



شرکت ملی نفت ایران

مهندسی مخازن هیدروکربوری

(کتاب جامع)

جلد ۱

مؤلف: طارق احمد

مترجم: صادق قاسمی

سرشناسه	احمد ، طارق ، ۱۹۴۶م.
عنوان و نام پدید آورنده :	Ahmad, Tarek H.
مشخصات نشر :	تهران : شرکت ملی نفت ایران ، روابط عمومی ۱۳۸۹
مشخصات ظاهری	ص: ۶۳۲: جدول ، نمودار
شابک	۹۷۸-۹۶۴-۰۴-۳۳۰۷-۲ :
وضعیت فهرست نویسی:	فیبیا
یادداشت	عنوان اصلی: Reservoir engineering handbook, 3 rd.,c2006
موضوع	نفت - مهندسی مخازن زیرزمینی
موضوع	نفت - میدان ها
موضوع	مخزن های گاز
شناسه افزوده	قاسمی، صادق ، ۱۳۵۸- مترجم
شناسه افزوده	شرکت ملی نفت ایران ، روابط عمومی
رده بندی کنگره	۹۱۳۸۸م الف/ TN۸۷۱
رده بندی دیویی	۶۲۲/۳۳۸۲ :
شماره کتابشناسی ملی	۱۷۱۲۹۸۸:



شرکت ملی نفت ایران
مدیریت توسعه منابع انسانی

۱. عنوان کتاب: مهندسی مخازن هیدروکربوری (کتاب جامع) جلد اول
۲. مولف: طارق احمد
۳. مترجم: صادق قاسمی
۴. ناشر: روابط عمومی شرکت ملی نفت ایران، مطالعات، انتشارات و اطلاع رسانی
۵. ناظر: مدیریت توسعه منابع انسانی - آموزش مرکزی
۶. ویراستار: منیر قنبریان
۷. مجری طرح: کانون تبلیغاتی باتیس
۸. تیراژ: ۱۰۰۰ نسخه
۹. چاپ اول: ۱۳۸۹
۱۰. قیمت: ۱۲۰/۰۰۰ ریال
۱۱. شابک ۹۷۸-۹۶۴-۰۴-۳۳۰۷-۲

"کلیه حقوق چاپ و نشر محفوظ و متعلق به ناشر است"

آدرس: تهران ، خیابان طالقانی ، ساختمان مرکزی شرکت ملی نفت ایران

صندوق پستی ۱۵۸۷۵-۱۸۶۳

مهندسی مخازن هیدروکربوری (کتاب جامع)

جلد ۱

مؤلف:

طارق احمد

مترجم:

صادق قاسمی



روابط عمومی

مدیریت توسعه منابع انسانی

Reservoir Engineering Handbook

Vol.1

**by
Tarek Ahmad**

**translated by
Sadegh Ghasemi**



**National Iranian Oil Company
Human Resource Management
2010**

امروزه در صنعت بالادستی نفت اهمیت نقش مهندسی مخازن هیدروکربوری در مدیریت و تولید بهینه از مخازن نفتی و گازی به خوبی درک شده است. تولید صیانتی و بهینه از مخازن هیدروکربوری بدون آگاهی از پیچیدگی های علم مهندسی مخازن ممکن نیست.

کتاب حاضر یکی از به روز ترین و کاربردی ترین کتب نگاشته شده در زمینه مهندسی مخازن است. کمبود کتب معتبر در زمینه مهندسی مخزن به زبان فارسی مترجم را بر آن داشت تا به ترجمه آخرین ویرایش کتاب حاضر (چاپ دوم سال ۲۰۰۶) بپردازد. این کتاب حاوی مطالب ارزشمندی چه در زمینه تئوری و چه در زمینه کاربردی علم مهندسی مخازن است. مولف این کتاب سعی کرده است اطلاعات کامل و جامعی از کلیه مطالب و مضامین وابسته به این علم را ارائه دهد. وی در این کتاب به بنیادی ترین موضوعات این علم، یعنی توصیف سنگ و سیال مخزن، تا پیچیده ترین مکانیسم های تولیدی و صیانتی مربوطه، یعنی بسط منحنی های IPR، جریان نفوذی آب از سفره آب به درون مخزن و تزریق آب پرداخته است.

