخطوات المتبقية في الحل باستعمال الوقت المكافئ تكون مشابهة تمامًا لتلك التي تُستخدم مع وقت الإغلاق Δt .

5- تطابق المنحنيات:

يظهر تطابق المنحنيات في الشكل 9-27، والنتائج التي نحصل عليها تكون مشابهة تمامًا لتلك التي تم الحصول عليها في الحالة الأولى باستعمال وقت الإغلاق Δt.

9-2-3 طريقة تياب، تقنية التوليف المباشر Tiab's direct synthesis (TDS) technique

ذكر كرينكارتن- 2008 ، أن هنالك حقيقتين هامتين أحدثت ثورة في تفسير فحوصات الآبار، وهما :

1- إدخال مشتقة الضغط في عام 1983.

2- و إدخال طريقة فك الالتفاف *(Deconvolution)* في تفسير فحوصات الآبار و سنأتي عليها لاحقًا.

وفي عام 2018، أضاف إيسكوبار *(Escobar)* حقيقة ثالثة وهي اضافة طريقة أو تقنية تياب *(Tiab's direct synthesis technique TDS)* لتفسير فحوصات الآبار، التي تم تطويرها عبر الفترة الزمنية من 1993 إلى 1995.

9-2-3-1-اساس تقنية تياب:*TDS - Tiab*

تقنية تياب *(TDS)* هي تقنية شاملة في تفسير فحوصات الآبار، طوّرها تياب *(Tiab)* في عام 1989. تأخذ بنظر الاعتبار تفسير أطوار الجريان الرئيسة الثلاث: الجريان غير المستقر *(USS)*، الجريان شبه المستقر*(PSS)* و الجريان المستقر*(SS)* ، إضافة إلى فترة تأثير تخزين البئر .

تُعد التقنية هذه شاملة وفعّالة، وتقدم حلاً عمليًا مدعومًا بالحل التحليأتي *(Practical and analytical solution)*، مما يسهل تفسير فحوصات الآبار واستخراج خصائص المكمن. الطريقة سهلة ومباشرة في التفسير ولا تتطلب منحنيات نظرية معقدة ولا تطابق يدوي .

الطريقة تعتمد نقاط محددة تسمى "العلامات" أو "بصمات التفسير"*(Fingerprints)* و التي يتم قراءتها على رسم بياني لوغاريتمي لعلاقة فرق الضغط Δp ودالة مشتقة الضغط$(t*\Delta p')$ ليمثل الإحداثي الصادي و الوقت ليمثل الإحداثي السيني. هذه النقاط تدخل في معادلات محددة لحساب خواص المكمن.

9-2-3-2 ميزات تقنية تياب:

-عدم الحاجة للتطابق اليدوي : إذ أن طرائق التطابق في بعض الأحيان و بسبب تقارب المنحنيات قد تؤدي إلى ضعف الدقة في تحديد معاملات التطابق و هذا يؤدي إلى شكوك و عدم يقين في النتائج. فمثلا ، قد يتسبب انحراف مقداره 1 ملم عن أقرب منحنى للتطابق في حدوث فرق بالضغط يصل إلى *psi* 200 في المنطقة المتأخرة من الفحص و 5 *psi* في المنطقة المبكرة .

- سهولة التطبيق: عبر استعمال العلامات *Fingerprints* ، يصبح من الممكن تحديد خصائص المكمن بسرعة ودقة دون الحاجة إلى منحنيات نظرية معقدة .

- شمولية التقنية: تتيح تقنية تياب *TDS* التفسير الكامل لكافة الأطوار الجريانية ، مما يجعلها أداة قوية في تفسير فحوصات الآبار و في ظروف مختلفة.

9-2-3-3 تفسير الفحص بطريقة تياب

تياب Tiab قدم لكل طور جريان flow regime او لكل مدة جريان flow period حلا منفصلا وكما يأتي :

A- الفترة الزمنية (المدة) المبكرة من الفحص ETR-Early Time Region

المعادلة التي تصف سلوك الضغط للمنطقة المبكرة من الفحص ETR عند تاثير تخزين البئر WBS تكتب بالصيغة ادناه :

$$P_D = \frac{t_D}{C_D}$$

لحساب عامل تخزين البئر C ، نتبع الخطوات الاتية:

1- رسم بيانات الفحص على احداثيات لوغاريتمية(log-log scale) . الأحداثي الصادي يمثل فرق الضغط Δ p و مشتقة الضغط مضروبة في الوقت ($t*\Delta p'$) و الأحداثي السيني يمثل الوقت t .

2- تحديد النقاط التي تمثل تأثير تخزين البئر WBS و التي تقع على خط مستقيم بميل واحد او بزاوية 45^o .

3- نختار نقطة على الخط المستقيم من الخطوة 2 و نحدد احداثياتها : (Δp ،t) ($t*\Delta p'$، t) .

4- حساب عامل تخزين البئر C من المعادلة الاتية:

$$C = \left(\frac{QB}{24}\right) \frac{t}{t * \Delta P'}$$

و لكون مشتقة الضغط تساوي فرق الضغط عند منطقة تخزين البئر(الخطان متطابقان) فيمكن ايضا حساب عامل تخزين البئر C من المعادلة الاتية:

$$C = \left(\frac{QB}{24}\right) \frac{t}{\Delta P}$$

B- الفترة الزمنية (المدة) المتوسطة من الفحص MTR Middle Time Region-

المعادلة التي تصف سلوك الضغط في المدة الوسطى من الفحص MTR او منطقة الجريان اللامستقر USS هي :

$$P_{Dr} = 0.5\left\{ \ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right)_r + 0.80907 + \ln\left[C_D e^{2s}\right]\right\} \quad \text{---------} \quad 50$$

ان الرمز r يشير الى الجريان الشعاعي radial flow . باشتقاق طرفي المعادلة رقم-50 اعلاه وبالترتيب فان دالة مشتقة الضغط اللابعدي للاساس t_D/C_D في مدة الفحص الوسطى تساوي ثابت و كالتالي:

$$\left[\left(\frac{t_D}{C_D}\right) P_D{}'\right]_r = \frac{1}{2} \quad \text{---------} \quad 51$$

إذ ان مشتقة الضغط اللابعدي تساوي:

$$P_D{}' = dP_D/dt_D = \left(\frac{kh}{141.2q\mu B}\right) dP \Big/ \left(\frac{0.0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) dt \quad \text{----------} \quad 52$$

بالتبسيط تصبح:

$$P_D{}' = \left(\frac{26.856 r_w^2 \phi c_t h}{qB}\right)\Delta P' \quad \text{---------} \quad 53$$

و بضرب طرفي المعادلة-53 بـ t_D/C_D و من ثم التعويض عن المعاملات اللابعدية بما يساويها في الطرف الايسر ينتج:

$$\left(\frac{t_D}{C_D}\right)P_D{}' = \frac{kh(t * \Delta P')}{141.2Q\,\mu B} \quad \text{---------} \quad 54$$

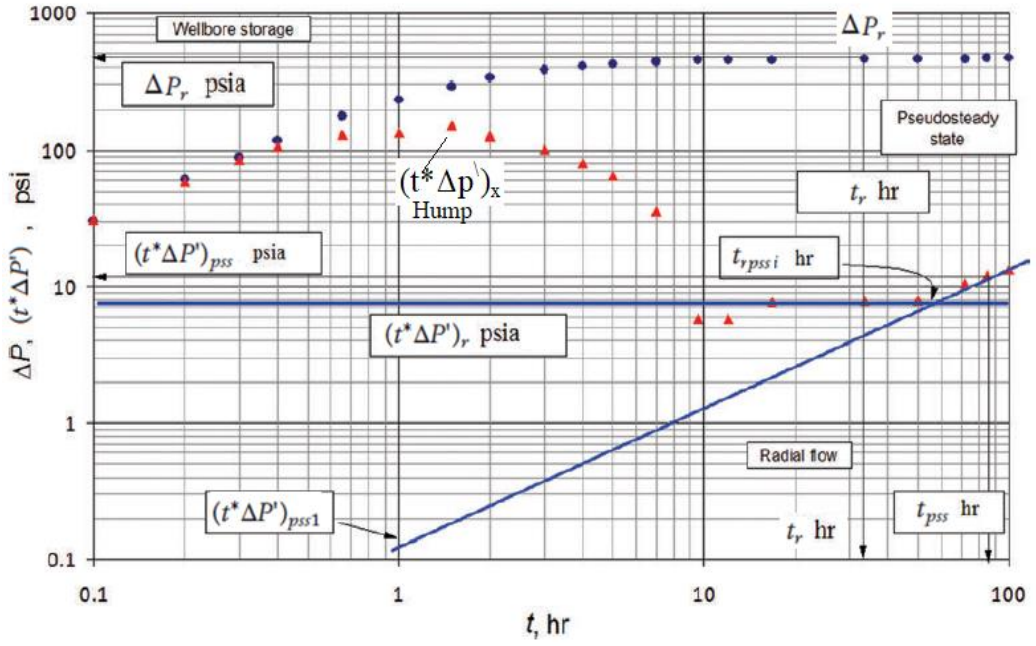
و من مساواة المعادلتين 51 و 54 وبالترتيب فيمكن حساب نفاذية الطبقة المكمنية كالاتي :

$$k = \frac{70.6Q\,\mu B}{h(t * \Delta P')_r} \quad \text{---------} \quad 55$$

لحساب النفاذية باستعمال المعادلة-55 يتطلب ذلك تحديد $(t * \Delta p')_r$ و ذلك عبر :

1- استعمال الرسم اللوغاريتمي المذكور في الخطوة رقم-1 من الفقرة السابقة إذ نرسم خط مستقيم أفقي يمر بنقاط منطقة الجريان الشعاعي اللامستقر.

2- نختار أي نقطة مناسبة تقع على الخط الأفقي و نبحث عن القيمة المقابلة لها على المحور الصادي و التي تمثل دالة مشتقة الضغط $(t * \Delta p')_r$ (الشكل 9-28) و نعوضها في المعادلة-55 لحساب النفاذية.



الشكل 9-28 توضيح لطريقة تياب TDS

للسهولة فمن الممكن تحديد بداية فترة Starting time -t_{sr} تشكُّل خط الجريان اللامستقر الافقي عبر تطبيق الصيغة الاتية:

$$t_{sr} = \frac{\mu\, C}{6.9 \times 10^{-5} kh}\left[\ln\left(\frac{0.8935C}{\phi c_t h r_w^2}\right) + 2s\right] \quad \text{---------- 56}$$

و توصل تياب إلى امكانية ربط أعلى قيمة للتحدب في منحنى مشتقة الضغط $(t*\Delta p')_x$ او ما يعرف بالذروة Hump مع معاملات المكمن المختلفة مثل النفاذية (k) و عامل تخزين البئر (C)و عامل القشرة (s) .ان الذروة او التحدب Hump تُمثل نهاية تأثير تخزين البئر و نقطة التحول باتجاه تأثير الجريان الشعاعي اللامستقر.

فيمكن حساب نفاذية الطبقة المكمنية بناءً على الذروة Hump كما يأتي:

$$k = \left(\frac{70.6 Q\mu B}{h}\right)\frac{1}{(0.014879 QB/C)\, t_x - (t*\Delta P')_x} \quad \text{---------- 57}$$

إذ ان $(t*\Delta p')_x$ و t_x تمثل احداثيات أعلى قيمة لتحدب المنحني من الرسم في الشكل 9-28.

لاحظ ان النفاذية التي تُحسب من المعادلة رقم-57 ، لا تحتاج الى معلومات الفحص في منطقة الجريان الشعاعي او المدة المتوسطة من الفحص و تحتاج فقط لبيانات الفحص عبر مدة قصيرة من تنفيذ الفحص .

يجب استعمال هذه المعادلة لحساب k فقط عندما لم يظهر خط الجريان الشعاعي المؤثر اللانهائي , كما هو الحال في الفحص القصير، أو إذا كان هناك الكثير من الضوضاء (التذبذب) في قيم مشتقة الضغط في الوقت المتأخر.

- في حال عدم ظهور منطقة تاثير تخزين البئر على الرسم اللوغاريتمي (خط الميل الواحد) بشكل واضح ، فان معامل تخزين جوف البئر C يُحسب من بيانات المنطقة الانتقالية و منطقة الجريان الشعاعي و كما يأتي :

$$C = \frac{0.014879\, QBt_x}{(t*\Delta P')_x + (t*\Delta P')_r} \quad \text{---------- 58}$$

هنا نحتاج لتحديد قيمة $(t*\Delta p')_r$ عند منطقة الجريان الشعاعي غير المستقر USS و تحديدها يكون اما من الرسم او من المعادلة ادناه :

$$(t*\Delta P')_r = \frac{70.6\, Q\,\mu B}{k\ h} \quad \text{---------- 59}$$

ومن ثم تعويضها في المعادلة رقم-58 لحساب C.

لاحظ : أن سطح التحدب عادة ما يكون مسطحًا flat، مما يجعل تحديد أعلى نقطة ليس خيارا وحيدا.

اشترط تياب عند استعمال العلاقات اعلاه في ان تكون قيمة $C_D e^{2s} > 100$.

- حساب النفاذية بمعلومية معامل تخزين جوف البئر C و كما يأتي:

$$k = 4745.36\frac{\mu C}{ht_x}\left\{\frac{(t*\Delta P')_x}{(t*\Delta P')_r}+1\right\} \quad \text{--------- 61}$$

- حساب عامل القشرة بمعلومية النفاذية و كما يأتي:

$$s = 0.5\left(\frac{\Delta P_r}{(t*\Delta P')_r} - \ln\left[\frac{k\,t_r}{\phi\mu c_t r_w^2}\right] + 7.43\right) \quad \text{--------- 62}$$

- او حساب عامل القشرة من احداثيات نقطة تقاطع الخط الافقي USS مع الخط المائل لتخزين البئر WBS ،كما يأتي:

$$s = 0.171\left(\frac{t_x}{t_i}\right)^{1.24} - 0.5\ \ln\left(\frac{0.8935C}{\phi\, hc_t r_w^2}\right) \quad \text{---------- 80a}$$

$$s = 0.921\left(\frac{(t*\Delta P')_x}{(t*\Delta P')_i}\right)^{1.1} - 0.5\ \ln\left(\frac{0.8935C}{\phi hc_t r_w^2}\right) \quad \text{-------- 80b}$$

في المعادلتين اعلاه ، إذ تم ادخال تاثيري قيمة المشتقة لأعلى التحدب على منحني مشتقة الضغط $(t*\Delta p')_x$ و قيمة التقاطع ما بين خط الميل الواحد لمنطقة الجريان شبه المستقر PSS و الخط الافقي لمنطقة الجريان اللامستقر USS والتي تتمثل بـ $(t*\Delta p')_i$, فيجب ان تكون القيمتان لعامل القشرة متساوية والا يُفضل تغيير احداثيات قيمة اعلى التحدب Maximum x و اعادة الحساب في كلا المعادلتين ولحين تطابق النتائج.

i تعني تقاطع (intercept).

لاحظ: ان المصطلحان التاليان متساويان $(t*\Delta p')_i = (t*\Delta p')_{ri}$ و يمثلان قيمة مشتقة الضغط عند تقاطع خطي تخزين البئر و الجريان الشعاعي اللامستقر.

- يمكن ان نحدد قيمة الوقت t_r عند اي نقطة على الخط الافقي للجريان الشعاعي و نقرأ قيمة $(t*\Delta p')_r$ و $(\Delta p)_r$ المقابلة له . بعدها بالامكان حساب ميل الخط المستقيم **m** لمنطقة الجريان الشعاعي في الطريقة التقليدية نصف لوغاريتمية و كما يأتي:

$$m = 2.303(t*\Delta P')_r$$

هذا سيجنبنا الحاجة الى حساب قيمة الميل m من الرسم في الطريقة الخطية التقليدية نصف لوغاريتمية. من ثم نحسب فرق ضغط عامل القشرة ΔP_s كما يأتي:

$$\Delta P_s = |2(t*\Delta P')_r|s, \begin{cases} \text{if } s>0 \rightarrow \Delta P_s>0 \\ \text{if } s<0 \rightarrow \Delta P_s<0 \end{cases} \quad \text{--------- 63}$$

C- الفترة الزمنية (المدة) المتاخرة من الفحص Late Time Region-LTR

في حال كان الفحص عاديًا وامتدت مدة الفحص بما يكفي للوصول إلى حدود المكمن، أي لمنطقة طور الجريان شبه المستقر(Pseudo Steady State-PSS)، فإن نقاط مشتقة الضغط لبيانات

الفحص ستاخذ شكل خطًا مستقيمًا بميل الواحد اي مائلًا بزاوية 45^o ، مماثل لخط تخزين البئر WBS لكن عند المدة المتاخرة من الفحص (الشكل 9-29) .

- المعادلة التي تصف سلوك الضغط لمنطقة الجريان شبه المستقر Pseudo steady state- PSS في مكمن متناهي Finite reservoir اي عند منطقة LTR هي :

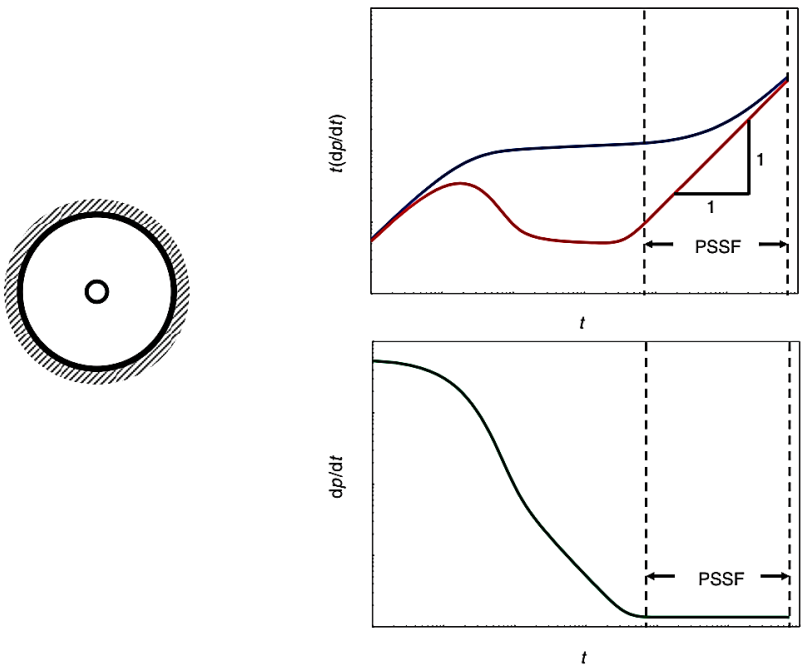
$$p_i - p_{wf} = \Delta P = \left(\frac{0.23396QB}{Ah\phi c_t}\right)t + \frac{162.6QB\mu}{kh}\log\left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2}\right) \quad \text{--------- 64}$$

مشتقة دالة فرق الضغط تساوي :

$$\frac{d\Delta P}{dt} = \Delta P' = \frac{0.2334\,Q\,B}{A\,h\phi c_t} \quad \text{--------- 65}$$

بضرب طرفي المعادلة-65 بالزمن t و اخذ اللوغاريتم لطرفي المعادلة ينتج :

$$\log(t * \Delta P') = \log t + \log\frac{0.2334\,Q\,B}{A\,h\phi c_t} \quad \text{--------- 66}$$



الشكل 9-29 بئر عمودي في مركز مكمن دائري يوضح منطقة الجريان شبه المستقر PSS للرسم التشخيصي (دالة مشتقة الضغط) والرسم بمشتقة الضغط dp/dt

- المعادلة-66 تمثل علاقة خط مستقيم بميل الواحد عند رسم مشتقة الضغط لبيانات الفحص مع الوقت لمنطقة الجريان شبه المستقر PSS على احداثيات لوغاريتمية. قيمة تقاطع هذا الخط

المستقيم مع الإحداثي الصادي عند t =1 hr يساوي $(t * \Delta p)_{pss1}$.القيمة هذه تُساعد في حساب مساحة منطقة تصريف البئر كما في المعادلة ادناه:

$$(t * \Delta P')_{pss1} = \frac{0.2334\,Q\,B}{A\,h\phi c_t} \text{ --------- } 67$$

4-3-2-9 استعمال المعاملات اللابعدية

- ان معادلة سلوك الضغط للمعاملات اللابعدية في منطقة الجريان شبه المستقر بدلالة الزمن اللابعدي للمساحة t_{DA} كالتالي :

$$P_D = 2\pi t_{DA} + \frac{1}{2}\ln\left(\frac{A}{r_w^2}\right) + \ln\left(\frac{2.2458}{C_A}\right) \text{ --------- } 68$$

باشتقاق طرفي المعادلة-68 للاساس t_{DA} ينتج :

$$dP_D/dt_{DA} = P_D' = 2\pi. \text{ --------- } 69$$

و بضرب طرفي المعادلة-69 بـ t_{DA} تصبح دالة مشتقة الضغط اللابعدي لمنطقة الجريان شبه المستقر تساوي:

$$t_D * P_D' = 2\pi t_{DA} \text{ --------- } 70$$

في حين ان دالة مشتقة الضغط اللابعدي لمنطقة الجريان الشعاعي غير المستقر تساوي:

$$(t_D * P_D')_r = \frac{1}{2} \text{ --------- } 71$$

اعتبر تياب **Tiab** ان نقطة تقاطع كلا المعادلتين 70 و 71 اعلاه اي بمساواتهما ينتج:

$$t_D * P_D' = (t_D * P_D')_r \text{ ---------- } 72$$

$$2\pi t_{DA} = \frac{1}{2} \text{ --------- } 73$$

و هذا سيمكننا من حساب بعض المعاملات الداخلة في المعادلة-73 مثل حساب مساحة منطقة التصريف او الحجم المسامي للمكمن و غيرها كما يأتي :

A- لحساب مساحة منطقة تصريف البئر (Drainage Area)، اقترح تياب Tiab استعمال نقطة التقاطع t_{rpssi} (كما موضح في الشكل 9-28) بين الخط المستقيم المائل بزاوية 45^o لمنطقة الجريان شبه المستقر (PSS) و الخط المستقيم الأفقي الذي يمثل منطقة الجريان اللامستقر الشعاعي (USS) لحساب مساحة منطقة التصريف من العلاقة الاتية:

$$A = \frac{kt_{rpssi}}{301.77\phi\mu c_t} \text{ --------- } 74$$

B- جاكون Chacon et al.(2004) استفاد من علاقات تياب Tiab's correlations **و** اقترح حساب المساحة ايضا عبر تحديد نقطة لا على التعيين تقع على الخط المستقيم بميل الواحد(زاوية 45 درجة) في منطقة الجريان شبه المستقر (PSS) و تسجيل احاثياتها t_{pss} &$(t*\Delta p')_{pss}$ ، ثم يَحسُب مساحة منطقة التصريف كالتالي:

$$A = \frac{0.234qBt_{pss}}{\phi c_t h\ (t*\Delta P')_{pss}} \text{ --------- } 75$$

C- بنفس التوجه و عند مد الخط المستقيم بميل الواحد(زاوية 45 درجة) لمنطقة الجريان شبه المستقر (PSS) و تقاطعه مع الاحداثي الصادي عند t=1 hr. ، نسجل ما يقابله من قيمة دالة مشتقة الضغط $(t*\Delta p')_{pss1}$ كما في الشكل9-28 . إذ ان p_{ss1}- Pseudo steady state at 1 hr. . و نحسب المساحة ايضا كما في ادناه:

$$A = \frac{0.234qB}{\phi c_t h\ (t*\Delta P')_{pss1}} \text{ --------- } 76$$

بصورة عامة فان المعادلتين 75 و 76 تُستخدمان فقط لظروف المكامن المغلقة و لاي شكل هندسي - Closed boundary reservoirs of any geometrical shape .

D- ان نقطة التقاطع (Intercept) بين خط الميل الواحد لمنطقة الجريان شبه المستقر (PSS) والخط الأفقي لمنطقة الجريان اللامستقر (USS) و التي تمثل $(t*\Delta p')_{rpi}$ يُستفاد منها أيضًا في حساب النفاذية كما يأتي:

$$(t*\Delta P')_{rpi} = \frac{70.6q\mu B}{kh} \text{ ---------- } 77$$

إذ ان دالة مشتقة الضغط متساوية لكلا الخطين عند نقطة التقاطع :

$$(t*\Delta P')_{rpi} = (t*\Delta P')_r \text{ ---------- } 78$$

فيمكن ان نعوض $(t*\Delta p')_r$ في المعادلة رقم77 لايجاد النفاذية.

E- او يمكن حساب النفاذية باستعمال وقت التقاطع t_i ما بين خط الميل الواحد لمنطقة الجريان شبه المستقر (PSS) مع الاحداثي السيني و كما يأتي:

$$k = \frac{1695\mu C}{ht_i} \text{ ---------- } 79$$

9-2-3-5 خطوات تفسير فحوصات الابار بتقنية تياب :

1- لكل نقطة من نقاط الفحص نجد لها فرق الضغط و مشتقة الضغط و نرسم البيانات على ورق لوغاريتمي لعلاقة ΔP&$(t*\Delta P')$ vs t.

2- نرسم ثلاث خطوط ان كان ذلك ممكنا ، كما في الشكل9-28 وهي :

- خط الميل الواحد الذي يمر ببيانات فترة الفحص المبكرة ETR (منطقة تاثير تخزين البئر).

- الخط الافقي الذي يمر ببيانات فترة الفحص المتوسطة MTR (منطقة الجريان الشعاعي).

- الخط المائل الذي يمر ببيانات فترة الفحص المتاخرة LTR (منطقة الجريان شبه المستقر).

3- عبر الفترة المبكرة للفحص ETR-early time region نعين اي نقطة على خط الميل الواحد ونحدد احداثياتها التي هي ***(ΔP، t)*** ثم نحسب معامل تخزين جوف البئر البعدي و الذي يساوي:

$$C = \left(\frac{Q\,B}{24}\right)\frac{t}{\Delta P} \quad \text{--------} \quad 81$$

3- عبر الفترة المتوسطة MTR -الجريان الشعاعي وبعد رسم الخط الافقي نحدد نقطة على الخط الافقي ونجد ما يقابله بالاحداثي الصادي اي نجد $(t^*\Delta P')_r$ ونجد ايضا t_r ، $(\Delta P)_r$ الشكل9-28 و من ثم حساب قيمة النفاذية وعامل القشرة و كما يأتي:

$$k = \frac{70.6Q\,\mu B}{h(t*\Delta P')_r} \quad \text{--------} \quad 82$$

$$s = 0.5\left(\frac{\Delta P_r}{(t*\Delta P')_r} - \ln\left[\frac{k\,t_r}{\phi\mu c_t r_w^2}\right] + 7.43\right) \text{----------} \quad 83$$

4- عبر الفترة المتأخرة من الفحص MTR ،الجريان شبه المستقر وبعد رسم الخط المائل (زاوية 45 درجة) الذي يمر بنقاط الفحص نحدد نقطة على الخط المائل ونجد احداثياتها t_{pss}، $(t^*\Delta P')_{pss}$. نمد الخط المائل ليتقاطع مع الخط الافقي بنقطة نسجل لها قيمة t_{rpssi} ونستمر بمد الخط المائل ليقاطع مع الاحداثي الصادي عند t=1hr و عند القيمة $(t^*\Delta P')_{pss1}$.

5- من المعلومات في الفقرة الرابعة نحسب مساحة منطقة التصريف للبئر من المعادلات 74 ، 75 و 76 .

تتميز تقنية تياب بتمكين المفسر من احتساب المعاملات الأساسية مثل النفاذية، عامل تخزين البئر، عامل القشرة، ومساحة منطقة تصريف البئر نصف قطر البحث r_i باستعمال أكثر من صيغة والتي تعتمد على خبرة المفسر .

مثال- 5 بيانات فحص هبوط الضغط و مشتقة الضغط لبئر نفطي أُدرجت في الجدول9-6 ادناه ، معلومات البئر والمائع كما يأتي:

r_w = 0.267 ft	q = 250 BPD	μ = 1.2 cp	
c_t = 26.4 × 10^{-5}psi^{-1}	h = 16 pies	ϕ = 18%	B = 1.229 bbl/BF

t, h	P_{wf}, psia	DP, psia	t^*DP', psia/h	t, h	P_{wf}, psia	DP, psia	t^*DP', psia/h
0.00	2733	0		5	2312	421	65.42
0.10	2703	30	31.05	7	2293	440	35.32
0.20	2672	61	58.95	9.6	2291	442	5.86
0.30	2644	89	84.14	12	2290	443	5.85
0.40	2616	117	106.30	16.8	2287	446	7.63
0.65	2553	180	129.70	33.6	2282	451	7.99
1.00	2500	233	135.15	50	2279	454	7.94
1.50	2440	293	151.90	72	2276	457	10.50
2.00	2398	335	127.26	85	2274	459	12.18
3.00	2353	380	102.10	100	2272	461	13.36
4.00	2329	404	81.44				

جدول9-6 بيانات الفحص للمثال-5

احسب :- النفاذية k ، عامل القشرة s ، مساحة منطقة تصريف البئر A و كفاءة الجريان Flow effeceincy FE مستخدما الطريقة التقليدية و طريقة تياب TDS ؟؟

- وضح فيما لو ان مستوى المائع في الفراغ الحلقي Annulus قد ارتفع او قلّ ؟؟ علما ان القطر الخارجي للانبوب 2 inch والقطر الداخلي لبطانة البئر 5 inch.

الحل:

الطريقة التقليدية(النصف لوغاريتمية):

- تتضمن الرسمين الاتية :

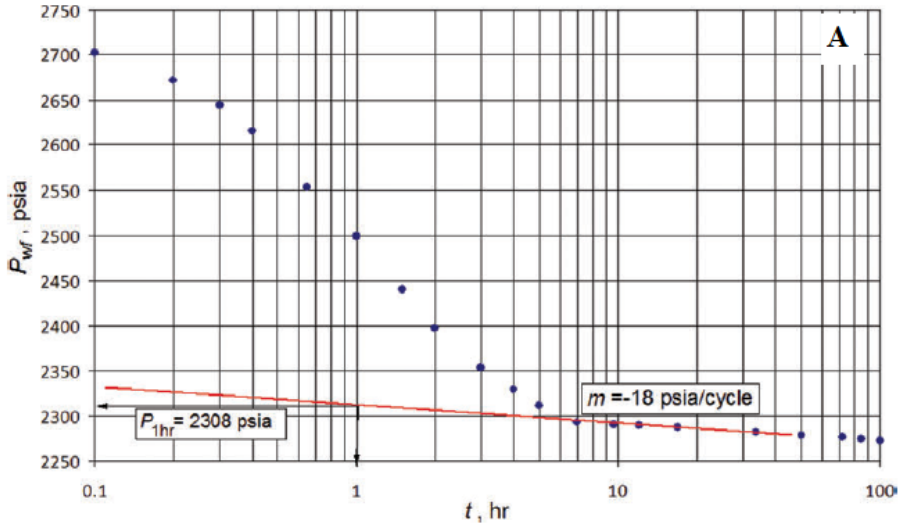
الرسم الاول النصف لوغاريتمي لمنطقة الجريان الشعاعي اللامتناهي الشكل9-A-30

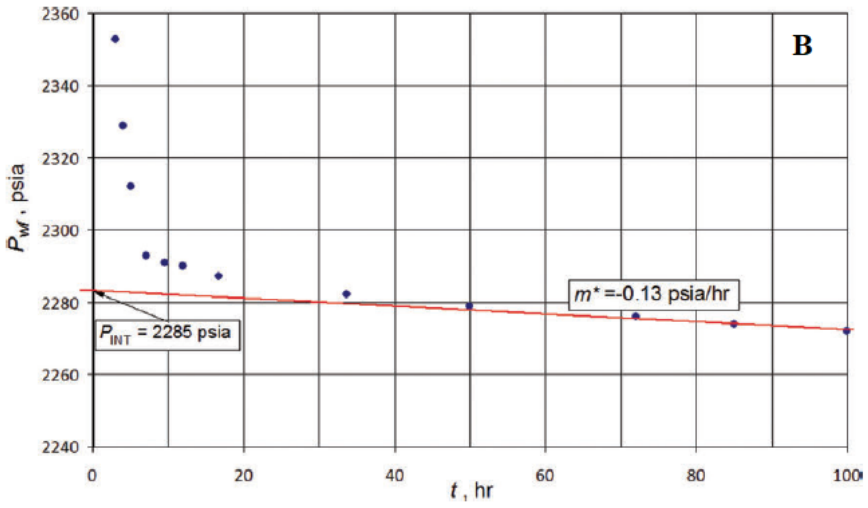
و الرسم الثاني باحداثيات عادية للجريان شبه المستقر كما في الشكل9-B-30.

- من الشكل9-A-30 النصف لوغاريتمي نحدد ميل الخط المستقيم و يساوي m=18 psi/cycle وتقاطع المستقيم مع الاحداثي الصادي عند t=1 hr. يساوي P_{1hr}=2308 psi و منهما تُحسب النفاذية و عامل القشرة كما يأتي:

$$k = \left| \frac{162.6 Q \mu B}{m h} \right|$$

$$k = \left| \frac{162.6\ (250)(1.2)(1.229)}{(-18)(16)} \right| = 208 \text{ md}$$





الشكل 9-30 رسم بيانات هبوط الضغط على احداثيات نصف لوغاريتمية الرسم A و على احداثيات عادية الرسم B للمثال-5

$$s = 1.1513\left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$s = 1.1513\left[\frac{2308 - 2733}{-18} - \log\left(\frac{208}{0.18(1.2)(26.4\times10^{-5})(0.267)^2}\right) + 3.23\right] = 22.15$$

فرق الضغط المفقود من جراء عامل القشرة يساوي:

$$\Delta P_s = |0.87(m)|s$$

$$\Delta P_s = |0.87(-18)|22.15 = 346.7 \text{ psia}$$

- كفاءة الجريان Flow Effeceincy-FE تساوي:

$$FE = \frac{J}{J_{ideal}} = 1 - \frac{\Delta P_s}{\overline{P} - P_{wf}}$$

$$FE = 1 - \frac{346.9}{2733 - 2272} = 24.75\,\%$$

- من الرسم البياني باحداثيات عادية - الشكلB-30-9 نجد ميل الخط المستقيم m* = - 0.13 psi/hr، و وقت الدخول الى منطقة الجريان شبه المستقر ويساوي t_{pss} = 50 hrs.، و تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي عندما t=0 hr. و يساوي P_{int} = 2285 psi .

اذن مساحة منطقة تصريف البئر A بالايكر-Acres تساوي :

$$A = -\frac{0.234QB}{\phi h c_t m^*} = -\frac{0.234(250)(1.229)}{(0.18)(16)(26.4 \times 10^{-5})(-0.13)} = 727391.1 \text{ ft}^2 = 16.7 \text{ Ac}$$

- حساب معامل الشكل الهندسي - معامل ديتز كالتالي:

$$C_A = 5.456\frac{m}{m^*}e^{2.303\frac{P_{1hr}-P_{INT}}{m}}$$

$$C_A = 5.456\frac{-18}{-0.13}e^{\left[\frac{2.303(2308-2285)}{-18}\right]} = 39.82$$

من الجدول9-7 و لقيمة C_A=39.82 فمن المحتمل ان يكون شكل المكمن: الدائري او الشكل السداسي او مربع. او يمكن ان نحدد الشكل الهندسي من حساب الزمن اللابعدي عند بداية الدخول الى منطقة طور الجريان شبه المستقر Pseudo steady state اي عند t = 50 hrs وحسب المعادلة ادناه:

$$(t_{DA})_{pss} = 0.1833\frac{m^*}{m}t_{pss}$$

$$(t_{DA})_{pss} = 0.1833\frac{-0.13}{-18}50 = 0.066 \approx 0.1$$

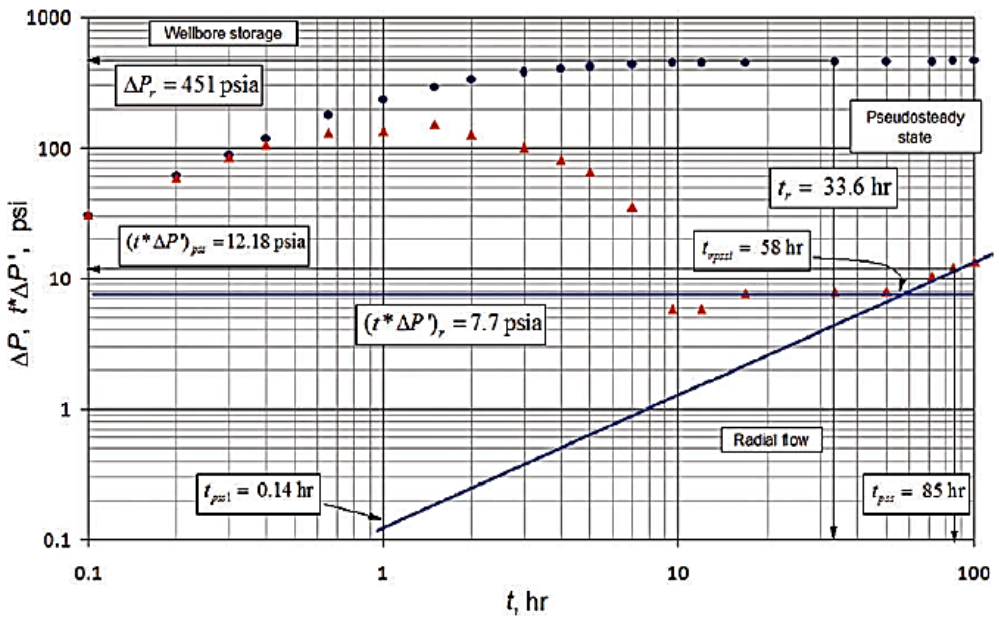
و حسب الجدول 9-7 يكون الشكل الهندسي للمكمن اقرب ايضا ما يكون الى اما الدائري او السداسي او المربع.

الحل بتقنية تياب TDS

1- من الشكل اللوغاريتمي رقم9-31 للضغط و لمشتقة الضغط مع الزمن نجد ما يأتي وحسب التعاريف التي ذُكرت سابقا :

In bounded Reservoirs	C_A	Exact for t_{DA} >		C_A	Exact for t_{DA} >
	31.62	0.1		0.5813	2.0
	31.6	0.1		0.1109	3.0
	27.6	0.2		5.379	0.8
60°	27.1	0.2		2.6896	0.8
1/3 1	21.9	0.4		0.2318	4.0
	0.098	0.9		0.1155	4.0
	30.8828	0.1		2.3606	1.0
			Vertical-Fractured reservoirs	Use $(Xe/Xf)^2$ in place of A/rw^2 for fractured reservoirs	
	12.9851	0.7	xf/xe=0.1	2.6541	0.175
	4.5132	0.6	xf/xe=0.2	2.0348	0.175

جدول9-7 معامل الشكل الهندسي (معامل ديتز) للمكمن



الشكل 9-31 رسم بيانات هبوط الضغط على احداثيات لوغاريتمية طريقة تياب للمثال-5

$(t^*\Delta P')_r = 7.7$ psi $\quad t_r = 33.6$ hrs

$(t^*\Delta P')_{pss} = 12.18$ psi $\quad t_{pss} = 85$ hrs

$(t^*\Delta P')_{pss1} = 0.14$ psi $\quad t_{rpi} = 58$ hrs

$\Delta P_r = 451$ psi

2- حساب النفاذية كما يأتي :

$$k = \frac{70.6q\mu B}{h(t * \Delta P')_r} = \frac{70.6(250)(1.2)(1.229)}{(16)(7.7)} = 211.3 \text{ md}$$

3- حساب عامل القشرة كما يأتي :

$$s = 0.5\left(\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln\left[\frac{k\, t_r}{\phi\mu c_t r_w^2}\right] + 7.43\right)$$

$$s = 0.5\left[\frac{451}{7.7} - \ln\left(\frac{211.3(33.6)}{0.18(1.2)(26.4 \times 10^{-5})(0.267^2)}\right) + 7.43\right] = 22.4$$

4- حساب مساحة منطقة تصريف البئر بثلاث طرائق كالتالي :

$$A = \frac{kt_{rpssi}}{301.77\phi\mu c_t}$$

$$A = \frac{211.3(58)}{301.77(0.18)(1.2)(26.4 \times 10^{-5})(43560)} = 16.35 \text{ Ac}$$

$$A = \frac{0.234qBt_{pss}}{\phi c_t h\ (t * \Delta P')_{pss}}$$

$$A = \frac{0.234(250)(1.229)(85)}{(0.18)(26.4 \times 10^{-5})(16)(12.18)(43560)} = 15.15 \text{ Ac}$$

$$A = \frac{0.234qB}{\phi c_t h\ (t * \Delta P')_{pss1}}$$

$$A = \frac{0.234(250)(1.229)}{(0.18)(26.4 \times 10^{-5})(16)(0.14)(43560)} = 15.5 \text{ Ac}$$

5- حساب معامل تخزين جوف البئر C إذ نحدد نقطة على خط الميل الواحد في الشكل 9-31 ونقرأ احداثياتها و لتكن t=0.2 hr يقابلها ΔP=59 psi اذن المعامل C يساوي :

$$C = \left(\frac{Q\,B}{24}\right)\frac{t}{\Delta P}$$

$$C = \frac{(250)(1.229)}{24}\frac{0.2}{59} = 0.0434 \text{ bbl/psia}$$

6- حساب سعة الفراغ الحلقي :

$$V_u = \left(\frac{\rho}{144}\right)C = \left(\frac{42.5}{144}\right)0.0434 = 0.0128 \text{ bbl/ft}$$

7- حساب السعة النظرية للفراغ الحلقي يساوي:

$$V_u = 0.0009714(ID_{csg}^2 - OD_{tbg}^2)$$

$$V_u = 0.0009714(5^2 - 2^2) = 0.0204 \text{ bbl/ft}$$

بالمقارنة بين السعتين فان مستوى المائع في هبوط .

مناقشة النتائج:

1- تم استعمال رسمين لتفسير الفحص بالطريقة التقليدية في حين استخدم رسم بياني لوغاريتمي واحد بتقنية تياب للغرض نفسه.

2- قيم النفاذية المحسوبة بالطريقتين متقاربة فالطريقة التقليدية k=208 md و بتقنية تياب k=211 md.

3- قيم عامل القشرة المحسوبة بالطريقتين متقاربة بالطريقة التقليدية s=22.15 و بتقنية تياب s=22.4.

4- قيم مساحة منطقة تصريف البئر بالطريقتين متقاربة ففي الطريقة التقليدية المساحة تساوي A=16.7 acre و بتقنية تياب و لتقارب المساحات الثلاث فالمعدل الحسابي يساوي A=15.7 acre. و لما كانت المعلومات التي توفرت من الطريقة الاعتيادية التقليدية تُفيد بان شكل منطقة التصريف هي دائرية فالمساحة الانسب من طريقة تياب هي A=16.35 Ac .

1 Acre = 43,560 square feet (sq ft).

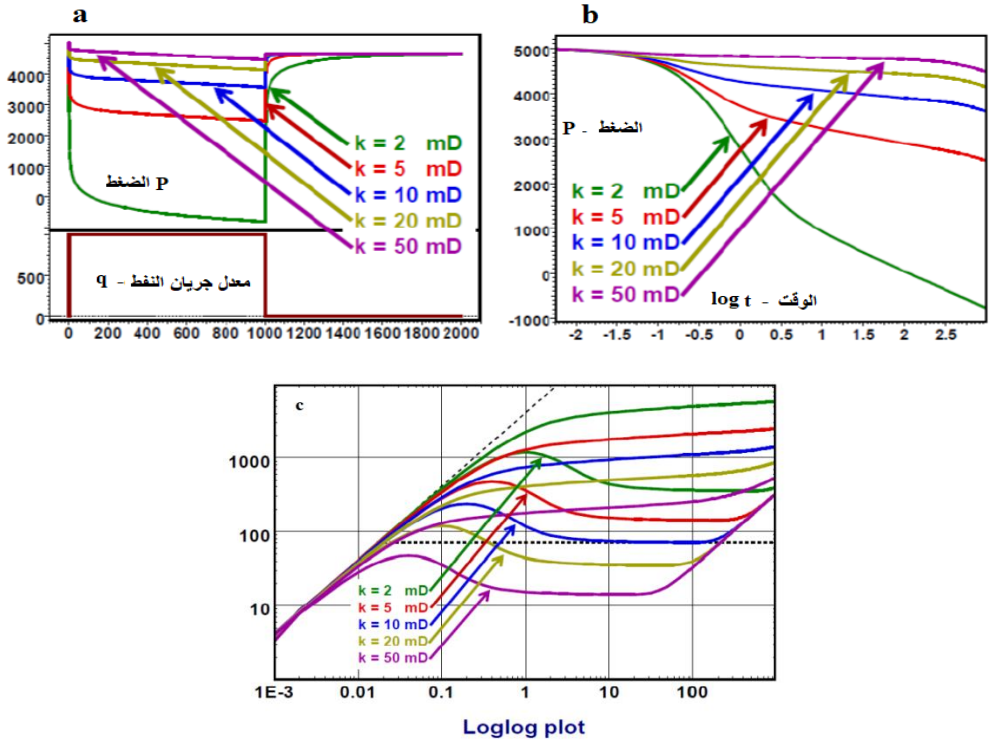
5- لاحظ وحسب النتائج اعلاه تظل الطريقة التقليدية فعالة ما لم تكن هنالك صعوبة في تحديد منطقة الجريان الشعاعي فتصبح غير فعالة .

6- ايضا نلاحظ من الرسم البياني فهنالك تاثير واضح لمعاملي القشرة و تخزين البئر (المنطقة الانتقالية) على شكل المنحني والنتائج اكدت ذلك إذ ان عامل القشرة عالي مما تسبب بمقاومة لجريان البئر مقدارها ΔP_{skin}=347 psi ، كما ان هنالك نقصان بمستوى المائع اي استمرار بمساهمة المائع الموجود في البئر بالانتاج القادم من الطبقة المكمنية.

7- ان النتائج ليس بالضرورة تكون متقاربة بكلا الطريقتين اذا كانت البيانات غير دقيقة او عدم توفر الظروف المطلوبة لكل طريقة.

8- حسب الفقرة 6 وتبعاتها فان كفاءة الجريان قد قلت بشكل كبير وواضح لكي تصبح FE=24.7 % هذا يستوجب المعالجة عبر التخلص قدر الامكان من عامل القشرة اما بالتحميض acidizing فقط او بالتشقق بالحامض fracturing by acid.

9- اخيرا هنالك تشتت في نقاط منطقة الجريان الشعاعي - MTR سبق ان ذكرت اسبابها في المثال السابق و سنتطرائق اليها بالتفصيل في الفقرات اللاحقة كما سنتعرف تاثير خواص المكمن و ظروف البئر على شكل منحني دالة مشتقة الضغط .



الشكل 9-32 تاثير النفاذية على منحنيات الفحص

9-3 تاثير خواص المكمن وظروف البئر على سلوك مشتقة الضغط

إن الخواص المكمنية وظروف البئر يؤثر بشكل كبير على تزحيف منحنى مشتقة الضغط وتمدد ه إما نحو اليمين أو اليسار، وأيضًا نحو الأعلى أو الأسفل. كما يؤثر ذلك على التباعد (المسافة) بين منحنيات مشتقة الضغط و بين منحنيات فرق الضغط ، إما زيادة أو نقصان. من هذه الخواص:

1- تاثير النفاذية- Permeability :

الشكل 9-32 يوضح تأثير النفاذية على سلوك الفحص لبئر نفطي، ويتكون من ثلاثة رسومات:

-الشكل 9-32 a- يُظهر تاريخ الفحص، ويشمل بيانات معدل إنتاج البئر (معدل ثابت) وضغط الجريان في قاع البئر (P_{wf}) مع مرور الوقت، ومدة الغلق مع ضغط الغلق (P_{ws}) .

- الشكل 9-32 b- يُوضح الرسم البياني نصف لوغاريتمي لبيانات الفحص - ضغط الجريان في قاع البئر (P_{wf}) مع الوقت.

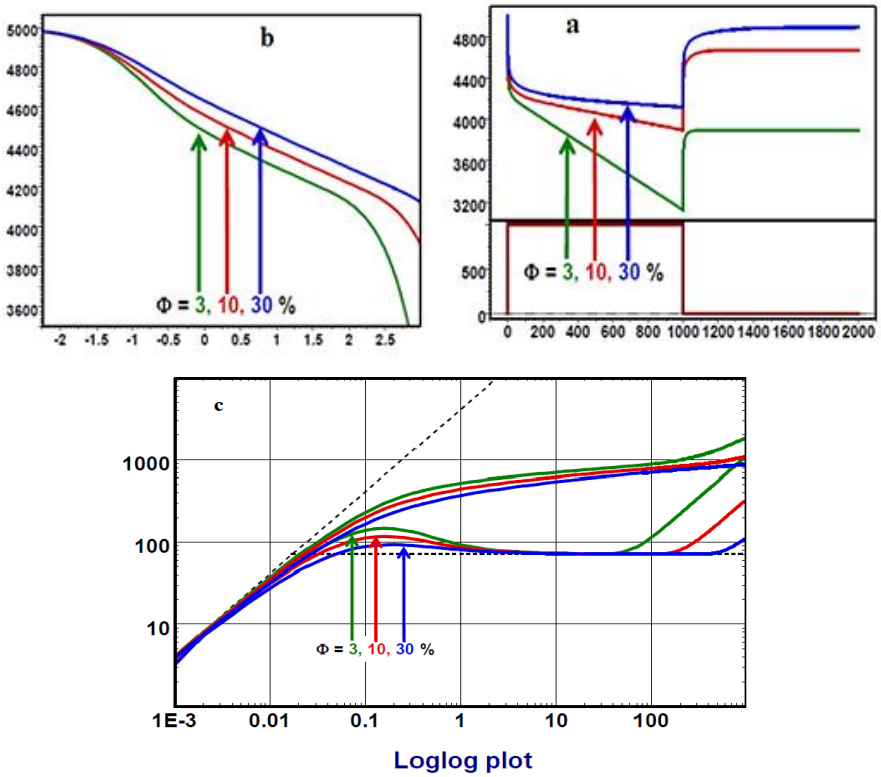
-الشكل 9-32 c- يُوضح الرسم البياني اللوغاريتمي لبيانات الفحص- مشتقة الضغط - ($\Delta P^{\backslash}$ DERوفرق الضغط (ΔP) مع الوقت.

بصورة عامة، بزيادة النفاذية، يقل وقت تأثير تخزين البئر والمنطقة الانتقالية. و يتم الوصول إلى حدود منطقة الجريان الشعاعي وحدود المكمن بشكل أسرع مقارنة بالحالة التي تكون فيها النفاذية منخفضة. هذا يؤدي إلى ربح في الوقت المستغرق للفحص وتحسين نوعية البيانات المستحصلة من الفحص.

2- المسامية-Porosity

تعريف الأشكال الثلاثة 9-33 a،b،c يكون كما في الفقرة الأولى :

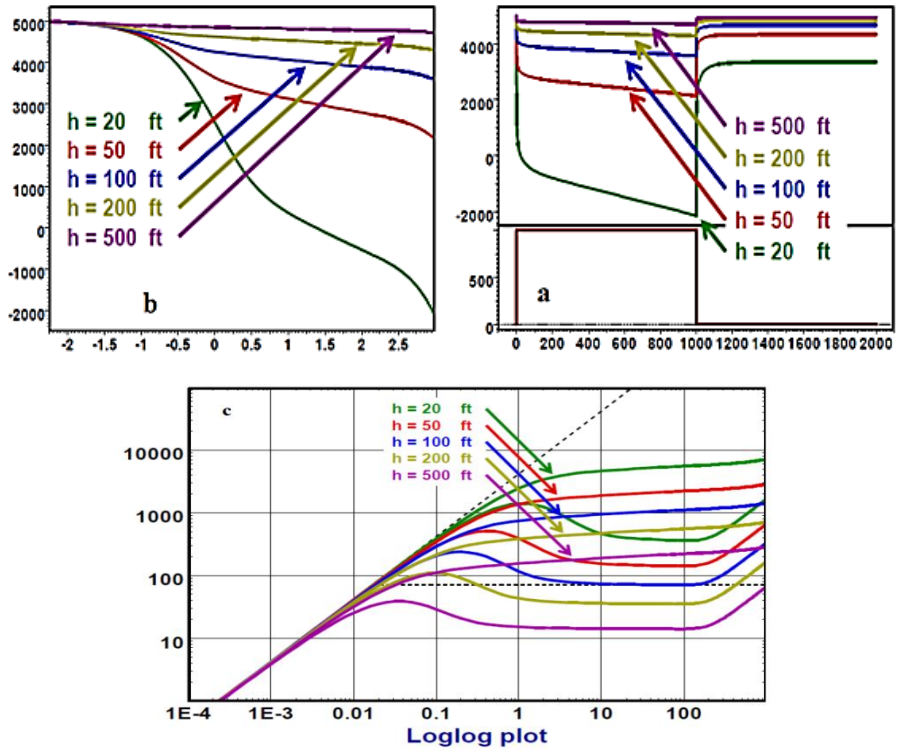
رغم أن المسامية تتناسب مع النفاذية، إلا أن المسامية هي خاصية ستاتيكية مرتبطة بحجم الخزين النفطي وليست خاصية ديناميكية مثل النفاذية التي ترتبط بجريان الموائع .بصورة عامة، تؤثر المسامية بشكل مباشر على الوقت اللازم للوصول إلى حدود المكمن. فعند زيادة المسامية (أي حجم مكمني عالي)، سيحصل تأخير الوصول إلى حدود المكمن، و العكس صحيح لحالة المسامية القليلة. تاثير المسامية على منطقة الجريان الشعاعي محدود جدا و كذلك على تخزين البئر.



الشكل 9-33 تاثير المسامية على منحنيات الفحص

3- سُمك المكمن-Reservoir thickness

تعريف الأشكال الثلاثة في الشكل 9-34، a ،b، c يكون كما في الفقرة الأولى، نلاحظ أنه رغم أن جميع المنحنيات تقريبًا تصل إلى حدود المكمن بشكل متقارب، إلا أن تأثير السُمك يكون واضحًا على تخزين البئر. فكلما زاد السُمك، فان تأثير تخزين البئر ينتهي في وقت أقرب .هذا بدوره يقلل من وقت الوصول إلى منطقة الجريان الشعاعي .



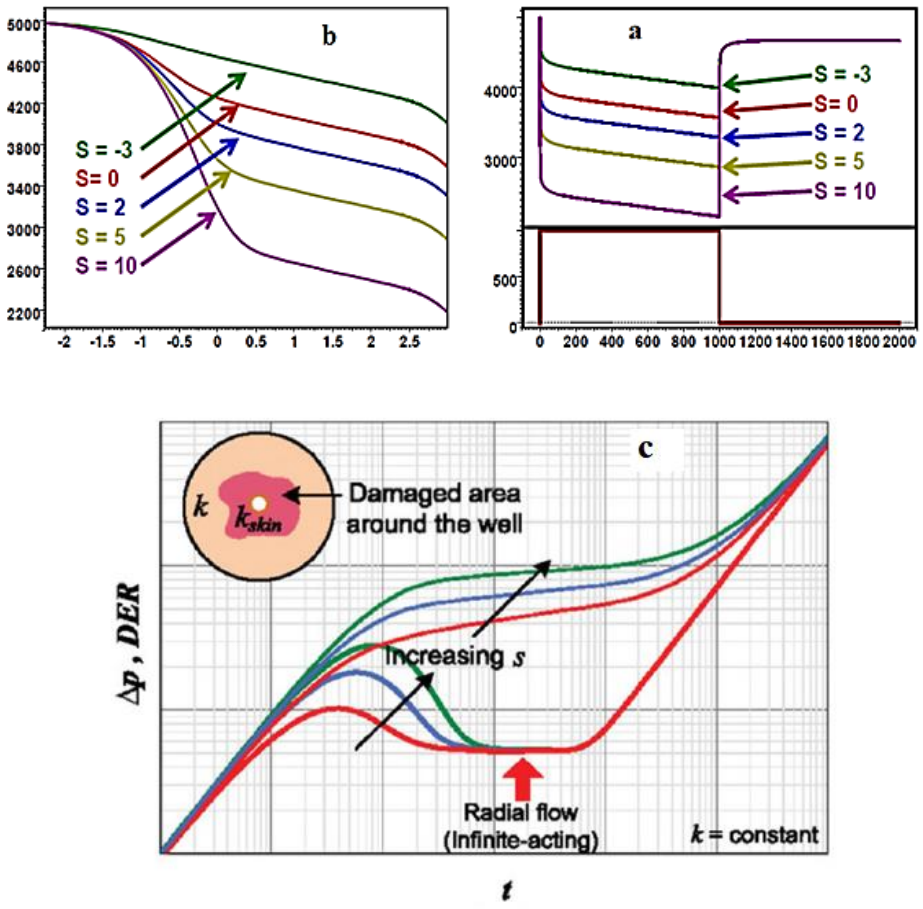
الشكل 9-34 تاثير سُمك المكمن على منحنيات الفحص

4- عامل القشرة-Skin factor

تعريف الأشكال الثلاثة 9-35، a،b، c، يكون كما في الفقرة الأولى، يحدث تأثير عامل القشرة عادة في وقت مبكر من الفحص، ويتسبب مع معامل تخزين جوف البئر في تأخير الوصول إلى منطقة الجريان الشعاعي (radial flow) التي تعتبر مهمة في حسابات خواص المكمن، وبالتالي يطيل من مدة الفحص. كما يزداد فرق الضغط بزيادة عامل القشرة .مع ملاحظة أن عامل القشرة لا يؤثر على وقت الوصول إلى منطقة الجريان شبه المستقر (PSS).

5- معامل تخزين جوف البئر-Wellbore storage

تعريف الأشكال الثلاثة 9-36، a،b، c، يكون كما في الفقرة الأولى، ما يميز وجود تأثير معامل تخزين جوف البئر عبر الفحص هو أن ميل المستقيم المار بنقاط الفحص الأولى يقع على خط مستقيم بميل واحد أو بزاوية $\theta = 45°$. معامل تخزين جوف البئر له دور كبير في تمدد أو تقلص المنطقة الانتقالية، وبالتالي سيؤخر وقت الوصول إلى منطقة الجريان الشعاعي و يصاحب ذلك مدة فحص أطول وكلف فحص أعلى، والعكس صحيح.



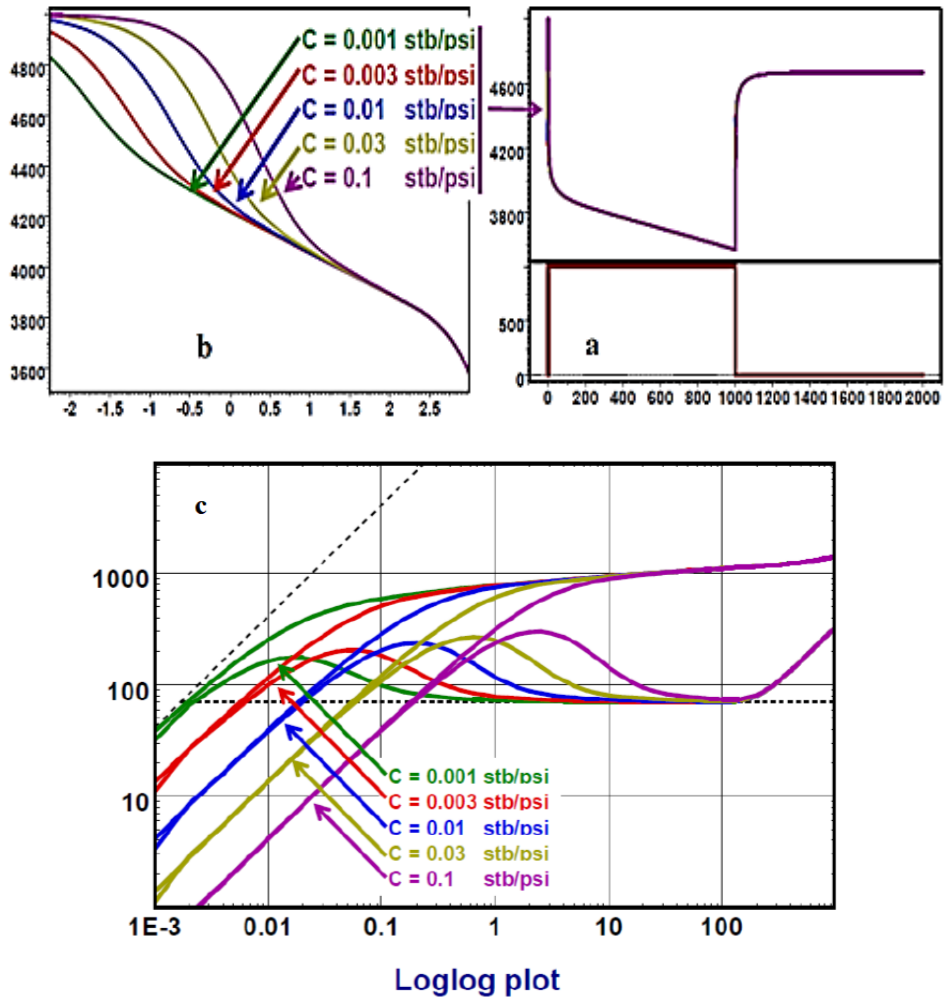
الشكل 9-35 تاثير عامل القشرة على منحنيات الفحص

6- معدل انتاجية البئر-Production rate

تعريف الاشكال الثلاثة 9-37-a،b،c يكون كما في الفقرة الاولى ، ان زيادة معدلات انتاج البئر بثبوت العوامل الاخرى سيتسبب في استهلاك الضغط و يزداد هبوط الضغط ΔP و يصاحبه زيادة بمشتقة الضغط ، لكن تاثيره محدود على سلوك وشكل منحني مشتقة الضغط فالمنحيات تقريبا متوازية. بالنسبة للمنحنيات نصف لوغاريتمية يحصل لها انضغاط عموديً و تلتقي عند نقطة ثابتة تُمثل الضغط المكمني الأولي.

7- نصف قطر البئر-Well radius

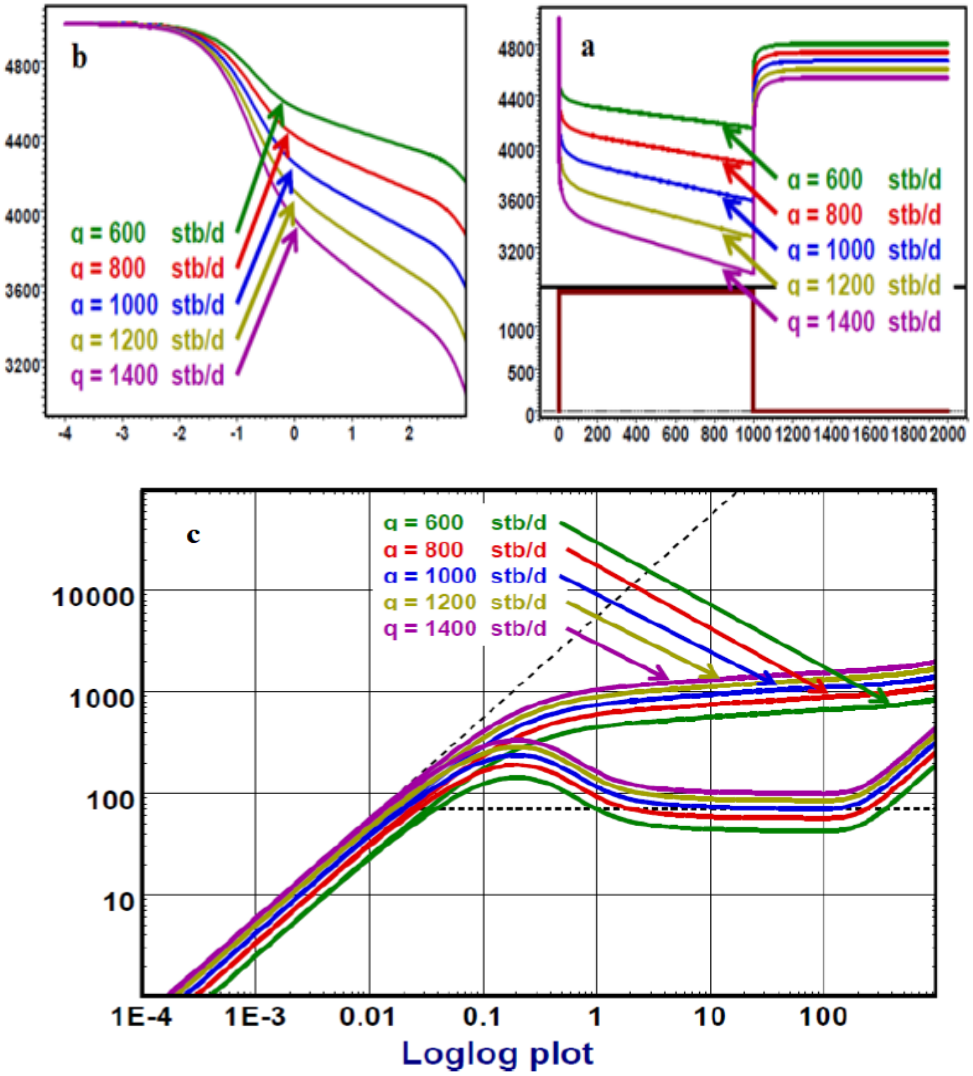
تعريف الاشكال الثلاثة 9-38-a،b،c يكون كما في الفقرة الاولى ، لكون نصف القطر عامل داخلي ضمن حدود البئر فتغيره لا يؤثر على حدود المكمن اي تاثيره جدا محدود على سلوك وشكل منحني مشتقة الضغط في المدة المتوسطة و المتاخرة من الفحص. لكن زيادته سيقلل من فرق الضغط اللازم لانتاج نفس المعدل . تاثير نصف قطر البئر في المدة المبكرة من الفحص كما هو في تاثير عامل القشرة إذ تتاثر شدة التحدب بنقصان نصف قطر البئر .



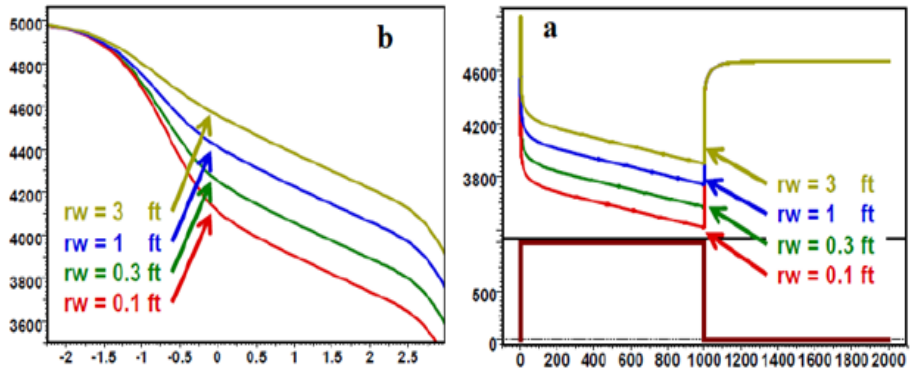
الشكل 9-36 تاثير عامل تخزين البئر على منحنيات الفحص

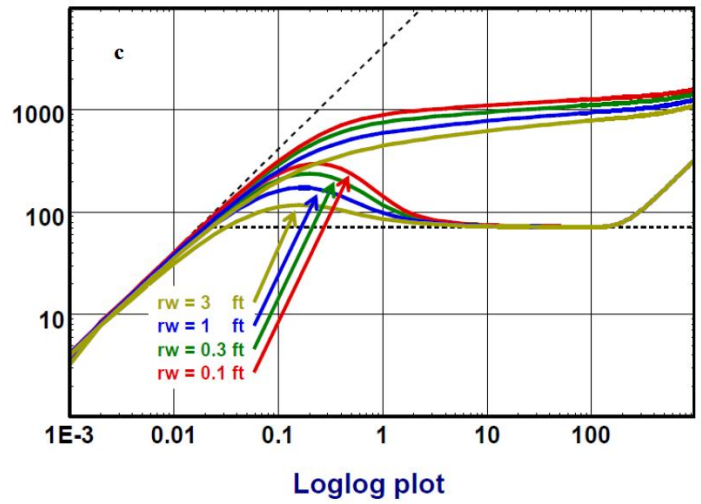
8- لزوجة النفط Oil viscosity

تعريف الاشكال الثلاثة a،b،c-9-39 كما في الفقرة الاولى ، واضح من الاشكال فان زيادة لزوجة النفط تتسبب في تاخير الوصول لمنطقة الجريان الشعاعي وتعمل كمقاومة للجريان لذا نتوقع ان يكون فرق الضغط اعلى و تكون مدة الفحص اطول مما للنفط ذات اللزوجة القليلة ، لاحظ عندما تكون لزوجة النفط μ=0.2 cp فان بداية الدخول الى منطقة الجريان الشعاعي ستكون في اقل من ساعة ، بينما في لزوجة النفط μ=5 cp نحتاج الى اكثر من 10 ساعات.

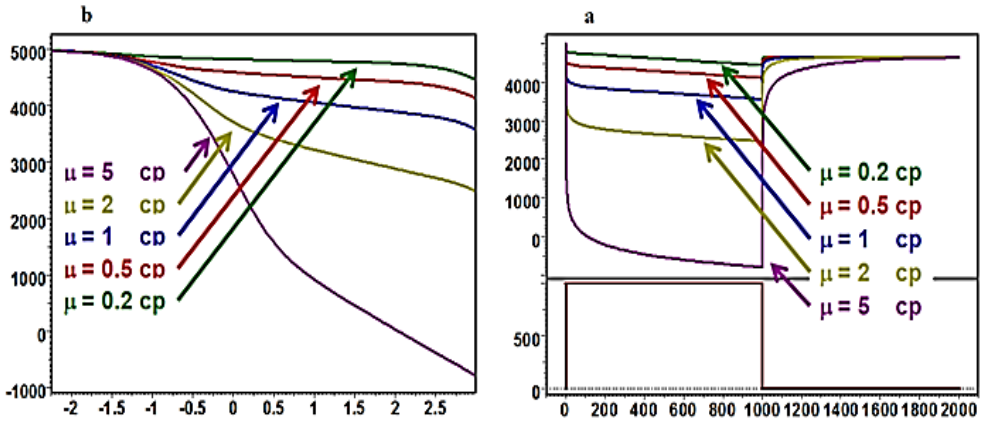


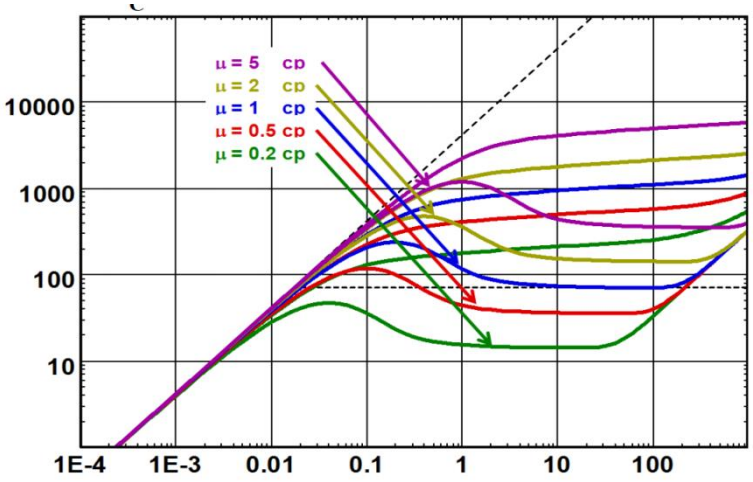
الشكل 9-37 تاثير معدل جريان البئر على منحنيات الفحص





الشكل 9-38 تاثير نصف قطر البئر على منحنيات الفحص





الشكل 9-39 تاثير لزوجة النفط على منحنيات الفحص

	Storage & Skin		Permeability		Boundary	
	C	Skin	k.h	k	Area	Distance
r_w ↑ 10%	-	↑ 0.1	-	-	-	-
ϕ ↑ 10%	-	ε	-	-	↓ 10%	↓ 5%
c_t ↑ 10%	-	ε	-	-	↓ 10%	↓ 5%
μ ↑ 10%	-	-	↑ 10%	↑ 10%	-	-
h ↑ 10%	-	ε	-	↓ 10%	↓ 10%	↓ 5%
q.B ↑ 10%	↑ 10%	ε	↑ 10%	↑ 10%	↑ 10%	↑ 5%

جدول9-8 مدى تاثير عدد من المعاملات المكمنية والانتاجية على بعضها البعض

الجدول9-8 يوضح مدى التداخل في تاثير بعض المعاملات على بعضها البعض و كما يأتي:

- اذا كان تقدير قيمة نصف قطر البئر اعلى من القيمة الصحيحة بـ 10% فيكون تاثيره على معامل القشرة بزيادة مقدارها 0.1 .
- اذا كان تقدير المسامية Ø اعلى من القيمة الصحيحة بـ 10% فيكون تاثيره على معامل القشرة محدود و هامشي كما و يتسبب في تقليل كلا من حجم المكمن بمقدار 10% و نصف قطر منطقة تصريف البئر r_e بمقدار 5%.

و هكذا لباقي الخواص و حسب الجدول9-8.

9-4 انحراف شكل منحنى الفحص عن الشكل القياسي

يُظهر الشكل 9-40 الشكل القياسي (المثالي) لمنحنى مشتقة الضغط لحالتي هبوط الضغط وتصاعد الضغط، إذ نلاحظ وجود ثلاث مناطق أو مدد عبر الفحص :

1- مدة تخزين البئر (WBS) بخط الميل الواحد.

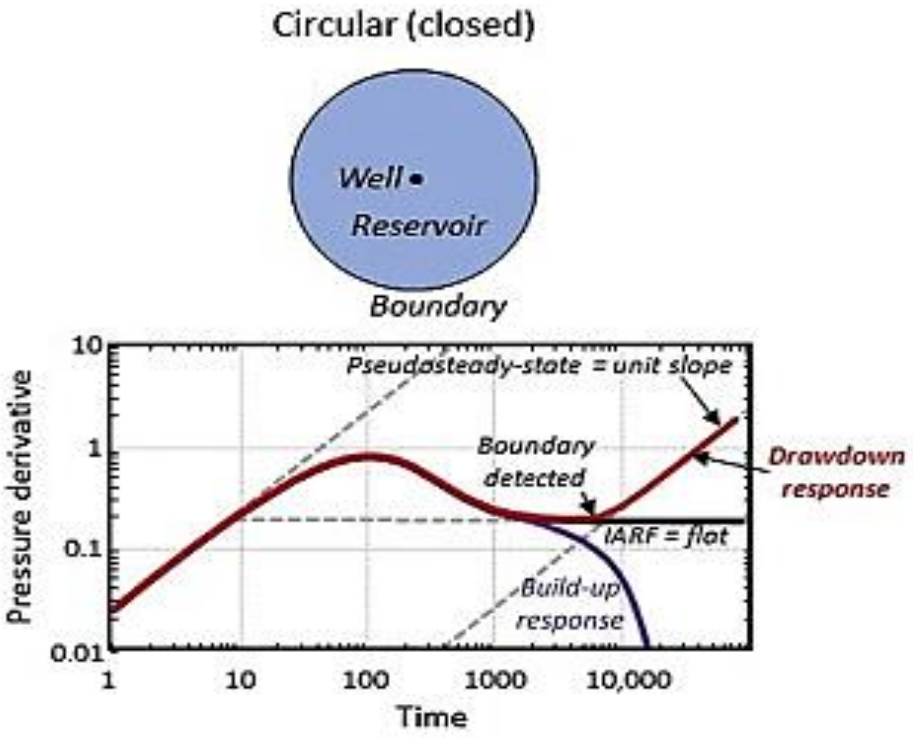
2- مدة الجريان الشعاعي (USS) بخط الميل الأفقي.

3- مدة الجريان شبه المستقر (PSS) بخط الميل الواحد . ينحرف منحني مشتقة الضغط نحو الاسفل في فحص تصاعد الضغط -Buld-up test.

ان اسباب انحراف منحنى مشتقة الضغط عن الشكل القياسي تعود الى ما ياتي:

- عدم دقة معدات القياس: قد تؤدي الأجهزة غير الدقيقة إلى قياسات غير موثوقة.

- عدم اتباع طريقة صحيحة في جمع البيانات: قد تتسبب الممارسات غير السليمة في جمع البيانات الحقلية، مثل قياس الضغط أو معدل الإنتاج بشكل غير دقيق أو غير منتظم، في تذبذب النقاط في منحنى مشتقة الضغط.



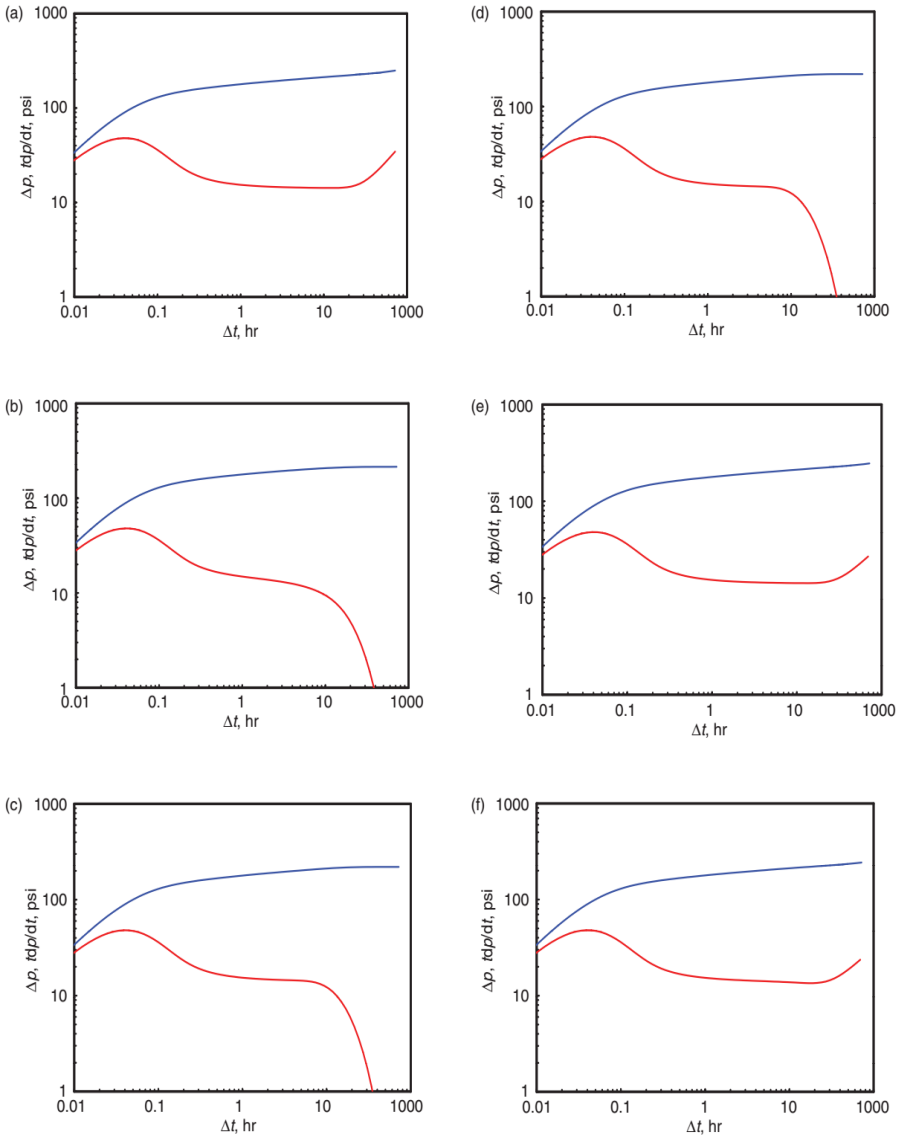
الشكل 9-40 الشكل القياسي لمنحني دالة مشتقة الضغط

- الفرضيات في اشتقاق معادلات تفسير الفحص: برغم من ان دقة تسجيل و تجميع البيانات تكون بشكل وافي الا ان عدم تحقق الفرضيات التي وضعت كأساس في اشتقاق معادلات تفسير الفحص يعتبر سببا اخر في انحراف منحنى مشتقة الضغط عن الشكل القياسي. من هذه الفرضيات في ان يكون نظام الجريان شعاعي في مكمن متجانس بسُمك منتظم و مسامية و نفاذية الطبقة ثابتة وخواص المائع ثابتة أيضًا مع الوقت. مثال على ذلك المكامن المعقدة (heterogeneity) تستدعي استعمال موديلات خاصة غير الموديل للمكامن المتجانسة والتي سناتي عليها تفصيلا في الفصول اللاحقة.

- تأثيرات البيانات غير المنتظمة: إن عدم انتظام بيانات الفحص ووجود انحراف عن الخط الأفقي في مشتقة الضغط لمنطقة الجريان غير المستقر(USS) ، وكذلك التذبذب في الخط المائل لمنطقة تأثير تخزين البئر، يشير إلى ضرورة معالجة هذه البيانات بشكل مناسب قبل التفسير.

9-5 أمثلة لمنحنيات دالة مشتقة الضغط وفرق الضغط مع الوقت عبر فحوصات تصاعد الضغط وهبوط الضغط:

الشكل 9-41 يوضح أمثلة لعدة سيناريوهات من منحنيات دالة مشتقة الضغط وفرق الضغط مع الوقت في حالات مختلفة:



الشكل 9-41: الشكل القياسي لمنحني دالة مشتقة الضغط عبر فحص تصاعد الضغط مع مقارنة لنفس الظروف لكن لفحص هبوط الضغط الاشكال: a - فحص هبوط الضغط في مكمن دائري مغلق b- فحص تصاعد الضغط في مكمن دائري مغلق c - فحص هبوط الضغط في مكمن دائري بضغط ثابت d - فحص تصاعد الضغط في مكمن دائري بضغط ثابت e- فحص هبوط الضغط في مكمن مركب مع توصيأتية قليلة في القاطع الخارجي f - فحص هبوط الضغط في مكمن مركب مع توصيأتية قليلة في القاطع الخارجي

a - فحص هبوط الضغط في مكمن دائري مغلق.

b - فحص تصاعد الضغط في مكمن دائري مغلق.

c - فحص هبوط الضغط في مكمن دائري بضغط ثابت.

d - فحص تصاعد الضغط في مكمن دائري بضغط ثابت.

e - فحص هبوط الضغط في مكمن مركب مع توصيأتية قليلة في القاطع الخارجي.

f - فحص هبوط الضغط في مكمن مركب مع توصيأتية قليلة في القاطع الخارجي.

هذه الأمثلة تُوضح كيفية تغير المنحنيات بناءً على خصائص المكمن ونوع الفحص المستخدم، مع إظهار التباين في النتائج حسب الفرضيات في كل حالة.

Nomenclature المصطلحات

A area، ft2

Bo oil volume factor، bbl/STB

c compressibility، 1/psia

C wellbore storage coefficient، bbl/psia

C_A reservoir shape factor

c_t total or system compressibility، 1/psia

DF damage factor

DR damage ratio

FE flow index

h formation thickness، ft

I intercept

IDcsg internal casing diameter، in

J productivity index، bbl/psia

k permeability، md

ODcsg external casing diameter، in

P pressure، psia

P average reservoir pressure، psia

P^{-}_{D} dimensionless pressure derivative

P_D dimensionless pressure

Pi initial reservoir pressure، psia

PR productivity ratio

P_{wf} well flowing pressure، psia

P_{ws} well shut-in or static pressure، psia

P_{1hr} intercept of the semilog plot، psia

ΔPs pressure drop due to skin conditions، psia

q liquid flow rate، bbl/D

r_D dimensionless radius

r_e drainage radius، ft

r_w well radius، ft

s skin factor

t time، hr

tp production (horner) time before shutting-in a well، h

t_D dimensionless time based on well radius

Vu wellbore volume/unit length، bbl/ft

Greek

Δ change، drop

Δt shut-in time، h

φ porosity، fraction

ρ fluid density، lbm/ft3

cp،μ viscosity

D dimensionless

i intersection or initial conditions

inv investigation

Lpssi intercept of linear and pseudosteady state lines

max maximum

pss pseudosteady state

r radial flow

rLi intercept of radial and linear lines

rpssi intersection of pseudosteady-state line with radial line

s skin

wf well flowing

ws well shut-in

x maximum point (peak) during wellbore storage

References - المصادر

1. Agarwal، R.G. (1980). "A new method to account for producing time effects when drawdown type curves are used to analyze pressure buildup and other test data". SPE Paper 9289، Presented at SPE–AIME 55th Annual Technical Conference، Dallas، Texas، Sept. 21–24
2. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook " ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
3. Bourdet، D.، Whittle، T.M.، Douglas، A.A.، and Pirad، Y.M.(1983).A new set of type curves simplifies well test analysis.World Oil، May، 95–106
4. Bourdet، D.، Ayoub، J.A.، and Pirard، Y.M. 1989. "Use of Pressure Derivative in Well Test Interpretation" ، SPE Form Eval 4 (2): 293–302. SPE-12777-PA.
5. Chacon A، Djebrouni A، Tiab D." Determining the Average Reservoir Pressure from Vertical and Horizontal Well Test Analysis Using the Tiab's Direct Synthesis technique". Society of Petroleum Engineers; 2004. DOI: 10.2118/88619-MS.
6. Freddy Humberto Escobar ، Kittiphong Jongkittnarukorn ، Claudia Marcela Hernandez، "The power of TDS technique for well test interpretation: a short review" ، Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2019) 9:731–752.
7. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
8. John P. Spivey، W. John Lee، " Applied Well Test Interpretation ،" Copyright 2013 Society of Petroleum Engineers.
9. Oliver Houze، Didier Viture، (et al)، "Dynamic Data Analysis" @Kappa 2011.
10. Roland N. Horne " Modern Well Test Analysis ، A computer-Aided Approach" Copyright@1990، by Petroway،Inc.
11. Schlumberger، " Introduction to Well Testing" © Schlumberger 1988.
12. Schlumberger، "Well Test Interpretation" © Schlumberger 2002.
13. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.
14. Tiab D. Analysis of pressure and pressure derivative without type-curve matching: 1-skin and wellbore storage. Journal of Petroleum Science and Engineering; 1995;12:171-181
15. Tiab D. Analysis of pressure and pressure derivatives without type-curve matching: I-skin and wellbore storage. Society of Petroleum Engineers. 1993. DOI: 10.2118/25426-MS.

الفصل العاشر

الاختراق الجزئي للطبقة و الاكمال الجزئي للبئر-

Partial penetration &Partial completion

(نمط الجريان الكروي و النصف كروي- Spherical & Hemispherical flow)

10-1- المقدمة:

في تحليل فحوصات الآبار، يعدّ فهم شكل البئر وتفاصيل إكماله من العوامل الأساسية لتحديد نمط الجريان واستنتاج الخواص المكمنية بدقة. من بين السيناريوهات الشائعة في التطبيق الهندسي، هو الاختراق الجزئي للطبقة (Partial Penetration) والإكمال الجزئي للبئر (Partial Completion)، وهي حالات لا يمتد فيها تفاعل البئر أو التثقيب على كامل ارتفاع الطبقة المنتجة.

تؤثر الظروف الهندسية هذه بشكل مباشر على شكل الجريان وتوزيع الضغط حول البئر، خصوصًا في المراحل المبكرة من الفحص.

الاختراق الجزئي يشير إلى الحالة التي لا يخترق فيها البئر كامل سماكة الطبقة المكمنية ، لذلك و من جراء تفاعل البئر مع النصف العلوي أو السفلي فقط من الطبقة المكمنية فيُظهر نمط الجريان نصف كروي (Hemispherical Flow) كما في الشكل 10-1 الاعلى.

اما الإكمال الجزئي فيعني أن البئر قد يخترق الطبقة المكمنية بالكامل، لكن منطقة التثقيب أو الإنتاج تقتصر على جزء معين من الطبقة . فيظهر نمط الجريان الكروي (Spherical Flow) إذ يتدفق النفط نحو البئر من جميع الاتجاهات حول نقطة محدودة في مركز الغاطس، كما في الشكل 10-1 الأسفل .

تكمن اهمية تحديد نمط الجريان الكروي أو النصف كروي في فحوصات الآبار بما يأتي:

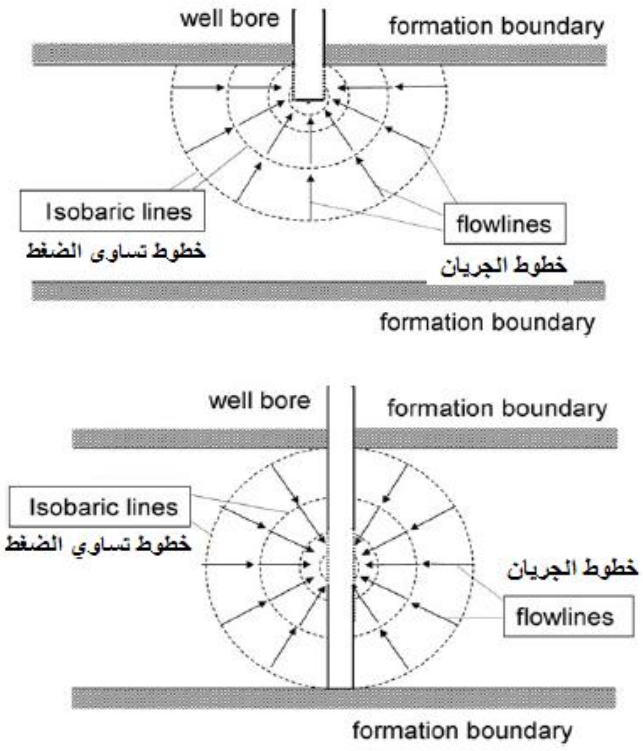
- تشخيص الإكمالات غير الفعالة أو المثقبة جزئيًا.
- التعرف على الانحرافات المبكرة في الضغط الناتجة عن الشكل غير التقليدي للمنطقة المتدفقة.
- تحسين دقة تفسير النتائج واختيار النموذج الرياضي الصحيح في تحليل الضغط ومشتقة الضغط.

طور الجريان الكروي يبدأ عادةً في الأوقات المبكرة من الفحص، مع الأخذ في الاعتبار أن الجريان بعيدًا عن تجويف البئر يكون شعاعيًّا (Radial Flow) ومع ذلك، عبر مدة انتقالية قصيرة، يظهر الجريان الكروي قبل الانتقال إلى الجريان الشعاعي.

تُكتب معادلة الانتشار للجريان الكروي بافتراض ثبوت قيم المسامية، والانضغاطية، والنفاذية بالصيغة الاتية:

$$\frac{1}{r^2}\frac{\partial}{\partial r}\left(r^2\frac{\partial P}{\partial r}\right)=\frac{\phi\mu c_t}{k_{sp}}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{---------- 1}$$

إذ ان Spherical permeability-k_{sp} تُمثل النفاذية الكروية.



الشكل 10-1 (الاعلى) الجريان نصف كروي و اختراق البئر جزئيا للطبقة المكمنية Partial penetration و (الاسفل) الجريان الكروي و الاكمال الجزئي للبئرPartial completion مع توضيح لحدود المكمن

ان الكلام عن جريان كروي معناه هندسيا طور ثلاثي الابعاد ينتج عنه انتقال الضغط في الاتجاهات الثلاثة و الشكل10-2 يوضح النظام الثلاثي الابعاد لشكل الجريان الكروي والمنطقة التي تضم الجريان الكروي تدعى بالغاطس الكروي Spherical sink و ان r_{sw} يمثل نصف قطر الشكل الكروي. يُستفاد من تحليل الجريان الكروي في تحديد النفاذية الكروية Spherical permeability-k_{sp} .

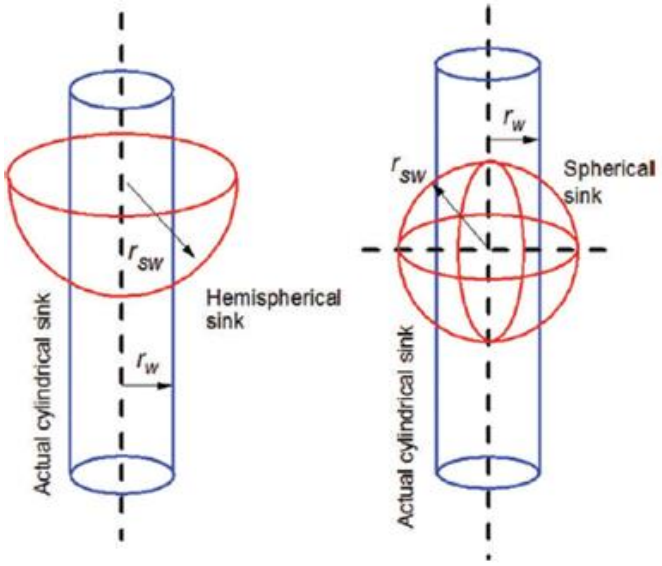
- النفاذية الكروية تُمثل المعدل الهندسي للنفاذية الافقية k_h بالاتجاهين k_x ، k_y والعمودية k_z وكما يأتي :

$$k_{sp} = \sqrt[3]{k_x k_y k_z} \quad \text{---------- 2}$$

و لما كانت k_h تساوي:

$$k_h = \sqrt{k_x k_y} \quad \text{---------- 3}$$

و ان $k_z=k_v$ و بالتعويض في المعادلة رقم- 2 ينتج:



الشكل 10-2 الغاطس الكروي و نصف الكروي

$$k_{sp} = \sqrt[3]{k_v k_h^2} \quad \text{---------- 4}$$

ان تحديد النفاذية الكروية من تفسير الفحوصات للجريان الكروي او نصف الكروي سيُمكن من تحديد النفاذية العمودية للطبقة بمعلومية النفاذية الافقية و كالتالي:

$$k_v = \frac{k_{sp}^3}{k_h^2} \quad \text{---------- 5}$$

k_{sp}=spherical permeability-md ، kv, k_h=vertical and horizontal permeability-md، k_x،k_y،k_z=permeability in 3 dimensions –md، μ=viscosity-cp، Ø=porosity-fraction ct=total compressibility-psi^{-1}

r=radial distance from well-ft.

2-10 تفسير بيانات الفحص

1-2-10 التفسير التقليدي لطور الجريان الكروي - Conventional analysis - Spherical flow

A- فحص هبوط الضغط Drawdown test:

بصورة عامة فان معادلة سلوك طور الجريان الكروي في فحص هبوط الضغط يكون كالاتي:

$$P_{wf} = P_i - \frac{70.6q\mu B}{k_{sp} r_{sw}}(1 + s_{sp}) + \frac{2453q\mu B}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\frac{1}{\sqrt{t}} \quad \text{---------- 6}$$

او يمكن كتابتها بدلالة فرق الضغط:

$$\Delta P = P_i - P_{wf} = \frac{70.6\,QB\mu}{k_{sp} r_{sw}}(1 + s_{sp}) - \frac{2453\,QB\mu}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\frac{1}{\sqrt{t}} \quad \text{---------- 7}$$

(r_{sw}) يمثل نصف القطر لشكل الجريان الكروي و يساوي:

For h_p / 2 <= r_w:

$$r_{sw} = \frac{r_w}{\ln \frac{4 \cdot r_w}{h_p}} \quad \text{------- 8}$$

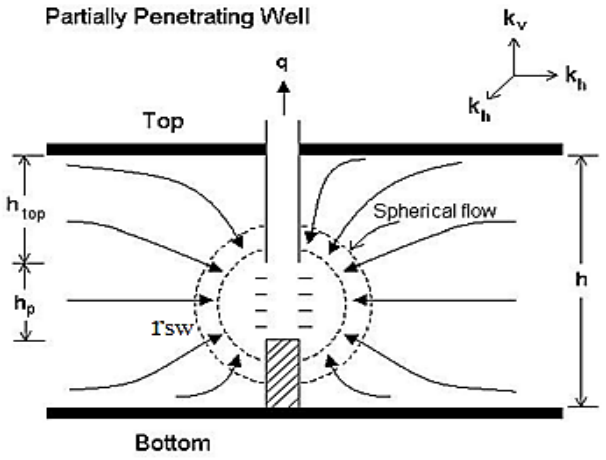
For $h_p / 2 > r_w$:

$$r_{sw} = \frac{h_p}{2 \ln\left(\frac{h_p}{r_w}\right)} \quad \text{---------- 9}$$

او نستخدم التعريف التالي :

$$r_{sw} = \sqrt{r_w h_p}. \quad \text{------- 10}$$

إذ ان h_p يمثل سُمك التثقيب ، h سُمك الطبقة و h_{top} السُمك من اعلى الطبقة الى منتصف حدود منطقة التثقيب كما في الشكل رقم-10-3، r_w يمثل نصف قطر البئر .



الشكل 10-3 الجريان الكروي مع تحديد نصف القطر الكروي r_{sw}

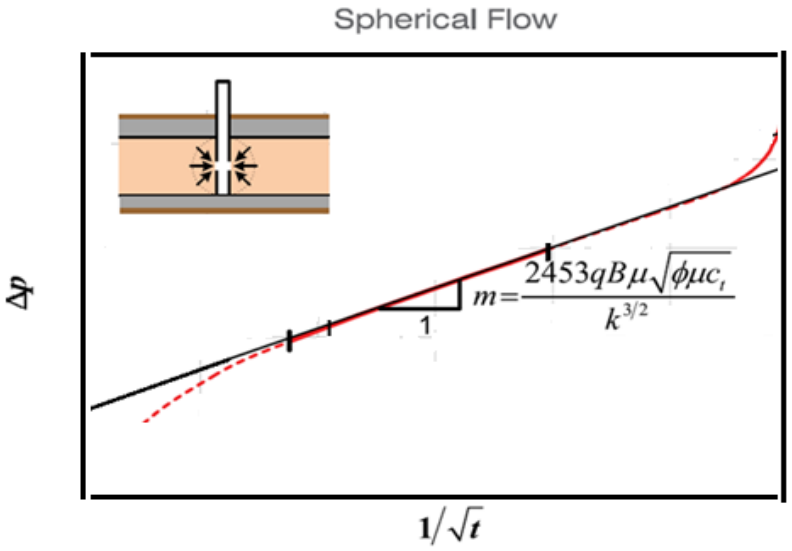
يمكن كتابة المعادلة رقم-7 بالصيغة المختصرة الاتية:

$$\Delta p = m \frac{1}{\sqrt{t}} + b_s \quad \text{----------11}$$

- و عند رسم علاقة فرق الضغط او ضغط الجريان مع مقلوب الجذر التربيعي للوقت على احداثيات عادية Cartesian plot (الشكل 10-4) اي رسم:

$$\Delta p \quad \text{vs} \quad \frac{1}{\sqrt{t}} \qquad \text{or} \qquad P_{wf} \quad \text{vs} \quad \frac{1}{\sqrt{t}}$$

سنحصل على علاقة خط مستقيم بميل يساوي m و يتقاطع مع الاحداثي الصادي عند b_s .



الشكل 10-4 الرسم باحداثيات عادية لتحديد طور الجريان الكروي لفحص هبوط الضغط

الميل m يساوي :

$$m=\frac{2453qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{k^{3/2}} \quad \text{----------12}$$

- و من الميل m يُمكن حساب النفاذية الكروية k_{sp} -$k_{spherical}$ و كالتالي:

$$k_{sp}=\left(\frac{2453\,QB\mu}{m}\sqrt{\phi\mu c_t}\right)^{2/3} \quad \text{----------13}$$

- إذا كانت النفاذية العمودية منخفضة، فإن سلوك البئر يميل إلى التصرف كما لو أن سُمك التكوين **h** يساوي سُمك التثقيب $\mathbf{h_p}$، أي أن تأثير الاختراق الجزئي للطبقة لا يؤثر على سلوك الضغط.
- عندما تكون النفاذية العمودية عالية، فإن تأثير الاختراق الجزئي للطبقة يؤدي إلى انخفاض إضافي في الضغط بالقرب من تجويف البئر، مما ينتج عنه عامل قشرة موجب كبير. وبالمثل، فإن تقليل طول فتحة تثقيب بطانة البئر $\mathbf{h_p}$ يمكن أن يتسبب أيضًا في زيادة عامل القشرة.

- أشار **سعيديكوفسكي (Saidikowski 1979)** إلى أن عامل القشرة الكلي الذي يتم حسابه من فحص الضغط الانتقالي Transient pressure يرتبط بعامل القشرة الحقيقي الناجم عن الضرر في الطبقة المكمنية s_d ، بالإضافة إلى عامل القشرة الناتج عن الاختراق الجزئي للطبقة s_p **. اي ان :**

$$s_t = \left(\frac{h}{h_p}\right) s_d + s_p \quad \text{--------- 14}$$

عامل القشرة بسبب الدخول المحدود للطبقة s_p skin due to partial penteration يساوي:

$$s_p = \left(\frac{h}{h_p} - 1\right)\left[\ln\left(\frac{h}{r_w}\sqrt{\frac{k_h}{k_v}}\right) - 2\right] \quad \text{--------- 15}$$

إذ ان :

r_w = wellbore radius، ft ، h_p = perforated interval، ft ، h = total thickness، ft ، k_h = horizontal permeability، md، k_v = vertical permeability، md، s =total skin factor ، s_p= skin due to partial penteration، s_d= skin due to formation damage

- و يمكن استعمال المعادلة رقم-22 لتحقيق الغرض نفسه المذكور أعلاه.

- يمكن حساب عامل القشرة الناتج عن تأثير الشكل الكروي للجريان Geometrical s_{sp} Spherical Skin لكل من فحص هبوط الضغط وتصاعد الضغط من خلال تقاطع الخط المستقيم(او امتداده) مع المحور الصادي عند القيمة **Intercept - I**، و الذي يساوي:

$$s_{sp} = \frac{(P_i - I)k_{sp}r_{sw}}{70.6QB\mu} - 1 \quad \text{----------16}$$

B- **فحص تصاعد الضغط** -Build-up test :

تُكتب معادلة سلوك طور الجريان الكروي لفحص تصاعد الضغط وفقًا لطول مدة الغلق ولحالتين:

الحالة الأولى: عندما تكون مدة فتح البئر للجريان t_p أعلى بكثير من مدة غلق البئر، فإن معادلة سلوك الجريان الكروي لفحص تصاعد الضغط تكون كما يأتي:

$$P_{ws} = P_i + \frac{70.6q\mu B}{k_{sp}r_{sw}}(1 + s_{sp}) - \frac{2453\,QB\mu}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\left[\frac{1}{\sqrt{t_p}} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}}\right] \quad \text{----------17}$$

و يمكن كتابتها بدلالة فرق الضغط:

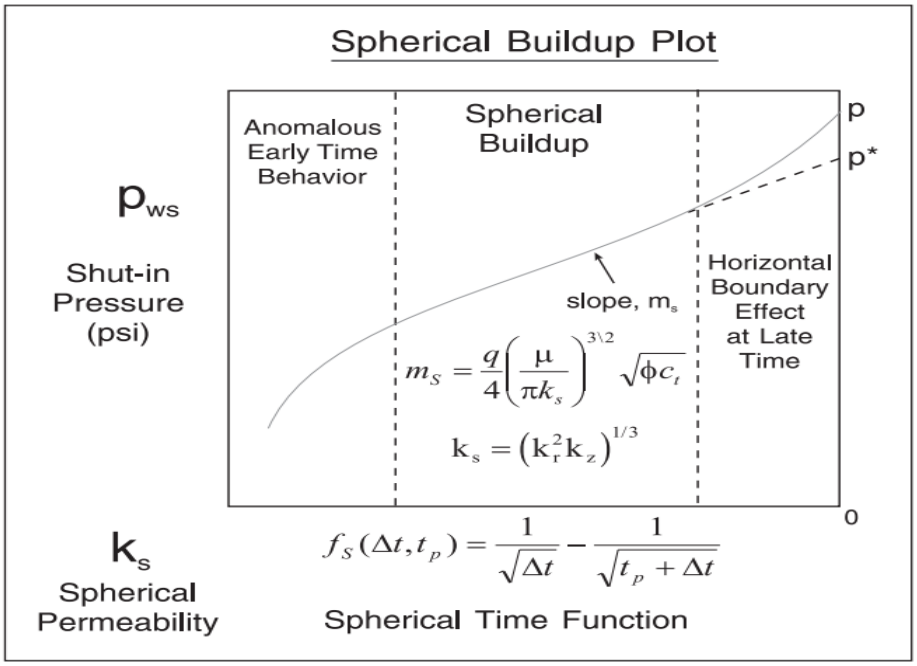
$$\Delta P = P_i - P_{ws} = \frac{2453\,QB\mu}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\left[\frac{1}{\sqrt{t_p}} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}}\right] - \frac{70.6q\mu B}{k_{sp}r_{sw}}(1 + s_{sp}) \quad \text{---- 18}$$

- عند تفسير الفحص لطور الجريان الكروي نرسم العلاقة ادناه على رسم بياني عادي Cartesian plot :

$$P_{ws} \quad \text{vs} \quad \left[\frac{1}{\sqrt{t_p}}+\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right]$$

الحالة الثانية ; عندما تكون طول مدة فتح البئر للجريان t_p اقل من وقت غلق البئر فإن معادلة سلوك الجريان الكروي لفحص تصاعد الضغط تكون كما ياتي:

$$P_{ws}=P_i+\frac{70.6\,QB\mu}{k_{sp}r_{sw}}s_{sp}-\frac{2453\,QB\mu}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right] \text{----------19}$$



الشكل 10-5 الرسم باحداثيات عادية لتحديد طور الجريان الكروي لفحص تصاعد الضغط

عند هذه الظروف و لتفسير الفحص لطور الجريان الكروي نرسم العلاقة ادناه على احداثيات عادية Cartesian plot و كما في الشكل 10-5 :

$$P_{ws} \quad \text{vs} \quad \left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right]$$

-من الرسم في اعلاه ، وفي حال وجود طور الجريان الكروي عبر الفحص سنحصل على علاقة خط مستقيم بميل m إذ يُحسب الميل وفقًا للمعادلة رقم-12. ومن هذا الميل يمكن حساب النفاذية الكروية k_{sp} -$k_{spherical}$ باستعمال المعادلة رقم-13.

- يمكن تحديد عامل القشرة للجريان الكروي s_{sp} عبر الشكل الهندسي للجريان الكروي، وفقًا للصيغة الاتية:

$$s_{sp} = \frac{(P_i - p_{wf\ at\ \Delta t=0})k_{sp}r_{sw}}{70.6QB\mu} - 1 \quad \text{---------- 20}$$

بدلا من الضغط المكمني الاصلي P_i في المعادلة اعلاه يُستخدم عادة معدل الضغط المكمني *P.

- او يمكن ايجاد عامل القشرة لفحص تصاعد الضغط من جراء الشكل الهندسي للجريان الكروي s_{sp} عبر الصيغة الاتية:

$$s_{sp} = 34.7\ r_{sw}\sqrt{\frac{\phi\mu c_t}{k}}\left[\frac{(p_{ws})_{\Delta t} - p_{wf\ at\ \Delta t=0}}{m} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}}\right] - 1 \quad \text{---------- 21}$$

- حساب جزء عامل القشرة الناتج فقط من الدخول المحدود Limited entry للمائع عبر منطقة التثقيب او من جراء الاختراق الجزئي -Partial penetration يكون كما يأتي:

$$s_P = \left(\frac{1}{b} - 1\right)[\ln h_D - G] \quad \text{---------- 22}$$

إذ ان h_D للجريان الكروي و نصف الكروي على التعاقب يساوي:

$$h_D = \frac{h}{2r_w}\sqrt{\frac{k_h}{k_z}} \quad \text{---------- 23}$$

$$h_D = \frac{h}{r_w}\sqrt{\frac{k_h}{k_z}} \quad \text{--------- 24}$$

وان $k_z=k_v$ كما ان b تُمثل نسبة سُمك التثقيب الى سُمك الطبقة الكلي و يساوي:

$$b = h_p/h \quad \text{---------- 25}$$

و ان G يساوي:

$$G = 2.948 - 7.363b + 11.45b^2 - 4.576b^3 \quad \text{---------- 26}$$

2-2-10 التفسير التقليدي لطور الجريان النصف كروي – Conventional analysis Hemispherical flow

معادلات موديل الجريان نصف كروي مشابه للكروي عدا ادخال تاثير الشكل الهندسي لنصف كرة و كالتالي:.