مترجم سعی کرده است که تا حد امکان شرط امانتداری رعایت شود و مفاهیم علمی به همان صورتی که مد نظر نگارنده بوده و بدون اظهار نظر شخصی ارائه شوند. در متن حاضر از واژه های معادلی استفاده شده است که مترجم هیچ گونه تعصب خاصی به آنها ندارد و تنها برای انتقال بار مفهومی به خواننده از آنها استفاده کرده است. لذا ممکن است گاهی در متن کتاب پاره ای واژه های ناآشنا مشاهده شوند که مترجم آن را ناشی از علم کم خود در زمینه واژه سازی می داند و از خوانندگان فرهیخته و اساتید صمیمانه تقاضای همکاری دارد.

در خاتمه از مدیریت توسعه منابع انسانی شرکت ملی نفت ایران و اعضای محترم کمیته انتشارات، که امکان نشر این اثر را فراهم کردند، سپاسگزاری و برای همه دست اندرکاران انتشارات مطالب علمی آرزوی توفیق می کنم.

فهرست

صفحه

عنوان

پیشگفتار

۱	فصل اول : اصول رفتار سیال مخزن
۲	طبقه بندی مخازن و سیالات مخزنی
۲	دیاگرام دما فشار
۵	مخازن نفتی
۱۲	مخازن گازی
۲۴	اجزای هیدروکربنی تعریف نشده
۲۸	مسائل
۲۹	مراجع
۳۱	فصل دوم : خواص سیال مخزن
۳۲	خواص گازهای طبیعی
۳۳	رفتار گازهای ایده ال
۳۵	وزن مولکولی ظاهری
۳۶	حجم استاندارد
۳۶	دانسیته
۳۷	حجم مخصوص
۳۷	وزن مخصوص
۴۰	رفتار گازهای واقعی
۴۷	حالت اول:سیستم های گاز طبیعی
۴۸	حالت دوم : سیستم های میعانات گازی
۴۹	تاثیر ترکیبات غیرهیدروکربنی بر ضریب Z
۴۹	روش های اصلاحی حضور ترکیبات غیرهیدروکربنی
۵۰	روش اصلاحی ویچرت - عزیز

صفحه	عنوان
۵۲	تصحیح اصلاحی کار کوبیاشی - باروس
۵۴	تصحیح ضریب Z برای گازهایی با وزن مولکولی بالا
۶۰	محاسبه مستقیم ضریب تراکم پذیری
۶۰	روش حال یاربوروگ
۶۲	روش درانچوک - ابوقاسم
۶۵	روش درانچوک - پورویس - رابینسون
۶۶	تراکم پذیری گازهای طبیعی
۷۰	ضریب حجمی سازند گاز
۷۴	ویسکوزیته گاز
۷۵	روش های محاسبه ویسکوزیته گازهای طبیعی
۷۶	روش کار - کوبیاشی - بروس
۸۰	روش لی - گنزالز - ایکین
۸۱	خواص سیستم های نفت خام
۸۲	گراویتی نفت خام
۸۴	وزن مخصوص گاز محلول
۸۵	قابلیت انحلال گاز
۸۶	رابطه استندینگ
۸۸	رابطه واسکوئز - بگز
۹۰	رابطه گلاسو
۹۱	رابطه مارهون
۹۲	رابطه پتروسکی - فرشاد
۹۴	فشار نقطه حباب
۹۵	رابطه استندینگ
۹۷	رابطه واسکوئز - بگز
۹۸	رابطه گلاسو

صفحه	عنوان
۹۹	رابطهٔ مارهون -----
۱۰۰	رابطهٔ پتروسکی - فرشاد -----
۱۰۱	ضریب حجمی نفت -----
۱۰۳	رابطهٔ استندینگ -----
۱۰۳	رابطهٔ واسکوئز - بگز -----
۱۰۴	رابطهٔ گلاسو -----
۱۰۵	رابطهٔ مارهون -----
۱۰۵	رابطهٔ پتروسکی - فرشاد -----
۱۰۶	معادلهٔ موازنهٔ جرم -----
۱۰۷	ضریب تراکم پذیری ایزوترمال نفت خام -----
۱۰۹	رابطهٔ واسکوئز - بگز -----
۱۰۹	رابطهٔ پتروسکی - فرشاد -----
۱۱۳	ضریب حجمی نفت برای نفت های فوق اشباع -----
۱۱۶	دانسیته نفت خام -----
۱۱۸	ضریب حجمی کل -----
۱۲۱	رابطهٔ استندینگ -----
۱۲۲	رابطهٔ گلاسو -----
۱۲۲	رابطهٔ مارهون -----
۱۲۶	ویسکوزیته نفت -----
۱۲۷	روش های محاسبهٔ ویسکوزیته نفت بدون گاز -----
۱۲۸	رابطهٔ بیل -----
۱۲۸	رابطهٔ بگز - رایبسون -----
۱۲۹	رابطهٔ گلاسو -----
۱۲۹	روش های محاسبهٔ ویسکوزیته نفت اشباع -----
۱۲۹	رابطهٔ چو - کونالی -----

صفحه	عنوان
۱۳۰	رابطه بگز رابینسون -----
۱۳۱	روش های محاسبه ویسکوزیته نفت فوق اشباع -----
۱۳۱	رابطه واسکوئز - بگز -----
۱۳۳	کشش سطحی (میان روبه) -----
۱۳۷	خواص آب مخزن -----
۱۳۹	قابلیت انحلال گاز در آب -----
۱۳۹	تراکم پذیری ایزوترمال آب -----
۱۴۰	مسائل -----
۱۴۹	مراجع -----
۱۵۳	فصل سوم : آنالیز آزمایشگاهی سیالات مخزن
۱۵۵	ترکیب سیال مخزن -----
۱۵۵	آزمایش انبساط در ترکیب ثابت -----
۱۶۴	آزمایش آزاد کردن مرحله ای -----
۱۷۰	آزمایش های دستگاه های تفکیک کننده -----
۱۷۲	تطبیق داده های آزاد کردن مرحله ای با شرایط تفکیک کننده -----
۱۷۹	برون یابی داده های سیال مخزن -----
۱۸۵	تصحیح داده های آزاد کردن مرحله ای -----
۱۸۵	حجم نسبی نفت B_{od} برحسب فشار -----
۱۸۶	نسبت گاز محلول به نفت -----
۱۸۶	تصحیح داده های ویسکوزیته -----
۱۸۸	تصحیح داده های آزمایش تفکیک کننده -----
۱۸۸	نسبت گاز به نفت و گراویتی تانک ذخیره -----
۱۸۸	نسبت گاز به نفت تفکیک کننده -----
۱۸۸	ضریب حجمی سازند -----

صفحه	عنوان
۱۸۹	تحلیل آزمایشگاهی سیستم های میعانات گازی
۱۸۹	ترکیب مجدد نمونه های تفکیک کننده
۱۹۲	آزمایش ترکیب ثابت (CCE)
۱۹۴	آزمایش تخلیه حجم ثابت (CVD)
۲۰۲	مسائل
۲۰۴	مراجع
۲۰۵	فصل چهارم : اصول خواص سنگ
۲۰۶	آزمایش های معمولی (روتین) آنالیز مغزه
۲۰۶	آزمایش های ویژه آنالیز مغزه
۲۰۶	تخلخل
۲۱۲	درجه اشباع
۲۱۴	درجه اشباع بحرانی نفت S_{oc}
۲۱۴	درجه اشباع نفت باقی مانده ، S_{or}
۲۱۴	درجه اشباع نفت قابل جابه جایی، S_{om}
۲۱۵	درجه اشباع بحرانی گاز S_{gc}
۲۱۵	درجه اشباع بحرانی آب، S_{wc}
۲۱۵	درجه اشباع متوسط
۲۱۷	خاصیت ترشوندگی
۲۱۸	کشش سطحی
۲۲۱	فشار موئینگی
۲۲۶	فشار موئینگی سنگ های مخزن
۲۳۰	پسماند موئینگی
۲۳۲	توزیع اولیه درجه اشباع در یک مخزن
۲۴۴	تابع J لورت