- **فحص هبوط الضغط Drawdown test**:

معادلة سلوك طور الجريان الكروي لفحص هبوط الضغط تكون كالاتي:

$$P_{ws} = P_i + \frac{141.2QB\mu}{k_{sp}r_{sw}}(1+s_{sp}) - \frac{4906\,QB\mu}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\left[\frac{1}{\sqrt{t_p}}+\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right] \text{------28}$$

- **لفحص تصاعد الضغط** Build-up test-، معادلة سلوك طور الجريان نصف الكروي لفحص تصاعد الضغط تكون على حالتين و بحسب طول مدة الغلق:

الحالة الاولى ; عندما تكون الفترة الزمنية لفتح البئر للجريان $\mathbf{t_p}$ أعلى بكثير من فترة غلق البئر، فإن معادلة سلوك الجريان الكروي لفحص تصاعد الضغط تكون على النحو الاتي:

$$P_{ws} = P_i + \frac{141.2QB\mu}{k_{sp}r_{sw}}(1+s_{sp}) - \frac{4906\,QB\mu}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\left[\frac{1}{\sqrt{t_p}}+\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right] \text{------ 29}$$

الحالة الثانية ; عندما تكون الفترة الزمنية لفتح البئر للجريان $\mathbf{t_p}$ أقل من فترة غلق البئر، فإن معادلة تصاعد الضغط للجريان الكروي تكون كما يأتي:

$$P_{ws} = P_i - \frac{4906\,QB\mu}{k_{sp}^{3/2}}\sqrt{\phi\mu c_t}\left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right] + \frac{141.2QB\mu}{k_{sp}r_{sw}}s_{sp} \text{ ---------- 30}$$

كما في موديل الجريان الكروي نرسم العلاقات الاتية على رسم بياني عادي cartesian plot :

لفحص هبوط الضغط :

$$\mathbf{P_{wf}} \text{ vs } \frac{1}{\sqrt{\mathbf{t}}}$$

- **لفحص تصاعد الضغط** عندما يكون طول مدة فتح البئر للجريان t_p اعلى بكثير من وقت غلق البئر فنرسم علاقة:

$$P_{ws} \text{ vs } \left[\frac{1}{\sqrt{t_p}}+\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right]$$

- لفحص تصاعد الضغط عندما يكون وقت فتح البئر للجريان t_p اقل من وقت غلق البئر فنرسم علاقة:

$$P_{ws} \text{ vs } \left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}}-\frac{1}{\sqrt{t_p+\Delta t}}\right]$$

- في أي من الرسومات البيانية العادية **Cartesian Plot** المذكورة أعلاه، وبحسب نوع الفحص، وفي حال وجود الجريان نصف الكروي، يتم الحصول على علاقة خط مستقيم بميل **m**، إذ يتقاطع الخط المستقيم او امتداده مع المحور الصادي عند قيمة التقاطع **Intercept - I**.

- الميل m يساوي:

$$m = \frac{1226QB\mu}{k^{2/3}} \quad \text{---------- 25}$$

- من الميل m والتقاطع I نستطيع حساب النفاذية للموديل نصف الكروي و عامل القشرة و نصف قطر الشكل نصف الكروي على التوالي و كما يأتي:

$$k_{sp} = \left(\frac{4906QB\mu}{m}\sqrt{\phi\mu c_t}\right)^{2/3} \quad \text{---------- 31}$$

$$r_{sw} = \frac{h_p}{\ln\left(\frac{h_p}{r_w}\right)} \quad \text{---------- 32}$$

- او للسهولة يُحسب r_{sw} كما يأتي:

$$r_{sw} = \sqrt{2r_w h_p} \quad \text{--------- 33}$$

- ان معامل القشرة لفحص هبوط الضغط drawdown test من جراء الشكل الكروي spherical skin s_{sp} يساوي:

$$s_{sp} = \frac{(I - P_{wf})k_{sp}r_{sw}}{141.2QB\mu} - 1 \quad \text{---------- 34}$$

- ولتصاعد الضغط build-up test فان معامل القشرة يساوي:

$$s_{sp} = \frac{(P_i - \dot{p}_{\text{wf at } \Delta t=0})k_{sp}r_{sw}}{70.6QB\mu} - 1 \quad \text{---------- 35}$$

3-10 تفسير الجريان الكروي والنصف كروي بطريقة مشتقة الضغط

عند اشتقاق معادلة هبوط الضغط بالنسبة للزمن لطور الجريان الكروي **المعادلة رقم-11**، تكون نتيجة الاشتقاق كما يأتي:

$$\bar{p} = d\Delta p/dt = \frac{1}{2}m\, t^{-3/2} \quad \text{---------- 36}$$

و لايجاد دالة مشتقة الضغط $p^{-}*t$ فنشتق المعادلة نفسها رقم-11 للاساس لوغاريتم الوقت ينتج :

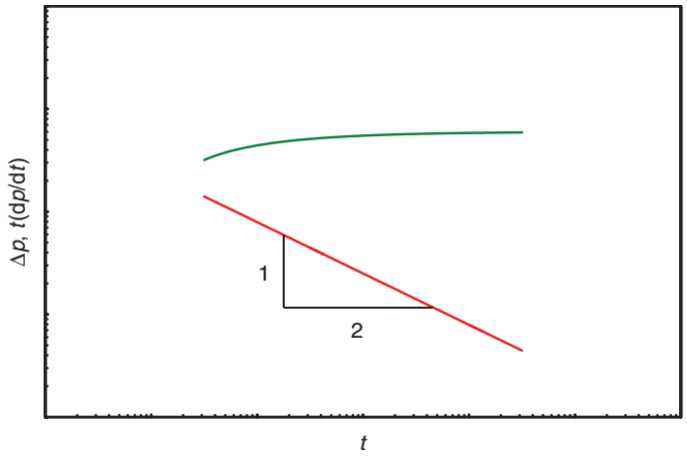
logarithmic derivative $$\frac{d\Delta p}{d\ln t} = \bar{p}*t = \frac{1}{2}m_s t^{-1/2} \quad \text{---------- 37}$$

و تساوي:

$$\bar{p}*t = (d\Delta p/dt)*t = \frac{1}{2}m\ t^{-1/2} \quad \text{---------- 38}$$

عند اخذ لوغاريتم طرفي المعادلة رقم-37 ينتج :

$$\log(\bar{p}*t) = \log(\frac{1}{2}m) - \frac{1}{2}\log(t) \quad \text{---------- 39}$$



الشكل 10-6 الرسم اللوغاريتمي التشخيصي لطور الجريان الكروي بميل سالب نصف

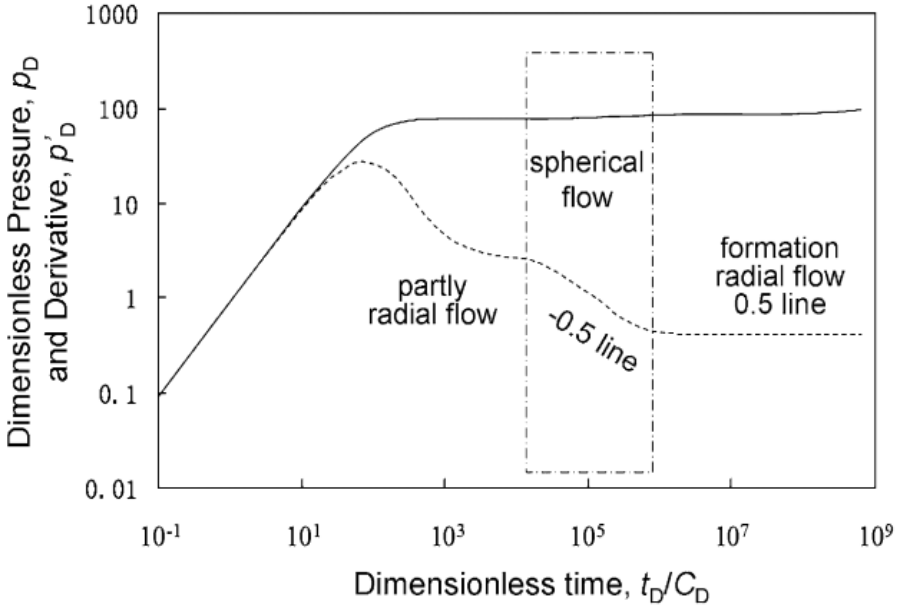
وفقًا للمعادلة المذكورة أعلاه، وعند تمثيل بيانات الفحص على مخطط لوغاريتمي لدالة مشتقة الضغط وفرق الضغط مع الزمن والذي يُعرف أحيانًا باسم "الرسم التشخيصي اللوغاريتمي" (Log-Log Diagnostic Plot) ، فإن كلا من طوري الجريان الكروي ونصف الكروي يظهران على شكل خط مستقيم ذي ميل سالب يساوي **m=−1/2** ، كما هو موضح في الشكل 10-6 .

نظريا وحسب الشكل-10-7 , فهنالك فترتين لطور الجريان الشعاعي radial flow قبل و بعد فترة طور الجريان الكروي او النصف كروي . الشكل 10-8 يوضح اطوار الجريان المتعاقبة عبر الفحص و هي:

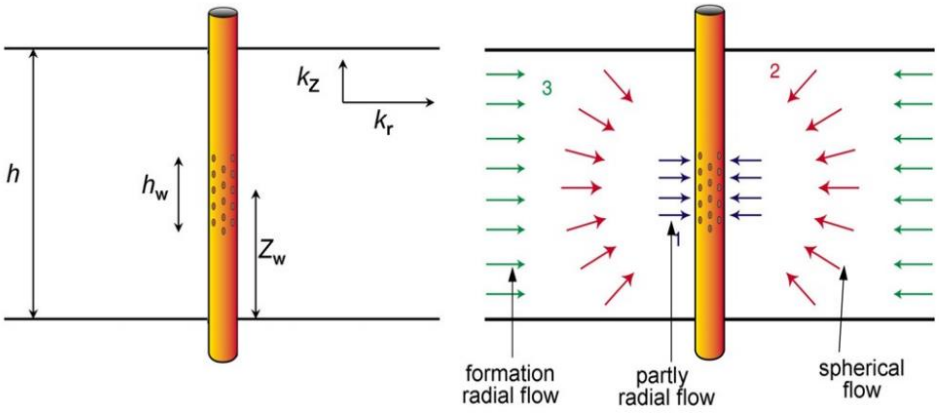
1- **المدة (الفترة)المبكرة الاولى - الاسهم باللون الاسود** في الشكل رقم- 10-8 الايمن:

تمثل هذه فترة طور الجريان الشعاعي الجزئي Partly Radial Flow، الذي يظهر بشكل محدود جدًا قبل أن يسود أحد الطورين الكروي أو نصف الكروي. ينشأ هذا الجريان نتيجة تدفق

الموائع في جزء من الطبقة المكمنية، إذ يكون سُمكه قريبًا من سُمك المنطقة المثقبة. غالبًا ما تكون هذه المدة غير مرئية بسبب تأثير تخزين البئر Wellbore Storage الذي يُغطيها.



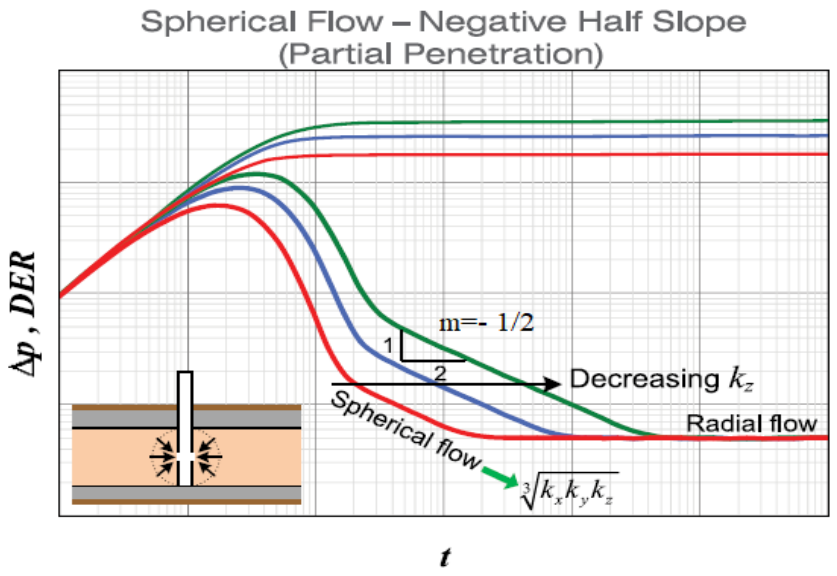
الشكل 10-7 الرسم اللوغاريتمي التشخيصي لطور الجريان الكروي بميل سالب نصف و تظهر فترتي الجريان الشعاعي



الشكل 10-8 التثقيب المحدود للبئر مع مخطط يوضح ثلاث اطوار جريان متعاقبة

2- الفترة الثانية الاسهم باللون الاحمر في الشكل 10-8 الايمن :

تمثل الفترة الزمنية لظهور الطور الكروي أو نصف الكروي، وتأخذ شكل خط مستقيم بميل m = -1/2 كما هو موضح في الشكل رقم 10-9. ينتهي هذان الطوران بمجرد وصول تأثير الموجة الانتقالية للضغط إلى أعلى اوأسفل الطبقة المكمنية، لتبدأ عندها الفترة الثالثة.



الشكل 10-9 تاثير النفاذية العمودية في تزحيف منحني طور الجريان الكروي

3- الفترة الثالثة، الاسهم باللون الاخضر في الشكل 10-8 :

تمثل فترة ظهور طور الجريان الشعاعي غير المستقر - Unsteady-State Radial Flow USS وتظهر على شكل خط مستقيم أفقي. تتميز هذه الفترة بوضوحها وامتدادها النسبي، وتظهر بشكل واضح بعد طوري الجريان الكروي أو نصف الكروي، كما هو مبين في الشكل رقم 10-9.

10-3-1 تفسير الجريان الكروي بطريقة تياب Tiab Direct Synthesis Technique TDS

قدّم مونكادا وآخرون (Moncada et al.، 2005) المعادلات التي تستخدم لتفسير فحوصات هبوط الضغط أو تصاعد الضغط في مكامن الغاز أو النفط باستعمال منهجية TDS. إذ توصلوا إلى أن قيمة مشتقة الضغط اللابعدي عند نقطة التقاطع intercept ما بين نظام الجريان الشعاعي (الخط الافقي) و خط الجريان الكروي تبلغ 0.0066، اي ان:

$$(t_D * P_D')_i = \frac{1}{2\sqrt{\pi}} t_{Dsp}^{-1/2} = 0.0066 \quad \text{---------- } 40$$

و ان :

$$t_{Dsp} = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_{sw}^2} \quad \text{---------- } 41$$

بالتعويض عن المعاملات اللابعدية t_{Dsp} بما يساويها في المعادلة رقم-40 ، توصلوا الى ان وقت تقاطع(t_i) خط الميل m=-1/2 مع الخط الافقي للجريان الشعاعي يساوي:

$$t_i = 6927748.85\frac{\varphi\mu c_t r_{sw}^2}{k_{sp}} \quad \text{---------- 42}$$

إذ ان الرمز i-intersect و يمثل ايضا بداية وقت ظهور طور الجريان الشعاعي اللامستقرUSS حتى وان لم يظهر الخط الافقي بشكل واضح.

من احداثيات نقطة التقاطع ممكن حساب قيمة النفاذية الكروية من المعادلة-42 .

- او حساب **النفاذية الكروية** عبر تحديد اي نقطة تقع على الخط الكروي بميل m=-1/2 و قراءة احداثياتها $(t*\Delta P')_{sp}$ ونجد ايضا t_{sp}، $(\Delta P)_{sp}$. ثم استعمال المعادلة الاتية:

$$k_{sp} = \left(\frac{1227QB\mu}{(t*\Delta P')_{sp}}\sqrt{\frac{\phi\mu c_t}{t_{sp}}}\right)^{2/3} \quad \text{---------- 43}$$

- يتم حساب عامل القشرة الكلي حول البئر الكروي بسبب الاختراق المحدود كما يأتي:

$$s_t = \frac{s}{b} + s_p + s_{sp} \quad \text{-------- 44}$$

s_p- skin due to partial penetration(from ، s- skin due to damage ،s_t- total skin
s_{sp}- skin due to spherical flow(from eq.38)،eq.-18)

$$s_{sp} = 34.74\sqrt{\frac{\phi\mu c_t r_{sw}^2}{k_{sp}t_{sp}}}\left[\frac{(\Delta P)_{sp}}{2(t*\Delta P')_{sp}} + 1\right] - 1 \quad \text{---------- 45}$$

يمكن تحديد زمن بداية الخط الأفقي للجريان الشعاعي، أي وقت التقاطع الحقيقي t_i بين الخط الذي يمثل الجريان الكروي والخط الأفقي للجريان الشعاعي في نظام الجريان الشعاعي المتناظر (غير الكروي)، وذلك باستعمال معادلة الضغط اللابعدي للخط الأفقي الاتية:

$$(t_D * P_D')_i = \frac{k^{3/2}h}{4k_{sp}^{3/2}\sqrt{\pi r_{sw}^2}}\frac{1}{\sqrt{t_D}} = 0.5 \quad \text{---------- 46}$$

اذ ان :

$$t_D = \frac{kt}{\varphi\mu c_t r_w^2} \quad \text{---------- 47}$$

و بالتعويض عن المعاملات اللابعدية t_D بما يساويها نجد زمن التقاطع :

$$t_i = 301.77\frac{k^2h^2\phi\mu c_t}{k_{sp}^3} \quad \text{---------- 48}$$

عبر ربط المعادلتين رقم-46 و رقم-48، يمكن اشتقاق الصيغة الواردة في المعادلة-49 لحساب نصف قطر الشكل الكروي بدلالة نفاذية منطقة الجريان الكروي k_{sp} ، ونفاذية المنطقة الأفقية للجريان الشعاعي k ، كما يأتي:

$$r_{sw} = 0.0066\frac{kh}{k_{sp}} \quad \text{---------- 49}$$

2-3-10 تفسير الجريان نصف الكروي بطريقة تياب TDS Technique

على غرار طريقة تفسير نظام الجريان الكروي، يمكن تفسير نظام الجريان نصف كروي، مع الاختلاف في قيمة تقاطع الخط الأفقي للجريان الشعاعي، إذ ان قيمة التقاطع تساوي 0.0033 بدلاً من 0.0066 في الجريان الكروي. يظل ميل الخط المستقيم للجريان نصف الكروي كما هو، بقيمة (m = -1/2) .

يمكن حساب النفاذية ومعامل القشرة باستعمال الرسم البياني اللوغاريتمي لمشتقة الضغط من خلال تحديد أي نقطة على الخط المستقيم الذي يمثل الجريان نصف الكروي ، ثم إيجاد إحداثياتها $(t*\Delta P')_{hs}$ و t_{hs} ، $(\Delta P)_{hs}$. يرمز h_s إلى الجريان نصف الكروي (Hemi-Spherical).

بعد تحديد القيم المطلوبة، يمكن حساب النفاذية ومعامل القشرة وفقًا للمعادلات الاتية:

$$k_{hs} = \left(\frac{2453QB\mu}{(t*\Delta P')_{hs}}\sqrt{\frac{\phi\mu c_t}{t_{hs}}}\right)^{2/3} \quad \text{---------- 50}$$

$$s_{hs} = 34.74\sqrt{\frac{\phi\mu c_t r_{sw}^2}{k_{hs}t_{hs}}}\left[\frac{(\Delta P)_{hs}}{2(t*\Delta P')_{hs}}+1\right]-1 \quad \text{---------- 51}$$

- يمكن تحديد وقت بداية الخط الأفقي للجريان الشعاعي عبر وقت التقاطع t_i بين الخط الذي يمثل الجريان نصف الكروي والخط الأفقي للجريان الشعاعي، وذلك باستعمال معادلة الضغط اللابعدي الاتية:

$$(t_D*P_D')_i = \frac{1}{2\sqrt{\pi t_{Dsh}}} = 0.0033 \quad \text{---------- 52}$$

و بالتعويض عن المعامل اللابعدي (t_{Dhs}) بما يساويه نجد وقت التقاطع :

$$t_i = 27710995.41\frac{\phi\mu c_t r_{sw}^2}{k_{hs}} \quad \text{---------- 53}$$

- يمكن أيضًا استعمال معادلة أخرى لحساب زمن التقاطع t_i ، استنادًا إلى تعريف تقاطع الخط الذي يمثل الجريان نصف الكروي مع الخط الأفقي للجريان الشعاعي في النظام العادي المتجانس، إذ يكون التقاطع عند القيمة 0.5 ، مما ينتج:

$$(t_D * P_D')_i = \frac{k^{3/2}h}{2k_{hs}^{3/2}\sqrt{\pi r_{sw}^2}}\frac{1}{\sqrt{t_D}} = 0.5 \text{ ---------- } 54$$

و بالتعويض عن المعامل اللابعدي t_D بما يساويه في المعادلة-54 و بالترتيب نجد زمن التقاطع و يساوي :

$$t_i = 1207.09\frac{k^2h^2\phi\mu c_t}{k_{hs}^3} \text{ ---------- } 55$$

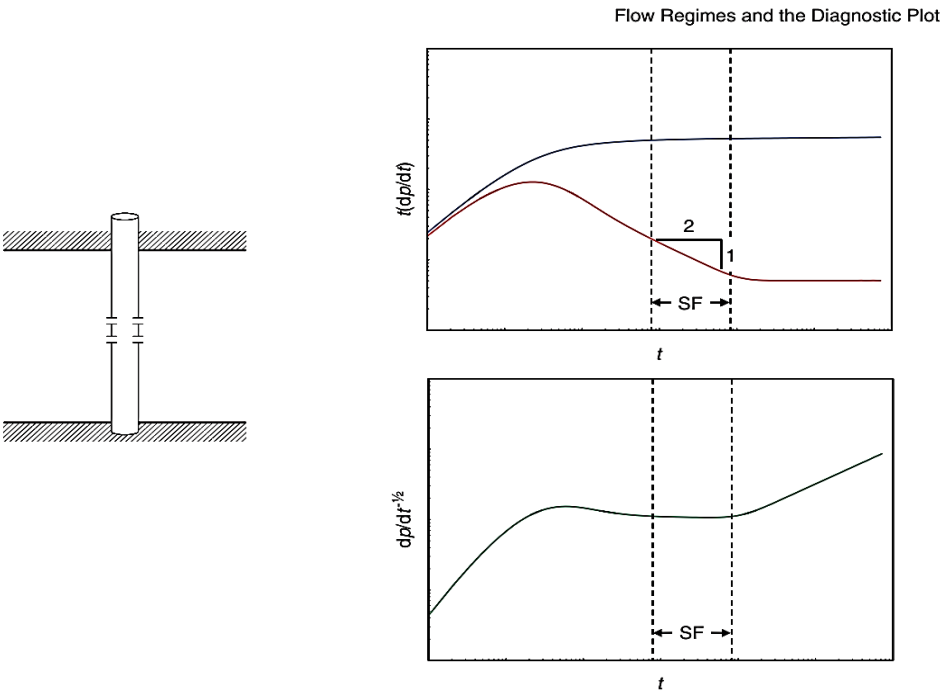
بمساواة المعادلتين رقم-53 و رقم-55 فان وقت التقاطع t_i يساوي:

$$t_i = 27710995.41\frac{\phi\mu c_t r_{sw}^2}{k_{hs}} = 1207.09\frac{k^2h^2\phi\mu c_t}{k_{hs}^3} \text{ ---------- } 56$$

وبالاختصار نجد ان نصف قطر الفجوة نصف كروية الشكل كالتالي :

$$r_{sw} = 0.0033\frac{kh}{k_{hs}} \text{ ---------- } 57$$

جاتاس (Chatas 1966) توصل الى ان الرسم اللوغاريتمي log-log plot لبيانات طور الجريان الكروي للعلاقة الخاصة ما بين $dp/dt^{-1/2}$ vs t (الشكل10-10 الاسفل) ، ستُعطي خط افقي مقدار تقاطعه مع الاحداثي الصادي يساوي الميل m المحسوب من المعادلة رقم- 12.



الشكل 10-10 الاكمال الجزئي او المحدود و يُظهر طور الجريان الكروي

حيث يُعَد الرسم اعلاه رسما لتشخيص و تمييز طور الجريان الكروي.

تعريف الاحداثي الصادي للرسم التشخيصي يتمثل بما يلي:

$$\frac{dp}{dt^{-½}} = 2t^{½}\left(t\frac{dp}{dt}\right) \text{ ---------- 58}$$

لذلك و لغرض الرسم نحتاج الى حساب دالة مشتقة الضغط t(dp /dt) vs t الشكل 10-10 الاعلى .

البيانات عند منطقة طور الجريان الكروي - المنطقة المحددة في الشكل 10-10 الاعلى والاسفل تاخذ شكل خط مستقيم افقي قيمته (مقدار تقاطعه مع الاحداثي الصادي) تساوي:

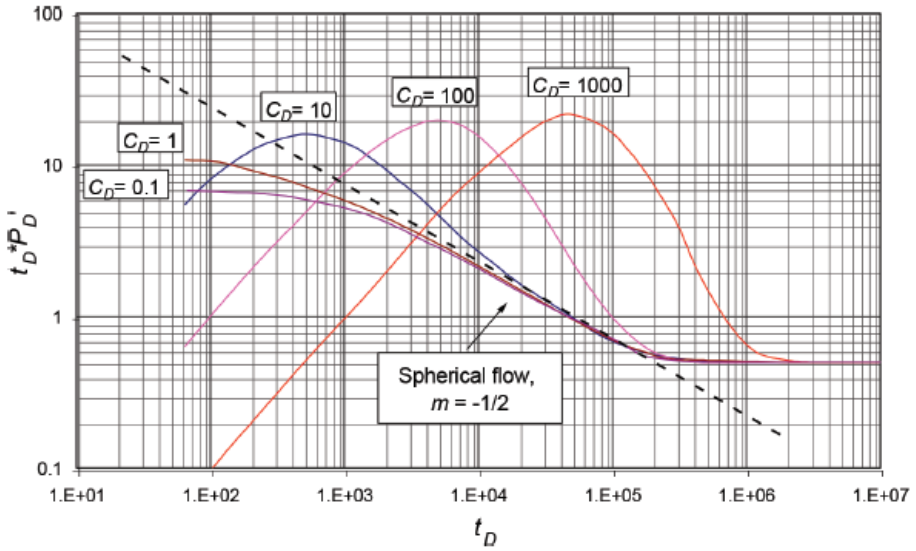
$$\frac{dp}{dt^{-1/2}} = 2t_s^{½}\left(t\frac{dp}{dt}\right)_s = m \text{ ---------- 59}$$

الرمز s اشارة الى بيانات منطقة الجريان الكروي فقط.

سؤال : كيف نُميز ظهور طور الجريان الكروي في فحوصات الابار ؟؟

4-10 تاثير تخزين البئر و سُمك منطقة تثقيب البئر على سلوك الضغط في الجريان الكروي ونصف الكروي :

من الضروري تحديد نطاق قيم معاملات تخزين البئر التي تؤثر على تفسير مرحلتي الجريان الكروي ونصف الكروي. يوضح الشكل (10-11) مخططًا لوغاريتميًا للعلاقة بين مشتقة الضغط $t_D*P'_D$ والزمن اللابعدي t_D لقيم مختلفة من معاملات تخزين البئر اللابعدية C_D . تظهر منطقة تأثير الجريان الكروي أو نصف الكروي عبر الخط المستقيم المتقطع ذي الميل السالب m = -1/2 .



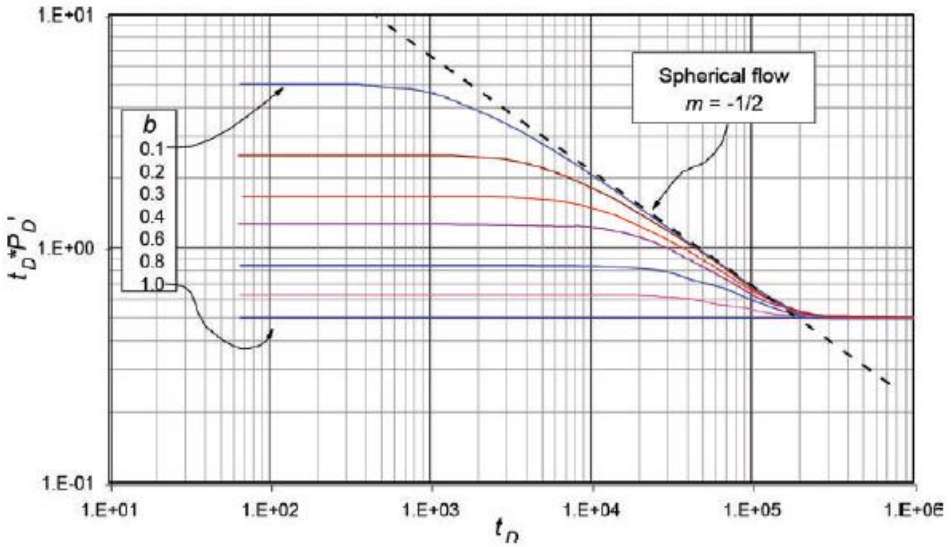
الشكل 10-11 دالة مشتقة الضغط تُظهر تاثير تخزين البئر WBS على بيانات طور الجريان الكروي

يمكن تمييز ميل الجريان الكروي عندما تكون قيم $C_D<10$ ، في حين يصبح التعرف على هذا الميل أكثر صعوبة عندما تكون $10 < C_D < 100$. أما في الحالات التي تكون فيها $C_D > 100$ ، فإن تأثير تخزين البئر يحجب تمامًا منطقة الجريان الكروي، مما يجعل استعمال التقنية المذكورة في تفسير الفحص غير ممكنا. لضمان عدم حجب منطقة الجريان الكروي أو نصف الكروي، فإن أنسب مدى لمعامل تخزين جوف البئر باستعمال تقنية TDS في تفسير الفحص هو عندما تكون $C_D<10$.

سُمك تثقيب البئر h_p يلعب دورًا أساسيًا في تحديد منطقة الجريان الكروي أو نصف الكروي. فعندما تكون نسبة الاختراق $\mathbf{b=h_p/h}$ أكبر من **0.2** ، فإن خط الميل الكروي لا يظهر بوضوح أو يختفي تمامًا في المخطط اللوغاريتمي، كما هو موضح في الشكل**10-12 .**

يرجع سبب ذلك إلى أن زيادة نسبة الاختراق تُقلل من تأثير الجريان الكروي أو نصف الكروي، مما يجعل الجريان الشعاعي أكثر هيمنة عبر الفحص، وبالتالي يصعب تمييز الطور الكروي في تحليل البيانات.

مثال-1 : بئر نفطي تم اكماله جزئيا في مكمن كلسي صلد Massive calcite واجرِ له فحص هبوط الضغط ، إذ اغلق البئر في البداية لاجل الوصول لحالة استقرار الضغط ثم فتح البئر للانتاج بمعدل $Q=5200$ stb/d ولمدة 8.5 hrs.



الشكل 10-12 دالة مشتقة الضغط تُظهر تاثير قيم مختلفة للاختراق الجزئي على بيانات طور الجريان الكروي

بيانات الفحص أُدرجت في الجدول 10-1 و خواص المائع والمكمن ادناه.

h = 302 ft	r_w = 0.246 f	P_i = 2298 psia
h_p = 120 ft	Q = 5200 BPD	B = 1.7 bbl/STB
φ = 0.2	μ = 0.21 cp	$c_t = 34.2 \times 10^{-6}$ psia^{-1}

المطلوب اجراء تفسير للفحص باستعمال الطريقة التقليدية و بتقنية تياب ؟؟

t, h	$t^{-0.5}$, $h^{-0.5}$	P_{wf}, psia	ΔP, psia	$t^*\Delta P'$, psia
0.0		2266	0	
0.5	1.414	2255	11	11.5
1.0	1.000	2243	23	24.5
1.6	0.791	2228	38	40.0
2.0	0.707	2218	48	45.0
2.5	0.632	2208	58	52.5
3.0	0.577	2197	69	69.0
3.5	0.535	2185	81	66.5
4.0	0.500	2178	88	60.0
4.5	0.471	2170	96	56.3
5.5	0.426	2161	105	46.8
6.0	0.408	2157	109	48.0
6.5	0.392	2153	113	52.0
7.0	0.378	2149	117	49.0
7.5	0.365	2146	120	52.5
8.0	0.354	2142	124	48.0
8.5	0.343	2140	126	

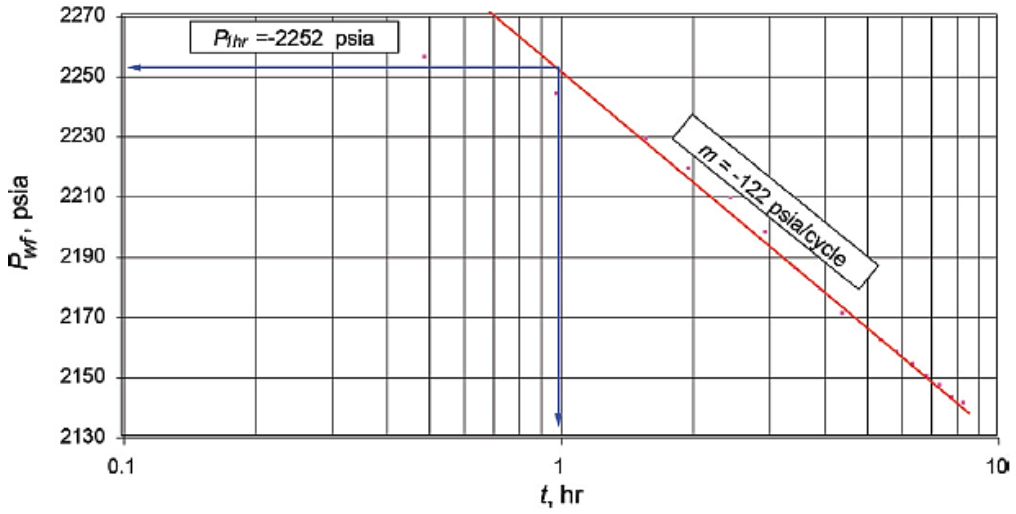
الجدول 10-1 بيانات الفحص للمثال-1

الحل :

- الطريقة التقليدية:

- يُلاحظ أن الطبقة المكمنية غير مفتوحة كليًا للجريان، اذ يبلغ سُمك التثقيب h_p=120 ft بينما يبلغ سُمك الطبقة الكلي h=302 ft ، مما يشير إلى وجود تأثير إكمال البئر **(Well Completion)** على منحني بيانات الفحص عبر احتمالية ظهور تأثير الجريان الكروي.
- عند رسم بيانات الفحص لعلاقة ضغط الجريان مع الزمن على مخطط نصف لوغاريتمي **(Semi-log Plot)** كما هو موضح في الشكل **10-13**، يتم إيجاد أفضل خط مستقيم يمر بنقاط الفحص، مع تحديد ميل الخط \ m = -122 ،psi/cycle .
- يتم تحديد تقاطع الخط المستقيم مع الإحداثي الصادي عند الوقت t=1 hr ، إذ تبلغ قيمة الضغط عند هذه النقطة .P_{1hr}=2252 psi.
- يمكن حساب النفاذية الأفقية لمنطقة الجريان الشعاعي غير المستقر وفقًا للمعادلة الاتية:

$$k = \frac{162.6QB\mu}{mh} = \left|\frac{162.6(5200)(1.7)(0.21)}{(-122)(302)}\right| = 8.19 \text{ md}$$



الشكل 10-13 رسم نصف لوغاريتمي لبيانات المثال-1

- نحسب معامل تضرر الطبقة و يساوي :

$$s = 1.1513\left[\frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$s = 1.1513\left[\frac{2252 - 2298}{-122} - \log\left(\frac{8.19}{(0.2)(0.21)(34.2\times10^{-6})(0.246)^2}\right) + 3.2275\right]$$

$$s = -5.03$$

- رسم علاقة مقلوب الجذر التربيعي للزمن مع ضغط الجريان P_{wf} على مخطط عادي Cartesian Plot كما هو موضح في الشكل (10-14)، إذ يُلاحظ أن العديد من النقاط تقع على خط مستقيم، مما يشير إلى تأثير الجريان الكروي .

- ثم إيجاد أفضل خط مستقيم يمر بنقاط الفحص، وحساب ميل الخط الذي يساوي m = 250 psi.

- يُحدد تقاطع الخط المستقيم مع الإحداثي الصادي، إذ تبلغ قيمة التقاطع I = 2060 psi .

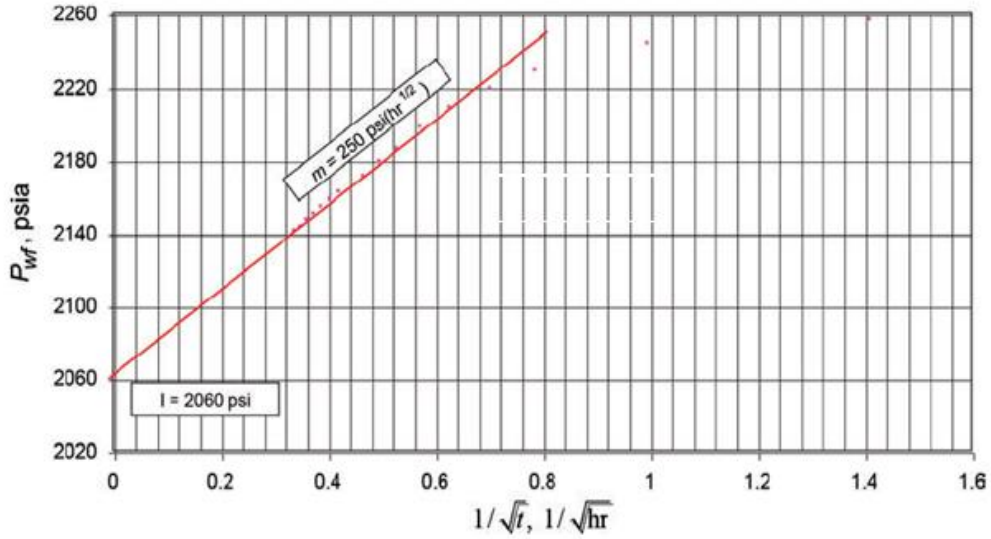
من اعلاه , الان يمكن حساب الخواص المكمنية مثل النفاذية الكروية وعامل القشرة باستعمال معادلات التحليل.

- حساب النفاذية الكروية k_{sp} و عامل القشرة الكروي s_{sp} كما يلي:

$$k_{sp} = \left(-\frac{2453\,QB\mu}{m}\sqrt{\phi\mu c_t}\right)^{2/3}$$

$$k_{sp} = \left[\frac{2453(5200)(0.21)(1.7)}{250}\sqrt{(0.2)(0.21)(34.2\times10^{-6}}\right]^{2/3}$$

$$k_{sp} = 7.81 \text{ md}$$



الشكل 10-14 رسم لبيانات الفحص باحداثيات عادية Cartesian coordinates -المثال-1

- حساب نصف قطر الشكل الكروي :

$$r_{sw} = \frac{h_p}{2\ln\left(\frac{h_p}{r_w}\right)}$$

$$r_{sw} = \frac{h_p}{2\ln\left(\frac{h_p}{r_w}\right)} = \frac{120}{2\ln\left(\frac{120}{0.246}\right)} = 9.69 \text{ ft}$$

- اذن عامل القشرة بتاثير الشكل الهندسي للجريان الكروي geometrical spherical skin يساوي:

$$s_{sp} = \frac{(P_i - I)k_{sp}r_{sw}}{70.6QB\mu} - 1 = \frac{(2298 - 2060)(7.81)(9.69)}{70.6(5200)(0.21)(1.7)} - 1$$

$$s_{sp} = -0.86$$

- ممكن ايجاد النفاذية العمودية والتي تساوي:

$$k_v = \frac{k_{sp}^3}{k_h^2} = \frac{7.81^3}{8.19^2} = 7.1 \text{ md}$$

- من معرفة النفاذية العمودية ممكن حساب عامل القشرة او التضرر من جراء فقط الدخول المحدود للمائع skin due to partial penteration الى البئر وكما يأتي:

$$s_c = \left(\frac{1}{h_p/h} - 1\right)[\ln\ h_D - G]$$

نجد السُمك اللابعدي والمعامل G و يساوي:

$$h_D = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}\left(\frac{h}{r_w}\right) = \sqrt{\frac{8.26}{7.1}}\left(\frac{302}{0.246}\right) = 1324.1$$

$$G = 2.948 - 7.363b + 11.45b^2 - 4.675b^3$$

$$= 2.948 - 7.363\left(\frac{120}{302}\right) + 11.45\left(\frac{120}{302}\right)^2 - 4.675\left(\frac{120}{302}\right)^3$$

$$G = 1.57$$

- اذن عامل القشرة يساوي:

$$s_P = \left(\frac{1}{b} - 1\right)[\ln h_D - G]$$

$$= \left(\frac{1}{120/302} - 1\right)[\ln\ 1318.5 - 1.57]$$

$$s_P = 8.51$$

<u>الحل بطريقة تياب:</u>

يتم رسم علاقة دالة مشتقة الضغط $t\cdot\Delta P'$ وفرق الضغط ΔP مع الزمن على مخطط لوغاريتمي (Log-log Plot) كما هو موضح في الشكل 10-15 .

يُظهر الرسم إمكانية رسم ثلاثة خطوط مستقيمة تمثل أطوار الجريان المختلفة:

الخط الأول يميل بزاوية 45°، ويمثل تأثير تخزين البئر (Wellbore Storage).

الخط الثاني يميل بميل سالب m = -1/2، ويمثل تأثير طور الجريان الكروي (Spherical Flow).

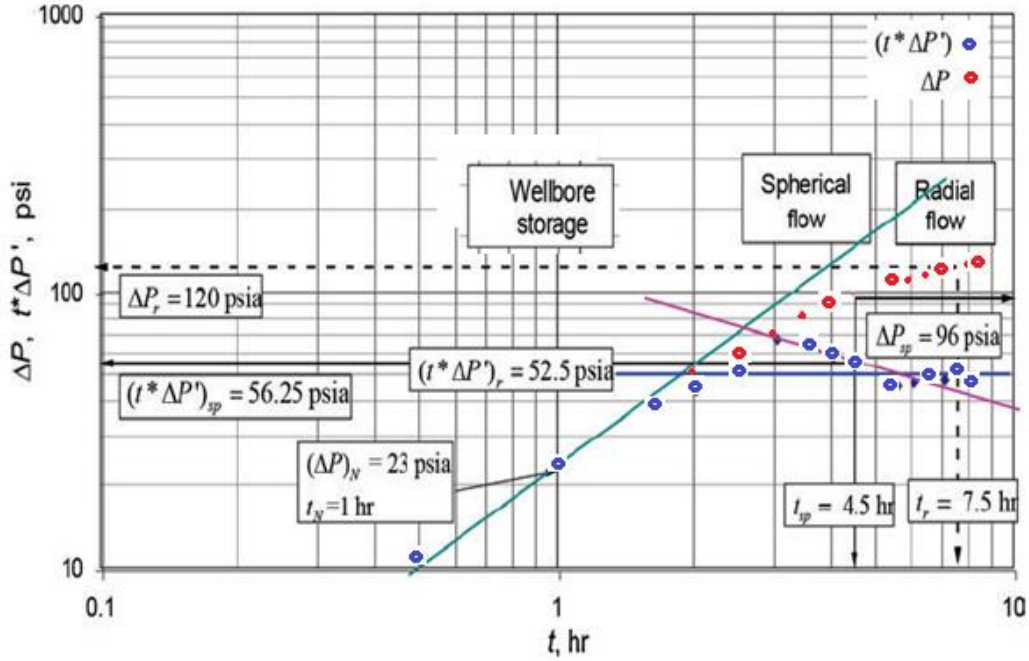
الخط الثالث هو خط أفقي يمثل طور الجريان الشعاعي (Radial Flow).

يتم قراءة القيم من الرسم كما يأتي:

من الخط المستقيم الأول (Wellbore Storage)، نختار أي نقطة و تحديد إحداثياتها، على سبيل المثال: t=1 hr ، ΔP=23 psi.

من الخط المستقيم الثاني (Spherical Flow Region)، نختار أي نقطة و تحديد إحداثياتها، على سبيل المثال:

$(t^*\Delta P')_{sp} = 56.25$ psia $\Delta P_s = 96$ psia $t_{sp} = 4.5$ h



الشكل 15-10 رسم لوغاريتمي لتفسير بيانات الفحص بطريقة تياب ، المثال-1

- من الخط المستقيم الثالث - الخط الافقي منطقة الجريان الشعاعي radial flow region نختار وقت معين و نحدد ما يقابله من فرق الضغط في منطقة الجريان الشعاعي ΔP_{r2} و مشتقة الضغط $t^*\Delta P'_{r2}$ ، الرمز r اشارة الى radial وهي :

$(t^*\Delta P')_{r2} = 52.5$ psia $\Delta P_{r2} = 96$ psia $t_{r2} = 7.5$ h

النقاط و احداثياتها أُدرجت في ادناه:

$t_N = 1$ h	$\Delta P = 23$ psia	
$(t^*\Delta P')_{sp} = 56.25$ psia	$\Delta P_s = 96$ psia	$t_{sp} = 4.5$ h
$(t^*\Delta P')_{r2} = 52.5$ psia	$\Delta P_{r2} = 96$ psia	$t_{r2} = 7.5$ h

- حساب قيمة معامل تخزين جوف البئر C :

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right)\frac{t_N}{(\Delta P)_N} = \left(\frac{(5200)(1.7)}{24}\right)\frac{1}{23} = 16.01 \text{ bbl/psi}$$

- حساب النفاذية الكروية k_{sp} كما يأتي:

$$k_{sp} = \left(\frac{1227 QB\mu}{(t * \Delta P')_{sp}} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t}{t_{sp}}} \right)^{2/3}$$

$$k_{sp} = \left(1227 \frac{(5200)(1.7)(0.21)}{56.25} \sqrt{\frac{(0.2)(0.21)(34.2 \times 10^{-6})}{4.5}} \right)^{2/3} = 8.05 \text{ md}$$

- حساب عامل القشرة الكروي و كما يأتي:

$$s_{sp} = 34.74 \sqrt{\frac{\phi \mu c_t r_{sw}^2}{k_{sp} t_{sp}}} \left[\frac{(\Delta P)_{sp}}{2(t * \Delta P')_{sp}} + 1 \right] - 1$$

$$s_{sp} = 34.74 \sqrt{\frac{(0.2)(0.21)(34.2 \text{ x } 10^{-6})(9.69^2)}{(8.05)(4.5)}} \left[\frac{(96)}{2(56.25)} \right] - 1$$

$$s_{sp} = -0.93$$

- حساب النفاذية الافقية او الشعاعية k_r - k_{radial} و عامل القشرة من خط الجريان الشعاعي (الخط الافقي) وكما يأتي:

$$k_r = \frac{70.6 QB\mu}{h(t * \Delta P')_r}$$

$$k_r = \frac{70.6(5200)(1.7)(0.21)}{(302)(52.5)} = 8.26 \text{ md}$$

$$s = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{k_r t_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = 0.5 \left[\frac{120}{52.5} - \ln \left(\frac{(8.26)(7.5)}{(0.2)(0.21)(34.2 \times 10^{-6})(0.246^2)} \right) + 7.43 \right]$$

$$s = -5.33$$

- اذن النفاذية العمودية تساوي:

$$k_v = \frac{k_{sp}^3}{k_h^2} = \frac{8.05^3}{8.26^2} = 7.65 \text{ md}$$

Parameter	Conventional	*TDS*
k_{sp}, md	7.01	8.05
s_{sp}	−0.86	−0.93
$\bar{k}$, md	8.19	8.26
s_r	−5.03	−5.53
k_v, md	7.10	7.65

الجدول 10-2 مقارنة النتائج بالطريقة التقليدية و طريقة تياب للمثال-1

- مقارنة النتائج بين الطريقتين في الجدول 10-2.

بصورة عامة فان النتائج متوافقة الا ان الطريقة التقليدية تحتاج لجهد اكبر لكون تستخدم اكثر من رسم.

مثال 2:

تم تثقيب البئر Well D في أعلى 15 قدمًا من طبقة مكمنية بسُمك 100 قدم. تم إجراء فحص هبوط الضغط drawdown test لمدة 12 ساعة. بيانات المائع و خواص المكمن أُدرجت ادناه :

Reservoir and Fluid Properties			
q	625 STB/D	p_i	2,735 psi
ϕ	27%	B	1.21 bbl/STB
h	100 ft	μ	1.06 cp
r_w	0.325 ft	c_o	10.5×10^{-6} psi^{-1}
S_w	22%	c_w	3×10^{-6} psi^{-1}
		c_f	4×10^{-6} psi^{-1}

بيانات الفحص أُدرجت في الجدول 10-3.

حلل البيانات التي تُظهر الجريان الكروي والشعاعي؟؟

الحل:

نتبع الخطوات الاتية:

- نحسب الانضغاطية الكلية ct :

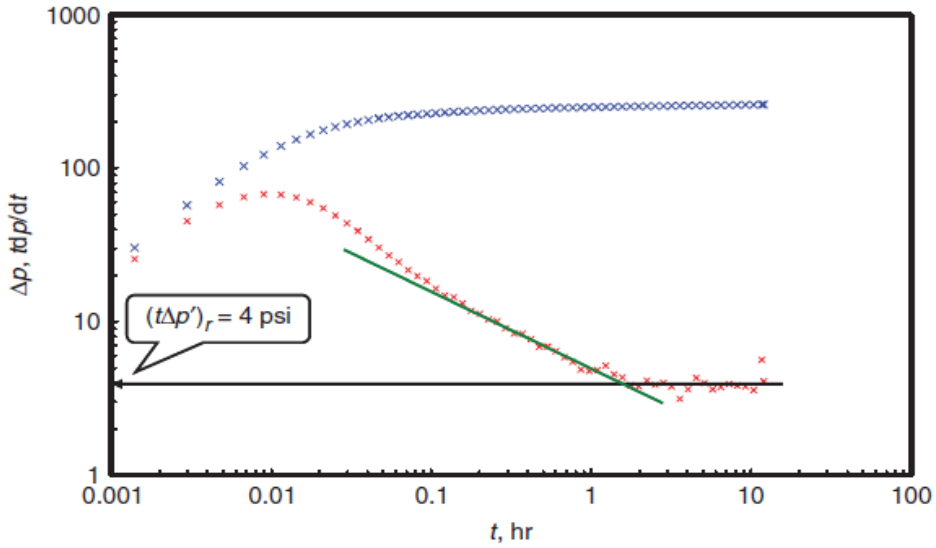
$$c_t = c_f + S_o c_o + S_g c_g + S_w c_w$$

$$= 4\times10^{-6} + (1-0.22)\left(10.5\times10^{-6}\right) + 0 + (0.22)\left(3\times10^{-6}\right)$$

$$= 12.9\times10^{-6}\ \text{psi}^{-1}.$$

t hr	p_{wf} psia	t hr	p_{wf} psia	t hr	p_{wf} psia	t hr	p_{wf} psia
0.0014	2704.62	0.0625	2516.53	0.420	2490.34	2.514	2481.09
0.0030	2677.67	0.0718	2513.37	0.474	2489.44	2.829	2480.62
0.0047	2653.35	0.0821	2510.61	0.535	2488.68	3.184	2480.15
0.0067	2631.68	0.0938	2508.06	0.603	2487.79	3.584	2479.73
0.0090	2612.53	0.1069	2505.76	0.680	2487.14	4.033	2479.41
0.0115	2595.76	0.1217	2503.78	0.766	2486.38	4.539	2478.87
0.0143	2581.19	0.1383	2501.94	0.864	2485.83	5.107	2478.39
0.0175	2568.61	0.1570	2500.10	0.973	2485.22	5.747	2477.93
0.0211	2557.95	0.1780	2498.62	1.096	2484.7	6.467	2477.53
0.0252	2548.81	0.202	2497.15	1.234	2484.06	7.277	2477.04
0.0297	2541.18	0.228	2495.82	1.390	2483.47	8.188	2476.61
0.0348	2534.57	0.258	2494.59	1.565	2482.99	9.213	2476.14
0.0406	2529.05	0.292	2493.35	1.762	2482.44	10.37	2475.71
0.0471	2524.21	0.330	2492.37	1.984	2482.07	11.66	2475.29
0.0543	2520.18	0.372	2491.30	2.233	2481.54	12	2475.12

الجدول 10-3 بيانات الفحص للمثال-2



الشكل 10-16 رسم لوغاريتمي لبيانات المثال-2 لتشخيص الجريان الكروي و الشعاعي

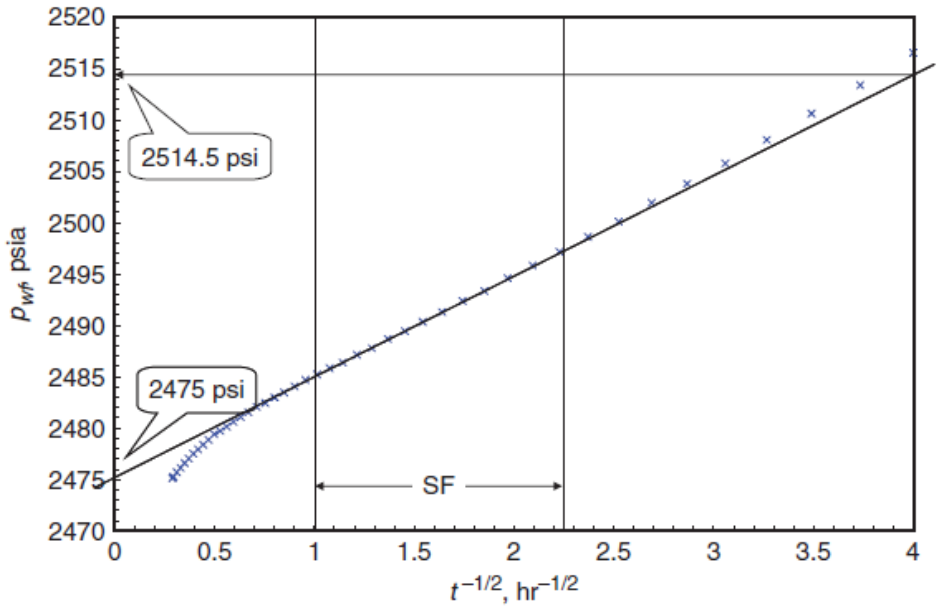
- رسم علاقة دالة مشتقة الضغط $t\cdot\Delta P'$ وفرق الضغط ΔP مع الوقت t على مخطط لوغاريتمي (Log-Log Plot)، والذي يُعرف باسم "الرسم التشخيصي اللوغاريتمي"

(Log-Log Diagnostic Plot) و يُستخدم هذا الرسم في تشخيص أطوار الجريان المختلفة ومن ثم إجراء حسابات تفسير فحوصات الآبار.

- من الشكل (10-16)، يتم تحديد مناطق:

1- طور الجريان الكروي (Spherical Flow Region) ، والذي يَظهر على شكل خط مستقيم بميل m=−1/2 . تبدأ فترة الجريان الكروي عند تشكل الخط المستقيم لمشتقة الضغط بميل m=-1/2 و تحديدها من الرسم ، إذ تبدأ عند t=0.2 hrs وتنتهي عند t=1hr .

2- طور الجريان الشعاعي اللامستقر USS والذي يَظهر على شكل خط أفقي. مدة الجريان الشعاعي تبدأ عند t=2 hrs. وتستمر حتى نهاية الفحص . نرسم خطًا أفقيًاعبر البيانات و نقرأ قيمة مشتقة الضغط المقابلة له، والتي تساوي $(t.\acute{P})_r$=4 psi .



الشكل 10-17 رسم لبيانات المثال-2 باحداثيات عادية

- نرسم علاقة ضغط الجريان مع مقلوب الجذر التربيعي للوقت $1/(t)^{0.5}$ P_{wf} vs على رسم بياني عادي (الشكل10-17) . حسب الخطوة السابقة، نحدد بداية و نهاية فترة الجريان الكروي في الشكل 10-17 و كما يأتي:

$$t_{bSF}^{-½} = \frac{1}{\sqrt{0.2}}$$
$$= 2.24\ \text{hr}^{-½}:$$

$$t_{eSF}^{-½} = \frac{1}{\sqrt{1}}$$
$$= 1\ \text{hr}^{-½}$$

- حساب النفاذية الافقية k و تساوي:

$$k = \frac{70.6qB\mu}{h(t\Delta p')_r}$$

$$= \frac{(70.6)(625)(1.21)(1.06)}{(100)(4)}$$

$$= 141 \text{ md.}$$

- لاحظ أنه من الصعب تحديد مدة الجريان الكروي بدقة من الشكل 10-17، ما لم يتم استعمال الرسم البياني اللوغاريتمي التشخيصي الذي يساعد في تحديد أطوار الجريان بشكل أوضح .

- حساب ميل خط الجريان الكروي m_s باستعمال نقطتين على الخط المستقيم كما يأتي :

$$m_s = \Delta P_{wf2} - \Delta P_{wf1} / (t2) - (t1)$$

$$|m_s| = \left| \frac{2,514.5 - 2,475}{4 - 0} \right|$$

$$= 9.88 \text{ psi-hr}^{1/2}.$$

- ممكن استعمال اسلوب اخر بدلاً من الحل اعلاه في ايجاد الميل m_S . إذ نعتمد نقطة مرجعية على نفس الخط المستقيم في المخطط التشخيصي اللوغاريتمي الشكل10-18 و نقرأ احداثياتها و لتكن t_s=0.8 hr. و $(t\Delta \acute{P})_s$=5.4 psi).

الميل يساوي :

$$m_s = 2(t\Delta p')_s \sqrt{t_s}$$

$$= (2)(5.4)\sqrt{0.8}$$

$$= 9.66 \text{ psi-hr}^{1/2}.$$

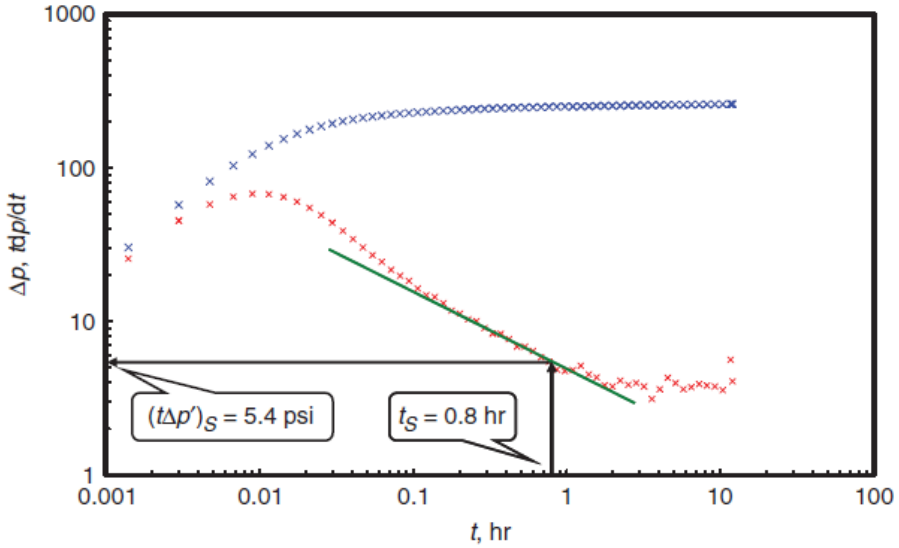
- او ممكن ايجاد الميل m_s مباشرة" ، و ذلك من القيمة المقابلة للخط الافقي في الرسم البياني اللوغاريتمي لعلاقة مشتقة الضغط للاساس الجذر التربيعي للوقت $dp/d(t)^{0.5}$ مع الوقت t الشكل10-19 و يساوي m_s=10.

- حساب النفاذية الكروية k_s و تساوي:

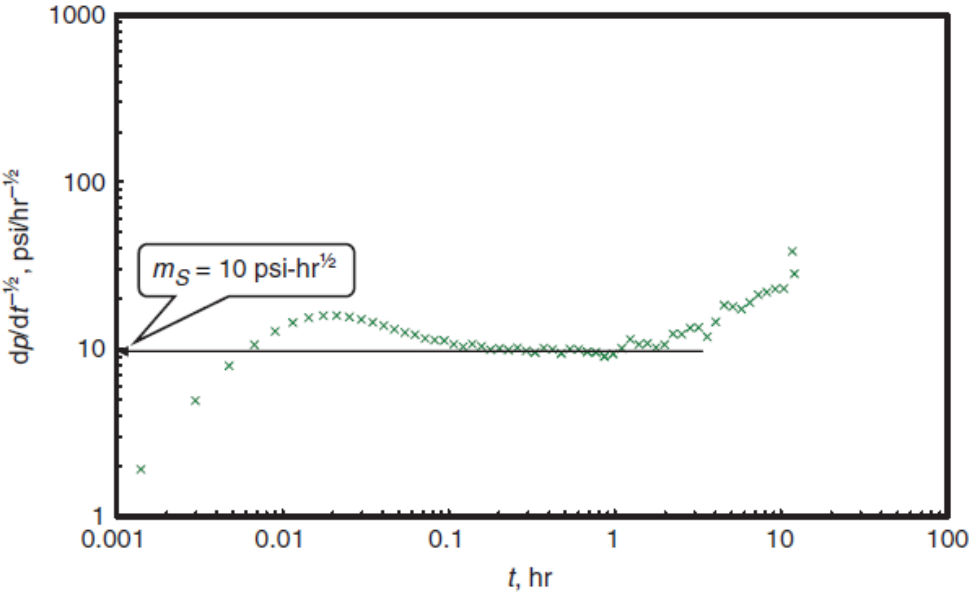
$$k_s = \left(\frac{4,906qB\mu\sqrt{\phi\mu c_t}}{m_S} \right)^{2/3}$$

$$= \left(\frac{(4,906)(625)(1.21)(1.06)\sqrt{(0.27)(1.06)(12.9\times10^{-6})}}{(9.88)} \right)^{2/3}$$

= 83.6 md.



الشكل 10-18 رسم لبيانات المثال-2 باحداثيات لوغاريتمية لتشخيص طور الجريان الكروي



الشكل 10-19 رسم باحداثيات لوغاريتمية خاصة لتشخيص
طور الجريان الكروي لبيانات المثال- 2

- حساب النفاذية العمودية k_v و تساوي:

$$k_v = \frac{k_s^3}{k_h^2} = \frac{(83.6)^3}{(141)^2}$$

$$= 29.4 \text{ md},$$

- ممكن حساب نصف القطر المتحقق (Radius of Investigation-ri) ، في بداية ونهاية كل من الجريان الكروي و الجريان الشعاعي باستعمال المعادلات الاتية:

$$r_{ibsf} = \sqrt{\frac{k_v t_{bsf}}{948\phi\mu c_t}} = \sqrt{\frac{(29.4)(0.2)}{(948)(0.27)(1.06)(12.9\times10^{-6})}} = 41 \text{ ft},$$

$$r_{iesf} = \sqrt{\frac{k_v t_{esf}}{948\phi\mu c_t}} = \sqrt{\frac{(29.4)(1)}{(948)(0.27)(1.06)(12.9\times10^{-6})}} = 92 \text{ ft},$$

$$r_{ibrf} = \sqrt{\frac{kt_{brf}}{948\phi\mu c_t}} = \sqrt{\frac{(141)(2)}{(948)(0.27)(1.06)(12.9\times10^{-6})}} = 284 \text{ ft},$$

$$r_{ierf} = \sqrt{\frac{kt_{brf}}{948\phi\mu c_t}} = \sqrt{\frac{(141)(12)}{(948)(0.27)(1.06)(12.9\times10^{-6})}} = 695 \text{ ft}.$$

إذ ان :

r_{ibsf} يمثل نصف القطر المتحقق عند بداية الجريان الكروي.

r_{iesf} يمثل نصف القطر المتحقق عند نهاية الجريان الكروي.

r_{ibrf} يمثل نصف القطر المتحقق عند بداية الجريان الشعاعي.

r_{ierf} يمثل نصف القطر المتحقق عند نهاية الجريان الشعاعي.

References – المصادر

1. Chatas، A.T. 1966. "Unsteady Spherical Flow in Petroleum Reservoirs". SPE J. 6 (2): 102–114. SPE-1305-PA.
2. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
3. Huinong Zhuang ، Nengqiang Liu، "Dynamic Well Testing In Petroleum Exploration And Development" @2013 Petroleum Industry Press. Published by Elsevier Inc.
4. John P. Spivey، W. John Lee، Applied Well Test Interpretation ، © Copyright 2013 Society of Petroleum Engineers.
5. Moncada K، Tiab D، Escobar FH، Montealegre-MM، Chacon A، Zamora RA، Nese SL. Determination of vertical and horizontal permeabilities for vertical oil and gas wells with partial completion and partial penetration using pressure and pressure derivative plots without type-curve matching. CT&F—Ciencia، Tecnología y Futuro. 2005;2(6).
6. Saidikowski، R. (1979). SPE Paper 8204، Presented at the SPE Annual Conference، Las Vegas، NV، Sept. 23–25.
7. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.

الفصل الحادي عشر

تأثير الابار المنتجة المتجاورة على سلوك الفحص

The Effect of Adjacent Production Wells

1-11 المقدمة :

تلعب فحوصات الآبار (Well Testing) دورًا حاسمًا في تقييم خصائص المكمن النفطي أو الغازي، وتُعتبر من الأدوات الأساسية لفهم سلوك المكمن وتحديد قدرته الإنتاجية. ومع ذلك، فإن أغلب عمليات الإنتاج لا تقتصر على بئر واحد فقط، بل تتضمن تشغيل عدد من الآبار ضمن نفس الحقل.

عند وجود أكثر من بئر قريب نسبيًا، فإن التغيرات في ضغط و جريان أحد الآبار قد تؤثر على الآبار الأخرى، حتى وإن لم تكون هناك علاقة مباشرة بينها. هذا ما يُعرف بظاهرة "تأثيرات الآبار المتعددة" والتي تشمل تداخل الضغوط (Pressure Interference) ، والتغيرات في استجابة المكمن، وتأثيرات التشغيل المتبادل للابار.

لذلك، فإن دراسة هذه الظاهرة تُعد جزءًا أساسيًا من تحليل فحوصات الآبار، خاصةً عند تصميم استراتيجيات الإنتاج طويلة الأمد، وتحديد مواقع الآبار الجديدة، أو تقييم امتداد المكمن.

ان اهمية دراسة التأثيرات تلك تكمن في ما يأتي :

- تحسين فهم البنية الجيولوجية للمكمن.
- اتخاذ قرارات مدروسة بشأن مواقع الآبار الجديدة.
- تجنب التداخل السلبي بين الآبار.
- زيادة الكفاءة الإنتاجية وتقليل التكاليف التشغيلية.
- تخطيط عمليات التطوير المستقبلية للحقول النفطية والغازية.

نظرًا لأن المكامن الحقيقية تحتوي عادةً على آبار متعددة تعمل بمعدلات إنتاج متغيرة، أصبح من الضروري استعمال نهج أكثر شمولًا لدراسة المشكلات المرتبطة بفحوصات الآبار وإيجاد الحلول المناسبة .

2-11 مبدأ التراكب - Superposition principle

يلعب مبدأ التراكب (*Superposition Principle*) دورًا جوهريًا في تحليل تأثيرات الآبار المنتجة المتجاورة عبر فحوصات الآبار ، خاصةً عندما يتم تشغيل أكثر من بئر في نفس الوقت أو ضمن مدد زمنية متقاربة. مما يتيح حساب استجابة الضغط عند أي نقطة في المكمن كنتيجة لجمع التأثيرات المختلفة.

ينص مبدأ التراكب على أن:

الاستجابة الكلية لمكمن عند وجود عدة آبار تعمل في وقت واحد، هي مجموع الاستجابات الفردية لكل بئر على حدة .أي أنه يمكننا دراسة تأثير كل بئر بشكل منفصل، ثم نجمع (نركب) هذه التأثيرات للحصول على الاستجابة الكلية في أي نقطة داخل المكمن، بما في ذلك ضغط البئر أثناء الفحص.

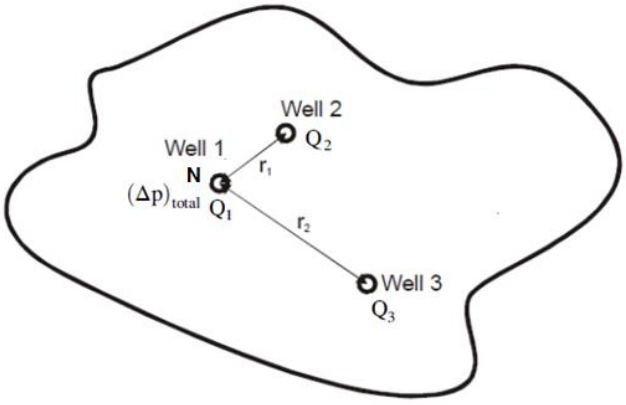
مبدأ التراكب لتحليل تأثير الآبار المتجاورة ممكن ان يكون :

1- تراكب زمني::*(Superposition in Time)* :

إذا تم تشغيل بئر ما بمعدل إنتاج معين، ثم أُوقف، ثم أُعيد تشغيله مرة أخرى، فإن استجابة الضغط النهائية لهذا البئر ستكون نتيجة تراكب تأثيرات كل مرحلة (فترة زمنية) و هذا مهم جدًا في فحوصات الآبار التي تتضمن فترات متعددة من إيقاف البئر وتشغيله.

2- التراكب المكاني:*(Superposition in Space)* :

عندما يعمل أكثر من بئر في نفس الحقل، فإن التغير في ضغط كل بئر سيؤثر على البئر الآخر المجاور. باستعمال مبدأ التراكب، يمكننا حساب الضغط الكلي في بئر معين كنتيجة لتداخل تأثير الآبار الأخرى.



الشكل 11-1 ثلاثة ابار منتجة في وقت واحد

و ببساطة فان مبدأ التراكب يتلخص في ايجاد حل لمشكلة معقدة من خلال تجميع لحلول أبسط. مبدأ او نظرية التراكب اوجدها Van Everdingen and Hurst-1949 للمكامن النفطية والتي تنتج بطاقة المستودع المائي و قدم سلايدر Slider (1983) مراجعة و مناقشة جيدة للتطبيقات العملية لهذا المبدأ لحل مجموعة واسعة من مشاكل الجريان لحالة الجريان اللا مستقرة USS ، من هذه التطبيقات:

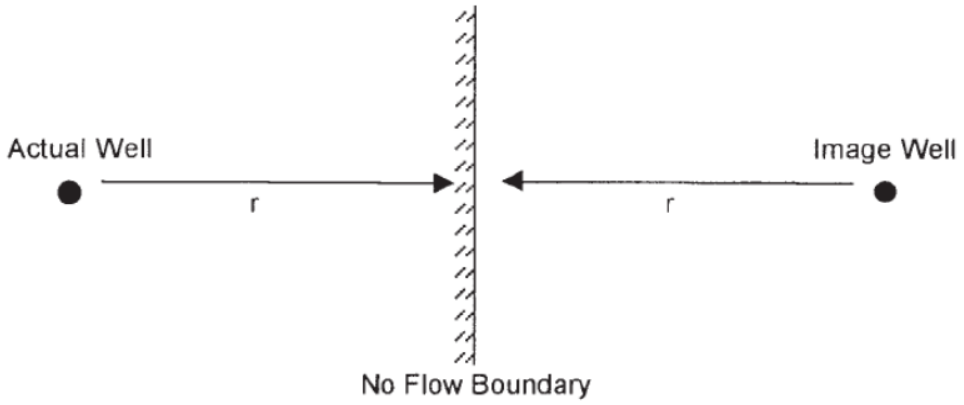
1- بئر واحد ينتج بمعدلات جريان متعددة Multirate.(الفصل الثاني عشر)

2- إنتاج عدة آبار (Multi-well Production) من نفس الطبقة المكمنية (الشكل 11-1)

3- بئر واحد ينتج بالقرب من حدود المكمن و لمحاكاة تأثير الحدود الخارجية يستخدم نظرية الصورة العاكسة (Image Principle) لآبار خيالية (الشكل 11-2).

التطبيقان الأول و الثاني يعود الى مبدأ التراكب في الوقت و التطبيق الثالث هو التراكب في المكان أو نظرية الصورة Image principle.

- يُستفاد ايضا من مبدأ التراكب في تفسير فحوصات التداخل وفحص النبض Interference and pulse tests ما بين الابار و ذلك لتحديد خواص الصخور ما بين الابار و يعتبر المبدأ هذا الاساس في معادلات فحص تصاعد الضغط Build-up test .



الشكل 11-2 بئر حدودي منتج في مكمن مغلق

3-11 ابار متعددة متجاورة تنتج بمعدلات مختلفة و بوقت واحد Multi-Wells with Variable Production Rates at same time:

غالبًا ما يكون من الضروري أخذ تأثير إنتاج الآبار المتعددة بعين الاعتبار، نظرًا لما تسببه من تغيرات في الضغط تؤثر على أداء الآبار المجاورة التي تنتج من نفس المكمن.

عند النظر إلى الآبار الثلاثة في الشكل 11-1، نجد أنها تنتج بمعدلات مختلفة Q_1، Q_2 ، Q_3 على التوالي، من مكمن غير محدود الامتداد، إذ يكون الجريان من النوع غير المستقر *(USS)* .

بما أن الآبار بدأت الإنتاج في نفس الوقت t، فإننا نستخدم مبدأ التجميع *Superposition Principle* لحساب هبوط الضغط الكلي عند أي بئر، ولنأخذ على سبيل المثال البئر رقم 1 *(Well-1)* .

وفقًا لمبدأ التراكب، فإن هبوط الضغط الكلي عند البئر رقم 1 يساوي:

- هبوط الضغط بسبب إنتاج البئر نفسه.
- إضافةً إلى تأثير هبوط الضغط الناتج عن إنتاج الآبار المجاورة (Well-2، 3). التي تقع على مسافات r_1، r_2 منه.

بالتالي، يُمكن التعبير عن هبوط الضغط الكلي عند البئر 1 رياضيًا على النحو التالي:

$$(\Delta p)_{\text{total drop at well 1}} = (\Delta p)_{\text{drop due at well 1}} + (\Delta p)_{\text{drop due at well 2}} + (\Delta p)_{\text{drop due at well 3}} \quad \text{----- 1}$$

الان نُفصل المعادلة رقم-1 كما يأتي:

هبوط الضغط عند البئر الاول نفسه يساوي:

$$(p_i - p_{wf})_{\text{drop due at well 1}} = \left(\frac{162.6 Q_{o1} B_o \mu_o}{kh}\right) \times \left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] \text{---- 2}$$

هبوط الضغط من جراء انتاج الابار رقم-2 و 3 و يساوي على التوالي:

$$(\Delta p)_{\text{drop due to well 2}} = p_i - p(r_1,t) = -\left[\frac{70.6Q_{o2}\mu_o B_o}{kh}\right] \times \text{Ei}\left[\frac{-948\phi\mu_o c_t r_1^2}{kt}\right] \quad \text{----- 3}$$

$$(\Delta p)_{\text{drop due to well 3}} = p_i - p(r_2,t) = -\left[\frac{70.6Q_{o3}\mu_o B_o}{kh}\right] \times \text{Ei}\left[\frac{-948\phi\mu_o c_t r_2^2}{kt}\right] \quad \text{----- 4}$$

بتعويض المعادلات رقم- 2 ، 3 و 4 في المعادلة رقم- 1 نحصل على ما يأتي:

$$(p_i - p_{wf})_{\text{total at well 1}} = \left(\frac{162.6Q_{o1}B_o\mu_o}{kh}\right)\left[\log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] - \left(\frac{70.6Q_{o2}B_o\mu_o}{kh}\right)\text{Ei}\left[-\frac{948\phi\mu c_t r_1^2}{kt}\right] - \left(\frac{70.6Q_{o3}B_o\mu_o}{kh}\right)\text{Ei}\left[-\frac{948\phi\mu c_t r_2^2}{kt}\right] \quad \text{----- 5}$$

و لأي عدد n من الآبار المنتجة في المك عبر نفس المدة الزمنية وبمعدلات إنتاج مختلفة مع ثبات معدل الإنتاج لكل بئر على حدة على ان تكون تحت ظروف الجريان غير المستقر*USS* ، وبفرض أن خواص الصخرة والمائع ثابتة، فإن هبوط الضغط الكلي عند البئر N نتيجة إنتاجه وإنتاج الآبار المجاورة له يُحسب باستعمال مبدأ التجميع *(Superposition Principle)* كما يأتي:

$\Delta P_{T@N} = \sum_{i=1}^{n} \Delta Pi$ -------- 6

بالتعويض عن Δpi بما يساويه ينتج:

$$\Delta P_N = \frac{70.6\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} -\left(Q_i\right)\text{Ei}\left(-x_i\right) + \frac{141.2\,Q\mu B}{kh}s|_N \quad \text{----- 7}$$

إذ ان :

$$x_i = \frac{948\phi\mu c_t r_i^2}{kt} \quad \text{------- 8}$$

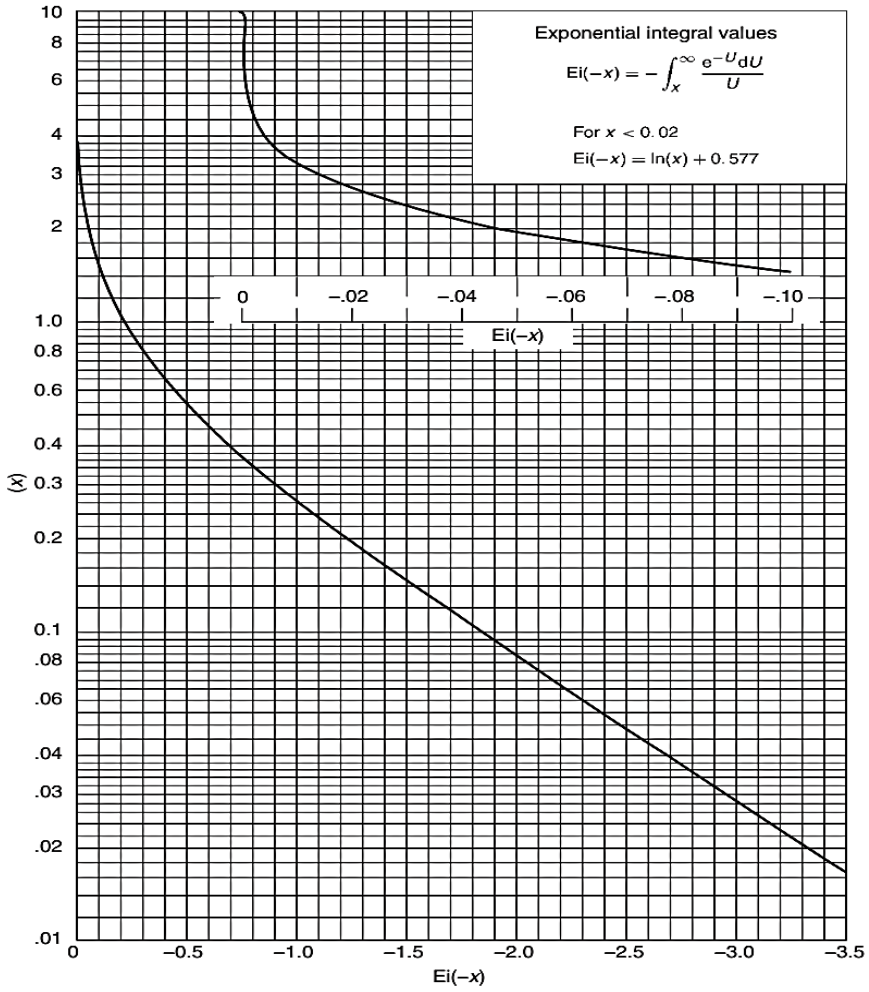
n،3 ….،2، r_i : distances between the well-N and the wells around ; i=1

لاحظ:

- ان الرمز N يشير الى رقم او تسلسل البئر المرجعي الذي يجري عنده حساب هبوط الضغط الكلي ، اما الرمز n فهو اشارة الى عدد الابار المحيطة بالبئر المرجعي ممكن ان تكون ثلاثة او اربعة ابار ... .

- المعادلة رقم -7 تعني أن التأثير الكلي لتشغيل عدة آبار على سلوك الضغط في بئر معين يساوي مجموع تأثير كل بئر على حدة، وهو ما يسمح بتمثيل واقعي لتداخل تأثيرات الإنتاج بين الآبار في المكمن.

- المعادلة رقم -7 تكون بمثابة تصحيح لقيم الضغوط عبر فحص البئر. إذ بتوفر قراءات معدلات الجريان مع الوقت لكل بئر يمكن حساب الضغوط النهائية بعد التصحيح و مطابقتها مع الضغوط المقاسة ثم اكمال تحليل الفحص بالطرائق المذكورة في الفصول السابقة.



الشكل 11-3 تحديد قيمة الدالة الأسية

- عموما فان الدالة الأسية تُحَدد من الجدول رقم 5-1(الفصل الخامس) او الشكل 11-3 عندما تكون قيمة $x > 0.01$ او تُحسب باستعمال معادلة التقريب االلوغاريتمية رقم -8 الفصل الخامس عندما $x < 0.01$:

$$\mathrm{Ei}(-x) = -\ln(1.781x)$$

إذ ان الرمز x مُعرف حسب المعادلة رقم-8 .

- عند حساب هبوط الضغط في البئر رقم-1 من جراء تشغيل البئرين 2 و 3 و حساب *(ΔP2)* و *ΔP3)* استخدمنا معادلة الدالة الأسية *Ei(-x) function* ، لكون بُعد البئرين 2 و 3 *(r1&r2)* كبير عن البئر رقم-1 بالمقارنة بنصف القطر للبئر فتكون قيمة *0.01* < x .

- في حين استخدمنا الدالة اللوغاريتمية التقريبية في حساب هبوط ضغط للبئر رقم-1 نفسه (اي عند نصف قطر r_w) كتقريب بدلا من الدالة الأسية، لكون قيمة x له على الاغلب اقل $x<0.01$. عليه يُستخدم التقريب دائما في البئر رقم N نفسه و المقرر حساب الضغط عنده.

- حساب هبوط الضغط عند البئر المرجعي رقم N نفسه في حالة كونه منتج نستخدم المعادلة اللوغاريتمية الاتية:

$$p_i - p_{wf} = (\Delta p)_{well1} = 162.6\left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)\left[\log\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s\right] \text{ ------- } 9$$

- يجب ادخال عامل القشرة *skin factor s* (كما في المعادلة في اعلاه) للبئر رقم-1 فقط و الذي عنده يُحسب الضغط. اذ ان الحد الاخير للطرف الايمن من المعادلة رقم-9 يمثل حساب هبوط الضغط بتاثير تضرر الطبقة عند البئر المرجعي رقم N نفسه ولا يُحسب للابار الاخرى لكون البئر N لا يتاثر بالمنطقة المتضررة للبئرين الاخرين وانما يتأثر فقط بالتضرر الحاصل في منطقته ، لذا ستهمل للابار الاخرى ويُحسب هبوط الضغط من دون معامل القشرة كما يأتي :

$$\Delta P_N = \frac{70.6\,\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} -\left(Q_i\right)\mathrm{Ei}\left(-x_i\right) \text{ ------- } 10$$

مثال-1

الشكل 11-4 يوضح وجود ثلاثة ابار تنتج من مكمن واحد تحت ظروف الجريان غير المستقر *USS* لمدة *t=15 hrs.* المعلومات المتوفرة :

$Q_{o1} = 100$ STB/day, $Q_{o2} = 160$ STB/day
$Q_{o3} = 200$ STB/day, $p_i = 4500$ psi,
$B_o = 1.20$ bbl/STB, $c_t = 20 \times 10^{-6}$ psi^{-1},
$(s)_{well1} = -0.5$, $h = 20$ ft,
$\phi = 15\%$, $k = 40$ md,
$r_w = 0.25$ ft, $\mu_o = 2.0$ cp,
$r_1 = 400$ ft, $r_2 = 700$ ft.

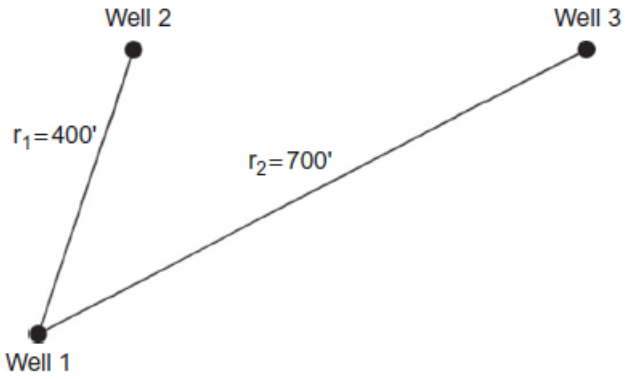
- اذا كانت الابار الثلاثة تنتج بمعدل ثابت

احسب هبوط الضغط الكلي و ضغط الجريان في قاع البئر رقم-1 ؟؟

-الحل:

- حسب المعادلة رقم-10 فان هبوط الضغط الكلي المحسوب عند البئر رقم-1 يساوي:

$$\Delta P_N = \frac{70.6\,\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} -\left(Q_i\right)\mathrm{Ei}\left(-x_i\right)$$



الشكل 11-4 مخطط ابار المثال-1

- ان هبوط الضغط للبئر رقم-1 نفسه يُحسب كما في المعادلة رقم-9 ادناه:

$$(p_i - p_{wf}) = (\Delta p)_{well\ 1} = \frac{162.6 Q_{o1} B_o \mu_o}{kh} \times \left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right]$$

بالتعويض :

$$(\Delta p)_{well1} = \frac{(162.6)(100)(1.2)(2.0)}{(40)(20)} \times \left[\log\left(\frac{(40)(15)}{(0.15)(2)(20\times10^{-6})(0.25)^2}\right) - 3.23 + 0.87(0)\right]$$

$$= 270.2\ \text{psi}$$

- الان نحسُب هبوط الضغط من جراء انتاج البئررقم 2، وحسب المعادلة الاتية:

$$(\Delta p)_{\text{drop due to well 2}} = p_i - p(r_1, t) = -\left[\frac{70.6 Q_{o1} \mu_o B_o}{kh}\right] \text{Ei}\left[\frac{-948 \phi \mu_o c_t r_1^2}{kt}\right]$$

$$(\Delta p)_{\text{due to well 2}} = -\frac{(70.6)(160)(1.2)(2)}{(40)(20)} \times \text{Ei}\left[-\frac{(948)(0.15)(2.0)(20\times10^{-6})(400)^2}{(40)(15)}\right]$$

$$= 33.888\left[-\text{Ei}(-1.5168)\right]$$

$$(\Delta p)_{\text{due to well 2}} = (33.888)(0.13) = 4.41\ \text{psi}$$

- حساب هبوط الضغط نتيجة انتاج البئررقم 3، كما يأتي:

$$(\Delta p)_{\text{drop due to well 3}} = p_i - p(r_2, t) = -\left[\frac{70.6 Q_{o2} \mu_o B_o}{kh}\right] \text{Ei}\left[\frac{-948 \phi \mu_o c_t r_2^2}{kt}\right]$$

$$(\Delta p)_{\text{due to well 3}} = -\frac{(70.6)(200)(1.2)(2)}{(40)(20)} \times \text{Ei}\left[-\frac{(948)(0.15)(2.0)(20\times10^{-6})(700)^2}{(40)(15)}\right]$$

$$= (42.36)\left[-\mathrm{Ei}(-4.645)\right]$$

$$= (42.36)\,(1.84 \times 10^{-3}) = 0.08 \text{ psi}$$

- اذن هبوط الضغط الكلي بسبب تاثير انتاجية الابار الثلاثة يساوي:

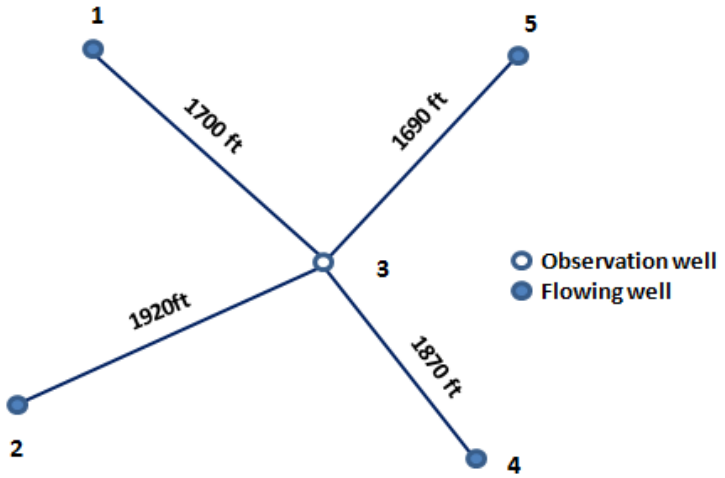
$$(\Delta p)_{\text{total at well 1}} = 270.2 + 4.41 + 0.08 = 274.69 \text{ psi}$$

- ضغط الجريان في قاع البئر رقم-1 يساوي :

$$p_{wf} = p_i - \Delta p$$

$$p_{wf} = 4500 - 274.69 = 4225.31 \text{psi}$$

لاحظ ان هبوط الضغط للبئر رقم-1 من جراء انتاج البئرين المجاورة محدود مقارنة بهبوط الضغط عند البئر نفسه.



الشكل 11-5 مخطط لابار المثال-2

مثال-2

في الشكل 11-5 هنالك خمسة ابار اربعة منها تنتج بمعدلات أُدرجت في الجدول11-1 ادناه :

Well	*Flow Rate (STB/day)*	*Distance to Observation well (feet)*
1	265	1700
2	270	1920
4	287	1870
5	260	1690

الجدول 11-1 بيانات المثال-2

والبئر الخامس رقم- 3 بئر مراقبة و البيانات المتوفرة للمائع و الصخور كما في ادناه:

oil viscosity = 0.40 cp	B_o=1.50 bbl/STB
k = 47 md	formation thickness = 50 ft
porosity = 11.2%	$c_t = 15 \times 10^{-6}$ psi^{-1}

- احسب هبوط الضغط الكلي في بئر المراقبة رقم-3 بعد طول مدة انتاج لمدة 10 ايام ؟؟

الحل:

- لكون البئر رقم-3 هو للمراقبة فالبئر مغلق غير منتج اي لا نستخدم المعادلة رقم-9 .
- نستخدم المعادلة رقم-10 في حساب هبوط الضغط الكلي بسبب انتاج الابار الاربعة المجاورة له:

$$\Delta P_N = \frac{70.6\,\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} -\left(\mathrm{Q}_i\right)\mathrm{Ei}\left(-\mathrm{x}_i\right)$$

$$(\Delta p)_{\text{due to well 1}} = (\Delta p)_1 = -\frac{(70.6)(265)(1.5)(0.4)}{(47)(50)} \times \mathrm{E_i}\left[-\frac{(948)(0.112)(0.4)(15\times 10^{-6})(1700)^2}{(47)(240)}\right]$$

$$\Delta p_1 = 4.78\left[-E_i(-0.164)\right]$$

من الشكل 11-3 (الشكل 5-7 في الفصل الخامس) نجد قيمة الدالة الأسية :

$$-E_i(-0.164) = 1.39$$

اذن هبوط الضغط بتاثير البئر رقم-1 يساوي:

$$\Delta p_1 = 4.78(1.39) = 6.6 \text{ psi}$$

و بنفس الطريقة نجد هبوط الضغط بتاثير الابار الاخرى و كما يأتي:

$$\Delta p_2 = 4.87[-E_i(-0.209)] = 5.7 \text{ psi}$$

$$\Delta p_4 = 5.14[-E_i(-0.198)] = 6.4 \text{ psi}$$

$$\Delta p_5 = 4.69[-E_i(-0.162)] = 6.6 \text{ psi}$$

- هبوط الضغط الكلي يساوي :

$$\Delta p_t = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_4 + \Delta p_5$$

$$\Delta p_t = 6.6 + 5.7 + 6.4 + 6.6 = 25.3 \text{ psi}$$

لاحظ برغم محدودية تاثير(هبوط الضغط) الابار منفردة على بئر المراقبة لكن المحصلة و مجموع هبوط الضغط الكلي للابار الاربعة تكون مؤثرة.

حساب فرق الضغط الكلي بدلالة المعاملات اللابعدية:

- يمكن حساب فرق الضغط الكلي بدلالة المعاملات اللابعدية باستعمال المعادلة الاتية :

$$\Delta P_N = \frac{141.2\ \mu B}{kh} \sum_{i=1}^{n} Q_i [P_{Di}(r_{Di}, t_D)] \quad \text{------- 11}$$

- ادخال عامل القشرة s :

$$\Delta P_N = \frac{141.2\ \mu B}{kh} \sum_{i=1}^{n} Q_i [P_{Di}(r_{Di}, t_D)] + \frac{141.2\, Q\mu B}{kh} s|_N \quad \text{------- 12}$$

$r_{Di} = (r_i / r_w)$: dimensionless distances between the well-N and the wells around ; i=1 ،2 ،3 …. n

ان عامل القشرة يدخل في حسابات فرق ضغط البئر نفسه فقط .

ان الوقت اللابعدي يساوي:

$$t_D = 0.000264 \frac{kt}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad \text{------- 13}$$

الضغط اللابعدي لكل بئر يساوي:

$$P_{D_i} = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{r_{D_i}^2}{4(t_D)}\right) \quad \text{------- 14}$$

كما ان :

$$x = -\frac{r_D^2}{4t_D} = -\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}$$

- ممكن نستخدم التقريب بدلالة الدالة اللوغاريتمية بدلا من Ei(x) في حال $(r_D^2/4t_D) < 0.01$ او $(t_D/r_D^2) > 25$ فيكتب الضغط اللابعدي كالتالي :

$$p_D(r_D, t_D) = \frac{1}{2}\left[\ln \frac{t_D}{r_D^2} + 0.80907\right] \quad \text{------- 15}$$

$r_D = (r/r_w)$ ---------- 16

اذا كان $r_D=1$ اي حساب الضغط عند البئر نفسه و بادخال تاثير عامل القشرة S فتصبح المعادلة :

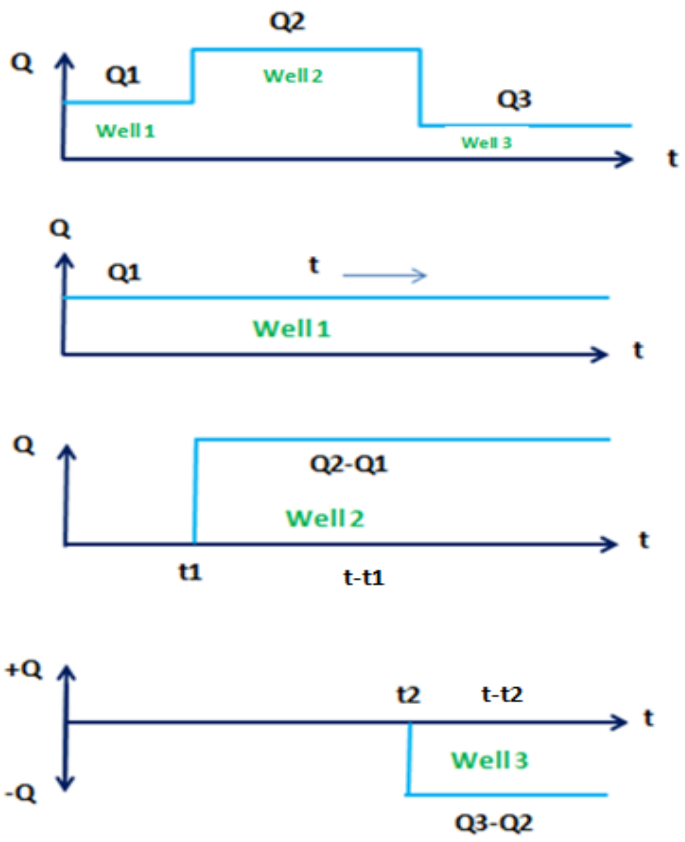
$$P_D(1, t_D) = \frac{1}{2}[\ln t_D + 0.80907 + 2S] \quad \text{------ 17}$$

-و بدلالة المعاملات **البعدية** فان P_D يساوي:-

$$p_D = \frac{p_e - p_{wf}}{\left(\frac{141.2 Q_o B_o \mu_o}{kh}\right)} \quad \text{------- 18}$$

و حساب ضغط الجريان p_{wf} في قاع البئر بالصيغة ادناه :

$$P_{wf} = P_i - 141.2\frac{q\mu B}{kh}(P_D + s) \text{ ------ } 19$$



الشكل 11-6 مبدأ التجميع لابار أُدخلت للانتاج باوقات متعاقبة و بمعدلات مختلفة

11-4 ابار متعددة متجاورة تنتج بمعدلات مختلفة و باوقات مختلفة Multi-Wells with Variable Production Rates at different times:

يمكن استعمال نظرية التراكب *(Superposition Principle)* للتنبؤ بسلوك ضغط الآبار سواء عند إدخال آبار جديدة أو بنفس الابار لكن بتغيير معدلات إنتاجها. الشكل 11-6 يمثل التاريخ الانتاجي لثلاثة ابار أُدخلت للانتاج باوقات متعاقبة:

- عند الوقت $t=0$، يبدأ البئر الأول بالإنتاج بمعدل $Q1$، مما يؤدي إلى هبوط ضغط أولي في المكمن.
- عند الوقت t_1، يدخل البئر الثاني للإنتاج بمعدل $Q2$، مما يُضيف تأثيرًا إضافيًا على الضغط.
- عند الوقت t_2، يدخل البئر الثالث للإنتاج بمعدل $Q3$، مما يزيد من هبوط الضغط الكلي.

بحسب الشكل11-6 فان البئر رقم-1 ينتج بمعدل Q1 منذ البداية و يستمر بالانتاج. البئر رقم-2 ينتج بمعدل Q2 منذ الوقت t_1 و يستمر بالانتاج . و بحسب نظرية التجميع Superposition فهنالك صافي انتاج مؤثر ما بين البئرين رقم -1 و 2 مقداره (Q2-Q1) منذ الوقت t1. البئر

رقم-3 ينتج بمعدل Q3 منذ الوقت t2 و يستمر بالانتاج . و بحسب نظرية التجميع فهنالك صافي انتاج مؤثر ما بين البئرين رقم -2 و 3 مقداره (Q3-Q2).

عليه ، فان هبوط الضغط الكلي بسبب انتاج الابار المحيطة بالبئر رقم N او البئر رقم-1 يساوي:

$\Delta P_{T@N} = \sum_{i=1}^{n} \Delta Pi$ ------- 20

$$P_N = \frac{70.6\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} -\left(\Delta Q_i\right) \mathrm{Ei}\left(-x_i\right) + \frac{141.2\,Q\mu B}{kh} s|_N \quad \text{------ 21}$$

$\Delta Q_i = Q_i - Q_{i-1}$ --------- 22

$$x_i = \frac{948\phi\mu c_t r_i^2}{k(t-t_i)} \quad \text{------- 23}$$

او نستخدم المعادلة ادناه للاختصار:

$$x_i = \frac{K\, r_i^2}{(t-t_i)} \quad \text{------- 24}$$

Where

$$K = \frac{948\phi\mu c_t}{k} \quad \text{------- 25}$$

r_i المسافة ما بين البئر المعني بالقياس (N) والابار المجاورة و

r_i : distances between the well-N and the wells around ،i=1 ،2 ..n

بدلالة المعاملات اللابعدية فان هبوط الضغط الكلي اللابعدي بسبب انتاج الابار المحيطة بالبئر N او البئر رقم- 1 يساوي :

$$P_{DT} = \sum_{i=1}^{n} Q_i P_{Di} \quad \text{------ 26}$$

هبوط الضغط الكلي البعدي عند البئر N يساوي:

$$\Delta P_N = \frac{141.2\,\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} \Delta Q_i \left[P_{Di}(r_{Di}, (t_D - t_{Di})\right] \quad \text{------ 27}$$

هبوط الضغط اللابعدي لكل بئر يساوي:

$$P_{Di} = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{r_{Di}^2}{4(t_D - t_{Di})}\right) \quad \text{------ 28}$$

إذ ان :

$r_{Di} = (r_i / r_w)$ ،3 …n ،2 ،i=1

- يُحسب الوقت اللابعدي (عند الوقت المطلوب t) في مدة الوقت ti للبئر ذو التسلسل i كما يأتي:

$$t_{D_i} = 0.000264 \frac{kt_i}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad \text{-------- 29}$$

اذا كانت M تساوي:

$$M = \frac{0.000264k}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad \text{------ 30}$$

Then:

$t_D = \mathbf{M}t$ ---------- 31

$t_{Di} = \mathbf{M}t_i$ ---------- 32

t_i: time at interval i t: any required time

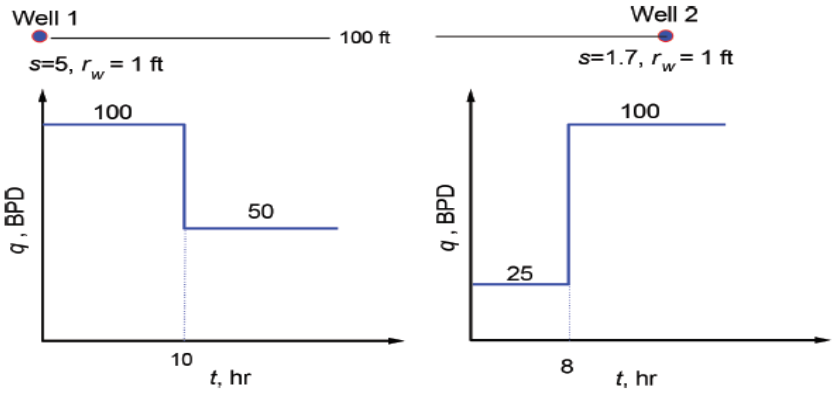
مثال-3

بئران منتجة للنفط حسب الشكل 11-7 ، المعلومات المتوفرة كالتالي :

$k = 76$ md، $\phi = 20$ %، $B = 1.08$ bbl/STB ،$Pi = 2200$ psia، $\mu = 1$ cp، $ct = 10 \times 10^{-6}$ psi^{-1} ، $h = 20$ ft

- احسب الضغط الجرياني في قاع البئر رقم-1 بعد سبع ساعات من الانتاج؟؟؟

- و احسب الضغط الجرياني في قاع البئر رقم-2 بعد احد عشر ساعة من الانتاج؟؟؟



الشكل 11-7 مخطط لانتاج البئرين في المثال-3

الحل :-

المطلب الاول:

- حسب الرسم اعلاه فان البئر الاول ينتج بمعدل q= 100 stb/d لمدة t=10 hrs بعدها

يستمر بالانتاج بمعدل q= 50 stb/d . البئر الثاني ينتج بمعدل q= 25 stb/d لمدة t=8 hrs بعدها يستمر بالانتاج بمعدل q= 100stb/d .

نستخدم المعادلات اللابعدية - المعادلة رقم-27 في حساب فرق الضغط الكلي عند البئر رقم-1 بعد $t=7\ hrs$ و الذي يساوي فرق الضغط من جراء انتاج البئر رقم-1 نفسه زائدا فرق الضغط من جراء انتاج البئر رقم-2 محسوب عند البئر رقم-1 اي عند المسافة $r=100\ ft$.

$$\Delta P_N = \frac{141.2\ \mu B}{kh} \sum_{i=1}^{n} \Delta Q_i \left[P_{Di}(r_{Di}, (t_D - t_{Di})\right]$$

$\Delta Q_i = Q_i - Q_{i-1}$

$$\Delta P_{7hr\ @\ well1} = \frac{141.2\mu\, Q_1 B}{kh}[P_D(r_{D1}, t_D) + s] + \frac{141.2\mu Q_2 B}{kh}(P_D(r_{D2}, t_D))$$

لاحظ تم ادخال تاثير عامل القشرة فقط في البئر رقم-1 والذي يُحسب عنده فرق الضغط الكلي (البئر المرجعي) وتعتبر هذه الملاحظة قاعدة يجب اعتمادها في حل المسائل على هذه الشاكلة ، الان نحسب الضغط اللابعدي للمعادلة في ادناه:

$$P_{D_i} = -\frac{1}{2} Ei\left(-\frac{r_{D_i}^2}{4(t_D)}\right)$$

- ممكن ان نستخدم التقريب بدلالة الدالة اللوغاريتمية لايجاد الدالة الأُسية Ei(x) - المعادلة رقم-9 في الفصل الخامس ادناه بدلا من استعمال الجدول رقم-5-1 او الشكل11-3:

$$\mathrm{Ei}(-x) = -\ln(1.781x)$$

نستخدم التقريب اعلاه فقط في حال ان $r_{Di}^2/4(t_D) < 0.01$ و يتم حساب الضغط اللابعدي حسب المعادلة رقم-15 .

- في حالة $r_D=1$ اي عند البئر نفسه فنستخدم المعادلة رقم- 17 .

- و للتاكد نحسب قيمة x عند البئر رقم-1

$$x = -\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} = \frac{948(0.2)(1)(1\times10^{-5})1^2}{(76)(7)} = 3.56\times10^{-6}$$

القيمة اعلاه اقل من 0.01

- او بدلالة x اللابعدي نحسب الزمن اللابعدي عندما $t=7\ hrs.$ ويساوي:

$$t_D = 0.000264\frac{kt}{\phi\mu C_t r_w^2}$$

$$t_D = 0.000264\frac{(76)\ t}{(0.2)(1)(1\times10^{-5})1^2}$$

$$t_D = 10032\ t$$

$t_D = 10032 \times 7 = 70224$

لاحظ ان :

$$x = -\frac{r_D^2}{4t_D} = -\frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt}$$

$xi = r_{Di}^2/4(t_D) = 1/(4*70224) = 3.56\times10^{-6} < 0.01$

- حساب الدالة الأسية الاتية :

$$\mathrm{Ei}(-x) = -\ln(1.781x)$$

والتي ادخلت ضمنا في المعادلة 17.

- نستخدم المعادلة رقم-17 لايجاد الضغط اللابعدي :

$$P_D = \frac{1}{2}[\ln t_D + 0.80907]$$

$P_D = 1/2\ [\mathrm{Ln}\ (70224) + 0.80907] = 5.98$

$P_D + s = 5.98 + 5 = 10.98$

- الان نحسب الضغط نتيجة لتاثير انتاجية البئر رقم-2 على البئر رقم-1 ، بدءا نحسب قيمة x و لنفس الزمن سبع ساعات فيبقى الزمن اللابعدي كما هو ولكن قيمة r_D تختلف نجد xi :

$$\left(-\frac{r_{D_i}^2}{4(t_D)}\right) = \left(-\frac{100^2}{4(70224)}\right) = 0.03564$$

حسب القيمة اعلاه فلا يمكن استعمال التقريب اللوغاريتمي لكون $r_{Di}^2/4(t_D) > 0.01$ فنستخدم الجدول 5-1 او الشكل11-3 لايجاد دالة تكامل الاس وتساوي:

$\mathrm{Ei}(-x) = \mathrm{Ei}(-0.03564) = 2.7924$

- باستعمال المعادلة رقم-14 :

$$P_{D_i} = -\frac{1}{2}Ei\left(-\frac{r_{D_i}^2}{4(t_D)}\right)$$

بالتعويض نجد قيمة P_D :

$P_D \approx ½\ (2.7924)$

$P_D \approx 1.4$

- لتسهيل الحل و عدم التكرار نحسب الثوابت :

$$\frac{141.2\ \mu B}{kh} = \frac{141.2\ (1.08)(1)}{(76)(20)} = 0.1$$

- نطبق المعادلة رقم-27 على فرق الضغط ، لاحظ في السبع ساعات الاولى اذ البئر رقم-1 ينتج بمعدل $Q=100stb/day$ و البئر رقم-2 ينتج بمعدل $Q=25\ stb/day$ ، اذن:

$$\Delta P_{7hr,r_D=1} = (0.1)(100)(5.98+5) + (0.1)(25)(1.4) = 113.7$$

فرق الضغط يساوي :

$\Delta P = P_i - P_{wf}$

اذن ضغط الجريان الكلي عند قاع البئر رقم-1 يساوي:

$$P_{wf\ @\ well1} = 2200 - 113.7 = 2086.4\ \text{psi}$$

- المطلب الثاني :

حساب فرق الضغط عند البئر رقم-2 بعد مرور 11 ساعة على الانتاج و يساوي :

فرق الضغط عند البئر الثاني الناتج من تاثير انتاج البئر الاول بمعدل $100stb/d$ لمدة $t=11\ hrs$ + فرق الضغط عند البئر الثاني الناتج من تاثير انتاج البئر الاول بمعدل $-50stb/d$ لمدة $t=11-10=1hr.$

+ فرق الضغط عند البئر الثاني الناتج من تاثير انتاج البئر الثاني نفسه و بمعدل $25\ stb/d$ لمدة $t=11hrs.$

+ فرق الضغط عند البئر الثاني الناتج من تاثير انتاج البئر الثاني نفسه و بمعدل $75stb/d$ لمدة $t=11-8=3\ hrs$

اي ان فرق الضغط الكلي يساوي:

$$\begin{aligned}\Delta P_{(11\ \text{hr},\text{well 2})} = {} & \Delta P_{\text{well 1}\rightarrow\text{Well 2},t=11\ \text{hr},q=100\ \text{BPD},\ r_D=100} + \\ & \Delta P_{\text{well 1}\rightarrow\text{Well 2},t=(11-10)\ \text{hr},q=(50\text{-}100)\ \text{BPD},\ r_D=100} \\ & \Delta P_{\text{well 2}\rightarrow\text{Well 2},t=11\ \text{hr},q=25\ \text{BPD},\ r_D=1,s_2} + \\ & \Delta P_{\text{well 2}\rightarrow\text{Well 2},t=(11-8)\ \text{hr},q=(100\text{-}25)\ \text{BPD},\ r_D=1,s_2}\end{aligned}$$

- نُعيد خطوات الحساب المذكورة سابقا و نجد قيمة xi و الدالة الأُسية ثم الضغط للحالات الاربعة و تساوي على التوالي :

xi =0.02268، 0.2494، 2.268×10^{-6}، and 8.316×10^{-6}.