صفحه	عنوان
۲۴۷	تبدیل داده های آزمایشگاهی فشار موینگی
۲۴۸	نفوذ پذیری
۲۵۶	اثر کلینکنبرگ
۲۶۳	میانگین گیری از نفوذ پذیری مطلق
۲۶۳	میانگین وزنی نفوذپذیری
۲۶۷	میانگین هارمونیک نفوذ پذیری
۲۷۱	میانگین هندسی نفوذپذیری
۲۷۲	روابط نفوذپذیری مطلق
۲۷۷	تراکم پذیری سنگ
۲۸۳	ضخامت خالص مولد
۲۸۴	هتروجنیتی مخزن
۲۸۵	هتروجنیتی عمودی
۲۸۶	ضریب پراکندگی نفوذپذیری دایکسترا پارسونز
۲۹۱	ضریب لورنز L
۲۹۷	هتروجنیتی ناحیه ای
۳۰۰	روش چندضلعی
۳۰۰	روش معکوس فاصله
۳۰۱	روش مربع معکوس فاصله
۳۰۳	مسائل
۳۰۹	مراجع
۳۱۱	فصل پنجم : مفاهیم نفوذ پذیری نسبی
۳۱۳	نفوذپذیری نسبی دوفازی
۳۱۸	فرایند ریزش
۳۱۸	فرایند آشام

صفحه	عنوان
۳۱۹	روابط نفوذپذیری نسبی دوفازی -----
۳۳۱	نسبت نفوذپذیری نسبی -----
۳۳۳	نفوذپذیری های شبه نسبی دینامیک -----
۳۳۶	نرمالیزاسیون و میانگین گیری از داده های نفوذپذیری نسبی -----
۳۴۳	نفوذپذیری نسبی سه فازی -----
۳۴۵	روابط نفوذپذیری نسبی سه فازی -----
۳۴۷	روابط وایلی -----
۳۴۸	مدل استون (I) -----
۳۵۱	مدل استون (II) -----
۳۵۱	رابطه هوستاد هولت -----
۳۵۳	مسائل -----
۳۵۵	مراجع -----
۳۵۷	فصل ششم : اصول جریان سیال در مخزن
۳۵۹	سیالات تراکم ناپذیر -----
۳۵۹	سیالات کمی تراکم پذیر -----
۳۶۰	سیالات تراکم پذیر -----
۳۶۱	رژیم های جریان -----
۳۶۲	جریان حالت پایدار -----
۳۶۲	جریان حالت ناپایدار -----
۳۶۳	جریان حالت شبه پایدار -----
۳۶۳	هندسه مخزن -----
۳۶۴	جریان شعاعی -----
۳۶۴	جریان خطی -----
۳۶۴	جریان کروی یا نیمه کروی -----

صفحه	عنوان
۳۶۷	تعداد سیالات در حال جریان در مخزن
۳۶۷	معادلات جریان سیال
۳۶۷	قانون داریسی
۳۶۹	جریان حالت پایدار
۳۷۰	جریان خطی سیالات تراکم ناپذیر
۳۷۶	جریان خطی سیالات کمی تراکم پذیر
۳۷۸	جریان خطی سیالات تراکم پذیر (گازها)
۳۸۲	جریان شعاعی سیالات تراکم ناپذیر
۳۸۹	جریان شعاعی سیالات کمی تراکم پذیر
۳۹۱	جریان شعاعی گازهای تراکم پذیر
۳۹۸	تقریب دبی جریان گاز
۴۰۰	جریان چندفازی افقی
۴۰۴	جریان حالت شبه پایدار
۴۰۵	معادله پایه جریان ترانزینت
۴۰۸	جرم خروجی از المان حجمی
۴۰۸	انباشت کل جرم
۴۱۱	جریان شعاعی سیالات کمی تراکم پذیر
۴۱۷	راه حل فشار ثابت در انتهای سیستم
۴۱۷	راه حل دبی ثابت در انتهای سیستم
۴۲۷	راه حل افت فشار بدون بعد PD
۴۳۰	مخزن با عملکرد نامحدود
۴۳۲	مخزن با شعاع محدود
۴۳۷	جریان شعاعی سیالات تراکم پذیر
۴۳۸	معادله دانسیته واقعی
۴۳۸	معادله تراکم پذیری گاز

صفحه	عنوان
۴۴۰	روش حل $m(p)$ (راه حل کامل)
۴۴۴	روش تقریب مربع فشار (روش P^2)
۴۴۷	روش تقریب فشار
۴۵۰	جریان حالت شبه پایدار
۴۵۵	جریان شعاعی سیالات کمی تراکم پذیر
۴۶۵	جریان شعاعی سیالات تراکم پذیر (گازها)
۴۶۶	روش تقریب مربع فشار
۴۶۷	ضریب پوسته
۴۷۰	ضریب پوسته ($s > 0$)
۴۷۰	ضریب پوسته ($s < 0$)
۴۷۱	ضریب پوسته ($s = 0$)
۴۷۴	ضریب جریان آشفته
۴۸۰	اصل برهم نهی
۴۸۰	اثرات چند چاهی
۴۸۳	اثرات دبی های جریان متغیر
۴۸۷	اثرات مرزی مخزن
۴۹۱	اثرات ناشی از تغییر فشار
۴۹۱	چاه آزمایشی ترانزیت
۴۹۳	آزمایش افت فشار
۴۹۹	اثر انبارگی چاه ناشی از انبساط سیال
۵۰۰	اثر انبارگی ناشی از تغییرات سطح سیال
۵۰۶	آزمایش ساخت فشار
۵۱۵	مسائل
۵۲۳	مراجع

صفحه	عنوان
۵۲۷	فصل هفتم : عملکرد چاه نفتی
۵۲۸	عملکرد چاه نفتی عمودی -----
۵۲۸	شاخص بهره دهی و <i>IPR</i> -----
۵۳۷	روش ووگل -----
۵۳۹	مخازن نفتی اشباع -----
۵۴۱	مخان نفتی فوق اشباع -----
۵۴۶	اولین روش تقریب -----
۵۴۶	دومین روش تقریب -----
۵۴۷	روش ویگینز -----
۵۵۱	روش استندینگ -----
۵۵۴	روش فتکوویچ -----
۵۷۱	روش کلینز - کلارک -----
۵۷۲	عملکرد چاه نفتی افقی -----
۵۷۷	بهره دهی چاه افقی تحت جریان حالت پایدار -----
۵۷۷	روش بوریسف -----
۵۷۸	روش گیگر ریس - جوردن -----
۵۷۹	روش یوشی -----
۵۸۰	روش رنارد دوپای -----
۵۸۵	بهره دهی چاه افقی تحت جریان حالت شبه پایدار -----
۵۸۷	مسائل -----
۵۹۱	مراجع -----
۵۹۳	فصل هشتم : عملکرد چاه های گازی
۵۹۴	عملکرد چاه گازی عمودی -----
۶۰۴	رویه عملیات ساده شده -----

صفحه	عنوان
۶۰۷	روش عملکرد آرام - اینرسی - آشفته
۶۱۲	آزمایش فشار بازگشتی
۶۲۲	روابط عملکرد جریان (IPR) آینده
۶۲۲	معادله فشار بازگشتی
۶۲۲	روش های <i>LIT</i>
۶۲۳	روش مربع فشار
۶۲۳	روش تقریب فشار
۶۲۳	رویکرد شبه فشار
۶۲۵	عملکرد چاه گازی افقی
۶۲۹	مسائل
۶۳۲	مراجع