القيمتان الاولية اكبر من 0.01 فنستخدم الجدول 5-1 لحساب دالة تكامل الاس و من المعادلة رقم-14 نجد قيمة P_D . و عند القيمتين الاخيرتين فقيمة x اقل من 0.01 فنستخدم المعادلة التقريبية لحساب دالة تكامل الاس المعادلة رقم-8 و نستخدم المعادلة رقم-17 في حساب P_D مباشرة" النتائج ستكون كما يأتي:

The four values of Ei(-x) are: 3.26138، 0.811، 12.42، and 11.12.

values of P_D are 1.605، 0.405، 6.209، and 5.56.

أُدرجت الحسابات في الجدول رقم11-2 .

Time-hr	t_D	r -ft	r_D	*xi*	*Ei*	P_D From eq.
11	110352	1	1	2.268×10^{-6}	12.42 Eq.	6.21 Eq.17
11	110352	100	100	0.02268	*3.26138* Table-5-1	1.605 Eq.14
3	30096	1	1	8.3×10^{-6}	11.12 Eq	5.56 Eq.17
1	10032	100	100	0.249	0.811 Table-5-1	0.405 Eq.14

الجدول 11-2 حسابات المثال-3

- حساب فرق الضغط الكلي :

$$\Delta P_{well\,2,\ 11\ hr)} = \frac{141.2(1)(1.08)}{(76)(20)}\Big\{(100)(1.605) + (50-100)(0.405) + (25)(6.209+1.7) + (100-25)(5.56+1.7)\Big\} = 87.75\ \text{psi}$$

اذن الضغط الجرياني P_{wf} في باطن البئر *well-2* و يساوي:

$$P_{wf\ @\ well2} = 2200 - 87.75 = 2112.25\ \text{psi}$$

مثال-4

بئر نفطي ينتج من مكمن متناهي الابعاد و الجريان من النوع اللامستقر ، الخواص الصخرية والمعلومات الاخرى المتوفرة مُدرجة في ادناه :

$$p_i = 2{,}500\ \text{psia},\ B = 1.32\ \text{RB/STB},\ \mu = 0.44\ \text{cp},\ k = 25\ \text{md},$$
$$h = 43\ \text{ft},\ c_t = 18\times10^{-6}\text{psi}^{-1}\ \phi = 0.16.$$

- ما مقدار هبوط الضغط المسجل في بئر مراقبة مغلق يبعد عن البئر المنتج مسافة $r=500\ ft$ بعد مرور 6 ايام، علما ان التاريخ الانتاجي للبئر المنتج يتمثل بالجريان بمعدل $Q=300stb/d$ لمدة خمسة ايام ثم اغلق بعدها لمدة يوم واحد؟؟؟

الحل:

بتطبيق مبدأ التراكب Superposition لبئرين فان ظروف المسالة هي معدلات انتاج متغيرة في مدد زمنية مختلفة فنستخدم المعادلة الاتية :

$$\Delta P_{T@N} = \sum_{i=1}^{n} \Delta Pi$$

$$P_N = \frac{70.6\,\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} -\left(\Delta Q_i\right)\mathrm{Ei}\left(-x_i\right) + \frac{141.2\,Q\mu B}{kh}s|_N$$

لاحظ هنا بئر المراقبة غير منتج لا يدخل في الحسابات فقط البئر المنتج يدخل في الحسابات الذي يقع على مسافة $r=500\ ft$ من بئر المراقبة ، فتصبح المعادلة:

$$\Delta P_N = (p_i - p_{wf})_{\text{total at well1}} = \frac{70.6\,\mu B}{kh}\sum_{i=1}^{n} -\left(\Delta Q_i\right)\mathrm{Ei}\left(-x_i\right)$$

- نحسب قيمة الثوابت في المعادلة :

$$\frac{948\,\phi\mu c_t r^2}{k} = \left[(948)(0.16)(0.44)(1.8\times10^{-5})\cdot(500)^2\right]/25 = 12.01$$

- لاحظ على الرغم من ان الانتاج استمر لمدة 5 ايام فقط لكن حسب نظرية التداخل يستمر تاثير الانتاج للمدة الزمنية الكاملة" اي لستة ايام وبمعدل $Q=300stb/d$ في حين ان الغلق $Q=0$ ياخذ مدة يوم واحد اي بتطبيق المعادلة اعلاه :

$$p_i - p = -\frac{70.6\,\mu B}{kh}\left\{q_1\,Ei\left(\frac{-948\,\phi\mu c_t r^2}{kt}\right) + (q_2-q_1)\,Ei\left[\frac{-948\,\phi\mu c_t r^2}{k(t-t_1)}\right]\right\}$$

$$p_i - p = -\frac{(70.6)(0.44)(1.32)}{(25)(43)}\cdot\left\{(300)\,Ei\left[\frac{-12.01}{(6)(24)}\right] + (0-300)\,Ei\left[\frac{-12.01}{(1)(24)}\right]\right\}$$

$$= 11.44\left[-Ei(-0.0834) + Ei(-0.5)\right]$$

$$= 11.44\,(1.989 - 0.560)$$

$$= 16.35\ \text{psi}.$$

5-11 تاثير حدود المكمن *Effect of the Reservoir Boundary*

تمثيل سلوك الضغط في المكامن المحدودة *(Bounded Reservoirs)* : هي احدى تطبيقات مبدأ التراكب ، فعندما يكون المكمن محدودًا فان تدرج الضغط عند حدوده الخارجية يكون مساوي الى الصفرًا، أي ان: $dp/dr=0$ بمعنى لا يوجد جريان عند الحدود ($Q=0$).

تمثيل الحدود باستعمال البئر الصوري *(Image Well)*

لنفترض أن لدينا بئرًا منتجًا *(Real Producer Well)* يقع على مسافة r من حدود المكمن، والذي عبارة عن صدع مانع للجريان *(Sealing Fault)* ، أي أنه غير نفاذ لا يسمح بمرور و جريان الموائع خلاله. حتى نمثل حالة اللاجريان هذه لنتصور هنالك بئرًا وهميًا *(Image*

Well) يقع على الجهة الأخرى من الصدع و على نفس المسافة r من الصدع مثل مسافة البئر الحقيقي عن الصدع و له انتاجية البئر الحقيقي Q . نتيجة لوجود البئر الصوري تصبح المحصلة النهائية للجريان عند الصدع مساوية للصفر:

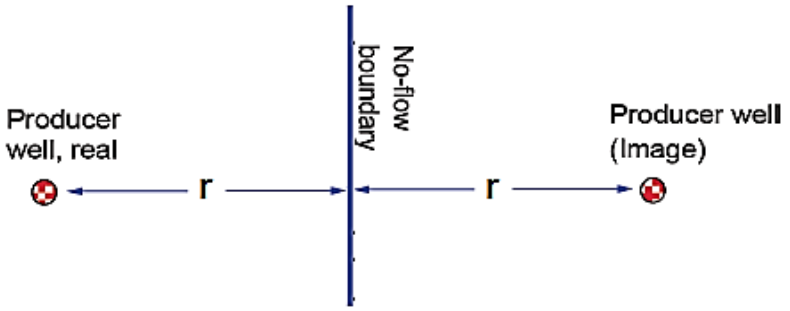
$$Qreal+Qimage=0$$

أي أن عند منتصف المسافة بين البئرين يكون تدرج الضغط عند الصدع صفرًا، مما يحقق شرط او فرضية اللاجريان. حساب الضغط عند البئر الحقيقي يساوي مجموع التأثيرات الناتجة عن:البئر الحقيقي نفسه و البئر الصوري.

لتمثيل هذه المسالة رياضيا فهي مشابهة لمسالة بئرين في مكمن غير متناهي الامتداد المسافة بينهما $2r$ و هبوط الضغط الكلي عند البئر الحقيقي يُحسب حسب المعادلة في ادناه:

$$(\Delta p)_{total} = (\Delta p)_{actual\ well} + (\Delta p)_{due\ to\ image\ well} \quad \text{------ 33}$$

$$(\Delta p)_{total} = \frac{162.6\,Q_o B_o \mu_o}{kh}\left[\log\left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] - \left(\frac{70.6\,Q_o B_o \mu_o}{kh}\right) * E_i\left(-\frac{948\,\phi \mu_o c_t (2r)^2}{kt}\right) \text{----- 34}$$



الشكل 8-11 صورة للبئر الحقيقي *image well* يقع في الجهة الاخرى من الصدع وعلى مسافة r من الصدع

لاحظ ان المعادلة-34 في اعلاه تفترض ان المكمن لامتناهي الامتداد ماعدا تبيان تاثير الحدود *boundaries* ، هذه الحدود دائما تتسبب في هبوط ضغط اعلى مما يسببه المكمن اللامتناهي الامتداد.

لحساب هبوط الضغط بالمعاملات اللابعدية , يكون كالتالي :

$$P_{D\ at\ real\ well} = P_{D\ at\ real\ well,\ r_D=1,s} + P_{D\ at\ image\ well \rightarrow real\ well,\ r_D = 2r/r_w} \text{---------- 35}$$

تفترض الحالة هنا وجود فالق واحد و من جهة واحدة ، هنالك حالات اخرى يكون عدد و توزيع الفوالق مختلف و كما ياتي:

** وجود فالقين متوازيين كما في الشكل11-9 ، فيكون حساب الضغط تجميعي كما في الحالة اعلاه لكن نستخدم صورة لبئرين افتراضية ، بئر عند كل فالق و تصبح معادلة حساب الضغط لبئر ينتج من مكمن محدود *bounded reservoir* محاط بفالقين متوازية كالاتي :

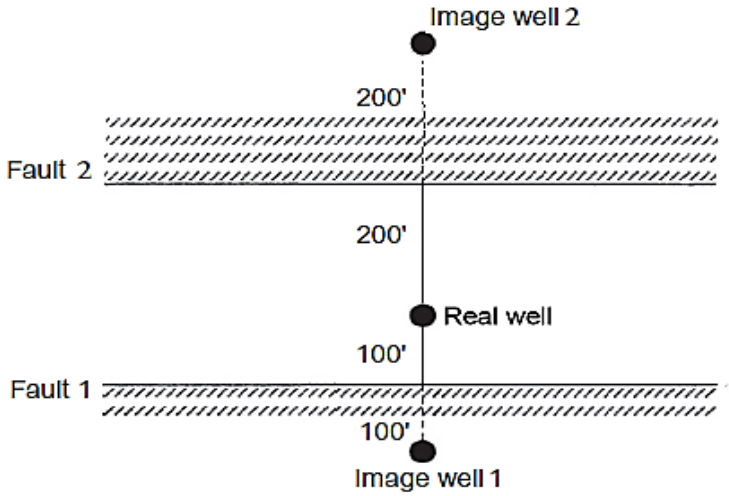
$$(\Delta p)_{total} = (\Delta p)_{actual\ well} + (\Delta p)_{due\ to\ image\ well1} + (\Delta p)_{due\ to\ image\ well\ 2} \quad \text{---------- 36}$$

مثال-5

حسب الشكل11-9 في ادناه هنالك بئر يقع بين فالقين متوازيين و على مسافة *200 ft* ، *100 ft* , ينتج بمعدل ثابت مقداره *Q=200 stb/d* و تحت ظروف الجريان اللامستقر، البيانات المتوفرة أُدرجت في ادناه :

$p_i = 500\,psi$ $\quad k = 600\,md$
$B_o = 1.1\,bbl/STB$ $\quad \phi = 17\%$
$\mu_o = 2.0\,cp$ $\quad h = 25\,ft$
$r_w = 0.3\,ft$ $\quad s = 0$
$c_t = 25 \times 10^{-6} psi^{-1}$

- احسب ضغط الجريان في قاع البئر بعد مرور *t=10 hrs.* على الانتاج ؟؟؟



الشكل 11-9 بئر يقع بين فالقين متوازية

الحل:

- نطبق المعادلة الاتية:

$$(\Delta p)_{total} = (\Delta p)_{actual\ well} + (\Delta p)_{due\ to\ image\ well1} + (\Delta p)_{due\ to\ image\ well\ 2}$$

- حساب هبوط الضغط عند البئر الحقيقي ويساوي :

$$(\Delta p)_{actual} = \frac{(162.6)(200)(1.1)(2.0)}{(60)(25)} \times \left[\log \left[\frac{(60)(10)}{(0.17)(2)(0.17)(2)(25\times10^{-6})(0.3)^2} \right] - 3.23 + 0 \right]$$

$$= 270.17 \text{ psi}$$

- حساب هبوط الضغط بتاثير الفالق الاول عند البئر الافتراضي الاول(الصورة الاولى للبئر) يساوي:

$$(\Delta p)_{image\ well\ 1} = -\frac{(70.6)(200)(1.1)(2.0)}{(60)(25)} \times E_i \left[-\frac{(948)(0.17)(2)(25\times10^{-6})(2\times100)^2}{(6)(10)} \right]$$

$$= 20.71[-E_i(-0.537)] = 10.64 \text{ psi}$$

لاحظ ان المسافة من البئر الافتراضي الى البئر الحقيقي يساوي $2\times100=200\ ft$.

- حساب هبوط الضغط بتاثير الفالق الثاني اي عند البئر الافتراضي الثاني(الصورة الثانية للبئر) ويساوي :

$$(\Delta p)_{image\ well\ 2} = 20.71 \left[-E_i \left(\frac{-948(0.17)(2)(25\times10^{-6})(2\times200)^2}{(60)(10)} \right) \right]$$

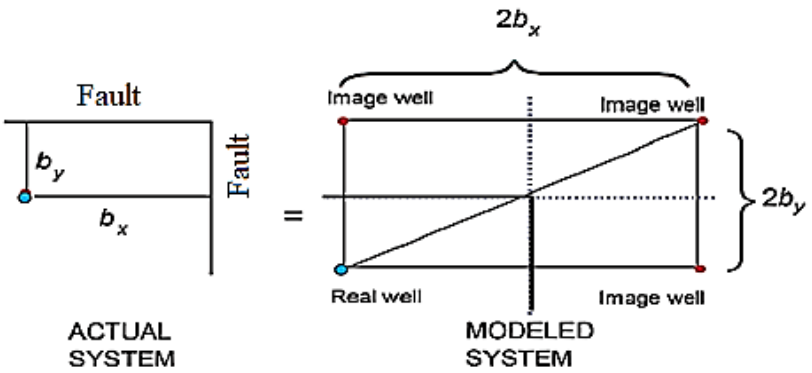
$$= 20.71[-E_i(-2.15) = 1.0 \text{ psi}$$

- حساب هبوط الضغط الكلي و يساوي:

$$(\Delta p)_{total} = 270.17 + 10.64 + 1.0 = 281.8 \text{ psi}$$

- اذن ضغط الجريان في قاع البئر الحقيقي *Real well* يساوي:

$$p_{wf} = 5000 - 281.8 = 4718.2 \text{ psi}$$



الشكل11-10 حالة وجود فالقين متقاطعين عموديا - بزاوية 90^o

*** حالة وجود فالقين متقاطعين عموديا(رأسيا) او بزاوية معينة كما في الشكل11-10 :

ان عدد الابار الافتراضية (صور الابار) في هذه الحالة يمكن تحديدها بحسب مقدار الزاوية ما بين الفالقين و كما ياتي:

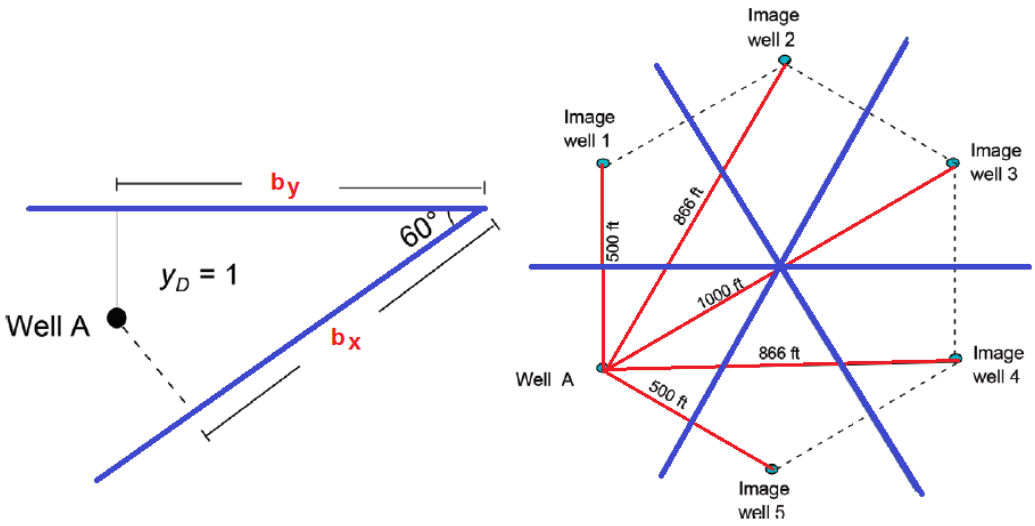
$$n_{\text{wells}} = \frac{360}{\theta} \quad \text{---------- 37}$$

عندما تكون الزاوية $\theta=90^o$ فعدد الابار الكلي اربعة ابار منها ثلاثة ابار تُمثل صور افتراضية *images* للبئر الحقيقي زائدا البئر الحقيقي نفسه كما في الشكل11-10 و تكون نسبة المسافات مابين كل بئر والفالق y_D و تساوي :

$$y_D = b_y/b_x \quad \text{---------- 38}$$

تعاريف *bx،by* يكون كما في الشكل اعلاه.

عندما تكون زاوية تقاطع الفالقين تساوي ستون درجة $\theta=60^o$ فان عدد الابار هو 6 ابار ، خمسة منها ابار افتراضية اي صور *images* للبئر الحقيقي زائدا البئر الحقيقي نفسه كما في الشكل11-11 . لاحظ و بحسب الشكل الهندسي لتوزيع الابار فان الخطوط الزرق تُمثل حدود الصدع التي تشكل زاوية $\theta=60^o$.



الشكل 11-11 تقاطع الفالقين بزاوية تساوي ستون درجة $\theta=60^o$ –فهنالك خمسة ابار افتراضية وواحد حقيقي

مثال-6 :

البئر في الشكل11-11 اعلاه (الخطوط الزرقاء تشير الى الفوالق اوالصدوع المتقاطعة بزاوية $\theta=60^o$ والخطوط الحمراء اشارة الى المسافات ما بين البئر الحقيقي والابار الافتراضية اما الخطوط المتقطعة فهي تشير الى المسافات ما بين الابار الافتراضية فيما بينها) ينتج نفط بمعدل $Q=380\ stb/d$ ، البيانات المتوفرة عن المكمن والمائع أُدرجت ادناه :

P_i = 2500 psia, B = 1.3 bbl/STB, μ = 0.87 cp
h = 40 ft, $c_t = 15\times10^{-6}$/psia, ϕ = 18 %
r_w = 6 in, k = 220 md, $s = -5$

المطلوب :

- حساب ضغط الجريان في قاع البئر بعد مرور $t=1\ week$ على الانتاج بفرض ان المكمن من النوع المغلق او المحدود *bounded* (إذ تدرج الضغط يساوي الصفر و $Q=0$)؟؟؟

- حساب ضغط الجريان في قاع البئر بعد مرور $t=1\ week$ على الانتاج في حال ان المكمن غير محدود لامتناهي الامتداد والجريان من النوع غير المستقر ؟؟؟

الحل:

- حساب هبوط الضغط الكلي عند البئر A حسب المعادلة الاتية:

$$\Delta P_A = \Delta P_{A,r=rw} + \Delta P_{image\ 1\rightarrow well\ A,r=500\ ft} + \Delta P_{image\ 2\rightarrow well\ A,r=866\ ft}$$
$$+\Delta P_{image\ 3\rightarrow well\ A,r=1000\ ft} + \Delta P_{image\ 4\rightarrow well\ A,r=866\ ft} + \Delta P_{image\ 5\rightarrow well\ A,r=500\ ft}$$

- بالترتيب للمعادلة اعلاه نحصل على ما يأتي:

$$\Delta P_A = \Delta P_{A,r=rw} + 2\Delta P_{image\ 1\rightarrow well\ A,r=500\ ft} + 2\Delta P_{image\ 2\rightarrow well\ A,r=866\ ft} + \Delta P_{image\ 3\rightarrow well\ A,r=1000\ ft}$$

- حساب المعامل x للابار ونبدأ بالبئر الحقيقي عند نصف القطر r_w :

$$x_i = \frac{948\phi\mu c_t r_i^2}{k(t)}$$

$$\frac{948(0.18)(0.87)(1.5\times10^{-5})(0.5)^2}{(220)(168)} = 1.5\times10^{-8}$$

- لكون $x<0.01$ نستخدم الدالة اللوغاريتمية التقريبية:

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2}\ln(1.781x)$$

او

$$P_D = \frac{1}{2}[\ln t_D + 0.80907]$$

- حساب هبوط الضغط عند البئر الحقيقي ويساوي:

$$P_D(r_D, t_D) = -\frac{1}{2}\left|\ln\left[1.781(1.5\times10^{-8})\right]\right| = 8.72$$

- في حسابات هبوط الضغط عند الابار الافتراضية فان قيم $x>0.01$ فنلجأ الى دالة تكامل الاس $Ei(-x)$ و كما يأتي:

$$x_{\text{image well 1 or 5}} = \frac{948(0.18)(0.87)(1.5\times10^{-5})(500)^2}{(220)(168)} = 0.015,\ P_D = 1.816$$

$$x_{\text{image well 2 or 4}} = \frac{948(0.18)(0.87)(1.5\times10^{-5})(866^2)}{(220)(168)} = 0.0452,\ P_D = 1.282$$

$$x_{\text{image well 3}} = \frac{948(0.18)(0.87)(1.5\times10^{-5})(1000^2)}{(220)(168)} = 0.06,\ P_D = 1.145$$

- هبوط الضغط الكلي عند البئر *well- A* يساوي:

$$\Delta P_A = 141.2\frac{q\mu B}{kh}\left[(P_{DA,r=rw}+s) + 2P_{D\ \text{image 1},r=500ft} + 2P_{D\ \text{image 2},r=866ft} + P_{D\ \text{image 3},r=1000ft}\right]$$

$$\Delta P_A = \frac{141.2(380)(0.87)(1.3)}{(220)(40)}[(8.72-5)+2(1.816)+2(1.282)+1.145] = 76.3\ \text{psi}$$

$$P_{wf\ @\ well\ A} = 2500 - 76.3 = 2423.7\ \text{psi}$$

- **المطلب الثاني للمثال-6** : المكمن ليس بالمحدود *not bounded* وانما من النوع ذات الامتداد اللامحدود *infinite extended reservoir* اي ان تاثير الانتاج لم يصل الى حدود المكمن وانما ضمن حدود المكمن الداخلية فيُحسب هبوط الضغط مباشرة دون الحاجة الى ابار افتراضية وكما يأتي:

$$\Delta P_A = 141.2\frac{q\mu B}{kh}[P_{D,r=rw}+s]$$

$$\Delta P_A = \frac{141.2(380)(0.87)(1.3)}{(220)(40)}[8.72-5] = 25.63\ \text{psi}$$

$$P_{wf\ @\ well\ A} = 2500 - 25.63 = 2474.37\ \text{psi}$$

لاحظ:

- ان هبوط الضغط للابار التي تنتج من مكامن مغلقة اعلى مما لمثيلاتها الابار التي تنتج من مكامن غير متناهية الامتداد لكون حدود المكمن تعمل كحاجز تعجل في استنزاف البئر .

- المسافة ما بين البئر الحقيقي و الفالق بحدود *250ft* ، اذن ستكون ضعف هذه المسافة مع البئر الافتراضي الاول اي *500 ft* و في كلا الاتجاهيين.

- المسافة من البئر الحقيقي الى راس الزاوية (الوتر) يساوي = *250/sin30=500 ft* ، اذن ستكون ضعف هذه المسافة مع البئر الافتراضي المقابل(البئر الثالث) بحدود *1000 ft*.

- المسافة من البئر الحقيقي الى البئر الافتراضي الثاني و الخامس المقابل بحدود *866 ft* (الشكل سداسي منتظم).

- ان الحسابات اعلاه جرت بعد مرور 7 ايام على جريان الابار (الفحص) ممكن اعادة الحسابات عند اي وقت اخر بشرط توفر البيانات اللازمة لذلك . و تكون بمثابة تصحيح للضغوط التي تدخل بعدها في عملية التفسير لايجاد خواص المكمن.

References – المصادر

1. CRAFT، B.C. and HAWKINS، M. (Revised by Terry، R.E.) "Applied Petroleum Reservoir Engineering"،(Englewood Cliffs، NJ: Prentice Hall)، 1991.
2. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
3. John P. Spivey، W. John Lee، Applied Well Test Interpretation ، © Copyright 2013 Society of Petroleum Engineers.
4. Slider، H.C. (1983).Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods. (Tulsa، OK: Penn Well Publishing Company)
5. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.
6. Tarek Ahmed ، " Reservoir Engineering Handbook " ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، ©2019.
7. Van Everdingen، A.F.، Hurst، W.، 1949. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs. Trans. AIME 186، 305 324.

الفصل الثاني عشر

فحوصات الابار متعددة الجريان - Multirate test

1-12 المقدمة

تُعد فحوصات الآبار من أهم أدوات تقييم المكمن النفطي أو الغازي، إذ تُستخدم لفهم سلوك المكمن وتحليل خصائصه مثل النفاذية، معامل التخزين، والقدرة الإنتاجية للبئر. من بين أنواع الفحوصات المختلفة، يلعب فحص الجريان المتعدد (Multirate Test) دورًا مهمًا في الظروف التي لا يمكن فيها الحفاظ على معدل جريان ثابت عبر مدة الفحص.

الفحص متعدد الجريان هو نوع من فحوصات الإنتاج أو الحقن يُجرى على البئر، اذ تتغير معدلات الجريان على مراحل مختلفة عبر مدة قصيرة نسبيًا، وتُسجل استجابة الضغط مع الوقت. يهدف هذا النوع من الاختبارات إلى توفير فهم أعمق لتصرف البئر والمكمن تحت ظروف تشغيلية مختلفة. الطريقة تعكس ظروف التشغيل الواقعية بشكل اوضح و ادق من الفحوصات التقليدية ذات معدل الجريان الثابت، كما أنها توفر بيانات أكثر غنى لتحليل المكمن بدقة.

هنالك عدد من الاسباب تعرقل السيطرة على استقرار و ثبوتية الجريان عبر الفحص و تفرض اللجوء للفحص متعدد الجريان ، منها :

- عامل تخزين البئر (Wellbore Storage) ، فبسبب تخزين جزء من المائع داخل البئر و عند بدء الفحص يدخل المائع المخزن كجزء من معدل الجريان الظاهري.
- عدم السيطرة على معدل الجريان عند السطح بسبب تقلبات ظروف التشغيل في معدات الجريان.
- الجريان المتداخل بين الطبقات (Crossflow Between Layers) :ففي المكامن غير المتجانسة قد يحدث تداخل الجريان بين الطبقات يتسبب هذا في تغير الجريان مع الوقت.
- في بعض الحالات، لا يكون من المجدي اقتصاديًا إغلاق البئر لإجراء فحص تصاعد الضغط (Pressure Build-up Test) لذا و لضمان استمرارية الإنتاج يتم إجراء الفحص متعدد الجريان.

1- يهدف الفحص متعدد الجريان Multirate Test الى :

*دراسة استجابة المكمن للتغيرات في معدلات الإنتاج.

*تحليل بيانات الضغط تحت ظروف تشغيل غير مستقرة.

*تحديد خواص المكمن مثل النفاذية ومعامل التخزين.

* يُستخدم كمدخل لتحسين استراتيجية الإنتاج.

2- ميزات و فوائد الفحص متعدد الجريان Multirate Test:

- تقليل تأثير تخزين البئر(Wellbore Storage) .
- تقليل الوقت مقارنةً بالاختبارات التقليدية.
- الفحص يتم عبر التشغيل الاعتيادي دون الحاجة لإيقاف طويل.

- يوفر معلومات شاملة عند تشغيل البئر في ظروف مختلفة ، فلكل تغيير في الجريان نحصل على استجابة جديدة للمكمن.

يتطلب هذا النوع من الفحوصات طرائق تفسير ملائمة ودقيقة لضمان الحصول على نتائج صحيحة بجانب ان تكون بيانات الإنتاج والضغط المقاسة بدقة عالية، وإلا فإن تفسير الفحص سيكون صعب و غير ممكن .

3- اهم التحديات في تفسير الفحص متعدد الجريان :

- تعقيد التفسير، بسبب الحاجة إلى استعمال مبدأ التراكب Superposition principle وبرامج تحليل متخصصة او قد يتطلب استعمال برامج تحليل متقدمة لتفسير النتائج بدقة.

- الاعتماد على دقة قياس بيانات الضغط ، فأي خطأ في تسجيل الضغط يؤدي إلى نتائج غير دقيقة.

- لا يناسب جميع الأنظمة , خاصةً إذا كان المكمن يحتوي على غاز بكثافة عالية أو يظهر سلوكًا غير خطي.

4- أنواع فحوصات الآبار متعددة الجريان

هناك عدة أنواع من فحوصات هبوط الضغط متعددة الجريان، منها:

- معدلات الجريان المتغيرة وغير المسيطر عليها(Uncontrolled Variable Flow Rate) و يحدث ذلك عندما يكون معدل الجريان متغيرًا بسبب تقلبات الإنتاج الطبيعية أو التشغيلية.هذا يتطلب تحليلًا دقيقًا لبيانات الإنتاج، ويستخدم عادةً تقنيات متقدمة في تحويل البيانات مثل "تحويلات ديكونفوليوشن(فك الالتفاف)(Deconvolution) .

- سلسلة من معدلات الجريان المتعاقبة والثابتة (Series of Constant Flow Rates) :يحدث عند إنتاج البئر بمعدل معين لمدة محددة ، ثم يتم تغييره إلى معدل جديد وثابت وتُكرر العملية عدة مرات.

- معدلات الجريان المتغيرة مع الحفاظ على ضغط قاع البئر ثابتًا (P_{wf}=constant) و هو شائع الاستعمال في الآبار الغازية التي تنتج من تكوينات ضيقة جدًا (Very Tight Formations). , تم تطبيقه مؤخرًا في فحوصات تكوينات السجيل(Shale Formations) ، إذ يكون التدفق معقدًا بسبب انخفاض النفاذية.

5- طرائق تفسير فحوصات الآبار ذات معدلات الجريان المتغيرة

على مر السنين، تم تطوير العديد من الطرائق لتحليل وتفسير فحوصات الآبار عندما يكون معدل الجريان غير ثاب, لكل طريقة مزايا وعيوب ويتم اختيار الطريقة المناسبة بناءً على ظروف البئر والمكمن.

1- معاملة فحص تصاعد الضغط (Build-up Test) كما لو كان فحص لهبوط الضغط (Drawdown Test):

هذا النهج فعال فقط إذا كانت مدة الجريان قبل إغلاق البئر طويلة بما يكفي لتقليل تأثيراتها على فحص التصاعد الضغط. والانسب في حالة الجريان الشعاعي (Radial Flow) في أن تكون مدة الجريان قبل الإغلاق على الأقل 10 أضعاف مدة تصاعد الضغط حتى تكون النتائج موثوقة.

تُستخدم هذه الطريقة كتحليل أولي للفحص متعدد الجريان و يتم باستعمال تحليل الخط المستقيم (Straight-Line Analysis) أو تطابق المنحنيات النوعي(Type Curve Matching) .

2- استعمال دالة وقت التراكب (Superposition Time Function)

يتم تطبيق مفهوم التراكب الزمني (Superposition Time) بضبط بيانات الضغط إذ تقع البيانات على خط مستقيم واحد عبر طور جريان معين. من مزاياها ،توفر أداة مفيدة للتشخيص المبدئي لسلوك البئر و لكن لا ينبغي استعمالها في التفسير النهائي، إذ أنها تعتمد على افتراضات مبسطة قد لا تكون نتائجها دقيقة في جميع الحالات.

3- توحيد معدلات الجريان (Normalization of Flow Rates)

يتم تطبيع (توحيد) معدلات الجريان لجعل تحليل الضغط أكثر مرونة و قابلية للمقارنة خلال مختلف المدد الزمنية. هذه الطريقة اقترحها كلٌّ من : Gladfelter et al. (1955) و Winestock and Colpitts (1965) بفرض ان معدلات الجريان تتغير ببطء وسلاسة (Slowly and Smoothly). الطريقة تفسر التغيرات في الضغط الناتجة عن التغيرات المتزامنة في الجريان، لكنها لا تأخذ في الاعتبار التأثير التراكمي للتاريخ الإنتاجي السابق.

4- استعمال طريقتي الالتفاف و فك الالتفاف (Convolution and Deconvolution)

تعتمد هذه الطريقة على معالجة بيانات الفحص على طول التاريخ الإنتاجي للبئر.إذ يتم استعمال طريقتين رئيسيتين متعاقبتين و هي :

- الالتفاف (Convolution) لدمج تأثير التغيرات في الجريان.
- فك الالتفاف (Deconvolution) لاستنتاج استجابة الضغط بناءً على بيانات جريان متغيرة.

تُعتبر الأكثر دقة في تفسير بيانات الفحص متعدد الجريان. تأخذ في الاعتبار كامل التاريخ الإنتاجي للبئر، مما يجعلها أكثر واقعية. سيتم التطرق اليها بتفصيل أكثر في الفصل الخامس الجزء الثاني من الكتاب.

بصورة عامة:

*لا توجد طريقة واحدة مثالية لتحليل الفحص متعدد الجريان، بل الاختيار يعتمد على ظروف البئر والمكمن .

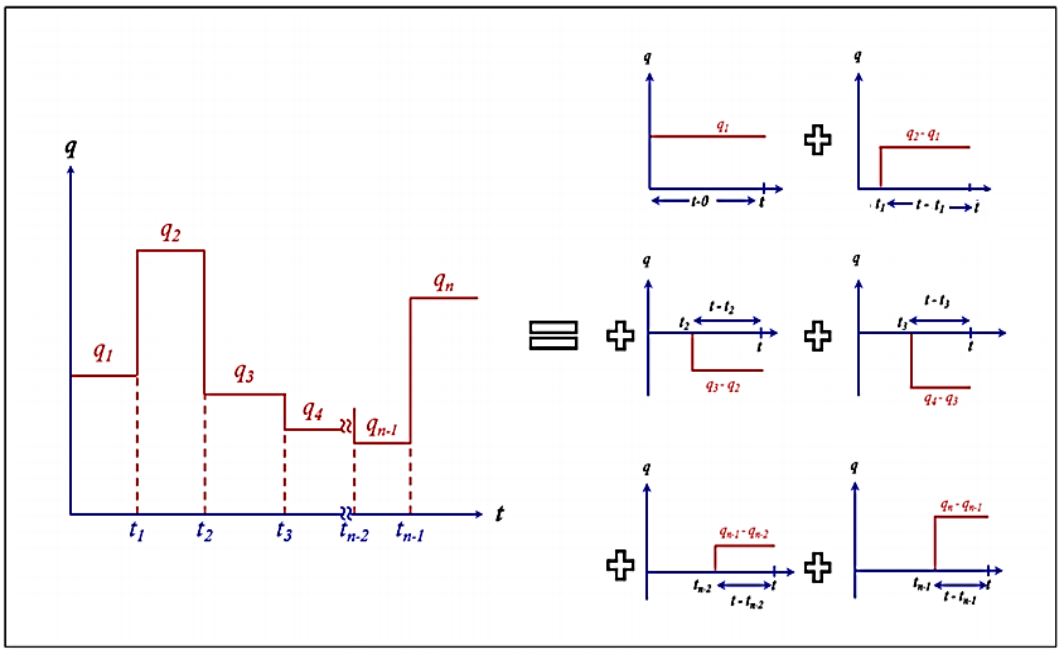
*الطرائق الأكثر دقة تتطلب أخذ كامل التاريخ الإنتاجي للبئر في الاعتبار، مما يجعل الالتفاف و فك الالتفاف (Deconvolution & Convolution) من أفضل الأدوات الحديثة .

*الفحوصات متعددة الجريان توفر بيانات أكثر واقعية مقارنة بالفحوصات التقليدية ذات معدل الجريان الثابت.

2-12-تفسير فحص هبوط الضغط للابار متعددة الجريان *Analyzing Multi-Rate Drawdown Test*

1-2-12 تفسير الفحص بطريقة التجميع او التراكب - Superposition

الطريقة تعتمد على مبدأ التراكب الزمني Superposition in Time ، الذي ينص على أن الاستجابة الكلية للضغط في بئر الفحص متعدد (متغير) الجريان يمثل مجموع الاستجابات الناتجة عن كل تغيير في معدل الجريان، مع اعتبار ان كل تغيير هو حدثًا قائما مستقلًا. و يتم محاكاة تاريخ الإنتاج للبئر عبر تقسيم المدد الإنتاجية إلى مجموعة من الحلول الخطية لهبوط الضغط ، بحيث يتم التعامل مع كل مدة إنتاج على حدة ثم تجمع حلول تلك المدد.



الشكل 12-1 تقسيم التاريخ الانتاجي لفحص هبوط الضغط متعدد الجريان

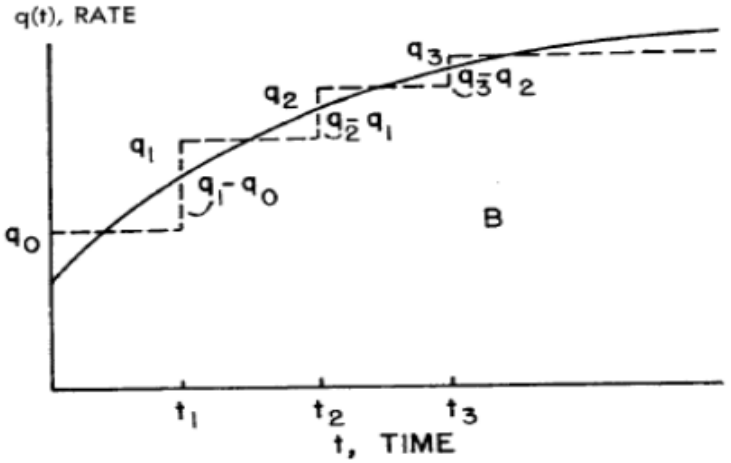
الشكل12-1 يوضح كيفية تقسيم التاريخ الإنتاجي للبئر إلى مدد زمنية متعددة (الرسم الايسر)، كلما كانت المدد الزمنية أصغر، كانت النتائج أكثر دقة. و لغرض الحسابات على مبدأ التراكب يتم عزل تاثير كل مدة انتاجية على حدة مع بيان طول مدة تاثيرها (الرسم الايمن) و على اساسها يُحسب الضغط لاي وقت t_n من خلال جمع استجابة الضغوط لكل المدد التي تسبقها.هذه الطريقة سهلة وبسيطة ولكنها تتطلب : تحضير البيانات بالشكل المناسب للتحليل البياني و معرفة الضغط الأصلي للمكمن (Pi) و توفر التاريخ الإنتاجي الدقيق للبئر.

المعادلة الأساسية :

نعتمد الشكل 12-2 في بناء معادلة التراكب لتحديد الضغط الكلي عند المدة t_n .

ادناه تعريف معدلات الجريان الواردة في الاشكال12-1 و 12-2 مع المدد الزمنية المؤثرة ازائها :

$q_0 = 0$ and $t_0 = 0$
q_1 = the mean flow rate from $t = 0$ to $t = t_1$
q_2 = the mean flow rate from $t = t_1$ to $t = t_2$
q_3 = the mean flow rate from $t = t_2$ to $t = t_3$
:
q_{n-1} = the mean flow rate from $t = t_{n-2}$ to $t = t_{n-1}$
q_n = the mean flow rate from $t = t_{n-1}$ to $t = t_n$



الشكل 12-2 بئر ينتج بعدة معدلات جريان

اذن و بحسب التعريف فان هبوط الضغط الكلي عند البئر متعدد الجريان Multirate يساوي:

$$\Delta P_{\text{Total}} = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i \left(t - t_i\right) \text{ ---------- 1}$$

- ΔP_{Total} : التغير الكلي في الضغط عند الزمن الحالي.
- ΔP_i : التغير في الضغط نتيجة التغيير في المعدل i.
- t_i : الزمن الذي تم فيه تغيير المعدل i.

او يمكن اعادة كتابتها بالصيغة الاتية:

$$(\Delta p)_{total} = (\Delta p)_{due\ to\ (q1-0)} + (\Delta p)_{due\ to\ (q2-q1)} + (\Delta p)_{due\ to\ (q3-q2)} + \cdots\cdots$$

$(\Delta p)_{due\ to\ qn}$ 1

بالتعويض عن هبوط الضغط لكل مدة زمنية بما يساويه و بافتراض ان طور الجريان من النوع الشعاعي اللامستقر USS Unsteady State و بدلالة اللوغاريتم الطبيعي ينتج :

$$(\Delta p)_{total} = (p_i - p_{wf})_{total\ at\ well} =$$

$$-70.6\left(\frac{(q_1-0)\,\mu\,B}{Kh}\right)\left[\ln\left(\frac{1688\,\emptyset\,\mu\,C_t r_w^{\,2}}{K\,t}\right)-2S\right]$$

$$-70.6\left(\frac{(q_2-q_1)\,\mu\,B}{Kh}\right)\left[\ln\left(\frac{1688\,\emptyset\,\mu\,C_t r_w^{\,2}}{K\,(t-t_1)}\right)-2S\right]$$

$$-70.6\left(\frac{(q_3-q_2)\,\mu\,B}{Kh}\right)\left[\ln\left(\frac{1688\,\emptyset\,\mu\,C_t r_w^{\,2}}{K\,(t-t_2)}\right)-2S\right]$$

$$- \text{-------} -70.6\left(\frac{(q_n-q_{n-1})\mu\,B}{Kh}\right)\left[\ln\left(\frac{1688\,\emptyset\,\mu\,C_t r_w^{\,2}}{K\,(t-t_{n-1})}\right)-2S\right] \text{ ---------- } 2$$

او يمكن كتابة معادلة هبوط الضغط الكلي اعلاه باستعمال اللوغارتم للاساس 10 log بدلا من ln كما يأتي:

$$(\Delta p)_{total} = (p_i - p_{wf})_{total\ at\ well} = \left(\frac{162.6\,B_o\mu_o}{kh}\right)\sum_{i=1}^{n}\Delta q_i\left[\log\left(\frac{k(t-t_i)}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)-3.23+0.87s\right] \text{----- } 3$$

إذ ان: $\Delta q_i = q_i - q_{i-1}$

و يمكن ان تُكتب المعادلة رقم-3 بدلالة ضغط الجريان الكلي في قاع البئر $p_{wf}(t)$ كما يأتي:

$$P_{wf}(t) = P_i - \left(\frac{162.6\,B_o\mu_o}{kh}\right)\sum_{i=1}^{n}\Delta q_i\left[\log\left(\frac{k(t-t_i)}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)-3.23+0.87s\right] \text{----- } 4$$

هنا استخدمنا التقريب بدلالة دالة اللوغاريتم بدلا عن دالة تكامل الاس *Ei* لكون الحسابات تجري لبئر مفرد وعند نصف قطر البئر r_w . بالترتيب تصبح المعادلة رقم-2 كما يأتي:

$$(\Delta p)_{total} = (p_i - p_{wf})_{total\ at\ well} = \frac{70.6\mu B}{kh}\left\{\begin{array}{l} q_1\ln\left(\frac{t}{t-t_1}\right)+q_2\ln\left(\frac{t-t_1}{t-t_2}\right)+q_3\ln\left(\frac{t-t_2}{t-t_3}\right)+ \\ q_{N-1}\ln\left(\frac{t-t_{N-2}}{t-t_{N-1}}\right)+q_N\{\ln(t-t_{N-1})+ \\ \ln\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}-7.4316+2s\} \end{array}\right\} \text{----- } 5$$

- و بدلالة ضغط الجريان الكلي في قاع البئر $p_{wf}(t)$ ينتج:

$$P_{wf}(t) = P_i - \frac{70.6\mu B}{kh}\left\{\begin{array}{l} q_1 \ln\left(\frac{t}{t-t_1}\right) + q_2 \ln\left(\frac{t-t_1}{t-t_2}\right) + q_3 \ln\left(\frac{t-t_2}{t-t_3}\right) + \\ q_{N-1} \ln\left(\frac{t-t_{N-2}}{t-t_{N-1}}\right) + q_N\{\ln(t-t_{N-1}) + \\ \ln\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 7.4316 + 2s\} \end{array}\right\} \text{------ 6}$$

و بدلالة اللوغاريتم للاساس 10 -log تصبح المعادلة رقم- 6 كما يأتي:

$$P_{wf}(t) = P_i - \frac{162.6\mu B}{kh}\left\{\begin{array}{l} \sum_{j=1}^{N-1} q_j \log\left(\frac{t-t_{j-1}}{t-t_j}\right) + q_N\{\log(t-t_{N-1}) + \\ \log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.2275 + 0.8686s\} \end{array}\right\} \text{------ 7}$$

- كما و يمكن استعمال صيغة توحيد الجريان Rate normalization ادناه في تحليل الفحص متعدد الجريان بعد قسمة المعادلة رقم 4 على الانتاج ذي التسلسل q_N و بالترتيب ينتج ما يأتي :

$$\frac{P_i - P_{wf}(t)}{q_N} = \frac{162.6\mu B}{kh}\left\{\sum_{j=1}^{N}\left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N}\right)\log(t-t_{j-1}) + \log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.2275 + 0.8686s\right\} \text{------ 8}$$

بفتح اقواس المعادلة 8 تصبح كما يأتي:

$$\frac{P_i - P_{wf}(t)}{q_N} = \frac{162.6\mu B}{kh}\left\{\sum_{j=1}^{N}\left(\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N}\right)\log(t-t_{j-1})\right\}$$

$$+ \frac{162.6\mu B}{kh}\left\{\log\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} - 3.2275 + 0.8686s\right\} \text{---------- 9}$$

لاحظ ان الرمز N او n يشيران هنا لنفس المعنى ، و هو رقم تسلسل معدل الانتاج عبر الفحص ، مثلا N=4 معناه ان ترتيب معدل الانتاج هو الرابع عبر الفحص.ان الزمن او حدود المدة الزمنية لكل معدل جريان يساوي $\Delta t = t_j - t_{j-1}$ و المدة تبدا من انتهاء مدة معدل الجريان السابقة و لغاية المعدل الحالي و بنفس المعنى للرمز j فيشير الى تسلسل معدل الانتاج منذ البداية و لغاية التسلسل N و بحسب ترتيب وادخال البيانات .

الان يمكن كتابة المعادلة رقم-9 بالصيغة الخطية المختصرة الاتية:

$$y = mx + b \quad \text{----- 10}$$

- المعادلة-10 اعلاه هي معادلة خط مستقيم ، عند رسم علاقة x - y على رسم بياني باحداثيات عادية سنحصل على علاقة خط مستقيم ميله m والتقاطع مع الاحداثي الصادي يساوي b و ان تعاريف الاحداثيات y،x كالتالي:

$$y = \frac{p_i - p_{wf}}{q_n}, \qquad x = \frac{1}{q_n}\sum_{j=1}^{n}(q_j - q_{j-1})\log(t - t_{j-1})$$

- ميل الخط المستقيم m يساوي:

$$m = \frac{162.6\mu_o\beta_o}{kh} \quad \text{----- 11}$$

$$\text{Intercept, } b = m\left[\log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869s\right] \quad \text{----- 12}$$

- من المعادلة رقم- 11 نجد النفاذية k و تساوي:

$$k = \frac{162.6\,\mu_o\beta_o}{mh} \quad \text{----- 13}$$

- نحسب عامل القشرة s من المعادلة رقم- 12 و كما يأتي :

$$s = 1.151\left[\frac{b}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) + 3.23\right] \quad \text{----- 14}$$

لاحظ ان الاحداثي السيني x يطلق عليه وقت التراكب Superposition time .

كما و يمكن حساب فرق الضغط بسبب عامل القشرة ΔP_{skin} و كفاءة الانتاج *Flow Efficeincy –FE* و الضغط الزائف (يمثل احيانا معدل الضغط المكمني)على التوالي:

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869ms \quad \text{----- 15}$$

$$FE = \frac{p_i - p_{wf(t=0)} - (\Delta p)_{skin}}{p_i - p_{wf(t=0)}} \quad \text{----- 16}$$

$$P^* = P_i - \frac{q_1}{(q_2 - q_1)}\left[P_{wf}(\Delta t = 0) - P_{1hr}\right] \quad \text{----- 17}$$

<u>خطوات التفسير:</u>

1- رسم علاقة معدل الانتاج(الجريان) مع الوقت على احداثيات عادية.

2- تقسيم إحداثي الوقت إلى فترات زمنية، ثم حساب متوسط معدل الجريان لكل فترة.

3- حساب فرق الضغط $\Delta p_i = p_i - p_{wfi}$ كدالة للزمن، بعدها تقسيم كل Δp على متوسط معدل الجريان عند المدة الزمنية المقابلة التي تم عندها تسجيل p_{wf} اي ان $\Delta p/q_n$. ان كلا من p_i و p_{wf} يمثل الضغط المكمني الابتدائي و ضغط الجريان في قاع البئر على التعاقب .

4- حساب دالة الإحداثي السيني للوقت، أي وقت التجميع (Superposition time) وفق المعادلة الاتية:

$$X = (1/q_n) \sum_{i=0}^{n-1} \Delta q_i \log (t_n - t_i)$$

إذ ان t_n تُمثل الوقت الكلي للجريان . ti يمثل بداية التغيير بمعدل الانتاج لكل مدة زمنية . q_n تمثل معدل الجريان عبر المدة $(t_n - t_{n-1})$. التغير بالجريان $\Delta q_i=(q_{i+1} - q_i)$. q_i معدل الجريان عبر المدة $(t_i - t_{i-1})$. معدل الجريان عند الوقت صفر يساوي $q_0=0$.

5- رسم النتائج من الخطوة (3) مقابل القيم المحسوبة من الخطوة (4) باستعمال إحداثيات عادية.

6- تمرير أفضل خط مستقيم عبر نقاط الفحص من الخطوة السابقة، ثم حساب الميل m، و النفاذية ومعامل القشرة s ، وفارق الضغط الناتج عن تأثير عامل القشرة.

المثال في ادناه يمثل تطبيق في كيفية تفسير فحص متعدد الجريان.

<u>مثال-1</u>

عبر الفحص الانتاجي و عبر المدة 48 hrs. هبط معدل انتاج البئر من 1580 stb/d الى 983 stb/d ، أُدرج التاريخ الانتاجي للبئر في الشكل12-3 . بيانات الفحص أُدرجت في الجدول12-1 .

المعلومات المتوفرة الاخرى كما في ادناه:

$$p_i = 2906\,\text{psi},\ \mu_o = 0.6\,\text{cP},\ \beta_o = 1.270\,\text{rb/stb},\ h = 40\,\text{ft},$$
$$\phi = 12\%,\ c_t = 17.5 \times 10^{-6},\ \text{and}\ r_w = 0.29\,\text{ft}.$$

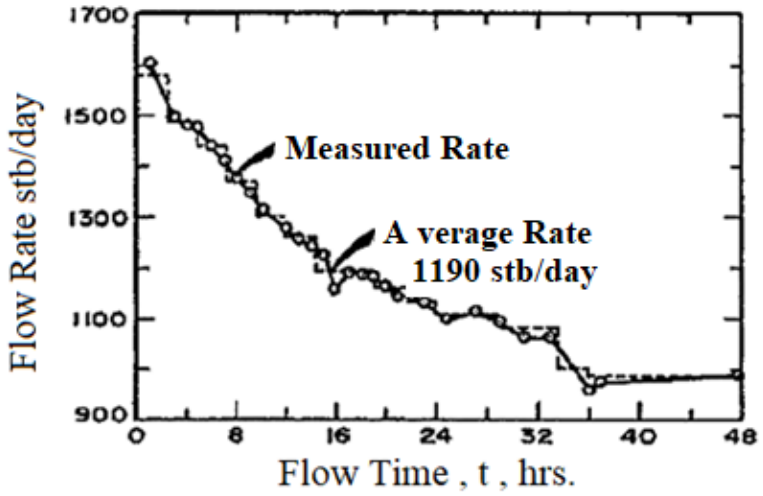
المطلوب :تفسير فحص متعدد الجريان و ايجاد النفاذية k و عامل القشرة s ؟؟

<u>الحل</u>:

- **اولا <u>نستخدم الطريقة التقليدية</u>** نصف لوغاريتمية لرسم علاقة ضغط الجريان عند قاع البئر P_{wf} مع الوقت t (العمود الرابع و العمود الاول من الجدول 12-1) كما في الشكل12-4 .

- نمرر احسن خط مستقيم عبر بيانات الفحص و نجد ميله m=-160 psi/cycle.

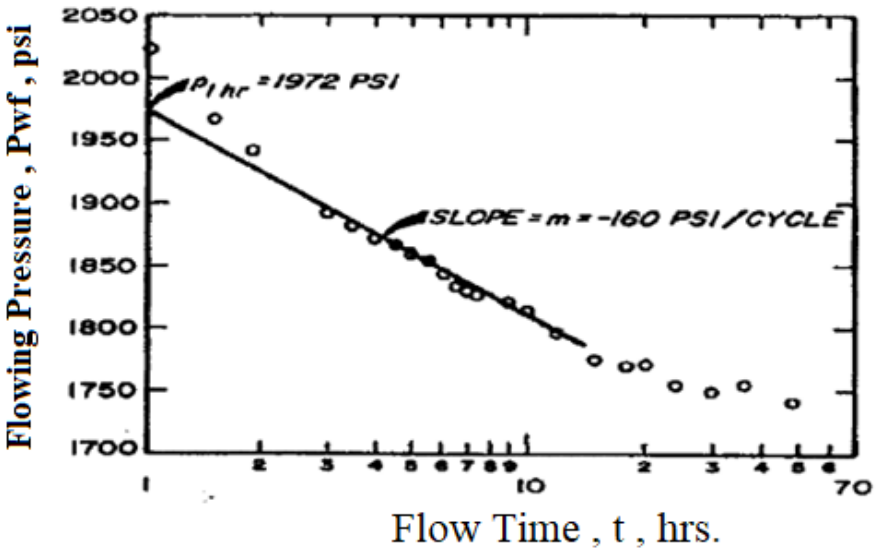
- لحساب النفاذية k نحتاج إلى معدل الجريان q ، ولكن نظرًا لأن الجريان كان متغيرًا عبر الفحص، فإننا نستخدم المعدل الوزني weighted average بدلالة الوقت للحصول على معدل الجريان المناسب للتحليل.



الشكل 12-3 فحص هبوط الضغط متعدد الجريان مع التقريب المثال-1

Time, t (hours)	Rate, q (STB/D)	N	p_{wf} (psi)	$p_i - p_{wf}$ (psi)	$\frac{p_i - p_{wf}}{q_N}$ (psi/STB/D)	Σ
1.00	1,580	1	2,023	883	0.5589	0.000
1.50	1,580	1	1,968	938	0.5937	0.176
1.89	1,580	1	1,941	965	0.6108	0.277
2.40	1,580	1	—	—	—	—
3.00	1,490	2	1,892	1,014	0.6805	0.519
3.45	1,490	2	1,882	1,024	0.6872	0.569
3.98	1,490	2	1,873	1,033	0.6933	0.624
4.50	1,490	2	1,867	1,039	0.6973	0.673
4.80	1,490	2	—	—	—	—
5.50	1,440	3	1,853	1,053	0.7313	0.787
6.05	1,440	3	1,843	1,063	0.7382	0.819
6.55	1,440	3	1,834	1,072	0.7444	0.849
7.00	1,440	3	1,830	1,076	0.7472	0.874
7.20	1,440	3	—	—	—	—
7.50	1,370	4	1,827	1,079	0.7876	0.974
8.95	1,370	4	1,821	1,085	0.7920	1.009
9.6	1,370	4	—	—	—	—
10.0	1,300	5	1,815	1,091	0.8392	1.124
12.0	1,300	5	1,797	1,109	0.8531	1.154
14.4	1,260	6	—	—	—	—
15.0	1,190	7	1,775	1,131	0.9504	1.337
18.0	1,190	7	1,771	1,135	0.9538	1.355
19.2	1,190	7	—	—	—	—
20.0	1,160	8	1,772	1,134	0.9776	1.423
21.6	1,160	8	—	—	—	—
24.0	1,137	9	1,756	1,150	1.0114	1.485
28.8	1,106	10	—	—	—	—
30.0	1,080	11	1,751	1,155	1.0694	1.607
33.6	1,080	11	—	—	—	—
36.0	1,000	12	—	—	—	—
36.2	983	13	1,756	1,150	1.1699	1.788
48.0	983	13	1,743	1,163	1.1831	1.800

الجدول 12-1 بيانات الفحص للمثال رقم-1



الشكل 12-4 رسم نصف لوغاريتمي لبيانات فحص هبوط الضغط متعدد الجريان

من الرسم في الخطوة السابقة أو من الجدول 12-1، نلاحظ أن الخط المستقيم يقع ضمن المدة الزمنية 3-12 ساعة، و عبر هذه المدة فان معدلات الجريان متغيرة. لذا، نحدد معدل الجريان بطريقة المعدل الوزني، والذي يُحسب بالعلاقة الاتية:

$$q_{avg} = \sum(q_i \cdot \Delta t_i) / \sum \Delta t_i$$

و باعتماد البيانات ذات العلاقة نجد أن:

$$q=1450 \text{ stb/day}$$

يمكن الآن استعمال هذه القيمة $q=1450$ stb/day لحساب النفاذية k كما يأتي:

$$k = -\frac{(162.6)(1,450)(1.27)(0.6)}{(-160)(40)} = 28.1 \text{ md.}$$

-ثانيا مبدأ التراكب :

لتفسير الفحص متعدد الجريان، نقوم بترتيب البيانات وفق المعادلة رقم-9 و ادراجها في الجدول12-1. إذ نعتبر ان:

العمود رقم 7 يمثل الإحداثي السيني و العمود رقم 6 يمثل الإحداثي الصادي.

- لتوضيح طريقة حساب الاحداثيات اعلاه، نطبق طريقة الحساب للفترتين 6.05 hrs. و 12 hrs.

- عند المدة 6.05 hrs فان:

$n=3$، $q_n=1440$ stb/d ، $t_n=6.05$ hrs. ، (الجدول12-1) ،

لاحظ برغم من ان تسلسل النقطة في الجدول هو التاسع الا ان n=3 لان n تعكس تسلسل معدل الجريان الثالث:

q_1=1580 stb/day، q_2=1490 ،q_3=1440

عبر المدة t_n نجري حسابات حد المجموع و كما يأتي:

$$\frac{1}{q_n}\sum_{j=1}^{n}(q_i - q_{j-1})\log(t - t_{j-1}) =$$

$$= \frac{1}{1{,}440}\{[(1{,}580 - 0)\log(6.05 - 0)]_{j=1} + [(1{,}490 - 1{,}580)\log(6.05 - 2.40)]_{j=2}$$
$$+ [(1{,}440 - 1{,}490)\log(6.05 - 4.80)]_{j=3}\}$$
$$= \frac{1}{1{,}440}\{[1{,}580\log(6.05)]_{j=1} + [-90\log(3.65)]_{j=2} + [-50\log(1.25)]_{j=3}\}$$
$$= \frac{1}{1{,}440}\{1{,}235.17 - 50.61 - 4.85\} = 0.819.$$

- الاحداثي الصادي للنقطة اعلاه يساوي:

$(P_i-P_w)/q_n$ = (2906-1843)/1440=1063/1440

=0.738

اذن فان احداثيات النقطة عند الوقت .6.05 hrs هي (0.738، 0.819)،

- عند الوقت 12 hrs فان n=5، q_5=1300 stb/d ، t_5=12 hrs. ، نجري حسابات حد المجموع و كما يأتي:

$$\frac{1}{q_n}\sum_{j=1}^{n}(q_i - q_{j-1})\log(t - t_{j-1}) =$$

$$= \frac{1}{1{,}300}[(1{,}580 - 0)\log(12.0 - 0) + (1{,}490 - 1{,}580)\log(12.0 - 2.40)$$
$$+ (1{,}440 - 1{,}490)\log(12.0 - 4.80) + (1{,}370 - 1{,}440)\log(12.0 - 7.20)$$
$$+ (1{,}300 - 1{,}370)\log(12.0 - 9.60)]$$
$$= \frac{1}{1{,}300}[1{,}705.11 - 88.40 - 42.87 - 47.69 - 26.61]$$
$$= 1.154.$$

اذن فان احداثيات النقطة عند الوقت .12 hrs هي ،(1.154 0.853).

- نرسم علاقة :

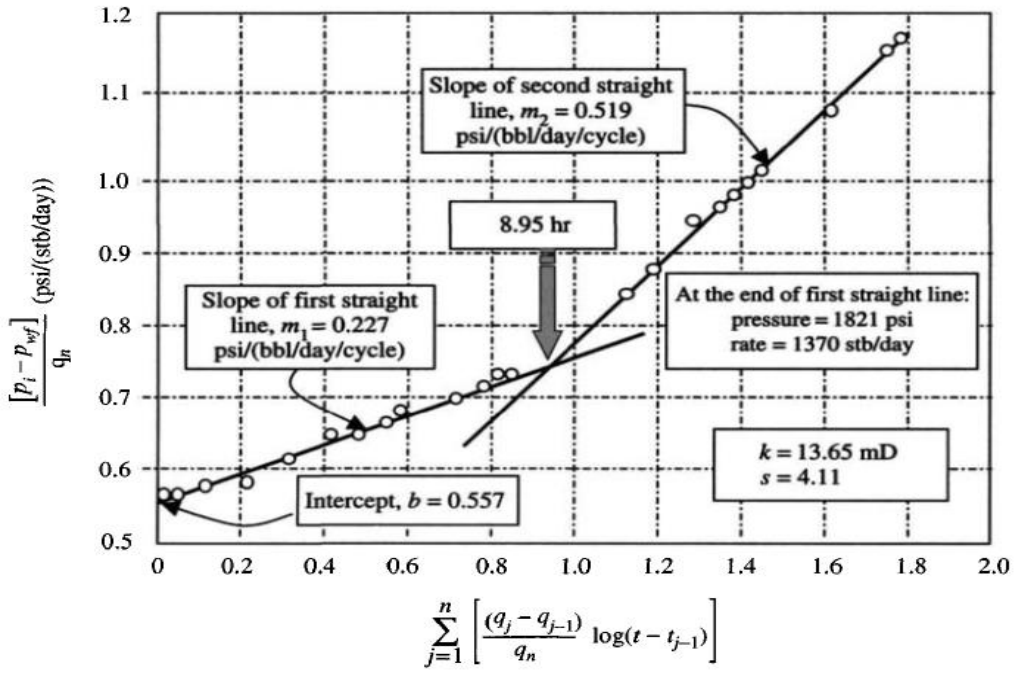
$$((p_i - p_{wf})/q_n) \text{ versus } \sum_{j=1}^{n}[(q_j - q_{j-1})/q_n)\log(t - t_{j-1})]$$

كما في الشكل12-5 .

- بناءً على الرسم الذي يُظهر خطين مستقيمين، فإن التفسير يعتمد على تحليل ميل كل خط مستقيم لفهم طبيعة الجريان وتأثيرات المكمن.

- ميل المستقيم الاول يمثل الجريان الشعاعي غير المستقر (Radial Flow - Unsteady State) ، و باستعمال الميل نحسب نفاذية k الطبقة المكمنية.

- ميل المستقيم الثاني اعلى من ميل الاول و احتمال ان يكون السبب وجود منطقة انتقالية transition من طور الجريان الشعاعي غير المستقر الى طور الجريان شبه المستقر او احتمال وجود فالق fault او حدوث تغير بالنفاذية بعيدا عن البئر.



الشكل 12-5 رسم باحداثيات عادية لتفسير بيانات فحص هبوط الضغط متعدد الجريان

نستخدم ميل الخط الاول m_1=0.227 منه نجد قيمة النفاذية k :

$$k = \frac{162.6}{m_1 h}\mu_o\beta_o = \frac{262.6 \times 0.6 \times 1.270}{0.227 \times 40} = 13.65\,\text{mD}$$

- لاحظ ان قيمة النفاذية بالطريقتين: الخطية العادية وطريقة التراكب اعطت نتائج مختلفة و هذا يعود لعدم تمثيل معدل الجريان بصورة صحيحة بالطريقة التقليدية.

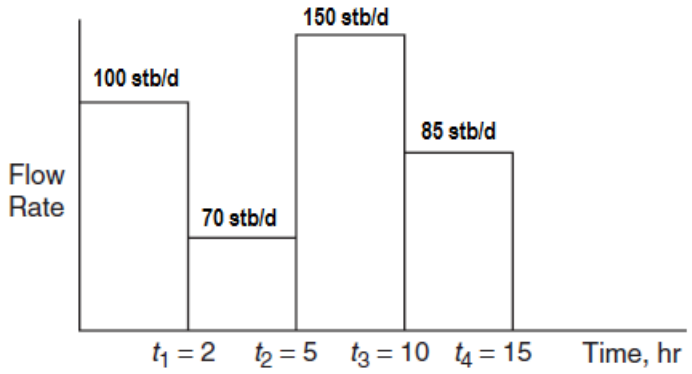
- قيمة التقاطع من الرسم يساوي b=0.557

- نجد عامل القشرة skin factor-s :

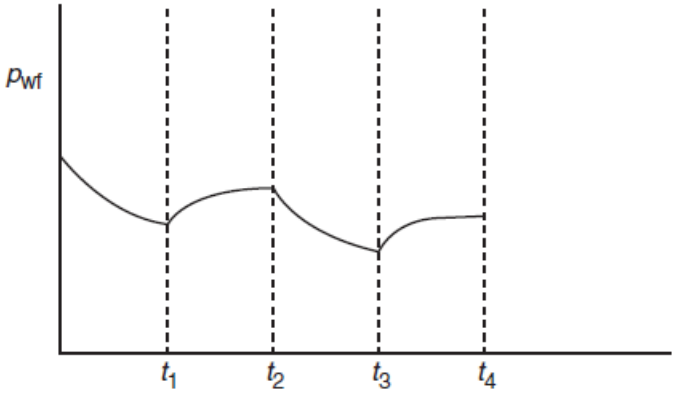
$$s = 1.151\left[\frac{b}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{0.557}{0.227} - \log\left(\frac{13.65}{0.12 \times 0.6 \times 17.7 \times 10^{-6} \times 0.29^2} + 3.23\right)\right] = 4.11$$

اي هنالك ضرر بالطبقة مما يتطلب اجراء عملية استصلاح للطبقة المنتجة.



الشكل 12-6 التاريخ الانتاجي للبئر في المثال-2



الشكل 12-7 استجابة الضغط لفحص البئر في المثال-2

مثال-2

الشكل 12-6 و الشكل **12-7 في** اعلاه يمثلان التاريخ الانتاجي لبئرنفطي ينتج من مكمن غير متناهي في طور الجريان اللامستقر *USS* لمدة *t=15 hrs*، المعلومات المتوفرة أُدرجت ادناه:

$p_i = 5000\,\text{psi}$	$h = 20'$
$B_o = 1.1\,\text{bbl/STB}$	$\phi = 15\%$
$\mu_o = 2.5\,\text{cp}$	$r_w = 0.3'$
$c_t = 20 \times 10^{-6}\,\text{psi}^{-1}$	$s = 0$
$k = 40\,\text{md}$	

- احسب ضغط الجريان في قاع البئر بعد *15 hrs.* ؟؟؟

الحل :

-نستخدم المعادلة رقم-4 ادناه في حساب هبوط الضغط الكلي:

$$(\Delta p)_{total} = (p_i - p_{wf})_{total\ at\ well} = \left(\frac{162.6\ B_o\mu_o}{kh}\right)\sum_{i=1}^{n}\Delta q_i\left[\log\left(\frac{k(t-t_i)}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right]$$

✦ بدءا و للسهولة نحسب الثوابت في المعادلة منعا للتكرار وكما يأتي:

$$\left(\frac{162.6\ B_o\mu_o}{kh}\right) = \frac{(162.6)(1.1)(2.5)}{(40)(20)} = 0.559$$

$$\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) = \left(\frac{(40)}{(0.15)(2.5)(20\times10^{-6})(0.3)^2}\right) = 59259259.3$$

- ناخذ بنظر الاعتبار المدد الزمنية التي يجري الحساب فيها ، و ما يقابلها من مدد الجريان على التوالي وهي :

(15-10=5) hrs.، (15-5=10) hrs. ، (15-2=13) hrs. ،15 hrs.

(85-150)،(150-70)، (70-100)،100 stb/day

لاحظ ان معدل الجريان الاول *(Δq)* يستمر لمدة *15 hrs.* و للمدة الثانية اي *13 hrs.* فمعدل الجريان يمثل الفرق مابين الجريان للمدة لثانية و التي قبلها و يساوي *(-30 stb/day)* و هكذا لباقي المدد الزمنية. الان نطبق المعادلة رقم-4 و كما يأتي :

$$\Delta P_N = (p_i - p_{wf}) = 0.559\left[(100-0)\left[\log\left[(59259259.3)(15)\right] - 3.23 + 0\right]\right.$$

$$+(70-100)\left[\log\left[(59259259.3)(15-2)\right] - 3.23 + 0\right]$$

$$+(150-70)\left[\log\left[(59259259.3)(15-5)\right] - 3.23 + 0\right]$$

$$\left.+(85-150)\left[\log\left[(59259259.3(15-10)\right] - 3.23 + 0\right]\right]$$

$$(\Delta p)_{total} = 319.6 + (-94.85) + 249.18 + (-190.44) = 283.49\,psi$$

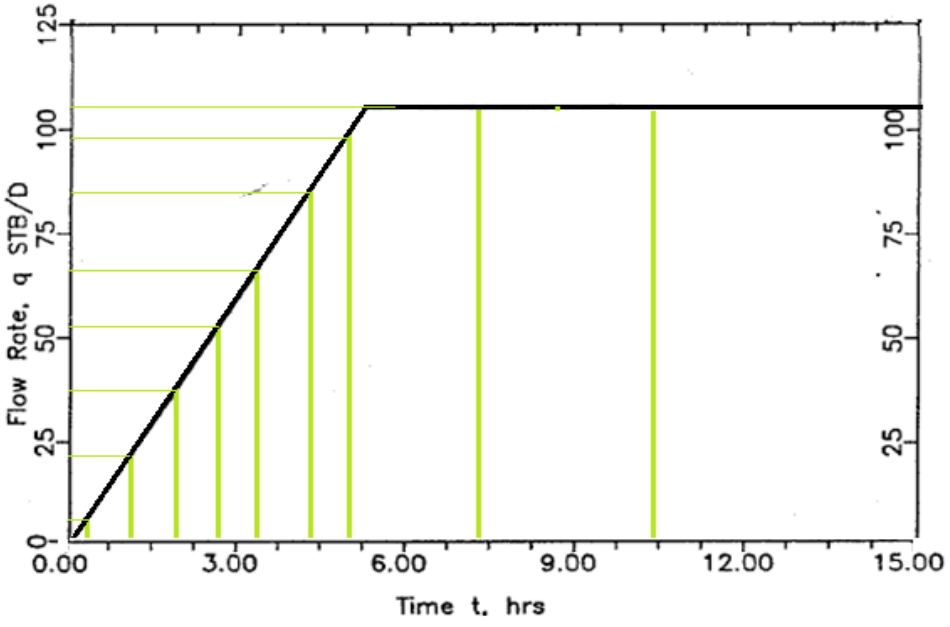
- حساب قيمة ضغط الجريان في قاع البئر و يساوي:

$$p_{wf} = 5000 - 283.49 = 4716.51\,psi$$

مثال-3

عند اجراء فحص هبوط الضغط لبئر عمودي فان معدل الجريان ازداد من 0 to 105 stb/d عبر مدة 5.25 hrs. كما في الشكل12-8 ثم اكمل مدة الفحص عند جريان مستقر مقداره 105 stb/d. بيانات الضغط أُدرجت في الجدول12-2 .

المطلوب تفسير الفحص و ايجاد كلا من النفاذية وعامل القشرة؟؟



الشكل 12-8 تقسيم التاريخ الانتاجي لفحص هبوط الضغط متعدد الجريان- المثال رقم-3

الحل :-

نرسم بيانات الفحص كما في الشكل12-8 ثم نعمل على تقسيم كل الفترة الزمنية الى فترات اصغر على الاحداثي السيني.

- و من منتصف كل فترة زمنية نحدد متوسط معدل الجريان التابع لها و كذلك ضغوط الجريان حيث جُهزت و أُدرجت في الجدول12-2 .

- حساب قيمة دالة الاحداثي السيني X لكل فترة زمنية . فمثلا

* اذا كانت قيمة $q_1=7.5$ stb/d ، $t_1=0.75$ hrs. ، $n=1$ اذن قيمة X تساوي:

$$X = \frac{1}{q_n}\left[(q_1 - q_0)\log(t_n - t_0) + (q_2 - q_1)\log(t_n - t_1) + (q_3 - q_2)\log(t_n - t_2) + \ldots + (q_n - q_{n-1})\log(t_n - t_{n-1})\right]$$

$$X = \frac{1}{q_n}[(q_1 - q_0)\log(t_n - t_0)] = \frac{1}{7.5}[(7.5 - 0)\log(0.75 - 0)]$$
$$= -0.125$$

n	t (hrs)	Mean q STB/D	ΔP (psi)	X	ΔP/qn (psi/STB/D)
1	0.75	7.5	132.3	– 0.125	17.64
2	1.50	22.5	402.3	– 0.025	17.88
3	2.25	37.5	681.1	0.091	18.16
4	3.00	52.5	965.4	0.183	18.39
5	3.75	67.5	1,253.7	0.259	18.57
6	4.50	82.5	1,545.2	0.324	18.73
7	5.25	97.5	1,839.5	0.380	18.87
8	7.25	105	2,048.2	0.638	19.51
9	10.25	105	2,100.4	0.842	20.00
10	20.25	105	2,203.6	1.244	20.99
11	50.25	105	2,314.5	1.678	22.04
12	100.25	105	2,394.4	1.990	22.80
13	150.25	105	2,440.4	2.170	23.24

الجدول 12-2 بيانات الفحص المتعدد الجريان للمثال رقم-3

* و اذا كانت قيمة q_2=22.5 stb/d ،t_2=1.5 hrs. ،n=2 اذن قيمة X تساوي:

$$X = \frac{1}{q_n}[(q_1 - q_0)\log(t_n - t_0) + (q_2 - q_1)\log(t_n - t_1)]$$

$$= \frac{1}{22.5}[(7.5 - 0)\log(1.5 - 0) + (22.5 - 7.5)\log(1.5 - 0.75)]$$

$$= -0.025$$

* اذا كانت قيمة q_7=97.5 stb/d ،t_7=5.25 hrs. ،n=7 اذن قيمة X تساوي:

$$X = \frac{1}{97.5}[7.5\log(5.25) + 15\log(5.25 - 0.75) + 15\log(5.25 - 1.5)$$

$$+ 15\log(5.25 - 2.25) + 15\log(5.25 - 3) + 15\log(5.25 - 3.75) + 15\log(5.25 - 4.5)]$$

$$= 0.38$$

* اذا كانت قيمة q_{12}=105 stb/d ،t_{12}=100.25 hrs. ،n=12 اذن قيمة X تساوي:

$$X = \frac{1}{105}[7.5\log 100.25 + 15\log 99.5 + 15\log 98.75$$

$$+ 15\log 98 + 15\log 97.25 + 15\log 96.5 + 15\log 95.75 + 7.5\log 95]$$

$$= 1.99$$

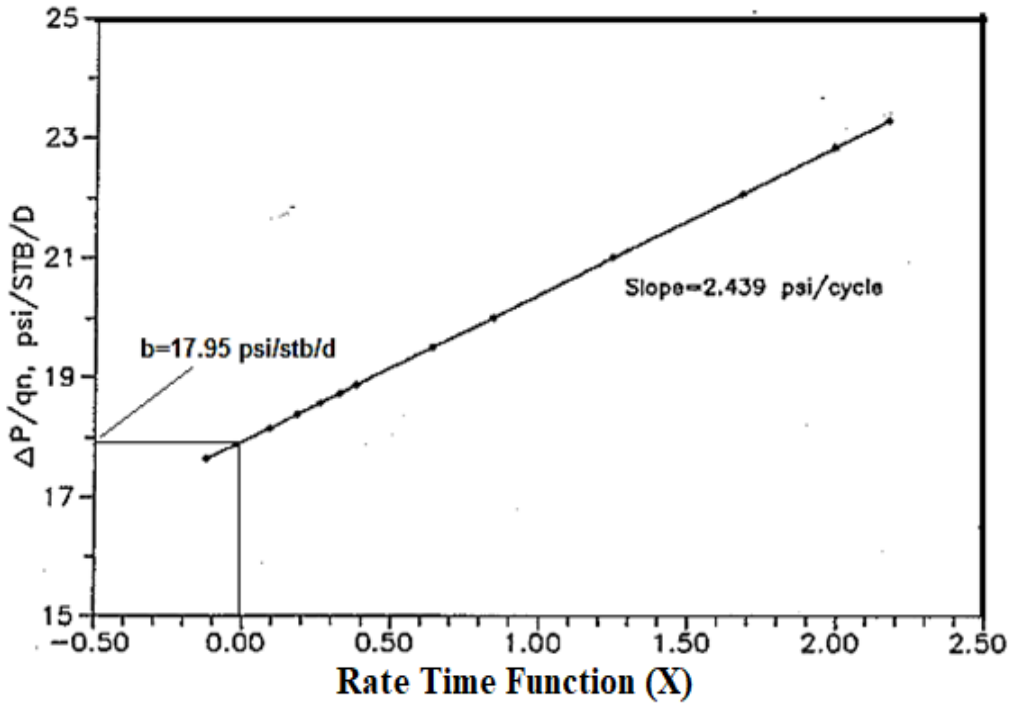
- رسم علاقة $\Delta P/q_n$ vs X كما في الشكل12-9 . و نمرر احسن خط مستقيم عبر النقاط ، ثم نحسب ميل الخط المستقيم الذي يساوي m=2.439 psi/cycle و التقاطع b=17.95 psi/stb/d.

- حساب نفاذية الطبقة المكمنية permeability- k و تساوي :

$$k = \frac{162.6\ B_o\ \mu}{m\ \ h} = \frac{162.6 \times 1.2 \times 1.25}{2.439 \times 20}$$
$$= 5\ md$$

- حساب عامل القشرة skin factor-s يساوي :

$$s = 1.151\left[\frac{b}{m} - \log\frac{k}{\phi\ \mu\ C_t\ r_w^2} + 3.23\right]$$
$$= 4$$



الشكل 12-9 تفسير بيانات فحص هبوط الضغط متعدد الجريان للمثال رقم-3

12-2-2 طريقة بورديت Bourdet Superposition Time Function. :

تُعد طريقة بورديت من الطرائق الشائعة في تفسير فحوصات الابار متعددة الجريان (Multirate Tests) معتمدة على حساب دالة تراكب الزمن (Superposition Time Function) في تحليل بيانات الفحص بشكل أكثر دقة.

تمتاز الطريقة بتصحيح تأثير التغيرات في الجريان على بيانات الفحص و تحسين دقة التفسير مقارنة بالطرائق التقليدية التي تفترض معدل جريان ثابت.

المعادلة الأساسية لسلوك الضغط في الجريان الشعاعي غير المستقر(USS - Radial Flow) :

$$p(t)=p_i-\sum_{j=1}^{n}\frac{162.6(q_j-q_{j-1})B\mu}{kh}\left\{\log(t-t_{j-1})+\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right)-3.23+0.869s\right\}. \quad \ldots 15$$

$$p(t_{n-1})=p_i-\sum_{j=1}^{n-1}\frac{162.6(q_j-q_{j-1})B\mu}{kh}\left\{\log(t_{n-1}-t_{j-1})+\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right)-3.23+0.869s\right\}. \quad \ldots 16$$

بالقسمة على فرق الانتاج خلال الفترة الزمنية المعنية ينتج:

$$\frac{p(t_{n-1})-p(t)}{q_n-q_{n-1}}=\frac{162.6B\mu}{kh}\sum_{j=1}^{n}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\left\{\log(t-t_{j-1})+\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right)-3.23+0.869s\right\}$$

$$-\frac{162.6B\mu}{kh}\sum_{j=1}^{n-1}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\left\{\log(t_{n-1}-t_{j-1})+\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right)-3.23+0.869s\right\}. \quad \ldots 17$$

بالترتيب :

$$\frac{p(t_{n-1})-p(t)}{q_n-q_{n-1}}=\frac{162.6B\mu}{kh}\left\{\log(t-t_{n-1})+\sum_{j=1}^{n-1}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\log\left(\frac{t-t_{j-1}}{t_{n-1}-t_{j-1}}\right)-3.23+0.869s\right\}. \quad \ldots 18$$

يمكن كتابة المعادلة رقم-18 بدلالة اللوغاريتم الطبيعي -ln :

$$\frac{p(t_{n-1})-p(t)}{q_n-q_{n-1}}=\frac{70.6B\mu}{kh}\left\{\ln(t-t_{n-1})+\sum_{j=1}^{n-1}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\ln\left(\frac{t-t_{j-1}}{t_{n-1}-t_{j-1}}\right)-7.43+2s\right\}. \quad \ldots 19$$

اذن الاحداثي السيني لكلا المعادلتين رقم 18 و 19 على التوالي يتمثل بما ياتي:

$$X_{10}=\log(t-t_{n-1})+\sum_{j=1}^{n-1}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\log\left(\frac{t-t_{j-1}}{t_{n-1}-t_{j-1}}\right). \quad \ldots 20$$

$$X_e=\ln(t-t_{n-1})+\sum_{j=1}^{n-1}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\ln\left(\frac{t-t_{j-1}}{t_{n-1}-t_{j-1}}\right). \quad \ldots 21$$

و الاحداثي الصادي يساوي:

$$\frac{p(t_{n-1})-p(t)}{q_n-q_{n-1}}$$

- عند رسم بيانات الفحص و اذا كانت متوافقة مع فرضيات الطريقة فستقع على خط مستقيم. ممكن ان تنحرف بعض النقاط عن الخط المستقيم في الفترة مبكرة من الفحص سبب تاثير تخزين البئر wellbore storage او ممكن ان تنحرف بعض النقاط عن الخط المستقيم في الفترة المتاخرة من الفحص سبب ذلك تاثير حدود المكمن.

خطوات تفسير الفحص بطريقة بورديت(Bourdet Superposition Time Function)

1- الرسم على احداثيات عادية العلاقة ما بين:

$$\frac{p(t_{n-1})-p(t)}{q_n-q_{n-1}} \text{ vs. the superposition time function } X_e$$

- رسم أفضل خط مستقيم يمر عبر أكبر عدد ممكن من النقاط و إيجاد ميل الخط المستقيم "m" والتقاطع "b".

- ثم حساب النفاذية من الميل:

$$k=\frac{70.6B\mu}{m''h}. \quad \ldots\ldots 22$$

- حساب معامل القشرة s :

$$s=0.5\left\{\frac{b''}{m''}-\ln\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right)+7.43\right\}. \quad \ldots\ldots 23$$

مثال-4

جرى فحص متعدد الجريان لبئر نفطي محفور حديثا ، معلومات المائع والصخور أُدرجت في الجدول 12-3 و أُدرجت بيانات الفحص في الجدول رقم 12-4 .

المطلوب: اجراء تفسير للفحص بطريقة بورديت؟؟

Reservoir and Fluid Properties			
ϕ	18%	B	1.115 bbl/STB
h	43 ft	μ	5.47 cp
r_w	0.33 ft	c_t	9.77×10^{-6} psi^{-1}

الجدول 12-3 بيانات الموائع و الصخور للمثال رقم-4

الحل:

- نطبق حسابات دالة الضغط -الاحداثي الصادي و دالة الوقت-الاحداثي السيني عند الوقت t=0.25 hr. لفترة الجريان الاولى n=1 فتكون دالة الوقت X_e كما يأتي:

$$X_e=\ln(t-t_{n-1})+\sum_{j=1}^{n-1}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\ln\left(\frac{t-t_{j-1}}{t_{n-1}-t_{j-1}}\right)$$

$$X_e=\ln(t-t_0)+0$$
$$=\ln(0.25-0)$$
$$=-1.3863.$$

Field Data		Field Data			Field Data		Plotting Functions		
t hr	p_{wf} psia	Bourdet STF	Agarwal Δt_e hr	PPF psi/STB/D	t hr	p_{wf} psia	Bourdet STF	Agarwal Δt_e hr	PPF psi/STB/D
0	1927.03								
		Flow period 1–q = 10.7 STB/D					Flow period 3–29.8 STB/D		
0.25	1908.65	–1.3863	0.25	1.7178	12.25	1869.45	–1.3196	0.2673	1.7183
0.50	1907.87	–0.6931	0.5	1.7907	12.50	1868.70	–0.5618	0.5702	1.7989
0.75	1907.50	–0.2877	0.75	1.8252	12.75	1868.37	–0.0938	0.9105	1.8344
1	1907.20	0	1	1.8533	13	1868.07	0.2545	1.2899	1.8667
2	1906.59	0.6931	2	1.9103	14	1867.38	1.1737	3.2338	1.9409
3	1906.22	1.0986	3	1.9449	15	1866.85	1.7826	5.9454	1.9978
4	1905.97	1.3863	4	1.9682	16	1866.46	2.2556	9.5408	2.0398
5	1905.82	1.6094	5	1.9822	17	1866.22	2.6489	14.1385	2.0656
6	1905.62	1.7918	6	2.0009	18	1865.96	2.9887	19.8594	2.0935
		Flow period 2–20.5 STB/D					Flow period 4–38.7 STB/D		
6.25	1888.85	–1.3417	0.2614	1.7112	18.25	1850.66	–1.3044	0.2713	1.7191
6.50	1888.03	–0.6058	0.5457	1.7949	18.50	1849.95	–0.5316	0.5877	1.7989
6.75	1887.65	–0.1591	0.8529	1.8337	18.75	1849.56	–0.0488	0.9524	1.8427
7	1887.37	0.1683	1.1833	1.8622	19	1849.29	0.3142	1.3692	1.8730
8	1886.70	1.0072	2.7381	1.9306	20	1848.52	1.2902	3.6334	1.9596
9	1886.25	1.5413	4.6707	1.9765	21	1848.09	1.9533	7.0522	2.0079
10	1885.93	1.9440	6.9869	2.0092	22	1847.7	2.4781	11.9187	2.0517
11	1885.65	2.2712	9.6914	2.0378	23	1847.34	2.9210	18.5606	2.0921
12	1885.43	2.5486	12.7887	2.0602	24	1847.07	3.3084	27.3411	2.1225

الجدول 12-4 بيانات الفحص المتعدد الجريان للمثال رقم-4

و دالة الضغط تساوي:

$$\frac{p(t_{n-1})-p(t)}{q_n-q_{n-1}}=\frac{p(t_0)-p(t)}{q_1-q_0}$$

$$=\frac{1,927.03-1,908.65}{10.7-0}$$

$$=1.7178 \text{ psi/STB/D.}$$

- مثال اخر للحسابات عند الوقت t=9 hrs. لفترة الجريان الثانية n=2 ، فتكون دالة الوقت كما يأتي:

$$X_e=\ln(t-t_{n-1})+\sum_{j=1}^{n-1}\left(\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n-q_{n-1}}\right)\ln\left(\frac{t-t_{j-1}}{t_{n-1}-t_{j-1}}\right)$$

$$= \ln(t - t_1) + \left(\frac{q_1 - q_0}{q_2 - q_1}\right) \ln\left(\frac{t - t_0}{t_1 - t_0}\right)$$

$$= \ln(9 - 6) + \left(\frac{10.7 - 0}{20.5 - 10.7}\right) \ln\left(\frac{9 - 0}{6 - 0}\right)$$

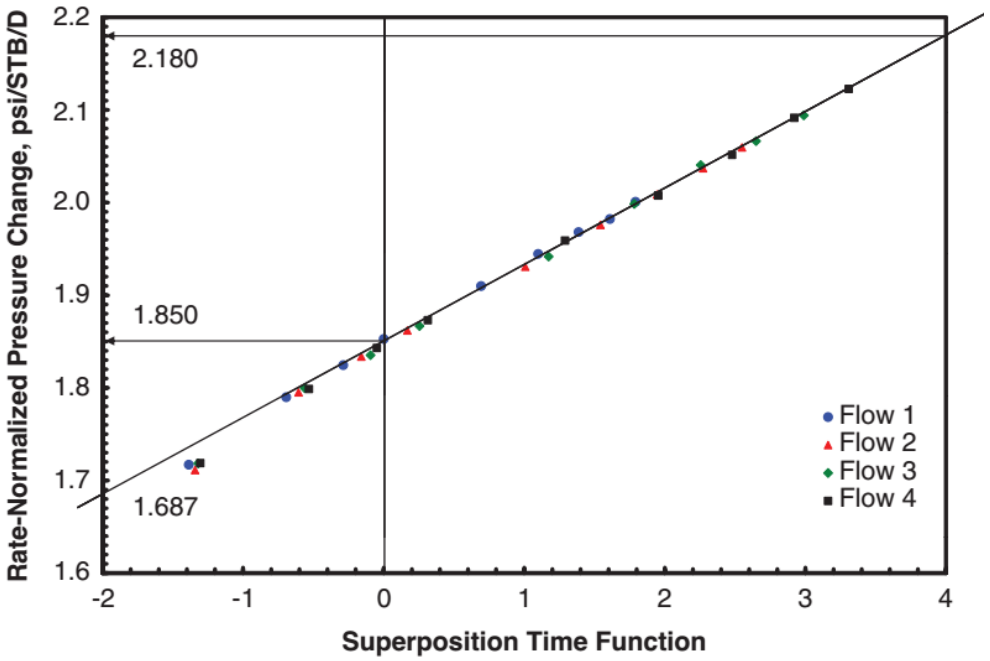
$$= 1.5413.$$

- دالة الضغط تساوي:

$$\frac{p(t_{n-1}) - p(t)}{q_n - q_{n-1}} = \frac{p(t_1) - p(t)}{q_2 - q_1}$$

$$= \frac{1{,}905.62 - 1{,}886.25}{20.5 - 10.7}$$

$$= 1.9765 \text{ psi/STB/D}.$$



الشكل 12-10 تفسير بيانات فحص هبوط الضغط متعدد الجريان بطريقة بورديت للمثال رقم-4

- نرسم علاقة دالة الضغط -الاحداثي الصادي و دالة الوقت- الاحداثي السيني على رسم بمقياس رسم عادي ، نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص كما في الشكل 12-10 و نجد الميل له و تقاطعه مع الاحداثي الصادي و يساوي:

$$m'' = \frac{2.180 - 1.687}{4 - (-2)} = 0.08217 \text{ psi/STB/D}$$

$b'' = 1.850$ psi/STB/D.

- نجد قيمة النفاذية k و معامل القشرة s و كما يأتي:

$$k = \frac{70.6B\mu}{m''h} = \frac{(70.6)(1.115)(5.47)}{(0.08217)(43)} = 121.9 \text{ md.}$$

$$s = 0.5\left\{\frac{b''}{m''} - \ln\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^{\,2}}\right) + 7.43\right\} = 5.69.$$

3-12 الفحص ثنائي الجريان Two rate flow test

يُستخدم مصطلح "ثنائي الجريان" في فحوصات الآبار للإشارة إلى الحالات التي يتم فيها تغيير معدل الجريان خلال فترة الفحص . لكن هذا المصطلح قد يشير إلى نوعين مختلفين من الفحوصات حسب طبيعة الفحص و هما:

1- Two-Rate Flow Test 2- Two-Rate Buildup Test

و لكل منهما له هدف مختلف، وطريقة تنفيذ و تحليل مختلفة .

بصورة عامة , الفحص ثنائي الإنتاج Two-Rate Flow Test هو أحد أنواع فحوصات الآبار يُستخدم لتقييم أداء البئر عبر تشغيل البئر بمعدلَي إنتاج مختلفين لمدة زمنية محددة، وتسجيل استجابة الضغط المقابلة لكل انتاج. يُستخدم هذا النوع من الفحوصات بشكل خاص في الحالات التي لا يمكن فيها إغلاق البئر لمدة طويلة أو عندما يكون من الضروري مراقبة سلوك البئر تحت معدلات انتاج مختلفة دون اللجوء إلى اختبار إغلاق كامل.

الهدف الأساسي من هذا الفحص هو قي تحديد معامل القشرة (Skin) وتقدير النفاذية (Permeability) وأداء البئر تحت ظروف تشغيل مختلفة. غالبًا ما يُستخدم في الحالات التي لا يكون فيها فحص تصاعد الضغط Build-up Test متاحا او لا يحبذ اغلاق البئر لتجنب خسارة الانتاج خلال مدة غلق البئر.

يُعتبر فحص الجريان الثنائي (Two-Rate Flow Test) و فحص الجريان المتعدد (Multirate Test) من الاختبارات التي تُستخدم لتحليل استجابة المكمن تحت ظروف تشغيل غير ثابتة.

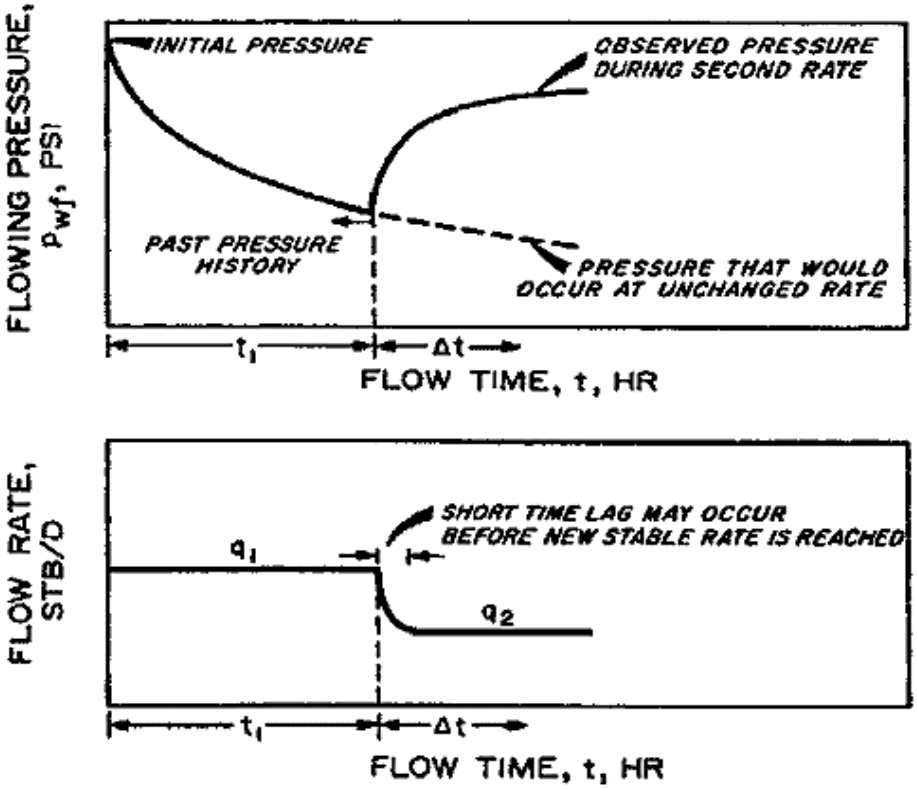
ان الفحص Two-Rate يُعد خيارًا جيدًا للفحص السريع أو في الظروف التشغيلية الصعبة. في حين ان فحص Multirate أكثر شمولاً ويعطي معلومات أدق، خصوصًا إذا كان الهدف تحليل الأداء عبر نطاق واسع من معدلات الجريان.

الجدول في ادناه مقارنة ما بين الفحصين:

ان مخطط تنفيذ الفحص ثنائي الجريان موضح في الشكل12-11 , متمثلا بالضغط والانتاج و يتضمن مرحلتين:

- المرحلة الأولى ويتم إنتاج البئر بمعدل ثابت q_1 لمدة زمنية كافية للوصول إلى الاستقرار و تُسجل قراءات الضغط p_{wf} مع الوقت.

الخاصية	Two-Rate Test	Multirate Test
عدد مراحل الجريان	مرحلتان فقط (معدل منخفض + معدل مرتفع)	ثلاث مراحل أو أكثر، بمعدلات متعددة
الهدف	تقدير خصائص المكمن عند معدلين فقط	فهم سلوك البئر عند معدلات متعددة وتحليل الأداء
مدة الفحص	قصيرة نسبيًا	أطول قليلاً حسب عدد المراحل
التحليل المطلوب	أبسط رياضيًا (قد يستخدم حلول مثل Fair (model	يحتاج إلى تحليل أكثر تعقيدًا (خطي ولاخطي)
الدقة والتفاصيل	أقل دقة في تحديد التغيرات غير الخطية	أعلى دقة في رصد تغيرات معامل الجلد الكُشرة والأداء
متى يُستخدم؟	عندما يكون الوقت محدود أو لا يمكن غلق البئر	لتحليل متعمق وتشخيص المشاكل التشغيلية



الشكل 12-11 مخطط لتاريخ البئر الانتاجي- الضغط والانتاج للفحص ثنائي الانتاج

- المرحلة الثانية و يتم تغيير معدل الجريان إلى قيمة جديدة q_2 و لحين الاستقرار. يستمر الفحص ويتم تسجيل تغيرات الضغط بعد هذا التغيير.

- يُفضل تغيير الإنتاج تدريجياً من الاعلى الى معدل انتاج أقل ، و هذا يسهّل التفسير ويمنع تحرر الغاز عند اجراء تغير الانتاج.

هذه الطريقة ايضا تقلل من تأثير تخزين البئر (Wellbore Storage) مقارنة بفحص تصاعد الضغط وتوفر نتائج مماثلة لفحص تصاعد الضغط دون الحاجة لإيقاف الإنتاج.

طريقة روسيل (1963) Russel

تُعد طريقة روسيل (Russel،1963) واحدة من أقدم وأشهر الطرائق المستخدمة لتحليل فحص الجريان الثنائي ، إذ يتم فيه تغيير معدل الإنتاج مرتين فقط عبر مدة الفحص. تعتمد طريقة روسيل على استعمال نموذج ضغط الخط المصدري (Line Source Solution) مع تطبيق مبدأ التراكب الزمني (Superposition in Time) لحساب استجابة الضغط نتيجة لتغيير المعدل الثاني.الطريقة تُعطي قيمًا دقيقة للنفاذية ومعامل القشرة عند توفر بيانات موثوقة.

معادلة روسيل في حساب ضغط الجريان في قاع البئر عند الجريان الثنائي تتمثل في ما يأتي:

$$p_{wf} = m'_1\left[\log\left(\frac{t_1+\Delta t}{\Delta t}\right)+\frac{q_2\log\Delta t}{q_1}\right]+p_{int} \quad \text{------- 24}$$

تفترض المعادلة رقم-24 ان معدل الجريان الاول ثابت عبر المدة من $t=0$ to t_1 ، وقت الانتاج $t_1$or t_{p1} يمثل المدة الزمنية التي استغرقها معدل الانتاج الاول و يمكن حسابه كالتالي:

$$t_1 = 24\frac{V_p}{q_1} \quad \text{------- 25}$$

إذ ان Vp يمثل حجم النفط المنتج عبر مدة الانتاج t_1 وان Δt تُمثل تغير بالمدة الزمنية $\Delta t = t - t_1$.

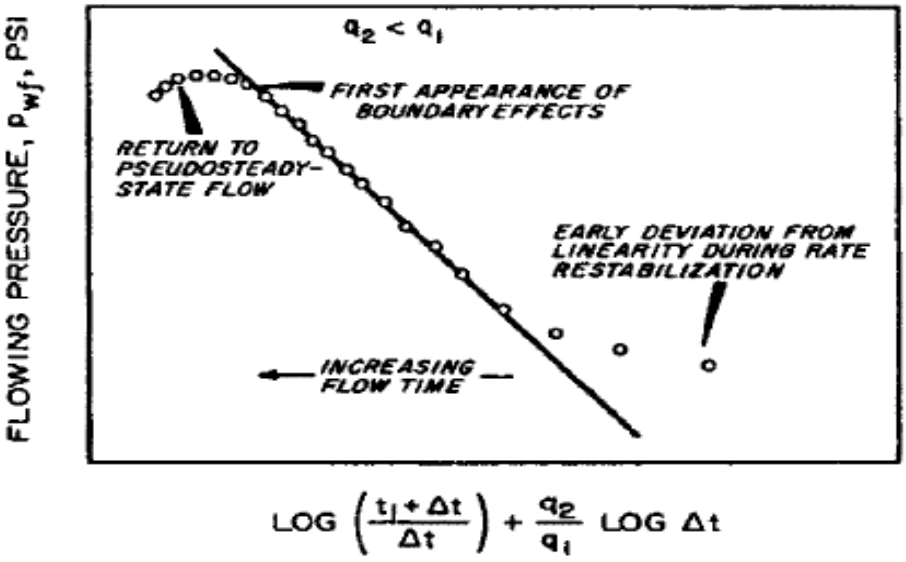
الشكل12-12 يوضح سلوك الضغط عبر فحص ثنائي الجريان و حسب المعادلة رقم-24 .

إذ عند رسم علاقة :

$$p_{wf} \text{ versus } [\log((t_1+\Delta t)/\Delta t)+(q_2/q_1)\log\Delta t]$$

على احداثيات عادية. سنحصل على علاقة خط مستقيم ميله m'_1 .

ان الوقت في الاحداثي السيني (الشكل12-12) يزداد من اليمين الى اليسار و هنالك انحراف في العلاقة الخطية عند المرحلة المبكرة من الفحص بسبب تاثير تخزين البئر او اذا كانت مدة الفحص قليلة ايضا تنحرف النقاط بسبب اعادة استقرار انتاجية البئر . تكون النقاط على خط مستقيم في مرحلة منتصف الفحص مما يشير إلى أن فرضيات الطريقة مطابقة و صحيحة لظروف البئر و يمكن تحديد النفاذية عندها. في المرحلة المتأخرة من الفحص قد تنحرف البيانات عن العلاقة الخطية بسبب: تأثير حدود المكمن (Reservoir Boundaries) و الدخول في طور الجريان شبه المستقر (PSS - Pseudo-Steady State) او بسبب تداخل الإنتاج مع آبار مجاورة (Interference Effects). يجب تجنب استعمال النقاط غير المستقرة في حساب الميل لضمان دقة النتائج .



الشكل 12-12 رسم عادي لتفسير بيانات الفحص ثنائي الجريان $q_1>q_2$

- ميل الخط المستقيم في المرحلة المتوسطة m'_1 يساوي :

$$m'_1 = -\frac{162.6 q_1 \mu_o \beta_o}{kh} \quad \text{------- 26}$$

- و تقاطعه مع الاحداثي الصادي يساوي Pressure untercept-P_{int} :

$$p_{int} = p_i + m'_1 \frac{q_2}{q_1}\left[\log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869s\right] \quad \text{------- 27}$$

- و ممكن حساب قيمة النفاذية كالتالي:

$$k = -\frac{162.6 q_1 \mu_o \beta_o}{m'_1 h} \quad \text{------- 28}$$

- و حساب عامل القشرة:

$$s = 1.151\left[\frac{q_1}{q_1 - q_2}\left(\frac{p_{wf(\Delta f=0)} - p_{1hr}}{m'_1}\right) - \log\left(\frac{k_2}{\phi\mu_o c_t rw}\right) + 3.23\right] \quad \text{------- 29}$$

الضغط P_{1hr} يمثل الضغط عندما $\Delta t=1$ hr على شرط ان يقع على الخط المستقيم او امتداده ، $P_{wf(\Delta ts=0)}$ يمثل ضغط الجريان عند حصول تغير الانتاج في الوقت $\Delta t=0$.

يمكن تحديد فرق الضغط من جراء عامل القشرة و كما يأتي:

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869\, m'_1 \text{ at rate } q_1 \quad \text{------- 30}$$

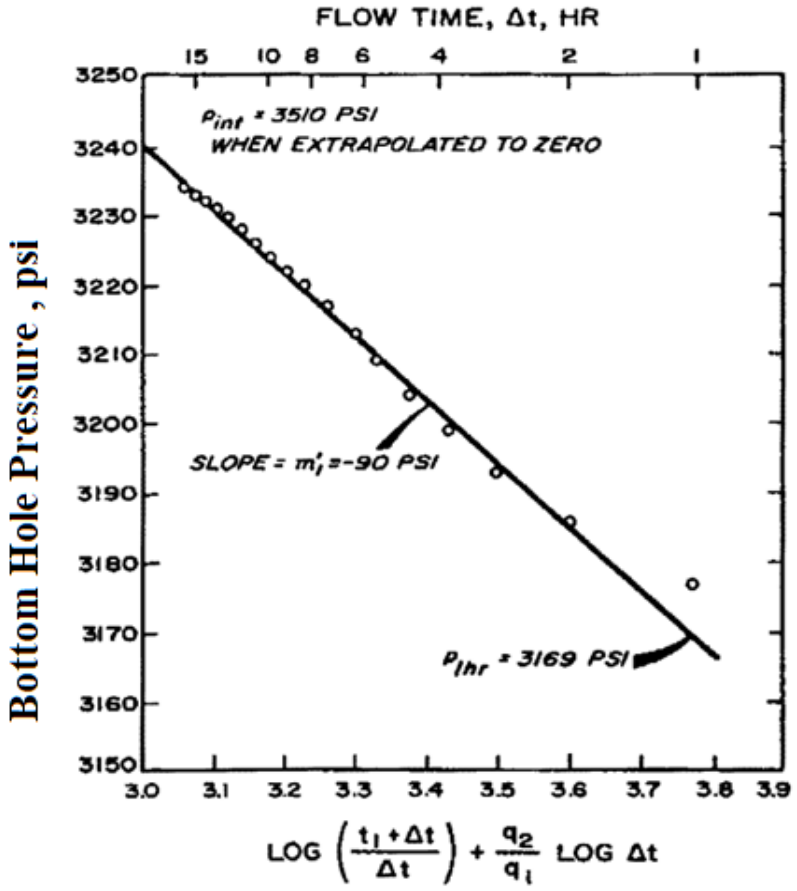
$$(\Delta p)_{skin} = 0.869 \frac{q_2}{q_1} m'_1 \text{ at rate } q_2 \text{ ------- 30}$$

في الرسم و من تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي ، يمكن تحديد الضغط الزائف false pressure P* و يستخدم لحساب معدل الضغط المكمني عندما يكون البئر تطويري و ليس تقييمي عند بداية استكشاف الحقل و كما يأتي :

$$p^* = p_{int} - \frac{q_2}{q_1 - q_2}\left[p_{wf(\Delta f=0)} - p_{1\,hr}\right] \text{ ------- 31}$$

و في حالة كون المكمن مكتشف حديثا او ان الضغط المكمني عالي لوجود دعم للضغط من مستودع مائي فعال active aquifer فيمكن حساب الضغط المكمني الاصلي للمكمن و كما يأتي:

$$p_i = p_{wf1} + m\left[\log\left(\frac{kt_{p1}}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869s\right] \text{ ------- 32}$$



الشكل12-13 رسم باحداثيات عادية لتفسير بيانات الفحص ثنائي الانتاج (طريقة روسيل) - المثال رقم-5

مثال-5

أُجرِ فحص هبوط الضغط لبئر نفطي يجري عبر مدتين متعاقبة بمعدلي جريان ، استقر المعدل الاول عند q_1=107 stb/day لعدة ايام ثم تناقص الى q_2=46 stb/day. أُدرجت بيانات معدل الجريان الثاني في الشكل12-13 والبيانات المتوفرة الاخرى أُدرجت في ادناه :

$$B = 1.5\ \text{RB/STB} \quad p_{wf}(\Delta t=0) = 3{,}118\ \text{psi} \quad h = 59\ \text{ft} \quad c_t = 9.32 \times 10^{-5}\ \text{psi}^{-1}$$
$$\mu = 0.6\ \text{cp} \quad \phi = 0.06 \quad r_w = 0.2\ \text{ft} \quad V_p = 26{,}400\ \text{STB}$$

المطلوب اجراء تفسير لبيانات فحص البئر؟؟

الحل:

- حساب طول مدة الانتاج الاول $t_1$or t_{p1} و تساوي :

t_1=(26400)(24)/107

= 5921 hrs.

- رسم بيانات الفحص على احداثيات اعتيادية cartesian لعلاقة :

$$\text{Bottom-hole pressure, } p_{wf}\text{(psi)} \quad \text{vs} \quad \log\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right) + \frac{q_2}{q_1}\log \Delta t$$

كما في الشكل12-13 .

نحصل على خط مستقيم بميل يساوي m=-90 psi/cycle وتقاطع مع الاحداثي الصادي $P_{intercept}$=3510 psi

و الضغط عند الزمن ساعة واحدة يساوي P_{1hr}=3169 psi - لاحظ ان قيمة الاحداثي السيني عند الوقت .Δ t=1 hr يساوي :

$$\log\left(\frac{t+\Delta t}{\Delta t}\right) + \frac{q_2}{q_1}\log \Delta t$$

Log((5922+1)/1) + (46/107)log1=3.773

- حساب النفاذية و تساوي:

k=-((162.6)(107)(1.5)(0.6))/((-90)(59)) = 2.0 md.

- حساب عامل القشرة و يساوي:

$$s = 1.1513\left[\left(\frac{107}{107-46}\right)\left(\frac{3{,}118-3{,}169}{-90}\right) - \log\left(\frac{2.9}{(0.06)(0.6)(9.32\times10^{-5})(0.2)^2}\right) + 3.2275\right]$$
$$= -3.6.$$

✦ نجد الضغط المكمني او الضغط الزائف و يساوي:

$$p^* = p_{int} - \frac{q_2}{q_1 - q_2}\left[p_{wf(\Delta t=0)} - p_{1\,hr}\right]$$

$$p^* = 3{,}510 - \frac{46\,(3{,}118 - 3{,}169)}{(107 - 46)}$$

$$= 3{,}548 \text{ psi}.$$

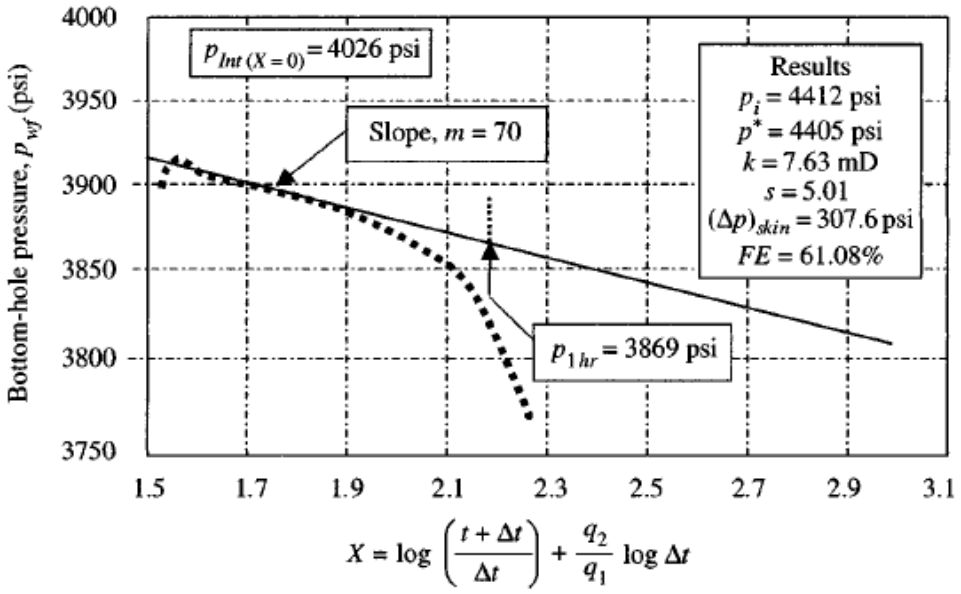
Time, t (hr)	Flowing pressure, p_{wf} (psia)	$\frac{t+\Delta t}{\Delta t}$	$\frac{\log(t+\Delta t)}{\Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \times \log(\Delta t)$
0.11	3523	1680.09	2.7460
0.15	3564	1232.33	2.6769
0.22	3592	840.55	2.5983
0.31	3627	596.81	2.5190
0.45	3669	411.44	2.4405
0.65	3717	285.15	2.3618
0.93	3766	199.60	2.2831
1.34	3810	138.84	2.2050
1.94	3846	96.40	2.1272
2.79	3868	67.25	2.0500
4.01	3882	47.06	1.9739
5.78	3891	32.96	1.8985
8.32	3897	23.20	1.8252
12.00	3903	16.39	1.7539
17.30	3908	11.68	1.6860
24.90	3912	8.42	1.6230
35.80	3915	6.16	1.5662
51.50	3918	4.59	1.5171
74.20	3919	3.49	1.4777
89.10	3918	3.07	1.4622
107.00	3917	2.73	1.4500
128.00	3916	2.44	1.4413
154.00	3913	2.20	1.4358
184.70	3910	2.00	1.4340

الجدول 12-5 بيانات الفحص ثنائي الانتاج للمثال رقم-6

مثال-6 أُجر فحص هبوط الضغط بطريقة معدلي جريان ، استقر المعدل الاول بـ q_1=250 stb/day لمدة t_{p1}=184.7 hrs ثم تناقص الانتاج الى q_2=125 stb/day. أُدرجت بيانات الضغط البئر في الجدول 12-5 اعلاه والبيانات المتوفرة الاخرى أُدرجت في ادناه :

The well depth is 7550 ft. $\mu_o = 0.805$ cP, $\beta_o = 1.137$ rb/stb, $p_i = 4412$ psi, $\phi = 0.039$, $r_w = 0.198$ ft, $A_{wb} = 0.0218$ ft^2, $\rho_m = 52.7$ lb/ft^3, $h = 69$ ft, $T_R = 162°$ F, pressure at time of rate change = 3490 psi, $c_t = 7.01 \times 10^{-6}$ psi^{-1}

المطلوب : حساب النفاذية k وعامل القشرة s و الضغط المكمني Reservoir pressure ؟؟



الشكل 12-14 رسم باحداثيات عادية لتفسير بيانات الفحص ثنائي الانتاج

المثال رقم-6

الحل :

- نهيء البيانات بصيغة المعادلة رقم-24 و نرسم منحني البيانات الشكل 12-14 على احداثيات عادية لعلاقة:

$$\text{pwf} \quad \text{Vs} \quad X = \frac{\log(t+\Delta t)}{\Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \times \log(\Delta t)$$

- نمرر احسن خط مستقيم عبر البيانات. بحسب الرسم فان الخط المستقيم محصور ما بين 1.5<X<1.9 يقابله 6 hrs.< Δt <50 hrs. . نجد الميل:

m=(3927-3857)/(1.4-2.4)=-70.65

عندما Δt=1 hr فان:

X=log((184.7+1)/1)+0.5log(1)= 2.27

يقابله على الخط المستقيم قيمة:

$P_{int(x=0)}$=4026 psi و P_{1hr}=3869 psi

- حساب النفاذية :

$$k = \frac{162.6 q_1 \mu_o \beta_o}{m_1' h} = \frac{162.6 \times 250 \times 1.137 \times 0.805}{70.65 \times 69} = 7.63\,\text{mD}$$

- حساب عامل القشرة:

$$s = 1.151\left[\frac{q_1}{q_1 - q_2}\left(\frac{p_{wf(\Delta f=0)} - p_{1\,hr}}{m_1'}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t rw}\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{250}{250 - 125}\frac{(3490 - 3869)}{-70.65} - \log\left(\frac{7.63}{0.039 \times 0.805 \times 7.01 \times 10^{-6} \times 0.198^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 5.01$$

- حساب فرق الضغط من جراء عامل القشرة بتاثير معدل الجريان الاول:

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869ms = 0.869 \times 70.65 \times 5.01 = 307.6\,\text{psi}$$

- حساب فرق الضغط من جراء عامل القشرة بتاثير معدل الجريان الثاني:

$$(\Delta p)_{skin} = 0.869\frac{q_2}{q_1}ms = 0.869 \times \frac{125}{250} \times 70.65 \times 5.01 = 153.8\,\text{psi}$$

- حساب الضغط المكمني P^* :

$$p^* = p_{Int} - \frac{q_2}{q_1 - q_2}\left[p_{wf(\Delta f=0)} - p_{1\,hr}\right] = 4026 - \frac{125}{250 - 125}(3490 - 3869)$$

$$= 4405\,\text{psi}$$

- ممكن حساب الوقت الذي ينتهي عنده تاثير تخزين البئر wellbore storage ذلك عبر المعادلة الاتية:

$$t_{wbs} = \frac{(200{,}000 + 12{,}000s)C_S}{kh/\mu}$$

- حساب عامل تخزين البئر C_S و يساوي :

$$C_S = 25.65\frac{A_{wb}}{\rho_m} = 25.65\frac{0.0218}{52.7} = 0.0106\,\text{bbl/psi}$$

- اذن نهاية تاثير تخزين البئر يكون :

$$t_{wbs} = \frac{(200{,}000 + 12{,}000s)C_S}{kh/\mu} = \frac{200{,}000 + 12{,}000 \times 5.88}{(7.65 \times 69)/0.805} = 4.45\,\text{hours}$$

- عند الوقت t_{wbs}=4.45 hrs فان قيمة الاحداثي السيني المقابلة لهذا الوقت يساوي X=1.95 ، اي ان اختيار حدود الخط المستقيم كان صحيح راجع الشكل12-14 .

أُدرجت في الجدول12-6 في ادناه انواعا مختلفة لفحوصات هبوط الضغط والمعاملات التي يمكن الحصول عليها من جراء تفسير الفحص كما و أُدرجت المعادلات ذات العلاقة.

Well-test	x	y	k	kh	s	r_e	PV
Constant Rate Drawdown (MTR)	$\log t$	p_{wf}	$\frac{-162.6qB\mu}{m'_{MTR}h}$	$\frac{-162.6qB\mu}{m'_{MTR}}$	$1.1513\left[\frac{p_i-c}{-m_{LTR}}-\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)+3.2275\right]$	Determined from LTR	Determined from LTR
Constant Rate Drawdown (LTR)	t	p_{wf}	Determined from MTR	Determined from MTR	Determined from MTR	$\sqrt{\frac{-0.07447qB}{\phi\mu c_t m_{LTR}}}$	$\frac{-0.23395qB}{c_t m_{LTR}}$
Multiple Rate Drawdown	$\sum_{j=1}^{n}\frac{q_j-q_{j-1}}{q_n}\log(t-t_{j-1})$	$\frac{p_i-p_{wf}}{q_n}$	$\frac{-162.6qB\mu}{mh}$	$\frac{-162.6qB\mu}{m}$	$1.1513\left[\frac{c}{m}-\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)+3.2275\right]$		
Constant Pressure	$\log t$	$\frac{1}{q}$	$\frac{-162.6qB\mu}{mh(p_i-p_{wf})}$	$\frac{-162.6qB\mu}{m(p_i-p_{wf})}$	$1.1513\left[\frac{c}{m}-\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right)+3.2275\right]$		

الجدول 12-6 المعاملات التي يمكن الحصول عليها عبر الانواع المختلفة لفحوصات هبوط الضغط مع معادلات حسابها

12-4 فحوصات تصاعد الضغط للابار متعددة الجريان - Multirate testing

12-4-1 تفسير فحص تصاعد الضغط ثنائي الجريان- Two-Rate Buildup Test

الفحص هذا يشبه فحص Two-Rate Flow Test في أن البئر يجري بمعدلي جريان مستقرين و مختلفين ولكن في نهاية المرحلة الثانية يتم إغلاق البئر ويُقاس ضغط الغلق (Buildup) .كلا النوعين يعتمدان على مبدأ التراكب الزمني ، لكن Two-Rate Buildup Test يُعطي صورة أكثر شمولًا عن بنية المكمن.

يكون سلوك ضغط الغلق خلال فحص تصاعد الضغط كما يأتي:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6q_2\mu_o\beta_o}{kh}\left[\frac{q_1}{q_2}\log\left(\frac{t}{t-t_1}\right)+\log\left(\frac{t-t_1}{t-t_2}\right)\right] \text{ ------ } 33$$

اذ أنّ :

$$t - t_2 = \Delta t,$$
$$t_1 = t_{p1},$$
$$t_2 = t_{p1} + t_{p2}, \text{ and}$$
$$t - t_1 = t_{p2} + \Delta t, \text{ then}$$

بتعويض القيم اعلاه في المعادلة رقم-33 ينتج:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6q_2\mu_o\beta_o}{kh}\left[\frac{q_1}{q_2}\log\left(\frac{t_{p1}+t_{p2}+\Delta t}{t_{p2}+\Delta t}\right)+\log\left(\frac{t_{p2}+\Delta t}{\Delta t}\right)\right] \text{ ------ } 34$$

- نرسم العلاقة ادناه على احداثيات عادية :

$$p_{ws} \text{ versus } \left[\frac{q_1}{q_2}\log\left(\frac{t_{p1}+t_{p2}+\Delta t}{t_{p2}+\Delta t}\right)+\log\left(\frac{t_{p2}+\Delta t}{\Delta t}\right)\right]$$

نحصل على علاقة خط مستقيم و نجد الميل له m ثم نحسب النفاذية:

$$k=\frac{162.6q_1\mu_o\beta_o}{mh}$$

✦ معامل القشرة يساوي:

$$s=1.151\left[\left(\frac{q_1}{q_1-q_2}\right)\frac{p_{1h}-p_{wf}}{m}-\log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right)+3.23\right] \text{ ------ 35}$$

✦ يمكن حساب الضغط المكمني الاصلي كما يأتي:

$$p_i=p_{ws(\Delta t=0)}+m\left[\log\left(\frac{kt_p}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right)-3.23+0.869s\right]$$

Shut-in time, Δt, (hr)	Shut-in pressure, p_{ws} (psig)	Shut-in pressure, p_{ws}, (psia)	$\frac{(t_p+\Delta t)}{\Delta t}$	$\frac{\log(t_p+\Delta t)}{\Delta t}+\frac{q_2}{q_1}\log(\Delta t)$
0.50	3245	3260	18,071.59	4.0792
1.00	3285	3300	9036.29	3.9553
1.50	3310	3325	6024.53	3.8828
2.00	3330	3345	4518.65	3.8314
3.00	3355	3370	3012.76	3.7589
4.00	3375	3390	2259.82	3.7076
5.00	3390	3405	1808.06	3.6677
6.00	3405	3420	1506.88	3.6352
7.00	3425	3440	1291.76	3.6076
8.00	3440	3455	1130.41	3.5838
10.00	3465	3480	904.53	3.5440
15.00	3515	3530	603.35	3.4718
20.00	3545	3560	452.76	3.4206

الجدول 12-7 بيانات الفحص ثنائي الانتاج و الحسابات المطلوبة للتفسير- المثال رقم-7

مثال-7

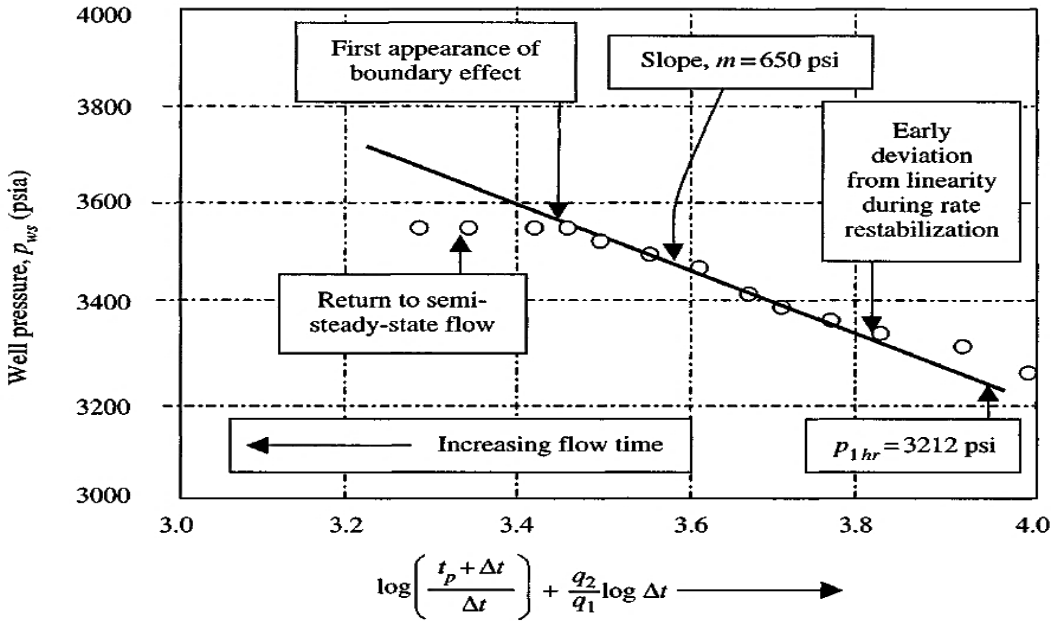
تم إجراء فحص الجريان لبئر بمعدلي جريان، بيانات الفحص أُدرجت في الجدول 12-7 .

المعلومات المتوفرة موضحة كما ياتي: إنتاج النفط التراكمي 3200stb ، معدل الانتاج الاول للنفط q_1=85 stb/day ، معدل الانتاج الثاني للنفط q_2=50 stb/day ، الضغط عند تغير الانتاج p_{wf} = 3200 psia

$p_{wf} = 3200\,\text{psia},\ \phi = 0.14,\ \ h = 11\,\text{ft},\ \ \mu_o = 0.43\,\text{cP},$

$\beta_o = 1.450\,\text{rb/stb},\ c_t = 5.72 \times 10^{-5}\,\text{psi}^{-1},\ \ r_w = 0.33,\ r_e = 550\,\text{ft}.$

احسب النفاذية k ، عامل القشرة s ، الضغط المكمني الاصلي Pi؟؟؟



الشكل 12-15 تفسير بيانات الفحص ثنائي الانتاج- المثال رقم-7

الحل:

- رسم العلاقة ادناه على احداثيات عادية ،(الشكل12-15):

$$p_{ws} \text{ versus } \left[\frac{q_1}{q_2}\log\left(\frac{t_{p1}+t_{p2}+\Delta t}{t_{p2}+\Delta t}\right) + \log\left(\frac{t_{p2}+\Delta t}{\Delta t}\right)\right]$$

- نحصل على علاقة خط مستقيم و نجد الميل له والذي يساوي m=650 psi/cycle ثم نحسب النفاذية:

$$k = \frac{162.6 q_1 \mu_o \beta_o}{mh} = \frac{162.6(85)(1.450)(0.43)}{650(11)} = 1.21\,\text{mD}$$

- نحدد p_{1hr}=3212 psia ، كما ان ضغط الغلق عند تغير الانتاج يساوي :

$$p_{ws\,at\,rate\,changed} = 3200\ \text{psia}.$$

✦ اذن معامل القشرة يساوي:

$$s = 1.515\left[\left(\frac{q_1}{q_1 - q_2}\right)\frac{p_{1\,hr} - p_{ws\,at\,rate\,changed}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{85}{85-50}\,\frac{3212-3200}{650} - \log\left(\frac{1.21}{0.14(0.43)(5.72\times10^{-5})(0.21)^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= -4.18$$

✦ نحسب الضغط المكمني الاصلي و يساوي :

$$p_i = 3200 + 650\left[\log\left(\frac{1.21(9035.29)}{0.14(0.43)(5.72\times10^{-5})(0.21)^2}\right) - 3.23 + 0.869(-4.18)\right]$$

$$= 3200 + 650[10.86 - 3.23 - 3.63]$$

$$= 5800\ \text{psia}$$

2-4-12 تفسير فحص تصاعد الضغط متعددة الجريان Variable-Rate Pressure Buildup Analysis

1-2-4-12 طريقة التراكب Superposition Principle :

الفكرة الأساسية: عندما يكون البئر قد جرى بمعدلات متغيرة قبل الإغلاق، فإن الضغط بعد الإغلاق لا يعكس فقط آخر معدل جريان، بل يتأثر بجميع المعدلات السابقة. لذلك، يجب استعمال مبدأ التراكب (Superposition Principle) لمحاكاة تأثير جميع مدد الجريان المختلفة التي سبقت الإغلاق.

بعد إغلاق البئر، يبدأ الضغط بالتصاعد ، لكنه لا يعتمد فقط على آخر معدل جريان قبل الإغلاق بل ان كل مدة إنتاج سابقة لها تأثير تراكمي على الضغط بعد الإغلاق، ويجب أخذها بعين الاعتبار.

الشكل 12-16 يوضح سلوك الضغط و الانتاج لفحص تصاعد الضغط متعدد الجريان.

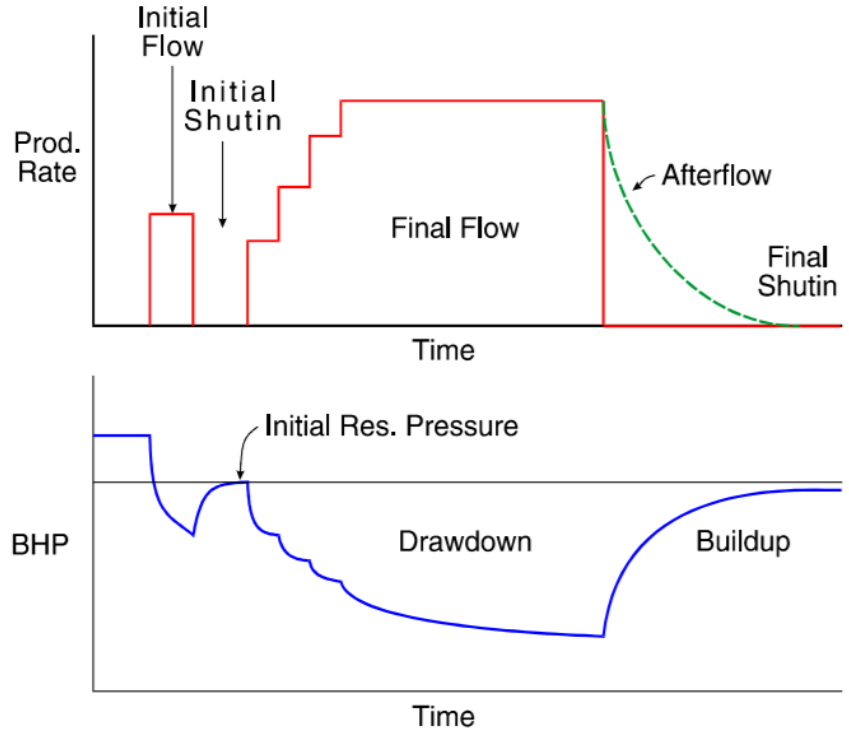
الشكل 12-17 يوضح التغيرات في معدل الجريان قبل الإغلاق.

يكون سلوك ضغط الغلق في البئر كما يأتي:

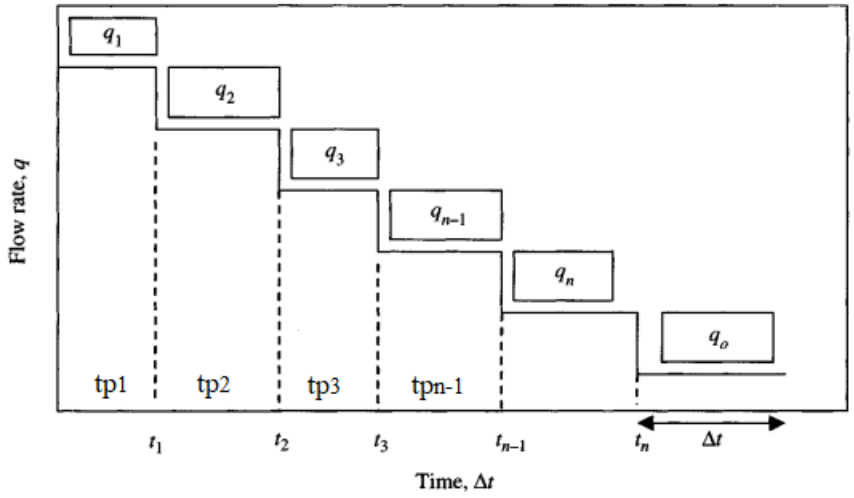
$$p_i - p_{ws} = 162.6\frac{q_{n-1}\mu_o\beta_o}{kh}\left[\frac{q_1}{q_{n-1}}\log\left(\frac{t}{t-1}\right) + \frac{q_2}{q_{n-1}}\log\left(\frac{t-t_1}{t-t_2}\right) + \cdots + \frac{q_{n-2}}{q_{n-1}}\log\left(\frac{t-t_{n-3}}{t-t_{n-2}}\right) + \log\left(\frac{t-t_{n-2}}{t-t_{n-1}}\right)\right] \quad \text{---------} 36$$

اذ ان طول المدة بعد الغلق $\Delta t = t - t_{n-1}$ يقابلها معدل جريان اني قبل الغلق مباشرة و يساوي q_{n-1} ، ان $q_0 = 0$ المعادلة اعلاه تعمل عند الجريان غير المتناهي infinite-acting (USS) اذ ان الوقت عند اي مرحلة يساوي مجموع :

$$t = t_{p1} + t_{p2} + t_{p3} + \ldots.. t_{pn-1} + (t - t_{n-1}) \quad \text{---------} 37$$



الشكل 12-16 مخطط يوضح الانتاج و الضغط لفحص تصاعد الضغط متعدد الجريان



الشكل 12-17 مخطط يوضح تغير الانتاج قبل اجراء فحص تصاعد الضغط متعدد الجريان

يتم رسم العلاقة بين ضغط الغلق P_{ws} والعامل X على إحداثيات عادية (Cartesian Coordinates) لتحديد ميل الخط المستقيم ومنه يمكن حساب النفاذية k ومعامل القشرة s.

خطوات الرسم وتحليل البيانات:

-حساب قيم X لكل نقطة من بيانات الضغط ، كما يأتي:

$$X = \sum_{j-1}^{n} \frac{q_i}{q_n} \log\left(\frac{t_n - t_{j-1} + \Delta t}{t_n - t_j + \Delta t}\right) \quad \text{--------- 38}$$

- رسم العلاقة بين ضغط الغلق P_{ws} والعامل X على إحداثيات عادية .
- رسم أفضل خط مستقيم يمر بالنقاط و حساب الميل m.
- حساب النفاذية k ومعامل القشرة s من ميل الخط المستقيم و كما يأتي:

$$k = \frac{162.6 q_{n-1} \mu_o \beta_o}{mh} \quad \text{------- 39}$$

$$s = 1.151\left[\frac{p_{1\,hr} - p_{ws(\Delta t=0)}}{m} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu_o c_t r_w^2}\right) + 3.23\right] \quad \text{--------- 40}$$

12-2-4-2 طريقة هورنر التقريبية *Horner approximation*

تُستخدم طريقة هورنر التقريبية لتحليل بيانات فحص تصاعد الضغط عند معدلات إنتاج متغيرة دون الحاجة لاستعمال مبدأ التراكب *(Superposition)* المعقد.

فقد عَرف هورنر الزمن الانتاجي بالمعادلة الاتية :

$$t_{pH} = 24N_p/q_{last} \quad \text{--------- 41}$$

إذ ان:

t_{pH}- *pseudo producing horner time* يمثل الوقت التقريبي لهورنر عبر مدة انتاج البئر و يُحسب عبر قسمة الانتاج المتجمع *Np* عبر التاريخ الانتاجي للبئر على اخر معدل للانتاج قبل غلق البئر q_{last} .

ويصبح وقت هورنر النسبي مساوي الى $((t_{pH} + \Delta t)/\Delta t)$

لحساب ضغط الغلق الطريقة تستخدم نفس صيغة معادلة هورنر لحالة الجريان بمعدل واحد و ثابت و كما يأتي:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6 q_{last} B\mu}{kh}\left\{\log\left[\frac{(t_{pH} + \Delta t)}{\Delta t}\right]\right\} \quad \text{--------- 42}$$

خطوات التحليل باستعمال طريقة هورنر التقريبية

1- حساب الزمن الانتاجي باستعمال معادلة الإنتاج التراكمي كما في المعادلة رقم-41 .
2- حساب زمن هورنر النسبي $((t_{pH} + \Delta t)/\Delta t)$.
3- رسم العلاقة بين الضغط الغلق p_{ws} وزمن هورنر النسبي على إحداثيات نصف لوغاريتمية

.*(semi-log)*

4- رسم أفضل خط مستقيم عبر نقاط الفحص.

5- حساب ميل الخط المستقيم m واستخراج النفاذية k باستعمال معادلات تحليل فحص تصاعد الضغط التقليدية.

6- حساب النفاذية من الميل m كما يأتي:

$$k = 162.6 q_{last} B\mu / mh. \quad \text{-------} \quad 43$$

- حساب عامل القشرة و يساوي :

$$s = 1.151 \left\{ \frac{p_{1hr} - p_{wf}}{|m|} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^{\,2}} \right) + 3.23 \right\}$$

مثال-8

بيانات فحص تصاعد الضغط لبئر نفطي و معلومات التاريخ الانتاجي للبئر أُدرجت في الجدول 8-12:

RATE SCHEDULE,	
Rate (STB/D)	Duration (days)
200	1.5
0	0.5
100	2.0
125	6.0

Shut-In Time, Δt (hours)	BHP, p_{ws} (psia)	Horner Time Ratio
0	1384	—
2	1530	121.0
3	1535	81.0
4	1538	61.0
5	1540	49.0
8	1546	31.0
10	1549	25.0
12	1551	21.0
19	1556	13.6
24	1559	11.0
36	1563	7.67

الجدول 12-8 بيانات الفحص للمثال رقم-8

المعلومات الاخرى المتوفرة :

$\mu=0.8\ cp$ ، $h=15\ ft$ ، $ct=15\times10\text{-}6\ psi\text{-}1$، $\phi=0.25$ ، $r_w=0.333\ ft$ ، $Bo=1.25\ bbl/stb$، $P_{wf}=1384\ psi$

المطلوب : حساب النفاذية والضغط المكمني وعامل القشرة باستعمال وقت التقريب لهورنر؟؟

الحل:

- حساب زمن هورنر التقريبي باستعمال بيانات التاريخ الانتاجي للبئر و يساوي:

$$t_{pH} = \frac{24N_p}{q_{\text{last}}} = \frac{24[(200)(1.5) + (0)(0.5) + (100)(2) + (125)(6)]}{125}$$

$$t_{pH} = 240 \text{ hours.}$$

- ملاحظة ان غلق البئر لمدة نصف يوم لا يؤثر على زمن هورنر التقريبي و لكن عند الغلق لمدد طويلة سيقلل من دقته.

- باستعمال زمن هورنر التقريبي نحسب الزمن النسبي لهورنر $((t_{pH} + \Delta t)/\Delta t)$ و أُدرجت النتائج في الجدول12-8.

- رسم البيانات على رسم بياني نصف لوغاريتمي و نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص . من الخط المستقيم نجد الميل لدورة لوغاريتمية واحدة كما يأتي :

$$m = \left| \frac{p_{ws2} - p_{ws1}}{\log\left(\frac{t_{pH} + \Delta t_2}{\Delta t_2}\right) - \log\left(\frac{t_{pH} + \Delta t_1}{\Delta t_1}\right)} \right|$$

$$= \left| \frac{1,560 - 1,532}{\log(10) - \log(100)} \right|$$

$$m = 28 \text{ psi/cycle.}$$

- نجد النفاذية باستعمال معدل الانتاج الاخير $q_{last} = 125 \text{ stb/day}$ و كما يأتي:

$$k = \frac{162.6 q_{\text{last}} B\mu}{mh} = \frac{(162.6)(125)(1.25)(0.8)}{(28)(15)} = 48.4 \text{ md.}$$

- نجد الضغط المكمني الاصلي او الابتدائي عبر مد الخط المستقيم ليتقاطع مع الاحداثي الصادي عند قيمة:

$$(t_{pH} + \Delta t)/\Delta t = 1$$

الضغط عند التقاطع يساوي $Pi = 1588 \text{ psi}$

- عند وقت الغلق ساعة واحدة $\Delta t = 1 \text{ hr}$ فان الزمن النسبي لهورنر يساوي:

$$(t_{pH} + \Delta t)/\Delta t = (240 + 1) \ / \ 1 = 241$$

من الزمن اعلاه نقاطعه مع امتداد الخط المستقيم لنحدد $P_{1hr} = 1522 \text{ psi}$

- نجد قيمة عامل القشرة s :

$$s = 1.151\left[\frac{(p_{1\text{hr}} - p_{wf})}{m} - \log\left(k/\phi\mu c_t r_w^2\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left\{\left(\frac{1,522-1,384}{28}\right)-\log\left[\frac{48.4}{(0.25)(0.8)(15.0\times10^{-6})(0.333)^2}\right]+3.23\right\}$$

$s = 0.0.$

- اي لا يوجد تضرر بالمنطقة المجاورة (حول) للبئر.

3-2-4-12 طريقة عودة و سيلك *Odeh and Selig method(1963)*

تهدف طريقة عودة وسيلك إلى تفسير فحص تصاعد الضغط عند معدلات إنتاج متغيرة بطريقة مشابهة لطريقة هورنر ولكن مع بعض التعديلات لجعلها أكثر دقة في حالات معينة.

1- تُستخدم هذه الطريقة:

- عندما يكون هناك عدة معدلات جريان قبل غلق البئر.
- و يكون زمن غلق البئر أطول من فترة الإنتاج كما في فحوصات انبوب الحفر *Drill-Stem Tests - DST).*
- و في الحالات التي يكون فيها استعمال طريقة هورنر غير دقيق بسبب تغيّر معدلات الإنتاج بشكل كبير.

2- معادلة عودة وسيلك:

طريقة عودة وسيلك تحسب ضغط الغلق على غرار معادلة هورنر مع اجراء بعض التحوير و كما يأتي:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6q*B\mu}{kh}\log\left(\frac{t_p^* + \Delta t}{\Delta t}\right) \text{ ------- 44}$$

و تُعرف على التوالي كلا من مدة الانتاج و معدل الجريان q^* & tp^* و كالاتي:

$$t_p^* = 2\left[t_n - \frac{\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j^2 - t_{j-1}^2\right)}{2\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j - t_{j-1}\right)}\right] \text{ ------- 45}$$

$$q* = \frac{1}{t_p^*}\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j - t_{j-1}\right) \text{ ------- 46}$$

3- خطوات التفسير باستعمال طريقة عودة وسيلك:

- تقسيم الانتاج الى مدد انتاجية متعددة.
- حساب طول مدة الانتاج t^*_p باستعمال المعادلة-45.

- حساب معدل الجريان المكافىء q^* باستعمال المعادلة-46.
- حساب الوقت المكافىء بطريقة عودة $((t^*_p + \Delta t)/\Delta t)$
- رسم العلاقة بين الضغط الغلق pws و الوقت المكافىء بطريقة عودة على إحداثيات نصف لوغاريتمية(*semi-log*) .
- رسم أفضل خط مستقيم عبر نقاط الفحص.
- حساب ميل الخط m واستخراج النفاذية ، k و معامل القشرة s باستعمال معادلات تحليل فحص تصاعد الضغط التقليدية.

مثال-9

الجدول 12-9 (الاعلى) يتضمن التاريخ الانتاجي لبئر نفطي ينتج بمعدلات جريان مختلفة قبل غلق البئر لاجراء فحص تصاعد الضغط و الجدول (السفلي) يتضمن بيانات فحص تصاعد الضغط ، البيانات الاخرى أُدرجت في ادناه :

r_w=0.25 ft، ct=4.8×10^{-5} psi^{-1} ، ø=0.12، B=1.2 bbl/stb، h=10 ft ،μ=0.6 cp

المطلوب : احسب النفاذية و الضغط الاصلي بطريقتي هورنر و عودة ؟؟

Time Interval (hours)	Average Production Rate (STB/D)	Production During Interval (STB)
0 to 3	398.8	49.9
3 to 6	265.8	33.2
6 to 9	132.9	16.6

Δt (hours)	p_{ws} (psi)
2	2,812.5
3	2,838
5	2,872.5
7	2,895
9	2,910
11	2,919
13	2,929.5
15	2,935
17	2,942

الجدول 12-9 البيانات في الاعلى تُمثل تاريخ الجريان المتغير للبئر قبل الغلق ، في الاسفل بيانات فحص تصاعد الضغط متعدد الجريان للمثال رقم-9

الحل:

طريقة عودة

- نحسب طول مدة الانتاج tp^* كما يأتي:

$$t_p^* = 2\left[t_n - \frac{\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j^2 - t_{j-1}^2\right)}{2\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j - t_{j-1}\right)}\right].$$

مجموع البسط يساوي:

$$\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j^2 - t_{j-1}^2\right) = 398.8\left(3^2 - 0^2\right) + 265.8\left(6^2 - 3^2\right) + 132.9\left(9^2 - 6^2\right)$$
$$= 16,746.$$

مجموع المقام يساوي:

$$\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j - t_{j-1}\right) = 398.8(3 - 0) + 265.8(6 - 3) + 132.9(9 - 6)$$
$$= 2,393.$$

اذن مدة الانتاج المكافئة $tp*$ تصبح:

$$t_p^* = 2\left[9 - \frac{16,746}{2(2,393)}\right] = 11.0 \text{ hours}.$$

نحسب معدل الانتاج المكافىء $q*$

$$q* = \frac{1}{t_p^*}\sum_{j=1}^{n} q_j\left(t_j - t_{j-1}\right)$$
$$= \frac{1}{11.0}[398.8(3 - 0) + 265.8(6 - 3) + 132.9(9 - 6)]$$
$$q* = 217.5 \text{ STB/D}.$$

- حساب الوقت المكافىء بطريقة عودة و أُدرجت النتائج في العمود الثالث - الجدول 12-10 – A.

- نرسم البيانات و نحدد احسن خط مستقيم عبر النقاط في الشكل12-18 و نجد له الميل كما يأتي:

$$m = \left|\frac{p_{ws2} - p_{ws1}}{\log\left[\left(t_p^* + \Delta t\right)/\Delta t_2\right] - \log\left[\left(t_p^* + \Delta t\right)/\Delta t_1\right]}\right|$$
$$= \left|\frac{3,000 - 2,732}{\log(1) - \log(10)}\right|$$

$$m = 268 \text{ psi/cycle}.$$

PLOTTING FUNCTIONS FOR THE ODEH-SELIG METHOD,		
Δt (hours)	p_{ws} (psi)	$(t_p{}^* + \Delta t)/\Delta t$
2	2,812.5	6.50
3	2,838	4.67
5	2,872.5	3.20
7	2,895	2.57
9	2,910	2.22
11	2,919	2.00
13	2,929.5	1.85
15	2,935	1.73
17	2,942	1.65

الجدول 12-10 – A : بيانات الفحص والحسابات بطريقة عودة للمثال رقم-9

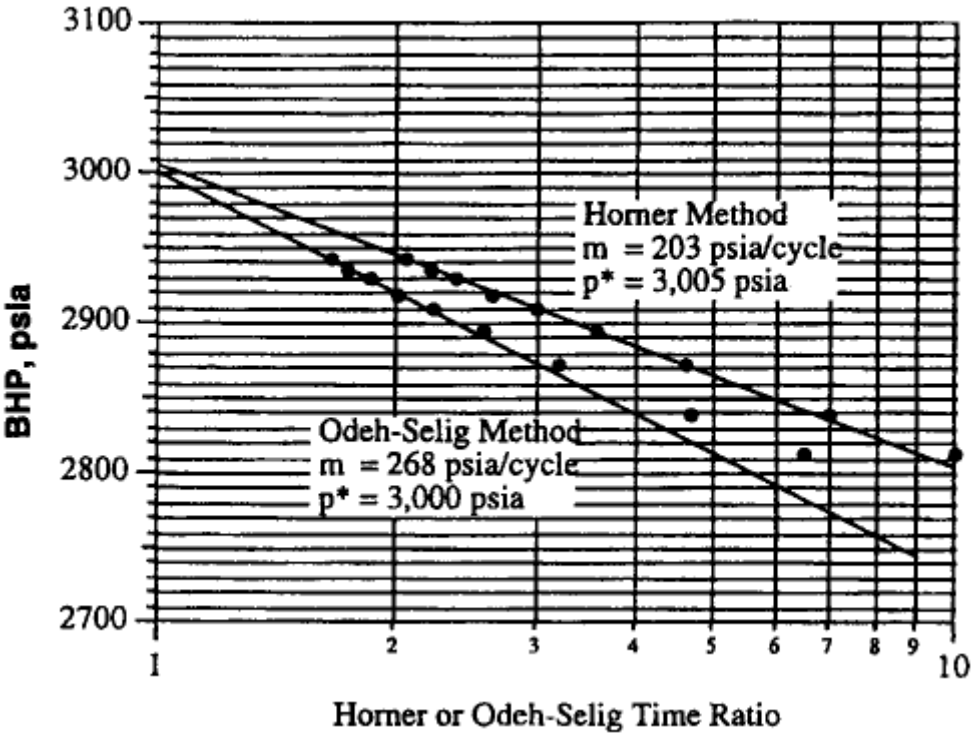
PLOTTING FUNCTIONS FOR THE HORNER APPROXIMATION METHOD,		
Δt (hours)	p_{ws} (psi)	$(t_p + \Delta t)/\Delta t$
2	2,812.5	10.0
3	2,838	7.0
5	2,872.5	4.60
7	2,895	3.57
9	2,910	3.00
11	2,919	2.64
13	2,929.5	2.38
15	2,935	2.20
17	2,942	2.06

الجدول 12-10 – B : بيانات الفحص والحسابات بطريقة هورنر للمثال رقم-9

- لاحظ لما كانت طول مدة الغلق $\Delta t=17\ hrs.$ اطول من مدة الانتاج $tp=9hrs.$ اذن يمكن تطبيق طريقة عودة.

- حساب النفاذية و تساوي:

$$k = \frac{162.6q^*\mu B}{mh} = \frac{(162.6)(217.5)(0.6)(1.2)}{(268)(10)} = 9.5 \text{ md.}$$



الشكل 12-18 رسم يوضح تفسير فحص تصاعد الضغط متعدد الجريان بطريقتي عودة Odeh و هورنر Horner

- نجد الضغط الاولي او الاصلي للمكمن عبر تقاطع الخط المستقيم مع القيمة واحد للاحداثي السيني و يساوي $Pi=3000\ psi$

<u>الطريقة التقريبية لهورنر</u>

- حساب الوقت المكافىء لهورنر t_{pH} :

$$t_{pH} = \frac{24N_p}{q_{\text{last}}} = \frac{24(49.9 + 33.2 + 16.6)}{132.9} = 18 \text{ hours.}$$

- باستعمال الوقت المكافىء لهورنر t_{pH} نحسب الزمن النسبي لهورنر و أُدرجت النتائج في الجدول 12-10– B.

- نرسم البيانات في رسم بياني نصف لوغاريتمي ثم نحدد الخط المستقيم و نجد الميل له عبر دورة لوغاريتمية واحدة و كما يأتي :

$$m = \left| \frac{p_{ws2} - p_{ws1}}{\log\left[\left(t_{pH} + \Delta t_2\right)/\Delta t_2\right] - \log\left[\left(t_{pH} + \Delta t_1\right)/\Delta t_1\right]} \right|$$

$$= \left|\frac{3,005 - 2,802}{\log(1) - \log(10)}\right|$$

$$m = 203 \text{ psi/cycle.}$$

- النفاذية تساوي:

$$k = \frac{162.6q\mu B}{mh} = \frac{(162.6)(132.9)(1.2)(0.6)}{(203)(10)} = 7.7 \text{ md.}$$

- نجد الضغط الاولي او الاصلي للضغط عبر مد الخط المستقيم الى مدة الغلق اللامحدودة (اي عندما يكون زمن هورنر النسبي يساوي الواحد) و يساوي $Pi=3005\ psi$

- من مقارنة النتائج ما بين الطريقتين نلاحظ ان النفاذية مختلفة و هذا يعود الى ان هورنر اعتمد معدل انتاج واحد و ثابت وهو النهائي q_{last} وهذا يعطي نفاذية اقل دقة مما لطريقة عودة، اما الضغوط فهي متقاربة.

ادناه مختصر للمقارنة بين طرائق فحص تصاعد الضغط للجريان المتعدد:

مقارنة بين الطرق الثلاثة

الطريقة	الدقة	متى تستخدم؟
Superposition Principle	عالية	لأي حالة ولكن تتطلب حسابات معقدة
Horner Approximation	متوسطة	عندما يكون هناك تاريخ إنتاج طويل ومعدلات متغيرة
Odeh & Selig	دقيقة إذا كانت فترة الإنتاج قصيرة	عندما يكون زمن الإغلاق أطول من زمن الإنتاج (كما في DST)

* **حساب كفاءة الجريان للبئر *Flow Eeffeciency-FE*** :

لاحظ يمكن احتساب كفاءة الجريان للبئر *flow effeciency-FE* من معدل الضغط و من معرفة فرق ضغط القشرة وكما يأتي:

$$FE = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_{skin}}{\bar{p} - p_{wf}} \quad \text{------- 47}$$

لغرض السرعة فقد اقترح لي *Lee 1982* استعمال الضغط الزائف بدلا من معدل الضغط في احتساب كفاءة الجريان للبئر *flow effeciency-FE* كما في المعادلة الاتية:

$$FE = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{p^* - p_{wf} - \Delta p_{skin}}{p^* - p_{wf}} \quad \text{------- 48}$$

ممكن ان نحصل على كفاءة جريان للبئر تصل الى $FE=2$ في حال اجراء التشقق الهيدروليكي للطبقة التي نفاذييتها متوسطة و تصل الى الى $FE=5$ في حال اجراء التشقق الهيدروليكي للطبقة التي نفاذييتها قليلة.

*** نسبة التضرر *Damage Ratio - DR* للبئر** :

يُحسب من المعادلة الاتية :

$DR=1/FE$ ---------- 49

الرموز و المصطلحات- *Nomenclatures*

b = intercept

B = formation volume factor، bbl/STB

c_t = total compressibility، psi–1

DR= damage ratio bbl/stb/psi

f = plotting function

FE=flow efficiency

h = formation thickness، ft

J= productivity index

k = permeability، cp

m = slope (units vary)

p = pressure، psi

p* = Horner false pressure، psi

q = production rate، STB/D

r_w = wellbore radius، ft

s = skin factor

t = time، hour

tp = producing time، hour

Δt = shut-in time، hour

Δt_e = equivalent time، hour

Ø = porosity، fraction

μ = viscosity، cp

n= number of flow periods

N = last rate interval

Np = cumulative oil production، STB

o = oil

Δp = pressure change curve

PSS = pseudo steady state

wf = flowing wellbore conditions

ws = shut-in wellbore conditions

References - المصادر

1. M. A. Sabet، " Well Test Analysis" ، Gulf Publishing Company ، Houstan،1991.
2. Earlougher، R.C. Jr. 1977. Advances in Well Test Analysis، Vol. 5. Richardson، Texas: Monograph Series، SPE.
3. Gladfelter، R. E.، Tracy، G. W.، and Wilsey، L. E.، "Selecting Wells Which Will Respond to Production-Stimulation Treatment،" Drill.Prod. Prac. API (1955) 117-129.
4. Winestock، A. G.، and Colpitts، G. P.، "Advances in Estimating Gas Well Deliverability ،" /. Can. Pet. Tech. (July-Sept. 1965) 11-119.
5. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.

6. Amanat U. Chaudhry ، “Oil Well Testing Handbook “ ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
7. Tarek Al-Arbi Omar Ganat، Modern Pressure Transient Analysis of Petroleum Reservoirs ، Springer Nature Switzerland AG 2023.
8. Tarek Ahmed ، Paul D. McKinney ، "Advanced Reservoir Engineering" ، Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2005.
9. John P. Spivey، W. John Lee، Applied Well Test Interpretation ، © Copyright 2013 Society of Petroleum Engineers.
10. Russell، D. G.، "Determination of Formation Characteristics from Two Rate Flow Tests،" /. Pet. Tech. (Dec. 1963) 1347-1355; Trans. AIME، 228.
11. Odeh، A.، & Selig، F. (1963). Pressure build-up analysis، variable-rate case. Journal of Petroleum Technology، 15(7)، 789–795.
12. Lee، J.W.، Rollins، J.B.، and Spivey، J.P. 2003. Pressure Transient Testing، Vol. 9. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE. 978-1-55563-099-7.

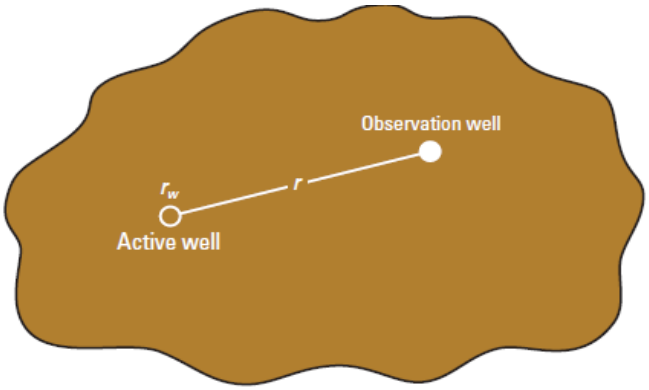
الفصل الثالث عشر

فحوصات الابار المتعددة Multiple Well Testing

فحص التداخل - Interference Testing

13-1-المقدمة

الفرق بين فحوصات الآبار المتعددة (Multiple-Well Testing) والآبار المفردة (Single Well Testing) يكمن في ان فحوصات الآبار المتعددة تعتمد على أكثر من بئر لإجراء الفحص، إذ يتم فتح بئرٍ واحد للإنتاج أو الحقن بينما يتم قياس الضغط في بئرٍ آخر أو عدة آبار مغلقة ، مثال على ذلك فحص التداخل Interference test و فحص النبض Pulse test . في فحوصات البئر الواحد يتم قياس الضغط و الجريان في البئر نفسه مثل فحوصات هبوط الضغط (Drawdown Test)، تصاعد الضغط (Buildup Test) و فحص انحدار الضغط (Fall-Off Test) .



الشكل13-1 البئر الفعال و بئر المراقبة عبر فحص التداخل

فحص التداخل (Interference Test)

يتطلب فحص التداخل على الأقل وجود بئرين (الشكل13-1) :

-البئر الفعال (Active Well) أو البئر المرسل (Transmitter Well) : وهو البئر الذي يتم فتحه للإنتاج أو الحقن.

- بئر المراقبة (Observation Well) أو البئر المستقبل (Receiver Well) : وهو البئر المغلق الذي يتم عنده تسجيل بيانات الضغط.

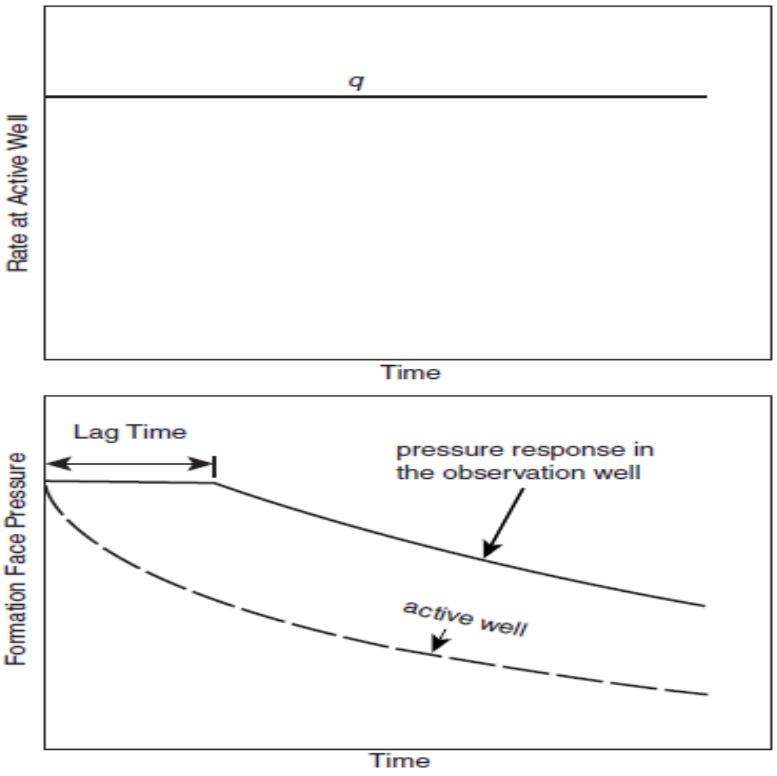
الية الفحص:

*يتم إغلاق جميع الآبار ذات العلاقة حتى يستقر الضغط المكمني.

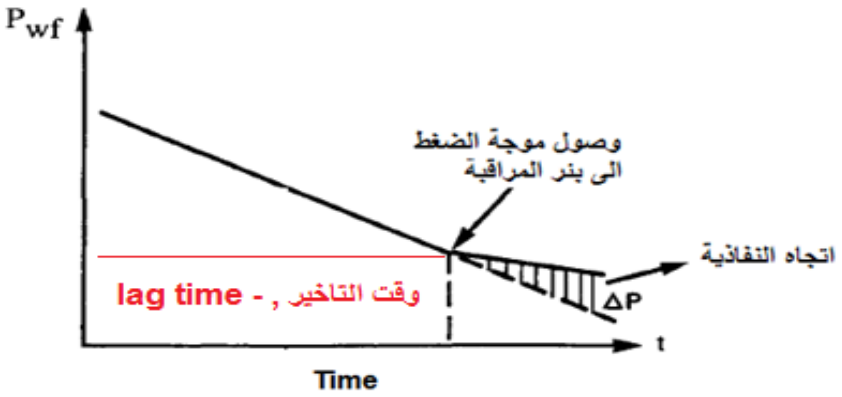
*يتم فتح البئر الفعال للإنتاج أو الحقن عند معدل جريان ثابت ولمدة كافية(الشكل 13-2).

*يتم قياس الضغط مع الوقت في بئر المراقبة لمعرفة كيفية تأثره بسلوك البئر الفعال.

*وصول اشارة الضغط إلى بئر المراقبة لا يكون انيا بل هنالك وقت تأخير (Lag Time) الذي يعتمد على نفاذية الطبقة المكمنية , المسافة بين البئرين و عامل تخزين البئر الفعال (Wellbore Storage) و عامل القشرة (Skin Factor) (الشكل13-3).



الشكل13-2 التاريخ الانتاجي متضمنا الضغط و معدل الانتاج للبئر الفعال و بئر المراقبة عبر فحص التداخل



الشكل13-3 مخطط يوضح وقت تاخير وصول اشارة الضغط

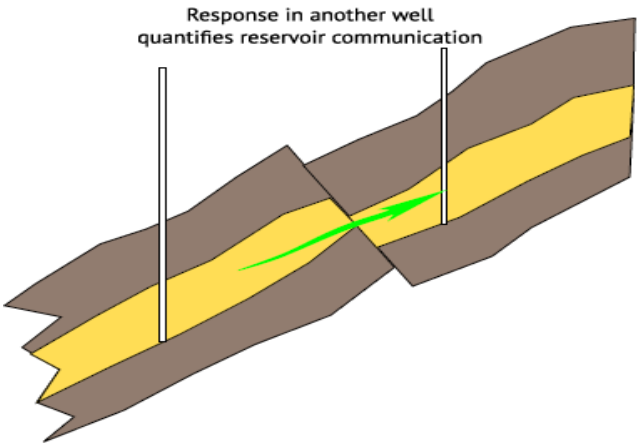
أهمية فحص التداخل (Interference Test)

خلال تفسير بيانات فحص التداخل، يُمكن الحصول على معلومات قيمة حول طبيعة وخصائص المكمن ما بين البئرين(بئر المراقبة و البئر الفعال) و تكمن اهمية الفحص في:

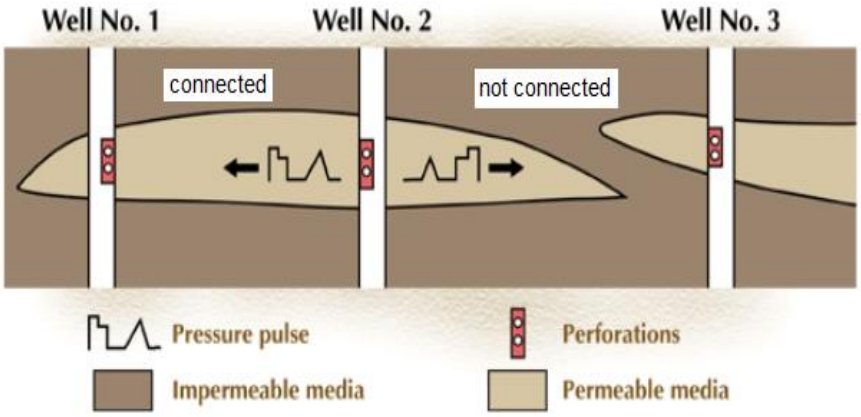
1- بيان وجود اتصال هيدروليكي بين الآبار(Reservoir Communication) من عدمه ، سواء كان هنالك اتصال مباشر ما بين الابار أو وجود حواجز مثل الفوالق أو العوازل الطبقية (كما في الشكل 13-4).

2- تقييم استمرارية الطبقة المكمنية (Reservoir Continuity) : يحدد ما إذا كانت الطبقة المكمنية مستمرة ومتجانسة أو تحتوي على تباينات تعيق التدفق (كما في الشكل 13-5).

3- حساب معامل انتقالية المكمن (Reservoir Transmissibility - T) و يساوي T = (kh/μ)، وهو معامل يعبر عن قدرة الطبقة على نقل الموائع بين الابار.



الشكل13-4 فحص التداخل لبيان الاتصال communication المكمني ما بين الابار من البئر الفعال الى بئر المراقبة عبر فحص التداخل



الشكل13-5 فحص التداخل لبيان استمرارية continuity الطبقة المكمنية

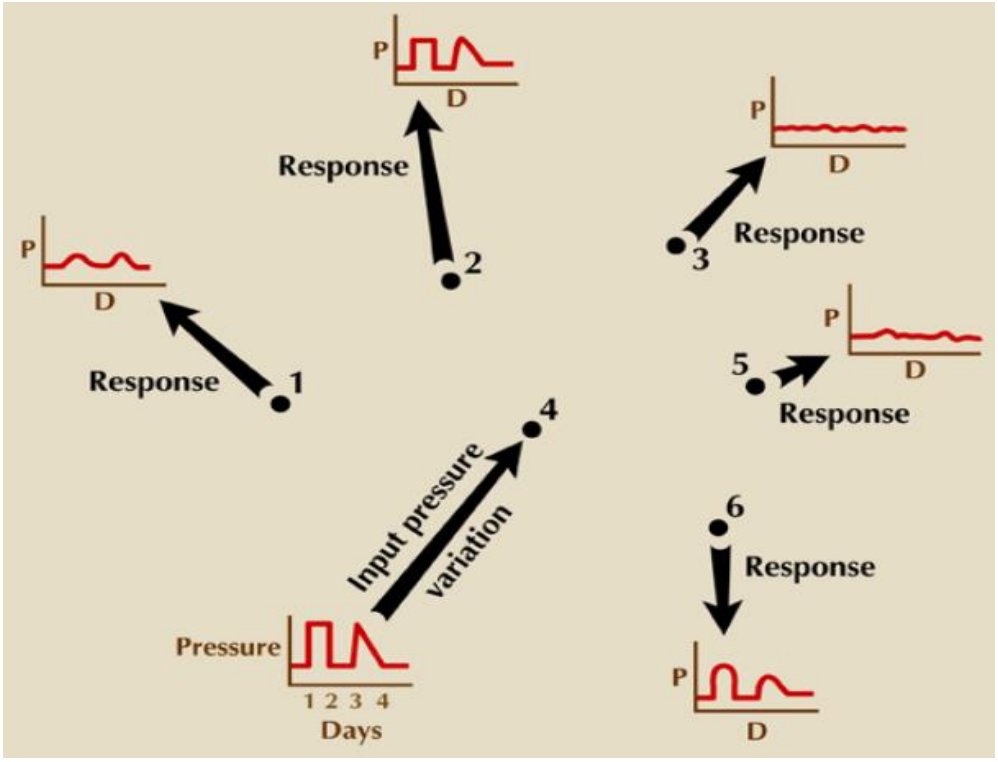
4- تحديد معامل انتشار الوسط المسامي (Diffusivity - D) و يساوي (D = (k / ϕμct، وهو يعبر عن كيفية انتشار الضغط عبر المكمن بين الآبار.

5- تقييم تعقيد المكمن (Reservoir Heterogeneity) : عند وجود أكثر من بئر مراقبة، يمكن مقارنة خواص المكمن المقاسة فيما بينها لتحديد:

- أعلى وأدنى قيم للنفاذية.
- اتجاه التغير في النفاذية بين البئر الفعال وآبار المراقبة.
- التوزيع غير المتجانس في المكمن (كما في الشكل 13-6) .

6- تحديد اتجاه الجريان (Trend of Flow Regime) : يكشف عن الاتجاه الرئيسي لحركة الموائع في المكمن، مما يساعد في تصميم خطط التطوير والإنتاج.

7- حساب معامل سعة الخزن (Storativity - St) : يُحسب من العلاقة St = ϕhct، ويمثل قدرة المكمن على تخزين الموائع بين الآبار.



الشكل13-6 فحص التداخل لبيان درجة تعقيد المكمن Heterogeneity

أهمية نتائج الفحص في عمليات الإنتاج والتطوير

*تحسين استراتيجيات الحفر والإنتاج.
*تحديد المواقع المثلى لحفر الآبار الجديدة.

*تحسين عمليات الحقن في المكامن المدعومة بالحقن المائي أو الغازي.
*تقليل المخاطر المرتبطة بالعوائق الجيولوجية مثل الفوالق والعوازل الطبقية.

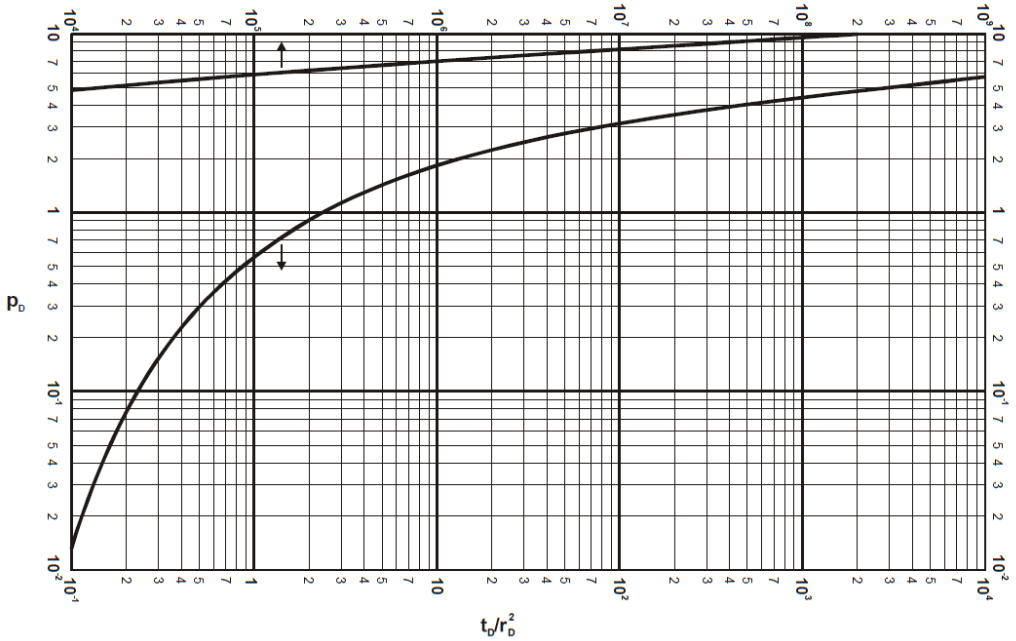
2-13 تفسير فحص التداخل في المكامن المتجانسة و المتماثلة Interference test analysis in homegeneous and isotropic reservoir

يُصنّف المكمن **بالمتجانس (Homogeneous)** عندما تكون المسامية وسمك الطبقة ثابتين في جميع أجزائه، ويُعد **متماثلًا (Isotropic)** عندما تكون النفاذية متساوية في جميع الاتجاهات. في المكامن المتجانسة، تُعتبر طريقة تطابق المنحنيات إحدى الأساليب الفعالة في تحليل بيانات فحص التداخل بين الآبار.

1-2-13- طريقة التفسير بتطابق المنحنيات - طريقة إيرلوغر- Earlougher e tal.

استند إيرلوغر وزملاؤه إلى الحل التحليأتي (Analytical Solution) لمعادلة الانتشار، باستعمال دالة التكامل الأسي (Ei Function) وفقًا للمعادلة الاتية:

$$p_D = -\frac{1}{2}\mathrm{Ei}\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \text{ ---------- } 1$$



الشكل13-7 المنحني المرجعي لتطابق المنحنيات النوعي لإيرلوغرEarlougher
و الذي يستخدم في تفسير فحص التداخل

إذ اعتبر إيرلوغر أن الحل الأكثر عملي لمعادلة الانتشار (المعادلة رقم-1) يتمثل في رسم علاقة الضغط اللابعدي p_D مقابل t_D/r^2_D (dimensionless time- t_D الزمن اللابعدي و r_D dimensionless radius نصف القطر اللابعدي) على احداثيات لوغاريتمية، كما هو موضح في الشكل (13-7) ويمثل هذا الرسم منحنيًا نوعيًا يُستخدم لمطابقة البيانات الحقلية وتحديد الضغط عند أي زمن ولأي مسافة عن البئر المنتج.

1- افتراضات ومعايير تطبيق طريقة إيرلوغر

تعتمد هذه الطريقة على مجموعة من الافتراضات، أبرزها:

- إهمال تأثير تخزين البئر، أي أن معامل تخزين جوف البئر يساوي صفرًا $C_D=0$.
- إهمال تأثير عامل القشرة *skin factor-s* ، أي أن $s=0$.

تتميز الطريقة بانها سهلة و سريعة و مضبوطة عندما $t_D/r^2_D > 0.5$ و $r_D= r/r_w > 20$.

او عندما تكون قيمة $t_D/r^2_D>25$ ممكن ان تُقرب المعادلة الى الشكل اللوغاريتمي فتصبح:

$$p_D = \frac{1}{2}\left[\ln\left(t_D/r_D^2\right) + 0.080907\right] \text{ ---------- } 2$$

وان

$p(r,t)$ = pressure at distance r and time t, psi
r = distance between the active well and a shut-in observation well
t = time, hours
p_i = reservoir pressure
k = permeability, md

خطوات تفسير فحص التداخل بطريقة إيرلوغر- تطابق المنحنيات

1- رسم بيانات الفحص لعلاقة فرق الضغط مع الزمن $\Delta P=P_i-P_{wf}$ vs t باستعمال مقياس رسم لوغاريتمي على ورق شفاف على ان يكون مقياس الرسم مماثلا لمقياس رسم المنحنى النظري اللابعدي الشكل المرجعي رقم- (13-7).

2- اجراء مطابقة ما بين البيانات الحقلية والمنحني النظري، مع المحافظة على توازي المحاور السينية والصادية لكلا المنحنيين. يتم تحريك منحني البيانات الحقلية أفقياً وعمودياً إلى أن يتحقق التطابق الأمثل مع المنحني المرجعي.

3- تحديد نقطة تطابق(Matching Point) : بمجرد الحصول على أفضل تطابق، نُحدد نقطة تطابق عشوائية على منحني التطابق. نُسجل الإحداثيات الخاصة بهذه النقطة لكل من :المنحني الحقلي و المنحني النظري اللابعدي و كما ياتي:

$$\left[p_D \, , \, t_D/r_D^2 \right]_{MP} \, , \left[\Delta p \, , \, t \right]_{MP}$$

4- استعمال نقطة التطابق لحساب خصائص المكمن ، إذ باستعمال قيم نقطة التطابق والإحداثيات المقابلة لها، يمكن حساب نفاذية المكمن، الانتقالية، والعوامل المكمنية الأخرى باستعمال العلاقات الرياضية المرتبطة بمخطط إيرلوغر.

- حساب النفاذية permeability-k كما في ادناه :

$$k = \left[\frac{141.2QB\mu}{h} \right] \left[\frac{p_D}{\Delta p} \right]_{MP} \text{ ---------- 3}$$

- حساب المسامية porosity-Ø و تساوي :

$$\phi = \frac{0.0002637}{c_t r^2} \left[\frac{k}{\mu} \right] \left[\frac{t}{t_D/r_D^2} \right]_{MP} \text{ ---------- 4}$$

r = distance between the active and observation wells, ft
k = permeability, md

-احيانا من معرفة المسامية يمكن حساب الانضغاطية الكلية c_t من المعادلات التجريبية في الفصل الاول. كما و يمكن حساب التشبع النفطي للطبقة من الانضغاطية كما في المعادلة الاتية:

$$s_o = \frac{c_t - c_w - c_f}{c_o - c_w} \text{ ---------- 5}$$

مثال 1

عبر فحص التداخل *Interference test* يتم حقن الماء في بئر للحقن بمعدل $Q_{inj} = 1887$ *stb/d* لمدة $t = 22$ *days* ، المسافة مابين بئر الحقن وبئر المراقبة $r = 368.8$*ft* ، قراءات الفحص عند البئر المغلق أُدرجت في الجدول ادناه و المعلومات الاخرى المتوفرة الاتية :

$Q = 300\ m^3/d\ [1887\ bbl/d]$ $\mu = 0.82 \text{x} 10^{-3}\ Pas\ [0.82\ cp]$

$B_w = 1.0$ $h = 12\ m\ [39.4\ ft]$ $r = 112.4\ m\ [368.8\ ft]$

- احسب نفاذية و مسامية الطبقة المكمنية؟؟؟

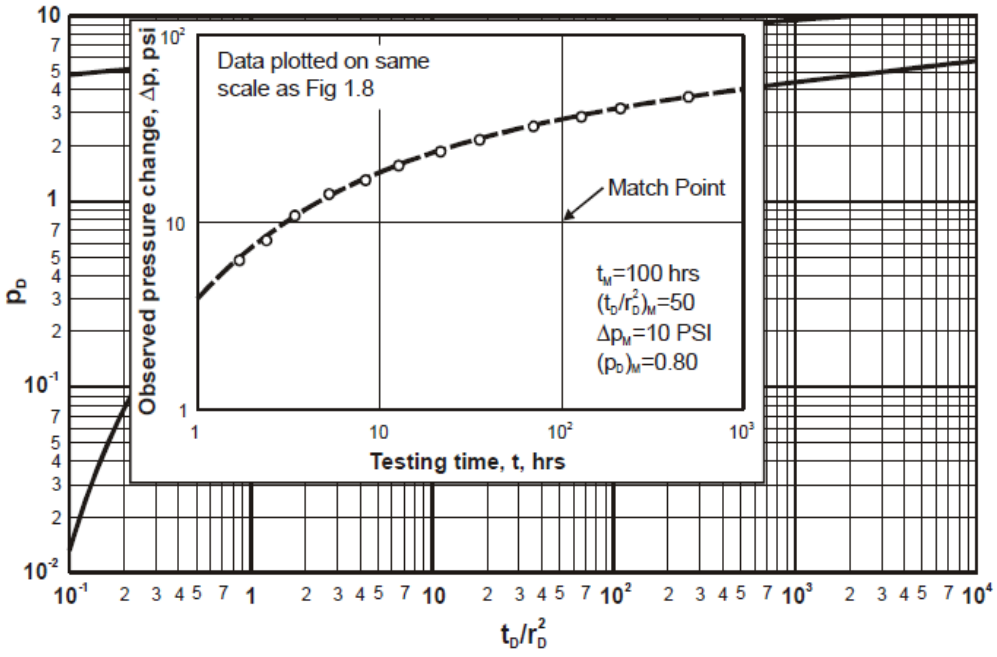
الحل:

نستخدم طريقة إيرلوغر لتطابق المنحنيات وكما يأتي:

1- رسم البيانات الحقلية لعلاقة فرق الضغط والزمن على ورقة شفافة لوغاريتمية، مع مراعاة استعمال مقياس رسم مطابق لمقياس الرسم الخاص بالمنحني النظري المرجعي (الشكل 13-8).

Time-hrs	ΔP-psi
1.68	6.8
2.4	8.1
3.4	10.3
5.4	13.5
8.4	16.0
13.	20.3
22	23.9
36	27.8
72	33.3
132	40
216	44.2
528	49.3

جدول 13-1 بيانات الفحص للمثال رقم-1



الشكل13-8 تطابق بيانات الفحص مع المنحني النوعي المرجعي للتطابق- طريقة إيرلوغر Earlougher

2- تطابق المنحنيات: تتم مطابقة البيانات الحقلية مع المنحني النظري عبر تحريك الورقة الشفافة أفقيًا وعموديًا مع الحفاظ على توازي المحاور السينية والصادية لكلا المنحنيين.

3- بعد تحقيق التطابق، يتم اختيار نقطة عشوائية على منحني التطابق تُعرف بنقطة التطابق *(Matching Point)*، ويتم قراءة إحداثياتها كما في ادناه:

$$t_M = 100\ hours, \quad (t_D/r_D^2)_M = 50,$$
$$\Delta p_M = 14.5\ psi \qquad (p_D)_M = 0.80.$$

- حساب النفاذية و تساوي:

$$k = 141.2\frac{Q\,\mu B}{h}\left(\frac{P_{DMP}}{\Delta P_{MP}}\right)$$

$$k = 141.2\frac{1887 \times 1.0 \times 0.82}{39.4}\frac{0.8}{14.5} = 306\ mD$$

لعدم توفر قيمة الانضغاطية في معطيات المثال لذا سنجد حاصل ضرب المسامية في الانضغاطية وتساوي:

$$\phi c_t = \frac{0.0002637k}{\mu\, r^2}\,(t_D/r_D^2)_M$$

$$\phi c_t = \frac{0.0002637 \times 306}{0.82 \times 368.8^2}\frac{100}{50} = 0.15\times10^{-6}\ psi^{-1}$$

مثال2

أُجرِ فحص التداخل Interference test لمكمن نفطي باستعمال بئر المراقبة Observation well-A و بئر فعال Active well-B الذي ينتج بمعدل 600 stb/day ، المسافة بينهما بحدود 1000 ft. بيانات فحص التداخل أُدرجت في الجدول13-2 و البيانات المتوفرة الاخرى أُدرجت في ادناه :

$c_t=1\times10^{-5}$ psi^{-1}، B_o =1.2 bbl/stb،μ_o=2 cp

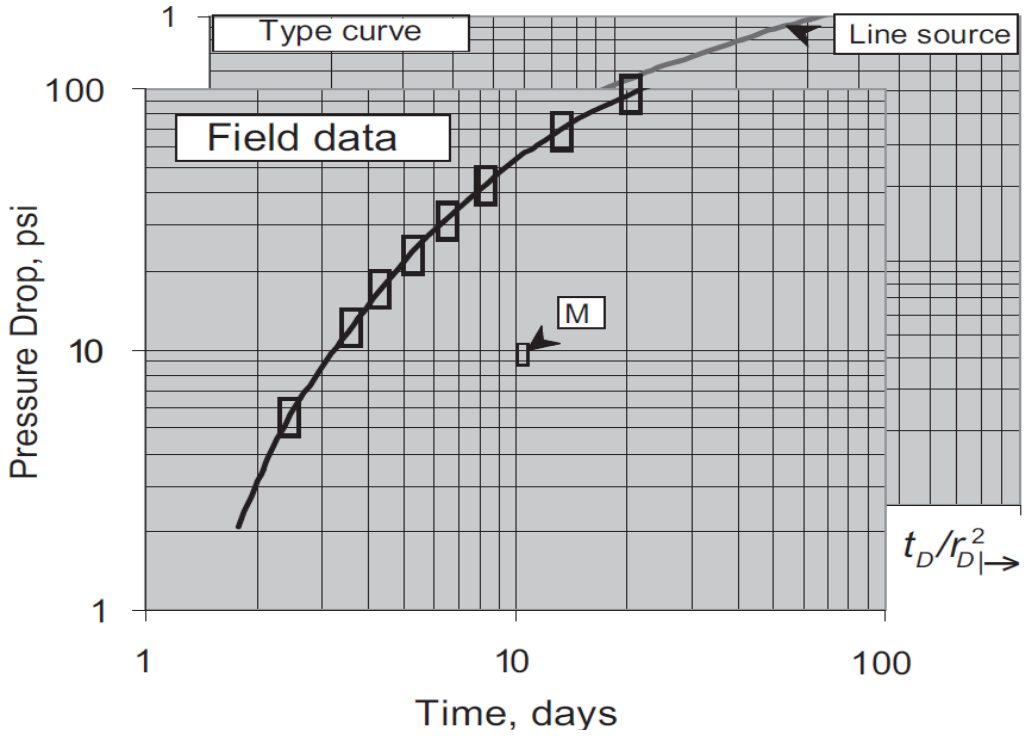
المطلوب : عمل تفسير لبيانات الفحص؟؟

الحل:

- نرسم علاقة ΔP vs t على ورق شفاف لوغاريتمي لها مثل مقياس رسم المنحني النظري ، ثم نجري عملية التطابق للبيانات الحقيقية مع المنحني النظري كما في الشكل13-9 .

Time (days)	Pressure at Well A (psi)	Time (days)	Pressure Drop at Well A (psi)
0	3,767	0	0
7	3,767	7	0
10	3,765	10	2
21	3,755	21	12
35	3,739	35	28
49	3,727	49	40
66	3,719	66	48
76	3,708	76	59

جدول 13-2 بيانات الفحص للمثال رقم-2



الشكل13-9 تطابق بيانات الفحص بطريقة إيرلوغر Earlougher للمثال رقم-2

- نحدد نقطة التطابق و احداثياتها كما في ادناه :

Time match = $(t_D/r_D^2)/t = 0.60/(10)\ (24) = 0.0025$ hours^{-1}
Pressure match = $p_D/\Delta p = 0.062/10 = 0.0062$ psi^{-1}

- حساب سعة النفاذية kh و تساوي :

$$\frac{kh}{\mu} = 141.2qB\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_M$$

$$kh = (141.2)(600)(1.2)(2.0)(0.0062)$$

$$kh = 1.261 \text{ md-ft}$$

- حساب سعة الخزن و تساوي :

$$\phi c_t h = \frac{0.0002637kh}{r^2\mu\left(\frac{t_D/r_D^2}{t}\right)_M}$$

$$\phi h = \frac{0.0002637(1.261)}{(1000)^2(2.0)(0.0025)(1\times10^{-5})}$$

$$\phi h = 6.65 \text{ ft.}$$

مثال3

اجرِ فحص التداخل interference test لمكمن غازي باستعمال بئرين للمراقبة observation wells و هما well-1، well-3 و بئر فعال active well وهو well- 2،

- Well 2 is the producer, $Q_g = 12.4$ MMscf/day;
- Well 1 is located 8 miles east of Well 2, i.e., $r_{12} = 8$ miles;
- Well 3 is located 2 miles west of Well 2, i.e., $r_{23} = 2$ miles.

بيانات فحص التداخل أُدرجت في الجدول رقم 13-3 و المعلومات المتوفرة الاخرى في ادناه :

$T = 671.6°\text{R}$, $h = 75$ ft, $c_{ti} = 2.74 \times 10^{-4}$ psi^{-1}
$B_{gi} = 920.9$ bbl/MMscf, $r_w = 0.25$ ft, $Z_i = 0.868$,
$S_w = 0.21$, $\gamma_g = 0.62$, $\mu_{gi} = 0.0186$ cp

المطلوب:

عمل تفسير لفحص التداخل ما بين البئرين 2– 1 و البئرين 2-3 ؟؟

الحل :

- رسم علاقة ΔP vs t على ورق شفاف لوغاريتمي لها مثل مقياس الرسم المرجعي في الشكل13-7 و لكلا البئرين الاول والثالث و كما في الشكل 13-10 .

- اجراء عملية التطابق للبيانات الحقيقية مع المنحني النظري و كما في الشكلين رقم-13-11 و رقم-13-12 للبئرين well-3 و well-1 على التوالي .

Flow rate	*Time*	*Observed pressure* (psia)			
Q	*t*	*Well 1*		*Well 3*	
(MMscf/day)	(hr)	p_1	Δp_1	p_3	Δp_3
0.0	24	2912.045	0.000	2908.51	0.00
12.4	0	2912.045	0.000	2908.51	0.00
12.4	24	2912.035	0.010	2907.66	0.85
12.4	48	2912.032	0.013	2905.80	2.71
12.4	72	2912.015	0.030	2903.79	4.72
12.4	96	2911.997	0.048	2901.85	6.66
12.4	120	2911.969	0.076	2899.98	8.53
12.4	144	2911.918	0.127	2898.25	10.26
12.4	169	2911.864	0.181	2896.58	11.93
12.4	216	2911.755	0.290	2893.71	14.80
12.4	240	2911.685	0.360	2892.36	16.15
12.4	264	2911.612	0.433	2891.06	17.45
12.4	288	2911.533	0.512	2889.79	18.72
12.4	312	2911.456	0.589	2888.54	19.97
12.4	336	2911.362	0.683	2887.33	21.18
12.4	360	2911.282	0.763	2886.16	22.35
12.4	384	2911.176	0.869	2885.01	23.50
12.4	408	2911.108	0.937	2883.85	24.66
12.4	432	2911.030	1.015	2882.69	25.82
12.4	444	2910.999	1.046	2882.11	26.40
0.0	450	Well 2 shut-in			
0.0	480	2910.833	1.212	2881.45	27.06
0.0	504	2910.714	1.331	2882.39	26.12
0.0	528	2910.616	1.429	2883.52	24.99
0.0	552	2910.520	1.525	2884.64	23.87
0.0	576	2910.418	1.627	2885.67	22.84
0.0	600	2910.316	1.729	2886.61	21.90
0.0	624	2910.229	1.816	2887.46	21.05
0.0	648	2910.146	1.899	2888.24	20.27
0.0	672	2910.076	1.969	2888.96	19.55
0.0	696	2910.012	2.033	2889.60	18.91

جدول 13-3 بيانات الفحص للمثال رقم-3

- **تفسير بيانات البئر رقم 1** ، نحدد نقطة التطابق و احداثياتها من الشكل 13-11 و هي :

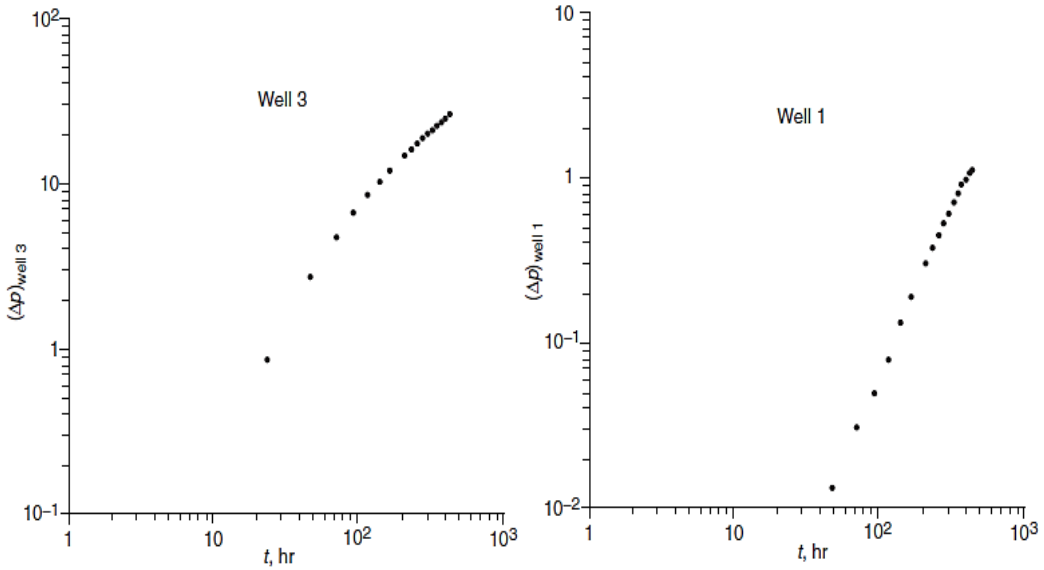
$$(p_D)_{MP} = 1 \quad \text{and} \quad (\Delta p)_{MP} = 5.6 \text{ psi}$$

$$(t_D/r_D^2)_{MP} = 0.1 \quad \text{and} \quad (t)_{MP} = 125 \text{ hours}$$

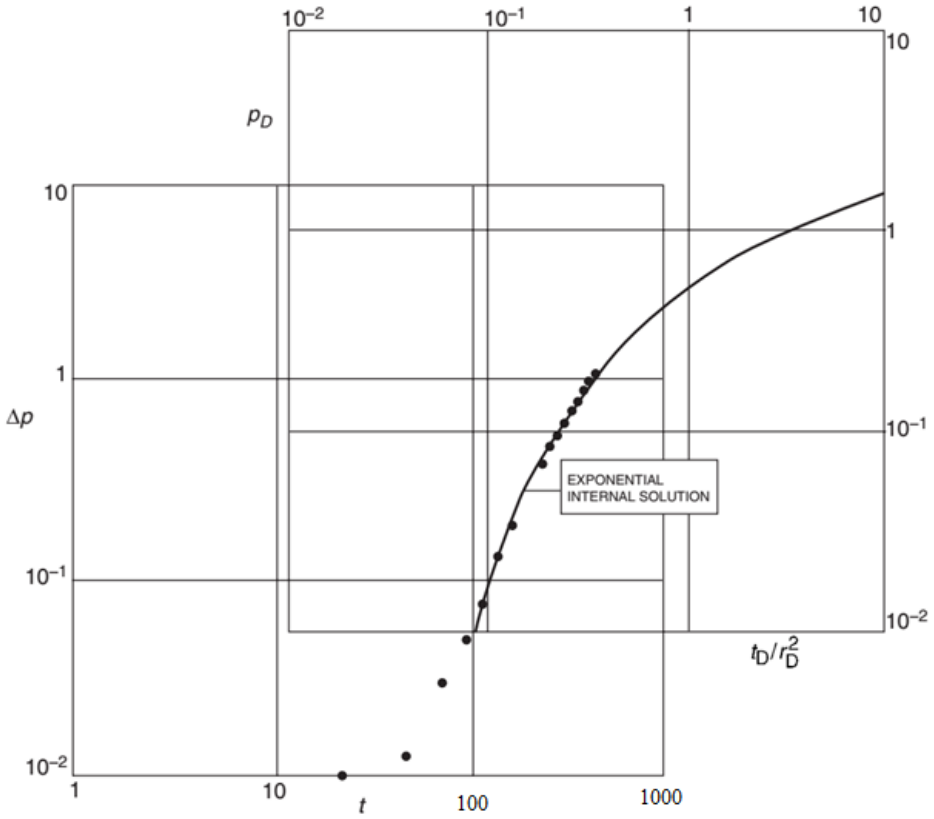
- حساب النفاذية (لاحظ :تم استعمال معادلة جريان الغاز مشابهة لمعادلة السائل لكون الضغوط في المثال عالية فيسلك الغاز سلوك السائل على ان نستخدم الخواص الفيزيائية للغاز ذات العلاقة) و تساوي :

$$k = \left[\frac{141.2(12.4)(920.9)(0.0186)}{75}\right]\left(\frac{1}{5.6}\right)$$

$$= 71.8 \text{ md}$$



الشكل13-10 بيانات الفحص للبئرين well-3،well-1 للمثال رقم-3



الشكل13-11 تطابق بيانات الفحص للبئر well-1 بطريقة إيرلوغرEarlougher

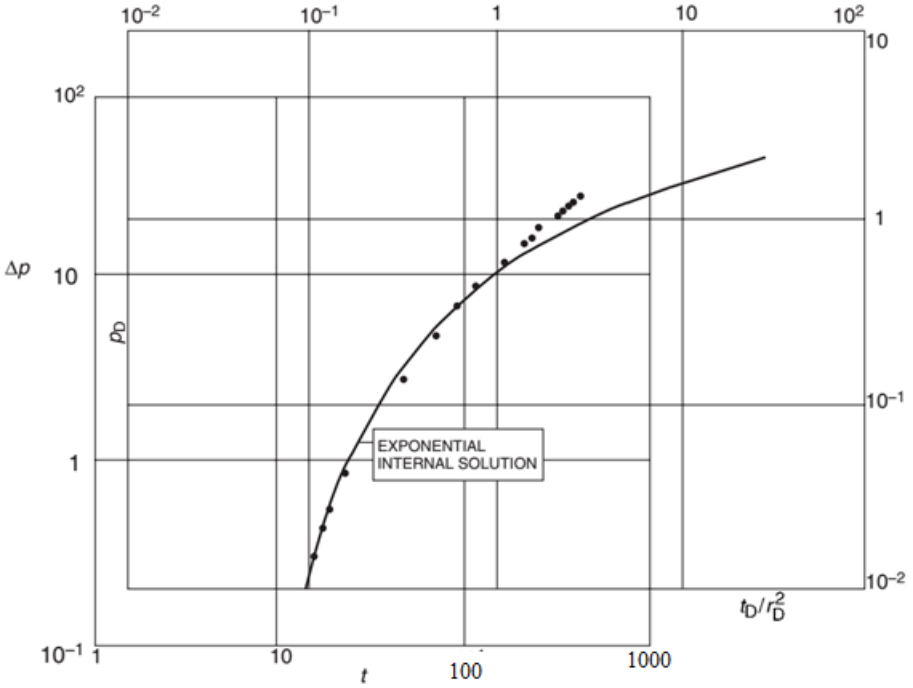
-المثال رقم-3

ملاحظة : يجب تحويل وحدات جريان الغاز من scf/day الى stb/day بالقسمة على 5.6 .

- حساب المسامية و تساوي :

$$\phi = \frac{0.0002637}{(2.74 \times 10^{-4})(8 \times 5280)^2}\left(\frac{71.8}{0.0180}\right)\left(\frac{125}{0.1}\right)$$

$$= 0.0026$$



الشكل13-12 تطابق بيانات الفحص للبئر well-3 بطريقة إيرلوغر Earlougher

-المثال رقم-1

- تفسير بيانات البئر رقم 3 :

نحدد نقطة التطابق و احداثياتها من الشكل 13-12 و هي :

$$(p_D)_{MP} = 0.1 \quad \text{and} \quad (\Delta p)_{MP} = 2 \text{ psi}$$

$$(t_D/r_D^2)_{MP} = 1 \quad \text{and} \quad (t)_{MP} = 159 \text{ hours}$$

حل المعادلات ذات العلاقة لايجاد النفاذية والمسامية للمنطقة ما بين البئرين رقم 3 و 2 وكما يأتي:

$$k = \left[\frac{141.2QB\mu}{h}\right]\left[\frac{p_D}{\Delta p}\right]_{MP}$$

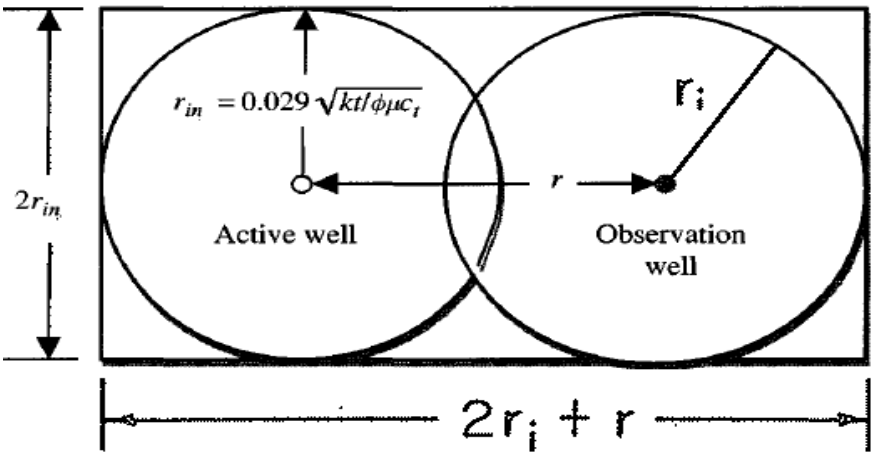
$$= \left[\frac{141.2(12.4)(920.9)(0.0186)}{75}\right]\left(\frac{0.1}{2}\right) = 19.7 \text{ md}$$

- حساب المسامية و تساوي :

$$\phi = \frac{0.0002637}{c_t r^2}\left[\frac{k}{\mu}\right]\left[\frac{t}{t_D/r_D^2}\right]_{MP}$$

$$= \frac{0.0002637}{(2.74 \times 10^{-4})(2 \times 5280)^2}\left(\frac{19.7}{0.0186}\right)\left(\frac{159}{1}\right)$$

$$= 0.00144$$



الشكل13-13 مساحة المنطقة المتاثرة بفحص التداخل و تُشكل مساحة مستطيل

مناقشة النتائج:

يُلاحظ وجود اختلاف واضح في قيم النفاذية المُستخرجة من تفسير البيانات في اتجاهين مختلفين (البئران رقم-1 و 3) ، ويمكن تفسير هذا الاختلاف استنادًا إلى العوامل الاتية:

1- اختلاف مساحة المنطقة المتأثرة بالفحص لكل بئر: إذ أوضح فيلا وماكينلي (Vela and McKinly ,1968) ، أن المساحة المتأثرة بالفحص تأخذ شكلا مستطيلا أبعاده:

$2r_i \times (r + 2r_i)$ (الشكل13-13) . إذ ان r_i يمثل نصف قطر منطقة البحث المتحققة (Radius of Investigation). للبئر رقم-2 و ان r تمثل المسافة بين البئرين.

النتيجة :هذه المساحة المستطيلة تكون أكبر بكثير من المساحة الواقعة بين البئرين، مما يعني أن الفحص قد يتاثر و يتداخل بمناطق باتجاهات مختلفة من المكمن و ذات خصائص مكمنية مختلفة , مثل اختلاف بالنفاذية.

2- احتمالية عدم تماثل المكمن: في الواقع قد يكون المكمن غير متماثل (Anisotropic

(Reservoir ، إذ تكون النفاذية في اتجاه البئر 1 أعلى منها في اتجاه البئر 3 نتيجة لظروف الترسيب او ما بعد الترسيب مثل حدوث التصدعات الطبيعية او شقوق موقعية و غيرها.

3- تفاوت جودة تطابق البيانات :تُظهر تطابق البيانات مع المنحنيات المرجعية دقة عالية للبئر 1، بينما لم يكن التطابق مثاليًا للبئر 3. هذا قد يُشير إلى تأثيرات إضافية مثل تخزين البئر (Wellbore Storage)أو تأثيرات غير متوقعة في البداية.

4- ضعف مسامية المكمن وتأثير التشققات: لوحظ أن مسامية المكمن منخفضة جدًا، وعادةً ما توجد علاقة طردية بين المسامية والنفاذية، ولكن في هذه الحالة يبدو أن هناك انحرافًا في هذه العلاقة. و هذا قد يكون مؤشرًا على أن المكمن متشقق(Fractured Reservoir) ، إذ تُساهم التشققات في تعزيز النفاذية دون زيادة المسامية بشكل واضح.

التوصيات لدعم التفسير:

للحصول على صورة أكثر دقة، يمكن دعم تحليل النفاذية الحالي عبر التالي:

- مقارنة القيم المستخرجة مع نتائج تحليل اللباب الصخري.(Core Analysis)
- استعمال نتائج الفحوصات التقليدية السابقة مثل فحص هبوط وتصاعد الضغط.
- الاستفادة من تسجيلات المجسات البئرية (Well Logging) لتحليل توزيع النفاذية والمسامية بدقة.

t (hrs)	p (psig)	$\Delta p_{ws} = p_i - p$(psi)
0	$p_i = 0$	0
4.3	22	−22
21.6	82	−82
28.2	95	−95
45.0	119	−119
48.0		injection ends
51.0	109	−109
69.0	55	−55
73.0	47	−47
93.0	32	−32
142.0	16	−16
148.0	15	−15

جدول 13-4 بيانات الفحص للمثال رقم-4

مثال 4

أُجرِ فحص التداخل في بئر نفطي ، إذ تم حقن الماء لمدة 148 hrs في البئر رقم-1 . قياسات الضغط تمت في بئر المراقبة رقم-2 الذي يبعد مسافة r=119 ft عن البئر الفعال. بيانات الفحص أُدرجت في الجدول13-4 والمعلومات المتوفرة الاخرى أُدرجت في ادناه :

$$p_i = 0 \text{ psi}, \quad B_w = 1.00 \text{ bbl/STB}$$

$$c_t = 9.0 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}, \quad h = 45\ \text{ft}$$

$$\mu_w = 1.3\ \text{cp}, \quad q = -170\ \text{bbl/day}$$

لاحظ ان الضغط الاولي الابتدائي عند بئر المراقبة في الوقت صفر يساوي صفر. بعدها و عندما تصل اشارة ضغط الحقن ، يزداد الضغط بدءا من الوقت .4.3 hrs و فرق الضغط يصبح سالبا .عندما يتوقف الحقن عند البئر رقم-1 يبدأ الضغط المقاس في بئر المراقبة بالهبوط و يستمر الى انتهاء الفحص عند الوقت .148 hrs .

المطلوب : حساب مسامية و نفاذية المكمن ما بين البئرين؟؟

الحل:

تحليل سلوك الضغط في بئر المراقبة أثناء فحص التداخل:

- عند بداية الفحص .t=0 hr ، فان فرق الضغط عند بئر المراقبة يساوي صفر، مما يعني أنه لم يتم تسجيل أي تأثير ناتج عن الحقن في هذه المرحلة.

- عند الوقت 4.3 ساعة:تبدأ إشارة ضغط الحقن بالوصول إلى بئر المراقبة، مما يؤدي إلى ارتفاع الضغط في البئر و فرق الضغط (ΔP) يُصبح سالبًا، مما يدل على أن الضغط في بئر المراقبة بدأ في الزيادة نتيجة تأثير الحقن من البئر الفعال.

- عند توقف الحقن في البئر الفعال البئر 1: يبدأ الضغط في بئر المراقبة بالانخفاض تدريجيًا، إذ يتوقف تدفق المائع بسبب توقف الحقن، ويبدأ المكمن في استعادة حالته الاصلية.

خطوات التفسير:

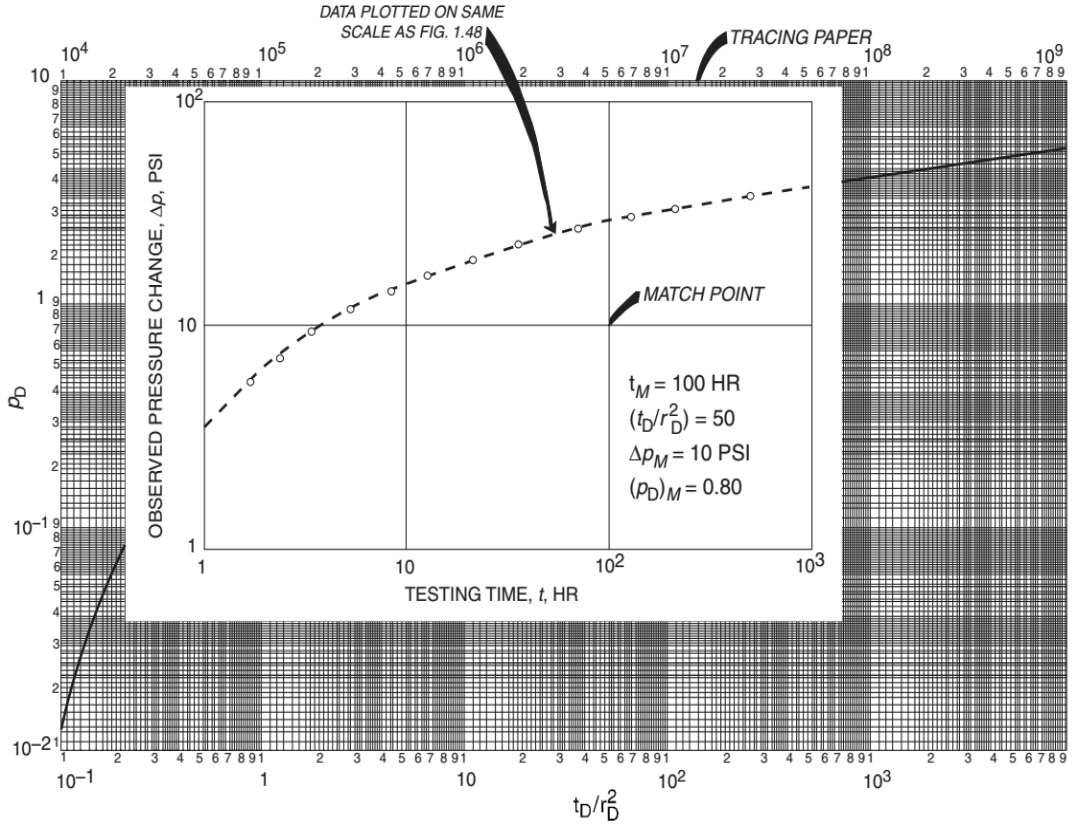
1- رسم البيانات الحقلية: نرسم فقط بيانات الحقن ولا نأخذ في الاعتبار البيانات بعد توقف الحقن . الرسم يتم على ورق شفاف لوغاريتمي (Log-Log Scale) بحيث يكون الوقت (t) على المحور الأفقي (الإحداثي السيني) و يكون فرق الضغط (ΔP) على المحور العمودي (الإحداثي الصادي).

ملاحظة :على الرغم من أن قيم فرق الضغط (ΔP) سالبة، إلا أنها تُرسم بالقيم المطلقة كموجبة لتسهيل عملية التطابق.

2- إجراء عملية التطابق: تتم مطابقة البيانات الحقلية مع المنحني النظري المرجعي الموجود في الشكل 13-7. يجب التأكد من أن الإحداثيات السينية والصادية للبيانات الحقلية تتماشى مع المنحني النظري لضمان دقة التحليل.الشكل 13-14 يُوضح تطابق بيانات الفحص مع منحني التطابق.

3- تحديد نقاط التطابق:

بعد إتمام التطابق، نحدد نقاط التطابق (Matching Points) و احداثياتها التي تكون مشتركة بين المنحني النظري المرجعي و منحني البيانات الحقيقية ، كما في ادناه (الشكل13-14):



الشكل13-14 تطابق بيانات الفحص بطريقة إيرلوغر Earlougher للمثال رقم-4

$$(p_{\mathrm{D}})_{\mathrm{MP}} = 0.96, \quad (t_{\mathrm{D}}/r_{\mathrm{D}}^2)_{\mathrm{MP}} = 0.94$$

$$(\Delta p)_{\mathrm{MP}} = -100 \text{ psig}, \quad (t)_{\mathrm{MP}} = 10 \text{ hours}$$

- حساب النفاذية والمسامية على التوالي و كالاتي:

$$k = \frac{141.2QB\mu}{h}\left(\frac{p_{\mathrm{D}}}{\Delta p}\right)_{\mathrm{MP}}$$

$$= \frac{141.2(-170)(1.0)(1.0)}{45}\left(\frac{0.96}{-100}\right)_{\mathrm{MP}} = 5.1 \text{ md}$$

$$\phi = \frac{0.0002637k}{\mu c_{\mathrm{t}} r^2[(t_{\mathrm{D}}/r_{\mathrm{D}}^2)/t]_{\mathrm{MP}}}$$

$$= \frac{0.0002637(5.1)}{(1.0)(9.0\times10^{-6})(119)^2[0.94/10]_{\mathrm{MP}}} = 0.11$$

2-2-13 طريقة التفسير العادي Conventional analysis

1- طريقة إيرلوغر - Earlougher method

A- هبوط الضغط لبئرين - Two pressure drawdown wells

خلال فحص التداخل و بوجود بئرين احداهما فعال والاخر للمراقبة لحالة هبوط الضغط ، اقترح إيرلوغر ان الضغط المقاس في بئر المراقبة P_w يسلك سلوكا خطيا و حسب المعادلة الاتية:

$$P_w = P_{1hr} + m \log t \quad \text{---------- 6}$$

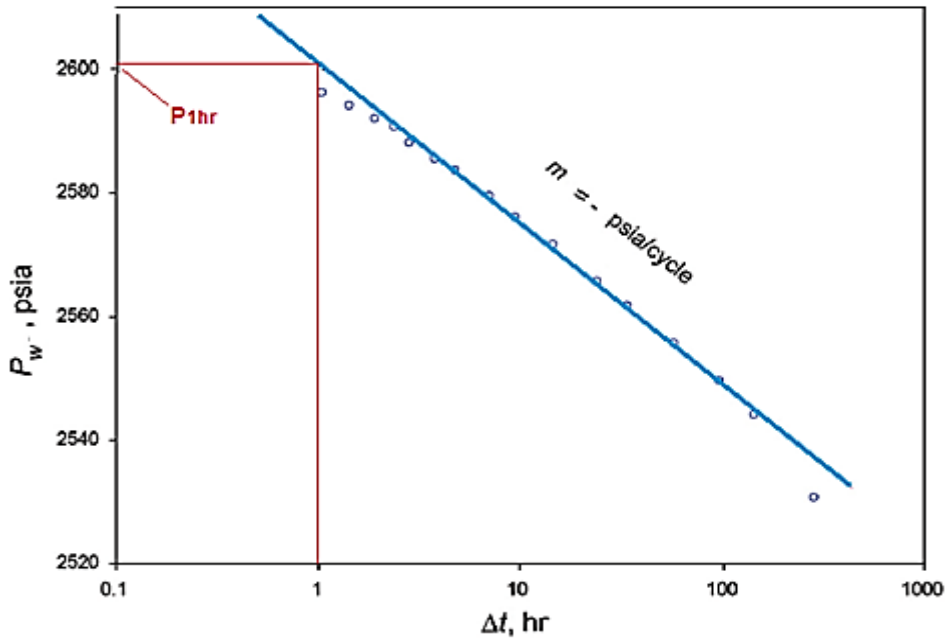
إذ ان $P_{1hr.}$: يمثل الضغط بعد مرور ساعة واحدة .

و لمكمن حديث new reservoir فان الضغط المقاس يساوي الضغط بعد مرور ساعة واحدة ويساوي تقريبا الضغط المكمني الاصلي :

$$P_w \approx P_{1hr} \approx P_i$$

المعادلة رقم- 6 اعلاه تطبق بنسبة خطأ بحدود 1% عندما يكون:

$$t_D/r_D^2 > 100$$



الشكل13-15 رسم بيانات الفحص على احداثيات نصف لوغاريتمية

- عند رسم علاقة Pw vs logt (علاقة نصف لوغاريتمية) سنحصل على خط مستقيم بميل يساوي m والتقاطع P_{1hr} ، كما في الشكل13-15 ومنهما يتم حساب كلا من الانتقالية transmissibility-T=kh/μ و خزن البئر $S_t=Øc_tμ$ Reservoir storativity ft/psia، على التعاقب و كما يأتي:

$$T = \frac{kh}{\mu.} = \frac{162.6q}{m} \quad \text{---------- 7}$$

$$S_t = \phi c_t \mu = \frac{T}{r^2} \exp\left[2.302\frac{P_i - P_{1hr}}{m} - 7.41316\right] \quad \text{---------- 8}$$

- نحتاج فقط لميل ونقطة تقع على الخط المستقيم من الرسم و نعوضه في المعادلتين اعلاه لايجاد كلا من لانتقالية او النفاذية و خزن البئر او المسامية.

- لاحظ ان عامل القشرة لم يدخل في الحسابات لكون القياس في بئر المراقبة و ليس في البئر الفعال .

B- تصاعد الضغط لبئرين - Two shut-in wells

يحصل ان البئر الفعال ينتج عبر فحص هبوط الضغط و يُقاس الضغط عند بئر المراقبة ثم يغلق البئر الفعال لغرض فحص تصاعد الضغط و ايضا يُقاس الضغط التصاعدي عند بئر المراقبة .

نطبق معادلة تصاعد الضغط لهورنر في تحليل بيانات الفحص عند بئر المراقبة و التي تمثل التالي:

$$P_{ws} = P_i + m \log\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \quad \text{---------- 9}$$

إذ ان t يمثل طول مدة الانتاج قبل غلق البئر لتصاعد الضغط build-up

- رسم منحني هورنر لعلاقة وقت هورنر (t+Δt)/Δt =Horner time مع ضغط الغلق p_{ws} - نحصل على خط مستقيم ، نجد ميل الخط المستقيم m .

- ثم حساب الانتقالية او النفاذية من المعادلة رقم-7 و نجد تخزين المكمن Reservoir storativity من المعادلة ادناه:

$$S_t = \frac{T}{r^2} e\left[2.302\frac{P_i - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \ln\left(1 + \frac{1}{t}\right) - 7.41316\right] \quad \text{--------- 10}$$

2- طريقة تياب كومار (Tiab and Kumar Method) لتفسير فحص التداخل

تتبع هذه الطريقة خطوات منهجية لتحليل بيانات فحص التداخل بين بئرين، وتقوم على حساب مشتقة فرق الضغط مع الزمن لتحديد خصائص المكمن.

خطوات العمل:

1- يتم فتح البئر للانتاج وجمع بيانات الضغط المقاسة مع الزمن عند بئر المراقبة.

مع الوقت نحسب فرق الضغط بين الضغط الأولي والضغط المقاس عند بئر المراقبة اي ان

$\Delta P=P_i-P_w$ مع الوقت t. :حيث ان P_i : الضغط الابتدائي للمكمن. P_w الضغط المقاس عند بئر المراقبة.

2- لكل نقطة في البيانات، نحسب لها المشتقة الحسابية لفرق الضغط نسبةً إلى الزمن P' و تساوي،$d(\Delta P)/dt$ تسمى هذه المشتقة "المشتقة الحسابية للضغط (Arithmetic Derivative)".

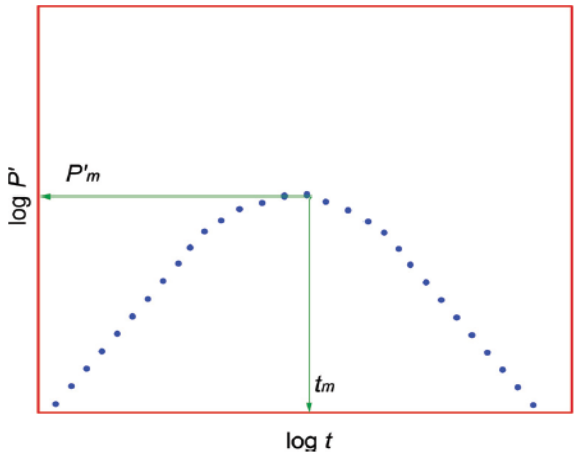
3- رسم العلاقة بين مشتقة فرق الضغط مع الوقت على إحداثيات لوغاريتمية (Log-Log Scale) كما هو موضح في الشكل 13-16.

4- نحدد من الرسم أعلى قيمة لمشتقة الضغط P'_m والوقت المقابل لها t_m. هذه النقاط تلعب دورًا أساسيًا في حساب خصائص المكمن.

5- حساب تخزين المكمن والانتقالية بحسب المعادلتين ادناه و على التعاقب:

$$S_t = 0.0274\frac{qB}{r^2}\left(\frac{1}{P'_m}\right) \quad \text{---------11}$$

$$T = 948S_t r^2\frac{1}{t_m} \quad \text{---------12}$$



الشكل13-16 ايجاد مشتقة الضغط الحسابية لاعلى التحدب

- احيانا نجد صعوبة في الحصول على قيمة P'_m من بيانات الفحص لاضطراب النقاط في الرسم البياني اللوغاريتمي لذا و للتحقق يُفضل احيانا رسم علاقة مشتقة الضغط مع الوقت t على احداثيات عادية cartesian و ليست لوغاريتمية الشكل13-17 .

مشكلة تشتت البيانات في الإحداثيات اللوغاريتمية

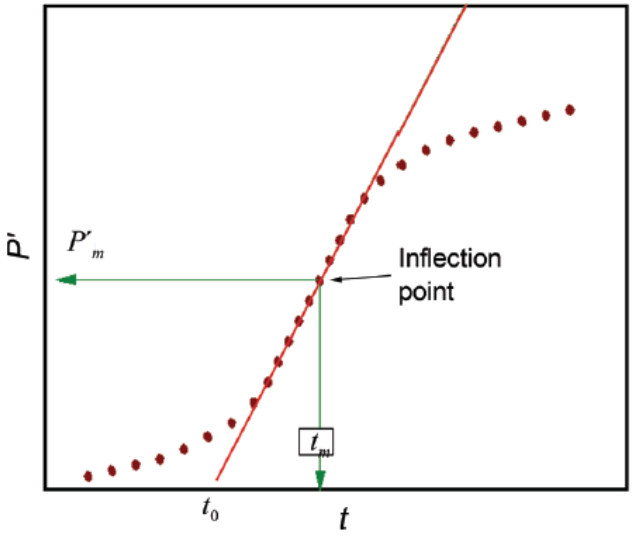
في بعض الحالات، قد يكون تحديد قيمة P'_m من الرسم اللوغاريتمي صعبًا بسبب تشتت النقاط أو وجود تقلبات في البيانات.

لذلك و للتحقق يُفضل أحيانًا استعمال رسم بياني بالإحداثيات العادية (Cartesian

(Log-Log Coordinates) بدلاً من الإحداثيات اللوغاريتمية (Coordinates) كما في الشكل13-17 في تحليل منحنى مشتقة الضغط.

خطوات التحليل باستعمال الإحداثيات العادية:

1- رسم العلاقة بين مشتقة الضغط والزمن: يتم رسم مشتقة فرق الضغط P' مع الزمن t على إحداثيات عادية (Cartesian Coordinates) بدلاً من الإحداثيات اللوغاريتمية و كما في الشكل13-17 ، هذا الأسلوب يُسهل تحديد أنماط الجريان من البيانات بشكل أكثر وضوحًا.



الشكل13-17 تحديد نقطة الانقلاب و الوقت t_0

2- تحديد نقطة الانقلاب (Inflection Point) :نقطة الانقلاب هي النقطة التي يتغير عندها اتجاه المنحنى من تقعر الى تحدب او بالعكس .يتم تحديد إحداثيات نقطة الانقلاب (p'_m, t_m) بدقة، إذ تعكس هذه النقطة التحول في سلوك الضغط مع الزمن.

3- رسم خط مماس لنقطة الانقلاب: بعد تحديد نقطة الانقلاب، يتم رسم خط مماس لنقطة الانقلاب بحيث يوضح اتجاه ميل المنحنى في هذه المنطقة. يُمد الخط المماس حتى يتقاطع مع المحور السيني -الزمن t.

4- تحديد الوقت t_0 من نقطة تقاطع الخط المماس مع المحور السيني والذي يُستخدم في الحسابات المتعلقة بتحليل المكمن، خاصة في تحديد خصائص الانتشار والانتقالية.

5- - عندها نُعيد حساب الانتقالية $T=kh/\mu$ كما في المعادلة الاتية:

$$T = 382.2 S_t r^2 \frac{1}{t_o} \quad \text{---------} 13$$

المعادلة اعلاه احيانا تستخدم للتحقق من قيمة T بعد حساب St من المعادلة رقم-11.

ملاحظات:

✔ يفضل استعمال هذا الأسلوب عند وجود اضطراب في البيانات على الإحداثيات اللوغاريتمية.

✔ تحديد نقطة الانقلاب بدقة يُحسّن من نتائج التحليل.

✔ يمكن الجمع بين التحليل على الإحداثيات اللوغاريتمية والعادية للحصول على نتائج أكثر دقة.

Time t (days)	Time Interval (days)	Well 1 Δp (psi)	Well 1 p' (psi/D)	Well 3 Δp (psi)	Well 3 p' (psi/D)	Time for p' in Fig. 6
1	2	3	4	5	6	7
0		0		0		
1	1	0.010	0.010	0.85	0.85	0.5
2	1	0.013	0.003	2.71	1.86	1.5
3	1	0.030	0.017	4.72	2.01	2.5
4	1	0.048	0.018	6.66	1.94	3.5
5	1	0.076	0.028	8.53	1.87	4.5
6	1	0.127	0.051	10.26	1.73	5.5
7	1	0.181	0.054	11.93	1.67	6.5
9	2	0.290	0.055	14.80	1.435	8.0
10	1	0.360	0.070	16.15	1.35	9.5
11	1	0.433	0.073	17.45	1.30	10.5
12	1	0.512	0.079	18.72	1.27	11.5
13	1	0.589	0.077	19.97	1.25	12.5
14	1	0.683	0.094	21.18	1.21	13.5
15	1	0.763	0.080	22.35	1.17	14.5
16	1	0.860*	0.097	23.50	1.15	15.5
17	1	0.945*	0.085	24.66	1.16	16.5
18	1	1.040*	0.095	25.82	1.16	17.5
18.5	0.5	1.090*	0.100	26.40	1.16	18.25
18.75	Source Well 2 shut in					
20	1.5	1.235*	0.126			19.25
21	1	1.331	0.119			20.50
22	1	1.429	0.098			21.5
23	1	1.525	0.096			22.5
24	1	1.627	0.102			23.5
25	1	1.729	0.102			24.5
26	1	1.816	0.087			25.5
27	1	1.899	0.083			26.5

جدول 13-5 بيانات الفحص للمثال رقم-5

الخلاصة:

استعمال الإحداثيات العادية (Cartesian) بدلاً من اللوغاريتمية (Log-Log) يُعد أسلوبًا بديلاً فعالًا لتحديد الخصائص المكمنية في فحص التداخل، لا سيما عندما تكون البيانات متقلبة وغير واضحة.

مثال 5

اجر فحص التداخل لمكمن غازي جاف dry gas قليل المسامية متشقق من بئرين للمراقبة هما Well3، Well 1 يبعدان مسافة 2 و 8 miles عن البئر الانتاجي الفعال Well 2 . بيانات الفحص لبئري المراقبة أُدرجت في الجدول13-5 مع الحسابات الضرورية لاجراء التفسير .

البيانات المتوفرة الاخرى في ادناه:

$B_{gi}=5.2\times10^{-3}$ res ft3/scf، $c_t=2.74\times10^{-4}$ psi-1 ، $\mu_g=0.0186$ cp ،h=75 ft

observation well distance:

Well 2 to Well 3 $=r_{23}=2$ miles $= 1.056\times10^4$ ft

Well 2 to Well 1$=r_{21}=8$ miles $= 4.224\times10^4$ ft

معدل انتاج الغاز في بئر الفعال بوحدات stb/day يساوي:

$q= 12.4\times10^6$ scf/day $\times 1/5.615$ stb/scf $= 2.2083\times10^6$ stb/day

المطلوب: عمل تفسير لبيانات فحص التداخل؟؟

الحل:

اولا : **تفسير بيانات البئر3 Well**

- كما في خطوات تحليل الفحص المذكورة انفا في المثال السابق ، نرسم بيانات الفحص الحقيقية لكلا البئرين Well-1,3، لعلاقة P' vs t باحداثيات لوغاريتمية كما في الشكل13-18 و رسم علاقة ΔP vs t باحداثيات عادية كما في الشكل13-19 .

- من الشكل13-18 للبئر Well 3 نجد ان المنحني يصل الى اعلى قيمة لمشتقة الضغط عندما $P'_m=2.02$ psi/day عند الوقت $t_m=2.5$ days.

- حساب قيمة St كما يأتي:

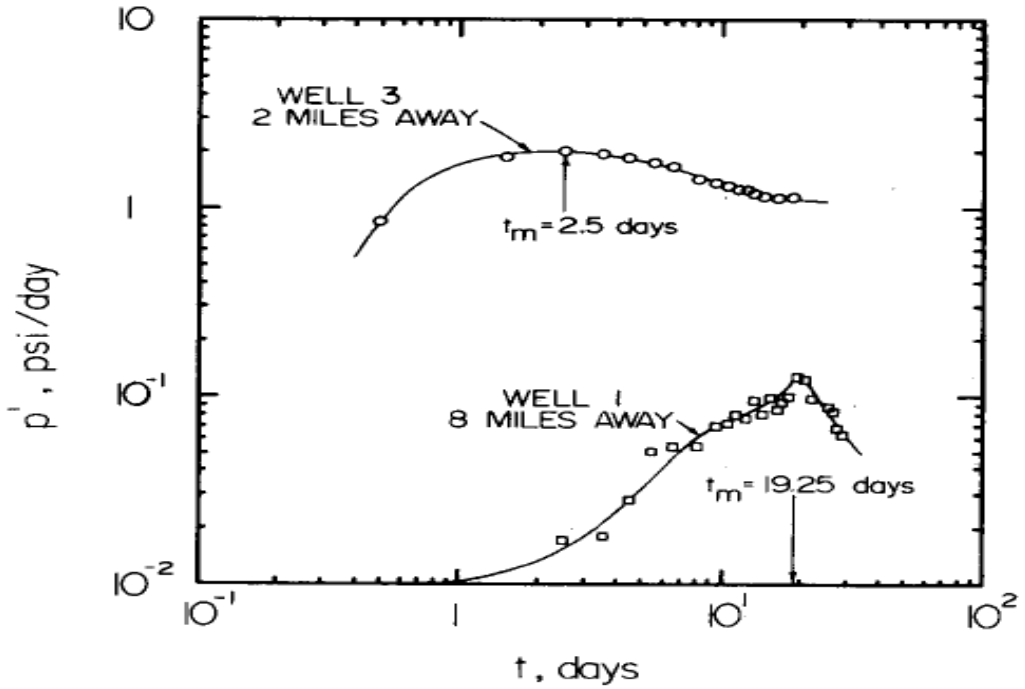
$$\phi ch = S_t = \frac{(0.6575)(12.4\times10^6)(5.2\times10^{-3})}{(5.615)(2.02)(1.056\times10^4)^2}$$
$$= 3.352\times10^{-5} \text{ ft/psi},$$

- حساب قيمة المسامية :

$$\phi = \frac{\phi ch}{ch} = \frac{(3.352\times10^{-5})}{(2.74\times10^{-4})(75)} = 0.00163$$

- حساب الانتقالية T بمعرفة قيمة t_m=2.5 days و حسب تعريف الانتقالية:

$$\frac{kh}{\mu} = T = \frac{(39.5)(3.352\times10^{-5})(1.056\times10^{4})^2}{2.5}$$
$$= 59052 \text{ md-ft/cp}$$



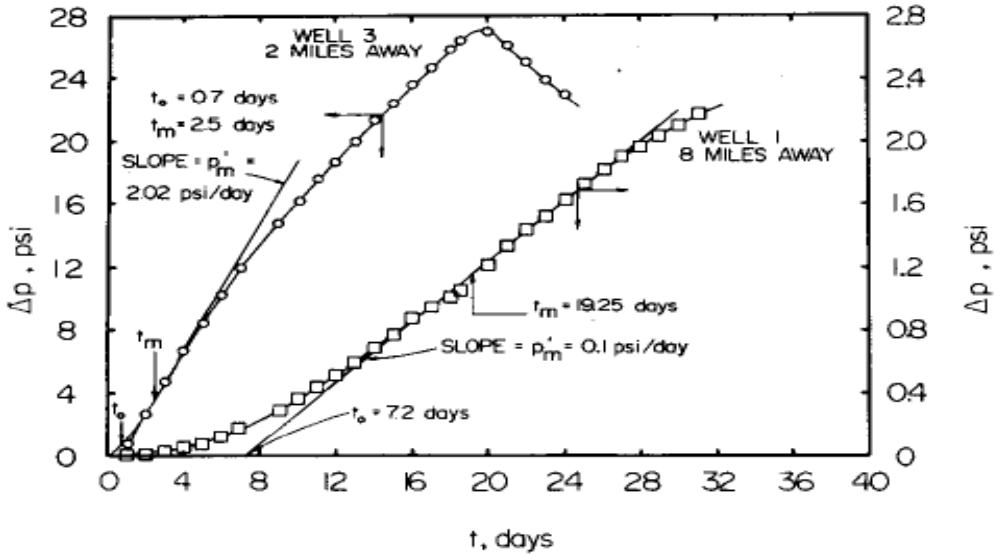
الشكل13-18 مشتقة الضغط مع الوقت للبئرين 1 و 3

- حساب قيمة النفاذية

$$k = \frac{T\mu}{h} = \frac{59052\times0.0186}{75} = 14.6 \text{ md}$$

- من الشكل13-19 نحدد قيمة t_o=0.7 days ومن المعادلة رقم-13 و نحسب :

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{(15.925)(3.352\times10^{-5})(1.056\times10^{4})^2}{0.7}$$
$$= 85{,}028 \text{ md-ft/cp}$$



الشكل13-19 بيانات فحص التداخل للبئرين 1 و 3

- حساب قيمة النفاذية

$$k = \frac{85{,}028 \times 0.0186}{75} = 21.1 \text{ md}$$

<u>ثانيا : تفسير بيانات البئر Well 1</u>

نستخدم نفس خطوات التفسير للبئر **Well 3** و كما يأتي:

- من الشكل13-18 و للبئر Well 1 نجد ان المنحني يصل الى اعلى قيمة لمشتقة الضغط ما بين P'_m=0.1 - 0.126 psi/day ، نستخدم معدل القيمتين و يساوي P'm=0.113 psi/day عند الوقت t_m=19.25 days .

- حساب قيمة St كما يأتي:

$$\phi ch = S = \frac{(0.6575)(12.4 \times 10^6)(5.2 \times 10^{-3})}{(5.615)(0.113)(4.224 \times 10^4)^2}$$
$$= 3.745 \times 10^{-5} \text{ ft/psi,}$$

- حساب قيمة المسامية :

$$\phi = \frac{\phi ch}{ch} = \frac{3.745 \times 10^{-5}}{(2.74 \times 10^{-4})(75)} = 0.00182$$

- نحسب الانتقالية T بمعرفة قيمة t_m=19.25 days و كما في ادناه:

$$\frac{kh}{\mu} = T = \frac{(39.5)(3.745\times10^{-5})(4.224\times10^{4})^2}{19.25}$$
$$= 137{,}000 \text{ md-ft/cp},$$

- حساب قيمة النفاذية :

$$k = \frac{137{,}000\times0.0186}{75} = 34 \text{ md}$$

- من الشكل13-19 نحدد قيمة t_o=7.2 days ومن المعادلة رقم- 13 نجد ان :

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{(15.925)(3.745\times10^{-5})(4.224\times10^{4})^2}{7.2}$$
$$= 147{,}800 \text{ md-ft/cp},$$

- حساب قيمة النفاذية :

$$k = \frac{147{,}800\times0.0186}{75} = 36.7 \text{ md}.$$

مناقشة النتائج

1- تحليل قيم المسامية: أظهرت القيم المحسوبة للمسامية من بيانات البئرين Well 1 و Well3 تقاربًا مع القيم المستخلصة من تطابق المنحنيات. بلغت المسامية المحسوبة لكل من البئرين 1.6% و 1.8 %على التوالي، وهي قريبة من القيمة التي تم الحصول عليها بطريقة تطابق المنحنيات والتي تعادل 2.2% (Strobel et al.، 1967).هذا التقارب يعزز دقة النتائج ويوحي بأن تفسير البيانات الحقلية متناسق مع الأساليب االتحليلية المتبعة و المكمن من النوع المتجانس.

2- **تحليل قيم النفاذية: نتائج** حساب النفاذية لكل من البئرين كما يأتي :

Well 1 : 36.7md ، 34 md

Well 3 : 21.1 md ، 14.6 md

يُلاحظ أن النفاذية باتجاه البئر Well 1 أعلى من النفاذية باتجاه البئرWell 3 ، يشير هذا التفاوت إلى احتمال وجود تباين في خصائص المكمن بين الاتجاهين، وقد يكون ذلك نتيجةً لعوامل مثل :عدم تجانس المكمن.(Heterogeneity) لتواجد مثلا تشققات أو قنوات ذات نفاذية عالية باتجاه معين او بسبب تأثيرات ترسبية محلية.

الخلاصة:

- تقارب القيم المحسوبة للمسامية بين الطريقتين يعزز دقة التحليل.

- الاختلاف في قيم النفاذية بين البئرين قد يكون مؤشرًا على عدم تجانس المكمن أو اتجاهية النفاذية.

- يُوصى بإجراء تحليل إضافي باستعمال المجسات البئرية وبيانات اللباب الصخري لتأكيد هذه

النتائج.

3- طريقة تياب(1980) Tiab's Direct Synthesis Technique- TDS

قدم تياب (Tiab) دراسة تحليأتية مكثفة لسلوك دالة مشتقة الضغط اللابعدي P'_D عبر فحص التداخل مع الوقت اللابعدي t_D .
وقد استند إلى الفرضيات الاتية:

- إهمال تأثير عامل تخزين البئر (Wellbore Storage) وعامل القشرة(Skin Effect) .
- المكمن غير محدود الامتداد (Infinite-acting Reservoir) .

بناءً على هذه الفرضيات، اعتبر أن دالة الضغط اللابعدي يمكن التعبير عنها بالعلاقة الاتية:

$$p_D(r_D,t_D) = -\tfrac{1}{2}Ei[-r_D^2/(4t_D)] \quad \text{--------- 14}$$

- مشتقة الضغط اللابعدي بدلالة المتغير t_D / r^2_D تساوي :

$$p'_D(r_D,t_D) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} = \frac{1}{2t_D}\exp\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) \quad \text{--------- 15}$$

- او ان حاصل ضرب مشتقة الضغط اللابعدي P'_D في نصف القطر اللابعدي يساوي:

$$p'_D \times r_D^2 = \frac{1}{2(t_D/r_D^2)}\exp[-r_D^2/(4t_D)] \quad \text{--------- 16}$$

إذ أن هذه العلاقة تُستخدم لتحديد معاملات المكمن الأساسية مثل النفاذية والانتشارية وغيرها عبر تحليل البيانات الحقلية.

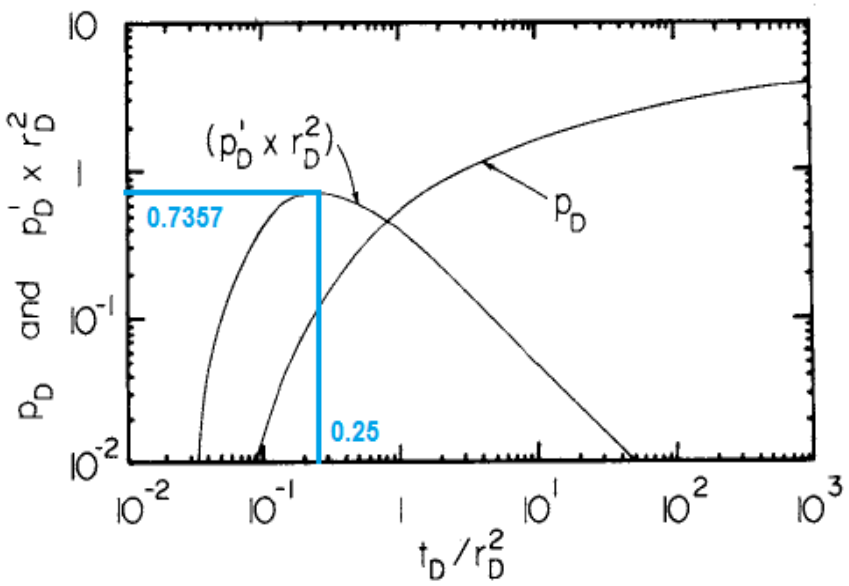
الاستنتاجات الأساسية لطريقة تياب(TDS) :

و قد توصل تياب Tiab الى ما يأتي:

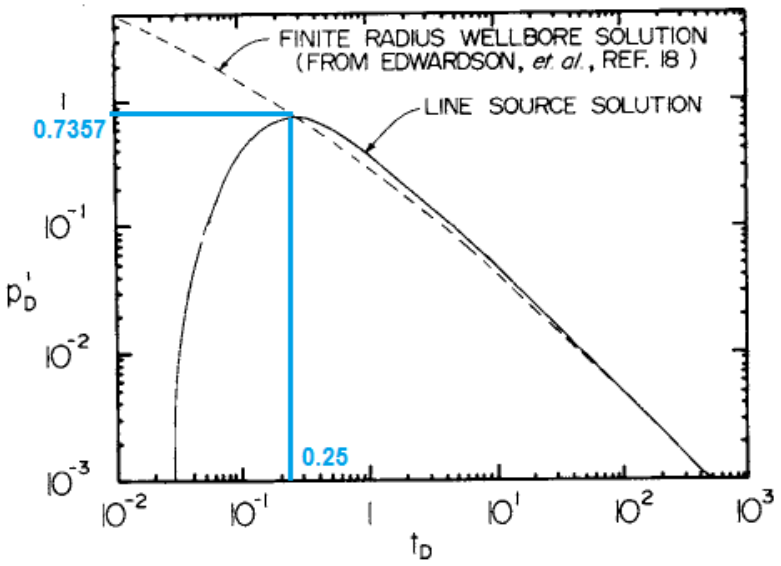
- عند رسم علاقات المتغيرات اللابعدية لبيانات الفحص على مقياس لوغاريتمي:

علاقة $P'_D \times r^2_D$ and P_D) vs t_D/r^2_D (الشكل13-20) ، فإن أقصى قيمة تصلها مشتقة الضغط اللابعدي تكون عندما t_D/r^2_D =0.25 و قيمتها $P'_D \times r^2_D$ =0.73576 . يحصل ذلك عندما **t_D/r^2_D =0.25 و بشرط ان $r^2_D \geq 1$** . يستفاد من هذه الخاصية في حساب معامل خزن المكمن Storage-$S_t=\emptyset c_t \mu$ و في حساب الانتقالية للمكمن Transmissibility $T=kh/\mu$.

- كذلك و بفرض حالة line source اي ان نصف قطر البئر قريب للصفر (يهمل) ، فتصبح **$r^2_D=1$** . عند رسم العلاقة **P'_D vs t_D** على مقياس رسم لوغاريتمي (الشكل13-21) ، فان اعلى قيمة لمشتقة الضغط ايضا تحدث ايضا عند قيمة **t_D =0.25** و تساوي **P'_D**=0.73576 ايضا . يُستخدم هذا المبدأ لحساب الانتقالية للمكمن Transmissibility $T=kh/\mu$ والتي تمثل قدرة المكمن على نقل الموائع.



الشكل13-20 الضغط اللابعدي و مشتقة الضغط اللابعدي مضروبة في مربع نصف القطر اللابعدي مقابل t_D/r_D^2



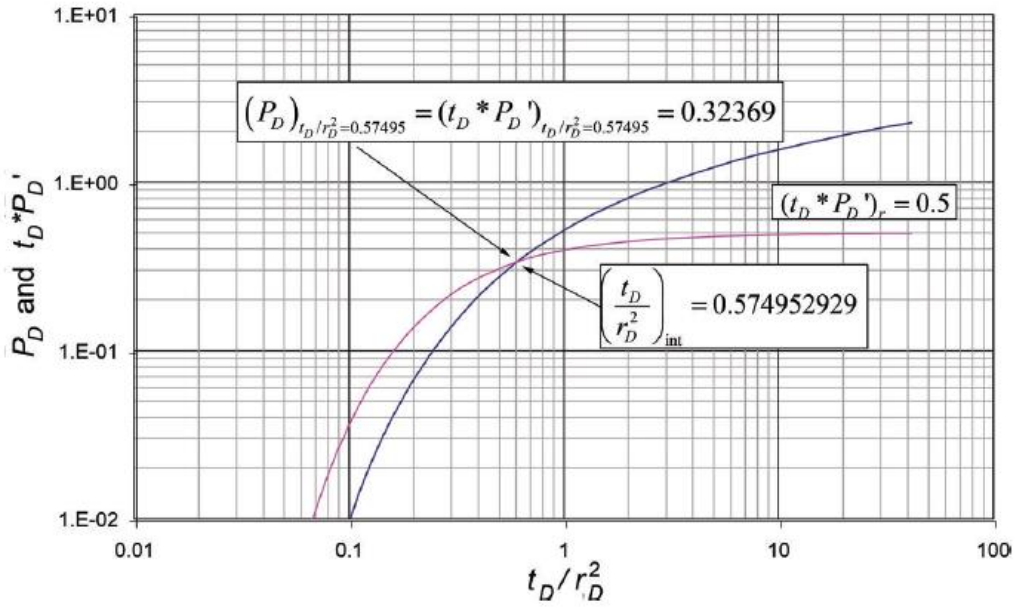
الشكل13-21 مشتقة الضغط اللابعدي مقابل الوقت اللابعدي ، معدل انتاج ثابت ، $r_D=1$ لبئر في مكمن لا متناهي الامتداد

طريقة مشتقة الضغط في اعلاه تُستخدم في تفسير فحص التداخل عند الحدود الاتية :

for all values of t_D/r_D^2 when $r_D \geq 30$

for all values of $r_D > 2$ when $t_D/r_D^2 \geq 0.5$

- عند رسم علاقة دالة مشتقة الضغط اللابعدي و الضغط اللابعدي P_D، $t*P'_D$ (الاحداثي الصادي) ومشتقة الضغط مع الوقت اللابعدي مقسوم على مربع نصف القطر اللابعدي- t_D/r_D^2 (الاحداثي السيني) ، فإن الرسم البياني الناتج سيكون له ملامح ثابتة كما هو موضح في الشكل13-22 و هذا ما يُسهل عملية مقارنة البيانات الحقلية بالمخططات النظرية لاستخراج خصائص المكمن.



الشكل13-22 الضغط اللابعدي و مشتقة الضغط اللابعدي مقابل t_D/r^2_D

عند تحليل الرسم البياني الناتج عن فحص التداخل وفق طريقة تياب (TDS) الشكل 13-22 ، يمكن تمييز خاصيتين رئيسيتين:

1- منطقة الجريان الشعاعي(Radial Flow Regime) :تمتد بشكل غير محدود ويمثلها الخط الأفقي على منحنى مشتقة الضغط اللابعدي و قيمة مشتقة الضغط المقابلة له تساوي 0.5 ، منها ممكن حساب نفاذية الطبقة المكمنية.

2- نقطة التقاطع الفريدة (Unique Intersection Point)

هناك نقطة تقاطع وحيدة بين منحني الضغط اللابعدي و منحني مشتقة الضغط اللابعدي تظهر هذه النقطة قبل الوصول إلى منطقة الجريان الشعاعي.عند هذه النقطة، يمكن تحديد الإحداثيات الاتية:

$(t_D/r^2_D)_{int}=0.575$

$$(P_D)_{t_D/r_D^2 = 0.575} = 0.32369$$

$$(t_D*P_D')_{t_D/r_D^2 = 0.575} = 0.32369$$

- باستعمال التعويضات المناسبة للمعاملات اللابعدية في هذه الإحداثيات، سنحصل على علاقات تتضمن معاملات بعدية (Dimensional Parameters) بدلاً من اللابعدية، مما يتيح حساب:

النفاذية k ، الانتقالية $T=kh/\mu$ ، معامل تخزين المكمن $St=\phi c_t h$.

خطوات تفسير بيانات فحص التداخل باستعمال طريقة TDS

1- حسابات البيانات الحقلية الأساسية: حساب فرق الضغط لكل نقطة قياس من بيانات الضغط الحقيقية عند بئر المراقبة $\Delta P=P_i-P_w$. حساب المشتقة لكل نقطة قياس $\Delta P'$. حساب حاصل ضرب الوقت في المشتقة لكل نقطة $(t*\Delta P')$.

2- رسم وتحليل البيانات:

- نرسم على ورقة لوغاريتمية العلاقة الاتية: $(t*\Delta P')$ و ΔP مع الوقت Δt.

- نحدد منطقة الجريان الشعاعي عبر رسم أفضل خط مستقيم أفقي يمر بنقاط الفحص.

- نحدد قيمة $(t*\Delta P')_r$ على المحور الصادي عند امتداد الخط المستقيم الافقي.

3- تحديد نقطة التقاطع .Intercept point-int :

- نحدد إحداثيات نقطة التقاطع بين منحني الضغط ومشتقة الضغط، وهي:

$(\Delta P)_{int}$، (t_{int}) و $(t*\Delta P')$، (t_{int})

4-حساب الانتقالية: نحسب الانتقالية باستعمال إحداثيات النقاط أعلاه، ونعوضها في إحدى المعادلات المناسبة (المعادلة 17او 18) .

فالانتقالية بدلالة ضغط $(\Delta P)_{int}$ عند نقطة التقاطع تساوي :

$$T=\frac{kh}{\mu}=45.705\frac{qB}{(\Delta P)_{int}} \quad \text{--------- 17}$$

او بدلالة مشتقة الضغط $(t*\Delta P')_{int}$ عند نقطة التقاطع تساوي :

$$T=\frac{kh}{\mu}=45.705\frac{qB}{(t*\Delta P')_{int}} \quad \text{--------- 18}$$

كما ويمكن حساب الانتقالية بالاستفادة من بيانات منطقة طور الجريان الشعاعي $(t*\Delta P')_r$:

$$T=\frac{kh}{\mu}=\frac{70.6qB}{(t*\Delta P')_r} \quad \text{--------- 19}$$

5- حساب النفاذية من معادلة الانتقالية من الخطوة السابقة.

6- حساب معامل خزن المكمن St من معرفة t_{int} و T و كما يأتي:

$$S_t=\phi c_t h=0.000458646\frac{T}{r^2}t_{int} \quad \text{--------- 20}$$

يتم مقارنة النتائج مع طرائق تحليل أخرى مثل طريقة إيرلوغر أو تفسير هورنر للتحقق من دقة القيم المستخرجة.

مثال6

خلال فحص التداخل تم انتاج النفط من البئر الفعال Well A بحجم 3125 stb . بئر المراقبة Well B يبعد r=138 ft عن البئر الفعال . قيست استجابة الضغط عنده على طول مدة القياس والتي استمرت 300 hrs. و من ثم أُغلق البئر Well A لاجل فحص تصاعد الضغط و لمدة 100 hrs. بيانات فحص هبوط الضغط عند بئر المراقبة Well B والحسابات المصاحبة أُدرجت في الجدول6-13 . الجدول7-13 يتضمن قياسات بيانات تصاعد الضغط عند بئر المراقبة Well B عند غلق البئر الفعال Well A. البيانات المتوفرة الاخرى أُدرجت في ادناه :

μ = 1.3 cp, B = 1.14 bbl/STB, h = 31 ft
P_i = 2600 psia, ρ = 55.4 lbm/ft^3, s = −2.2 (well A)
$c_t = 16 \times 10^{-6}$/psia, V_u = 0.00697 bbl/ft

المطلوب :

- ايجاد النفاذية والمسامية بطرائق : 1- إيرلوغر 2- تياب و كومار 3- طريقة TDS؟؟
- و ضح تاثير معامل تخزين جوف البئر wellbore storage على البئر Well B .؟؟

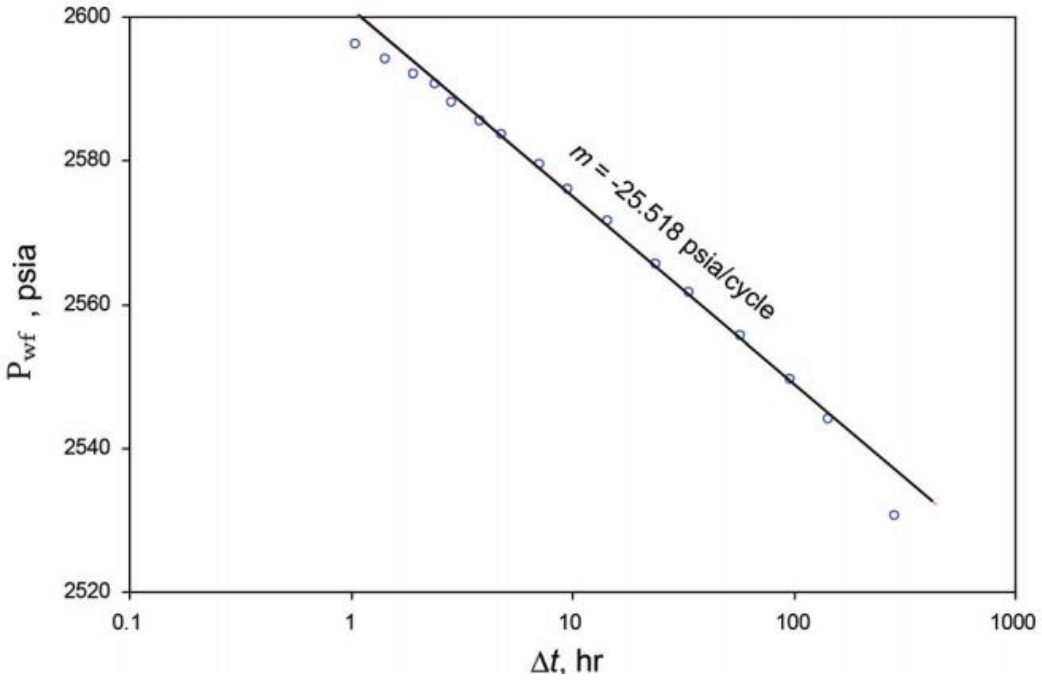
t, h	P, psia	ΔP, psia	$t^*\Delta P$, psia	t, h	P, psia	ΔP, psia	$t^*\Delta P$, psia
1.1	2595.6	4.4	5.15	10	2575.5	24.5	11.19
1.5	2593.5	6.5	6.29	15	2571	29	11.60
2	2591.4	8.6	8.25	25	2565	35	11.39
2.5	2590	10	8.68	35	2561	39	11.71
3	2587.5	12.5	9.05	60	2555	45	11.50
4	2585	15	9.76	100	2549	51	12.74
5	2583	17	9.46	150	2543.5	56.5	15.61
7.5	2579	21	10.53	300	2530	70	28.14

جدول 13-6 بيانات هبوط الضغط المقاسة عند بئر المراقبة *Well B* في حالة جريان البئر الفعال *Well A* للمثال رقم-6

t, h	P_{ws}, psia	$(t_1+\Delta t)/\Delta t$	t, h	P_{ws}, psia	$(t_1+\Delta t)/\Delta t$
1.0	2541.0	301.00	10.0	2559.0	31.00
2.0	2544.0	151.00	15.0	2563.5	21.00
3.5	2547.0	85.71	25.0	2569.0	13.00
5.0	2551.0	61.00	40.0	2574.0	7.50
7.0	2555.0	43.86	60.0	2577.0	5.00
			100.0	2580.0	4.00

جدول 13-7 بيانات تصاعد الضغط المقاسة عند بئر المراقبة *Well B* في حالة غلق البئر الفعال *Well A* للمثال رقم-6

الحل :



الشكل13-23 ضغط الجريان مقابل الوقت للمثال رقم-6

تحليل فحص التداخل باستعمال طريقة إيرلوغر

1- بعد تهيئة البيانات المقاسة عند بئر المراقبة Well-B بالصيغة كما في الجدول 13-6 (البئر الفعال Well-A في حالة إنتاج) يتم رسم العلاقة الاتية:

علاقة ضغط الجريان مع الوقت P_{wf} vs t ، الرسم يتم على ورق نصف لوغاريتمي كما في الشكل 13-23.

نتائج الرسم:

يبدو واضحا وجود خط الجريان الشعاعي المستقيم المائل كما و يوجد تاثير حدود المكمن في الاوقات المتاخرة من الفحص إذ ينحرف الخط المستقيم الى شكل منحني .

- الخط المستقيم له ميل m=−25.518

- نقطة التقاطع عند P_{1hr}=2600 psi

- معدل الإنتاج q=3125/300=250 stb/day

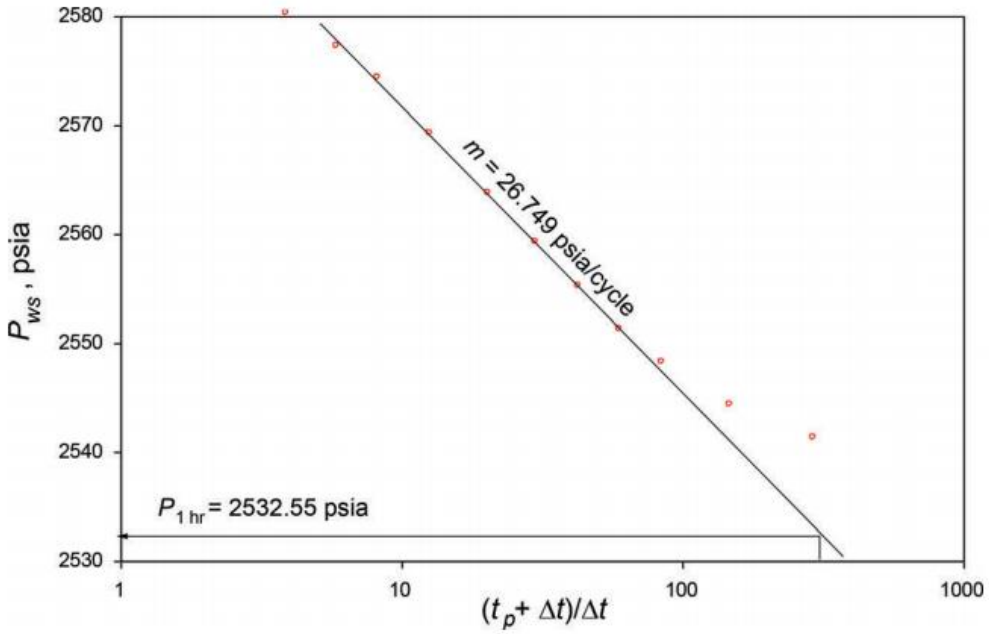
- حساب النفاذية و تساوي :

$$k = -\frac{162.6q\mu B}{mh} = \frac{162.6(250)(1.3)(1.14)}{(25.518)(31)} = 76.15 \text{ md}$$

- حساب المسامية و تساوي :

$$\phi = \frac{76.15}{(1.3)(138^2)(16\times10^{-6})} \exp\left(\frac{2.302(2600-2600.53)}{-25.518} - 7.4316\right)$$

$$= 11.94\%$$



الشكل13-24 مخطط هورنر للمثال رقم-6

عند غلق البئر Well-A، يتم رسم العلاقة: P_{wS} vs $(t_p+\Delta t/\Delta t)$ على ورق نصف لوغاريتمي كما في الشكل 13-24 ، إذ ان t_p=300hrs.

نتائج الرسم : نحصل على علاقة خط مستقيم الميل له يساوي m=-26.749 psia/cycle والتقاطع P_{1hr}=2532.55 psi .

- حساب النفاذية و تساوي :

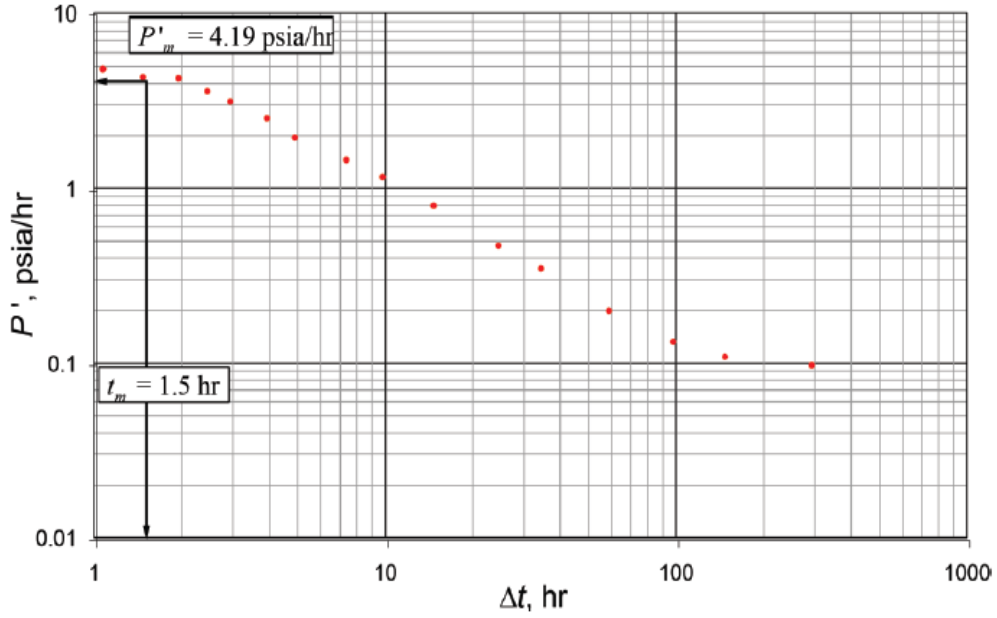
$$k = \frac{162.6(250)(1.3)(1.14)}{(26.749)(31)} = 72.65 \text{ md}$$

حساب المسامية و تساوي :

$$\phi = \frac{72.65}{(1.3)(138^2)(16 \times 10^{-6})} e^{\left(\frac{2.303(2532.55-2530)}{-26.749} - \ln\left(1+\frac{1}{300}\right) - 7.431\right)} = 8.7\%$$

2- تحليل فحص التداخل باستعمال طريقة تياب كومار

1- حساب مشتقة الضغط ورسم علاقة مشتقة الضغط مع الوقت P' vs t على ورق لوغاريتمي log-log (الشكل 13-25).



الشكل13-25 مشتقة الضغط الحسابي مقابل الوقت على احداثيات لوغاريتمية للمثال رقم-6

2- تحديد القيمة العظمى لمشتقة الضغط من الشكل 13-25 و تساوي P'_m=4.19 psi . الوقت المقابل لاعلى قيمة لمشتقة الضغط t_m=1.5 hrs.

3- نحسب النفاذية و تساوي :

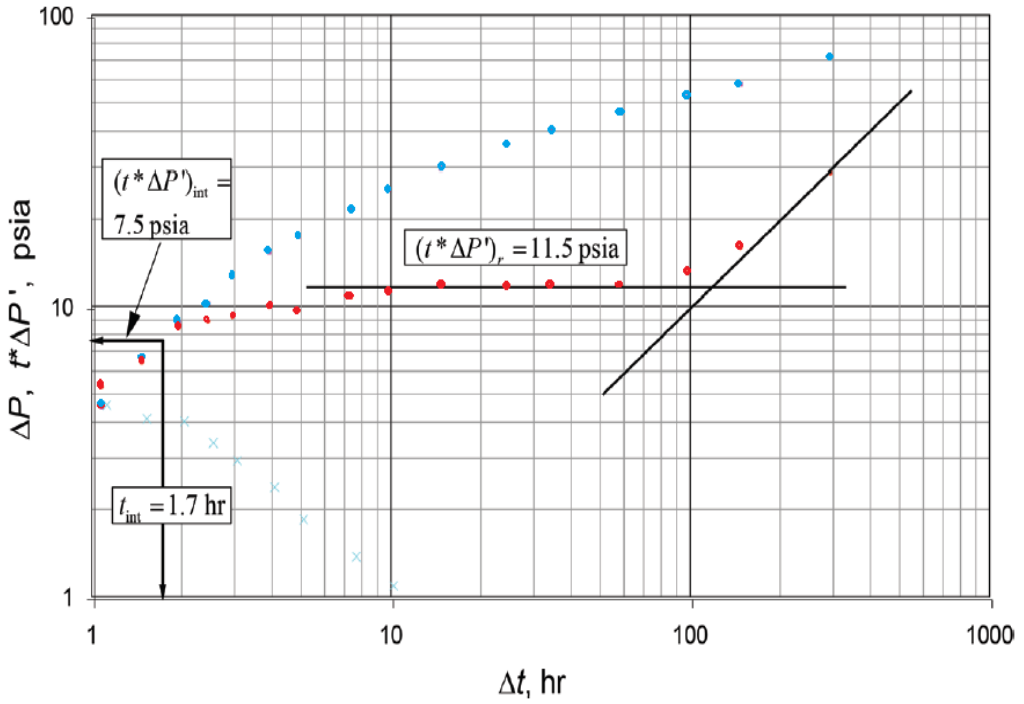
$$k = 948\phi c_t \mu r^2 \left(\frac{1}{t_m}\right) = 948(0.1574)(16 \times 10^{-6})(1.3)(138^2)\left(\frac{1}{1.5}\right)$$
$$= 39.4 \text{ md}$$

- نحسب المسامية و تساوي :

$$\phi = \frac{0.0274qB}{hr^2c_t}\left(\frac{1}{P'_m}\right) = \frac{0.0274(250)(1.14)}{(31)(138^2)(16\times10^{-6})}\left(\frac{1}{4.19}\right)$$
$$= 19.7\%$$

3- تحليل فحص التداخل باستعمال طريقة تياب(TDS Technique)

1- رسم دالة الضغط ومشتقة الضغط مع الزمن على احداثيات لوغاريتمية (Log-Log) كما في الشكل 13-26.



الشكل13-26 فرق الضغط و مشتقة الضغط مقابل الوقت للمثال رقم-6

2- يساعد الشكل 13-26 في تحديد نموذج المكمن (Reservoir Model) ، إذ يمكن ملاحظة:

- فترة الجريان الشعاعي (Radial Flow Period) بشكل واضح عبر الخط الافقي لمشتقة الضغط. هذه الخطوة ضرورية لأنها تضمن حساب النفاذية باستعمال البيانات الصحيحة عبر مدة الجريان الشعاعي.

- بداية الدخول إلى الجريان شبه المستقر(Pseudosteady-State – PSS) عبر الخط المائل هذا يدل على وصول تأثير مدة الفحص إلى حدود المكمن.

3- من امتداد خط الجريان الشعاعي و تقاطعه مع الاحداثي الصادي ، نجد مشتقة الضغط المقابلة و تساوي $(t^*\Delta P/)_r$ ، مما يسمح بحساب الانتقالية والنفاذية.

4- نحدد نقطة التقاطع واحداثياتها ما بين منحني الضغط و مشتقة الضغط من الشكل 13-26 و هي: $(\Delta P)_{int}$، و $(t^*\Delta P/)_{int}$.

ندرج النقاط المستخلصة من الشكل 13-26 :

$$t_{int}=1.7\text{h},\ (t^*\Delta P')_r=11.5\text{psia},\ \Delta P_{int}=(t^*\Delta P')_{int}=7.5\text{psia}$$

- حساب النفاذية من معلومات الجريان الشعاعي :

$$k=\frac{70.6q\mu B}{h(t^*\Delta P')_r}=\frac{70.6(250)(1.2)(1.14)}{31(11.6)}=73.37\text{ md}$$

- و ممكن ايضا حساب النفاذية من معلومات نقطة التقاطع كما يأتي :

$$k=\frac{45.705q\mu B}{h(t^*\Delta P')_{\text{int}}}=\frac{45.705(250)(1.2)(1.14)}{(31)(7.5)}=72.83\text{ md}$$

5- حساب المسامية و تساوي :

$$\phi=\frac{0.000458646kt_{\text{int}}}{\mu c_t r^2}=\frac{0.000458646(72.83)(1.7)}{(1.3)(12\times10^{-6})(138^2)}=19.1\%$$

ثانيا : يمكن تحديد فيما لو كان تخزين البئر له تاثير فعال او غير فعال على قياسات الضغط عبر حساب النسبة ما بين الجريان في باطن البئر(بعد غلق البئر) الى الجريان الكلي عند السطح . فاذا كانت النسبة اقل من

$$q_{af}/q<0.01$$

فيعني ذلك ان لا تاثير لتخزين البئر على قيم الضغوط المقاسة .

إذ ان q تُمثل معدل جريان البئر عند السطح و q_{af} - after flow التدفق في باطن البئر بعد الغلق والذي يساوي:

$$q_{af}=\frac{24C}{B}\frac{dP_{ws}}{d\Delta t}$$

- معامل تخزين جوف البئر يساوي :

$$C=144\frac{V_u}{\rho}=144\frac{0.00697}{56.4}=0.0178\text{ bbl/psi}$$

✦ التدفق الى قاع البئربعد الغلق يساوي:

$$q_{af}=\frac{24C}{B}\frac{dP_w}{d\Delta t}=\frac{24(0.0178)}{1.14}4.682=1.755\text{ BPD}$$

و لما كان $q_{af}/q=1.755/250=0.007<0.01$ ، فليس لتخزين البئر تاثير على بيانات الضغط المقاسة.كما ان خط الميل الواحد الذي يدل على وجود تاثير تخزين البئر غير واضح

(لا يميل بزاوية 45^{O}) .

ملخص نتائج تحليل فحص التداخل باستعمال الطرائق الثلاثة (الجدول 13-8)

مقارنة قيم النفاذية والمسامية المحسوبة باستعمال الطرائق المختلفة:

1- طريقة إيرلوغر العادية:

- قيمة النفاذية المحسوبة متقاربة لكلا الحالتين سواء عند فتح البئر الفعال او غلقه لتصاعد الضغط و المستخرجة من الخط المائل لطور الجريان الشعاعي. مما يدل على دقة الطريقة في ظل الظروف المناسبة.

- معدل المسامية المصاحبة بحدود (10%) بعيدة عن القيم المستخرجة بالطرائق الاخرى واحتمال ان يكون السبب في اعتماد الخط نصف لوغاريتمي كمنهجية الحل غير الطرائق الاخرى. في كل الاحوال ان انسب وسيلة في حساب المسامية هي عند تمديد مدة الفحص لمدة كافية لكي يصل تاثير الجريان الى حدود المكمن و الدخول في منطقة الجريان شبه المستقر PSS كما ذُكرت في الفصول السابقة.

2- طريقة:TDS (Tiab's Direct Synthesis)

-النفاذية المحسوبة من نقطة التقاطع كانت ممتازة مقارنة مع طريقة إيرلوغر ، مما يعكس الاختيار المناسب لنقطة التقاطع ويعزز دقة النتائج.

- المسامية المصاحبة (19%) قريبة من القيم المستخرجة بطريقة تياب كومار، مما يشير إلى تناسب التحليل مع خصائص المكمن.

3- طريقة تياب كومار:

قيمة النفاذية كانت بعيدة عن باقي القيم المحسوبة من الطرائق الأخرى.السبب يعود لعدم وجود تحدب واضح لتحديد أعلى قيمة لمشتقة الضغط وهذا لربما يعكس محدودية تاثير عامل القشرة على جريان البئر.

Method	Permeability, md	Porosity, %
Earlougher—Active	76.15	11.94
Earlougher—shut-in	72.65	8.7
Tiab-Kumar	39.4	19.7
TDS	72.83	19.1

جدول 13-8 ملخص نتائج الطرائق الثلاثة للمثال رقم-6

13-3 تاثير عاملي القشرة و تخزين البئر على فحص التداخل

1- في الحسابات السابقة لتفسير فحوصات تداخل الآبار Interference test، لم يتم تضمين تأثير كلٍّ من عامل القشرة (s) وعامل تخزين البئر(C) و هذا قد يؤثر على دقة تفسير البيانات وضبط خصائص المكمن بدقة.

2- تأثير عامل القشرة (s) :إذا كان عامل القشرة موجودًا فقط عند البئر الفعّال (Active Well)، فلن يؤثر على بيانات الضغط عند بئر المراقبة (Observation Well) سواء في فحص التداخل أو الفحص النبضي. لكن إذا كان عامل القشرة مرتفعًا عند بئر المراقبة، فإنه سيؤخر وصول إشارة الضغط و العكس صحيح ، اذن عند بئر المراقبة:

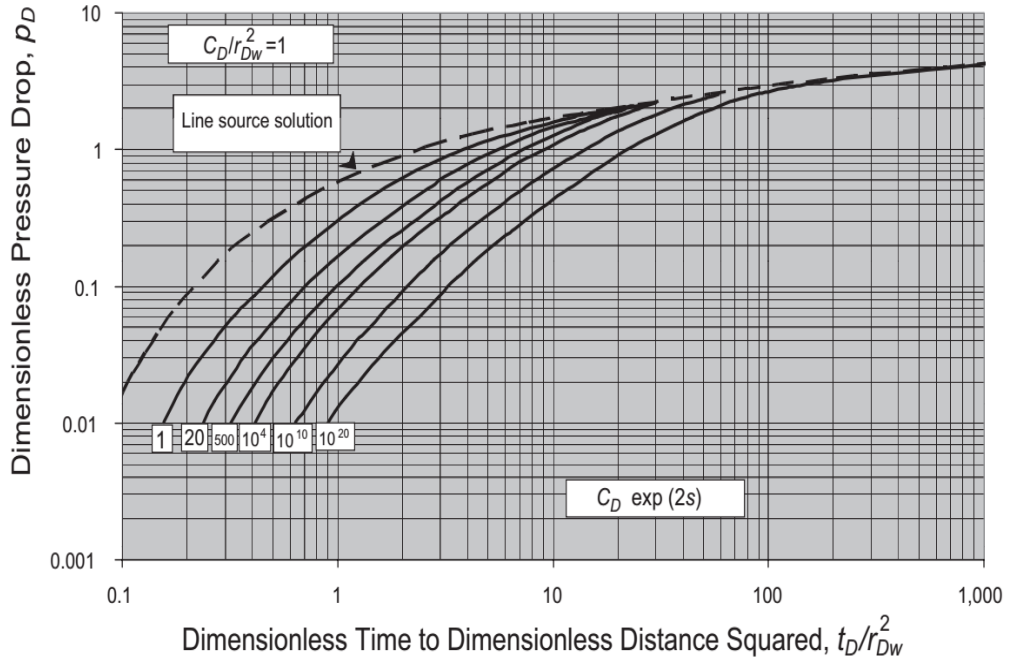
يؤدي عامل القشرة الموجب العالي (ضرر حول البئر) الى تأخير أكبر لوصول الإشارة.

يؤدي عامل القشرة السلبي (شقوق صناعية أو طبيعية) الى تسريع وصول الإشارة.

3- تأثير عامل تخزين البئر في البئر الفعال (C) قليل لكن ليس بالمهمل ، لذا للتحوط يُوصى بتنصيب عازل (Packer) في الفراغ الحلقي للحد من تأثيره.

4- تشو Chu et al. (1980) أوضح أن إهمال تأثير تخزين البئر يؤدي إلى:

المبالغة في حساب معامل الخزن.(Storavity St = Øcth) و التقليل من قيم الانتقالية (Transmissibility T = kh/μ). و ان زيادة عامل القشرة تؤدي إلى إطالة تأثير عامل تخزين البئر، مما يزيد من الخطأ في تحليل البيانات.



الشكل13-27 تاثير عاملي القشرة و تخزين البئر على بيانات فحص التداخل

(علاقة الضغط اللابعدي مقابل t_D/r^2_{Dw})

- نتائج Jargon (الشكل13-27) : جاركون Jarcon و باستعمال المحاكاة المكمنية ، قدّم منحنيات توضح تأثير عامل تخزين البئر والقشرة على الضغط اللابعدي لفحص التداخل في البئر الفعّال (Active Well). بحسب الشكل (13-27) فأن زيادة المعامل $C_D{}^{exp(2s)}$ تؤدي إلى:انخفاض قيم فرق الضغط المقاسة و تأخير وصول إشارة الضغط إلى بئر المراقبة.

4-13 فحص التداخل في المكامن المتجانسة غير المتماثلة Interference testing in homogeneous anisotropic reservoirs

المكمن يُعتبر متجانسًا (Homogeneous) عندما تكون خصائصه ثابتة في كل أجزائه. هذه الخصائص تشمل المسامية، السُمك، الانضغاطية الكلية، لزوجة المائع، والنفاذية. إذا كانت النفاذية متغيرة في الاتجاهات المختلفة داخل المكمن ، فيُسمى مكمنا متجانسًا غير متماثل (Homogeneous Anisotropic).

ـ تفسير فحص التداخل في المكامن المتجانسة غير المتماثلة

(Interference Testing in Homogeneous Anisotropic Reservoirs)

يجب استعمال عدة آبار مراقبة أثناء الفحص لتحديد:

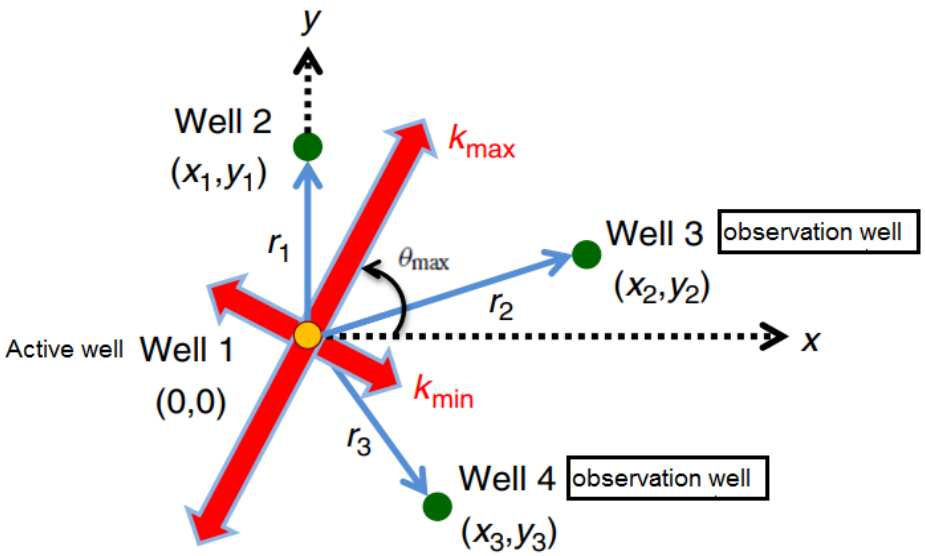
–أعلى قيمة للنفاذية.(Kmax)

–أدنى قيمة للنفاذية.(Kmin)

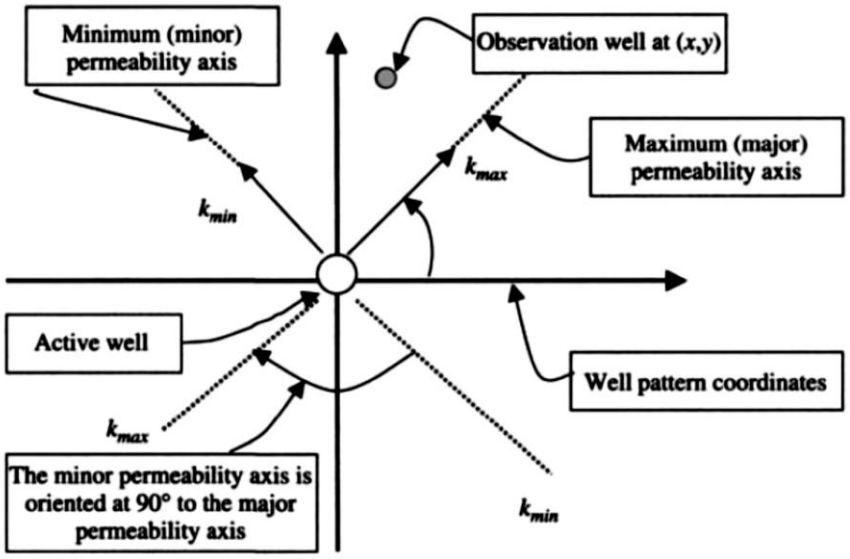
–اتجاهات التحسن أو التدهور في النفاذية بالنسبة لموقع الآبار.

استخدم رامي (Ramey-1975) طريقة بابادوبولوس (Papadopulos -1965) في تحليل بيانات فحص التداخل. الطريقة تعتمد وجود بئر فعال واحد و 3 آبار مراقبة على الأقل للحصول على تحليل مفيد و دقيق. الشكل (13-28) يوضح الرموز والتسميات المستخدمة في تفسير هذا النوع من الفحص.

الشكل (13-29) يوضح أن البئر الفعال يقع عند نقطة الأصل (0،0) ، مواقع آبار المراقبة تُحدد بالإحداثيات (x,y) نسبةً لموقع البئر الفعال. الرموز و الاتجاهات المختلفة للنفاذية موضحة في الرسم إذ يكون اتجاه Kmin منحرفًا بزاوية 90° عن Kmax. .



الشكل13-28 تحديد اتجاهات النفاذية في فحص التداخل لثلاث ابار مراقبة



الشكل13-29 المصطلحات المستخدمة للمكامن اللامتماثلة Anisotropic permeability system في فحص التداخل

آلية تنفيذ فحص التداخل:

1- إغلاق جميع الآبار قبل بدء الفحص للسماح للضغط بالعودة إلى قيمته الأصلية Pi.

2- فتح البئر الفعّال للانتاج أو الحقن.

3- بما أن المكمن يعتبر لامتناهي الامتداد (Infinite Acting) ونمط الجريان غير مستقر (Unsteady State Flow)، فيحدث تغير في الضغط في البئر الفعّال و بعد زمن معين (Lag Time) يصل تأثير الضغط إلى آبار المراقبة و يتم تسجيل بيانات الضغط في الآبار الثلاثة لتحليلها و ايجاد خواص المكمن.

4- تُسجل قيم فرق الضغط مع الوقت عند كل بئر من ابار المراقبة .

ان فرق الضغط يساوي:

$$\Delta p = p_i - p(x,y,t) \quad \text{--------- } 21$$

ملاحظة:

- استعمال 3 ابار مراقبة على الأقل ضروري للحصول على توزيع مقبول للنفاذية في المكمن .

- تحليل الفحص يسمح بتحديد الاتجاهات المثلى للانتاج أو اتجاهات التحسُن المحتملة عبر عمليات مثل التكسير الهيدروليكي (Hydraulic Fracturing) .

- طريقة Ramey في تحليل فحص التداخل للمكامن غير المتماثلة

استخدم رامي (Ramey) تطابق المنحنيات النوعي لايرلوغر Earlougher نفسها المستخدمة للمكامن المتماثلة (Isotropic) (الشكل13-7) في حساب التغير في الضغط للمكامن غير

المتماثلة (Anisotropic) بعد ان أعاد تعريف بعض المعاملات في المعادلة لتتلائم مع تباين النفاذية في الاتجاهات المختلفة داخل المكمن و كالاتي:

- ان المعاملات اللابعدية هنا تساوي :

$$p_D = \frac{\bar{k}h[p_i - p(x,y,t)]}{141.2QB\mu} \quad \text{--------- 22}$$

- إذ ان معدل النفاذية $\bar{k}$ و يساوي :

$$\bar{k} = \sqrt{k_{\max}k_{\min}} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2} \quad \text{--------- 23}$$

بالتعويض عن $\bar{k}$ بما يساويها في معادلة الضغط اللابعدي رقم-22 تصبح كما يأتي:

$$p_D = \frac{\sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2}\ h[p_i - p(x,y,t)]}{141.2QB\mu} \quad \text{--------- 24}$$

- وان النسبة ما بين الوقت اللابعدي و نصف القطر اللابعدي تساوي :

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \left[\frac{(\bar{k})^2}{y^2k_x + x^2k_y - 2xyk_{xy}}\right]\left(\frac{0.0002637t}{\phi\mu c_t}\right) \quad \text{--------- 25}$$

- تعريف المعاملات الداخلة في العلاقات اعلاه فأوطا وأعلى نفاذية تساوي :

$$k_{min} = k_{YY} = 0.5\left[(k_x + k_y) - \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2}\right] \quad \text{--------- 26}$$

$$k_{max} = k_{XX} = 0.5\left[(k_x + k_y) + \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2}\right] \quad \text{--------- 27}$$

Θ_{max} هي الزاوية التي تحدد اتجاه اعلى نفاذية و اوطا نفاذية و تقاس من الاحداثي السيني الموجب، Θ_{min} تقاس من الاحداثي الصادي الموجب و تساوي :

$$\theta_{\max} = \arctan\left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}}\right) \quad \text{--------- 28}$$

$$\theta_{\min} = \arctan\left(\frac{k_{\min} - k_y}{k_{xy}}\right) \quad \text{--------- 29}$$

إذ ان :

k_x = permeability in x direction, md
k_y = permeability in y direction, md
k_{xy} = permeability in xy direction, md
$k_{\min}$ = minimum permeability, md

k_{max} = maximum permeability, md
$\bar{k}$ = average system permeability, md
θ_{max} = direction (angle) of k_{max} as measured from the $+x$ axis
θ_{min} = direction (angle) of k_{min} as measured from the $+y$ axis
x, y = coordinates, ft
t = time, hours

خطوات تفسير فحص التداخل للمكامن المتجانسة غير المتماثلة بطريقة رامي (Homogeneous Anisotropic Reservoir)

1- رسم البيانات المقاسة: يتم رسم قياس فرق الضغط (ΔP) لكل بئر مراقبة مع الوقت (t) اي (ΔP vs. t) على ورق لوغاريتمي شفاف بحيث يكون مقياس الرسم مطابقًا لمقياس المنحني النوعي النظري في الشكل 13-7.

2- مطابقة البيانات مع المنحني النظري : تتم مقارنة المنحنيات التجريبية (بيانات الفحص المقاسة) لكل بئر مراقبة مع المنحنيات النظرية الخاصة بفحص التداخل في المكامن غير المتماثلة. يتم إزاحة منحني البيانات أفقيًا وعموديًا حتى يتم تحقيق أفضل تطابق مع احد المنحنيات النظرية.

3- تحديد نقطة التطابق لكل بئر مراقبة:

- بعد الحصول على التطابق مع احدى المنحنيات النظرية , يتم اختيار نقطة تطابق واحدة للضغط Pressure Matching point لا على التعيين و تسجيل احداثياتها $(\Delta P, P_D)_{MP}$ لآبار المراقبة على ان تكون متماثلة لكل الآبار.

- تحديد نقاط تطابق الوقت $(t, t_D/r^2_D)_{MP}$ لكل بئر مراقبة وستكون مختلفة بين الآبار.

ملاحظة:

- إذا ظهر أن تطابق الضغط متحقق لجميع آبار المراقبة، فهذا يعني أن طريقة تفسير المكامن غير المتماثلة (Anisotropic) قابلة للتطبيق . أما إذا لم يتحقق التطابق ، فذلك يدل ربما على أن المكمن معقد وغير متجانس (Non-Homogeneous -Heterogeneous Reservoir)، مما يستوجب االلجوء الى طرائق تفسير أخرى سيتم تناولها في الفصول القادمة.

- اقترح تشين وآخرون (2000) استعمال مخطط Δp مقابل $\Delta t/r^2$ للتحقق من عدم التماثل نوعياً. بالنسبة للمكامن متساوية الخواص المتجانسة المتماثلة ، تقع بيانات الآبار المختلفة على نفس المنحنى. أما بالنسبة للمكامن المتجانسة غير المتماثلة (Anisotropic) ، فإن المنحنيات تنحرف عن بعضها بازاحة تتناسب مع النسبة $\Delta t/r^2$.

4- حساب معدل النفاذية للمكمن من نقطة تطابق الضغط $(\Delta P, P_D)_{MP}$ و كما يأتي:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{min} k_{max}} = \left[\frac{141.2QB\mu}{h}\right]\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP} \quad \text{-------- 30}$$

مربع معدل النفاذية يساوي :

$$(\bar{k})^2 = k_{\min}k_{\max} = k_x k_y - k_{xy}^2 \quad \text{-------- 31}$$

5- لابار المراقبة الثلاثة (بفرض ان عدد ابار المراقبة ثلاثة) نستخدم نقاط تطابق الوقت (t , t_D/r^2_D)$_{MP}$ لكل بئر مراقبة لحساب ما يأتي:

للبئر الاول - Well 1:

$$\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP} = \left(\frac{0.0002637}{\phi\mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{y_1^2 k_x + x_1^2 k_y - 2x_1 y_1 k_{xy}}\right) \quad \text{-------- 32}$$

و بالترتيب نحصل على :

$$y_1^2 k_x + x_1^2 k_y - 2x_1 y_1 k_{xy} = \left(\frac{0.0002637}{\phi\mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP}}\right) \quad \text{-------- 33}$$

للبئر الثاني - Well 2 و بالترتيب نحصل على :

$$y_2^2 k_x + x_2^2 k_y - 2x_2 y_2 k_{xy} = \left(\frac{0.0002637}{\phi\mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP}}\right) \quad \text{-------- 34}$$

للبئر الثالث - Well 3 و بالترتيب نحصل على :

$$y_3^2 k_x + x_3^2 k_y - 2x_3 y_3 k_{xy} = \left(\frac{0.0002637}{\phi\mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP}}\right) \quad \text{-------- 35}$$

k_x = permeability in x direction
k_y = permeability in y direction
k_{xy} = permeability in xy direction
$\phi\mu c_t$ = porosity group

6- المعادلات 31 و 33 و34 و 35 تتضمن اربعة مجاهيل :k_x،k_y،k_{xy} ،$\emptyset\mu c_t$. بحلها معا ، سنجد قيم المجاهيل الاربعة.

مثال 7: تحليل فحص التداخل في نظام حقن متعدد الآبار

تم إجراء فحص التداخل في نظام لحقن الماء يتألف من ستة آبار: خمس آبار مخصصة للمراقبة و بئر واحدة للحقن كما موضح في الشكل (13-31). قبل بدء الفحص، أُغلقت جميع الآبار

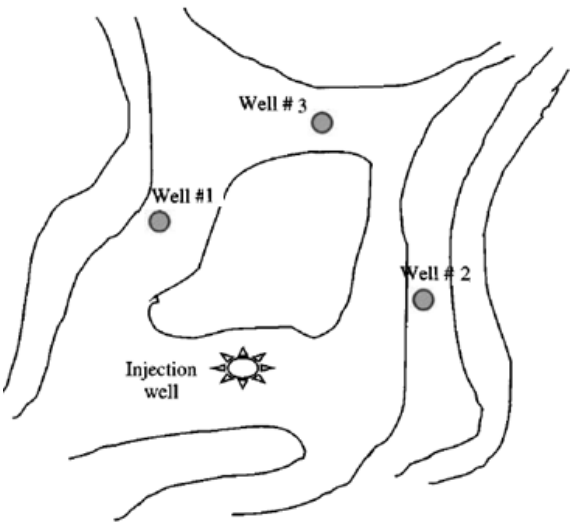
للسماح بارتفاع الضغط إلى مستواه المكمني الأصلي (Pi)، مما يضمن استقرار النظام قبل القياس.

عند بدء الفحص، تم فتح بئر الحقن (البئر الفعال) بمعدل 120 stb/day، مع تسجيل بيانات الضغط في الآبار المغلقة لمراقبة تأثير الحقن وانتقال الضغط عبر المكمن.

الشكل (13-30) يُظهر خريطة سُمك الرمل الصافي للطبقة المكمنية (الرمل الصافي بعد استبعاد نسبة السجيل shale) مع مواقع الابار ذات العلاقة بالحقن، بينما يوضح الشكل13-31 ترتيب نظام الحقن ومواقع الآبار الستة بما يتلائم مع طريقة رامي إضافةً إلى تحديد محاور النفاذية (kx ,ky) .

ولتحقيق دقة أكبر في تفسير النتائج، تم اختيار المحور السيني ليشمل الآبار الثانية والخامسة إلى جانب بئر الحقن، بينما يتعامد عليه المحور الصادي، الذي يمر عبر البئرين الاول و الرابع إضافة إلى بئر الحقن .ومن الجدير بالذكر أنه تم تعديل إحداثيات الشمال (North Coordinate N) -بزواية مقدارها 25 درجة عن المحور السيني، كما هو موضح في الشكل13-32 لضبط مواقع آبار المراقبة بالنسبة إلى بئر الحقن.

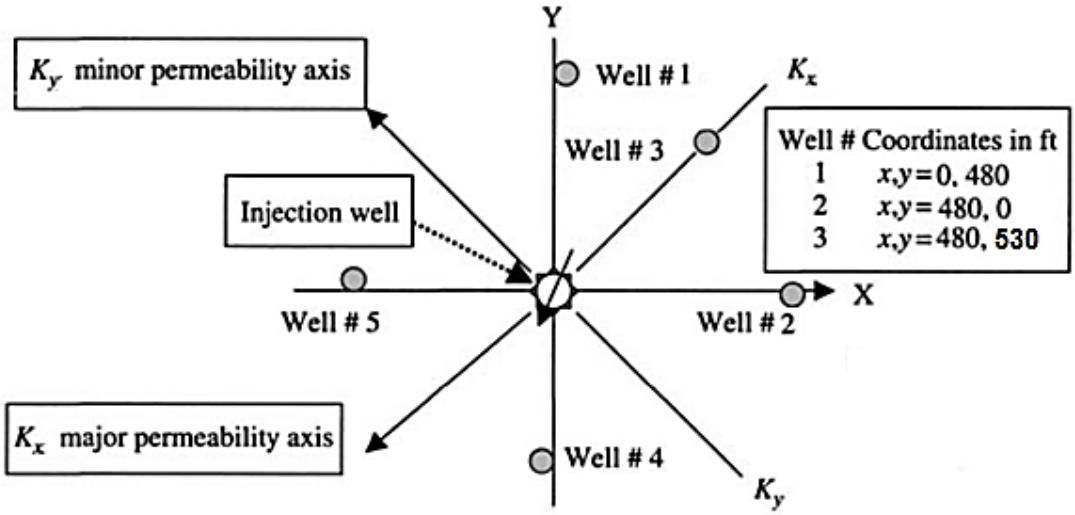
في هذا المثال، سيتم التركيز على تفسير البيانات المستخلصة من ثلاثة آبار للمراقبة فقط وهي : الآبار 1، 2، 3 و تهمل الابار الاخرى (الشكل13-32).



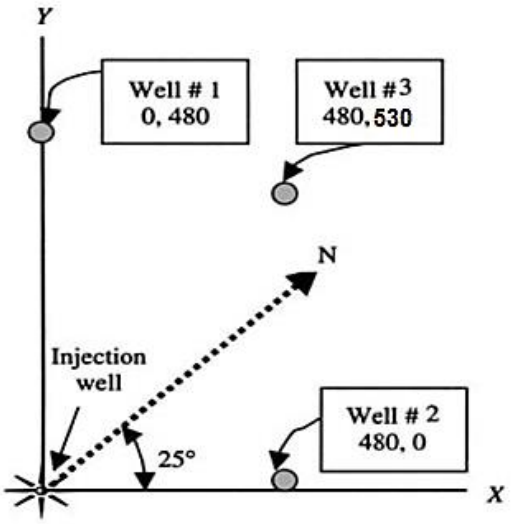
الشكل13-30 خريطة السُمك الصافي و مواقع الابار للمثال رقم- 7

أُدرجت المعلومات المتوفرة عن المكمن و الموائع المكمنية في ادناه :

$\mu_w = 1\,\text{cP}$; $r_w = 0.550\,\text{ft}$; $\beta_w = 1\,\text{rbl/stb}$; $h = 30\,\text{ft}$; $c_w = 3.3 \times 10^{-6}\text{psi}^{-1}$;
injection rate $= q_i = 120\,\text{stb/day}$; $\phi = 19\%$; $c_o = 7.5 \times 10^{-6}\,\text{psi}^{-1}$;
$c_f = 3.7 \times 10^{-6}\,\text{psi}^{-1}$; $\text{API} = 37°$; $s_o = 0.25$; $s_w = 0.30$;
well depth $= 1200\,\text{ft}$. $p_i = 265\,\text{psi}$;



الشكل13-31 الاحداثيات المستخدمة في الحل للمكمن اللامتماثل - المثال رقم- 7



الشكل13-32 مواقع الابار للمثال رقم- 7

- أُدرجت بيانات الفحص للابار الثلاثة في الجدول13-9.

المطلوب :

على اعتبار ان المكمن من النوع المتجانس غير المتماثل Homegeneous anisotropic المطلوب تحديد الخواص المكمنية ادناه:- معدل نفاذية المكمن $\bar{k}$ ؟؟ معامل خزن المكمن $\emptyset\mu c_t$ ؟؟ اعلى و ادنى قيمة للنفاذية k_{max}، k_{min}. و اتجاهاتها ؟؟ معدل التشبع المائي sw ؟؟

Observation Pressure Data

Well 1			Well 2			Well 3		
t (hr)	$p_{x,y,t}$ (psi)	$\Delta p = p_i - p_{x,y,t}$ (psi)	t (hr)	$p_{x,y,t}$ (psi)	$\Delta p = p_i - p_{x,y,t}$ (psi)	t (hr)	$p_{x,y,t}$ (psi)	$\Delta p = p_i - p_{x,y,t}$ (psi)
34	272		22	270	−5	28	269	−4
39	273	−8	49	277	−12	48	271	−6
50	279	−14	71	281	−16	70	275	−10
78	286	−21	93	286	−21	94	277	−12
98	291	−26	116	288	−23	117	282	−17
120	289	−24	124	291	−26	124	283	−18
188	280	−15	210	284	−19	190	276	−11
			289	281	−16	238	272	−7
						297	271	−6

الجدول 13-9 بيانات الفحص للابار الثلاثة للمثال رقم-7

الحل:

- بعد رسم بيانات الفحص (وقت الحقن مع فرق الضغط) للابار الثلاثة على احداثيات لوغاريتمية شفافة.

- تم إجراء عملية التطابق بين البيانات المقاسة للآبار الثلاثة والمنحنى النظري، و تم توضيح التطابق في الشكل 13-33.

تم إدراج نقاط التطابق مع إحداثياتها في الجدول 13-10، مع ملاحظة أن إحداثيات تطابق الضغط Pressure Matching point كانت متماثلة لجميع آبار المراقبة الثلاثة و على فرض احداثياتها من الرسم كالاتي:

$(\Delta P)_{MP}$=10 psi،$(P_D)_{MP}$ = 0.29

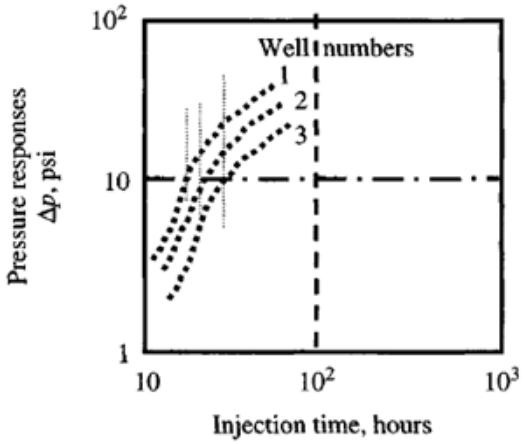
أما إحداثيات تطابق الزمن، فقد تم قراءتها و ادراجها وفقًا للجدول في الشكل 13-33 .

- حساب قيمة معدل نفاذية المكمن $\bar{k}$ يتم من معرفة الضغط عند نقطة التطابق

$(\Delta P)_{MP}$=10 psi،$(P_D)_{MP}$ = 0.29 و كما يأتي :

$$\bar{k} = \left[\frac{141.2 q_i \mu_w \beta_w}{h} \frac{(p_D)_{MP}}{(\Delta p)_{MP}}\right] = \left[\frac{141.2 \times 120 \times 1.0 \times 1.0}{30} \times \frac{0.29}{10}\right]$$

$$\bar{k} = 16.38\,\text{mD}$$



Match points
The match was made so the pressure match point [$(\Delta p)_M$, $(p_D)_M$] is the same for all three responses, while the time match points vary:

Well #	r, ft	t_D/r_D^2
1	480	25
2	480	35
3	**530**	45

الشكل13-33 تطابق بيانات فحص التداخل لابار المثال رقم- 7

Well	Match points $(\Delta P)_{MP}$	t_D/r_D^2	t_{MP} (Figure 16–17)	r (ft)
1	10.0	25	30	480
2	10.0	35	38	480
3	10.0	45	70	**530**

الجدول 13-10 نقاط تطابق الابار الثلاثة مع احداثياتها للمثال رقم-7

اذن معدل النفاذية المحسوبة من اعلاه تكافىء :

$$\bar{k} = \sqrt{k_{min}k_{max}} = \sqrt{(k_x k_y - k_{xy}^2)} = 16.38\,\text{mD}$$

بالتربيع ينتج :

$$\bar{k}^2 = k_{min}k_{max} = (k_x k_y - k_{xy}^2) = 268.3\,\text{mD}^2$$

- الان نجد قيم النفاذية بالاتجاه السيني k_x و الصادي k_y و بالاتجاه السيني الصادي k_{xy} لابار المراقبة الثلاثة بدلالة معامل خزن المكمن $St=\emptyset\mu c_t$ و باستعمال المعادلات رقم 31 و 33 و34 و 35 .

- لتحديد احداثيات نقاط تطابق الزمن و للسهولة نختار $(\Delta P)_{MP}$=10 psi و نجد ما يقابلها من الزمن و الزمن اللابعدي للابار الثلاثة كما في الجدول13-10 .

(ملاحظة في الشكل13-33 لم تظهر الاحداثيات اللابعدية للمنحنيات النظرية فقط الاحداثيات للبيانات الحقيقية)

نعوض بيانات البئر الاول – Well 1 في المعادلة رقم-33 , ينتج:

$$y_1^2 k_x + x_1^2 k_y - 2x_1 y_1 k_{xy} = \left(\frac{0.0002637}{\phi \mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP}}\right)$$

$$\left[480^2 k_x + (0)^2 k_y - 2(0)(480) k_{xy}\right]_{Well\ 1} = \frac{0.0002637}{\phi \mu c_t}\left[\frac{268.3}{\left[\frac{30}{25}\right]}\right]$$

بالتبسيط نتوصل الى ما يأتي:

$$k_x = \frac{3.685 \times 10^{-7}}{\phi \mu c_t}$$

- البئر الثاني – Well 2 و بنفس الطريقة للبئر السابق نحصل على ما يلي:

$$y_2^2 k_x + x_2^2 k_y - 2x_2 y_2 k_{xy} = \left(\frac{0.0002637}{\phi \mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP}}\right)$$

$$\left[(0)^2 k_x + (480)^2 k_y - 2(0)(480) k_{xy}\right]_{Well\ 2} = \frac{0.0002637}{\phi \mu c_t}\left[\frac{268.3}{\left[\frac{30}{35}\right]}\right]$$

بالتبسيط نتوصل الى ما يأتي:

$$k_y = \frac{3.334 \times 10^{-7}}{\phi \mu c_t}$$

- البئر الثالث - Well 3 و بنفس الطريقة للبئر السابق نحصل على ما يلي:

$$y_3^2 k_x + x_3^2 k_y - 2x_3 y_3 k_{xy} = \left(\frac{0.0002637}{\phi \mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP}}\right)$$

$$\left[(530)^2 k_x + (480)^2 k_y - 2(480)(530) k_{xy}\right]_{Well\ 3} = \frac{0.0002637}{\phi \mu c_t}\left[\frac{268.3}{\left[\frac{70}{45}\right]}\right]$$

بالتبسيط نتوصل الى ما يأتي:

$$0.5521k_x + 0.4528k_y - k_{xy} = \frac{1.101 \times 10^{-6}}{\phi\mu c_t}$$

- نعوض في المعادلة اعلاه عن كلا من k_x ،k_y بما يساويها من الفقرات السابقة و بدلالة المعامل $St=\emptyset\mu c_t$, ينتج ما يأتي :

$$k_{xy} = 0.5521\frac{3.685 \times 10^{-7}}{\phi\mu c_t} + 0.4528\frac{3.334 \times 10^{-7}}{\phi\mu c_t} - \frac{1.101 \times 10^{-6}}{\phi\mu c_t}$$
$$= \frac{3.434 \times 10^{-8}}{\phi\mu c_t}$$

و بحسب المعادلة رقم-31 فان :

$$k_x k_y - k_{xy}^2 = k_{min}k_{max} = \bar{k}^2$$

$$\frac{(3.685 \times 10^{-7})(3.334 \times 10^{-7})}{(\phi\mu c_t)(\phi\mu c_t)} - \left(\frac{3.434 \times 10^{-8}}{\phi\mu c_t}\right)^2 = 268.3$$

$$\frac{12.2858 \times 10^{-7}}{(\phi\mu c_t)^2} - \frac{22.7924 \times 10^{-7}}{(\phi\mu c_t)^2} = 268.3$$

اذن $\emptyset\mu c_t$ تساوي :

$$\phi\mu c_t = \sqrt{\frac{0.4934}{268.3}} = 3.24 \times 10^{-6}\,\text{cP/psi}^{-1}$$

- نعوض قيمتها في المعادلات الثلاثة في الاعلى للابار الثلاثة لايجاد النفاذية في الاتجاهات المختلفة , فينتج::

$$k_x = \frac{3.685 \times 10^{-7}}{3.24 \times 10^{-6}} = 11.373\,\text{mD}$$
$$k_y = \frac{3.334 \times 10^{-7}}{3.24 \times 10^{-6}} = 10.290\,\text{mD}$$
$$k_{xy} = \frac{3.434 \times 10^{-8}}{3.24 \times 10^{-6}} = 1.060\,\text{mD}$$

- الان بالامكان ايجاد قيم النفاذية العليا والدنيا و كما يأتي:

$$k_{\min} = k_{YY} = \frac{1}{2}\left[(k_x + k_y) - \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2}\right]$$

$$k_{min} = 0.5[21.663 - 2.3806] = 9.64\,\text{mD}$$

$$k_{max} = k_{XX} = 0.5\left[(k_x + k_y) + \sqrt{(k_x - k_y)^2 + 4k_{xy}^2}\right]$$

$$k_{max} = 0.5\left[11.373 + 10.290 + \sqrt{(11.373 - 10.290)^2 + 4(1.06)^2}\right]$$

$$k_{max} = 0.5[21.663 + 2.3806] = 12.02\,\text{mD}$$

- اذن و بالتعويض في المعادلة في ادناه ينتج:

$$\sqrt{k_{max}k_{min}} = \sqrt{(12.02)(9.64)} = 10.77$$

- و لكن معدل النفاذية قد حُسبت سابقا و تساوي:

$$k_{min}k_{max} = \bar{k}^2$$

$$\sqrt{k_{max}k_{min}} = 16.38$$

بالمقارنة ما بين القيمتين فهنالك نوعا ما اختلاف.

- نجد اتجاه قيمة النفاذية العليا k_{max}:

$$\theta_{\max} = \arctan\left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}}\right) = \arctan\left(\frac{12.02 - 11.373}{1.06}\right)$$

$$= \arctan(0.6104) = \frac{0.5480(180)}{22/7} = 31.39^\circ \text{ from the } x\text{-axis}$$

- تُصحح الزاوية و تحول من احداثيات النفاذية الى احداثيات التشميل و التشريق بطرح قيمة زاوية انحراف الاحداثي الشمالي التي تساوي 25^o

$$31.39^\circ - 25^\circ = \text{N } 6.38\,\text{W}$$

- بنفس الطريقة نجد اتجاه قيمة النفاذية الدنيا k_{min} :

$$\theta_{\min} = \arctan\left(\frac{k_{\min} - k_y}{k_{xy}}\right) = \arctan\left(\frac{12.02 - 10.29}{1.06}\right)$$

$$\theta_{min} = \arctan(0.6104) = \frac{1.021(180)}{22/7} = 58.48^\circ \text{ from the } x\text{-axis}$$

- نجد التشبع النفطي بحسب المعادلة رقم -5:

$$s_o = \frac{c_t - c_w - c_f}{c_o - c_w} = \frac{7.85 \times 10^{-6} - 3.30 \times 10^{-6} - 3.70 \times 10^{-6}}{7.40 \times 10^{-6} - 3.30 \times 10^{-6}}$$

$$= \frac{0.85 \times 10^{-6}}{4.1 \times 10^{-6}} = 0.21$$

- اذن تشبع الماء يساوي :

$$s_w = 1 - s_o = 1 - 0.21 = 0.79$$

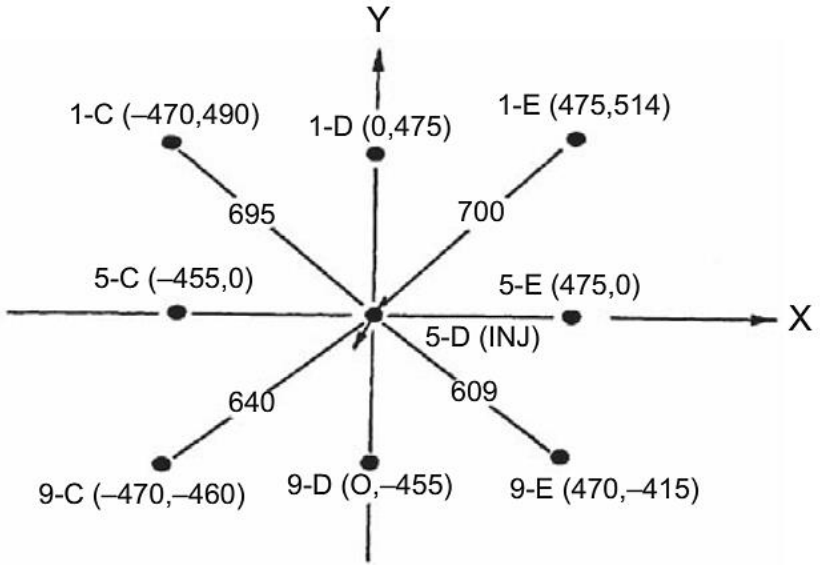
لاحظ ان تفسير فحص التداخل لابار الحقن مفيد في برنامج مشروع حقن الابار لمعرفة درجة تعقيد المكمن و بالتالي في تحديد الاتجاه المتوقع لسير ماء الحقن في الطبقة .

مثال 8 :

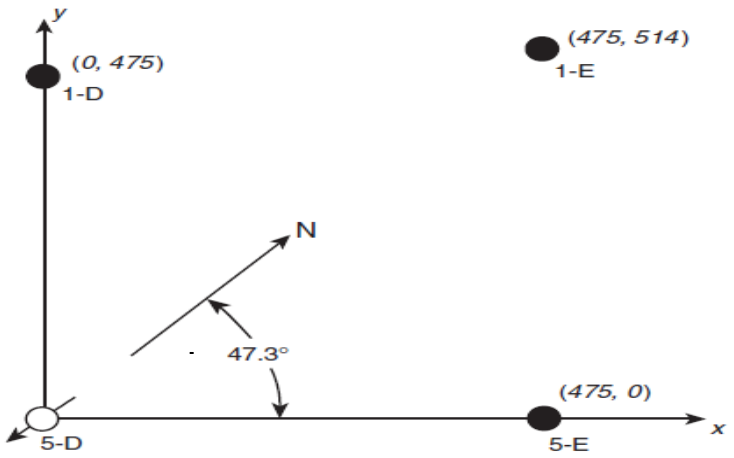
تم إدراج بيانات فحص التداخل لنظام حقن التسع نقاط (Nine-Spot Pattern) في الجدول 13-12، والذي يتألف من ثمانية آبار مراقبة وبئر واحد فعال للحقن و كما هو موضح في الشكل 13-34.

- قبل بدء الفحص، تم إغلاق جميع الآبار لضمان استقرار الضغط.
- ثم إجراء الفحص عن طريق حقن الماء بمعدل 115 stb/day في البئر الفعال، مع مراقبة الضغط في الآبار الثمانية.
- لتبسيط الحل، سيتم اختيار ثلاثة ابار فقط من بين آبار المراقبة الثمانية، وهي :
  - Well 5-E
  - Well 1-D
  - Well 1-E

مواقع هذه الآبار موضحة في الشكل 13-35 و الجدول 13-11.



الشكل13-34 : مواقع ابار المثال رقم- 8



الشكل13-35 :اختيار 3 ابار لاجراء تفسير فحص التداخل المثال رقم-8

ابار المراقبة تم ترتيبها و تحديد احداثيات مواقعها نسبة الى بئر الحقن و أُدرجت الاحداثيات في الجدول ادناه:

	Well	*x* (ft)	*y* (ft)
1	1-D	0	475
2	5-E	475	0
3	1-E	475	514

الجدول 13-11: احداثيات الابار الثلاثة للمثال رقم-8

بيانات الفحص للابار الثلاثة أُدرجت في الجدول ادناه .

Well 1-D		*Well 5-E*		*Well 1-E*	
t (hr)	Δ*p* (psi)	*t* (hr)	Δ*p* (psi)	*t* (hr)	Δ*p* (psi)
23.5	−6.7	21.0	−4.0	27.5	−3.0
28.5	−7.2	47.0	−11.0	47.0	−5.0
51.0	−15.0	72.0	−16.3	72.0	−11.0
77.0	−20.0	94.0	−21.2	95.0	−13.0
95.0	−25.0	115.0	−22.0	115.0	−16.0
			−25.0		

الجدول 13-12 :بيانات فحص التداخل للابار الثلاثة للمثال رقم-8

المعلومات المتوفرة الاخرى أُدرجت في ادناه:

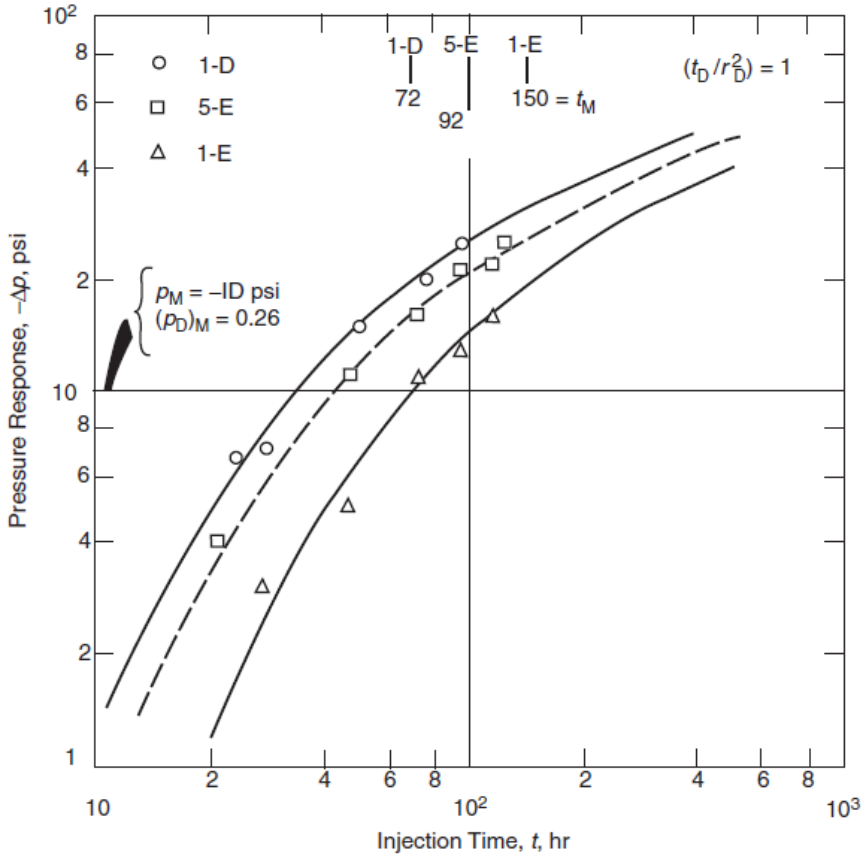
$$i_w = -115\ \text{STB/day}, \quad B_w = 1.0\ \text{bbl/STB}, \quad \mu_w = 1.0\ \text{cp}, \quad \phi = 20\%,$$
$$p_i = 240\ \text{psi} \quad r_w = 0.563\ \text{ft}, \quad T = 75^\circ\ \text{F}, \quad h = 25\ \text{ft},$$
$$c_o = 7.5 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}, \quad c_w = 3.3 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1}, \quad c_f = 3.7 \times 10^{-6}\ \text{psi}^{-1},$$

- احسب آعلى قيمة للنفاذية k_{max} و أُدنى قيمة k_{min} و اتجاهاتها نسبة الى الاحداثي السيني x-axis؟؟؟

الحل :

- نرسم علاقة ΔP vs t لابار المراقبة الثلاثة على ورق لوغاريتمي شفاف له مثل مقياس رسم شكل المنحني النوعي رقم13-7 .

- نجري التطابق مع المنحني النظري و نحدد نقاط التطابق للابار الثلاثة الشكل13-36 .



الشكل13-36 تطابق بيانات فحص التداخل لابار المثال رقم- 8

- للسهولة في عملية التطابق سنختار احداثيات نقطة تطابق الضغط Pressure Matching point واحدة و متماثلة لابار المراقبة الثلاثة و نجد قيم احداثيات نقطة تطابق الزمن والتي ستكون مختلفة و كما في الجدول ادناه:

Match point	*Well 1-D*	*Well 5-E*	*Well 1-E*
$(p_D)_{MP}$	0.26	0.26	0.26
$(t_D/r_D^2)_{MP}$	1.00	1.00	1.00
$(\Delta p)_{MP}$	−10.00	−10.00	−10.00
$(t)_{MP}$	72.00	92.00	150.00

الجدول 13-13 نقاط التطابق للابار الثلاثة للمثال رقم-8

- من تطابق الضغط نجد معدل النفاذية وكالتالي:

$$\bar{k} = \sqrt{k_{min}k_{max}} = \left[\frac{141.2QB\mu}{h}\right]\left(\frac{p_D}{\Delta p}\right)_{MP}$$

$$= \sqrt{k_{min}k_{max}} = \left[\frac{141.2(-115)(1.0)(1.0)}{25}\right]\left(\frac{0.26}{-10}\right)$$

$$= 16.89 \text{ md}$$

او ان

$$k_{min}k_{max} = (16.89)^2 = 285.3$$

- نستخدم نقاط تطابق الزمن لكل بئر مراقبة لايجاد التالي:

للبئر Well 1-D و احداثيات موقعه نسبة الى بئر الحقن $(x_1 ، y_1)=(0, 475)$:

$$y_1^2k_x + x_1^2k_y - 2x_1y_1k_{xy} = \left(\frac{0.0002637}{\phi\mu c_t}\right) \times \left(\frac{(\bar{k})^2}{\left[\frac{(t_D/r_D^2)}{t}\right]_{MP}}\right)$$

$$(475)^2k_x + (0)^2k_y - 2(0)(475) = \frac{0.0002637(285.3)}{\phi\mu c_t}\left(\frac{72}{1.0}\right)$$

- بالتبسيط نجد ان k_x بدلالة معامل الخزن $\emptyset\mu c_t$ تساوي:

$$k_x = \frac{2.401 \times 10^{-5}}{\phi\mu c_t}$$

- نتبع نفس خطوات الحل للبئر Well 5-E و احداثيات موقعه نسبة الى بئر الحقن

$(x_2 ، y_2)=(475, 0)$:

$$(0)^2k_x + (475)^2k_y - 2(475)(0)k_{xy}$$
$$= \frac{0.0002637(285.3)}{\phi\mu C_t}\left(\frac{92}{1.0}\right)$$

او ان k_y بدلالة معامل الخزن $\emptyset\mu c_t$ تساوي:

$$k_y = \frac{3.068 \times 10^{-5}}{\phi\mu c_t}$$

- و للبئر Well 1-E و احداثيات موقعه نسبة الى بئر الحقن **$(x_3 \text{ ، } y_3)$=(475, 514)** :

$$(514)^2k_x + (475)^2k_y - 2(475)(514)k_{xy}$$
$$= \frac{0.0002637(285.3)}{\phi\mu c_t}\left(\frac{150}{1.0}\right)$$

او ان :

$$0.5411k_x + 0.4621k_y - k_{xy} = \frac{2.311 \times 10^{-5}}{\phi\mu c_t}$$

- نجد النفاذية k_{xy} بدلالة معامل الخزن $\emptyset\mu c_t$ ايضا و كما يأتي:

$$k_{xy} = \frac{4.059 \times 10^{-6}}{\phi\mu c_t}$$

- بتعويض النفاذيات بالاتجاهات المختلفة في المعادلة رقم-31 نحصل :

$$[k_x k_y] - k_{xy}^2 = (\bar{k})^2$$

$$\left[\frac{(2.401 \times 10^{-5})}{(\phi\mu c_t)}\frac{(3.068 \times 10^{-5})}{(\phi\mu c_t)}\right] - \frac{(4.059 \times 10^{-6})^2}{(\phi\mu c_t)} = (16.89)^2 = 285.3$$

✦ اذن فان حاصل ضرب $\emptyset\mu c_t$ تساوي كما في ادناه :

$$\phi\mu c_t = \sqrt{\frac{(2.401 \times 10^{-5})(3.068 \times 10^{-5}) - (4.059 \times 10^{-6})^2}{285.3}}$$
$$= 1.589 \times 10^{-6} \text{ cp/psi}$$

- من المعلومات المتوفرة نجد قيمة ct :

$$c_t = \frac{1.589 \times 10^{-6}}{(0.20)(1.0)} = 7.95 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

- نستعمل قيمة $\text{Øμc}_t = 1.589\times10^{-6}$ من الخطوة السابقة و نعوضها في معادلات النفاذية k_{xy} ، k_y،k_x :

$$k_x = \frac{2.401 \times 10^{-5}}{1.589 \times 10^{-6}} = 15.11 \text{ md}$$

$$k_y = \frac{3.068 \times 10^{-5}}{1.589 \times 10^{-6}} = 19.31 \text{ md}$$

$$k_{xy} = \frac{4.059 \times 10^{-6}}{1.589 \times 10^{-6}} = 2.55 \text{ md}$$

- نجد اعلى قيمة للنفاذية كما يأتي:

$$k_{\max} = \frac{1}{2}\left[(k_x + k_y) + \sqrt{(k_x k_y)^2 + 4k_{xy}^2}\right]$$

$$= \frac{1}{2}\left[(15.11 + 19.31) + \sqrt{(15.11 - 19.31)^2 + 4(2.55)^2}\right]$$

$$k_{\max} = 20.5 \text{ md}$$

- نجد ادنى قيمة للنفاذية كما يأتي:

$$k_{\min} = \frac{1}{2}\left[(k_x + k_y)^2 - \sqrt{(k_x k_y)^2 + 4k_{xy}^2}\right]$$

$$= \frac{1}{2}\left[(15.11 + 19.31) - \sqrt{(15.11 - 19.31)^2 + 4(2.55)^2}\right]$$

$$k_{\min} = 13.9 \text{ md}$$

- نحدد اتجاه اعلى نفاذية في المكمن :

$$\theta_{\max} = \arctan\left(\frac{k_{\max} - k_x}{k_{xy}}\right)$$

$$= \arctan\left(\frac{20.5 - 15.11}{2.55}\right)$$

$$\theta_{\max} = 64.7^\circ \text{ as measured from the } +x \text{ axis}$$

تصحح الزاوية و تحول من احداثيات النفاذية الى احداثيات التشميل و التشريق عبر طرح قيمة زاوية انحراف الاحداثي الشمالي التي تساوي 47.3^o فتصبح :

64.7 - 47.3 = N 17.4 ^{o} W

ملاحظات حول تفسير فحص التداخل في المكمن المتجانس غير المتماثل:

1. عدد آبار المراقبة المطلوب:

- إذا كانت قيمة حاصل ضرب (Øμct)غير معلومة(unknown) ، فنحتاج إلى بيانات فحص لثلاثة آبار مراقبة على الأقل.
- أما إذا كانت معلومة(known) ، فتكفي بيانات فحص بئرين فقط.

2. استعمال منحني التطابق النظري:

- في تفسير فحص التداخل للمكمن المتجانس غير المتماثل، نستخدم منحني التطابق النظري نفسه الذي استُخدم سابقًا في تفسير فحص التداخل للمكمن المتجانس المتماثل الشكل 13-7.
- لكن تختلف تعريفات المدخلات، كما يتم إدخال معاملات جديدة لتعكس عدم التماثل في النفاذية.

3. اختيار نقطة التطابق:

- بعد تحقيق التطابق بين البيانات المقاسة والمنحني النظري، للسهولة يتم اختيار قيمة واحدة لإحداثي الضغط في نقطة التطابق لكل آبار المراقبة. و منها يتم تحديد إحداثي الزمن لنقطة التطابق، والذي سيكون مختلفًا لكل بئر نظرًا لاختلاف استجابة الضغط في كل موقع.

المصطلحات والرموز - Nomenclature

B oil volume factor، bbl/STB

c compressibility، 1/psia

C wellbore storage coefficient، bbl/psia

ct total or system compressibility، 1/psia

h formation thickness، ft

k permeability، md

md،kh = horizontal permeability

Np oil produced since last stabilization، bbl

m slope of P-vs-log t plot، psia/h/cycle

m1 slope of first semilog straight line، psia/h/cycle

P pressure، psia

P_D^- dimensionless pressure derivative

PD dimensionless pressure

Pi initial reservoir pressure، psia

P'm maximum arithmetic pressure derivative، psia/h

P' arithmetic pressure derivative، psia/h

P_{wf} well flowing pressure، psia

P_{ws} well shut-in or static pressure، psia

P1hr intercept of the semilog plot، psia

P* false pressure، psia

ΔPs pressure drop due to skin conditions، psia

q liquid flow rate، BPD

r radius، ft

r_w well radius، ft

s skin factor

St reservoir storativity، ft/psia

t time، h

t_m time at which P'm occurs

t0 extrapolated time for the inflection point، h

$t*\Delta P^{-}$ pressure derivative، psia

t_p production (Horner) time before shutting-in a well، h

t_D dimensionless time based on well radius

T reservoir transmissibility، md-ft/cp

Δt shut-in time، h

μ viscosity، cp

i intersection or initial conditions

int intersection between pressure and pressure derivative before radial flow

M matching point

p production، porous

r radial flow

r_e end of radial flow regime

s skin

ss a point on the steady-state period

s_{2r} start of second semilog straight line

w well

wf well flowing

ws well shut-in

References – المصادر

1. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook" ، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
2. Chu، W.C.، Garcia-Rivera، J.، and Raghavan، R. 1980." Analysis of Interference Test Data Infl uenced by Wellbore Storage and Skin at the Flowing Well. JPT 32 (1): 171–178.
3. Earlougher RC، Kazemi H. "Practicalities of detecting faults from buildup testing". Society of Petroleum Engineers. 1980. DOI: 10.2118/8781-PA.
4. Earlougher، R.C. Jr. 1977. "Advances in Well Test Analysis،" Vol. 5. Richardson، Texas: Monograph Series، SPE.
5. Lee، J.W.، Rollins، J.B.، and Spivey، J.P. 2003. "Pressure Transient Testing،" Vol. 9. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE. 978-1-55563-099-7.
6. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
7. John P. Spivey، W. John Lee، "Applied Well Test Interpretation" ، © Copyright 2013 Society of Petroleum Engineers.
8. Johnson ،C. R. ،Greenhorn ،R. A. ،and Woods ،E. G. ،"Pulse Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow Properties Between Wells" Pet. Technol. (Dec. 1966) ،1599-1604 ،Trans. AIME 237.

9. Kamal M.M.، "Interference and Pulse Testing-A Review" SPE، Amoco Production Co. March 2019.
10. McKinley، P. M.، Vela، S.، & Carlton، L. A. (1968). "A field application of pulse-testing for detailed reservoir description". Journal of Petroleum Technology، 20(3)، 313–321.
11. Ramey HJ. "Interference analysis for anisotropic formations—A case history (includes associated paper 6406)". Society of Petroleum Engineers. 1975: 1290-1298. DOI: 10.2118/5319-PA.
12. Sabet M. A.، " Well Test Analysis" ، Gulf Publishing Company ، Houstan،1991.
13. STROBEL، C.، GULATI، M.، and RAMEY، H. (1976)، "Reservoir limit tests in a naturally fractured reservoir". J. Pet. Technol.،Sept.، 1097–1106
14. Tarek Ahmed D.، Nathan Meehan، "Advanced Reservoir Management and Engineering " Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2012.
15. Tiab D، Kumar A. "Application of the PD' function to interference analysis.Society of Petroleum Engineers". 1980.
16. Tiab D. PE-5553: Well Test Analysis. Lecture notes. The University of Oklahoma، Norman، OK; Fall 1993.
17. Yan Pan ، Medhat Kamal، Wayne Narr، " Fieldwide Determination of Directional Permeabilities Using Transient Well Testing"، Conference Paper ، September 2016.
18. Zoltán E. Heinemann، "WELL TESTING،" Tehran، February 2013، Roseggerstr. 11a | 8700 Leoben | Austria.

الفصل الرابع عشر

فحوصات الابار المتعددة Multiple Well Testing

الفحص النبضي Pulse Testing

1-14 المقدمة:

الفحص النبضي (Pulse Test) يتميز عن فحص التداخل (Interference Test) بقصر مدة الفحص، مما يجعله خيارًا مفضلا و اكثر كفاءة في بعض الحالات. غالبًا ما تكون فحوصات التداخل مكلفة، إذ تتطلب إيقاف الإنتاج في جزء كبير أو كامل للمكمن، مما يؤدي إلى خسائر اقتصادية من جراء فقدان الإيرادات النفطية عبر مدة الغلق. بالإضافة إلى ذلك احيانا هنالك غموض فني في تفسير بيانات فحص التداخل، إذ قد لا تكون التغيرات المسجلة في آبار المراقبة ناتجة عن البئر الفعال فقط وانما بمشاركة عوامل خارجية أخرى(ابار منتجة قريبة).

أما في الفحص النبضي، فعند تسجيل إشارة متكررة في بئر المراقبة، يعني هنالك يقين تام بأن سببها هو تغير معدل جريان البئر الفعال عبر الفحص، مما يمنح هذه الطريقة ميزة في الوضوح والدقة مقارنة بفحص التداخل.

1- التطبيقات:

* يكون الفحص النبضي والتداخل فعالًا في المكامن ذات النفاذية العالية نسبيًا.

* يناسب الآبار المتقاربة ذات الجريان بمائع واحد.

* نظرًا لقصر مدة النبضة من بضع ساعات إلى بضعة أيام، لا تتأثر بيانات الفحص النبضي بحدود المكمن، ولذلك يتم افتراض أن المكمن لا متناهٍ (Infinite Acting) بغض النظر عن حجمه الحقيقي.

2- أهداف الفحص النبضي:

يهدف الفحص النبضي إلى تحقيق نفس الفوائد التي يوفرها فحص التداخل، والتي تشمل:

- تحديد الاتصال الديناميكي بين الآبار داخل الطبقة المكمنية.

- تحديد نفاذية المكمن لمعرفة مدى سهولة تدفق السوائل داخل الصخور.

- حساب الانتقالية (Transmissibility - T) التي تعكس قدرة المكمن على نقل الموائع.

$$T = kh/\mu \quad \text{(md-ft/cp)} \quad \text{---------- 1}$$

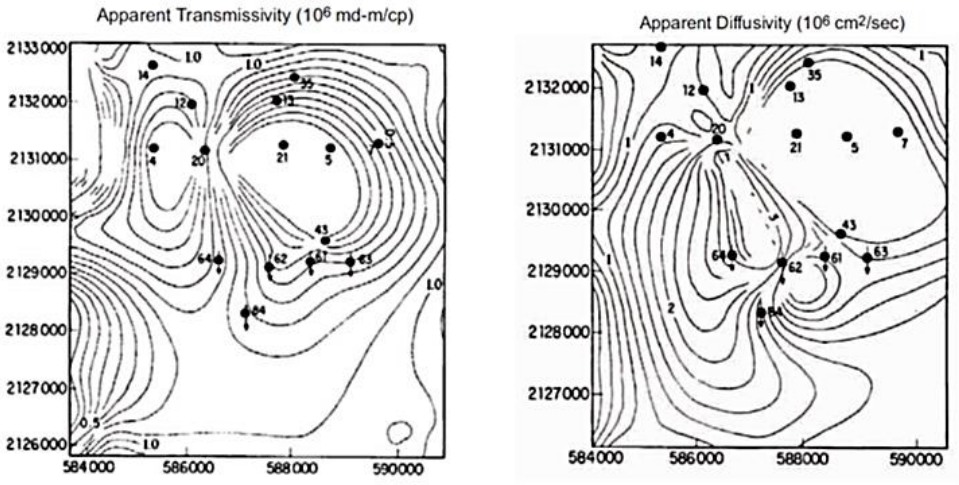
- تحديد الانتشارية(Diffusivity - η) ، التي تمثل مدى انتشار الضغط عبر المكمن.

$$\eta = k/\phi\mu c \quad \text{(md-psi/cp)} \quad \text{---------- 2}$$

- تقدير قابلية الخزن للمكمن(Storage - S) ، وهي مؤشر على كمية السائل القابلة للخزن داخل الصخور المسامية.

$$S = \phi\, ch \ \text{(ft/psi)} \quad \text{---------- 3}$$

يمكن رسم خرائط كونتورية للمعاملات اعلاه كما في الشكل 14-1 و معرفة اتجاه التحسن في خواص المكمن.



الشكل 14-1 الرسم الايسر خريطة كونتورية للانتقالية و الايمن لمعامل الانتشار

3- أسلوب تنفيذ الفحص النبضي

يختلف أسلوب تنفيذ الفحص النبضي Pulse Test عن فحص التداخل Test Interference ، إذ تعتمد تقنية الفحص النبضي على توليد سلسلة من التدفقات النبضية القصيرة داخل المكمن. يتم ذلك عبر فتح وإغلاق البئر الفعال (Active Well) سواءً للإنتاج أو الحقن، ثم رصد وتسجيل استجابات الضغط لهذه النبضات في عدة آبار للمراقبة (Observation Wells) .

4- آلية تنفيذ النبضات:

- يتم تنفيذ النبضات بشكل منتظم ومتناسق بحيث يكون معدل الإنتاج أو الحقن ثابتًا عبر كل مدة جريان.

- لا يشترط أن تكون مدة الإنتاج أو الحقن مساوية تمامًا لمدة الإغلاق، لكن يجب أن تكون المدد الكلية للتدفق مساوية للمدد الكلية للإغلاق للحفاظ على تناسق الإشارات.

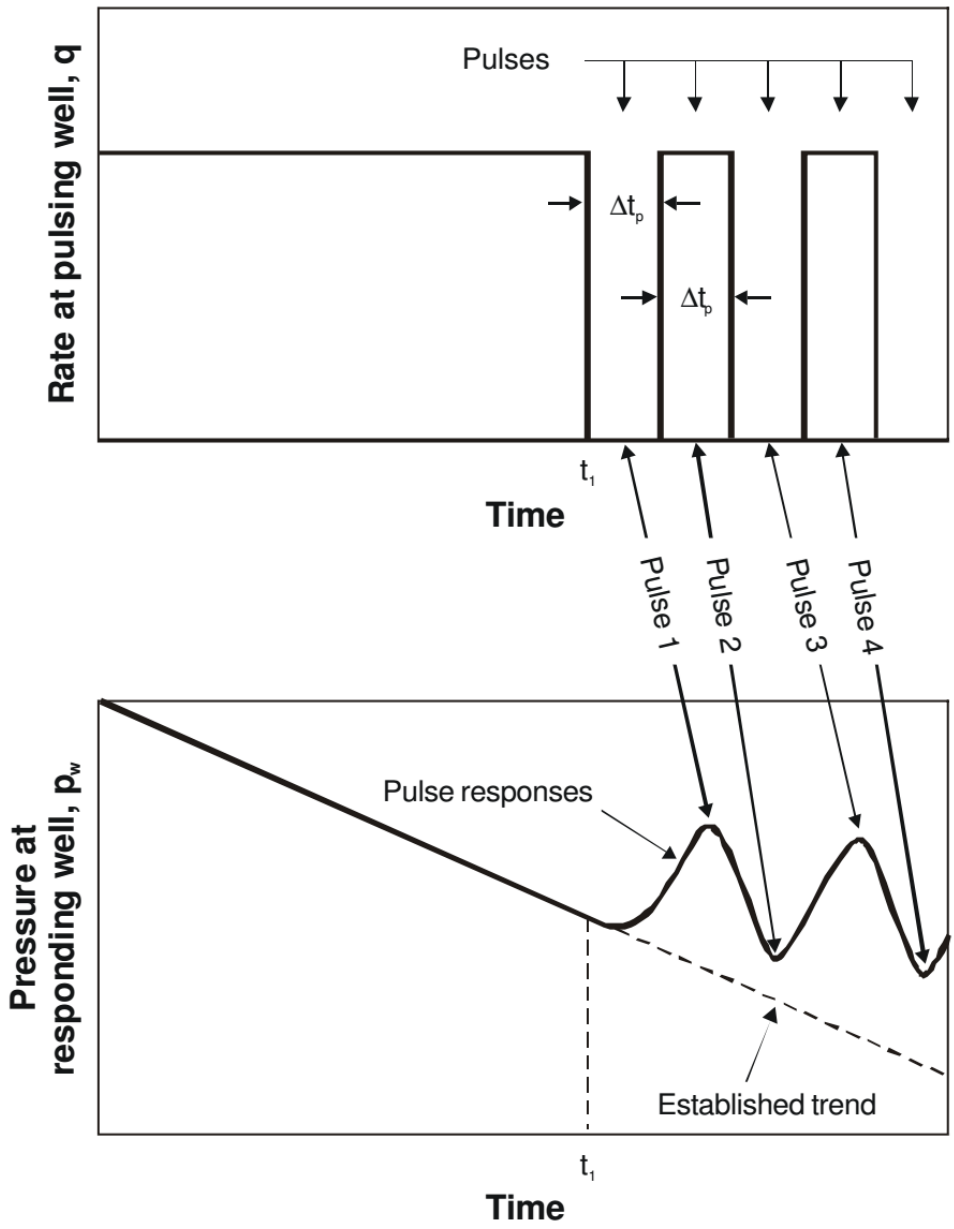
- يوضح الشكل 14-2 مخرجات الضغط الناتجة عن الفحص وإشارات النبضات، إذ يكون البئر الفعال منتجًا (Producer) وليس بئر حقن في هذا المثال.

- يمكن أن تكون مدد الفتح والإغلاق متساوية أو غير متساوية بحسب تصميم الفحص، ولكن عادةً ما تكون منتظمة لضمان تسجيل استجابات الضغط بصورة واضحة.

5- استجابة الضغط ومعدات القياس:

* نظرًا لأن كل نبضة تستغرق مدة قصيرة، فإن قيمة استجابة الضغط تكون قليلة جدًا، وأحيانًا أقل من 0.1 psi .

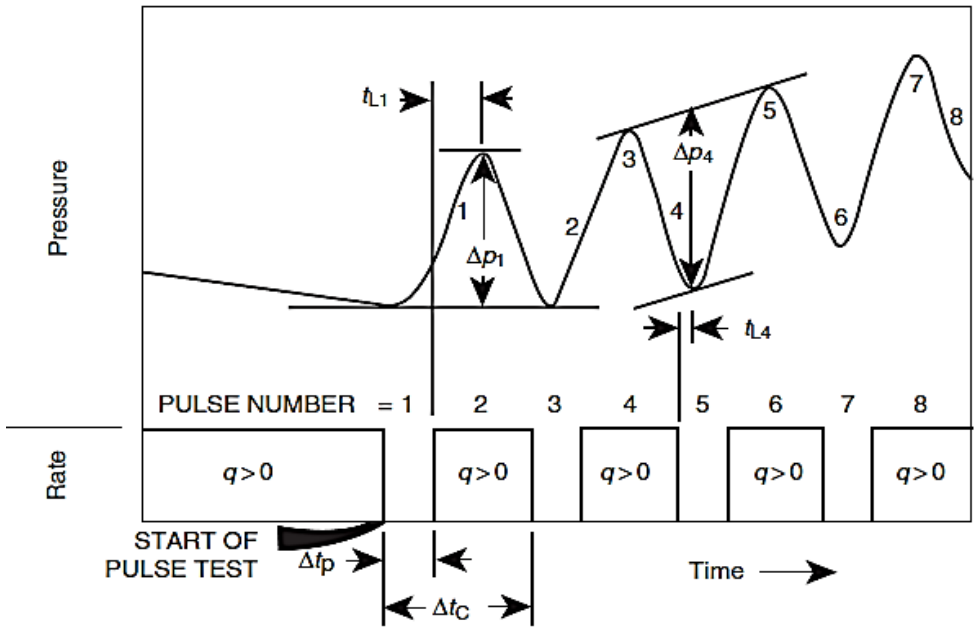
* يتطلب ذلك استعمال معدات قياس ضغط خاصة ودقيقة، تُثبت داخل آبار المراقبة لالتقاط تلك التغيرات الطفيفة في الضغط.



الشكل 14-2 مخطط لضغط و جريان فحص النبض موضحا عليه سعة الضغط Δp و وقت التاخير t_L الرسم الاعلى يمثل مخرجات البئر الفعال Active well من نبضات (مدد الفتح و الغلق متساوية) و الاسفل يمثل الاستجابة المسجلة عند بئر المراقبة Observed well

* يتم عادةً استعمال مقاييس الضغط من النوع الكوارتز(Quartz Type Gauge) ، والتي تتميز بدقة قياس تصل إلى دقة أقل من 0.01psi ، مما يسمح بتسجيل وتحليل استجابات الضغط الدقيقة الناتجة عن النبضات.

*هذا الأسلوب يجعل الفحص النبضي خيارًا فعالًا في تحليل الاتصال الديناميكي بين الآبار مع تقليل التأثير على الانتاج و ضمان استمراره و استمرار تشغيل المكمن .



الشكل 3-14 مخطط لضغط و جريان فحص النبض موضحا عليه سعة الضغط Δp و وقت التاخير t_L الرسم الاسفل يمثل مخرجات البئر الفعال Active well من نبضات (مدد الفتح و الغلق غير متساوية) و الاعلى يمثل بيانات فحص النبض المسجلة عند بئر المراقبة Observed well

يقدم الشكل 3-14 تصورًا للتاريخ الإنتاجي للبئر الفعال أثناء فحص النبض، إذ تتضمن البيانات المسجلة عند بئر المراقبة خمسة عناصر أساسية تُستخدم في تفسير الفحص النبضي:

1- مدة النبضة:(Pulse Period - Δt_P) : و تمثل طول مدة النبضة عند الإنتاج أو الحقن.

2- طول مدة الغلق (Shut-in Period – Δt_s): و تمثل مدة النبضة عند الغلق. احيانا تتساوى $\Delta t_P = \Delta t_s$ كما في الشكل 14-2 واحيانا اخرى لا تتساوى كما في الشكل 14-3.

3- مدة الدورة الكاملة (Cycle Period - Δt_C):: و تمثل مجموع مدة الإغلاق + مدة الإنتاج أو الحقن. اي ان $\Delta t_C = \Delta t_P + \Delta t_s$

4- وقت التأخير:(Lag Time - t_L) : يمثل التاخير في إشارة الضغط المسجلة عند بئر المراقبة بمقدار زمني يرمز لها (Lag Time - t_L) و تكون مرافقة لكل نبضة حيث تُشير إلى المدة الزمنية بين نهاية النبضة وقمة اشارة الضغط الناتجة في بئر المراقبة .يُمكن تعريفه أيضًا بالوقت اللازم لانعكاس اتجاه اشارة الضغط في النبضة التالية لبئر المراقبة. نصف قطر منطقة البحث (Radius of Investigation) يلعب دورًا رئيسيًا في تحديد مدة التأخير؛ فكلما زاد نصف القطر، زاد وقت التأخير الذي يتم تسجيله في بئر المراقبة. في الشكل 14-3 نلاحظ تحديد وقت التأخير للنبضة الاولى و الرابعة.

6- "سعة استجابة الضغط" :Amplitude Pressure - ΔP:هي المسافة الرأسية بين قمتين متجاورتين وخط موازٍ لها يمر عبر اوطا قاعين و كما هو موضح في الشكل14-3 . ان

سعة استجابة الضغط للنبضة الاولى سالبة و هكذا للنبضات الفردية الثالثة و الخامسة...، في حين تكون موجبة للنيضات الزوجية. خلال تحليل الفحص و لسلاسة الحل فسوف لا ناخذ الاشارة في الاعتبار.

6- مفهوم الدورة والنبضات: تُعد طول مدة الإنتاج أو الحقن نبضة واحدة (Pulse) و تمثل طول مدة الإغلاق ايضا نبضة أخرى(Another Pulse) . عند جمع نبضتين متتاليتين (إنتاج + إغلاق)، نحصل على دورة واحدة كاملة (Cycle) و وفقًا للشكل 14-3، يوجد ثماني نبضات وأربع دورات.

- ممكن ان نُعرف اشارات معاملات الفحص النبضي كونها موجبة اوسالبة كما يأتي:

$$\text{if } q>0 \text{ (active producer well) then } \Delta P>0 \text{ , } \Delta P/q>0$$

$$\text{if } q<0 \text{ (active injector well) then } \Delta P<0 \text{ , } \Delta P/q>0$$

للنبضات الزوجية والفردية فان الضغط :

$$\Delta P<0 \text{ for odd peaks}$$
$$\Delta P>0 \text{ for even peaks}$$

14-2 تفسير الفحص النبضي

تعتمد تقنيات التحليل لفحوصات النبضة عادةً على محاكاة استجابة الضغط في بئر المراقبة باستعمال حل الدالة الأسية Ei-function المألوف لمعادلة الانتشار، إذ يتم نمذجة معدل التغيرات في النبضات المتعاقبة باستعمال مبدأ التراكب Superposition .

هنالك طرائق مختلفة في تفسير الفحص النبضي و نستعرض عبر الفقرات اللاحقة طريقتان رئيسة إذ تتميزان بامكانية الحل اليدوي و سهولة استعمالها و وهي:

14-2-1 طريقة الرسم - طريقة كمال-بريكهام Kamal and Brigham

وَضعا كمال-بريكهام Kamal and Brigham 1975 طريقة لتفسير الفحص النبضي في المكامن المتجانسة ، Homogeneous reservoirs ، الجريان لا مستقر Unsteady state USS لمائع واحد قليل للانضغاط . و قد اوجدوا مخططات بيانية تربط مجموعة من المعاملات الرئيسية للفحص بخصائص المكمن كما في الاشكال من 14-4 الى 14-11 و المعاملات كما يلي:

- نسبة النبض $F^{\backslash}$ - Pulse ratio وتساوي النسبة ما بين طول مدة النبضة الى طول مدة الدورة

$$F^{\backslash} = \frac{\text{pulse period}}{\text{cycle period}} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_p + \Delta t_s} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_C} \quad \text{---------- 4}$$

لاحظ يمكن استعمال الطريقة لحالتي تساوي او عدم تساوي فترتي الفتح و الغلق على ان تكون اطوال مدد الدورات Δt_C - Cycle Period متماثلة.

- وقت التاخير اللابعدي $(t_L)_D$ -Dimevsionless time lag و يمثل نسبة وقت التاخير الى طول مدة الدورة و يساوي:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_C} = \frac{0.0002637 k t_L}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \quad \text{------ 5}$$

- نصف القطر اللابعدي r_D و هو النسبة بين المسافة بين بئر المراقبة والبئر الفعال r الى نصف قطر البئر r_w ويساوي :

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{---------- 6}$$

وان r تُمثل المسافة ما بين بئر المراقبة والبئر الفعال او النشط - قدم

- سعة استجابة الضغط اللابعدي ΔP_D يساوي :

$$\Delta p_D = \left[\frac{\bar{k}h}{141.2B\mu} \frac{\Delta p}{Q} \right] \quad \text{---------- 7}$$

إذ ان $\bar{k}$ تُمثل معدل النفاذية مليدارسي -md للمكمن ما بين البئرين.

Q تُمثل معدل الجريان عند البئر الفعال active وان حاصل قسمة $\Delta P/Q$ تكون دائما موجبة .

اعتمد كمال وبريكهام على المضاهاة المكمنية للمعاملات اللابعدية أعلاه لبناء مجموعة منحنيات يمكن من خلالها حساب النفاذية والمسامية. يتم اختيار المنحنى المناسب بناءً على نوع النبضة التي يتم تفسيرها و تسلسلها ضمن العدد الكلي للنبضات ، وفقًا لما يأتي:

- منحنيات النبضة الفردية الاولى في الشكلين 14-4 و 14-8 .
- منحنيات النبضة الزوجية الاولى في الشكلين 14-5 و 14-9 .
- منحنيات ما تبقى من النبضات الفردية ما عدا الاولى في الشكلين 14-6 و 14-10 .
- منحنيات ما تبقى من النبضات الزوجية ما عدا الاولى في الشكلين 14-7 و 14-11 .

الاشكال المذكورة اعلاه تستخدم المعاملات $F^{\backslash}$ و $(t_L)_D$ للحصول على الدوال الاتية:

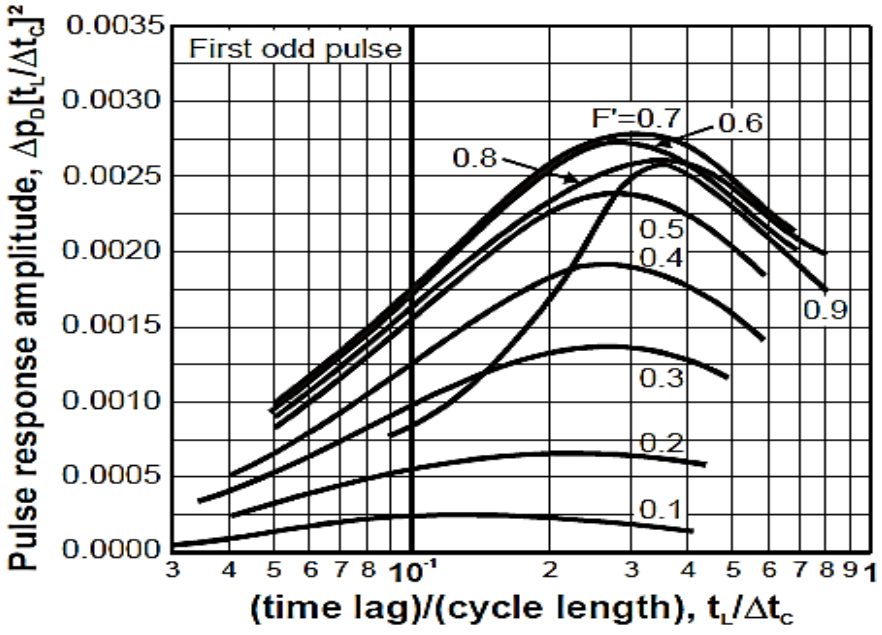
$$\Delta p_D (t_L/\Delta t_c)^2 \text{ and } [(t_L)_D/r_D^2]$$

خطوات تفسير الفحص النبضي

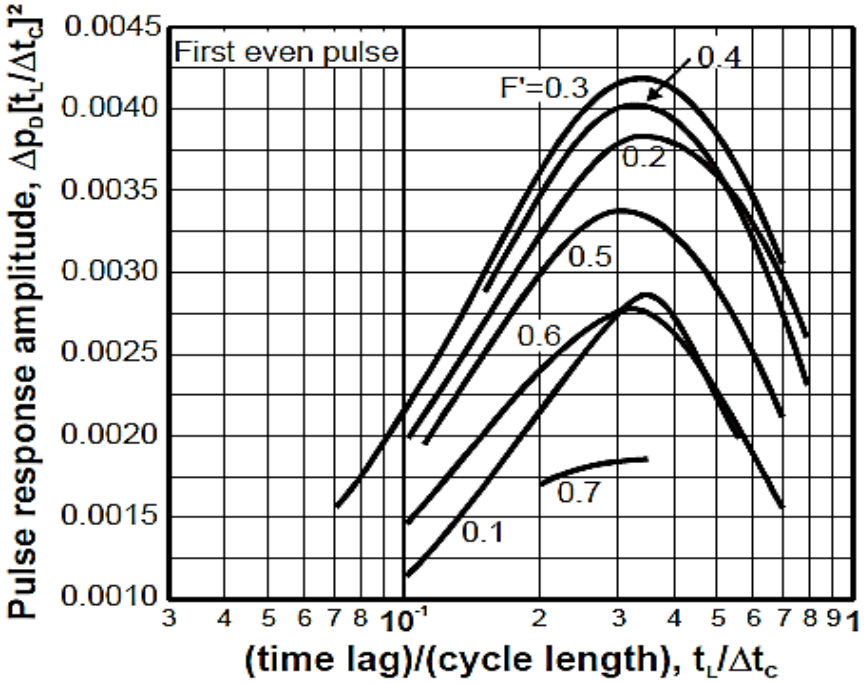
تتضمن عملية تفسير الفحص النبضي عدة خطوات منظمة تساعد في تحليل استجابة الضغط وتقدير خصائص المكمن، و كما يأتي:

1- رسم بيانات استجابة الضغط مع الزمن: إذ يتم رسم علاقة الضغط P_w مع الوقت t باستعمال إحداثيات عادية.(Cartesian Coordinates) .يُميز هذا الرسم هو في كيفية استجابة الضغط عند بئر المراقبة نتيجة نبضات الإنتاج أو الحقن من البئر الفعال.

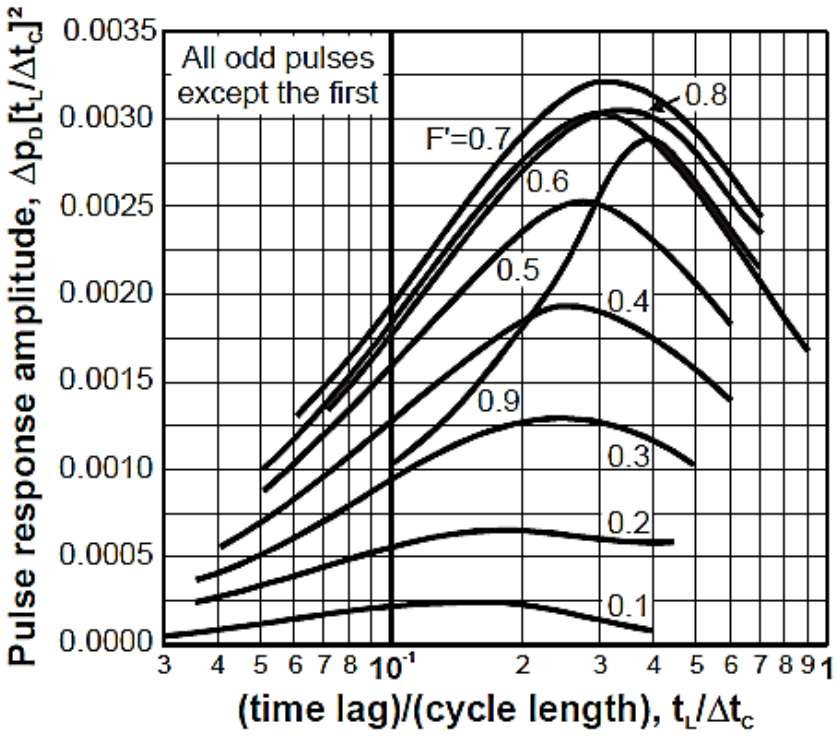
2- تحديد تسلسل النبضة: يتم اختيار النبضة أو النبضات التي سيتم تفسير بياناتها. يساهم هذا التحديد في تحديد اي من المنحنيات االتحليلية المتوافقة و التي ستُستخدم لاحقًا.



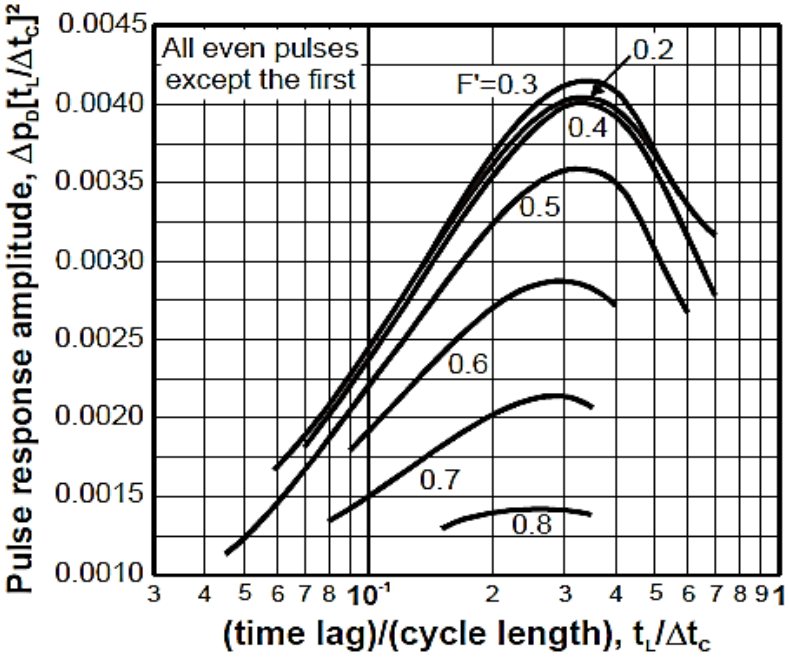
الشكل 14-4 : الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير اللابعدي مع سعة استجابة النبضة ، النبضة الفردية الاولى (كمال- بريكهام)



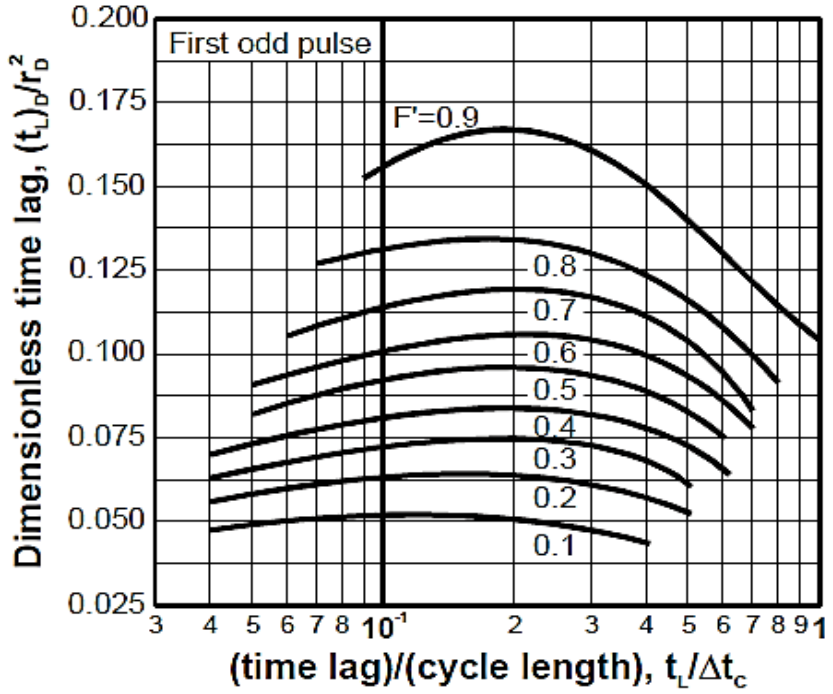
الشكل 14-5 : الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير اللابعدي مع سعة استجابة النبضة ، النبضة الزوجية الاولى (كمال- بريكهام)



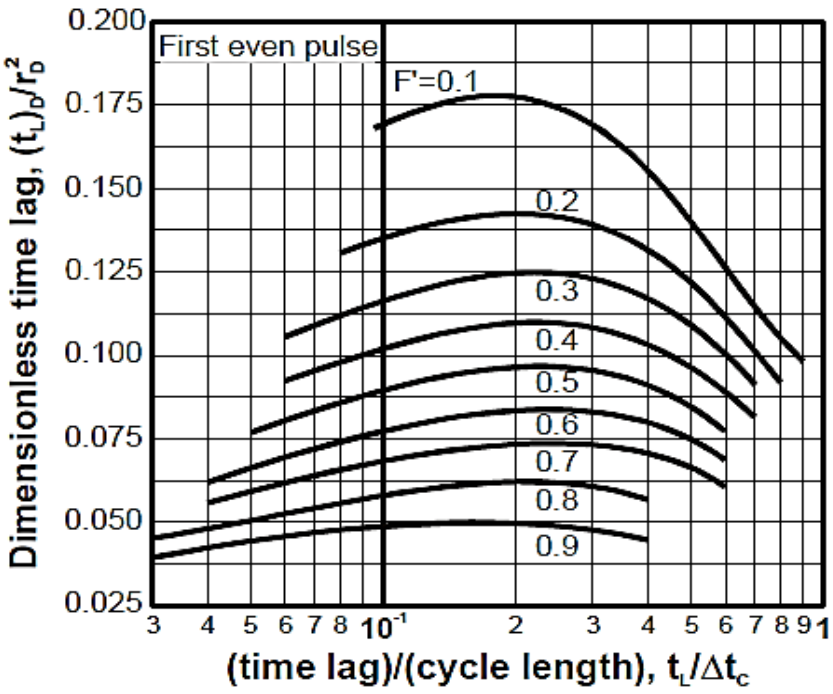
الشكل 14-6 : الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير اللابعدي مع سعة استجابة النبضة ،
كل النبضات الفردية ما عدا الاولى (كمال- بريكهام)



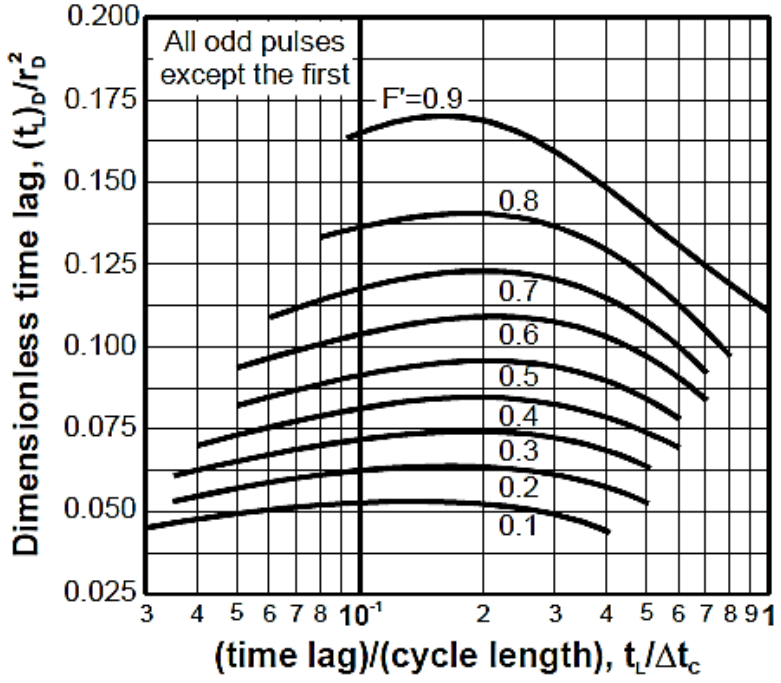
الشكل 14-7 : الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير اللابعدي مع سعة استجابة النبضة ،
كل النبضات الزوجية ما عدا الاولى (كمال- بريكهام)



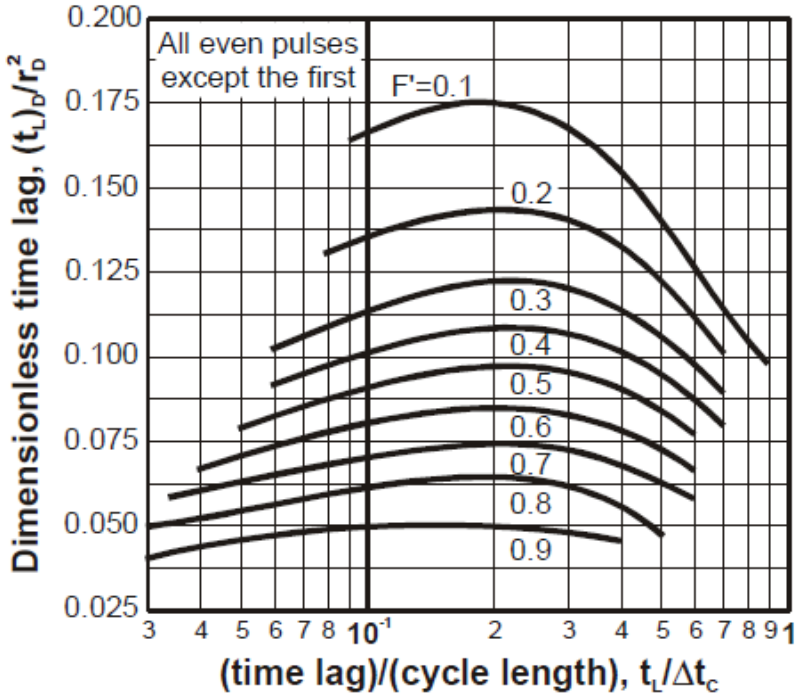
الشكل 14-8 : الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير مع طول مدة دورة النبضة ، النبضة الفردية الاولى (كمال- بريكهام)



الشكل 14-9 : الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير مع طول مدة دورة النبضة ، النبضة الزوجية الاولى(كمال- بريكهام)



الشكل 14-10 :الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير مع طول مدة دورة النبضة ، كل النبضات الفردية ما عدا الاولى (كمال- بريكهام)



الشكل 14-11 : الفحص النبضي : علاقة وقت التاخير مع طول مدة دورة النبضة ، النبضات الزوجية ما عدا الاولى (كمال- بريكهام)

3- إيجاد سعة الضغط ΔP : يتم رسم مماس عند أعلى قمتين للضغط عبر النبضات، بحيث يُظهر ميلًا واضحًا و رسم خط آخر موازٍ عند أوطأ قاعين للضغط. قيمة ΔP هي المسافة العمودية بين الخطين المتوازيين، كما هو موضح في الشكل 14-3.

4- تحديد وقت التأخير t_L .

5- تحديد مدة النبضة Δt_P - طول مدة الإنتاج أو الحقن إذا كان البئر الفعال بئر حقن و تحديد مدة الإغلاق(Shut-in Period) Δt_s.

6- تحديد طول مدة الدورة الكاملة Δt_C والذي يساوي: طول مدة الإغلاق + طول مدة الإنتاج أو الحقن .

7- حساب نسبة النبض Pulse ratio - $F^{\backslash}$ من المعادلة رقم-4 .

8- حساب وقت التأخير اللابعدي وهو النسبة الزمنية بين وقت التأخير وطول الدورة الكاملة، وتساوي: $t_L / \Delta t_C$

9- تحديد قيمة المعامل $[\mathbf{P_D}(t_L / \Delta t_C)^2]_{Fig}$ من الاحداثي الصادي للمنحنيات االتحليلية في الاشكال من 14-4 الى 14-7 و بحسب نوع و تسلسل النبضة.

10- حساب النفاذية حسب المعادلة الاتية :

$$\bar{k} = \left[\frac{141.2QB\mu}{h\Delta p[(t_L)_D]^2}\right][\Delta p_D(t_L/\Delta t_C)^2]_{Fig} \quad \text{---------- 8}$$

11- تحديد قيمة المعامل $[t_{LD} / r_D^2]_{Fig}$ من الاحداثي الصادي لاحد الاشكال من 14-8 الى 14-11 و بحسب نوع النبضة قيد التفسير و منها نجد قيمة $\emptyset c_t$ بحسب المعادلة الاتية:

$$\phi c_t = \left[\frac{0.0002637\bar{k}(t_L)}{\mu r^2}\right]\frac{1}{[(t_L)_D/r_D^2]_{Fig}} \quad \text{---------- 9}$$

لاحظ ان اختيار احد الاشكال اعلاه يعتمد على تسلسل النبضة المعنية بالتفسير. ممكن بنفس الطريقة ان نعيد حساب النفاذية k و قيمة $S=\emptyset ct$ للنبضات اللاحقة و حسب الاشكال ذات العلاقة ، ثم نختار معدل تلك القيم $\emptyset ct$، k لتُمثل خواص الطبقة المكمنية.

<u>مثال 1 :</u>

اجرِ الفحص النبضي لبئر نفطي و قد توفرت المعلومات الاتية:

$c_t = 17\times10^{-6}$ psi^{-1}، h=26 ft ، μ_o=0.8 cp ،r=933 ft

عبر الفحص اغلق البئر الفعال لمدة ساعتين 2 hrs. ثم فتح للانتاج لمدة ساعتين 2 hrs. ثم اغلق لمدة ساعتين 2 hrs. و هكذا . و قد توفرت المعلومات الاتية :

، Bo=1.26 bbl/stb ،،q=425 stb/day

سُجلت المعلومات الاتية للنبضة الرابعة: t_L=0.4 hr.،ΔP of fourth pulse = 0.629 psi

المطلوب: تفسير بيانات الفحص لايجاد معدل النفاذية والمسامية ؟؟

الحل :

لتفسير المعلومات المتوفرة عن النبضة الرابعة سنستخدم الشكلين 14-7 و 14-11.

- حساب نسبة النبضة $F^{\backslash}$:

$$F^{\backslash} = \frac{\text{pulse period}}{\text{cycle period}} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_p + \Delta t_s} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_C}$$

$$F^{\backslash} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_C} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_p + \Delta t_s} = \frac{2}{2+2} = 0.5$$

- حساب وقت التاخير اللابعدي $(t_L)_D$:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_C} = \frac{0.4}{4} = 0.1$$

- **من** الشكل 14-7 و المعلومات $(t_L)_D$ =0.1، $F^{\backslash}$ = 0.5 تحديد النسبة $\Delta P_D(t_L / \Delta tc)^2)_{Fig}$:

$$\left[\Delta p_D (t_L/\Delta t_C)^2\right]_{Fig} = 0.00221$$

- حساب معدل النفاذية :

$$\overline{k} = \left[\frac{141.2QB\mu}{h\Delta p[(t_L)_D]^2}\right]\left[\Delta p_D (t_L/\Delta t_C)^2\right]_{Fig}$$

$$= \left[\frac{(141.2)(425)(1.26)(0.8)}{(26)(0.269)[0.1]^2}\right](0.00221)$$

$$\overline{k} = 817 \text{ md}$$

- **من** الشكل14-11 و المعلومات $(t_L)_D$ =0.1، $F^{\backslash}$ = 0.5 تحديد المعامل :

$$\left[(t_L)_D/r_D^2\right]_{Fig} = 0.091$$

- حساب حاصل ضرب المسامية في الانضغاطية الكلية $Øc_t$:

$$\phi c_t = \left[\frac{0.0002637\overline{k}(t_L)}{\mu r^2}\right]\frac{1}{[(t_L)_D/r_D^2]_{Fig}}$$

$$= \left[\frac{0.0002637(817)(0.4)}{(0.8)(933)^2}\right]\frac{1}{(0.091)}$$

$$= 1.36 \times 10^{-6}$$

- اذن المسامية تساوي :

$$\phi = \frac{1.36 \times 10^{-6}}{17 \times 10^{-6}} = 0.08$$

من المعادلة اعلاه ممكن ايجاد الانضغاطية الكلية c_t بمعلومية المسامية Ø او ايجاد حاصل ضربهما فقط عند عدم توفر احدهما .

مثال 2 :

تم إجراء الفحص النبضي لمكمن نفطي باستعمال بئر حقن في نظام الحقن الخماسي يتكون من بئر حقن واحد وأربعة آبار إنتاجية.

- وضعية الآبار الإنتاجية :مغلقة وتعمل كآبار مراقبة.
- بدء الحقن :الساعة 9:40 صباحًا.
- معدل الحقن 700 :برميل/اليوم .
- مدة الحقن 3 ساعات.
- مدة الإغلاق 3 ساعات.
- تم تكرار دورات الحقن والإغلاق عدة مرات، وتم تسجيل الضغوط المقاسة في الجدول 14-1.

و قد توفرت المعلومات الاتية:

$r=330$ ft ،$\mu o=0.87$ cp ، $ct =9.6\times10^{-6}$ psi^{-1} ، Ø=0.16 ،

المطلوب: حساب النفاذية و معدل سُمك الطبقة المكمنية؟؟

Time	*Pressure* (psig)	*Time*	*Pressure* (psig)	*Time*	*Pressure* (psig)
9:40 a.m	390.1	2:23 p.m.	411.6	11:22 p.m.	425.1
10:10 a.m.	390.6	2:30 p.m.	411.6	12:13 a.m.	429.3
10:30 a.m.	392.0	2:45 p.m.	411.4	12:40 a.m.	431.3
10:40 a.m.	393.0	3:02 p.m.	411.3	1:21 a.m.	433.9
10:48 a.m.	393.8	3:30 p.m.	411.0	1:53 a.m.	433.6
11:05 a.m.	395.8	4:05 p.m	410.8	2:35 a.m.	432.0
11:15 a.m.	396.8	4:30 p.m.	412.0	3:15 a.m.	430.2
11:30 a.m.	398.6	5:00 p.m.	413.2	3:55 a.m.	428.5
11:45 a.m.	400.7	5:35 p.m.	416.4	4:32 a.m.	428.8
12:15 p.m.	403.8	6:00 p.m.	418.9	5:08 a.m.	430.6
12:30 p.m.	405.8	6:35 p.m.	422.3	5:53 a.m.	434.5
12:47 p.m.	407.8	7:05 p.m.	424.6	6:30 a.m.	437.4
1:00 p.m.	409.1	7:33 p.m.	425.3	6:58 a.m.	440.3
1:20 p.m.	410.7	7:59 p.m.	425.1	7:30 a.m.	440.9
1:32 p,m.	411.3	8:31 p.m.	423.9	7:58 a.m.	440.7
1:45 p.m.	411.7	9:01 p.m,	423.1	8:28 a.m.	439.6
2:00 p.m.	411.9	9:38 p.m.	421.8	8:57 a.m.	438.6
2:15 p.m.	411.9	10:26 p.m.	421.4	9:45 a.m.	437.0

الجدول 14-1 بيانات الفحص للمثال رقم-2

الحل :

تفسير بيانات الفحص للنبضة الاولى

- يتم رسم علاقة الضغط المقاس عند أحد آبار المراقبة مقابل الزمن باستعمال إحداثيات عادية (Cartesian coordinates) كما هو موضح في الشكل 14-12.

- يتم تفسير البيانات الخاصة بالنبضة الأولى المفردة (First odd-pulse).

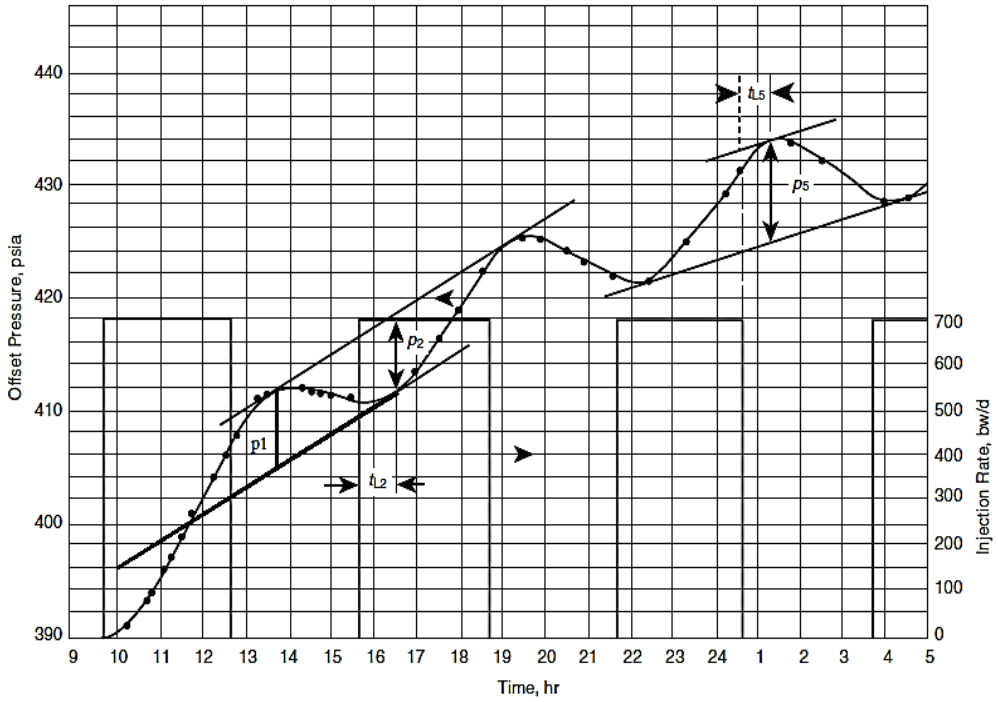
- تحديد سعة الضغط (Amplitude Pressure - ΔP) ووقت التأخير (Lag Time - t_L) عبر رسم مماسان متوازية للنبضة الاولى من اعلى و اوطا قيمة لضغط النبضة كما في الشكل14-12 و تساوي :

$$\Delta p = 6.8 \text{ psi}$$

$$t_L = 0.9 \text{ hour}$$

- حساب نسبة النبض ($F^{\backslash}$) باستعمال المعادلة رقم 4. :

$$F^{\backslash} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_C} = \frac{3}{3+3} = 0.5$$



الشكل 14-12 : بيانات الفحص النبضي للمثال رقم- 2

- حساب وقت التأخير اللابعدي $(t_L)_D$ باستعمال المعادلة رقم 5:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_C} = \frac{0.9}{6} = 0.15$$

- استعمال قيم $F^{\backslash}=0.5$ and $(t_L)_D=0.15$ في الشكل 14-4 لايجاد المعامل:

$$[\Delta p_D (t_L/\Delta t_C)^2]_{Fig} = 0.0025$$

- حساب معامل النفاذية-السُمك $(k^{\backslash}h)$ باستعمال المعادلة رقم 8 :

$$h\bar{k} = \left[\frac{141.2QB\mu}{\Delta p[(t_L)_D]^2}\right][\Delta p_D (t_L/\Delta t_C)^2]_{Fig}$$

$$= \left[\frac{(141.2)(700)(1.0)(0.86)}{(6.8)[0.15]^2}\right](0.0025)$$

$$h\bar{k} = 1387.9 \text{ md ft}$$

- من المعلومات $F^{\backslash}=0.5$ and $(t_L)_D=0.15$ و استعمال الشكل 14-8 نحصل على المعامل:

$$[(t_L)_D/r_D^2]_{Fig} = 0.095$$

- حساب قيمة معدل النفاذية عبر اعادة ترتيب المعادلة رقم-9 :

$$\bar{k} = \left[\frac{\phi c_t \mu r^2}{0.0002637(t_L)}\right][(t_L)_D/r_D^2]_{Fig}$$

$$= \left[\frac{(0.16)(9.6\times10^{-6})(0.86)(330)^2}{0.0002637(0.9)}\right](0.095)$$

$$\bar{k} = 57.6 \text{ md}$$

- الان بالامكان حساب سُمك الطبقة المكمنية عبر حاصل ضرب kh:

$$h = \left[\frac{h\bar{k}}{\bar{k}}\right] = \left[\frac{1387.9}{57.6}\right] = 24.1 \text{ ft}$$

<u>- تفسير بيانات الضغط للنبضة الخامسة</u>

-- تحديد سعة الضغط (Amplitude Pressure - ΔP) ووقت التأخير(t_L - Lag Time) عبر رسم مماسان متوازية للنبضة الخامسة من اعلى و اوطا قيمة لضغط النبضة كما في الشكل14-12 و تساوي :

$$\Delta p = 9.2 \text{ psi}$$
$$t_L = 0.7 \text{ hour}$$

- - حساب نسبة النبض ($F^{\backslash}$) باستعمال المعادلة رقم 4 :

$$F^{\backslash} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_C} = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_p + \Delta t_s} = \frac{3}{3+3} = 0.5$$

- حساب وقت التأخير اللابعدي $(t_L)_D$ باستعمال المعادلة رقم 5:

$$(t_L)_D = \frac{t_L}{\Delta t_C} = \frac{0.7}{6} = 0.117$$

- استعمال $(t_L)_D$=0.117 and F\=0.5 في الشكل14-6 و في الشكل14-10 نحصل على المعاملات:

$$\left[\Delta p_D (t_L/\Delta t_C)^2\right]_{Fig} = 0.0018$$

$$\left[(t_L)_D/r_D^2\right]_{Fig} = 0.093$$

- حساب قيمة k\h من المعادلة رقم-8 :

$$h\bar{k} = \left[\frac{141.2QB\mu}{\Delta p[(t_L)_D]^2}\right]\left[\Delta p_D (t_L/\Delta t_C)^2\right]_{Fig}$$

$$= \left[\frac{(141.2)(700)(1.0)(0.86)}{(9.2)[0.117]^2}\right](0.0018)$$

$$h\bar{k} = 1213 \text{ md ft}$$

- حساب قيمة معدل النفاذية باعادة ترتيب المعادلة رقم- 9 :

$$\bar{k} = \left[\frac{\phi c_t \mu r^2}{0.0002637(t_L)}\right][(t_L)_D/r_D^2]_{Fig}$$

$$= \left[\frac{(0.16)(9.6\times10^{-6})(0.86)(330)^2}{0.0002637(0.7)}\right](0.095)$$

$$\bar{k} = 72.5 \text{ md}$$

- يمكن حساب سُمك الطبقة المكمنية من حاصل ضرب kh

$$h = \left[\frac{h\bar{k}}{\bar{k}}\right] = \left[\frac{1213}{72.5}\right] = 16.7 \text{ ft}$$

تكرار الحسابات لكل النبضات الأخرى: يتم تنفيذ نفس الخطوات لكل النبضات الأخرى. يتم أخذ معدل القيم لمقارنتها مع ما متوفر من تحاليل اللباب الصخري و مجسات الابار و تحاليل فحوصات الابار التقليدية.

مثال 3 : حساب المسامية والنفاذية باستعمال الفحص النبضي

اجر الفحص النبضي بين بئرين فقط المسافة بينهما r=492 ft .

مدد الإنتاج والإغلاق لكل نبضة: 72 دقيقة.

البيانات المسجلة للضغط والزمن ُأدرجت في الجدول 14-2 و المعلومات الاخرى أُدرجت ادناه:

Known Data	
μ, cp	1
B, RB/STB	1.009
c_t, psi^{-1}	3.0×10^{-6}
h, ft	20
q, STB/D	300
r, ft	492
r_w, ft	0.25

Pressure and Time Data							
t (minutes)	p_{wf} (psi)	t (minutes)	p_{wf} (psi)	t (minutes)	p_{wf} (psia)	t (minutes)	p_{wf} (psi)
0.0	2,990.00	80.6	2,987.22	216.0	2,984.84	308.5	2,984.45
1.0	2,990.00	85.4	2,987.07	219.4	2,984.70	319.2	2,984.24
5.5	2,989.99	92.5	2,986.86	224.6	2,984.52	335.2	2,983.79
8.6	2,989.98	103.2	2,986.70	229.4	2,984.38	360.0	2,982.95
13.4	2,989.92	119.2	2,986.63	236.4	2,984.25	365.5	2,982.76
20.5	2,989.77	144.0	2,986.70	247.2	2,984.17	368.6	2,982.67
31.2	2,989.42	149.5	2,986.72	263.2	2,984.21	373.4	2,982.56
47.2	2,988.76	157.4	2,986.69	288.0	2,984.44	380.5	2,982.45
72.0	2,987.60	164.5	2,986.59	293.5	2,984.49	391.2	2,982.41
74.0	2,987.51	175.2	2,986.32	296.6	2,984.51	407.2	2,982.51
77.5	2,987.35	191.2	2,985.79	301.4	2,984.51	432.0	2,982.83

الجدول 14-2 بيانات الفحص للمثال رقم-3

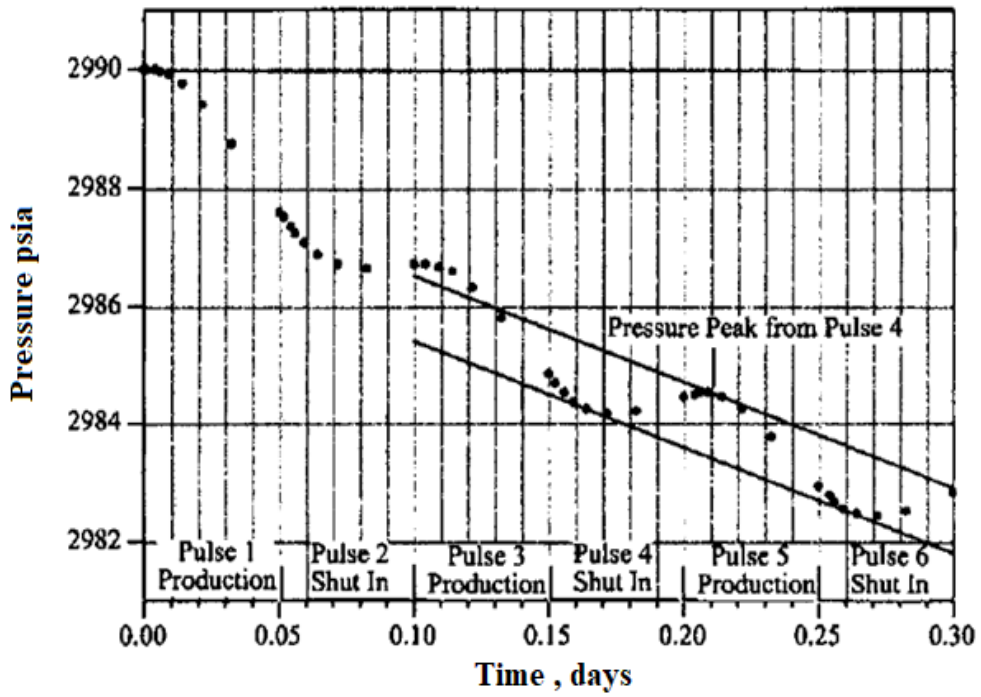
المطلوب : حلل النبضة الثانية والرابعة و احسب المسامية والنفاذية للمنطقة المتاثرة بالفحص ما بين البئرين. ؟؟

الحل:

تحليل النبضة الرابعة – الفحص النبضي:

- يتم رسم العلاقة بين الضغط والزمن على إحداثيات عادية كما في الشكل 14-13 . يوضح الرسم استجابة الضغط في بئر المراقبة نتيجة للنبضات القادمة من البئر الفعال.
- نرسم مماسان متوازية للنبضة الرابعة من اعلى و اوطا قيمة لضغط النبضة.
- تحديد القيم الأساسية للنبضة الرابعة:

* أعلى قيمة للضغط يتواجد عند الوقت 0.215 days .
* وقت التاخير يتواجد عند t_L=0.0125 days= 3 hrs. .



الشكل 13-14 : بيانات الفحص النبضي للمثال رقم- 3

* سعة استجابة الضغط - ΔP و تمثل المسافة العمودية ما بين الخطين المتوازية و تساوي $\Delta P=1.1$ psi.

* طول مدة النبضة $\Delta t_p=72$ mints.

* طول مدة الدورة كاملة $\Delta t_c=144$ mints.$=2.4$ hrs.

- حساب نسبة النبض $F^{\backslash}$ و تساوي:

$$F' = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c} = 0.5.$$

- حساب وقت التاخير اللابعدي $(t_L)_D$ و يساوي:

$$\frac{t_L}{\Delta t_c} = \frac{0.3}{2.4} = 0.125$$

- استعمال القيم المحسوبة $(t_L)_D=0.125$ and $F^{\backslash}=0.5$ في الشكل14-7 وذلك لتحديد المعامل:

$$\Delta p_D [t_L/\Delta t_c]^2 = 1.93 \times 10^{-3}.$$

- حساب ΔP_D :

$$\Delta p_D = \frac{\Delta p_D (t_L/\Delta t_c)^2}{(t_L/\Delta t_c)^2} = \frac{1.93 \times 10^{-3}}{(0.125)^2} = 0.1235.$$

- حساب النفاذية :

$$k = \frac{141.2qB\mu\Delta p_D}{h\Delta p}$$

$$= \frac{(141.2)(300)(1.009)(1.0)(0.1235)}{(20)(1.1)} = 240 \text{ md.}$$

- من الشكل14-11 نجد :

$$t_{LD}/r_D^2 = 9.38 \times 10^{-2}.$$

- حساب t_{LD} ويساوي :

$$t_{LD} = (t_{LD}/r_D^2)r_D^2 = (t_{LD}/r_D^2)\left(\frac{r}{r_w}\right)^2$$

$$= (9.38 \times 10^{-2})\left(\frac{492}{0.25}\right)^2 = 363,000$$

- حساب $\emptyset c_t$ من الفقرة اعلاه و من t_L=0.3 :

$$\phi c_t = \frac{0.0002637kt_L}{\mu r_w^2 t_{LD}} = \frac{(0.0002637)(240)(0.3)}{(1.0)(0.25)^2(363,000)}$$

$$= 8.37 \times 10^{-7}\text{psi}^{-1}$$

- حساب المسامية:

$$\phi = \frac{\phi c_t}{c_t} = \frac{8.37 \times 10^{-7}}{3 \times 10^{-6}} = 0.279 = 27.9\%.$$

14-2-2 طريقة الرسم - (طريقة كمال بريكهام المحورة) Al-Khalifa et al. (1985)

تم تعديل منحنيات كمال بريكهام لاحقًا بواسطة الخليفة وآخرون Al-Khalifa et al. (1985) و كما هو موضح في الأشكال من 14-14 الى 14-21 . اساس التحوير كان على اساس شكوك في معادلات وقت التاخير الاولي و في استجابة الضغط first time lag and of the a response amplitude و عند البحث و المقارنة وجدوا ان منحنيات النبضات الاولى الفردية غير متسقة بحيث كانت منحنيات نسبة النبض 0.9 خارج الاتجاه. لذا في عملهم اوجدوا اشتقاق للمعادلات وتقديم حلولها على شكل مخططات بيانية لا بعدية Dimensionless correlation charts مشابهة لرسومات كمال وبريغهام ، إذ تُظهر الاشكال المنقحة أنها متسقة ودقيقة.

طريقة التفسير تتضمن الخطوات الاتية :

- بعد الانتهاء من الفحص نرسم البيانات (الضغط والانتاج مع الوقت) على احداثيات عادية.

- من الاشكال النبضية في الرسم في الخطوة اعلاه ، نرسم مماسات لاعلى واسفل النبضات و نحدد قيم سعة الضغط ΔP ، الوقت المتاخر t_L ، مدة الفتح (مدة النبضة) Δt ، مدة الدورة Δt_{cyc} ثم المعامل R' والذي يكافىء المعامل F' في طريقة كمال بريكهام العادية.

If $R' < 0.5$ use even pulses

If $R' > 0.5$ use odd pulses

ثم نجري الحسابات الاتية :

1- حساب وقت التاخير اللابعدي $(t_L)_D$ من المعادلة رقم- 5 .

2 - باستعمال وقت التاخير اللابعدي $(t_L)_D$ ، نحدد طول مدة الدورة اللابعديΔt_{cycD} باختيار المنحني المناسب لـقيمة R' في الاشكال14-14 ، 14-15 ، 14-16 ، 14-17 .

3- باستعمال وقت التاخير اللابعدي $(t_L)_D$ ، نحدد سعة الضغط اللابعدي ΔP_D باختيار المنحني المناسب لـقيمة R' في الاشكال14-18 ، 14-19 ، 14-20 ،14-21 .

4- حساب **kh/μ** من المعادلة :

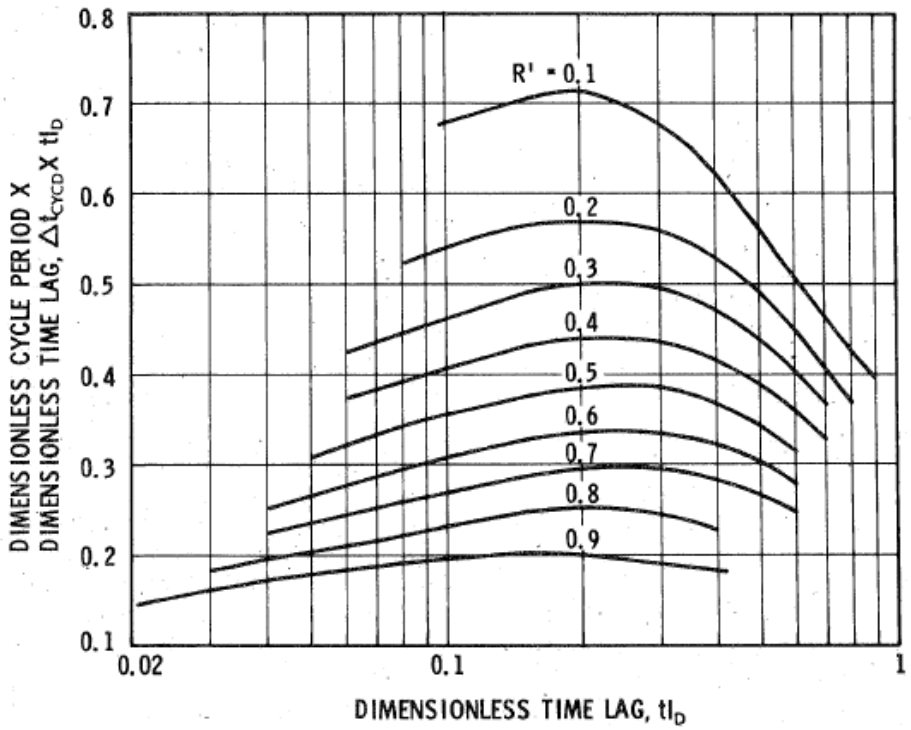
$$\frac{kh}{\mu} = \frac{70.6qB\,\Delta p_D}{\Delta p} \quad \text{--------- 10}$$

5- حساب $\mathbf{\emptyset hc_t}$ من المعادلة.

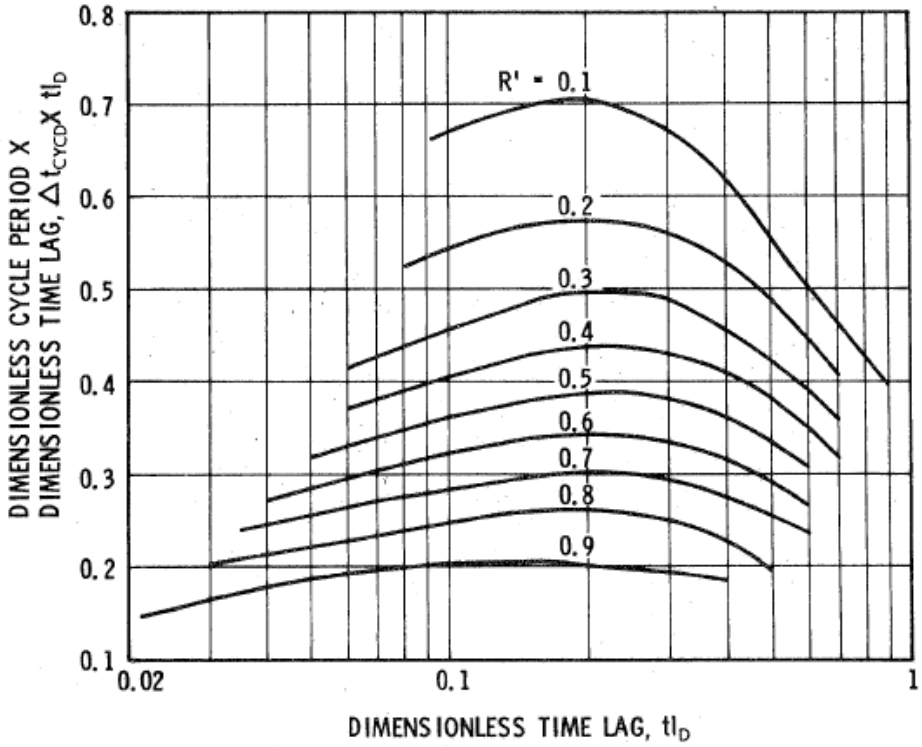
$$\phi c_t h = \frac{kh\Delta t_c}{948.333\mu r_{bw}^2}\frac{1}{(\Delta t_c)_D} \quad \text{---------- 11}$$

تفاصيل و تعاريف الرموز أُدرجت ادناه:

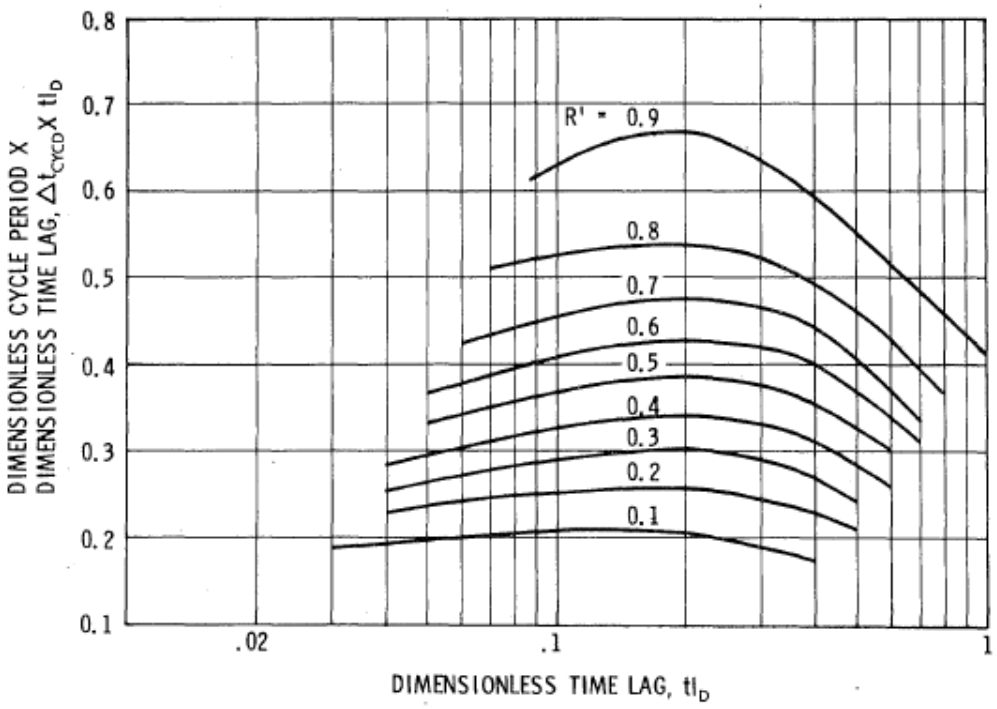
R' = pulse ratio
Δt = pulse period
$R\Delta t$ = shut-in period
R = ratio between pulse period and shut-in period
Δt_{cycD} = dimensionless cycle period
Δt_{cyc} = cycle period = $\Delta t(1 - R)$, min
r_{pr} = distance between the pulsing and the responding wells, ft
t_{LD} = dimensionless time lag
t_L = time lag, min
μ_o = oil viscosity, cP
ϕ = porosity, fraction
Δp_D = dimensionless response amplitude
Δp = response amplitude, psi
h = formation thickness, ft
k = permeability, mD.



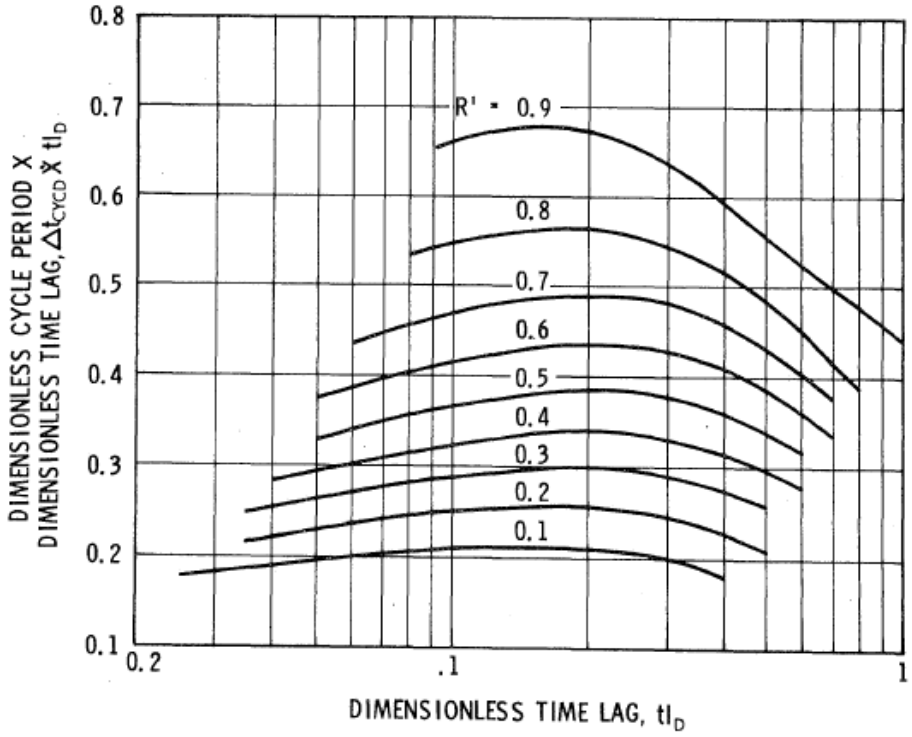
الشكل 14-14 : علاقة طول مدة دورة النبضة اللابعدي للنبضة الزوجية الاولى



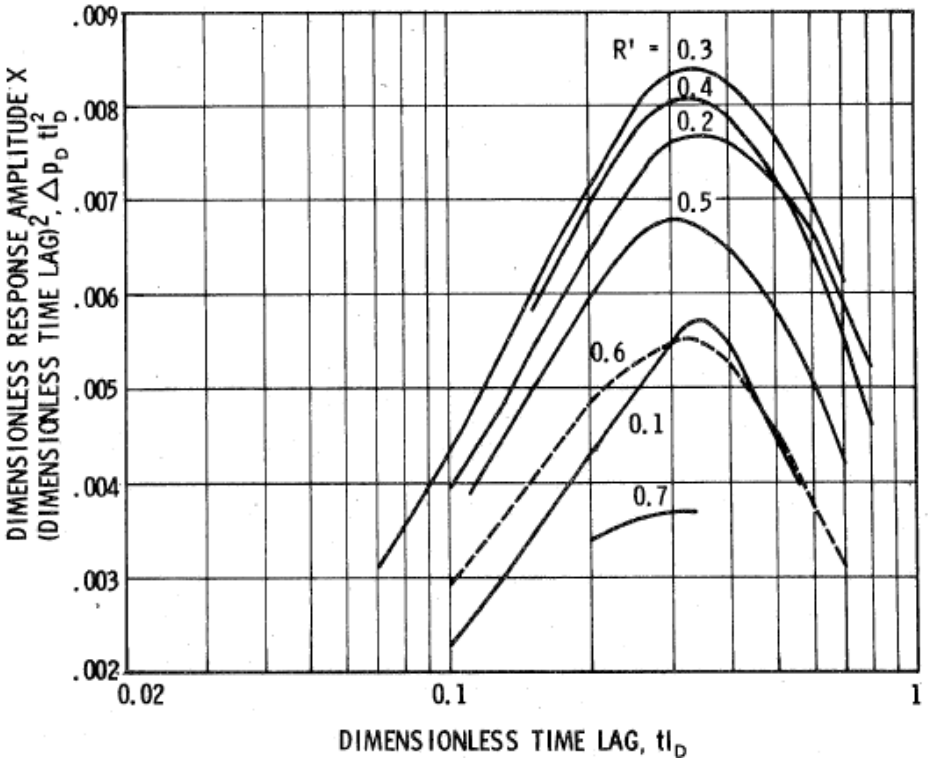
الشكل 14-15 : علاقة طول مدة دورة النبضة اللابعدي لباقي النبضات الزوجية



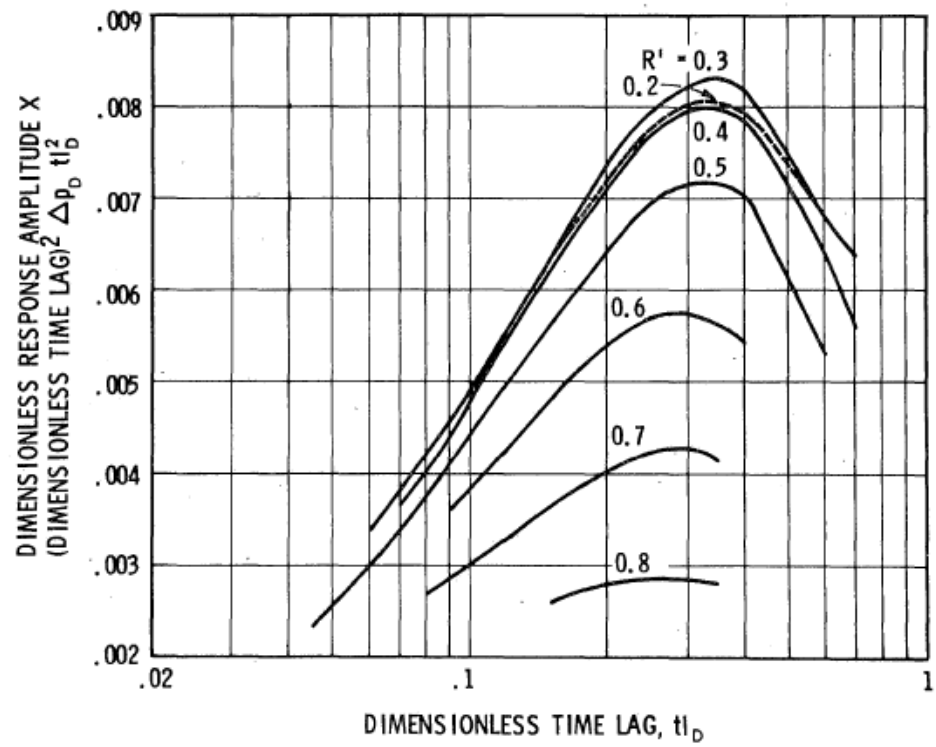
الشكل 14-16 : علاقة طول مدة دورة النبضة اللابعدي للنبضة الفردية الاولى



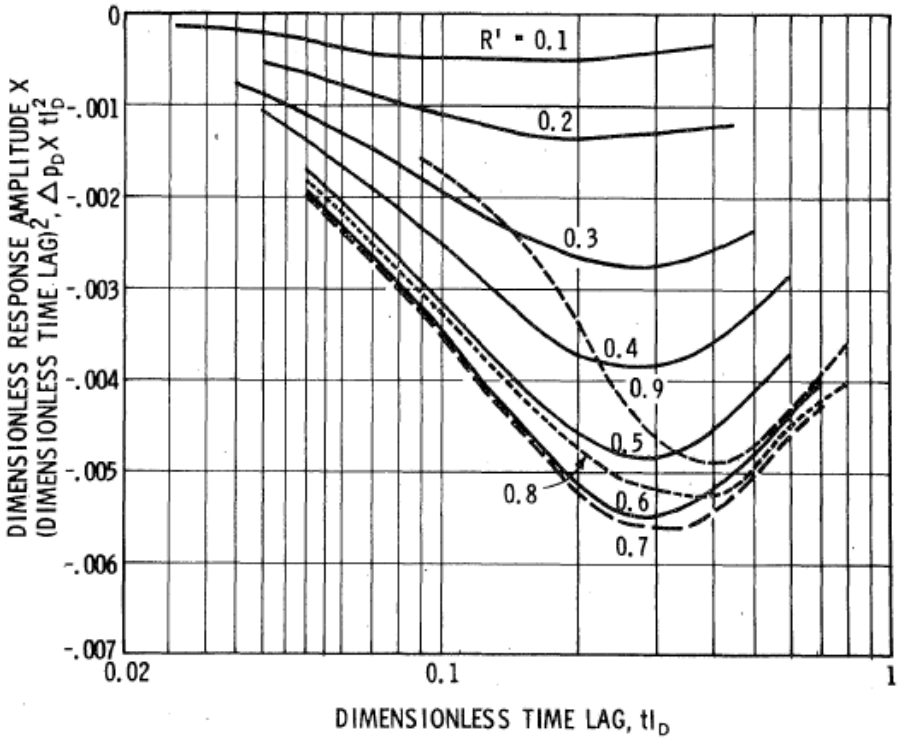
الشكل 14-17 : علاقة طول مدة دورة النبضة اللابعدي لباقي النبضات الفردية



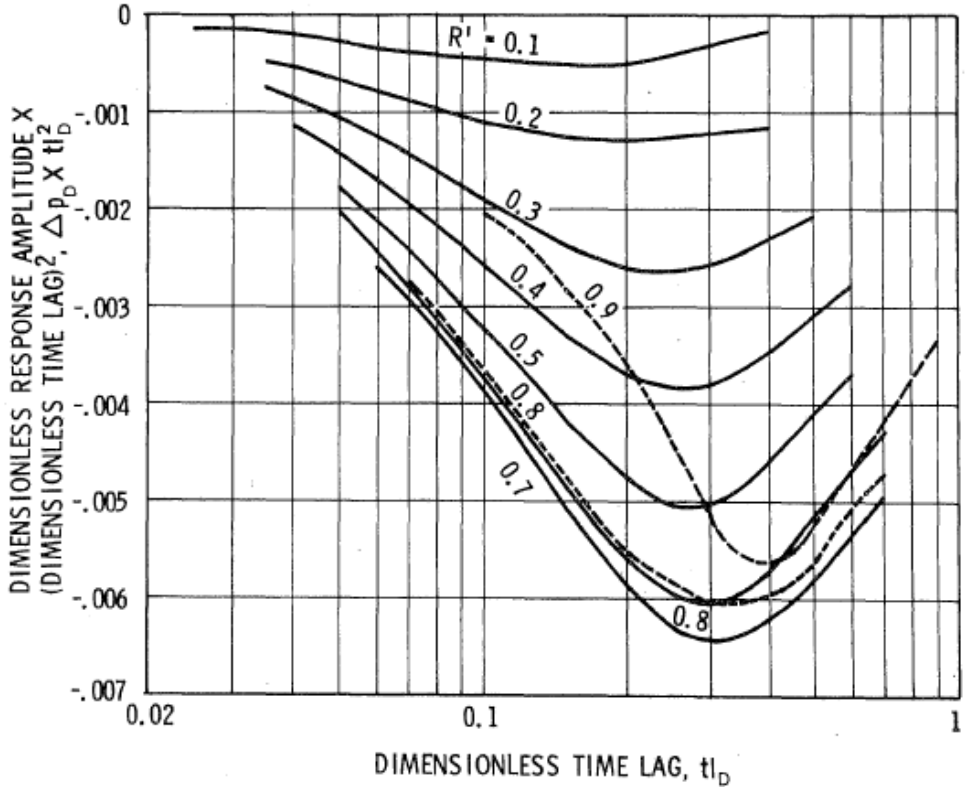
الشكل 14-18 : علاقة سعة استجابة النبضة اللابعدي للنبضة الزوجية الاولى



الشكل 14-19 : علاقة سعة استجابة النبضة اللابعدي لباقي النبضات الزوجية



الشكل 14-20 : علاقة سعة استجابة النبضة اللابعدي للنبضة الفردية الاولى



الشكل 14-21 : علاقة سعة استجابة النبضة اللابعدي لباقي النبضات الفردية

مثال 5 :

المعلومات و بيانات الفحص النبضي أُدرجت ادناه :

Q=200 stb/day

$$h = 50\,\text{ft},\ k = 250\,\text{mD},\ \phi = 0.18,\ \mu_o = 1.750\,\text{cP}$$
$$\beta_o = 1.126\,\text{rb/stb},\ c_t = 2.5 \times 10^{-5}\,\text{psi}^{-1},\ r_{pr} = 660\,\text{ft},$$

$$\Delta p = -0.30,\ t_L = 210,\ \text{and}\ \Delta t_{cyc} = 700\,\text{min.}$$
$$\text{Optimum pulse ratio, } R' = 0.65.$$

- احسب $T=kh/\mu$ و $S=\emptyset hc_t$ ؟؟

الحل :

لما كانت قيمة نسبة النبضة تساوي $R'=0.65$ لذا سنستخدم علاقات النبضة الفردية ، نتبع الخطوات الاتية:

- حساب وقت التاخير اللابعدي حسب المعادلة رقم-5 :

$$t_{LD} = \frac{t_L}{\Delta t_{cyc}} = \frac{210}{700} = 0.30$$

- من معرفة $R'=0.65$ و $t_{LD}=0.3$ و استعمال الشكل14-20 على اساس ان النبضة المختارة فردية نجد ان قيمة :

$$\Delta t_{cycD} \times t_{LD} = 0.45$$

- اذن مدة الدورة اللابعدي تساوي :

$$\Delta t_{cycD} = 0.45/0.3 = 1.5$$

- من معرفة $R'=0.65$ و $t_{LD}=0.3$ و باستعمال الشكل14-21 على اساس ان النبضة المختارة فردية و التي تلي النبضة الفردية الاولى نجد ان قيمة :

$$\Delta p_D \times t_{LD}^2 = -0.0063$$

اذن الضغط اللابعدي يساوي :

$$\Delta p_D = \frac{(-0.0063)}{0.3^2} = -0.070$$

- حساب transmissivity **$T=kh/\mu$** حسب المعادلة رقم-10 :

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{70.6\beta q \Delta p_D}{\Delta p} = \frac{70.6(1.126)(200)(-0.070)}{-0.25}$$
$$= 4451.75\,\text{mD ft/cP}$$

- حساب **Storage $S=\emptyset hc_t$** حسب المعادلة رقم-11 :

$$\phi c_t h = \frac{kh}{56{,}900\mu r^2}\frac{\Delta t_{cyc}}{\Delta t_{cycD}} = \frac{4451.75}{56{,}900 \times 660^2} \times \frac{700}{1.5}$$
$$= 8.38 \times 10^{-6}\ \text{ft/psi}$$

مثال 6

تم تنفيذ الفحص النبضي لاحد الحقول النفطية ، المسافة بين البئر الفعال Well Y4 والبئر المراقبة Well Y3 بحدود 3440 ft المعلومات المتوفرة أُدرجت ادناه :

Distance between test wells, ft		3.445
Porosity, fraction		0.3
Reservoir fluid properties:	B_o	1.3
	μ_o, cp	0.65
	c_t, psi^{-1}	17×10^{-6}
Pulse parameters:	Δq, STB/D	7,400
	Δt_1, hours	168
	Δt_2, hours	870
Time lag, hours		300
Response amplitude, psi		−2.1

اوجد قيمة kh ؟؟

الحل :

- بفرض ان مدد النبضات (الجريان) متساوية اي ان :

$$\Delta t_1 = \Delta t_3 = \Delta t = 168 \text{ hours.}$$

- اذن فان مدد الغلق ايضا متساوية و تساوي :

$$\Delta t_2 = R\Delta t = 702 \text{ hours.}$$

- و نسبة النبضة

$$R' = \frac{168}{168 + 702} = 0.193$$

ان قيمة نسبة النبضة خارج حدود الجدول في الطريقة االتحليلية لذلك سنستخدم طريقة الرسومات و كالاتي:

- من وقت التاخير t_L=300 hrs. نجد وقت التاخير اللابعدي :

$$t_{LD} = \frac{t_L}{\Delta t_{cyc}} = \frac{300}{870} = 0.345$$

- من معرفة R\=0.193 و t_{LD}=0.345 و باستعمال الشكل14-17 على اساس ان النبضة المختارة هي النبضة الزوجية الاولى نجد ان قيمة حاصل ضرب :

$$\Delta t_{cycD} \times t_{LD} = 0.551$$

- اذن مدة الدورة اللابعدي تساوي :

$$\Delta t_{cycD} = \frac{0.551}{0.345} = 1.597$$

- من معرفة $R^{\backslash}=0.193$ و $t_{LD}=0.345$ و باستعمال الشكل14-21 على اساس ان النبضة المختارة هي زوجية اولى نجد ان قيمة حاصل ضرب :

$$\Delta p_D \times t_{LD}^2 = 0.00756$$

اذن الضغط اللابعدي يساوي :

$$\Delta p_D = \frac{0.00756}{0.345^2} = 0.0635.$$

- نجد kh من معادلة الضغط اللابعدي و تساوي :

$$kh = \frac{70.6\, Bq\, \mu\, \Delta p_D}{\Delta p}$$

$$= \frac{70.6 \times 1.3 \times 7{,}400 \times 0.65 \times 0.0635.}{-2.1}$$

$$= 13{,}400 \text{ md ft}$$

3-2-14 الطريقة االتحليلية في تفسير الفحص النبضي - المعادلات التجريبية

لغرض تسهيل استعمال طريقة كمال-بريكهام في تفسير فحوصات النبضة، وتجنب التعامل مع المنحنيات التي قد تسبب أخطاء في قراءة القيم اللابعدية، تم إجراء محاولات لإيجاد معادلات تجريبية تربط المعاملات الثلاثة:

مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD}

وقت التأخير اللابعدي t_{LD}

سعة الضغط اللابعدية Δp_D

تكمن أهمية المعادلات التجريبية في:

1. تقلل الأخطاء الناتجة عن قراءة القيم من المنحنيات.
2. سهولة الاستعمال :يمكن تطبيقها مباشرة دون الحاجة إلى الرجوع إلى المنحنيات.
3. الكفاءة الزمنية :تسهّل وتسريع عمليات تحليل البيانات الميدانية.

خطوات التفسير:

1- رسم البيانات وتحليل الأشكال النبضية: بعد انتهاء الفحص، يتم رسم البيانات، بحيث يكون الضغط والإنتاج مع الزمن على إحداثيات عادية. من الرسم، يتم تحديد النبضات المختلفة واستخلاص البيانات الأساسية منها.

2- رسم المماسات المتوازية على أعلى وأدنى النبضات لتحديد :

سعة الاستجابة=الضغط ΔP ، الوقت المتأخر t_L ، مدة الفتح (مدة النبضة) Δt ، مدة الغلق $\Delta t_{shut\text{-}in.}$ ، مدة الدورة Δt_{cyc} و نسبة النبض R' .

3- حساب المعاملات اللابعدية:

هنا تم استعمال تقنيات إحصائية وتجريبية لاشتقاق علاقات رياضية تعتمد على القيم المنشورة في منحنيات كمال-بريكهام. وتكون هذه العلاقات على الشكل العام كالتالي :

* حساب مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD} بوجود وقت التاخير اللابعدي t_{LD} و حسب العلاقة الاتية:

$$\Delta t_{cycD} = Ct_{LD}^{A} + D \quad \text{---------- 12}$$

إذ ان D تساوي:

$D = -0.325$ for odd pulses
$D = -0.675$ for even pulses

و ان A، C هي دوال لنسبة النبضة R' و أُدرجت قيمها في الجدولين 14-3 و 14-4 لحالات نبضية مختلفة، مثل :

النبضة الفردية أو الزوجية الأولى.

النبضات الفردية أو الزوجية المتتالية.

Pulse ratio, R'	1st even pulse	All other even pulses	1st odd pulse	All other odd pulses
0.20	−0.795	−0.805	−0.825	−0.812
0.25	−0.779	−0.779	−0.828	−0.815
0.30	−0.763	−0.752	−0.830	−0.818
0.35	−0.747	−0.745	−0.835	−0.826
0.40	−0.730	−0.738	−0.839	−0.833
0.45	−0.708	−0.727	−0.847	−0.841
0.50	−0.691	−0.715	−0.854	−0.849
0.55	−0.683	−0.708	−0.858	−0.861
0.60	−0.675	−0.700	−0.864	−0.873
0.65	−0.665	−0.698	−0.874	−0.884
0.70	−0.655	−0.695	−0.885	−0.895
0.75	−0.650	−0.689	−0.858	−0.915
0.80	−0.645	−0.682	−0.930	−0.935

الجدول 14-3 تحديد قيم المعامل A لحساب مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD}

* حساب سعة الاستجابة اللابعدي - الضغط اللابعدي ΔP_D بوجود وقت التاخير اللابعدي t_{LD} و مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD} و حسب العلاقة الاتية :

$$\frac{\Delta p_D}{\Delta t_{cycD}} = H[F \exp(Et_{LD}) + 0.01] \quad \text{---------- 13}$$

Pulse ratio, R'	1st even pulse	All other even pulses	1st odd pulse	All other odd pulses
0.20	0.955	0.950	0.432	0.432
0.25	0.942	0.936	0.452	0.453
0.30	0.928	0.921	0.471	0.473
0.35	0.905	0.898	0.493	0.496
0.40	0.882	0.875	0.515	0.518
0.45	0.864	0.850	0.539	0.542
0.50	0.845	0.825	0.562	0.565
0.55	0.824	0.803	0.581	0.587
0.60	0.802	0.781	0.600	0.609
0.65	0.776	0.753	0.618	0.628
0.70	0.750	0.725	0.635	0.647
0.75	0.725	0.695	0.643	0.657
0.80	0.700	0.665	0.650	0.667

الجدول 14-4 تحديد قيم المعامل C لحساب مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD}

إذ ان H يساوي:

$H = -1$ for odd pulses
$H = 1$ for even pulses.

وان F، E هي دوال لنسبة النبضة R' و قيمها أُدرجت في الجدولين 14-5 و 14-6 على التوالي.

Pulse ratio, R'	1st even pulse	All other even pulses	1st odd pulse	All other odd pulses
0.20	−3.100	−3.259	−8.000	−8.221
0.25	−3.125	−3.258	−6.250	−6.505
0.30	−3.150	−3.265	−5.000	−5.482
0.35	−3.186	−3.330	−4.751	−5.005
0.40	−3.221	−3.395	−4.502	−4.250
0.45	−3.348	−3.448	−4.354	−4.486
0.50	−3.425	−3.500	−4.205	−4.221
0.55	−3.540	−3.628	−4.080	−4.058
0.60	−3.604	−3.755	−3.953	−3.895
0.65	−3.878	−3.984	−3.902	−3.826
0.70	−4.152	−4.213	−3.850	−3.756
0.75	−4.380	−4.359	−3.829	−3.711
0.80	−4.607	−4.504	−3.807	−3.665

الجدول 14-5 تحديد قيم المعامل E لحساب ΔP_D

Pulse ratio, R'	1st even pulse	All other even pulses	1st odd pulse	All other odd pulses
0.20	0.0925	0.0867	0.0749	0.0775
0.25	0.1050	0.0975	0.0884	0.0975
0.30	0.1195	0.1075	0.0975	0.1000
0.35	0.1288	0.1150	0.1040	0.1105
0.40	0.1320	0.1220	0.1100	0.1162
0.45	0.1346	0.1245	0.1139	0.1201
0.50	0.1350	0.1248	0.1164	0.1225
0.55	0.1325	0.1225	0.1150	0.1223
0.60	0.1300	0.1175	0.1126	0.1202
0.65	0.1225	0.1085	0.1072	0.1172
0.70	0.1140	0.0975	0.0995	0.1090
0.75	0.0950	0.0804	0.0886	0.0950
0.80	0.0600	0.0643	0.0775	0.0845

الجدول 14-6 تحديد قيم المعامل F لحساب ΔP_D

4- حساب الخواص المكمنية:

حساب kh/μ باستعمال المعادلة رقم-10

حساب ϕhct باستعمال المعادلة رقم-14

$$\phi c_t h = \frac{kh}{56{,}900\mu r^2}\frac{\Delta t_{cyc}}{\Delta t_{cycD}} \quad \text{(ft/psi)} \quad \text{----- 14}$$

و قد لوحظ أن سعات استجابة الضغط صغيرة جدًا عند نسب النبضات الصغيرة مثل 0.1 أو النسب الكبيرة مثل 0.9 بحيث لا يمكن تفسيرها بسهولة على مخطط الضغط ، فقد تم تطوير الطريقة لنسب النبضات التي تتراوح من 0.2 إلى 0.8 فقط .

مثال 4 :

المعلومات و البيانات للفحص النبضي أُدرجت ادناه :

Optimum pulse ratio, $R' = 0.65$ $\Delta p = -0.25$, $t_L = 210\,\text{min}$, $\Delta t_{cyc} = 700\,\text{min}.$

المعلومات المتوفرة الاخرى : Q=200 stb/day

$h = 50\,\text{ft}$, $k = 250\,\text{mD}$, $\phi = 0.18$, $\mu_o = 1.750\,\text{cP}$
$\beta_o = 1.126\,\text{rb/stb}$, $c_t = 2.5 \times 10^{-5}\,\text{psi}^{-1}$, $r_{pr} = 660\,\text{ft}$,

- احسب $T=kh/\mu$ و $S=\emptyset hc_t$ ؟؟

الحل :الطريقة االتحليلية:

- حساب وقت التاخير اللابعدي:

$$t_{LD} = \frac{t_L}{\Delta t_{cyc}} = \frac{210}{700} = 0.3$$

- حساب مدة الدورة اللابعدي:

$$\Delta t_{cycD} = Ct_{LD}^{A} + D$$

إذ ان :

$$D = -0.325$$
$$C = 0.628 \quad \text{(from Table 4-14)}$$
$$A = -0.884 \text{ (from Table 3-14)}$$

نعوض القيم D ،C ،A في المعادلة اعلاه ينتج:.

$$\Delta t_{cycD} = 0.628(0.3)^{-0.884} + (-0.325) = 1.4955$$

- حساب نسبة الضغط اللابعدي الى مدة الدورة النبضية حسب المعادلة رقم-13 :

$$\frac{\Delta p_D}{\Delta t_{cycD}} = H[F \exp(Et_{LD}) + 0.01]$$

إذ ان :

$$H = -1$$
$$F = -0.1172 \text{ (from Table 6-14)}$$
$$E = -3.826 \text{ (from Table 5-14)}$$

- نعوض القيم F ،H ،Eفي المعادلة اعلاه فتصبح :

$$\frac{\Delta p_D}{\Delta t_{cycD}} = -1[0.1172 \exp(-3.826 \times 0.3) + 0.01]$$
$$= -0.0472$$

- نحسب الانتقالية **kh/μ :**

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{70.6\beta q \Delta p_D}{\Delta p} \quad (\text{mD ft/cP})$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{70.6(1.26)(200)(-0.071)}{(-0.25)}$$
$$= 5052.7 \text{ mD-ft/cP}$$

- نحسب قابلية خزن المكمن **$S=\emptyset hc_t$:**

$$\phi c_t h = \frac{kh}{56{,}900\mu r^2}\frac{\Delta t_{cyc}}{\Delta t_{cycD}}$$

$$= \frac{5052.7}{56{,}900(660)^2} \times \frac{700}{1.4955}$$

$$= 9.54 \times 10^{-5}\ \text{ft/psi}$$

3-14 تفسير الفحص النبضي في المكامن المتجانسة غير المتماثلة (Homogeneous Anisotropic Reservoirs)

- يكون المكمن متجانسًا عندما تكون جميع الخصائص المكمنية ثابتة في كل نقطة.تشمل هذه الخصائص المسامية، السُمك، الانضغاطية الكلية، اللزوجة، والنفاذية.

- في المكامن غير المتماثلة، تكون النفاذية متغيرة مع الاتجاهات، مما يؤدي إلى اختلاف استجابة الضغط في اتجاهات مختلفة. يُطلق على هذه المكامن Homogeneous Anisotropic Reservoirs.

- خطوات تفسير الفحص النبضي للمكامن غير المتماثلة تتم باتباع نفس خطوات التفسير المستخدمة في المكامن المتجانسة المتماثلة، مع تعديل طريقة حساب النفاذية الفعالة.

- بيانات الفحص تُسجل على الاقل في ثلاث ابار مراقبة observation wells ، ثم تُستخدم تلك البيانات في الحسابات الاتية:

- حساب معدل النفاذية $\bar{k}$:

$$\bar{k} = \sqrt{k_x k_y - k_{xy}^2} = \left[\frac{141.2QB\mu}{h\Delta p[(t_L)_D]^2}\right]\left[\Delta p_D (t_L/\Delta t_C)^2\right]_{Fig} \quad \text{---------- 15}$$

- حساب حاصل ضرب المسامية والانضغاطية Φct لكل بئر و يساوي:

$$\phi c_t = \left[\frac{0.0002637(t_L)}{\mu r^2}\right]\left[\frac{(\bar{k})^2}{y^2 k_x + x^2 k_y - 2xyk_{xy}}\right] \times \frac{1}{\left[(t_L)_D/r_D^2\right]_{Fig}} \quad \text{---------- 16}$$

- في المعادلة رقم-16 يوجد اربع مجاهيل: k_{xy}، k_y، k_x و $Øc_t$ و نحتاج الى اربع معادلات لكي نحلهم انيا و نستخرج القيم المجهولة . من المعادلة 16 و لثلاث ابار نحسب قيم k_{xy}،k_y،k_x بدلالة $Øc_t$ و نستخدم المعادلة رقم-15 كمعادلة رابعة .

- ممكن مراجعة المعادلات رقم- 26، 27 ، 28 و 29 في الفصل-13 لحساب اعلى و اوطا قيمة للنفاذية k_{max}،k_{min} و الزاوية Θ في تحديد اتجاهما .

إذا أظهر تفسير الفحص النبضي اختلافات كبيرة في النفاذية المحسوبة، فقد يكون ذلك مؤشرًا على عدم وضوح اللاتماثل بهذه الطريقة. في هذه الحالة، يُفضل استعمال تحليل فحص التداخل (Interference Testing) للمكامن المتجانسة غير المتماثلة، إذ يتم تحليل تدفق الضغط في اتجاهات مختلفة لفهم توزيع النفاذية بشكل أكثر دقة.

4-14 تاثير عامل تخزين البئر على بيانات الفحص النبضي

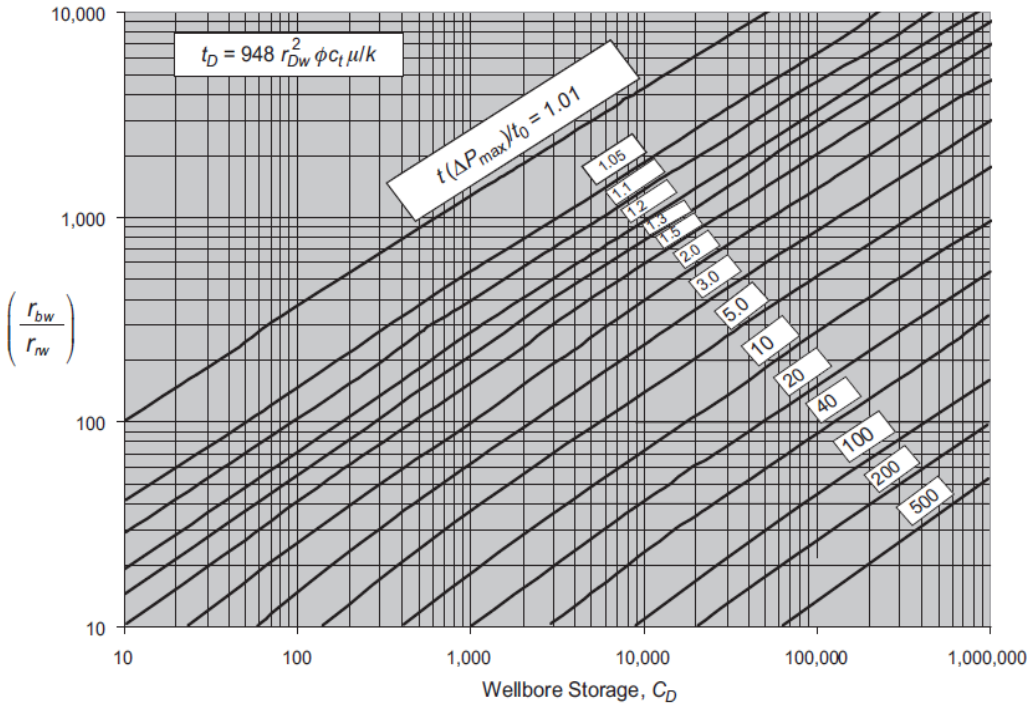
بحسب برات و سكوت (Prats and Scott 1975) ، فيُعتبر تأثير عامل تخزين البئر (Wellbore Storage) في البئر الفعال أحد العوامل المهمة التي يجب أخذها في الاعتبار عند تفسير بيانات الفحص النبضي. فهو يؤثر بشكل مباشر على:

1- تأخير وقت الاستجابة: يُؤدي وجود عامل تخزين البئر C إلى تباطؤ وقت التأخير t_L عن قيمته الحقيقية . كلما يقلّ عامل التخزين C قلّ التأخير في الاستجابة و يقل تاثير عامل تخزين البئر كلما زادت المسافة بين البئرين.

2- تقليل الضغط المقاس عند بئر المراقبة: يُسبب عامل تخزين البئر انخفاضًا في قيمة الضغط المقاس عند بئر المراقبة مقارنة بالقيمة الفعلية التي كان يمكن تسجيلها في غيابه.

3- تصحيح بيانات الفحص النبضي:

يوضح الشكل 14-22 العلاقة بين نسبة وقت التأخير الحقيقي والمقاس $t(\Delta p_{max})/t_0$ كدالة لعامل التخزين اللابعدي C_D والمسافة اللابعدية بين البئرين r_{bw}/r_w .



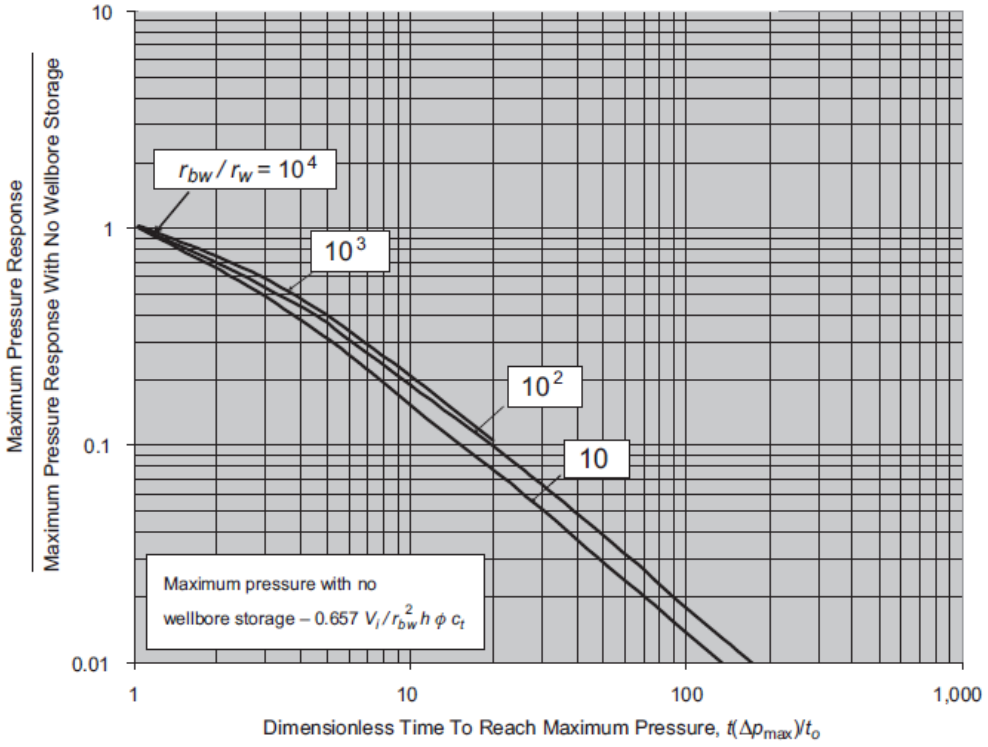
الشكل 14-22 : تاثير عامل تخزين البئر على وقت التاخير t_L

الشكل 14-23 يقدم مخططات لمعامل تخزين جوف البئر اللابعدي وتأثيره على الضغط المقاس عبر العلاقة ما بين :

$$\frac{\text{Maximum Pressure Response}}{\text{Maximum Pressure Response With No Wellbore Storage}} \text{ vs Dimensionless Time To Reach Maximum Pressure, } t(\Delta p_{max})/t_o$$

يمكن استعمال البيانات الخاصة بعامل تخزين البئر C_D والمسافة بين الآبار r_{bw}/r_w في الشكل14-22 لتصحيح وقت التاخير عبر النسبة $t(\Delta p_{max})/t_0$ التي تمثل نسبة وقت التاخير بوجود تاثير تخزين البئر الى وقت التاخير من دون تاثيره . ثم استعمال نفس النسبة $t(\Delta p_{max})/t_0$ في الشكل 14-23 لتصحيح القيم المقاسة للضغط و تحديد القيم الحقيقية للضغط.

بصورة عامة فان عامل تخزين البئر يؤثر على دقة الفحص النبضي، ولذلك يجب تصحيح البيانات باستعمال منحنيات مناسبة (في الشكلين 14-22 و14-23) وتقدير القيم الحقيقية للضغط ووقت التأخير للحصول على نتائج اكثر دقة للنفاذية والمسامية.



الشكل 14-23 : تاثير عامل تخزين البئر على سعة استجابة الضغط Δp_{max}

5-14 تصميم الفحص النبضي بطريقة الرسومات - Designing Pulse Test Graphically

قبل البدء بتنفيذ الفحص فلابد من اجراءات تحضيرية للفحص ، اهمها تصميم الفحص ليحقق الغرض المتوخاه منه . يتطلب تصميم الفحص النبضي ايجاد المعاملات الاتية :

1- تحديد نسبة النبضة R' . فاذا كانت معروفة في الحقل من فحوصات سابقة فيُفضل الاخذ بها والا فيستحسن ان تكون قريبة الى 0.3 or 0.7 بحسب كون النبضات التي ستحلل لاحقا , فاذا كانت فردية فتؤخذ قريبة الى 0.7 او زوجية فتؤخذ قريبة الى 0.3 على ان لا تكون قيمها اعلى من 0.8 او اقل من 0.2 .

2- حساب وقت التاخير اللابعدي t_{LD} من احدى المعادلتين ادناه:

$$t_{LD} = 0.09 + 0.3R' \text{ (odd pulses)} \text{ ---------- 17}$$

$$t_{LD} = 0.09 \times 0.3(1 - R') \text{ (even pulses)} \text{ ---------- 18}$$

3- تحديد طول مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD} باستعمال وقت التاخير اللابعدي t_{LD} و المنحني المناسب من الاشكال 14-17 الى 14-20

4- تحديد سعة الضغط اللابعدي ΔP_D باستعمال وقت التاخير اللابعدي t_{LD} و المنحني المناسب من الاشكال14-21 الى 14-24 .

5- من المعلومات التقريبية المتوفرة للمكمن و المائع : النفاذية ، المسامية ، اللزوجة ، الانضغاطية الكلية ، سُمك الطبقة المكمنية اضافة الى المعلومات التي توفرت من الرسومات في الخطوة 3 و 4، نحسب مدة الدورة و سعة الضغط .

$$\Delta t_{cyc} = \frac{56{,}900\phi\mu_o c_t r_{pr}^2 \Delta t_{cycD}}{k} \quad \text{(min)} \text{ ---------- 19}$$

6- باستعمال نسبة النبضة R' و مدة الدورة Δt_{cyc} نحسب مدة النبضة (الفتح) Δt و مدة الغلق $R\Delta t$.

$$\Delta t = R'\Delta t_{cyc} \quad \text{(min)} \text{ ---------- 20}$$

$$R\Delta t = \left(\Delta t_{cyc} - R'\Delta t_{cyc}\right) \quad \text{(min)} \text{ ---------- 21}$$

7- نحدد ΔP من المعادلة رقم-10 و كما يأتي:

$$\Delta p = \frac{70.6 q_o \mu_o \beta_o \Delta p_D}{kh}$$

ان حساب سعة الضغط ΔP سيُمكن من تحديد انسب مقياس للضغط gauge نوعا و دقة.

مثال 7 :

المثال ادناه توضيحي لخطوات تصميم الفحص well test design النبضي؟؟

بفرض ان $R'=0.6$ هي القيمة العادية المستخدمة في الفحص النبضي لمكمن نفطي (في حال عدم توفر قيمة R' فيمكن ان نفرضها 0.5) ، و المعلومات الاخرى التقريبية المتوفرة مُدرجة ادناه :

Porosity = 0.2
Permeability = 200 md
Thickness = 30 ft
Distance between pulsing and responding wells = 600 ft
Compressibility = 1×10^{-5} psi^{-1}
Viscosity = 2 cp
Formation volume factor = 1 RB/STB

الحل:

1- حساب وقت التاخير اللابعدي t_{LD} كما يأتي:

$$t_{LD} = 0.09 + 0.3R'$$

$$t_{LD} = 0.09 + 0.3 \times 0.6 = 0.27$$

2- بفرض انه سنستخدم النبضة الفردية الاولى من الشكل-14-16 و كون $R'=0.6$ نحسب مدة الدورة اللابعدي Δt_{cycD} :

$$\Delta t_{cycD} \times tl_D \text{ (at } R' = 0.6 \text{ and } t_{LD} = 0.27) = 0.423$$

$$\Delta t_{cycD} = 0.435/0.27 = 1.611$$

3- تحديد سعة الضغط اللابعدي ΔP_D باستعمال وقت التاخير اللابعدي t_{LD} و الشكل14-20 .

$$\Delta p_D \times t_{LD}^2 \text{ (at } R' = 0.6 \text{ and } tl_D = 0.27) = -0.0055$$

$$\Delta p_D = \frac{-0.0055}{0.27^2} = -0.0754.$$

4- حساب مدة الدورة اللابعدي:

$$\Delta t_{cycD} = \frac{k\,\Delta t_{cyc}}{56{,}900\,\phi c_t\,\mu\,r_{bw}^2}$$

$$\Delta t_{cyc} = \frac{56{,}900\,\phi c_t\,\mu\,r_{bw}^2\,\Delta t_{cycD}}{k}$$

$$= \frac{56{,}900 \times 0.2 \times 10^{-5} \times 2 \times 600^2 \times 1.567}{200}$$

$$= 641.97 \text{ minutes} \cong 650 \text{ minutes.}$$

اذن مدة الفتح (النبضة) :

$$\text{The pulse period} = R'\,\Delta t_{cyc} = 0.6 \times 650 = 390 \text{ min-}$$

تحديد الضغط اللابعدي ΔP_D:

$$\Delta p_D = \frac{kh\,\Delta p}{70.6\,B\mu q}$$

بالترتيب فان فرق الضغط او سعة استجابة الضغط يساوي :

$$\Delta p = \frac{70.6\,B\mu q\,\Delta p_D}{kh}$$

$$= \frac{70.6\ (1)\ (2)\ (0.0754)\ q}{(200)\ (30)} = -0.0017\ q\ \text{psi}$$

بفرض ان معدل الانتاج المناسب يساوي q=100 stb/day ، اذن :

$$\Delta p = -0.177\ \text{psi}.$$

مثال 8 :

بحسب المعلومات المتوفرة ادناه :

Ø=0.2 ، B_o=1.1 bbl/stb ، $c_t = 6.89\times10^{-6}$ psi^{-1} ، h=65.6 ft ، μ_o=2 cp ،r=574 ft
r_w = 0.328 ft، k=100 md،

المطلوب عمل تصميم لفحص نبضي تحديد طول مدة الدورة cycle time و حساب معدل الانتاج عند المباشرة بالفحص ؟؟

الحل :

- **بحسب** الخبرة فانه من المناسب ان يمثل وقت التاخير time lag ثلث طول المدة التي تستغرقها الدورة الواحدة cycle time اي ان :

$$t_L/t_c = 1/3$$

- **نختار** قيمة F\=0.5 اي ان :

$$F' = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c} = 0.5$$

- اذن ممكن ان نحدد وقت التاخير اللابعدي للنبضة الفردية الاولى من الشكل14-8 :

$$[(t_L)_D/r_D^2]_{Fig} = 0.09$$

- و حسب المعادلة رقم-9 ادناه :

$$\phi c_t = \frac{0.0002637kt_L}{\mu r^2[(t_L)_D/r_D^2]_{Fig}}$$

بالترتيب يمكن حساب وقت التاخير :

$$t_L = \frac{\phi c_t \mu r^2[(t_L)_D/r_D^2]_{Fig}}{0.0002637k}$$

اذن المدة الزمنية للدورة الواحدة و حسب المطلب الاول تساوي :

$$\Delta t_c = 3\ t_L$$

$$\Delta t_c = 3t_L = \frac{3 \times 0.2 \times 0.6896 \times 10^{-5} \times 2 \times 574^2 \times 0.09}{0.0002637 \times 100} = 9.3 \ hours$$

- منه نحسب وقت التاخير الذي يساوي :

$$t_L = \frac{\Delta t_c}{3} = \frac{9.3}{3} = 3.1 \ hours$$

- من الشكل14-4 نجد معامل الضغط اللابعدي ادناه :

$$\Delta p_D [t_L / \Delta t_c]^2 = 0.00238$$

- ثم نحسب معدل الانتاج وحسب المعادلة رقم- 8 :

$$q = \frac{hk\Delta p[t_L/\Delta t_c]^2}{141.2 \times \mu B(\Delta p_D[t_L/\Delta t_c]^2)_{Fig}}$$

$$= \frac{65.6 \times 100 \times 0.3 \times (1/3)^2}{141.2 \times 1.1 \times 2 \times 0.00238}$$

$$q = 295.8 \ bbl/d.$$

و عليه و بناء" على نتائج التصميم فان الفحص النبضي يُنفذ على اساس ما يأتي:

Cycle time:	8 *hours*
Rate:	[302 *bbl/d*]
First pressure change $\Delta p1$:	[0.246 *psi*]
First time log t_{L1}:	3.572 *hours*

6-14 تصميم الفحص النبضي تحليليا-Designing Pulse Tests Analytically

الغرض من تصميم الفحص هو ايجاد مدة الدورة Δt_{cyc} وسعة الاستجابة ΔP , نتبع الخطوات الاتية:

1- حدد نسبة النبض كما في الطريقة الرسومات السابقة.

2 حساب وقت التاخير اللابعدي t_{LD} من احدى المعادلتين 19 أو 20.

3- باستعمال الجدولين 14-3 أو 14-4، أوجد A وC .

4- باستعمال الجدولين 14-5 أو 14-6، أوجد E وF .

5- حساب مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD} بوجود وقت التاخير اللابعدي t_{LD} باستعمال المعادلة رقم-12

6- حساب سعة الاستجابة اللابعدي- الضغط اللابعدي ΔP_D بوجود وقت التاخير اللابعدي t_{LD} و مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD} باستعمال المعادلة 13.

7- باستعمال القيم التقريبية المعروفة لنفاذية التكوين، المسامية، السمك، لزوجة المائع وقابلية الانضغاط الكلية، احسب مدة الدورة Δt_{cyc} وسعة الاستجابة ΔP باستعمال المعادلتين 14 و10.

مثال-9

بحسب المعلومات المتوفرة ادناه :

Production rate $= 200$ bbl/day. $\beta_o = 1.126$ rb/stb, $c_t = 2.5 \times 10^{-5}$ psi^{-1}
$h = 50$ ft, $k = 250$ mD, $\phi = 0.18$, $r_{pr} = 660$ ft, $\mu_o = 1.750$ cP,

Assume most convenient pulse ratio, $R' = 0.65$

المطلوب عمل تصميم لفحص نبضي باستعمال الطريقة االتحليلية؟؟

الحل:

- بما أن نسبة النبض هي 0.65، فيجب استعمال النبضة الفردية بدلاً من النبضة الزوجية.
- احسب وقت التاخير اللابعدي t_{LD} من المعادلة رقم-19:

$$t_{LD} = 0.09 + 0.3R' = 0.90 + 0.3(0.65) = 0.285$$

- حساب مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD} بوجود وقت التاخير اللابعدي t_{LD}=0.285 و حسب المعادلة رقم-12 :

$$\Delta t_{cycD} = Ct_{LD}^{A} + D \quad \text{(for odd pulses)}$$

$$D = -0.325$$

$$C = 0.628 \quad \text{(from Table 4-14)}$$

$$A = -0.884 \quad \text{(from Table 3-14)}$$

$$\Delta t_{cycD} = 0.628(0.285)^{-0.884} + (-3.25) = 1.580$$

$$\Delta t_{cycD} = \frac{0.45}{0.285} = 1.579$$

- حساب سعة استجابة الضغط اللابعدي ΔP_D بوجود وقت التاخير اللابعدي t_{LD} و مدة الدورة اللابعدية Δt_{cycD} باستعمال المعادلة 13.

$$\frac{\Delta p_D}{\Delta t_{cycD}} = H[F \exp(Et_{LD}) + 0.01]$$

For odd pulses $H = -1$

$$E = -3.826 \quad \text{(from Table 5-14)}$$
$$F = 0.1172 \quad \text{(from Table 6-14)}$$

$$\frac{\Delta p_D}{\Delta t_{cycD}} = -1[0.1172 \exp(-3.826 \times 0.285) + 0.01] = -0.0494$$

Therefore, $\Delta p_D = -0.0494 \times 1.580 = -0.078.$

- حساب مدة الدورة الكاملة Δt_{cyc} :

$$\Delta t_{cyc} = \frac{56{,}900\phi c_t \mu r^2}{k} \Delta t_{cycD} = \frac{56{,}900 \times 0.18 \times 2.5 \times 10^{-5} \times 1.75 \times 660^2}{250}$$
$$= 781 \text{ min} \cong 800 \text{ min}$$

- حساب مدة النبضة Δt_p:

$$\Delta t = R' \Delta t_{cyc} = 0.65 \times 800 = 520 \text{ min}$$

- حساب مدة الغلق Δt_s:

$$R\Delta t = \Delta t_{cyc} - \Delta t = 800 - 520 = 280 \text{ min}$$

The shut-in period $= 800 - 520 = 280$ min

- حساب سعة استجابة الضغط Δp :

$$\Delta p = \frac{70.6 q_o \mu_o \beta_o \Delta p_D}{kh}$$
$$= \frac{70.6(200)(1.75)(1.126)}{250(50)} \times (\ -0.078\ ) = -0.173 \text{ psi}$$

Nomenclature - المصطلحات والرموز

k = average permeability، md

B oil volume factor، bbl/STB

c compressibility، 1/psia

C wellbore storage coefficient، bbl/psia

ct total or system compressibility، 1/psia

F ′ = ratio of duration of pulsing period to total cycle period، dimensionless

G_p primal geometric factor for vertical pulse testing

G_R reciprocal geometric factor for vertical pulse testing

G* geometric factor for vertical interference testing

h formation thickness، ft

kv = vertical permeability، md

k permeability، md

$\bar{k}$ = average permeability، md

Np oil produced since last stabilization، bbl

P pressure، psia

$\bar{PD}$ dimensionless pressure derivative

PD dimensionless pressure

Pi initial reservoir pressure، psia

P_{wf} well flowing pressure، psia

P_{ws} well shut-in or static pressure، psia

ΔP/q pulse amplitude

Q = production (injection) rate during active period،STB/day

r radius، ft

r_w well radius، ft

r_{bw} = distance between wells in interference and pulse testing، ft

s skin factor

St reservoir storativity، ft/psia

t time، h

t_L lag time، h

t_D dimensionless time based on well radius

T reservoir transmissibility، md-ft/cp

t = time، hours

t_D = dimensionless time

t_L = time lag، hours

$(t_L)_D$ = dimensionless time lag

Δt shut-in time، h

Δtc cycle length، hours

Δt_p pulse shut-in period

Δt_{CYCD} = dimensionless cycle period in pulse testing

ΔZ_p vertical distance from upper formation boundary to the center of upper perforation، for vertical well testing

ΔZ_R vertical distance between upper and lower perforations، for vertical pulse testing

ΔZ_{wD} = distance from top of formation to middle of active perforations in vertical interference tests، ft.

ΔZ_{ws} = length of static (measurement) interval in vertical interference testing، ft

ΔZ_{wf} = length of fl owing (active) interval in vertical interference testing، ft

φ porosity، fraction

ρ fluid density، lbm/ft3

μ viscosity، cp

Suffices

1hr time of 1 h

D dimensionless

p production،

r radial flow

s skin

w well

References – المصادر

1. Al-Khalifa، A.A.، Al-Hashim، H.S.، Al-Marhoun، A.، and Menouar، H.K. 1985. Revised Pulse Testing Correlation Charts. Published as part of Pulse-Testing Response for Unequal Pulse and Shut-In Periods. SPEJ 15 (5): 399–410. SPE-5053-PA.
2. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook "، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
3. Earlougher، R.C. Jr. 1977. "Advances in Well Test Analysis،" Vol. 5. Richardson، Texas: Monograph Series، SPE.
4. Falade، G.K. and Brigham، W.E. 1974a. "The Dynamics of Vertical Pulse Testing in a Slab Reservoir". Paper SPE 5055-A presented at the SPE Annual Meeting، Houston، 6–9 October.
5. Falade، G.K. and Brigham، W.E. 1974b. "The Analysis of Single-Well Pulse Tests in a Finite Acting Slab Reservoir". Paper SPE 5055 presented at the SPE Annual Meeting، Houston، 6–9 October.
6. Johnson، C. R.، Greenhorn، R. A.، and Woods، E. G.، "Pulse Testing: ANew Method for Describing Reservoir Flow Properties Between Wells،"/. Pet. Technol. (Dec. 1966)، 1599-1604، Trans. AIME 237.
7. Lee، J.W.، Rollins، J.B.، and Spivey، J.P. 2003. "Pressure Transient Testing،" Vol. 9. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE. 978-1-55563-099-7.
8. Medhat M. Kamal، "Interference and Pulse Testing-A Review" SPE، Amoco Production Co. March 2019.
9. Medhat M. Kamal "Transient Well Testing" Monograph SPE © Copyright 2009 Society of Petroleum Engineers.
10. Prats، M. 1970. "A Method for Determining the Net Vertical Permeability Near A Well from in-Situ Measurements". JPT 22 (5): 637–643; Trans.، AIME، 249. SPE-2511-PA.
11. Prats، M. and Scott، J.B. 1975. "Effect of Wellbore Storage on Pulse Test Pressure Response". JPT 27 (6):707–709. SPE-5322-PA
12. Slider، H. C.، "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods،" copyright ©1983، Penn Well Publishing
13. Schlumberger، "Well Test Interpretation" © Schlumberger 2002.
14. Tarek Ahmed D.، Nathan Meehan، "Advanced Reservoir Management and Engineering " Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2012.
15. Zoltán E. Heinemann،"WELL TESTING" ، University of Leoben October 2003

الفصل الخامس عشر

فحوصات النفاذية العمودية -Vertical permeability tests

1-15 المقدمة

على الرغم من أن الاختلاف في النفاذية العمودية عن النفاذية الأفقية يُعتبر أكثر وضوحًا في المكامن المعقدة(Heterogeneous reservoirs) ، إلا أن الاختلاف موجود أيضًا حتى في المكامن المتجانسة (Homogeneous reservoirs) إذ تتباين قيم النفاذية العمودية k_v or k_z للطبقة المكمنية عن قيمها في النفاذية الأفقية k_h or k_r و يحدث هذا الاختلاف بسبب عدة عوامل منها:

1- تأثير الانضغاطية الناتج من وزن العمود الصخري بعد الترسيب. إذ تتعرض المسامات في الاتجاه العمودي لضغط أكبر، مما يحد من النفاذية العمودية مقارنة بالنفاذية الأفقية.

2- بعد الترسيب، تخضع الصخور لعدة **عمليات تحويرية** تؤثر على حجم وشكل المسامات. هذه العمليات تشمل:

- التسميت (Cementation) ، إذ تترسب معادن لاصقة بين المسام، مما يقلل من النفاذية. قد تؤثر هذه العملية بشكل أكبر على النفاذية في الاتجاه العمودي مقارنة بالأفقي.

- التكهف (Caving) :تحدث عندما تتآكل الصخوربفعل عمليات كيمياوية تتسبب في اذابة المعادن الصخرية و تؤدي الى تكوين تجاويف أو فجوات تؤثر على المسامية والنفاذية. هذه العملية قد تؤثر بشكل غير متساوٍ بين الاتجاهين العمودي والأفقي.

- التبلور(Crystallization) : يؤثر نمو بلورات معدنية في الفجوات المسامية الى احداث تغيير في حجم و توزيع المسامات في الصخرة. قد يكون لهذا التأثير أكبر في الاتجاه العمودي، مما يؤدي إلى نفاذية عمودية أقل.

3- وجود طبقات رقيقة غير نفاذة مثل صخور السجيل Shale المتداخلة مع الطبقات النفاذة:

في بعض المكامن، حتى إذا كانت الصخور الرئيسية متجانسة إلى حد ما في المكمن ، يمكن أن تحتوي على طبقات رقيقة من صخور السجيل أو طبقات من الطين التي تكون غير نفاذة أو ذات نفاذية منخفضة و عندما تتداخل هذه الطبقات غير النفاذة مع الطبقات النفاذة، فإنها تخلق حواجز بين الطبقات النفاذة، مما يؤثر على سلوك الجريان في الاتجاه العمودي.

2-15 اهمية النفاذية العمودية في الإدارة المكمنية

- تحديد مستويات التثقيب: التثقيب المستهدف في الطبقات التي تتمتع بنفاذية عمودية عالية يعزز تدفق الموائع ويزيد إنتاجية البئر. و في المكامن التي تحتوي على طبقات متعددة أو سمك كبير، تصبح النفاذية العمودية ضرورية لتحديد أين يجب تنفيذ التثقيب (Perforation) بشكل فعال.

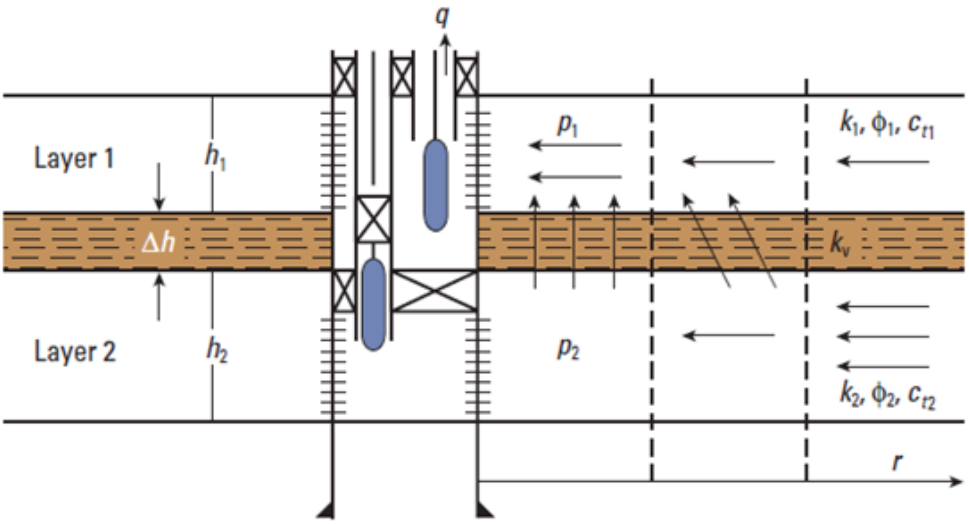
- جدوى عمليات الاستخلاص الثانوي والمدعم (Secondary & Enhanced Recovery) .

ان النفاذية العمودية تعتبر عاملاً مهماً في تحليل جدوى عمليات الاستخلاص الثانوي (مثل حقن

الماء) و الاستخلاص المدعم (مثل حقن الغاز أو الحقن الكيميائي) . ففي المكامن ذات النفاذية العمودية العالية، تنتقل الموائع بسهولة عموديا، مما يسهم في تعزيز فعالية هذه العمليات، إذ يساعد حقن الماء أو الغاز في دفع النفط نحو البئر.

- فهم التداخل الهيدروليكي بين الطبقات.

معرفة النفاذية العمودية يساهم في تحديد التداخل الهيدروليكي بين الطبقات المختلفة في المكمن. هذا سيمكن في تحسين استراتيجيات الإنتاج وتوجيه الجريان في المكمن بشكل أفضل لتحقيق أفضل الإنتاج من الطبقات المختلفة.



الشكل 15-1 : التحضير لفحص التداخل vertical interference test العمودي

او فحص النبض العمودي vertical pulse test

15-3 الغرض من الفحص العمودي:

يتم تنفيذ فحص النفاذية العمودي عادة في بئر واحد لكن في مستويين عموديين مختلفة و ذلك لتحقيق الاهداف الاتية:

- الكشف عن وجود تداخل هيدروليكي بين طبقات مفصولة بطبقة منخفضة النفاذية :

في المكامن المتعددة الطبقات، قد تكون هناك طبقة منخفضة النفاذية تفصل بين الطبقات النفاذة. وفي حال وجود تداخل هيدروليكي بين هذه الطبقات، يعني ذلك أن الموائع يمكن أن تتحرك بين الطبقات بشكل ليس المرغوب فيه (الشكل 15-1). يساعد الفحص العمودي في اكتشاف هذا التداخل، وبالتالي توفير معلومات حيوية حول سلوك الموائع داخل المكمن وكيفية تأثير الطبقات المختلفة على الجريان.

- التمييز بين الطبقات العازلة والنفاذة لتحديد إذا كانت طبقة مانعة أم ناقلة للموائع.

- الكشف عن وجود نضوح بين الطبقات خلف بطانة البئر.(Casing Leak Detection) .

يعتبر الفحص العمودي من أساليب التقييم الأساسية لفحص خصائص المكمن في الاتجاه العمودي هو أداة حيوية في تقييم الطبقات المكمنية، يُنفذ الفحص عادةً في بئر واحد على مستويين عموديين مختلفين .

4-15 تحضير فحص النفاذية العمودي في المكامن المتجانسة

فحص النفاذية العمودي يمكن ان ينفذ في كلا من الابار الانتاجية او ابار الحقن. قبل تنفيذ الفحص نحتاج الى توفير متطلبات الفحص و التي تشمل:

*** متطلبات إكمال البئر قبل الفحص (الشكل 15-1):**

- يجب إكمال البئر بمستويين للتثقيب داخل البئر نفسه :

مستوى التثقيب العلوي للإنتاج أو الحقن.

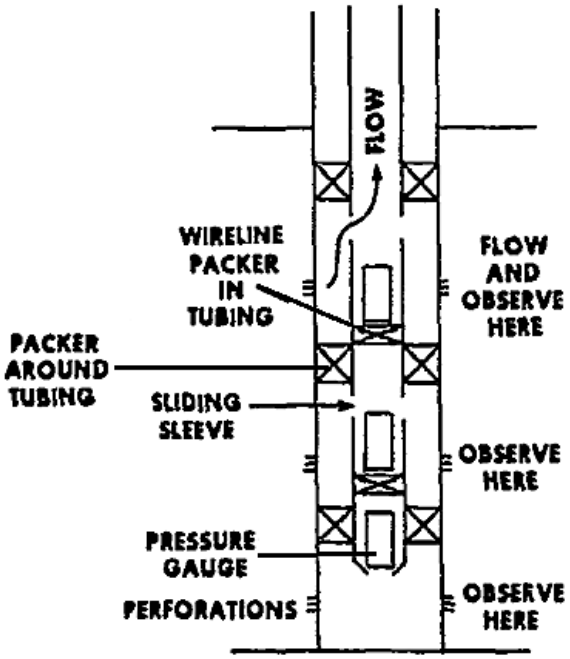
مستوى التثقيب السفلي مخصص لمراقبة الضغط عبر معدات القياس.

- لضمان دقة القياسات، يتم عزل فترتي التثقيب تمامًا باستعمال العازل (Packer) الشكل 15-1. و يمكن تبادل الأدوار بين المستويين، أي يمكن أن يكون التثقيب العلوي أو السفلي فعالًا (إنتاج/حقن) و الاخر للمراقبة من دون تأثير على النتائج.

***تقنيات العزل أثناء الفحص (الشكل 15-2):**

1- العوازل التقليدية الصلدة (Packers) إذ تعزل كل فترة تثقيب على حدة لضمان دقة القياسات.

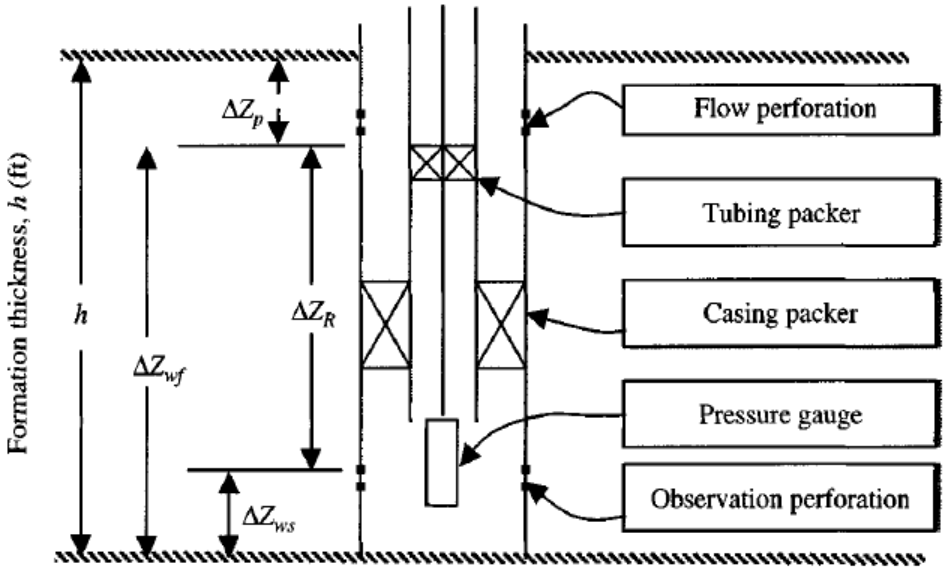
2- الأكمام المنزلقة (Sliding Sleeves) : إذ تُتيح التحكم بالفتح و الغلق من السطح بحيث يمكن فحص فترة التثقيب العليا بعزل التثقيب السفلي والعكس صحيح.



الشكل 15-2 : اكمال البئر النفطي و تظهر العوازل packers و الاكمام المنزلقة sliding sleeves

*** تحديد المتغيرات الأساسية في التحضير للفحص (الشكل 15-3):**

- ΔZ_R تمثل المسافة بين مستوى التثقيب العلوي والسفلي و تُقاس من منتصف التثقيب لكل مستوى.
- ΔZ_{wf} تمثل المسافة بين مستوى تثقيب الانتاج او الحقن الى اسفل الطبقة.
- ΔZ_{ws} و تُمثل المسافة ما بين مستوى تثقيب المراقبة observation و اسفل الطبقة .
- ΔZ_p و تُمثل المسافة ما بين اعلى الطبقة و مستوى تثقيب الانتاج او الحقن .
- h سُمك الطبقة على فرض ان البئر مخترق كل السُمك.



الشكل 15-3 : تعاريف المعاملات التي تدخل في فحص النفاذية العمودي

15-5 تفسير فحص النفاذية العمودي Vertical permeability test analysis

ان الفحص العمودي (Vertical Permeability Test) يُتيح قياس النفاذية العمودية على نطاق واسع من الطبقة المكمنية باستعمال الفحصين:

1- **فحص التداخل العمودي.(Vertical Interference Test)**

2- **الفحص النبضي العمودي.(Vertical Pulse Test)**

3-

15-5-1 تفسير فحص التداخل العمودي - طريقة براتس Prats Vertical Interference Test Analysis

قدم براتس (1970) طريقة لحساب النفاذية الأفقية (k_h) والعمودية (k_v) من تفسير فحص التداخل العمودي، بفرض عدم وجود تأثير لعامل القشرة(s) .

خطوات تنفيذ الفحص وتحليل البيانات

1- تهيئة البئر للفحص بإنزال معدات الفحص والقياس عند مستوى التثقيب السفلي و عزل

منطقتي التثقيب (العلوي والسفلي) باستعمال العازل(Packer) .

2- بدء الفحص بفتح البئر للإنتاج أو الحقن عند مستوى التثقيب العلوي بمعدل جريان ثابت و تسجيل استجابة الضغط عند مستوى التثقيب السفلي باستعمال أدوات القياس الملائمة.

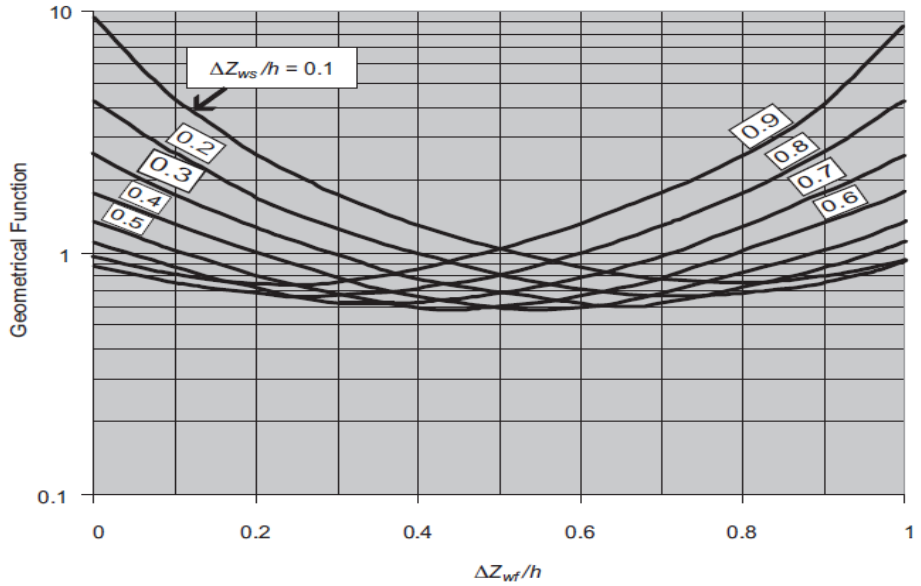
3- تمثيل البيانات بيانيًا عبر رسم علاقة الضغط المقاس (P) والزمن (t) باحداثيات نصف لوغاريتمية يكون فيها الضغط بمقياس عادي و الزمن بمقياس لوغاريتمي.

سنحصل على علاقة خط مستقيم، بميل مساو m و تقاطعه مع الاحداثي الصادي يساوي P_{1hr} عند الوقت .t= 1 hr.

7- من الميل بالامكان حساب النفاذية الافقية و كالاتي:

$$k_h = -\frac{162.6 q_o \mu_o \beta_o}{mh} \quad \text{---------- 1}$$

6- تحديد دالة الشكل الهندسي لنظام البئر G* باستعمال احدى المنحنيات في الشكل15-5 التي تُمثل علاقة النسبة $\Delta Z_{ws}/h$ (المسافة ما بين مستوى تثقيب المراقبة observation و اسفل الطبقة ΔZ_{ws} الى سمك الطبقة h) و النسبة $\Delta Z_{wf}/h$ (المسافة بين مستوى تثقيب الجريان flow و اسفل الطبقة ΔZ_{wf} الى سمك الطبقة h) .



الشكل 15-5 : ايجاد الدالة الهندسية G^* لطريقة براتس Prats

7- حساب النفاذية العمودية من معرفة الميل m و التقاطع P_{1hr} و الشكل الهندسي G* كالاتي :

$$k_z = \frac{\phi \mu c_t h^2}{0.0002637} \text{antilog}\left(\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \frac{G^* + h/|\Delta Z_{wf} - \Delta Z_{ws}|}{2.3025}\right) \quad \text{---------- 2}$$

إذ ان

G^* = geometric function
h = formation thickness, ft

k = permeability, md
k_v = vertical permeability, md

Δz_{wf} = Vertical distance from lower formation boundary to flow perforations, ft
Δz_{ws} = Vertical distance from lower formation boundary to observation perforation, ft

m = slope of semilog straight line, psi/cycle
p_{1hr} = pressure after 1 hour on semilog straight line, psi
p_i = pressure at beginning of test, psi

ملاحظة:

تتاثر نتائج الفحص سلبا في حال وجود تضرر skin damage بالبئر اي ان النفاذية العمودية تكون اقل من الحقيقية ، و تكون اكبر من الحقيقية في حال وجود نضوح خلف البطانة.طريقة براتس تعتمد على افتراض عدم وجود تأثير لعامل القشرة(s) ، لذا يجب التأكد من ذلك أثناء الفحص و ان وجد تضرر فيجب ازالة تاثيره عبر عمليات التحميض acidizing .

Time t (hr)	Pressure response p_{ws} (psig)
1	3015
2	3020
3	3023
4	3030
5	3033
6	3038
7	3040
8	3043
10	3048
20	3050
30	3055
40	3060
50	3064
60	3066
70	3066
80	3067
90	3068
100	3070

الجدول 15-1 بيانات فحص النفاذية العمودية – المثال رقم-1

مثال 1 : تحديد النفاذية العمودية من فحص التداخل العمودي

Estimating Reservoir Permeability From Vertical Interference Test Data

اجر فحص التداخل العمودي في بئر للحقن ، بيانات الضغط المقاس أُدرجت مع الوقت في الجدول15-1 ، المعلومات الاخرى المتوفرة:

$$q = -50\,\text{stb/day},\ h = 50\,\text{ft},\ \ \Delta Z_{wf} = 44\,\text{ft},\ \ \Delta Z_{ws} = 13\,\text{ft},\ \ c_t = 0.0000045\,\text{psi}^{-1},$$
$$\phi = 10.5\%,\ \ \beta = 1.046\,\text{rb/stb},\ \mu = 1.15\,\text{cP, and}\ p_i = 3000\,\text{psi}.$$

المطلوب : اجراء تفسير لبيانات الفحص و ايجاد النفاذية الافقية والعمودية و مقارنة معامل الانتقالية و المخزون المكمني و معامل الانتشار الهيدروليكي الافقي مع مثيلاتها العمودي ؟؟

الحل:

- رسم علاقة الضغط المقاس مع الوقت على ورق نصف لوغاريتمي الشكل15-6 ، نحصل على علاقة خط مستقيم الميل له m=21.5 psi/cyc. و تقاطعه مع الاحداثي الصادي يساوي P_{1hr}=3022 psi .

- حساب النفاذية الافقية حسب المعادلة رقم-1 :

$$k_h = -\frac{162.6(-50)(1.046)(1.15)}{21.5(50)} = 9.10\,\text{mD}$$

- حساب معامل الانتقالية باستعمال النفاذية الافقية :

$$\text{Transmissibility coefficient} = \frac{k_h h}{\mu} = \frac{9.10(50)}{1.15} = 395.65\,\text{mD ft/cP}$$

- حساب معامل خزن المكمن :

$$\text{Formation storage} = \phi c_t h = 0.105 \times 0.0000245 \times 50 = 1.286 \times 10^{-5}\,\text{psi}^{-1}$$

- حساب معامل الانتشار :

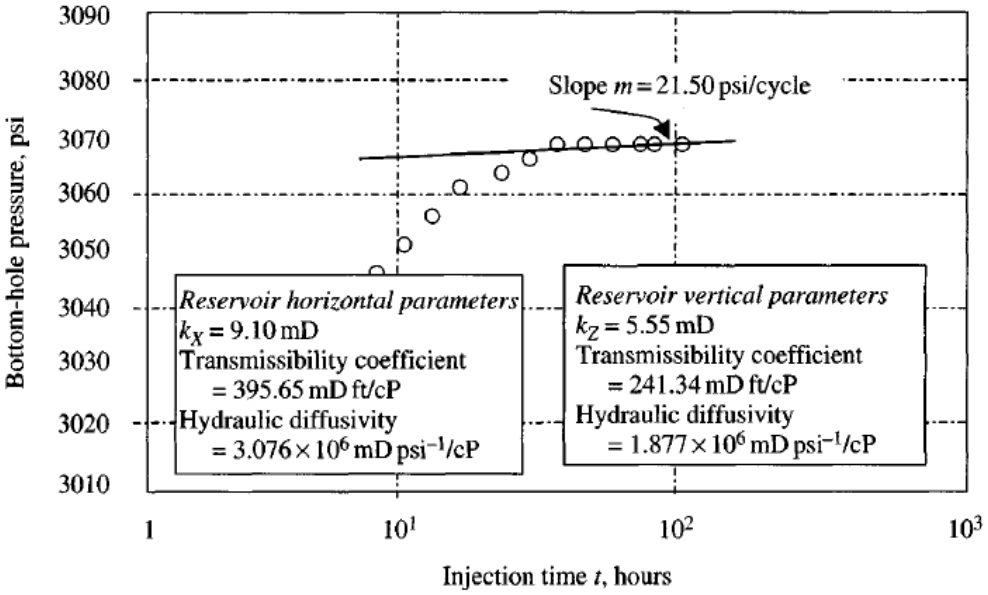
$$\text{Hydraulic diffusivity} = \frac{k_h}{\phi c_t \mu} = \frac{9.10}{0.105(0.0000245)(1.15)}$$
$$= 3.076 \times 10^6\,\text{mD psi}^{-1}/\text{cP}$$

- حساب النفاذية العمودية عبر تحضير بيانات المعاملات الاتية: :

$$\Delta Z_{wf}/h = 44/50 = 0.88$$
$$\Delta Z_{ws}/h = 13/50 = 0.26$$

- ثم نحدد المعامل الهندسي G* من الشكل15-5 و يساوي:

$$\text{geometric factor},\ G^* = 0.7565$$



الشكل 15-6 :بيانات فحص النفاذية العمودي للمثال رقم-1

- اذن النفاذية العمودية تساوي:

$$k_v = \frac{\phi \mu_o c_t h^2}{0.0002637} \text{ antilog}\left(\frac{p_{1h} - p_i}{m} - \frac{G^* + h/(\Delta z_{mf} - \Delta z_{ws})}{2.3025}\right)$$

$$k_v = \frac{0.105(1.15)(2.45 \times 10^{-5})(50)^2}{0.0002637} \text{ antilog}\left(\frac{3022 - 3015}{21.5} - \frac{0.7565 + 50/(44 - 13)}{2.3025}\right)$$

$$= 28.047 \text{ antilog}(-0.7035) = 28.047 \times 0.1979$$
$$= 5.55 \text{ mD}$$

- باعتماد النفاذية العمودية نحسب معامل الانتقالية :

$$\text{Transmissibility coefficient} = \frac{k_v h}{\mu} = \frac{5.55(50)}{1.15} = 241.34 \text{ mD ft/cP}$$

- و نحسب معامل الانتشار :

$$\text{Hydraulic diffusivity} = \frac{k_v}{\phi c_t \mu} = \frac{5.55}{0.105(0.0000245)(1.15)}$$
$$= 1.877 \times 10^6 \text{ mD psi}^{-1}/\text{cP}$$

بمقارنة النتائج ; فان النفاذية العمودية اقل من الافقية بسبب ضغط وزن عمود الصخور فنتوقع الانتقالية الافقية و معامل الانتشار ايضا اقل.

15-5-2 تحليل فحص النبض العمودي – طريقة فالاد و بريكهام (Falade and Brigham) ، Vertical Pulse Test Analysis

ان تفسير فحص النبض العمودي اكثر تعقيدا من تفسير فحص النبض الافقي بسبب تاثير الحدود الطبقة العليا و السفلى على الفحص. سُمك الطبقة العالي ووقت النبضة القليل يقلل من تاثير تلك الحدود على بيانات الضغط المقاسة و العكس صحيح .

اقترح فالاد وبريكهام (1974) طريقة لحساب النفاذية الأفقية (k_h) والعمودية (k_v) عبر تفسير فحص النبض العمودي، وذلك باستعمال مدة وصول النبضة الأولى (arrival time of the first peak) .

يتم تصنيف النظام فحص النبض العمودي بناءً على تأثير حدود الطبقة المكمنية العليا أو السفلى إلى الحالات ادناه :

الحالة الاولى: النظام اللامتناهي (Infinite System)

الحالة الثانية : النظام شبه المحدود (Semi-finite system)

الحالة الثالثة: النظام المتناهي (Finite System)

حساب المعاملات الهندسية

- حساب المعامل الهندسي الأولي (G_P) و يُمثل نسبة المسافة بين أعلى الطبقة ومستوى التثقيب العلوي إلى المسافة بين مستويي التثقيب و يساوي:

$$G_P = \Delta Z_P / \Delta Z_R \quad \text{--------- 3}$$

- حساب المعامل المتبادل (G_R) و يمثل العلاقة بين سُمك الطبقة الكلي (h) والمسافة بين مستويات التثقيب:

$$G_R = (h / \Delta Z_R) - G_P - 1 \quad \text{------- 4}$$

لاحظ ان :

هذه الطريقة مفيدة لتحديد النفاذية العمودية (k_v) ، خاصة عند وجود تباينات في التركيب الطبقي للمكمن.

فحص النبض Pulse العمودي أسرع من فحص التداخل Interference العمودي، لكنه يتطلب دقة في تسجيل زمن وصول النبضة الأولى.

1- تفسير فحص النبض العمودي في حال النظام اللامتناهي (Infinite Acting)

يحدث النظام اللامتناهي عندما لا تتأثر البيانات المقاسة بالحدود العليا أو السفلى للطبقة المكمنية اي عندما تكون مدة النبضة قصيرة او سمك الطبقة عالي بحيث لا يصل تأثير اشارة التغير بالضغط إلى حدود الطبقة. يمكن تمييز الحالة هذه عندما يكون كلا من المعاملين ;

العامل الهندسي الأولي ($G_P > 2$ Primal geometric factor-) و

العامل الهندسي المتبادل ($G_R > 2$ Reciprocal geometric factor) .

طريقة الحساب هنا اسهل من الحالتين الثانية والثالثة إذ لا تتطلب استعمال طريقة المحاولة المتكررة Iteration .

*** الخطوات الأساسية للتفسير:**

1- تحديد المسافات:

ΔZ_Rالمسافة بين مستوى التثقيب العلوي والسفلي.

ΔZ_Pالمسافة بين مستوى التثقيب العلوي وأعلى الطبقة.

يمكن الرجوع إلى الشكل (15-3) لفهم توزيع هذه المسافات داخل البئر.

2- تحضير البئر للفحص:

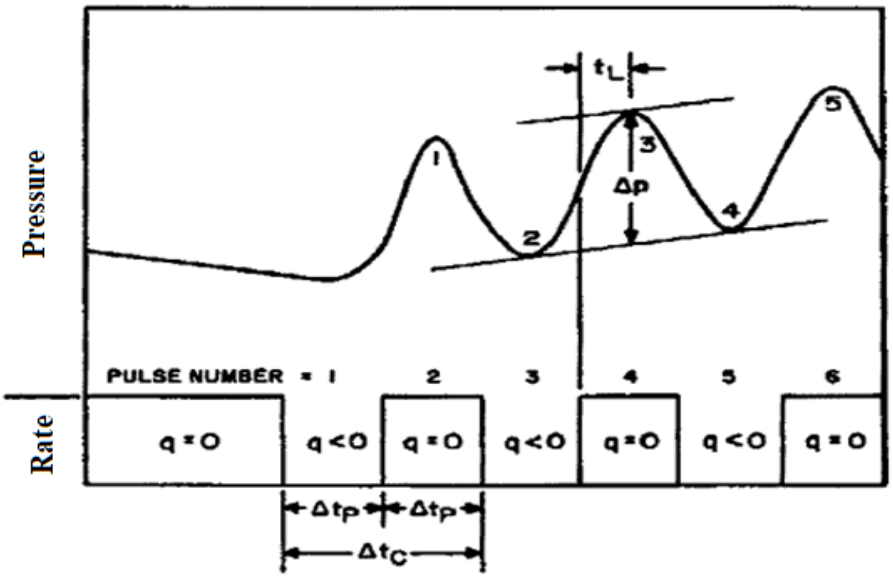
- ✧ يتم عزل منطقتي التثقيب باستعمال معدات العزل.
- ✧ فتح البئر عند مستوى التثقيب العلوي للحقن أو الإنتاج.
- ✧ ثم إغلاق وفتح البئر بمدد متساوية ومتتالية , كما هو موضح في الشكل 15-7.
- ✧ تسجيل استجابات الضغط عبر أجهزة القياس المثبتة عند مستوى التثقيب السفلي.

3- رسم استجابات الضغط مقابل الوقت:

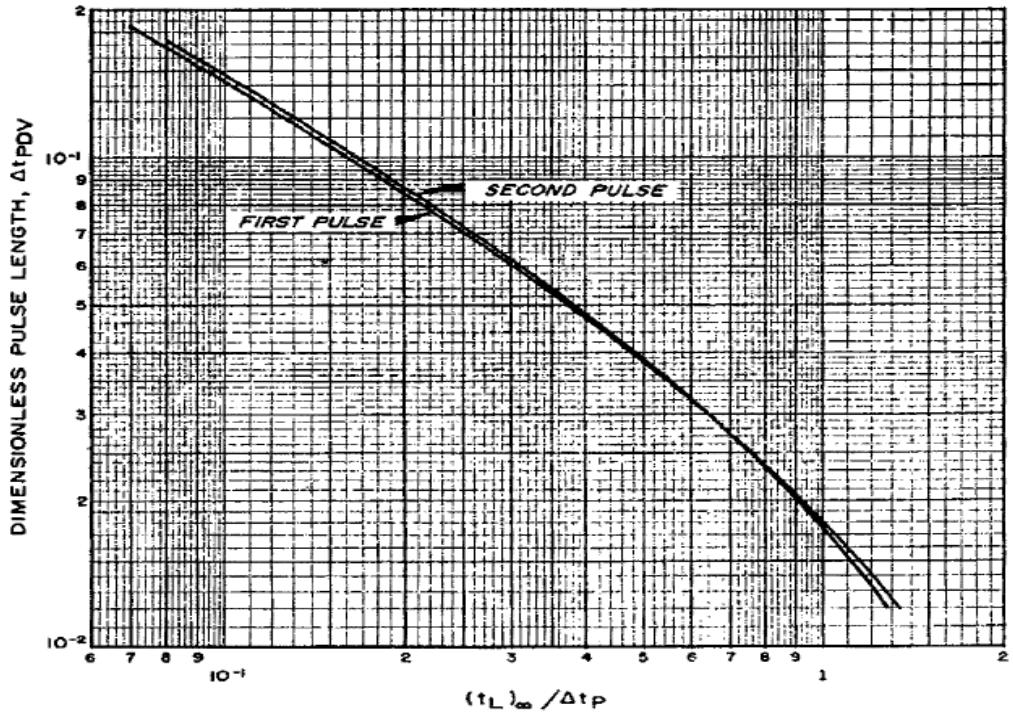
يتم رسم منحنى الضغط مقابل الوقت بمقياس رسم عادي، كما في الشكل 15-7. ثم تحديد المعاملات الأساسية من الرسم، وهي :

سعة استجابة الضغط ΔP ، وقت التاخير اللانهائي $(t_L)_\infty$ استخدمنا الرمز مالانهاية ∞ للاشارة الى حالة تفسير الفحص اللامتناهي ، وقت النبضة Δt_P (هنا وقت الغلق للنبضة يساوي وقت الفتح) .

4- حساب نسبة الوقت المتاخر المقاس الى وقت النبضة المقاس $(\Delta t_L)_\infty / \Delta t_P$ و من الشكل15-8 نحدد طول مدة النبضة اللابعدي Δt_{PDV}.



الشكل 15-7 :تاريخ الضغط والانتاج لفحص النبض العمودي



الشكل 15-8 : فحص النبض العمودي ، الطور اللامتناهي لعلاقة طول مدة النبضة اللابعدي و تاخير الوقت اللابعدي (فالاد- بريكهام)

5- استعمال قيم المعاملات من الخطوات السابقة في حساب النفاذية العمودية k_z عبر العلاقة الاتية:

$$k_z = \frac{\phi \mu_o c_t \Delta z_R^2 (\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}}}{0.0002637\ \Delta t_p} \quad \text{----------5}$$

6- نجد سعة الضغط اللابعدي للنظام اللامتناهي $(\Delta P_{DV})_\infty$ من قيمة طول مدة النبضة اللابعدي Δt_{PDV} باستعمال الشكل 15-9 .

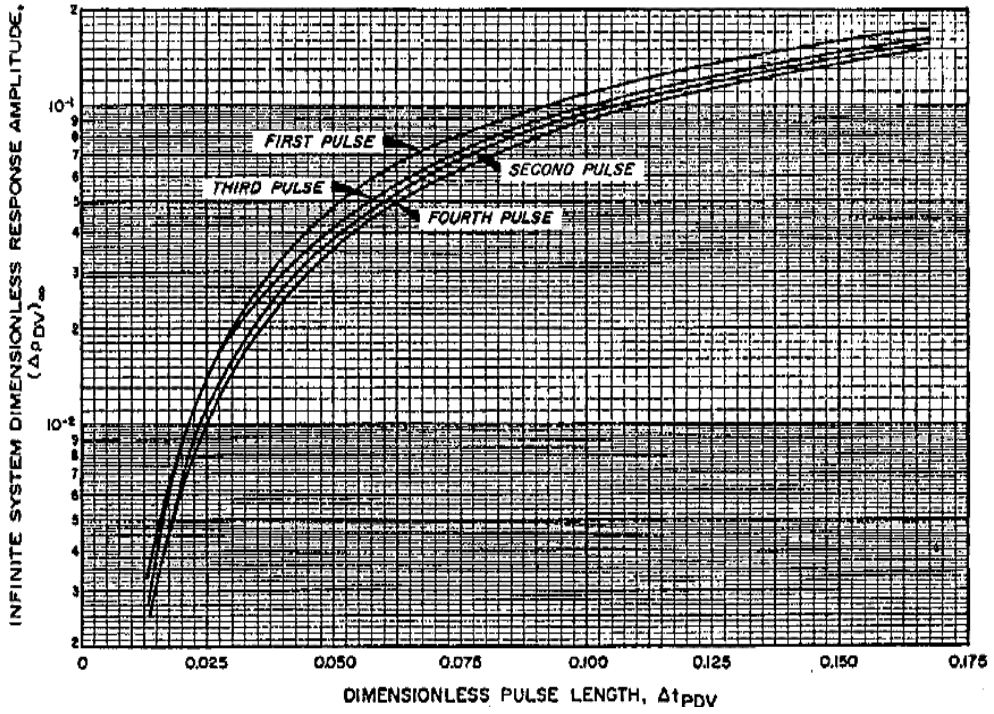
7- حساب النفاذية الافقية Radial permeability-k_r or Horizontal permeability-k_h من المعادلة الاتية:

$$k_r = \frac{141.2 q_o \mu_o \beta_o}{\Delta z_r \Delta p} \left[(\Delta p_{DV})_\infty\right]_{\text{Fig.}} \quad \text{----------6}$$

ملاحظة:

✔ميزة فحص النبض العمودي في النظام اللامتناهي أنه لا يتأثر بحدود المكمن، مما يبسط الحسابات مقارنة بالنظام المتناهي.

✔يجب أن تكونا زمن النبضة ومدة الإغلاق متساويين للحصول على تفسير دقيق.
بصورة عامة فان فحص النبض العمودي في المكمن اللامتناهي يعتمد على قياس زمن وصول النبضة الأولى وتحليل نسبة التأخير الزمني .بعد استخراج القيم من الرسومات البيانية، يمكن حساب النفاذية العمودية k_z والأفقية k_h بدقة.



الشكل 15-9 : فحص النبض العمودي ، الطور اللامتناهي لعلاقة طول النبضة اللابعدي

مثال 2 : تفسير فحص النبض العمودي لحالة النظام اللامتناهي Infinite system

اجرِ فحص النبض العمودي لبئر لحقن الماء و أُدرجت معلومات النبضة الاولى ادناه:

$$\Delta t_P = 1.9 \text{ hours} \quad t_L = 0.837 \text{ hour} \quad \Delta p = -1.0 \text{ psi} \quad \Delta Z_R = 50 \text{ ft}$$
$$q = -100 \text{ B/D} \quad B = 1.0 \text{ RB/STB}. \quad \phi = 0.20 \quad \mu = 2.0 \text{ cp} \quad c_t = 1.0 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

المطلوب : حساب كلا من النفاذية العمودية والافقية ؟؟

الحل :

بفرض ان المكمن لا متناهي فان :

$$(t_L)_\infty = t_L = 0.837 \text{ hour},$$

- حساب النسبة الاتية :

$$(t_L)_\infty / \Delta t_P = 0.837/1.9 = 0.441$$

- نستخدم الشكل15-8 للنبضة الاولى (يمكن استعماله ايضا للنبضة الثانية) لايجاد طول مدة النبضة اللابعدي:

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Fig. 14-31}} = 0.0425$$

- نستخدم الشكل 15-9 لايجاد سعة الضغط اللابعدي:

$$[(\Delta p_{PD})_{\infty}]_{\text{Fig. 14-32}} = 0.037$$

- الان بالامكان حساب النفاذية العمودية k_z كما يأتي:

$$k_z = \frac{\phi \mu_o c_t \Delta z_R^2 (\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}}}{0.0002637\ \Delta t_p}$$

$$k_z = \frac{(0.20)(2.0)(1.0 \times 10^{-5})(50)^2(0.0425)}{(0.0002637)(1.9)}$$
$$= 0.85 \text{ md}$$

- و حساب النفاذية الافقية k_r or k_h و تساوي:

$$k_h = \frac{141.2 q_o \mu_o \beta_o}{\Delta z_r \Delta p} [(\Delta p_{DV})_{\infty}]_{\text{Fig.}}$$

$$k_h = \frac{(141.2)(-100)(1.0)(2.0)(0.037)}{(50)(-1.0)}$$
$$= 20.9 \text{ md.}$$

2- تفسير الفحص النبضي العمودي للنظام شبه المحدود Test Interpretation for the Semi Finite-Acting Systems

المقصود بالنظام شبه المحدود Semi-finite system هنا ان هنالك نفوذ او تاثير على قياسات الفحص لاحد الحدين Boundries غير النفاذة, الحد السفلي او الحد العلوي للطبقة المكمنية . يحدث ذلك اذا كان مستوى التثقيب بالقرب من حد الطبقة العلوي او السفلي.تمييز الحالة هذه عندما تكون قيم احد العوامل الهندسية الثابتة اقل من اثنين ، اي ان العامل الهندسي الاولي G_P < 2 او المتبادل $G_R < 2$. و يكون $G_P < G_R$ يحصل عندما $G_P < 2$ و $G_R > 2$. إذا لم يكن الأمر كذلك، فيتم تبادل القيم اي ناخذ اصغر القيم بينهما.

تفسير الفحص للنظام شبه المحدود يتطلب اجراء حسابات غير مباشرة لايجاد خواص المكمن باستعمال طريقة المحاولة المتكررة (Iterative Method) والتي قد تستلزم احيانا استعمال برامج الحاسوب لحل المعادلات بشكل دقيق. لتوضيح طريقة و خطوات الحل فسنطبقها في المثال-3 مباشرة".

مثال-3 تفسير فحص النبض العمودي بوجود حد اعلى او اسفل للطبقة Semi-infinite system

نستخدم بيانات المثال السابق لتفسير فحص النبض العمودي بوجود حد علوي او سفلي

semi-infinite system ، باضافة سُمك الطبقة h= 250 ft و المسافة ما بين مستوى التثقيب العلوي و اعلى الطبقة ΔZ_P =12.5 ft.

الحل

- حساب العوامل الهندسية وهي G_P ، G_R و كما يأتي:

$$G_R=(h / \Delta Z_R) - G_P - 1 \quad ، \quad G_P= \Delta Z_P / \Delta Z_R$$

بالتعويض فان :

$$G_P = \frac{12.5}{50} = 0.25$$

$$G_R = \left(\frac{250}{50} - 0.25 - 1\right) = 3.75$$

- و لان G_R =3.7 > 2، G_P =0.25< 2 فالتفسير سيكون بطريقة تاثير الحد الواحد one boundry و ليس تاثير حدين not two boundries .

- لاحظ في كل المسائل ، نستخدم اصغر العاملين G_R ، G_P وهو في هذه الحالة G_P =0.25.

- يبدأ التفسير كما في التفسير للنظام اللامحدود (المثال السابق) إذ:

- نجد نسبة وقت التاخير الى وقت النبضة :

$$\frac{(t_L)}{\Delta t_p} = \frac{(t_L)_\infty}{\Delta t_p} = 0.837/1.9 = 0.441$$

من النسبة اعلاه و من الشكل 15-8 نجد وقت النبضة اللابعدي:

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}} = 0.0425$$

- من القيم G_p=0.25 و Δt_{PDV} =0.0425 و من الشكل15-10 للنبضة الاولى (او من الاشكال 15-11 ، 15-12 للنبضة الثانية او لباقي النبضات على التوالي) نجد وقت التاخير اللابعدي التالي:

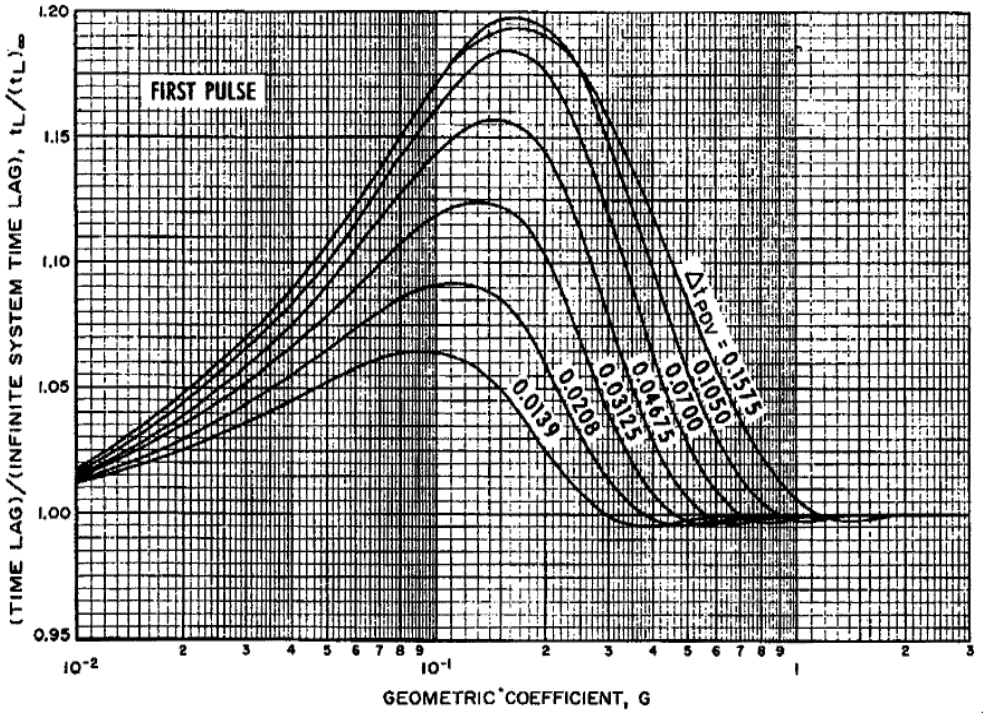
$$\frac{(t_L)}{(t_L)_\infty} = 1.102$$

- نجد النسبة الجديدة -new الاتية:

$$\left[\frac{(t_L)_\infty}{\Delta t_p}\right]_{\text{new}} = \frac{\dfrac{(t_L)_\infty}{\Delta t_p}}{\left[\dfrac{(t_L)}{(t_L)_\infty}\right]_{\text{Fig.}}} = \frac{(0.837/1.9)}{1.102} = 0.400.$$

- من القيمة في الخطوة اعلاه و الشكل15-8 نجد :

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}} = 0.0465$$



الشكل 15-10 : فحص النبض العمودي ، علاقة وقت التاخير للنبضة الاولى (فالاد- بريكهام)

- الى هنا تكون المحاولة الاولى قد انتهت ، و لما كانت القيمة الاخيرة Δt_{PDV} في اعلاه لا تساوي القيمة السابقة :

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}} = 0.0425$$

- يستوجب اعادة المحاولة باستعمال القيمة الاخيرة Δt_{PDV} =0.0465 وG=0.25 ثم من الشكل 15-10 نجد النسبة :

$$\frac{(t_L)}{(t_L)_\infty} = 1.11$$

- حساب النسبة الجديدة للمحاولة الثانية:

$$\left[\frac{(t_L)_\infty}{\Delta t_p}\right]_{\text{new}} = \frac{\dfrac{(t_L)_\infty}{\Delta t_p}}{\left[\dfrac{(t_L)}{(t_L)_\infty}\right]_{\text{Fig.}}} = \frac{(0.837/1.9)}{1.11} = 0.397$$

- من القيمة اعلاه و الشكل 15-8 نجد Δt_{PDV} ونقارنها مع القيمة السابقة فاذا لم تساويها نُعيد نفس الخطوات السابقة و لحين ما تتساوى وقت النبضة اللابعدي المستحدثة مع ما قبلها فتتوقف المحاولة .

- أُدرجت نتائج جميع المحاولات iterations في الجدول15-2 .

Parameter	Iteration 1	2	3	Use
Δt_{PDV}	0.0425	0.0465	0.0468	Fig. 10.28
$t_L/(t_L)_\infty$	1.102	1.110	1.110	Fig. 10.30
$(t_L)_\infty/\Delta t_P$	0.400	0.397	0.397	Eq. 10.30
$(\Delta t_{PDV})_{new}$	0.0465	0.0468	0.0468	Fig. 10.28

لجدول 15-2 : نتائج جميع المحاولات للمثال 3

- النتيجة النهائية و حسب الجدول اعلاه:

$$\left[\frac{(t_L)}{(t_L)_\infty}\right]_{\text{Fig.}} = 1.110 \quad ، \quad (\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}} = 0.0468$$

- اذن النفاذية العمودية تساوي :

$$k_z = \frac{\phi \mu_o c_t \Delta z_R^2 (\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}}}{0.0002637\ \Delta t_p}$$

$$k_z = \frac{(0.20)(2.0)(1.0 \times 10^{-5})(50)^2(0.0468)}{(0.0002637)(1.9)}$$
$$= 0.93 \text{ md.}$$

- لايجاد النفاذية الافقية نستخدم الشكل 15-9 للنبضة الاولى لنجد سعة النبضة اللابعدية بمعلومية الزمن اللابعدي $\Delta t_{PDV}=0.0468$:

$$\left[(\Delta p_{PD})_\infty\right]_{\text{Fig.}} = 0.0430$$

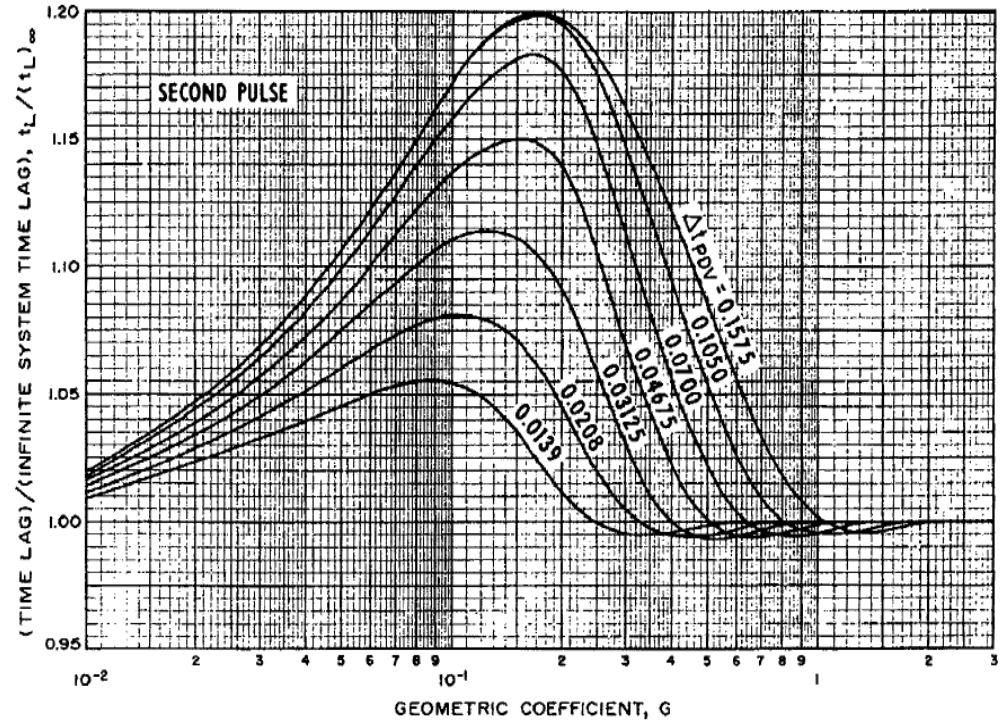
- و بمعرفة العامل الهندسي G و سعة النبضة اللابعدية ، نستخدم الشكل 15-13 للنبضة الاولى (او من الاشكال 15-14 ،15-15 و 15-16 لباقي النبضات) لتحديد نسبة السعة اللابعدية للنبضة:

$$\left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_\infty}\right]_{\text{Fig.}} = 1.02$$

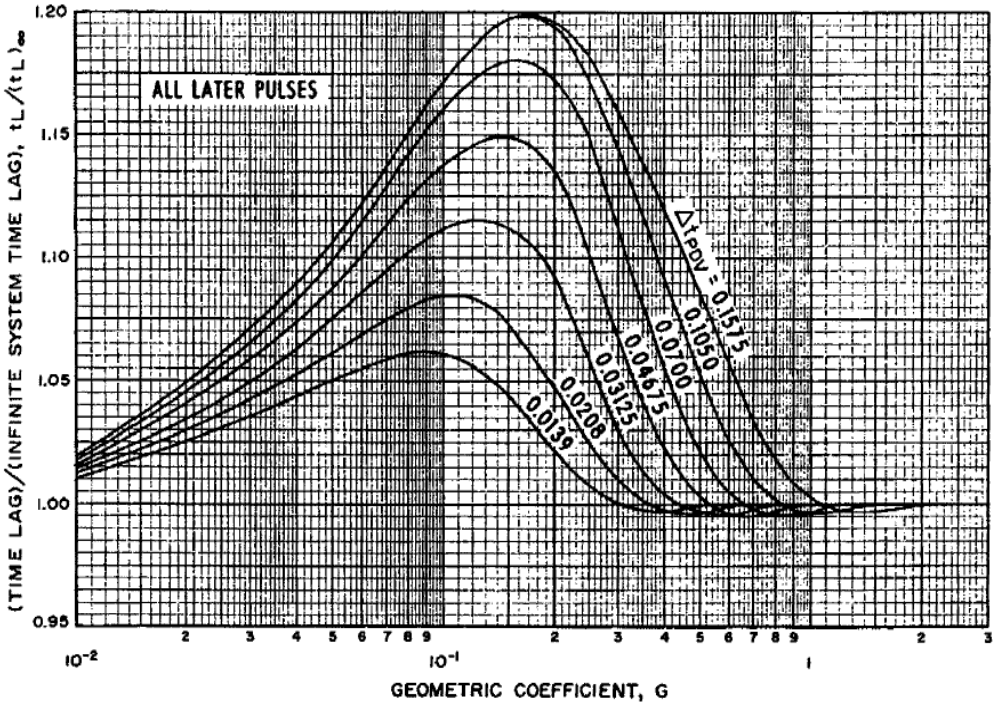
- اذن النفاذية الافقية تساوي:

$$k_h = \frac{141.2 q_o \beta_o \mu_o}{\Delta z_R \Delta p}\left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_\infty}\right]_{\text{Fig.}}\left[(\Delta p_{DV})_\infty\right]_{\text{Fig.}} \quad \text{——— 7}$$

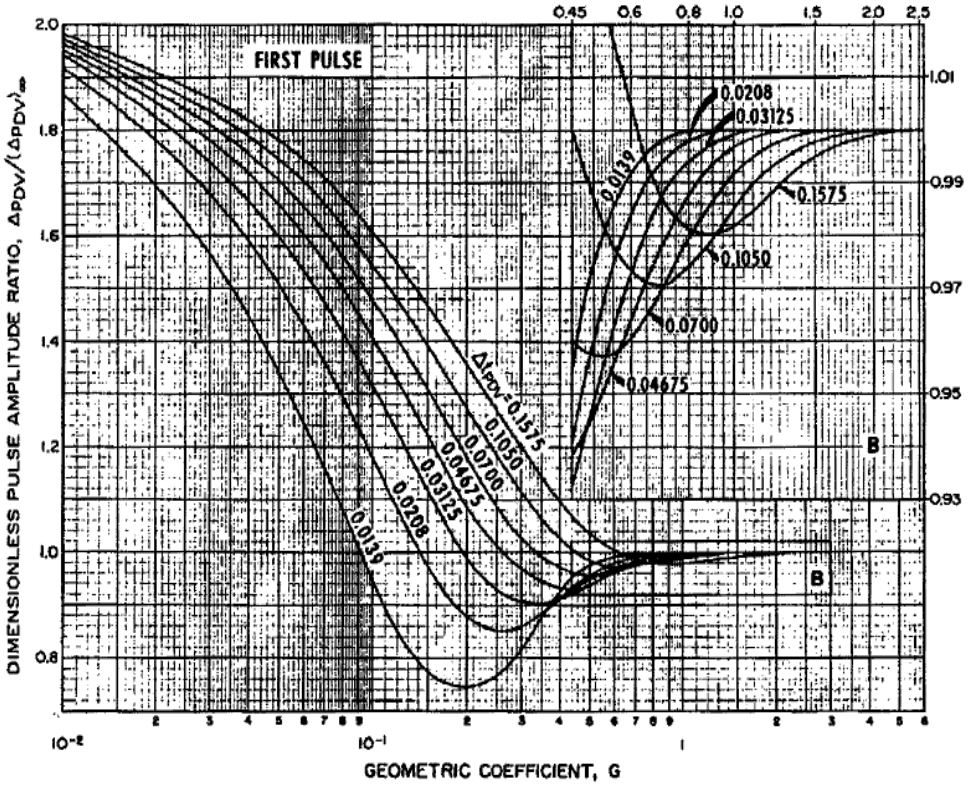
$$k_h = \frac{(141.2)(-100)(1.0)(2.0)[1.02][0.0430]}{(50)(-1.0)}$$
$$= 24.8 \text{ md.}$$



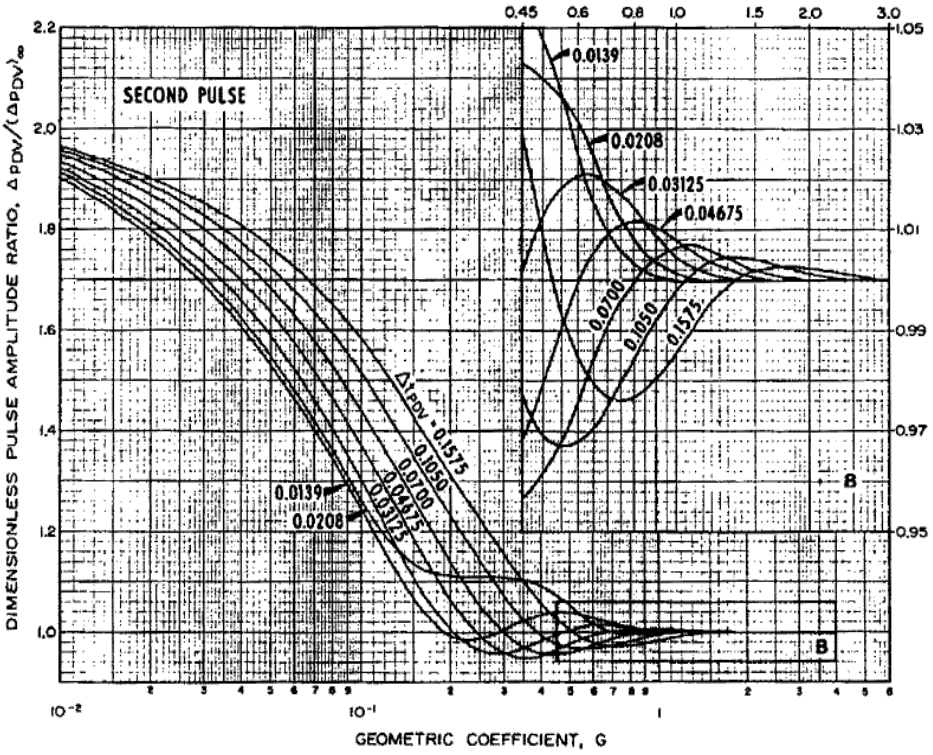
الشكل 15-11 : فحص النبض العمودي ، علاقة وقت التاخير للنبضة الثانية (فالاد- بريكهام)



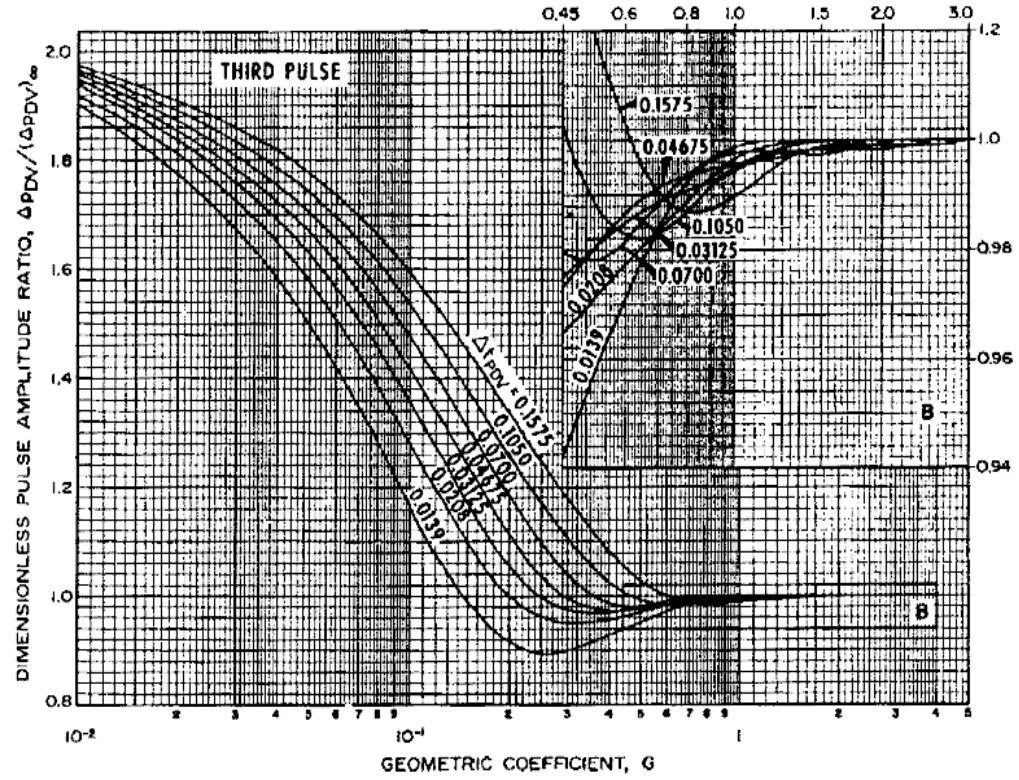
الشكل 15-12 : فحص النبض العمودي ، علاقة وقت التاخير لباقي النبضات (فالاد- بريكهام)



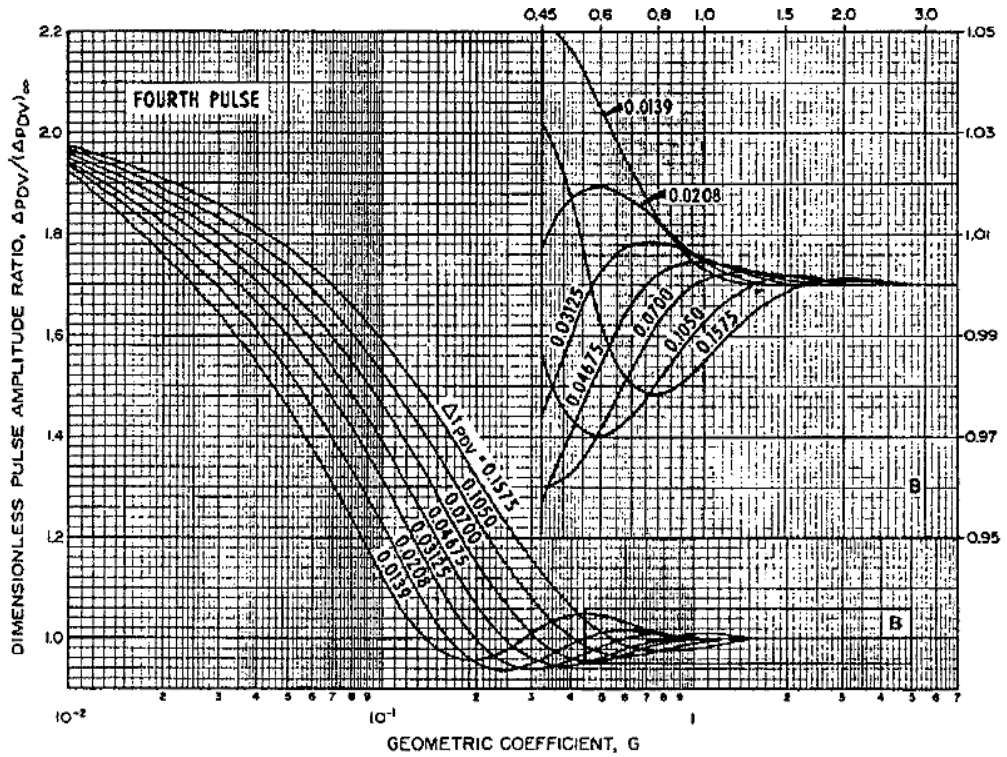
الشكل 15-13 : فحص النبض العمودي ، ايجاد نسبة سعة النبضة الاولى (فالاد- بريكهام)



الشكل 15-14 : فحص النبض العمودي ، ايجاد نسبة سعة النبضة الثانية (فالاد- بريكهام)



الشكل 15-15 : فحص النبض العمودي ، ايجاد نسبة سعة النبضة الثالثة (فالاد- بريكهام)



الشكل 15-16 : فحص النبض العمودي ، ايجاد نسبة سعة النبضة الرابعة (فالاد- بريكهام)

3- تفسير الفحص النبضي العمودي للنظام المحدود Test Interpretation for the Finite-Acting System

تعريف النظام المحدود (Finite System) هنا يعني أن هنالك تأثيرًا على قياسات الضغط أثناء الفحص من كلا حدي الطبقة (الحد الاعلى والحد الاسفل غير النفاذ impermeable). يحدث ذلك اذا كان سُمك الطبقة قليل او وقت النبضة طويل او ان مستوى التثقيب يكون بالقرب من حد الطبقة العلوي او السفلي ، ففي هذه الحالة فان احد الحدين او كلاهما سيؤثر على استجابة الفحص(لكون سمك الطبقة قليل) . و يمكن تمييز الحالة هذه ، عندما تكون قيم العوامل الهندسية أقل من 2 اي ان :

العامل الهندسي الأولي $G_P < 2$

و العامل الهندسي المتبادل $G_R < 2$

لتوضيح طريقة و خطوات الحل فسنطبقها في المثال التالي مباشرة".

مثال 4 : تفسير فحص النبض العمودي في النظام المحدود Finite system

سنستخدم بيانات المثال السابق بفرض ان سُمك الطبقة h= 80 ft و المسافة ما بين مستوى التثقيب العلوي و اعلى الطبقة ΔZ_P =12.5 ft

الحل

- حساب العوامل الهندسية و هي:

Primal geometric factor -G_P

$G_P = \Delta Z_P / \Delta Z_R = 12.5/50 = 0.25$

Reciprocal geometric factors- G_R

$G_R = (h / \Delta Z_R) - G_P - 1 = 80/50 - 0.25 - 1 = 0.35$

- و لان G_R =0.35 < 2 ، G_P =0.25< 2 فالتفسير سيكون بطريقة النظام المحدود اي بوجود تاثير الحدين العلوي والسفلي .

- التفسير يكون كالتالي:

- في البداية نستخدم نفس الخطوات في المثال السابق لحالة النظام اللامتناهي لكن هنا سنستخدم كلا العاملين الهندسية في طريقة المحاولات trials و ليس احدهما :

- للمحاولة الاولى نبدء التفسير فنحسب النسبة:

$$(t_L)_{\infty}/\Delta t_P = 0.837/1.9 = 0.441$$

- من الشكل 15-8 و من النسبة اعلاه نجد وقت النبضة اللابعدي:

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}} = 0.0425$$

- ثم من الشكل 15-10 للنبضة الاولى و بمعرفة Δt_{PDV} =0.0425 نجد نسبة وقت التاخير الى وقت التاخير اللامحدود و لكلا العاملين الهندسي G_P =0.25 و G_R =0.35 (الاحداثي السيني) و على التوالي نجد ان :

$$\left[t_L/(t_L)_\infty\right]_{\text{Fig.},\ G_P\ =\ 0.25} = 1.102$$

و

$$\left[t_L/(t_L)_\infty\right]_{\text{Fig.},\ G_R\ =\ 0.35} = 1.051$$

- حساب حاصل ضرب نسب قيم وقت التاخير ببعضها من الخطوة السابقة :

$$\left[\frac{t_L}{(t_L)_\infty}\right]_{\text{Fig.}} = \left[\frac{t_L}{(t_L)_\infty}\right]_{\text{Fig.},\ G_P} \left[\frac{t_L}{(t_L)_\infty}\right]_{\text{Fig.},\ G_R}$$

$$\left[t_L/(t_L)_\infty\right]_{\text{Fig.}} = (1.102)(1.051) = 1.158$$

- نبدأ المحاولة الاولى فنجد القيمة الجديدة لنسبة الوقت باستعمال المعادلة ادناه:

$$\left[(t_L)_\infty/\Delta t_P\right]_{\text{new}} = \frac{(t_L/\Delta t_P)}{\left[t_L/(t_L)_\infty\right]_{\text{Fig.}}}$$

$$\left[(t_L)_\infty/\Delta t_P\right]_{\text{new}} = \frac{(0.837)/(1.9)}{1.158} = 0.3804.$$

- نستخدم الشكل 15-8 مرة اخرى ، و من النسبة الجديدة اعلاه نجد وقت النبضة اللابعدي :

$$\left[\Delta t_{PDV}\right]_{\text{Fig.}} = 0.0488.$$

- الى هنا فان المحاولة الاولى قد انتهت و لما كانت قيم نسبة الوقت غير متساوية :

$$\left[(t_L)_\infty/\Delta t_P\right]_{\text{new}} = 0.3804.$$

$$\left[(t_L)_\infty/\Delta t_P\right]_{\text{old}} = 0.441$$

- و قيم الزمن اللابعدي غير متساوية ايضا:

$$(\Delta t_{PDV})_{\text{new}} = 0.0425$$

$$\left[\Delta t_{PDV}\right]_{\text{old}} = 0.0488$$

- لذا يجب ان اعادة المحاولات و لحين مساواتهما .
- كل المحاولات أُدرجت في الجدول 15-3 و النتيجة النهائية لاحسن تطابق قد أُدرجت ادناه :

$$\left[\Delta t_{PDV}\right]_{\text{Fig.}} = 0.0492, \quad \left[t_L/(t_L)_\infty\right]_{\text{Fig.}} = 1.184.$$

Parameter	Iteration 1	Iteration 2	Iteration 3	Use
Δt_{PDV}	0.0425	0.0488	0.0492	Fig. 10.28
$t_L/(t_L)_\infty$	1.102	1.113	1.114	Fig. 10.30; $G_P=0.25$
$t_L/(t_L)_\infty$	1.051	1.063	1.063	Fig. 10.30; $G_R=0.35$
$t_L/(t_L)_\infty$	1.158	1.183	1.184	Eq. 10.32
$(t_L)_\infty/\Delta t_P$	0.3804	0.3724	0.3721	Eq. 10.30
$(\Delta t_{PDV})_{new}$	0.0488	0.0492	0.0492	Fig. 10.28

الجدول 15-3 :نتائج جميع المحاولات للمثال 4

- اذن فالنفاذية العمودية تساوي :

$$k_z = \frac{\phi \mu_o c_t \Delta z_R^2 (\Delta t_{PDV})_{\text{Fig.}}}{0.0002637\ \Delta t_p}$$

$$k_z = \frac{(0.20)(2.0)(1.0 \times 10^{-5})(50)^2(0.0492)}{(0.0002637)(1.9)}$$
$$= 0.98 \text{ md.}$$

- نحدد سعة استجابة الضغط اللابعدي للنبضة الاولى من الشكل 15-9 من معرفة $\Delta t_{PDV}=0.0492$ و تساوي :

$$\left[(\Delta p_{DV})_\infty\right]_{\text{Fig. 14-32}} = 0.0470.$$

- نستخدم الشكل15-13 للنبضة الاولى لتحديد نسب استجابة الضغط اللابعدية ادناه و لكلا العاملين الهندسي:

$$\left[\Delta p_{DV}/(\Delta p_{DV})_\infty\right]_{\text{Fig., } G_P = 0.25} = 1.030$$
$$\left[\Delta p_{DV}/(\Delta p_{DV})_\infty\right]_{\text{Fig., } G_R = 0.35} = 0.961$$

- نضرب النسب من الخطوة السابقة في اعلاه ببعضهما لايجاد :

$$\left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_\infty}\right]_{\text{Fig.}} = \left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_\infty}\right]_{\text{Fig., } G_P} \times \left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_\infty}\right]_{\text{Fig., } G_R}$$

$$\left[\Delta p_{DV}/(\Delta p_{DV})_\infty\right]_{\text{Fig.}} = (1.030)(0.961)$$
$$= 0.990$$

- حساب النفاذية الافقية و تساوي:

$$k_h = \frac{141.2 q_o \beta_o \mu_o}{\Delta z_R \Delta p} \left[\frac{\Delta p_{DV}}{(\Delta p_{DV})_\infty}\right]_{\text{Fig.}} \left[(\Delta p_{DV})_\infty\right]_{\text{Fig.}}$$

$$k_h = \frac{(141.2)(-100)(1.0)(2.0)(0.990)(0.0470)}{(50)(-1)}$$

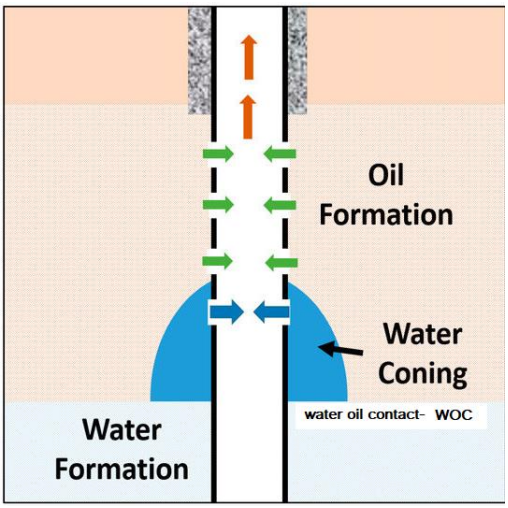
$$= 26.3 \text{ md.}$$

لغرض المقارنة أُدرجت نتائج الامثلة الثلاثة في الجدول 15-4 ادناه :

Analysis Method	kz	kh
Infinite-acting	0.85	20.9
One boundary	0.93	24.8
Two boundaries	0.98	26.3

الجدول 15-4: مقارنة نتائج تفسير الفحص لثلاث نبضات عمودية للمثال رقم-4

و من قيم الجدول 15-4 نستنتج ان تاثير الحدود تتسبب في زيادة كلا من النفاذية الافقية و العمودية مقارنة في الحالة اللا متناهية. لتفادي ذلك فبالامكان زيادة المعاملات G_P and G_R اي بمعنى ابعاد مناطق التثقيب عن حدود الطبقة من الاعلى او الاسفل قدر الامكان .



الشكل 15-4 : تجنب فحص النفاذية العمودي قرب خط التماس الماء بالنفط

#ملاحظات حول فحص النفاذية العمودي :

✔مدة الفحص التداخل العمودي قصيرة مقارنة بفحص التداخل العادي لأنه يُنفّذ في بئر واحد، لكنه يتطلب معدات أكثر.

✔تأثير عامل تخزين البئر يكون كبيرًا بسبب قصر مدة الفحص، لذا يُفضل تقليل مدد التثقيب لزيادة المسافة بين مستويات التثقيب (التثقيب العلوي والسفلي)، مما يطيل الفحص أو استعمال معدات عزل محكمة لضبط تأثير عامل التخزين.

✔تجنب الفحص في مناطق التماس بين النفط والماء (الشكل 15-4) لأن الضغط سيتأثر بشكل غير معروف.

✔وجود نضوح خلف البطانة أو شقوق في المكمن يؤدي إلى استجابة سريعة في التثقيب السفلي، مما يعيق تفسير الفحص بشكل صحيح.

✔يمكن تبادل مواقع معدات قياس الضغط بين المستويين دون تأثير على طريقة التفسير.

✔حدود المكمن البعيدة لا تؤثر على التفسير لأن الفحص العمودي يستغرق وقتًا قصيرًا.

✔يُفضل معدلات إنتاج أو حقن ثابتة لضمان دقة التفسير، أما في حالة المعدلات غير الثابتة، فستحتاج عملية التفسير إلى برمجيات حاسوبية لاجل دقة النتائج.

المصطلحات والرموز - Nomenclature

k = average permeability، md

B oil volume factor، bbl/STB

c compressibility، 1/psia

C wellbore storage coefficient، bbl/psia

ct total or system compressibility، 1/psia

F ′ = ratio of duration of pulsing period to total cycle period، dimensionless

G_p primal geometric factor for vertical pulse testing

G_R reciprocal geometric factor for vertical pulse testing

G* geometric factor for vertical interference testing

h formation thickness، ft

kv = vertical permeability، md

k permeability، md

$\bar{k}$ = average permeability، md

Np oil produced since last stabilization، bbl

P pressure، psia

PD¯ dimensionless pressure derivative

PD dimensionless pressure

Pi initial reservoir pressure، psia

P_{wf} well flowing pressure، psia

P_{ws} well shut-in or static pressure، psia

ΔP/q pulse amplitude

Q = production (injection) rate during active period،STB/day

r radius، ft

r_w well radius، ft

r_{bw} = distance between wells in interference and pulse testing، ft

s skin factor

St reservoir storativity، ft/psia

t time، h

t_L lag time، h

t_D dimensionless time based on well radius

T reservoir transmissibility، md-ft/cp

t = time، hours

t_D = dimensionless time

t_L = time lag، hours

$(t_L)_D$ = dimensionless time lag

Δt shut-in time، h

Δtc cycle length، hours

Δt_p pulse shut-in period

Δt_{CYCD} = dimensionless cycle period in pulse testing

ΔZ_p vertical distance from upper formation boundary to the center of upper perforation‹ for vertical well testing

ΔZ_R vertical distance between upper and lower perforations‹ for vertical pulse testing

ΔZ_{wD} = distance from top of formation to middle of active perforations in vertical interference tests‹ ft.

ΔZ_{ws} = length of static (measurement) interval in vertical interference testing‹ ft

ΔZ_{wf} = length of fl owing (active) interval in vertical interference testing‹ ft

φ porosity‹ fraction

ρ fluid density‹ lbm/ft3

μ viscosity‹ cp

Suffices

1hr time of 1 h

D dimensionless

p production‹

r radial flow

s skin

w well

References – المصادر

1. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook "، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
2. Earlougher، R.C. Jr. 1977. "Advances in Well Test Analysis،" Vol. 5. Richardson، Texas: Monograph Series، SPE.
3. Falade، G.K. and Brigham، W.E. 1974a. "The Dynamics of Vertical Pulse Testing in a Slab Reservoir". Paper SPE 5055-A presented at the SPE Annual Meeting، Houston، 6–9 October.
4. Falade، G.K. and Brigham، W.E. 1974b. "The Analysis of Single-Well Pulse Tests in a Finite Acting Slab Reservoir". Paper SPE 5055 presented at the SPE Annual Meeting، Houston، 6–9 October.
5. Lee، J.W.، Rollins، J.B.، and Spivey، J.P. 2003. "Pressure Transient Testing،" Vol. 9. Richardson، Texas: Textbook Series، SPE. 978-1-55563-099-7.
6. Medhat M. Kamal، "Interference and Pulse Testing-A Review" SPE، Amoco Production Co. March 2019.
7. Medhat M. Kamal "Transient Well Testing" Monograph SPE © Copyright 2009 Society of Petroleum Engineers.
8. Prats، M. 1970. "A Method for Determining the Net Vertical Permeability Near A Well from in-Situ Measurements". JPT 22 (5): 637–643; Trans.، AIME، 249. SPE-2511-PA.
9. Prats، M. and Scott، J.B. 1975. "Effect of Wellbore Storage on Pulse Test Pressure Response". JPT 27 (6):707–709. SPE-5322-PA
10. Slider، H. C.، "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods،" copyright ©1983، Penn Well Publishing

11. Schlumberger، "Well Test Interpretation" © Schlumberger 2002.
12. Tarek Ahmed D.، Nathan Meehan، "Advanced Reservoir Management and Engineering " Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2012.
13. Zoltán E. Heinemann،"WELL TESTING" ، University of Leoben October 2003

الفصل السادس عشر

الفحص متعدد الاطوار (الموائع)- Multiphase Flow Testing

1-16 المقدمة:

أتاحت مفاهيم الجريان أحادي الطور *Single phase* للمهندسين فرصًا استثنائية لتقييم استجابات الآبار في ظل مجموعة واسعة من الظروف التشغيلية. ويقع تقييم أداء البئر ضمن ما يُعرف بـ "هندسة المكامن التشغيلية *"operational reservoir engineering"*، ، إذ يكون من الضروري تحليل استجابات الآبار وتقدير تبعات الإجراءات المتخذة في الوقت الحقيقي.

كل الفحوصات التي ذكرت في القصول السابقة تفترض ان جريان البئر لمائع واحد و انضغاطية المائع قليلة و ثابتة و هذه الفرضية صحيحة عندما يكون الضغط في المكمن النفطي اعلى من ضغط التشبع *Saturation pressure* اذ لا يتحرر الغاز المذاب في النفط و لا يترتب على ذلك جريان متعدد الموائع في المكمن . في المكمن الغازي و عندما تكون ظروف الضغط عالية او متوسطة فان الغاز تقريبا يسلك سلوك مائع ثابت الانضغاطية و عادة ما نجد مثل هكذا ظروف في الابار الاستكشافية او التقييمية . وعلى الرغم من إدراك القيود (الفرضيات)المرتبطة بنظرية الجريان أحادي الطور، فإن هذه المفاهيم لا تزال تُستخدم، مع تعديلات طفيفة في تحليل سلوك تصاعد الضغط او هبوط الضغط حتى في الحالات التي يكون فيها الجريان متعدد الأطوار *Multiphase Flow* عاملًا مؤثرًا على نتائج الفحص.

لكن في بعض الظروف، قد تفشل نماذج الحل في تقديم تمثيل دقيق لسلوك الآبار، وأحيانًا تكون هذه الإخفاقات ملحوظة جدًا .لذا من المهم مناقشة بعض القضايا التي تنشأ في هذا السياق والتي تختلف عن المفاهيم التقليدية التي نوقشت في الفصول السابقة.

***التحديات في تحليل استجابات الآبار تحت ظروف الجريان متعدد الأطوار:**

في الواقع فان ظروف الجريان احادي الطور يكون محدودا في المكمن و عادة ما يكون هنالك جريان لاكثر من مائع(طور) و هذا يتسبب في مواجهة بعض التحديات والمشاكل التشغيلية و على النحو الاتي :

- في مكامن النفط التي تعمل بآلية دفع الغاز المذاب*(Solution Gas Drive Reservoirs)* و عند انخفاض الضغط المكمني فسينفصل الغاز المذاب عن النفط مكونا نظام ثنائي الطور(نفط و غاز) ان تحرر الغاز يتسبب في انخفاض الإنتاجية و فقدان جزءا مهم من طاقة دفع المكمن . و على الرغم من انخفاض الإنتاجية بسبب فصل الغاز عن النفط، إلا أن وجود الطور الغازي يساهم احيانا في تحسين استخلاص النفط ، مما يعوض جزئيًا فقدان القدرة الإنتاجية.

و عند تحليل استجابات الآبار في ظل التدفق متعدد الأطوار هذا ، يصبح من الضروري مراعاة وجود أكثر من طور واحد وأخذ تأثير النفاذية النسبية بعين الاعتبار.

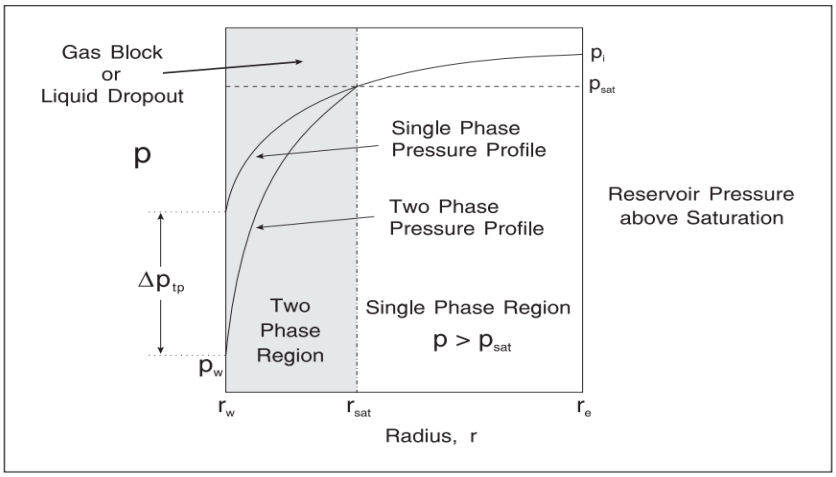
- في أنظمة حقن الماء, يُمكن أن يؤدي حقن الماء إلى زيادة الضغط وتحسين الإنتاج، ولكن قد تنشأ تحديات تتعلق بتوزيع الموائع داخل المكمن وتأثيراتها على النفاذية النسبية للنفط و الماء.

- في مكامن مكثفات الغاز*(Gas-Condensate Reservoirs)* يختلف الوضع، إذ أن تَكوّن المكثفات لا يؤدي فقط إلى تقليل القدرة الإنتاجية، ولكنه أيضًا يتسبب في فقدان كميات كبيرة من

الهيدروكربونات القيمة . لذا، فإن حجم المكثفات المتبقية في المكمن يصبح مصدر قلق في إدارة المكمن.

***النفاذية النسبية وتأثيرها على الجريان متعدد الأطوار:**

عند جريان عدة موائع في الوسط المسامي، يؤثر كل مائع على قابلية الجريان للموائع الأخرى، مما يؤدي إلى تقليل النفاذية الفعالة *(Effective Permeability - Ke)*لكل مائع مقارنةً بنفاذيته في حالة الجريان المنفرد. تُعرف النفاذية النسبية *(Relative Permeability)* لأي مائع بأنها نسبة نفاذيته الفعالة إلى النفاذية المطلقة للمكمن. وهي دالة لتشبع المائع وليست ثابتة، بل تتغير مكانيًا وزمنيًا.



الشكل 16-1 منطقة الطورين *Two phase region* بالقرب من جوف البئر

على سبيل المثال، في المكامن النفطية تحت ضغط التشبع *Saturation pressure*، تقل النفاذية الفعالة للنفط مع تحرر الغاز، إذ يعيق الغاز المتحرر حركة النفط نحو البئر، مما يؤدي إلى انخفاض النفاذية النسبية للنفط وزيادتها للغاز. لذا فالتغير الحاصل في التشبع في المنطقة المجاورة للبئر الشكل – 16-1 يُعد عامل قشرة و ضرر اضافة الى الضرر الميكانيكي و الى ضرر جريان اللادارسي *nondarcy flow*.

***انعكاسات الجريان متعدد الأطوار على منحنيات الضغط:**

أن منحنى استجابة الضغط خلال الفحص يعكس التغيرات في خصائص المكمن، وخاصة النفاذية و بوجود الجريان متعدد الأطوار.يتغير تشبع الموائع و تتأثر النفاذية الفعالة للمائع . هذه التغيرات في النفاذية الفعالة لا تُظهر علاقة خطية للضغط (ستنحرف عن سلوك الضغط للمائع الواحد) و تكون النتائج خلال الفحص على شكل منحنى للضغط. هذا بدوره سيعقد حسابات نفاذية المكمن و عامل القشرة. و بصورة عامة فالجريان متعدد الأطوار يمثل تحديًا كبيرًا في فحوصات الآبار نظرًا لتعقيد المعادلات الحاكمة له وتأثيراته على إنتاجية المكمن. يتطلب تحليل هذه الظاهرة استعمال أساليب متقدمة تتراوح بين الحلول االتحليلية التقليدية والمحاكاة العددية، إذ تلعب الأخيرة دورًا محوريًا في فهم سلوك الجريان وتقدير الخصائص المكمنية بدقة أعلى.

2-16 تفسير فحص الجريان متعدد الأطوار

تُعد الحلول االتحليلية *(Analytical Solutions)* لمعادلة الانتشار *(Diffusivity Equation)* في الجريان متعدد الأطوار أكثر تعقيدًا مقارنة بالجريان أحادي الطور، إذ تكون المعادلات غير خطية إلى حد كبير. لهذا السبب، تم تطوير العديد من الأساليب لدراسة فحص الآبار في ظل الجريان متعدد الأطوار، والتي يمكن تصنيفها إلى فئتين رئيسيتين:

2-16-1-الحلول العددية باستعمال المحاكاة*(Numerical Solutions via Simulation)* :

تعتمد هذه الطريقة على محاكاة سلوك الجريان في البئر وتحديد خواص المكمن، إذ تأخذ في الاعتبار تأثيرات معقدة مثل: طبيعة المكمن الجيولوجية ، الجاذبية ،الضغط الشعري ، النفاذية النسبية وغيرها.

يوفر هذا النهج تمثيلًا أكثر واقعية لسلوك المكمن، إلا أنه أكثر تعقيدًا قيحتاج الى وقت اطول و يتطلب تحضير كمية بيانات كبيرة لتشغيل محاكي المكمن*(Reservoir Simulator)* .

2-16-2 الطرائق التقليدية في تفسير الفحص متعدد الاطوار

تتضمن ثلاث طرائق رئيسية، وهي:

1- طريقة الضغط المكافئ *(Pseudo-pressure Approach)*
2- طريقة مربع الضغط *(Pressure-squared Approach)*
3- طريقة الضغط *(Pressure Approach)*

تتميز هذه الطرائق بتبسيط نموذج النفط الأسود*(Black Oil Model)* ، عبر فرضيات محددة تهدف إلى إيجاد حلول تحليأتية تقريبية.

2-16 -2-1 طريقة الضغط المكافىء (طريقة راكافان)

The pseudo-pressure approach- (Raghavan1976)

على غرار مفهوم الضغط المكافئ المستخدم في آبار الغاز، قام فيتكوفيج *(Fetkovich1973)* ، بتقديم مفهوم الضغط المكافئ للنفط *m(p)* في حساب إنتاجية الآبار في المكامن النفطية التي تعتمد على آلية دفع الغاز المذاب *(Solution Gas Drive Reservoirs)* . لاحقًا، استخدم راكافان *(Raghavan 1976)* هذا المفهوم لغرض تحليل فحوصات المكامن التي تعمل بآلية دفع الغاز المذاب في ظل وجود الطورين - النفط والغاز. الطريقة تعتمد فرضية ثبات تشبع الغاز عبر الفحص، بالإضافة إلى معرفة الضغط المكمني الأصلي *(Pi)*.

لتقييم دالة الضغط المكافئ للنفط، فمن الضروري معرفة العلاقة بين التشبع النفطي والضغط و من ثم كتابة الضغط المكافىء للنفط بموجب تلك العلاقة و كما يلي:.

$$m(p)=\int_0^P \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o}dp \quad \text{--------} \quad 1$$

معادلة جريان النفط بوجود الغاز بحسب راكافان تصبح كالاتي:

$$q_o = \frac{Kh}{142.2 \ln {r_e}/{r}} \int_{p}^{P_e} \frac{K_{ro}(s_o)}{\mu_o B_o} dp \quad \text{--------} \quad 2$$

و بتعويض المعادلة -1 في المعادلة رقم-2 ينتج:

$$q_o = \frac{Kh}{142.2 \ln {r_e}/{r}} \left[m(p_e) - m(p) \right] \quad \text{--------} \quad 3$$

تحليل سلوك الضغط المكافئ مع الزمن

لاحظ راكافان أنه عند تمثيل العلاقة بين p_{wf} *vs* t او علاقة $m(p)$ *vs* t على إحداثيات نصف لوغاريتمية، فإن المنحنيات الناتجة تكون متشابهة وتأخذ شكل خط مستقيم عبر المراحل المبكرة من الفحص و هذا المبدأ هو الاساس لتحليل الضغط المكافىء.

بناءً على ذلك، فسلوك الضغط المكافىء عبر الفحص مع الوقت يتمثل بالمعادلة التالية:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{162.6 Q_o}{kh} \left[\log(t) + \log \frac{K}{\phi \mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 s \right] \quad \text{---------} \quad \mathbf{3}$$

- لحساب نفاذية المكمن وعامل القشرة كالاتي:

رسم بيانات الفحص لعلاقة الضغط المكافىء مع الوقت على احداثيات نصف لوغاريتمية (الاحداثي السيني العادي للوقت والاحداثي الصادي اللوغاريتمي للضغط المكافىء) نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص.

- يمكن حساب نفاذية المكمن من ميل الخط المستقيم m و تساوي:

$$K = \frac{162.6 q_o}{mh} \quad \text{--------} \quad 4$$

- حساب عامل القشرة s :

$$s = 1.1513 \left[\frac{m(p)_{t-1} - m(p)_i}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu_o c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad \text{--------} \quad 5$$

خطوات حساب الضغط المكافئ بطريقة راكافان

تعتمد الطريقة على توفر منحنيات النفاذية النسبية للموائ على ان تتوفر بيانات دقيقة لنسبة الغاز المنتج إلى النفط (*Producing Gas-Oil Ratio - GOR*)، اقترح راكافان الخطوات الاتية في في حساب الضغط المكافئ للنفط في نظام النفط-غاز:

1- تحضير جدول بيانات الإنتاج و تتضمن قيم t ، p ، GOR .

2- حساب نسبة النفاذية النسبية للغاز على النفط Krg/Kro باستعمال العلاقة الاتية:

$$GOR = R_s + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{B_o \mu_o}{B_g \mu_g} \quad \text{---------} \quad 6$$

3- تحديد تشبع النفط *So* مقابل *Krg/Kro* من منحنيات النفاذية النسبية.

4- و من علاقة *GOR vs p* تحديد علاقة *p* مقابل *So* باستعمال القيم المحسوبة من الخطوتين 2 و 3 اعلاه.

5- حساب *Kro* مقابل *p* من الخطوة السابقة و من منحنيات النفاذية النسبية للنفط.

6- من المعادلة رقم- 1 و معلومات الخواص الفيزيائية للنفط *PVT* احسب قيم الضغط المكافئ *m(p)* .

التحقق من صحة الطريقة

تحقق راكافان (*Raghavan، 1989*) من دقة طريقة دالة الضغط المكافئ متعددة الأطوار عبر المحاكاة العددية *(Simulation)* لبيانات الضغط وأظهرت النتائج:

- عبر طور الجريان اللامستقر*(Unsteady-State Flow - USS)* ، تكون النفاذية المطلقة المحسوبة للمكمن *(Absolute Permeability)* أكثر دقة بعد تصحيح تأثير عامل القشرة بالقرب من حفرة البئر.

- في طور الجريان شبه المستقر*(Pseudo-Steady State - PSS)* ، تقل دقة النتائج مقارنة بمرحلة الجريان اللامستقر.

- الطريقة تحتاج الى قيم صحيحة و دقيقة لنسبة الغاز المنتج إلى النفط (*Producing Gas-Oil Ratio GOR*)

- تفشل الطريقة عند حدود تشبع الغاز اقل من التشبع الحرج للغاز *Critical gas saturation-sgc*

- يمكن استعمال الطريقة في تفسير كلا من فحوصات هبوط الضغط و تصاعد الضغط.

الخلاصة

توفر طريقة الضغط المكافئ يُعتبر بمثابة نهجًا عمليًا لتحليل إنتاجية الآبار في المكامن النفطية التي تعمل بآلية دفع الغاز المذاب وتنتج نفط و غاز . وبالرغم من افتراض ثبوت تشبع الغاز أثناء الفحص، فإن الطريقة تقدم تقديرات موثوقة للنفاذية وعامل القشرة الميكانيكي، خاصة عبر المرحلة المبكرة من الفحص. ومع ذلك، فإن دقتها تتأثر بمرحلة الجريان، إذ تكون أكثر موثوقية عبر الجريان اللامستقر وأقل دقة عبر الجريان شبه المستقر. الطريقة تتطلب جهدًا أكبر للحصول على البيانات اللازمة و في تحليل بيانات استجابة الضغط.

2-2-2-16 طريقة مربع الضغط الخليفة (Al-Khalifa et al. 1987)

طريقة الخليفة *Al-Khalifah* تُطبق في النظام ثنائي الطور (النفط-غاز) او نظام الثلاث اطوار (نفط-ماء-غاز) ، الطريقة هذه لا تحتاج الى منحنيات النفاذية النسبية غير طريقة الضغط المكافيء لراكافان .

فيتكوفيج *Fetkovich 1973* اعتبر ان علاقة تغير المعامل *(KKro/μoBo)* مع الضغط

علاقة خطية اي ان :

$$\frac{KK_{ro}}{\mu_o B_o} = \alpha p \quad \text{--------7}$$

إذ ان

α is the empirical slope (constant)

- تصبح معادلة سلوك الجريان متعدد الاطوار بدلالة دالة تكامل الاس *Ei* كالتالي:

$$p^2{}_i - p^2(r,t) = \frac{q_o}{2\pi\alpha h}\left[-E_i\left[-\frac{\phi r^2}{4t}\frac{c_t}{\lambda_t}\right]\right] \quad \text{--------} \mathbf{8}$$

- و باستعمال التقريب اللوغاريتمي تصبح المعادلة-8 كما يأتي:

$$p^2{}_{wf} - p^2(r,t) = -\frac{325.2q_o}{\alpha h}\left[\log t + \log\left[-\frac{\lambda_t}{\phi c_t r^2{}_w}\right] - 3.23 + 0.869s\right] \quad \text{--------} \mathbf{9}$$

- عند رسم علاقة $p^2{}_{wf}$ *vs t* على احداثيات نصف لوغاريتمية ، نحصل على خط مستقيم بميل *m* و يساوي :

$$m = \frac{325.2q_o}{\alpha h} \quad \text{--------} \mathbf{10}$$

- و بالتعويض عن α في المعادلة رقم-10 بما يساويها من المعادلة رقم-7 ينتج:

$$KK_{ro} = \frac{325.2q_o\mu_o B_o p}{mh} \quad \text{--------} \mathbf{11}$$

لكون النفاذية النسبية و خواص الموائع في المعادلة اعلاه لا تسلك سلوك خطي مع الضغط لذا ادخال قيمة α كقيمة تقريبية الغرض منها جعل العلاقة خطية و ذلك لتسهيل حل معادلة الانتشار للجريان متعدد الاطوار . الخليفة *Al-Khalifah* اوضح الحاجة الى تحديد قيمة α و اقترح ثلاث قواعد في تحديد قيمة α و هي:

1- باستعمال معدل الضغط لدورة لوغاريتمية واحدة مثلا من *t=1 hr. to t=10 hrs.* ، فالميل في المعادلة رقم-11 سيساوي :

$$m = \left(p^2{}_{1hr} - p^2{}_{10hr}\right) \quad \text{--------}12$$

- تُحسب α عند معدل الضغط $p=(p_{1hr} + p_{10hr})/2$ و بالتعويض في المعادلة-7 نحصل:

$$\alpha = \left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o B_o}\right)\frac{2}{(p_{1hr} + p_{10hr})} \quad \text{--------}\mathbf{13}$$

- تعويض الميل و α في المعادلة رقم-10 ، عندها يمكن حساب النفاذية الفعالة للنفط كما يأتي:

$$K_o = KK_{ro} = \frac{162.6 q_o (\mu_o B_o)_{\frac{p_{1hr}+p_{10hr}}{2}}}{(p_{1hr} - p_{10hr})h} \quad \text{--------- 14}$$

2- للنفط عالي و شديد التطاير *Highly volatile oil* و عند جميع مديات هبوط الضغط ، و للنفط الواطي التطاير *low volatile oil* عند هبوط الضغط القليل فقط ، فيمكن تحديد قيمة α من ادناه:

$$\alpha = \left(\frac{KK_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_i \frac{1}{p_i} \quad \text{--------- 15}$$

عندها يمكن حساب النفاذية الفعالة للنفط كما يأتي:

$$K_o = KK_{ro} = \frac{325.2 q_o p_i (\mu_o B_o)_i}{mh} \quad \text{--------- 16}$$

3- للنفط الواطي التطاير *low volatile oil* لحالة هبوط الضغط العالي فيمكن تحديد قيمة α عند الضغط $p = p_{wf}\ (t=0.1\ hr)$ ،عندها يمكن حساب النفاذية الفعالة للنفط كما يأتي:

$$K_o = KK_{ro} = \frac{325.2 q_o p_{0.1hr} (\mu_o B_o)_{o.1hr}}{mh} \quad \text{--------- 17}$$

- يُحسب عامل القشرة s كما يأتي:

$$s = 1.1513\left\{\left[\frac{p^2_{1hr} - p^2_i}{m}\right] - \log\left[\frac{\lambda_t}{\phi c_t r^2_w}\right] + 3.23\right\} \quad \text{--------- 18}$$

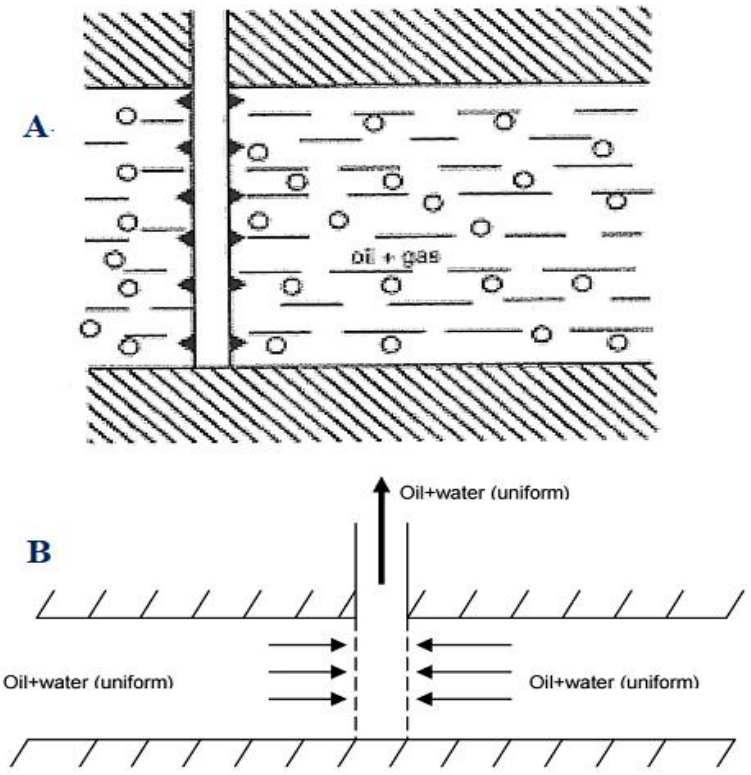
الخليفة *(Al-Khalifah et al. 1987)* ذكر أن حسابات النفاذية الفعالة للنفط و عامل القشرة بهذه الطريقة تكون اكثر دقة مما لطريقة الضغط بيرن و مارتن *P-M* (الطريقة في الفقرة التالية) خاصة في فحوصات تصاعد الضغط .

3-2-2-16 طريقة الضغط بيرن و مارتن (*Martin J.C. 1959* ، *Perrine R.L. 1956*)

استخدم بيرين *(Perrine R.L. 1956)* ، الانتقالية الكلية (λt) في تحليل الجريان متعدد الأطوار(متعدد الموائع) ، لتحل محل انتقالية النفط $(ko/\mu o)$ في حالة الجريان أحادي الطور. و استبدل الانضغاطية الكلية بدلا عن انضغاطية الطور المفرد، مما يسمح بتمثيل أدق لاستجابة الضغط في المكامن التي تحتوي على أكثر من مائع واحد.

وفقًا لبيرين [86]، يمكن تطبيق جريان السائل الفردي single phase flow على أنظمة جريان الموائع المتعددة *Multiphase Flow* في حال ان لا يهيمن تاثير الغاز على فحص الضغط، بمعنى أن جريان السائل يكون أكثر نفوذ بكثير من جريان الغاز. في ظل هذه الظروف فان معادلة الانتشار لجريان الموائع المتعددة *Multiphase Flow* تكون بالصيغة الاتية:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right) = \frac{\phi c_t}{0.0002637}\frac{1}{\lambda_t}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{--------- 19}$$



الشكل 2-16 A-،B انتشار الجريان بتشبع متجانس

- ان حل معادلة الانتشار للجريان متعدد الموائع Multiphase flow لجريان مائعين او ثلاثة في وقت واحد في فحص هبوط الضغط *Pressure Drawdown test* لظروف الجريان الشعاعي اللامستقر *USS* و بفرض ان تشبع الموائع معا متجانس *Uniform saturation* (الشكل2-16 B،-A) تكون كالتالي:-

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6q_t}{\lambda_t h}\left[\log(t) + \log\left(\frac{\lambda_t}{\phi c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] \quad \text{-------- 20A}$$

- و في فحص تصاعد الضغط *Pressure Build-up test* لظروف الجريان الشعاعي اللامستقر *USS* تكون كالتالي:-

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6q_t}{\lambda_t h}\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad \text{-------- 20B}$$

- إذ ان عامل الانتقالية الكلي λ_t و معدل الانتاج الكلي (bbl/day)- q_t و على التوالي يساوي:

$$\lambda_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \quad \text{--------} \ 21$$

او يساوي:

$$\lambda_t = \frac{KK_{ro}}{\mu_o} + \frac{KK_{rg}}{\mu_g} + \frac{KK_{rw}}{\mu_w} \quad \text{--------} \ 22$$

- يمكن كتابة معادلة معدل الجريان الكلي q_t كالاتي:

$$q_t = Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s) B_g \quad \text{--------} \ 23$$

او يمكن ان نستخدم نسبة الغاز المنتج الى النفط GOR في معادلة الجريان الكلي فتصبح بالصيغة الاتية :

$$q_t = Q_o B_o + Q_w B_w + (GOR - R_s) Q_o B_g \quad \text{--------} \ 24$$

إذ ان GOR :

$$GOR = R_s + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{B_o \mu_o}{B_g \mu_g} \quad \text{--------} 25$$

-الانضغاطية الكلية c_t تساوي:

$$c_t = s_o c_o + s_w c_w + s_g c_g + c_f \quad \text{--------} \ 26$$

او يمكن كتابتها بالصيغة المعقدة التالية:

$$c_t = S_o \left[\frac{B_g}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right) - \frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right) \right]$$

$$+ S_w \left[\frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right) - \frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right) \right] + S_g \left[-\frac{1}{B_g} \left(\frac{\partial B_g}{\partial p} \right) \right] + c_f \quad \text{--------} \ 27$$

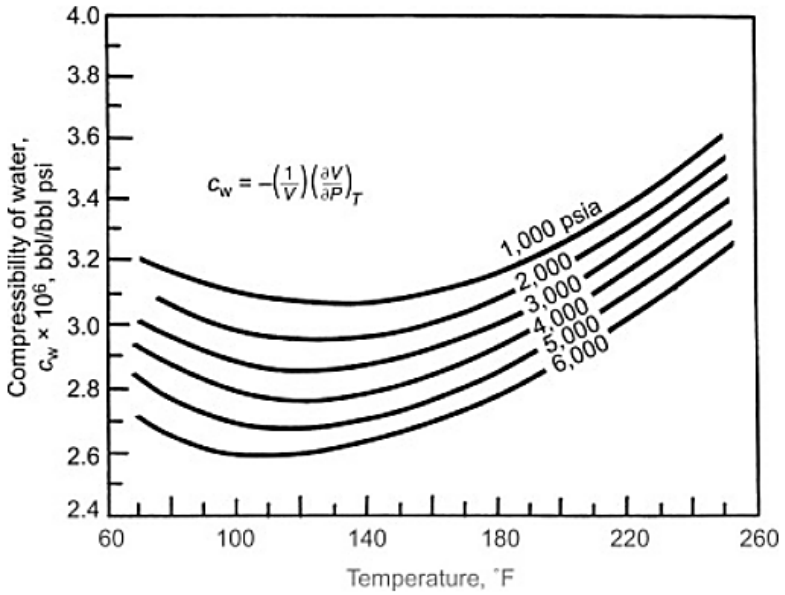
- انضغاطية النفط تساوي:

$$c_o = \frac{\beta_g}{\beta_o} \frac{\mathrm{d}R_s}{\mathrm{d}p} - \frac{1}{\beta_o} \frac{\mathrm{d}\beta_o}{\mathrm{d}p} \quad (\mathrm{psi}^{-1}) \quad \text{---------} \ 28$$

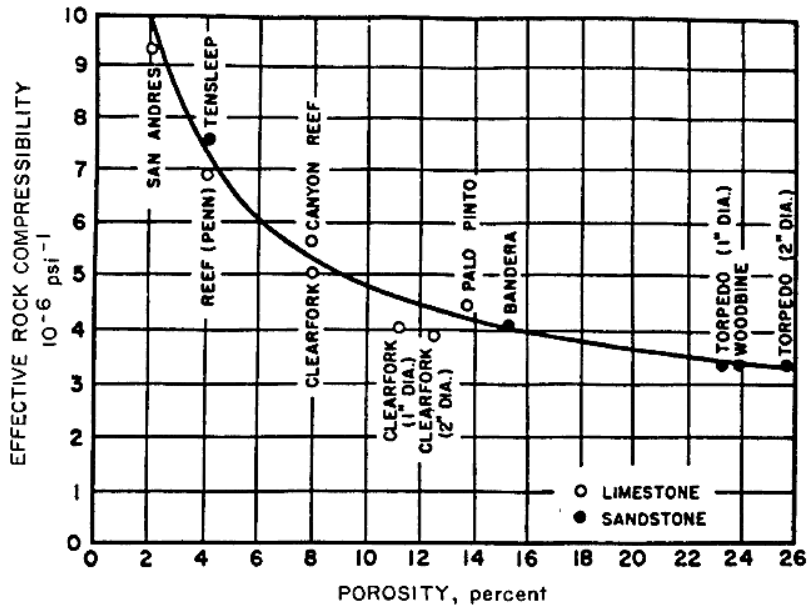
و ان :

q_t = total fluid voidage rate, bbl/day
Q_o = oil flow rate, STB/day
Q_w = water flow rate, STB/day

Q_g = total gas flow rate, scf/day
R_s = gas solubility, scf/STB
B_g = gas formation volume factor, bbl/scf
λ_t = total mobility, md/cp
k_o = effective permeability to oil, md
k_w = effective permeability to water, md
k_g = effective permeability to gas, md



الشكل 3-16 تحديد انضغاطية الماء من علاقات تجريبية*Correlations*



الشكل 4-16 تحديد انضغاطية الصخرة من المسامية

خواص الموائع الفيزيائية تُؤخذ من الفحوصات المختبرية للموائع المكمنية ، وان *dRs/dp*، *dBo/dp* تحسب من ميل منحنيات علاقة الضغط مع كلا من المعامل الحجمي للنفط *Bo* و معامل الغاز المذاب في النفط *Rs* . انضغاطية الماء *cw* تحسب من المختبر او من علاقات عامة منشورة الشكل16-3 .انضغاطية المكمن تحسب من معرفة المسامية الشكل16-4 (مراجعة الفصل الاول) .

أثبت مارتن (*Martin، J.C.، 1959*) صحة هذه الطريقة من الناحية النظرية، مشيرًا إلى أنه يمكن حل معادلة الانتشار (*Diffusivity Equation*) لجريان الموائع المتعددة بشرط ان يكون التشبع متجانسا , إهمال تدرج تشبع السوائل اي يكون تشبع الموائع متجانس *saturations are uniform* عبر الجريان و لا يعتمد على تغير الضغط كما في الشكل16-2 -*A* , إهمال تأثير تدرج الضغط اي اهمال تاثير الضغط الشعري *capillary pressure* .

فاصبحت الطريقة تسمى طريقة بيرين و مارتن *Perrine–Martin P-M* .

***مزايا وحدود طريقة *P-M* :**

تُعد هذه الطريقة بسيطة وسهلة التطبيق، مما جعلها تُستخدم على نطاق واسع في تحليل فحوصات الآبار.يمكن تطبيقها بشكل خاص في الأنظمة النفطية-المائية، إذ يكون سلوك الموائع أكثر توافقًا مع الافتراضات النظرية.

***القيود والتحديات:**

على الرغم من بساطتها، إلا أن طريقة *P-M*تعاني من عدة قيود تؤثر على دقتها، من بينها:

1- تَغيُر خواص الموائع أثناء الفحص : تتأثر تشبعات الطور، اللزوجة، وعامل حجم التكوين *(Formation Volume Factor)*عبر مدة الفحص، مما يؤدي إلى عدم دقة في التقديرات.

2- إهمال تدرج التشبع في مناطق الضغط المنخفض:في المنطقة القريبة من حفرة البئر، خاصة عند الضغط المنخفض، يمكن أن يتغير تشبع المائع بشكل كبير مقارنة بمناطق المكمن البعيدة، مما يجعل إهمال تدرج التشبع غير دقيق.

3- الحساسية لمعدلات الجريان العالية:عند معدلات الجريان المرتفعة، تصبح تقديرات الانتقالية الكلية *(λt)* أو انتقالية الموائع الفردية أقل دقة. قد تؤدي معدلات الجريان العالية إلى فقدان السلوك المثالي للضغط ، مما يؤدي إلى:

- عدم الحصول على خط مستقيم في مخطط تفسير الفحص نصف اللوغاريتمي.

- ظهور خطين مستقيمين، مما قد يساء تفسيره على أنه مؤشر لنظام مكمني مركب *.(Composite System)*

4- عبر الفحص يُحسب عامل القشرة الكلي *st* و لا يمكن تحديد عامل القشرة الميكانيكي إلا بعد حساب عامل القشرة الناتج عن تغير التشبع قي المنطقة المجاورة للبئر. روديفر وآخرون (Roadifer et al. (1995)) اوجدو علاقات عامة في حساب عامل القشرة الناتج عن تغير التشبع.

خطوات التفسير للفحص متعددة الموائع (الاطوار *phases*) بطريقة بيرين- مارتن *P-M

تتشابه خطوات تفسير فحص هبوط الضغط *(Drawdown Test)* في الآبار التي تنتج بموائع متعددة مع تلك المستخدمة في فحص الآبار التي تنتج بطور واحد. تعتمد هذه الخطوات على تحليل سلوك الضغط بمرور الوقت، مع مراعاة تأثير الجريان متعدد الأطوار.

1- جمع البيانات وتحضيرها:

- تسجيل قيم الضغط والوقت أثناء الفحص.
- تحديد خصائص الموائع المختلفة (النفط، الغاز، الماء) مثل اللزوجة، عامل حجم التكوين، والنفاذية النسبية.
- قياس معدل الإنتاج لكل طور من الموائع.

2- تمثيل البيانات بيانيًا:

- رسم علاقة الضغط مع الزمن على مقياس نصف لوغاريتمي.*(Semi-log plot)*
- في حالة فحص تصاعد الضغط*(Build-up Test)* ، يتم رسم الضغط مقابل وقت هورنر *(Horner Time)*.
- التحقق من وجود خط مستقيم في المخطط ، مما يشير إلى طور الجريان الشعاعي اللامستقر ثم نجد ميله m و يساوي:

$$m = \frac{162.6 q_t}{\lambda_t h} \quad \text{-------- 29}$$

3- حساب الانتقالية الكلية *(Total Mobility ,λt)* :

باستعمال ميل الخط المستقيم في الرسم البياني، يتم حساب الانتقالية الكلية للمكمن التي تتضمن تأثير الموائع المختلفة و تساوي:

$$\lambda_t = \frac{162.6 q_t}{m h} \quad \text{-------- 30}$$

4- بيرين - *1956* اشار الى امكانية حساب النفاذية الفعالة *effective permeability* لكل مائع عبر ما يأتي:

$$k_o = \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh} \quad \text{-------- 32}$$

$$k_w = \frac{162.6 Q_w B_w \mu_w}{mh} \quad \text{-------- 33}$$

$$k_g = \frac{162.6 (Q_g - Q_o R_s) B_g \mu_g}{mh} \quad \text{-------- 34}$$

5- تحديد عامل القشرة*(Skin Factor,S)* :

- من الرسم ، يمكن تحديد تقاطع الخط المستقيم مع الاحداثي الصادي- a و يساوي:

$$a = p_i - \frac{162.6 q_t}{\lambda_t h}\left[\log\left(\frac{\lambda_t}{\phi c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s\right] \text{ -------- } 35$$

- يستفاد منه في حساب عامل القشرة s كما يأتي :

$$s = 1.151\left[\frac{p_i - p_{1\,hr}}{|m|} - \log\left(\frac{\lambda_t}{\phi c_t r_w^2}\right) + 3.23\right] \text{ -------- } 36$$

- ممكن التحقق من القيم المحسوبة للانتقالية والنفاذية الحالية بمقارنتها مع نتائج دراسات سابقة للمكمن.

6- حساب فرق الضغط بسبب عامل القشرة يساوي:

$$\Delta p_{skin} = 0.87\,|m|\,s \text{ -------- } 37$$

7- ان وقت انتهاء او تلاشي الخط المستقيم اي الانتقال من منطقة الجريان غير المستقر *USS* *Unsteady state flow* الى الجريان شبه المستقر *Semi or Pseudo-steady state-* *PSS* و الوصول الى حدود المكمن يُحسب باحدى المعادلتين في ادناه :

$$t_{pss} = \frac{948\phi\mu c_t r_e^2}{k} \text{ -------- } 38$$

او

$$t_{pss} = \frac{1190\phi\mu c_t r_e^2}{k} \text{ -------- } 39$$

- من فحص هبوط الضغط ايضا ولاي وقت t_p شرط ان لا يزيد عن الوقت المحسوب عما في المعادلتين اعلاه , ممكن حساب نصف قطر منطقة البحث او المتحقق r_{inv} *radius of investigation* والذي يمثل نصف القطر التي تصلها موجة الضغط او المسافة التي يصل اليها تاثير انتاج البئر قبل ان تصل الى الحدود الخارجية للمكمن *re* و كما يأتي:

حساب نصف قطر منطقة البحث r_{inv} *radius of investigation* من فحص هبوط الضغط لاي وقت t_p شرط ان لا يزيد عن الوقت المحسوب عما في اعلاه باستعمال العلاقة الاتية:

$$r_{inv} = 0.0325\sqrt{\frac{\lambda_t t_p}{\phi c_t}} \text{ -------- } 40$$

إذ ان k: نفاذية المكمن*(mD)* ، tp زمن الفحص (ساعة) ، ϕ*phi* المسامية *(fraction)*

μ لزوجة المائع*(cP)* ، ct الانضغاطية الكلية للمكمن*(psi^{-1})*

هذا الحساب يساعد في تحديد المسافة التي تؤثر فيها استجابة الضغط نتيجة إنتاج البئر، وبالتالي يوضح ما إذا كان التأثير قد وصل إلى حدود المكمن *re* أم لا. ان حساب نصف قطر منطقة

البحث r_{inv} في المعادلة اعلاه لا يعني ان هنالك حركة للمائع عند هذا البعد، لذا يُحسب على اساس *90%* (ضمن منطقة حركة المائع) من المسافة في المعادلة اعلاه وتصبح المعادلة النهائية كالتالي:

$$r_d = 0.029\sqrt{\frac{\lambda_t t_p}{\phi c_t}} \quad \text{-------- 41}$$

9- حساب كفاءة الجريان للبئر Flow Effecincy FE

حساب كفاءة جريان البئر *(Flow Efficiency - FE)* مهم لتقييم أداء البئر الإنتاجي، وهو يعتمد على مقارنة الضغط الفعلي والضغط المثالي كما يأتي :

$$FE = \frac{J_{act}}{J_{ideal}} \quad \text{-------- 42}$$

إذ ان :

J_{act} - مؤشر الإنتاجية الحقيقي ، J_{ideal} - مؤشر الإنتاجية المثالي ،

Pi الضغط الابتدائي للمكمن ، P_{wf} - ضغط قاع البئر ، P_{avg} معدل الضغط المكمني

إذ ان مؤشر الانتاجية الحقيقي J_{act} يساوي :

$$J_{act} = \frac{q_t}{\overline{P} - P_{wf}} \quad \text{-------- 43}$$

وان مؤشر الانتاجية المثالي J_{ideal} يساوي :

$$J_{ideal} = \frac{q_t}{\overline{P} - P_{wf} - \Delta P_s} \quad \text{-------- 44}$$

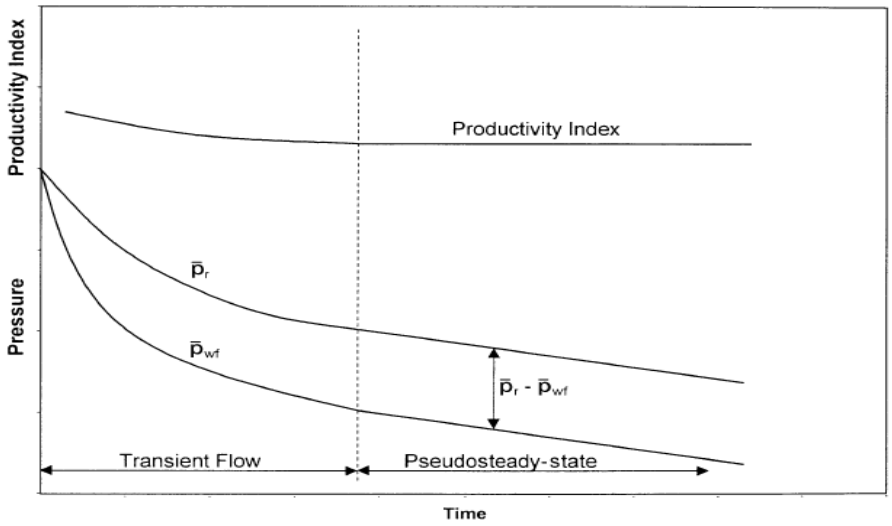
يُظهر الشكل 16-5 كيفية تغير مؤشر الإنتاجية *PI* مع الوقت *tp* عبر مراحل الجريان المختلفة و كما يلي:

1- مرحلة الجريان اللامستقر *(Transient Flow - USS)*

في هذه المرحلة، يكون التغير في مؤشر الإنتاجية ملحوظًا بسبب التغيرات الديناميكية في توزيع الضغط حول البئر.مؤشر الإنتاجية في هذه المدة غير مستقر و يتغير مع الوقت، لذا لا يمكن الاعتماد عليه كمقياس دقيق لأداء البئر.

2- مرحلة الجريان شبه المستقر *(Pseudo Steady-State Flow - PSS)*

مع استمرار الإنتاج لمدة أطول، يدخل البئر في طور الجريان شبه المستقر، إذ يصبح انخفاض الضغط مع الوقت في المكمن متساويًا عبر جميع الاتجاهات و يستقر مؤشر الإنتاجية، مما يجعله مقياسًا مقبولًا لأداء البئر الفعلي.



الشكل 16-5 مؤشر الانتاجية عبر اطوار الجريان المختلفة

بالامكان كتابة كفاءة الجريان للبئر Flow Efficiency-FE بدلالة فرق الضغط من جراء عامل القشرة Δp_s كما يأتي :

$$FE = \frac{\overline{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\overline{P} - P_{wf}} \quad \text{-------- 45}$$

او كتابتها بالصيغة الاتية:

$$FE = 1 - \frac{\Delta P_s}{\overline{P} - P_{wf}} \quad \text{-------- 46}$$

تفسير قيمة *FE

- إذا كان $FE < 1 \Rightarrow$ هناك تضرر في البئر، مما يعني أن كفاءة الجريان منخفضة.
- إذا كان $FE \approx 1 \Rightarrow$ البئر بحالة جيدة، ولا يوجد تضرر خلال الجريان.
- إذا كان $FE > 1 \Rightarrow$ تدل على أن هناك تحفيزًا للبئر، مثل التشقق الهيدروليكي أو تحميض الطبقة المنتجة و لا يوجد تضرر بالطبقة.

طرائق تحسين كفاءة جريان البئر *FE

1- التشقق الهيدروليكي*(Hydraulic Fracturing)* .

2- تحميض الطبقة المنتجة*(Acidizing)* .

3- تقليل لزوجة النفط: باستعمال طرائق الإنتاج المتقدم مثل:حقن البخار *(Steam Injection)*.

الحرق الموضعي *(In-Situ Combustion)*.

4- زيادة سُمك منطقة التثقيب*(Well Penetration)* .

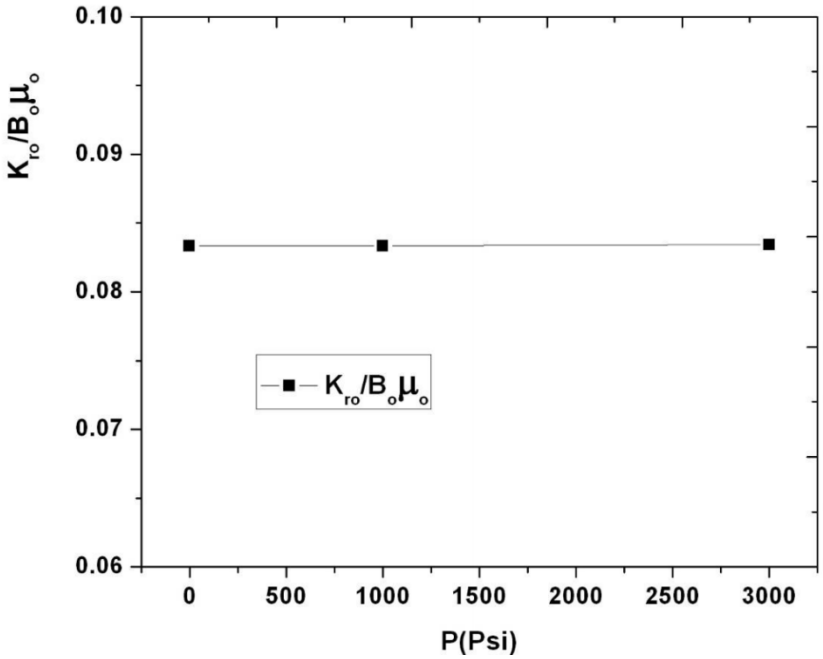
5- تقليل معامل حجم النفط *Bo* و ذلك عبر تصميم العازلات المناسبة *(Separators)*، مما يساعد على تحسين الإنتاج وتقليل فقدان الضغط.

مثال1 فحص هبوط الضغط لنظام النفط-ماء

اجريت ثلاث فحوصات هبوط الضغط منفصلة لبئر ينتج نفط+ماء و بمعدلات *2000 stb/day*، *1000*، *100* على التوالي . البيانات المتوفرة أُدرجت في الجدول 16-1

Test No.	liquid rate (stb/day)	Oil rate (stb/day)	Water rate (stb/day)	Input Koh (md-ft)	s Input
case1	100	96.61	3.39	15000	0
case2	1000	968.67	31.33	15000	0
case3	2000	1938.05	61.96	15000	0

الجدول16-1 بيانات فحوصات هبوط الضغط للجريان ثنائي الطور (نفط- ماء)- المثال رقم-1



الشكل 16-6 انتقالية النفط *Kro/(Boμo)* قليلة و ثابتة تقريبا للمثال رقم-1

تم فرض الانتقالية للنفط $K_{ro}/(B_o\mu_o)$ قليلة و ثابتة تقريبا الشكل 16-6 .

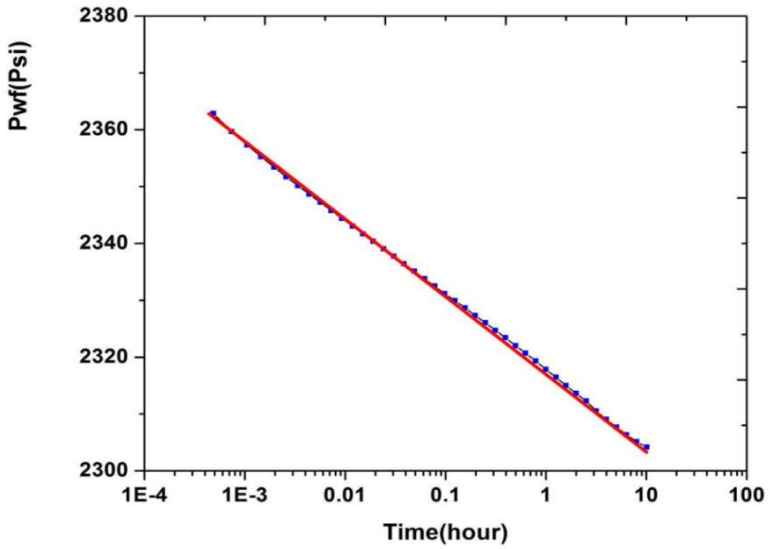
المطلوب

تفسير الفحص بطريقتي *P-M Approach* و *Pressure-squared Approach*؟؟

وضح تاثير معدلات الانتاج على تفسير الفحص بالطريقتين؟؟

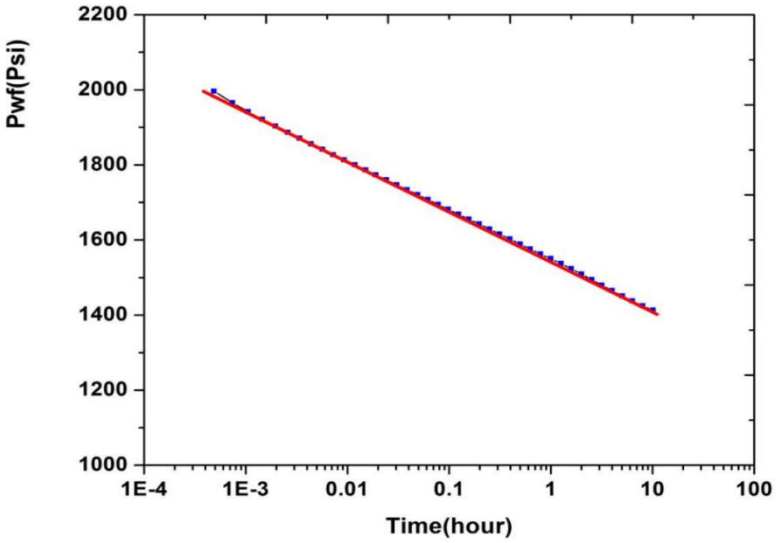
الحل : طريقة الضغط *P-M Approach*

- نرسم بيانات الفحص لعلاقة ضغط الجريان مع الوقت على احداثيات نصف لوغاريتمية كما في الاشكال رقم- 16-7، 16-8 و 16-9 .



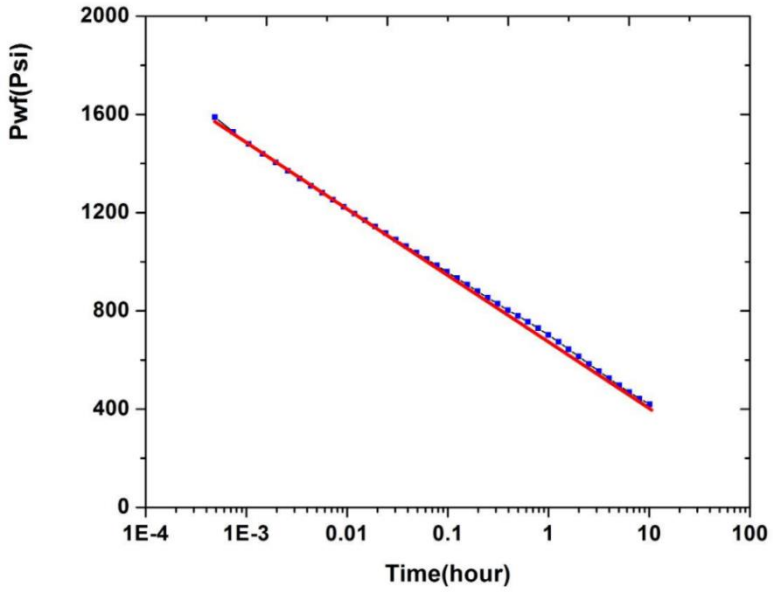
الشكل 16-7 تفسير فحص هبوط الضغط (طريقة الضغط *P-M*)

عند معدل انتاج *100 stb/day* للمثال رقم-1



الشكل 16-8 تفسير فحص هبوط الضغط (طريقة الضغط *P-M*)

عند معدل انتاج *1000 stb/day* للمثال رقم-1



الشكل 16-9 تفسير فحص هبوط الضغط(طريقة الضغط *P-M*)
عند معدل انتاج *2000 stb/day* للمثال رقم-1

- من الرسومات الثلاثة اعلاه نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص و نجد الميل *m* لكل حالة.
- من الميل و باستعمال المعادلات 32 ، 33 ، 34 و 36 نحسب النفاذية الفعالة و عامل القشرة .
أُدرجت النتائج في الجدول16-2 .

Test No.	liquid rate (stb/day)	Oil rate (stb/day)	Water rate (stb/day)	Input Koh (md-ft)	Slope,m (psi/hr)	Koh (md-ft)		λt	s	
						calculation	error(%)		Input	Caclulation
case1	100	96.61	3.39	15000	14122.4	14122.425	5.85	48.45	0	0.040
case2	1000	968.67	31.33	15000	14276.53	14276.535	4.82	48.87	0	0.065
case3	2000	1938.05	61.96	15000	14279.74	14279.743	4.80	48.87	0	0.052

الجدول16-2 نتائج تفسير بيانات فحوصات هبوط الضغط ثنائي الطور (نفط- ماء) ، طريقة *P-M*
و مقارنتها مع مثيلاتها من مصادر اخرى للمثال رقم-1

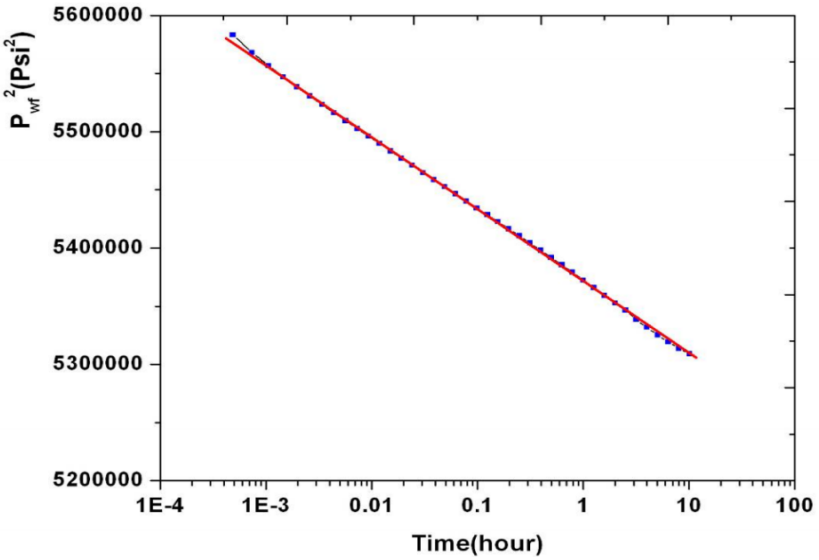
طريقة مربع الضغط *Pressure-squared Approach*

- رسم بيانات الفحص لعلاقة مربع ضغط الجريان مع الوقت على احداثيات نصف لوغاريتمية كما في الاشكال رقم- 16-10 ، 16-11 و 16-12 .

- من الرسومات الثلاثة اعلاه نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص و نجد الميل m لكل حالة.

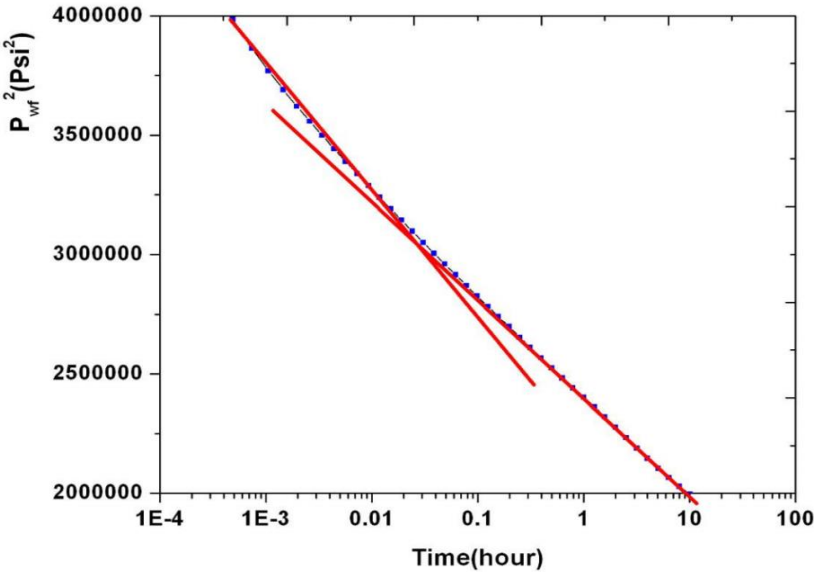
- من الميل و باستعمال المعادلات 32 ، 33 ، 34 و 36 نحسب النفاذية الفعالة و عامل القشرة .

- أُدرجت النتائج في الجدول16-3 و مقارنتها مع نتائج طريقة الضغط *P-M*.



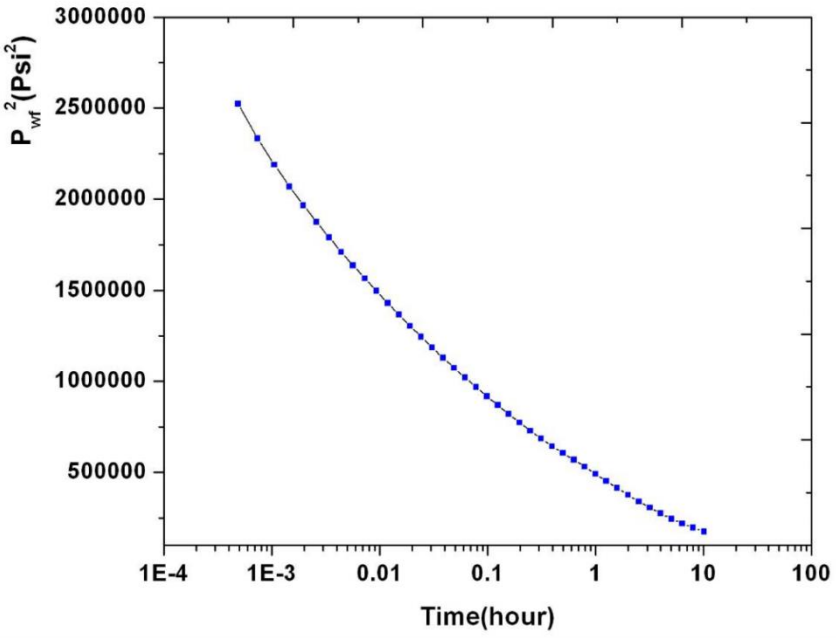
الشكل 16-10 تفسير فحص هبوط الضغط

عند معدل انتاج *100 stb/day* (طريقة مربع الضغط) للمثال رقم-1



الشكل 16-11 تفسير فحص هبوط الضغط

عند معدل انتاج *1000 stb/day* (طريقة مربع الضغط) للمثال رقم-1



الشكل 16-12 تفسير فحص هبوط الضغط

عند معدل انتاج *2000 stb/day* (طريقة مربع الضغط) للمثال رقم-1

Test No.	Liquid rate (stb/day)	Oil rate (stb/day)	Water rate (stb/day)	Input Koh (md-ft)	K_oh (P-M) (md-ft)		K_oh (Pressure-squared) (md-ft)		S (P-M)	S (Pressure-squared)
					calculation	Error (%)	calculation	Error (%)		
case1	100	96.61	3.39	15000	14122.4	5.85	14554.96	2.97	0.040	0.991
case2	1000	968.67	31.33	15000	14276.53	4.82	/	/	0.065	/
case3	2000	1938.05	61.96	15000	14279.74	4.80	/	/	0.052	/

الجدول16-3 مقارنة نتائج تفسير فحوصات هبوط الضغط للجريان ثنائي الطور

بطريقتي مربع الضغط و طريقة *P-M* للمثال رقم-1

<u>مناقشة النتائج:</u>

- طريقة الضغط *P-M* تعطي علاقة خط مستقيم لمعدلات الانتاج الواطئة و العالية .و لمعدلات الجريان المختلفة فان نتائج حسابات النفاذية*السُمك $k*h$ و معامل القشرة متقاربة. لكن هنالك

فرق في قيم النفاذية.السُمك kh المحسوبة و بيانات الادخال بحدود $5.8\text{-}4.8\%$. نتائج معامل القشرة المحسوبة متقاربة فيما بينها و كذلك مع بيانات الادخال($s=0$).

طريقة مربع الضغط *Pressure-squared Approach* و بحسب الاشكال رقم-16-11 و16-12 يبدو انها تتاثربمعدلات الجريان العالية فتُعطي البيانات اما خطين مستقيمة او تُعطي منحني الشكل 16-12. في حين تعطي علاقة خط مستقيم لمعدلات الانتاج الواطئة الشكل رقم-16-10 .

بصورة عامة و لمقارنة صعوبة تطبيق الطرائق الثلاث نجد ان طريقة $P\text{-}M$ هي الأكثر بساطة. يمكن استعمالها مباشرة كما في صيغة الطور الواحد لتفسير فحوصات الابار. طريقة الضغط المربّع تتضمن إجراء تحليل مماثل لنهج $P\text{-}M$ ، ولكن من الضروري اختيار قيم α المناسبة، لذلك من الصعب تطبيقه إلى حد ما. اما بالنسبة لطريقة الضغط المكافىء ، فإن إجراء حسابات قيم الضغط المكافىء معقد للغاية، لكونها تتطلب بيانات النفاذية النسبية في حسابات الضغط المكافىء علما ان بيانات النفاذية النسبية في المختبر تحتمل قدر كبير من عدم اليقين ، وبالتالي فإن النتائج المُقدرة تحتمل خطأ أكبر .

مثال2 : فحص هبوط الضغط لنظام النفط-غاز

المعلومات الجيولوجية لهذا المثال و لنظام النفط-الغاز، هي نفسها كما في نموذج النفط-الماء في المثال رقم-1 مع تغيير فقط بيانات PVT ومنحنى النفاذية النسبية. تم ضبط الضغط الابتدائي على ضغط التشبع *Saturation pressure* . و قد اجر الفحص لثلاث معدلات جريان منفصلة : $1000\ stb/day$ ،3000 ،5000 .

المطلوب

تفسير الفحص بطريقة الضغط المكافىء- *Pseudo pressure approach* ؟؟

الحل:

- وفقًا لخطوات حساب الضغط المكافىء ، يمكننا الحصول على العلاقة بين الضغط والضغط المكافىء لنظام النفط- الغاز. (الجدول 16-4).

- تم رسم بيانات الفحص لعلاقة الضغط المكافىء مع الوقت لثلاث معدلات جريان على احداثيات نصف لوغاريتمية كما في الاشكال رقم- 16-13 ، 16-14 و 16-15 .

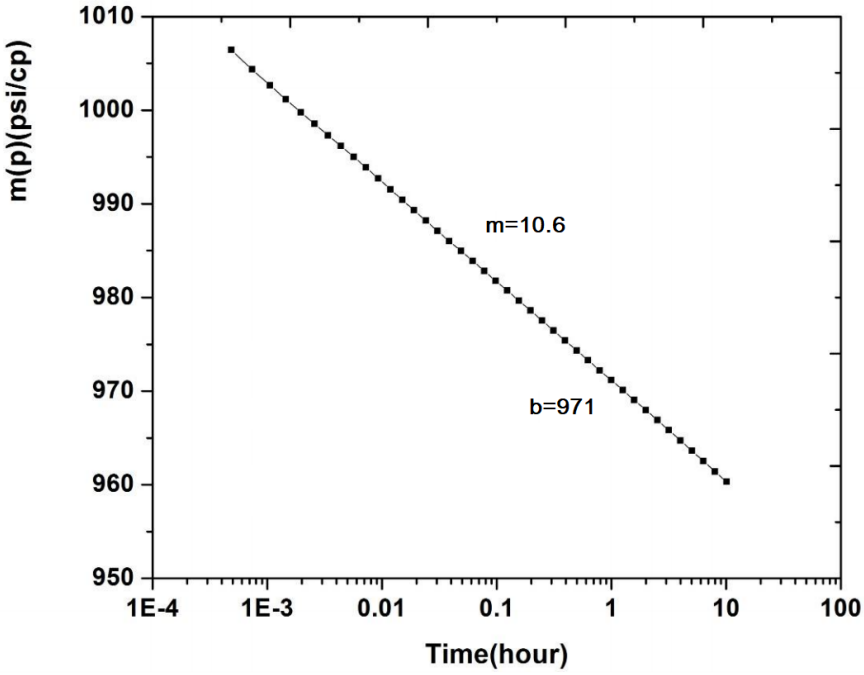
- من الرسومات الثلاثة نمرر احسن خط مستقيم عبر نقاط الفحص و نجد الميل m لكل حالة.

- من الميل و باستعمال المعادلة رقم-4 ، نحسب النفاذية الفعالة و من المعادلة رقم-5 نجد عامل القشرة .

أُدرجت النتائج في الجدول16-5 و بناء" على نتائج تحليل فحوصات هبوط الضغط لمعدلات الجريان الثلاثة ، فالنتائج مقنعة.

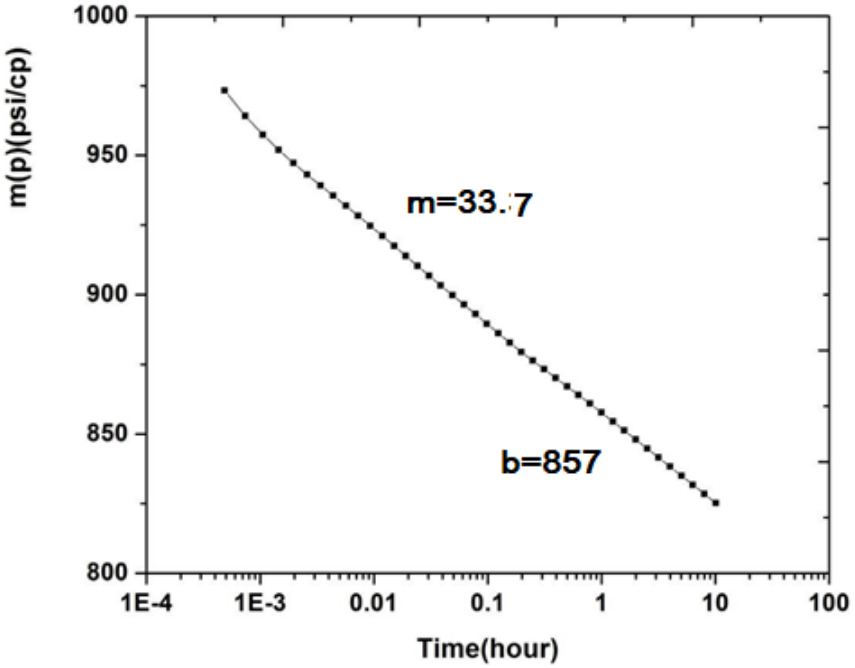
P_{wf}(psi)	pseudo-pressure (psi/cp)	P_{wf}(psi)	pseudo-pressure (psi/cp)
30	0	900	223.6484
50	7.7344	1000	255.6897
75	13.212	1100	290.0688
100	18.7058	1200	326.6344
200	40.9372	1300	365.9913
300	63.6676	1400	411.6447
400	87.2404	1500	463.5327
500	112.182	1600	518.0379
600	138.3099	1700	574.8553
700	165.5834	1800	634.0301
800	193.8816		

الجدول16-4 ضغط الجريان في قاع البئر مقابل الضغط المكافىء للمثال-2



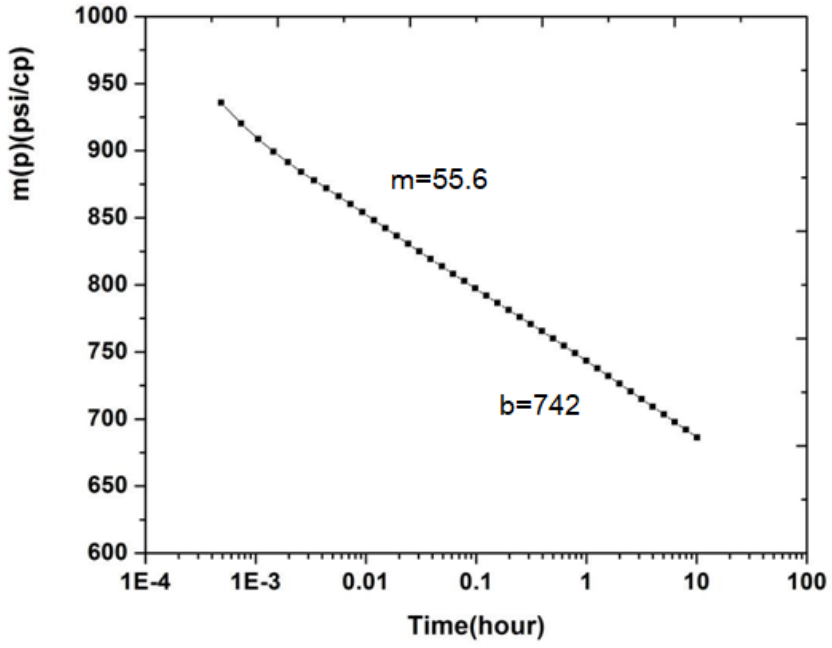
الشكل 16-13 تفسير فحص هبوط الضغط

عند معدل انتاج *1000 stb/day* (طريقة الضغط المكافىء) للمثال رقم-2



الشكل 16-14 تفسير فحص هبوط الضغط

عند معدل انتاج *3000 stb/day* (طريقة الضغط المكافىء) للمثال رقم-2



الشكل 16-15 تفسير فحص هبوط الضغط

عند معدل انتاج *5000 stb/day* (طريقة الضغط المكافىء) للمثال رقم-2

Oil rate (stb/day)	Liquid rate (RB/day)	Input Koh (md-ft)	Input S	Slope,m (psi/hr)	Kh (md-ft)	s
1000	1325	15000	0	10.608	15328.05	0.587
3000	4112	15000	0	33.745	14455.47	0.135
5000	7042	15000	0	56.31	14437.93	0.122

الجدول16-5 مقارنة نتائج فحص هبوط الضغط لنظام النفط-غاز المثال-2

3-16 تفسير فحص تصاعد الضغط للجريان متعدد الاطوار *Multiphase Buildup Test Analysis*

طريقة *P-M*

الطريقة تعتمد معادلة هورنر مع اجراء بعض التحويرات لتصبح الصيغة النهائية كالاتي :

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 q_t}{\lambda_t h} \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \text{--------- 47}$$

المعاملات الداخلة في المعادلة اعلاه λ_t و qt تم تعريفها سابقا (المعادلات 22 و 23) .

تحليل البيانات ورسم المنحنيات

- عند رسم علاقة ضغط الغلق P_{ws} مع وقت هورنر $((t_p + \Delta t)/\Delta t)$ او مع وقت التراكب *Superposition time* بحسب (*Odeh and Selig 1963; Larsen 1983*)، نحصل على علاقة خط مستقيم .

- نجد الميل m و من ميل الخط المستقيم ممكن ان نحسب النفاذية الفعالة لكل مائع على حدة و كما في المعادلات 32 ، 33 و 34 .

- و من الميل m ايضا بالامكان ان نجد معامل الانتقالية الكلي من المعادلة 31 .

- و حساب عامل القشرة من المعادلة 36 .

مثال3 فحص تصاعد الضغط في نظام متعدد الاطوار

تم إجراء فحص تصاعد الضغط في بئر نفطي عند ضغط أقل من ضغط التشبع وينتج اضافة للنفط كل من الغاز والماء في وقت واحد. تم تسجيل بيانات الفحص في الجدول16-6 . خصائص الصخور و الموائع التي تم تقييمها عند متوسط الضغط المكمني أثناء الفحص كما يأتي:

$q_o = 245\,\text{stb/day}$, $q_g = 489\,\text{mscf/day}$, $q_w = 38\,\text{stb/day}$, $R_s = 685\,\text{scf/stb}$, $\beta_o = 1.300\,\text{rb/stb}$, $\beta_g = 1.4801\,\text{rb/mscf}$, $\beta_w = 1.02\,\text{rb/stb}$, $c_o = 8.64 \times 10^{-6}$ psi^{-1}, $c_g = 3.70 \times 10^{-4}\,\text{psi}^{-1}$, $c_w = 3.60 \times 10^{-6}\,\text{psi}^{-1}$, $c_f = 3.50 \times 10^{-6}$ psi^{-1}, $s_o = 64\%$, $s_g = 2\%$, $s_w = 34\%$, $h = 38\,\text{ft}$, $\phi = 17\%$, $r_w = 0.30\,\text{ft}$, $r_e = 1520\,\text{ft}$, $\mu_o = 1.5\,\text{cP}$, $\mu_g = 0.0299\,\text{cP}$, and $\mu_w = 0.70\,\text{cP}$.

t_p=3232.65 hrs.

Time, Δt (hr)	$\frac{(t_p+\Delta t)}{\Delta t}$	$\frac{\Delta t}{[(1+\Delta t)/t_p]}$	p_{ws} (psig)	$(p_{ws}-p_{wfo})$ (psig)	p_{ws} (psia)	$(p_{ws}-p_{wfo})$ (psia)	r_i (ft)
0.00	–	–	497	0	512	0	0
0.25	12,931.61	0.25	558	61	573	61	25
0.40	8082.63	0.40	637	140	652	140	32
0.60	5388.76	0.60	667	170	682	170	39
1.00	3233.65	1.00	696	199	711	199	51
2.00	1617.33	2.00	734	237	749	237	72
3.00	1078.55	3.00	759	262	774	262	88
4.00	809.16	4.00	779	282	794	282	102
5.00	647.53	4.99	793	296	808	296	114
6.00	539.78	5.99	806	309	821	309	125
7.00	462.81	6.98	818	321	833	321	135
8.00	405.08	7.98	827	330	842	330	144
9.00	360.18	8.98	837	340	852	340	153
10.00	324.27	9.97	845	348	860	348	161
11.00	294.88	10.96	854	357	869	357	169
12.00	270.39	11.96	861	364	876	364	176

الجدول16-6 بيانات فحص تصاعد الضغط- طريقة هورنر - لمثال رقم-3

المطلوب : اجراء التفسير المناسب للفحص؟؟

الحل:

- من النتائج المختبرية لخواص الموائع نجد ما يأتي:

$$\frac{dR_s}{dp} = 0.0776\ \text{scf/(stb/psi)} \quad \text{and} \quad \frac{d\beta_o}{dp} = 2.48 \times 10^{-6}\ \text{rb/(stb/psi)}$$

- نرسم على احداثيات نصف لوغاريتمية علاقة (الشكل16-16) :

p_{ws} versus $\log((t_p + \Delta t)/\Delta t)$

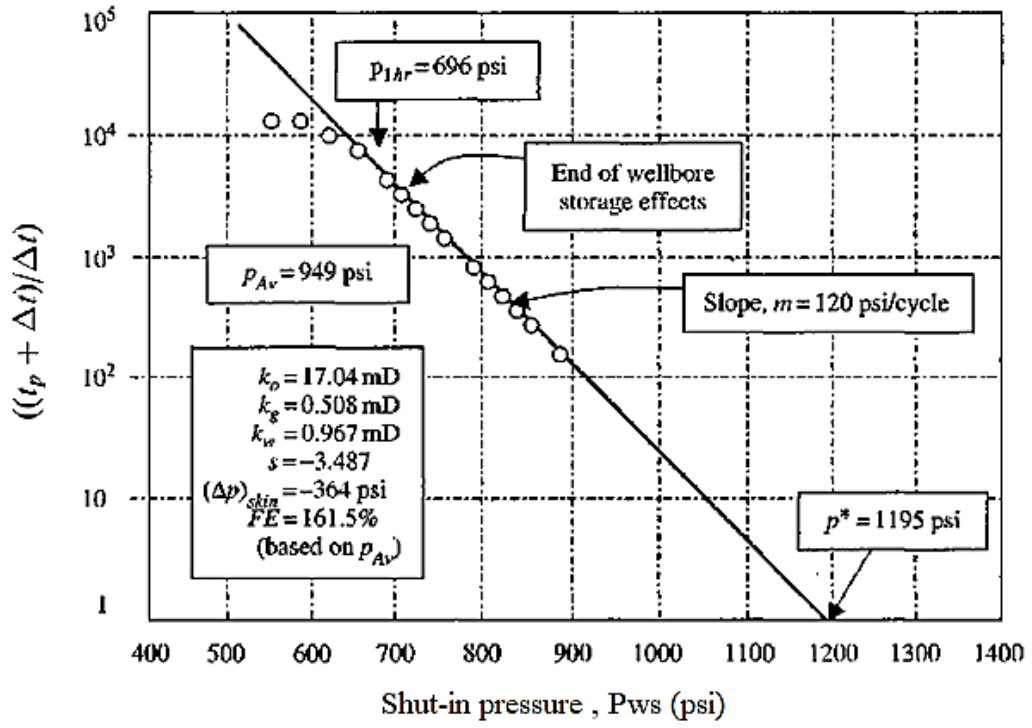
- من الرسم نحدد الخط المستقيم ، نحسب الميل و يساوي m=120 psi/cycle و نجد من الرسم الضغط عند ساعة واحدة P_{1hr}=696 psig.

- حساب النفاذية الفعالة Effective permeability لكل مائع و كما يأتي:

$$k_o = \frac{162.6 q_o \mu_o \beta_o}{mh} = \frac{162.6(245)(1.300)(1.5)}{120(38)} = 17.04\ \text{mD}$$

$$k_w = \frac{162.6 q_w \mu_w \beta_w}{mh} = \frac{162.6(38)(1.02)(0.70)}{120(38)} = 0.967\ \text{mD}$$

$$k_g = \frac{162.6\left(q_g - \frac{q_o R_s}{1000}\right)\mu_g \beta_g}{mh} = \frac{162.6\left(489 - \frac{245(685)}{1000}\right)(1.300)(1.5)}{120(38)} = 0.508\ \text{mD}$$



الشكل 16-16 تفسير فحص تصاعد الضغط- طريقة هورنر للمثال رقم-3

✦ حساب معدل الانتاج الكلي q_t :

$$q_t = Q_o B_o + Q_w B_w + (Q_g - Q_o R_s) B_g \quad \text{✦}$$

$$= 245 \times 1.3 + \left(489 - \frac{(245 \times 685)}{1000}\right) \times 1.480 + 38 \times 1.02$$

$$= 793.84 \text{ rb/day}$$

- حساب الانتقالية الكلية λ_t و كما يأتي:

$$\lambda_t = \frac{162.6 q_t}{mh} = \frac{162.6(793.84)}{120(38)} = 28.31 \text{ mD/cP}$$

- تحديد انضغاطية النفط و الانضغاطية الكلية و تساوي على التوالي:

$$c_o = \frac{\beta_g}{\beta_o}\frac{dR_s}{dp} - \frac{1}{\beta_o}\frac{d\beta_o}{dp} = \frac{1.480}{1.30}(0.0776) - \frac{1}{1.30}(2.48 \times 10^{-6})$$

$$= 9.64 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$c_t = s_o c_o + s_g c_g + s_w c_w + c_f = 0.64(8.64 \times 10^{-6}) + 0.02(3.90 \times 10^{-4})$$

$$+ 0.34(3.60 \times 10^{-6} + 3.5 \times 10^{-6}) = 6.78 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

- حساب عامل القشرة و يساوي:

$$s = 1.151\left[\frac{p_{1h} - p_{wf}}{m} - \log\left(\frac{\lambda_t}{\phi c_t r_w^2}\right) + 3.23\right]$$

$$= 1.151\left[\frac{696 - 497}{120}\log\left(\frac{28.31}{0.17 \times 6.78 \times 10^{-5} \times (0.3)^2}\right) + 3.23\right] = -3.49$$

Property	Value	Units
Reservoir temperature	180	^oF
Reservoir initial pressure	4200	psi
Fluid type	Dead oil and water	
Water salinity	20,000	ppm
Water formation volume factor	Meehan & Ramey Correlation	
Water viscosity	Russell & Matthews Correlation	
Oil gravity	40	^oAPI
Oil formation volume factor	Standing Correlation	
Oil compressibility	Vasquez and Beggs Correlation	
Oil viscosity	Beggs and Robinson Correlation	
Formation net thickness	50	ft
Absolute permeability	25	md
Porosity	0.18	
Formation compressibility	3E-06	psi^{-1}
Initial water saturation	0.4	
Wellbore radius	0.3	ft
Well completion	Fully penetrating vertical well	
Reservoir dimensions	4000 X 4000 Square with outer no flow boundaries	ft X ft
Well location	Center of reservoir	

الجدول16-7 المعلومات المتوفرة لفحص تصاعد الضغط - نظام الماء-نفط للمثال رقم-4

مثال 4: فحص تصاعد الضغط في نظام ماء-نفط

بئر نفطي يعمل في مكمن يحتوي على نظام ماء-نفط، وينتج بمعدل500 برميل يوميًا (stb/day) لمدة 1000ساعة، ثم تم إغلاقه لتصاعد الضغط لمدة 1000ساعة ايضا و كما موضح في الشكل 16-18.

تم ادراج بيانات المتفرقة في الجدول 16-7، و رسم منحنيات النفاذية النسبية للماء والنفط في الشكل 16-17.

المطلوب:

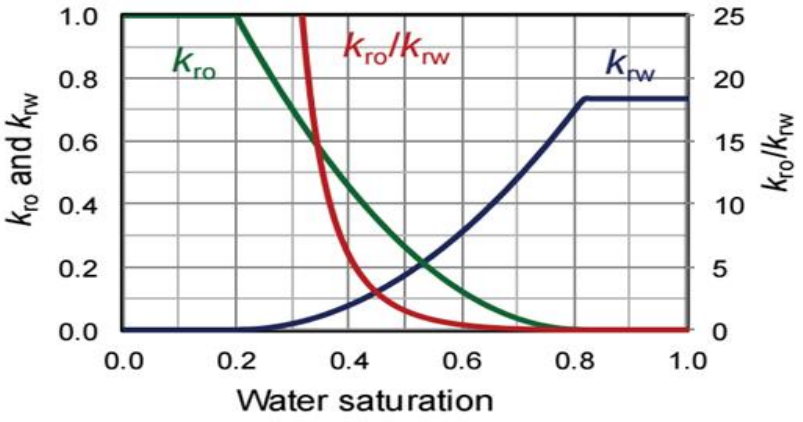
تفسير بيانات الفحص وحساب الانتقالية الكلية باستعمال طريقة Perrine-Martin (P-M)؟؟

الحل

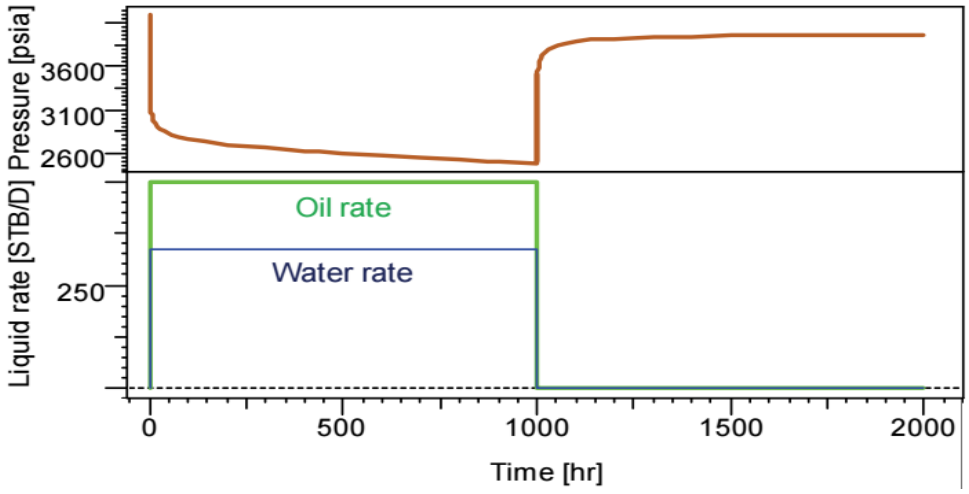
- تم تمثيل بيانات الفحص على إحداثيات لوغاريتمية في الشكل 16-19 لتحديد مدة الجريان اللامستقر(USS) .

- كما تم رسم العلاقة على إحداثيات نصف لوغاريتمية لغرض تفسير الفحص باستعمال طريقة الضغط(P-M) Perrine-Martin ، كما هو موضح في الشكل 16-20.

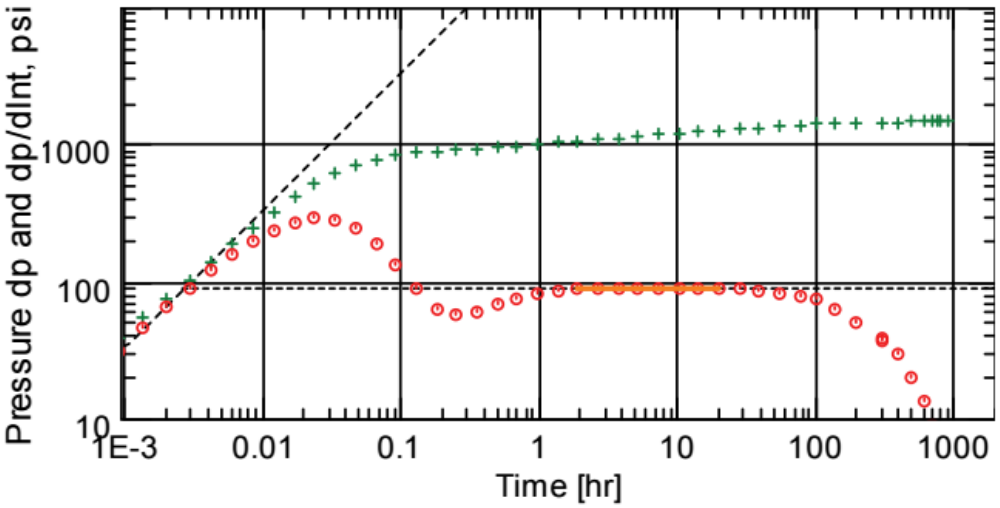
نتائج النفاذية لكل من النفط والماء مُدرجة في الجدول 16-8.



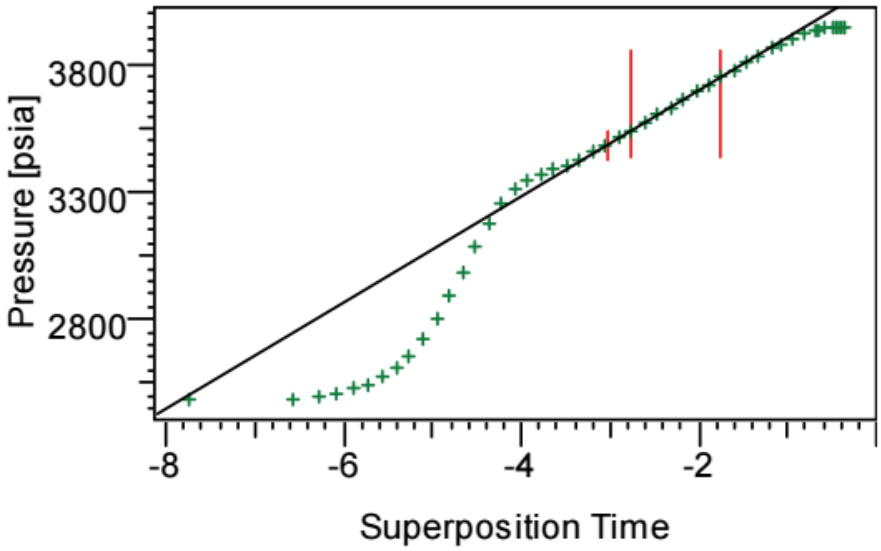
الشكل 16-17 بيانات النفاذية النسبية للنفط و الماء - المثال رقم-4



الشكل 16-18 التاريخ الانتاجي للبئر في المثال رقم-4 يتضمن الضغط والجريان السطحي للنفط و الماء



الشكل 16-19 الرسم التشخيصي *Diagnostic plot* اللوغاريتمي لفحص تصاعد الضغط في المثال رقم-4



الشكل 16-20 تفسير فحص تصاعد الضغط *Build -up test* للمثال رقم-4

Property	values	Units
Effective Oil Permeability	11.6	md
Effective Water Permeability	1.95	md
Absolute Permeability	NA	md
Skin	0.007	dimensionless

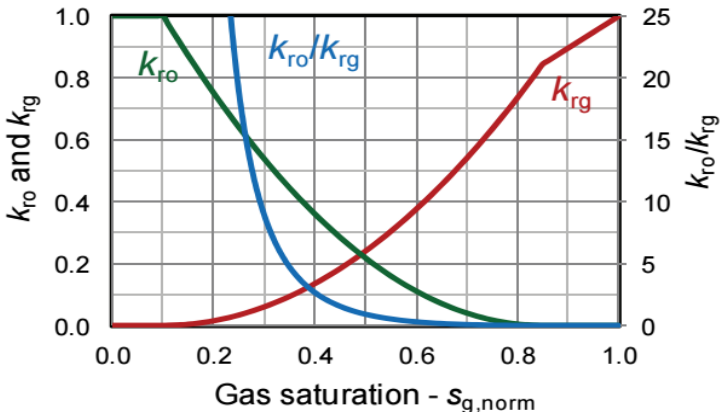
الجدول16-8 نتائج تفسير بيانات فحص تصاعد الضغط ثنائي الطور (نفط- ماء) للمثال رقم-4

Property	Value	Units
Reservoir temperature	200	°F
Reservoir initial pressure	3500	psi
Gas oil ratio	700	SCF/STB
Fluid type	Saturated Oil	
Oil gravity	42	°API
Gas solubility	Standing Correlation	
Oil formation volume factor	Standing Correlation	
Oil compressibility	Vasquez and Beggs Correlation	
Oil viscosity	Beggs and Robinson Correlation	
Gas specific gravity	0.7	
Gas H_2S content	0.0	
Gas N_2 content	0.0	
Gas CO_2 content	0.0	
Gas super compressibility	Standing Correlation	
Gas viscosity	Lee Correlation	
Formation net thickness	30	ft
Absolute permeability	12	md
Porosity	0.15	fraction
Formation compressibility	3E-06	psi^{-1}
Wellbore radius	0.3	ft
Well completion	Fully penetrating vertical well	
Reservoir dimensions	10000X10000 square with outer no flow boundaries	ft X ft
Well location	Center of reservoir	

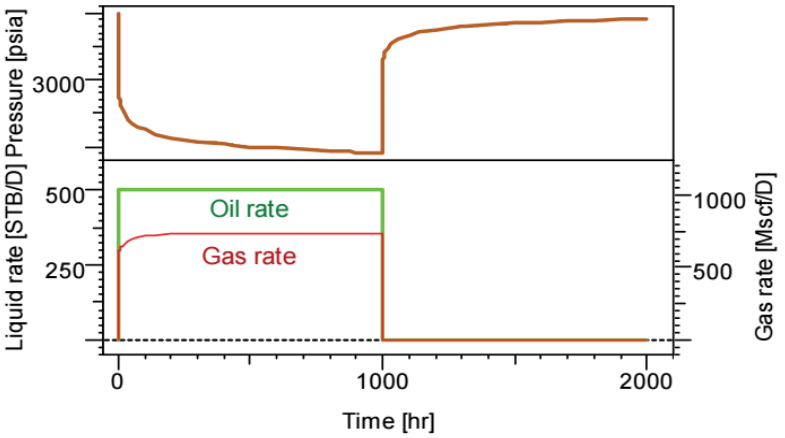
الجدول16-9 البيانات المتوفرة لفحص تصاعد الضغط للمثال رقم-5

مثال 5 : فحص تصاعد الضغط ، نظام الغاز – نفط

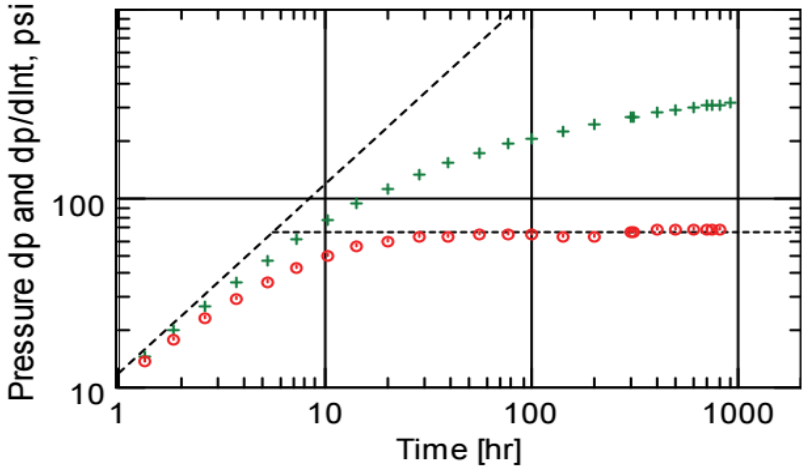
بئر ينتج بمعدل 500 stb/day لمدة 1000 hrs. ثم اغلق البئر لتصاعد الضغط لمدة 1000 hrs. الشكل 16-22 .أُدرجت البيانات المتوفرة لنظام الغاز- نفط في الجدول16-9 و رُسمت بيانات النفاذية النسبية في الشكل 16-21 . بيانات الفحص تم رسمها على احداثيات لوغاريتمية الشكل 16-23 و ذلك لتشخيص حدود فترة الجريان اللامستقر USS . رُسمت بيانات الفحص على احداثيات نصف لوغاريتمية الشكل 16-24 و ذلك لغرض تفسير الفحص بطريقة P-M . نتائج تفسير الفحص أُدرجت في الجدول16-10 .



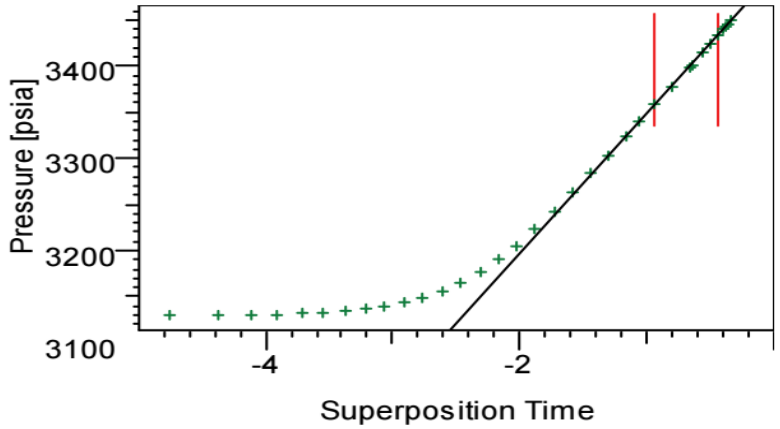
الشكل 16-21 بيانات النفاذية النسبية للنفط و الغاز للمثال رقم-5



الشكل 16-22 التاريخ الانتاجي للبئر في المثال رقم-5 يتضمن الضغط والجريان السطحي للنفط و الغاز



الشكل 16-23 الرسم التشخيصي *Diagnostic plot* اللوغاريتمي لفحص تصاعد الضغط - المثال رقم-5



الشكل 16-24 تفسير فحص تصاعد الضغط *Build-up test* للمثال رقم-5

Property	values	Units
Effective oil permeability	9.83	md
Effective gas permeability	0.0604	md
Absolute permeability	NA	md
Skin	-6.23	dimensionless

الجدول16-10 نتائج تفسير فحص تصاعد الضغط للمثال رقم-5

مثال6 – فحص تصاعد الضغط لمكمن بنظام دفع الغاز المذاب (نفط-غاز) ***Pressure Buildup Test; Solution-Gas-Drive Reservoir.***

في الفحص هذا، ندرس تطبيق طريقة بيرين- مارتن (الضغط) والضغط المكافىء في نظام النفط الأسود *black-oil system*. يتم حساب الضغط المكافىء باستعمال نسبة الغاز المنتج/النفط عند الإغلاق (*Raghavan 1976*). في وقت الإغلاق، يكون ضغط ضغط الجريان في قاع البئر ، *pwf=898 psi*، و معدل الضغط المكمني *p=5132 psi*، المعلومات الأخرى المتوفرة هي كما يأتي:

$h = 15.55$ ft $\quad q_o = 125.8$ STB/D
$\mu_o = 0.3367$ cp $\quad q_g = 169.9$ Mscf/D
$\mu_g = 0.02695$ cp $\quad R_s = 1192.3$ scf/STB
$\phi = 0.3$ $\quad B_o = 1.640$ STB/RB
$r_w = 0.328$ ft $\quad B_g = 0.6477$ RB/Mscf
$r_e = 656.2$ ft $\quad c_{ti} = 1.085 \times 10^{-5}$ psi^{-1}
$t_{pDAi} = 1.350$ $\quad c_t = 42.6 \times 10^{-6}$ psi^{-1}
$\bar{S}_o(\Delta t = 0) = 0.6466$ $\quad C_A = 31.62$
$k = 10$ md $\quad S_o^* = S_o/(1 - S_{wi})$
$t_p = 40$ days $\quad S_{wi} = 0.3$
$k_{ro} = 0.7\left(S_o^*\right)^4$
$k_{rg} = 0.7/\left(1 - S_o^*\right)^2\left(1 - \left(S_o^*\right)^2\right)$.

المطلوب تفسير بيانات الفحص بطريقتي P-M و الضغط المكافىء؟؟

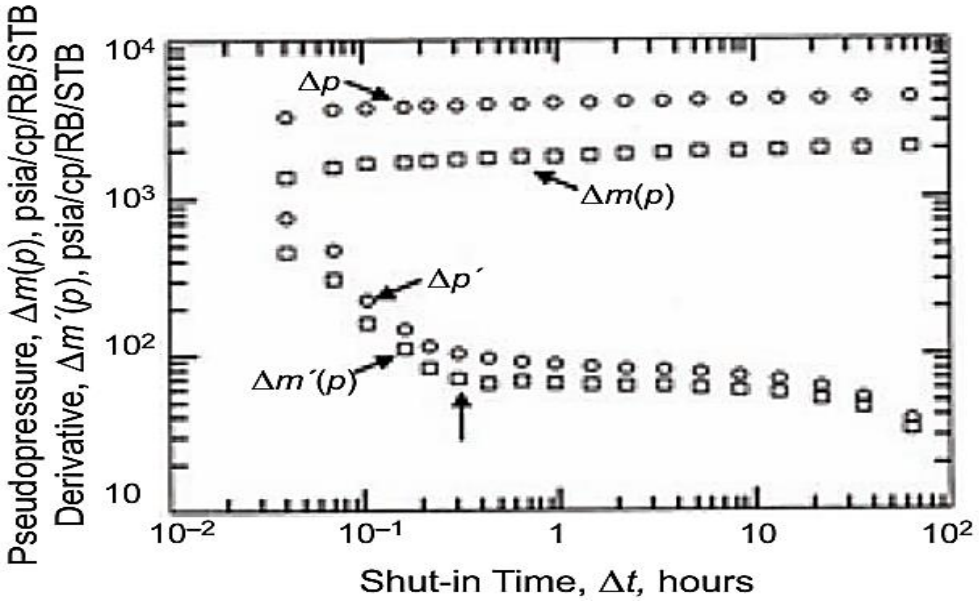
الحل:

- الشكل16-25 يظهر الرسم البيانيً التشخيصي Diagenestic plot اللوغاريتميً لاستجابة الضغط عبر فحص تصاعد الضغط لكلا من الضغط المكافىء و ضغط الغلق مع الوقت.
- حسب الشكل 16-25 فلا يوجد تاثير لتخزين البئر -wellbore storage.
- الانحدار المائل لمنحني دالة مشتقة الضغط نحو الأسفل في أوقات الإغلاق المبكرة هو نتيجة لتأثير عامل القشرة (التضرر، تدرج التشبع، أو كليهما).
- نلاحظ ان منحنى مشتقة ضغط الغلق أكثر انحدارًا من منحنى مشتقة الضغط المكافىء لكون طريقة هورنر (1951) لا تأخذ في الاعتبار التغيرات في خصائص الصخور والسوائل.

- ثم يظهر الخط الافقي استجابة لتاثير الجريان الشعاعي اللامتناهي USS . لذا فمن المتوقع أن يكون الخط المستقيم في الرسم نصف لوغاريتمي واضحًا بعد حوالي 0.3 ساعة (انظر السهم في الشكل16-25).

1-طريقة الضغط P-M

- رسم بيانات ضغط الغلق مع وقت هورنر على احداثيات نصف لوغاريتمية كما في الشكل 16-26.
- ميل الخط المستقيم يساوي m=183.5 psi/cycle و الضغط عند ساعة واحدة يساوي p_{1hr}=4820 psi.
- حساب النفاذية الفعالة للنفط و الغاز من المعادلتين 32 و 34 على التوالي.



الشكل 16-25 الرسم التشخيصي *Diagnostic plot* اللوغاريتمي

لفحص تصاعد الضغط - المثال رقم-6

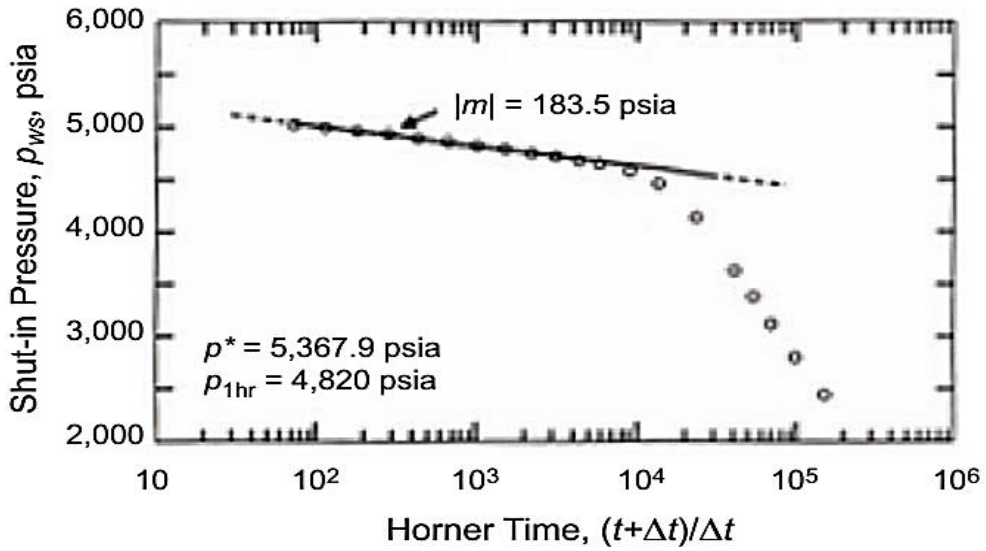
$$k_o = \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh}$$

$$k_o = \frac{162.6(125.8\,\text{STB/D})(1.640\,\text{RB/STB})(0.3367\,\text{cp})}{(183.5\,\text{psia})(15.55\,\text{ft})} = 4\,\text{md},$$

$$k_g = \frac{162.6(Q_g - Q_o R_s) B_g \mu_g}{mh}$$

$$k_g = \frac{162.6(169.9\,\text{Mcf/D} - 125.8\,\text{STB/D} \times 1.192\,\text{Mcf/D})}{(183.5\,\text{psi})} \times \frac{(0.6477\,\text{RB/Mscf})(0.02695\,\text{cp})}{(15.55\,\text{ft})}$$

$$= 0.02\,\text{md}.$$

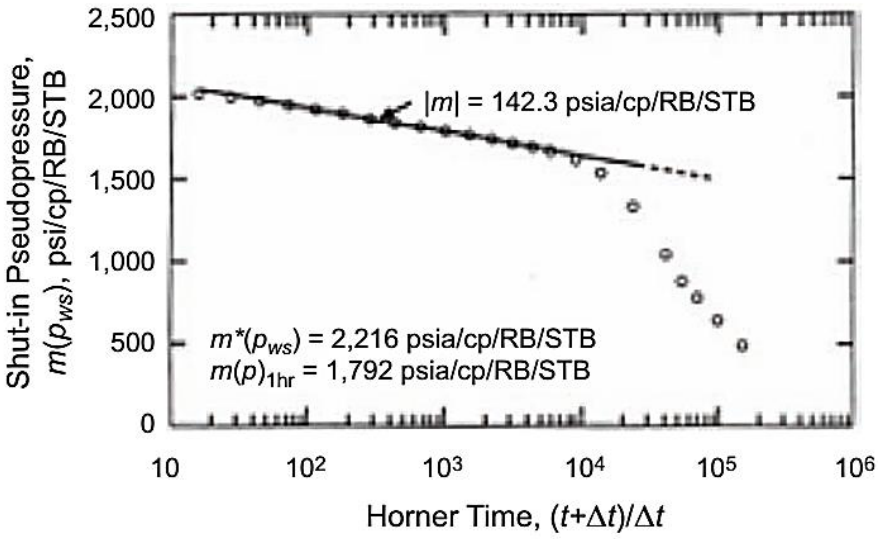


الشكل 16-26 تفسير فحص تصاعد الضغط *Build -up test* بطريقة *P-M* للمثال رقم-6

- قيمة النفاذية الفعالة للنفط اقل من القيمة المحسوبة من مصادر اخرى والتي تساوي 10 md.
- حساب معامل القشرة :

$$s = 1.1513\left[\frac{(4{,}820-898.0)\,\text{psia}}{183.5\ \text{psia}} - \log\frac{12.49\ \text{md/cp}}{(0.3)\left(42.6\times10^{-6}\,\text{psi}^{-1}\right)(0.328\,\text{ft})^2} + 3.2275\right] = 20.3.$$

- قيمة معامل القشرة اعلى من القيمة المحسوبة سابقا والتي تساوي s=11.5.



الشكل 16-27 تفسير فحص تصاعد الضغط *Build -up test* طريقة الضغط المكافيء للمثال رقم-6

2- طريقة الضغط المكافىء

- رسم بيانا ضغط الغلق المكافىء مع وقت هورنر على احداثيات نصف لوغاريتمية كما في الشكل 16-27.

- ميل الخط المستقيم يساوي m=142.3 psi/cycle و الضغط عند ساعة واحدة يساوي $m(p_{1hr})$=1792 psi/cp/bbl/stb.

- حساب النفاذية الفعالة للنفط و الغاز من المعادلتين 4 و 34 على التوالي.

$$k = \frac{162.6(125.8\ \text{STB/D})}{142.3(\text{psia/cp/RB/STB})(15.55\,\text{ft})} = 9.2\ \text{md.}$$

- قيمة النفاذية الفعالة للنفط مقاربة من القيمة المحسوبة سابقا والتي تساوي 10md.

- حساب معامل القشرة :

$$s = 1.1513\left[\frac{(1,792.09)\,\text{psia/cp/RB/STB}}{142.3\ \text{psia/cp/RB/STB}} - \log\frac{9.244\,\text{md}}{(0.3)(0.3367\,\text{cp})\left(42.6\times10^{-6}\ \text{psi}^{-1}\right)(0.328\,\text{ft})^2} + 3.2275\right]$$

$$= 9.8.$$

المصطلحات و الرموز-Nomenclatures

K : Absolute reservoir permeability، mD

Ko : Kw : Kg : effective permeability to oil، water، and gas، md

Kro، K_{rw} ، K_{rg}: relative permeability to oil، water ،and gas

ko، kw، kg = effective permeability

µo،µw،µg = viscosity of oil، water، and gas، cp

qo، qw، qg = flow rates for oil، water، and gas، bbl/day

Qo، Qw، Qg = flow rates for oil، water، and gas، stb/day

Bg gas volume factor، ft3/STB ،Bo oil volume factor، bbl/STB،Bw oil volume factor، bbl/STB

c compressibility، 1/psia

ct total or system compressibility، 1/psia

h formation thickness، ft

J productivity index، bbl/psia

$\bar{P}$ average reservoir pressure، psia

$\bar{PD}$ dimensionless pressure derivative

PD dimensionless pressure

Pi initial reservoir pressure، psia

PR productivity ratio

Pwf well flowing pressure، psia

Pws well shut-in or static pressure، psia

P1hr intercept of the semilog plot، psia

ΔP_s pressure drop due to skin conditions، psia

q liquid flow rate، bbl/D

qsc gas flow rate، Mscf/D

rD dimensionless radius

r radius، ft

re drainage radius، ft

Rs gas dissolved in oil، scf/STB

rw well radius، ft

s skin factor

t time، h

tp production (horner) time before shutting-in a well، h

tD dimensionless time based on well radius

m slope

m(P) pseudopressure function، psia2/cp

T reservoir temperature، ºR

Greek

Δ change، drop

Δt shut-in time، h

ϕ porosity، fraction.

η hydraulic diffusivity constant، md-cp/psia

λo ، λw ، λg، λt : effective mobility to oil، water، gas and total effective mobility

Suffices

1 hr reading at time of 1 h

D dimensionless

g gas

i initial conditions

o oil، based condition

w well، water

References – المصادر

1. Amanat U. Chaudhry ، "Oil Well Testing Handbook "، Advanced TWPSOM Petroleum Systems، Inc. Houston، Texas ، Gulf Professional Publishing ، Copyright © 2004، Elsevier Inc.
2. Al-Khalifah A-JA، Aziz K، Horne RN. " New Approach to Multiphase Well Test Analysis". Society of Petroleum Engineers; 1987.
3. Domonique Bourdet، " Well Test Analysis ، The Use Of Advanced Interpretation Models" ، 9 2002 Elsevier r Science B.V.

4. Fetkovich،M.J.، Phillips Petroleum Co.،"The Isochronal Testing of Oil Wells"، SPE.1973 ،4529.
5. Freddy Humberto Escobar Macualo،" Novel، Integrated and Revolutionary Well Test Interpretation and Analysis" ، IntechOpen @ 2018.
6. Larsen، L. 1983. "Limitations on the Use of Single- and Multiple-Rate Horner، Miller-Dyes-Hutchinson، and Matthews-Brons-Hazebroek Analysis". Paper SPE 12135 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition، San Francisco، 5–8 October.
7. Martin JC. "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses". Society of Petroleum Engineers; 1959.
8. Odeh، A.S. and Selig، F. 1963. "Pressure Build-Up Analysis، Variable-Rate Case". JPT 15 (7): 789–795; Trans.،AIME، 228. SPE-546-PA.
9. Perrine،R.L.،"Analysis of Pressure Buildup Curves"، Drill&Prod. Prac.، API ،Dallas (1956) 482-509.
10. Raghavan، R.، U. of Tulsa،"Well Test Analysis: Wells Productiong by Solution Gas Drive"، SPE 5588، 1976.
11. Raghavan، R.، U. of Tulsa،"Well -Test Analysis for Multiphase Flow"، SPE 14098، 1989.
12. Roadifer، R.D.، Yeh، N.S.، and Jones، J.R. 1995. Accurate Well Condition Estimates Under Multiphase Flow Conditions. Paper SPE 30579.
13. Roland N. Horne " Modern Well Test Analysis ، A computer-Aided Approach" Copyright@1990، by Petroway،Inc.
14. Tarek Ahmed D.، Nathan Meehan، "Advanced Reservoir Management and Engineering " Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier ، 2012.
15- Wenbin Xu ، "Analysis of Two Phase Transient Pressure from Permanent Down-Hole Gauges (PDG)" ،Thesis of PH.D. ، Heriot-Watt University، June 2010.

APPENDIX –A- الملحق

تحويل الوحدات

Table A–1
Permeability Conversions

To convert from	To	Multiply by	Inverse
mD	Darcy	1.000000E–03	1.000000E+03
mD	meter^2 (m^2)	9.86923E–16	1.01325E+15
mD	centimeter^2 (cm^2)	9.86923E–12	1.01325E+11
mD	micrometer^2 (μm^2)	9.86923E–04	1.01325E+03
mD	$\frac{(cm^3/s)cP}{cm^2(atm/cm)}$	1.00000E–03	1.00000E+03
mD	$\frac{(cm^3/s)cP}{cm^2[(dyne/cm^2)/cm]}$	9.86923E–10	1.01325E+09
mD	$\frac{(ft^3/s)cP}{ft^2(psi/ft)}$	7.32441E–08	1.36530E+07
mD	$\frac{(ft^3/s)cP}{cm^2[(cm\ water)/cm]}$	3.41780E–11	2.92585E+10
mD	$\frac{(B/D)cP}{ft^2(psi/ft)}$	1.12712E–03	8.87217E+02
mD	$\frac{(gal/min)cP}{ft^2[(ft\ water)/ft]}$	1.42515E–05	7.01681E+04
mD	ft^2	1.06232E–14	9.41340E+13

Table A–2
Temperature Conversions

	°F	°C	°R	K
Degree Fahrenheit (°F)	1.000	(°F – 32)/1.8	°F + 459.67	(°F + 459.67)/1.8
Degree Celsius (°C)	1.8(°C) + 32	1.000	1.8(°C) + 491.67	°C + 273.15
Degree Rankine (°R)	°R – 459.67	(°R – 491.67)/1.8	1.000	°R/1.8
Kelvin (K)	1.8(K) – 459.67	K – 273.15	1.8(K)	1.000

Table A–3
Volume Conversion Multiplication Factors

	in^3	ft^3	cm^3	m^3
Cubic inches (in^3)	1.0	5.787035×10^{-4}	1.638706×10	1.638706×10^{-5}
Cubic feet (ft^3)	1.728×10^3	1.0	2.831685×10^4	2.831685×10^{-2}
Cubic centimeters (cm^3)	6.102376×10^{-2}	3.531466×10^{-5}	1.0	1.000×10^{-6}
Cubic meters (m^3)	6.102376×10^4	3.531466×10	1.000×10^6	1.0

Table A–4
Density Conversion Multiplication Factors

	gm/cm^3	lb/ft^3	kg/l	kg/m^3
gm/cm^3	1.0	6.242797×10	1.0	1.000×10^3
lb/ft^3	1.601846×10^{-2}	1.0	1.601846×10^{-2}	1.601846×10
kg/l	1.0	6.242797×10	1.0	1.000×10^3
kg/m^3	1.000×10^{-3}	6.242797×10^{-2}	1.0×10^{-3}	1.0

Table A–5
Rate of Flow Conversion Multiplication Factors

	ft^3/min	US gal/day	bbl/day	m^3/s
ft^3/min	1.0	1.077195×10^4	2.564749×10^2	4.719474×10^{-4}
US gal/day	9.283374×10^{-5}	1.0	2.380952×10^{-2}	4.381264×10^{-8}
bbl/day	3.899017×10^{-3}	42.0	1.0	1.840131×10^{-6}
m^3/s	2.11888×10^3	2.282477×10^7	5.434396×10^5	1.0

Table A–6
Mass Conversion Multiplication Factors

	Ounces (avoir) (oz)	Pounds (avoir) (lb)	Metric ton (t) (tonne)	Kilograms (kg)
Ounces	1.0	6.25×10^{-2}	2.834952×10^{-5}	2.834952×10^{-2}
Pounds	16.0	1.0	4.535924×10^{-4}	4.535924×10^{-1}
Metric ton	3.527397×10^4	2.204622×10^3	1.0	1.000×10^3
Kilograms	3.527397×10	2.204622	1.000×10^{-3}	1.0

Table A–7
Velocity Conversion Multiplication Factors

	ft/s	ft/min	ft/h	m/s
ft/s	1.0	60.0	3600.0	3.048000×10^{-1}
ft/min	1.666666×10^{-2}	1.0	60.0	5.080000×10^{-1}
ft/h	2.777777×10^{-4}	1.666666×10^{-2}	1.0	8.466667×10^{-5}
m/s	3.28084	1.968504×10^{2}	1.181102×10^{4}	1.0

Table A–8
Viscosity (Absolute) Conversion Multiplication Factors

	cP	poise g/(cm s)	lb/(ft s)	Pascal second (Pa s)
Centipoise	1.0	1.00×10^{-2}	6.719689×10^{-4}	1.000000×10^{-3}
poise g/(cm s)	100.0	1.0	6.719689×10^{-2}	1.000×10^{-1}
lb/(ft s)	1.488164×10^{3}	1.488164×10	1.0	1.488164
Pascal second (Pa s)	1.000×10^{3}	10.0	6.719689×10^{-1}	1.0

Table A–9
Kinematic Viscosity: Absolute Viscosity in Mass Units Divided by Mass Density Conversion Factors

	gm/cm^3	lb/ft^3	kg/l	kg/m^3
gm/cm^3	1.0	6.242797×10	1.0	1.000×10^{3}
lb/ft^3	1.601846×10^{-2}	1.0	1.601846×10^{-2}	1.601846×10
kg/l	1.0	6.242797×10	1.0	1.000×10^{3}
kg/m^3	1.000×10^{-3}	6.242797×10^{-2}	1.0×10^{-3}	1.0

Table A–10
Land Measurement Conversion Multiplication Factors

	gm/cm^3	lb/ft^3	kg/l	kg/m^3
gm/cm^3	1.0	6.242797×10	1.0	1.000×10^{3}
lb/ft^3	1.601846×10^{-2}	1.0	1.601846×10^{-2}	1.601846×10
kg/l	1.0	6.242797×10	1.0	1.000×10^{3}
kg/m^3	1.000×10^{-3}	6.242797×10^{-2}	1.0×10^{-3}	1.0

1 League = 3 miles, 1 square mile = 640 acres, 1 township = 36 square miles, 1 section = 1 square mile, 1 rod = 16.5 feet.

Table A–11
Length Conversion Multiplication Factors

	Inches (in)	Feet (ft)	Yards (yd)	Miles (mi)
Inches (in)	1.0	8.333333×10^{-2}	2.777778×10^{-2}	1.578282×10^{-5}
Feet (ft)	12.0	1.0	3.333333×10^{-1}	1.893939×10^{-4}
Yards (yd)	36.0	3.0	1.0	5.681818×10^{-4}
Miles (mi)	6.336003×10^{4}	5.280×10^{3}	1.760×10^{3}	1.0
Centimeter (cm)	3.937008×10^{-1}	3.28084×10^{-2}	1.093613×10^{-2}	6.213712×10^{-6}
Meter (m)	39.37008	3.28084	1.093613	6.213712×10^{-4}
Kilometer (km)	39.37008×10^{3}	3.28084×10^{3}	1.093613×10^{3}	6.213712×10^{-1}

Table A–11
Length Conversion Multiplication Factors

	Centimeter (cm)	Meter (m)	Kilometer (km)
Inches (in)	2.540	2.540×10^{-2}	2.540×10^{-5}
Feet (ft)	30.480	3.048×10^{-1}	3.048×10^{-4}
Yards (yd)	91.44	9.144×10^{-1}	9.144×10^{-4}
Miles (mi)	1.609344×10^{5}	1.609344×10^{3}	2.609344
Centimeter (cm)	1.0	1.000×10^{-2}	1.000×10^{-5}
Meter (m)	100.0	1.0	1.000×10^{-3}
Kilometer (km)	1.000×10^{5}	1.000×10^{3}	1.0

Table A–12
Area Conversion Multiplication Factors

	in^2	ft^2	mi^2
Square inches (in^2)	1.0	6.944444×10^{-3}	2.490977×10^{-10}
Square feet (ft^2)	1.440×10^{2}	1.0	3.587007×10^{-8}
Square miles (mi^2)	4.014489×10^{9}	2.787840×10^{7}	1.0
Square centimeters (cm^2)	1.550×10^{-1}	1.076391×10^{-3}	3.861022×10^{-11}
Square meters (m^2)	1.550×10^{3}	10.763910	3.861022×10^{-7}
Square kilometers (km^2)	1.550×10^{9}	1.076391×10^{7}	3.861022×10^{-1}

Table A–12
Area Conversion Multiplication Factors

	cm^2	m^2	km^2
Square inches (in^2)	6.451600	6.451600×10^{-4}	6.451600×10^{-10}
Square feet (ft^2)	9.290304×10^{2}	9.290304×10^{-2}	9.290304×10^{-8}
Square miles (mi^2)	2.589988×10^{10}	2.589988×10^{6}	2.589988
Square centimeters (cm^2)	1.0	1.000×10^{-4}	1.000×10^{-10}
Square meters (m^2)	1.000×10^{4}	1.0	1.000×10^{-6}
Square kilometers (km^2)	1.000×10^{10}	1.000×10^{6}	1.0

1 darcy = 1000 mD, 1 mD = 9.86×10^{-16} m^2 = 9.86×10^{-12} cm^2 = 1.127×10^{-3} (B/D)cP/ft^2(psi/ft).

1 Acre = 43,560 ft^2

Table A–14
Pressure Conversion Multiplication Factors

	atm	bar	lbf/in^2	kgf/cm^2
atm (std)	1.0	1.013250	1.46960×10	1.033228
bar	9.869233×10^{-1}	1.0	1.450377×10	1.019716
lbf/in^2 (psi)	6.804573×10^{-2}	6.894757×10^{-2}	1.0	7.030695×10^{-2}
kgf/cm^2	9.678411×10^{-1}	9.806650×10^{-1}	1.422334×10	1.0
inHg (32 °F)	3.342097×10^{-2}	3.386380×10^{-2}	4.911529×10^{-1}	3.453147×10^{-2}
mmHg (32 °F)	1.315789×10^{-3}	1.333220×10^{-3}	1.933672×10^{-2}	1.359506×10^{-3}
ft H_2O (39.2 °F)	2.949894×10^{-2}	2.988980×10^{-2}	4.335149×10^{-1}	3.047912×10^{-2}
Pa	9.869233×10^{-6}	1.000×10^{-5}	1.450377×10^{-4}	1.019716×10^{-5}

Table A–14
Pressure Conversion Multiplication Factors

	inHg (32 °F)	mmHg (32 °F)	ftH_2O	Pa
atm (std)	2.992133×10	7.600×10^{2}	3.389952×10	1.013250
bar	2.953006×10	7.500638×10^{2}	3.345623×10	1.000000
lbf/in^2 (psi)	2.036026	5.171507×10	2.306730	6.894757
kgf/cm^2	2.895909×10	7.355613×10^{2}	3.280935×10	9.806650
inHg (32 °F)	1.0	2.54×10^{2}	1.132955	3.386380
mmHg (32 °F)	3.93701×10^{-2}	1.0	4.460451×10^{-2}	1.333220
ft H_2O (39.2 °F)	8.826475×10^{-1}	2.241926×10	1.0	2.988980
Pa	2.953006×10^{-4}	7.500638×10^{-3}	3.345623×10^{-4}	1.0

Table A–15
Conversion of Common Field Units to Metric (SI) Units (Base conditions: Field 60 °F, 14.65 psia; Metric (SI) 15 °C, 101.325 kPa)

Field Unit	Multiplication Factor	Metric (SI) unit	Symbol
Acre	4.046856E+03	Square meter	m^2
Acre	4.046856E–01	Hectare	ha
Acre-foot	1.233482E+03	Cubic meter	m^3
Atmosphere	1.01325E+02	Kilopascal	kPa
Barrel (35 imp. gal.)	1.589873E–01	Cubic meter	m^3
Btu per standard cubic foot (60 °F, 14.65 psia)	8.799136E–01	Kilojoule per mole	kj/mol
Centipoise	1.0E+00	Millipascal	mPa*s
Cubic foot	2.831685E–01	Cubic meter	m^3
Cubic foot gas per gallon (60 °F, 14.65 psia)	7.494773E+00	Mole per cubic meter	mol/m^3
Darcy	9.869233E–01	Square micrometer	μm^2
Degree Fahrenheit	(°F – 32)5/9E+00	Degree Celsius	°C
Degree Rankine	5/9E+00	Kelvin	K
Gallon (Cdn)	4.54609E–03	Cubic meter	m^3
Gallon (US)	3.785412E–03	Cubic meter	m^3
Gas constant	8.31432E+00	Joule per mole kelvin	J/(mol*K)
Mcf (thousand cubic	1.191574E+00	Kilomole	kmol
foot) (60 °F, 14.65 psia)	2.826231E+01	cubic meter (API)	m^3 API
Millidarcy	9.869233E–04	Square micrometer	μm^2
MMcf (million cubic foot)	1.191574E+00	Megamole	mmol
(60 °F, 14.65 psia)	2.826231E+01	cubic meter (API)	m^3 API
Pound-force per square inch (psi)	6.894757E+00	Kilopascal	kPa
Pound-mass	4.535924E–01	Kilogram	kg
Psi per foot	2.262059E+01	Kilopascal per meter	KPa/m
Section (540 acres)	2.589988E+06	Square meter	m^2
Section (640 acres)	2.589988E+02	Hectare	ha
Standard cubic foot	1.191574E+00	Mole	mol
(60 °F, 14.65 psia – ideal gas)	2.826231E–02	cubic meter (API)	m^3 API
Tcf (trillion cubic foot)	1.191574E +00	Teramole	Tmol
(60 °F, 14.65 psia)	2.826231E–02	cubic meter (API)	m^3 API
Ton (US short – 2000 lb)	9.071847E–01	Tonne	t
Ton (UK long – 2240 lb)	1.016047E+00	Tonne	t

APPENDIX –B – الملحق
تسمية الرموز الاغريقية

GREEK ALPHABET

Upper Case	Lower Case	Name
A	α	alpha
B	β	beta
Γ	γ	gamma
Δ	δ	delta
E	ε	epsilon
Z	ζ	zeta
H	η	eta
Θ	θ	theta
I	ι	iota
K	κ	kappa
Λ	λ	lambda
M	μ	mu
N	ν	nu
Ξ	ξ	xi
O	ο	omicron
Π	π	pi
P	ρ	rho
Σ	σ	sigma
T	τ	tau
Y	υ	upsilon
Φ	ϕ	phi
X	χ	chi
Ψ	ψ	psi
Ω	ω	omega