اصول رفتار سیال مخزن

سیستم‌های هیدروکربنی طبیعی در مخازن هیدروکربوری مخلوطی از چندین ترکیب آلی^۱ هستند. آنها در بازه گسترده‌ای از دما و فشار از خود رفتاری چندفازی نشان می‌دهند. این تجمعات هیدروکربنی معمولاً به حالت‌های گازی، مایع، جامد و یا مخلوط‌های گوناگونی از این حالات هستند.

این تنوع رفتار فازی همراه با خواص فیزیکی سنگ مخزن درجه سهولت نسبی را نشان می‌دهد که مشخص می‌کند کدامیک از سیال‌های گازی یا مایع می‌تواند جابه‌جا

1- Organic Components

شود و یا باید در جای خود باقی بماند. این خواص باعث تشکیل انواع متنوعی از مخازن هیدروکربنی همراه با رفتارهای پیچیده می‌شود. بسیاری اوقات، وظیفه مهندسان نفت مطالعه رفتار و خصوصیات یک مخزن هیدروکربوری و برنامه‌ریزی آینده توسعه و تولید آن برای بیشترین سوددهی است.

هدف این فصل بررسی و مرور اصول پایه رفتار فازی سیال مخزن و ارائه نحوه استفاده از دیاگرام های فازی^۱ در انواع مختلف مخازن و سیستم های هیدروکربنی موجود در آنهاست.

طبقه‌بندی مخازن و سیالات مخزنی

مخازن هیدروکربوری عموماً به مخازن نفتی^۲ و مخازن گازی^۳ دسته بندی می‌شوند. این طبقه‌بندی کلی، بسته به عوامل زیر، به زیر دسته‌های دیگری نیز تقسیم می‌شود:

- ترکیب مخلوط هیدروکربنی مخزن؛
- فشار و دمای اولیه مخزن؛
- فشار و دمای تولید در سطح؛

اهمیت کاربردی شرایطی که در آنها این فازها به وجود می‌آیند بسیار است. این شرایط به شکل ریاضی یا تجربی به راحتی به صورت انواع مختلف دیاگرام‌های معروف به فازی نمایش داده می‌شوند که یکی از آنها دیاگرام دما- فشار است.

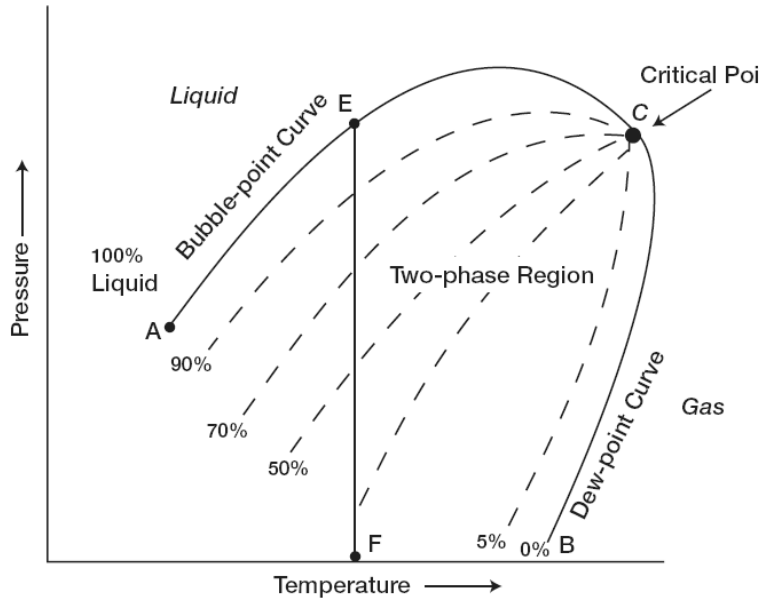
دیاگرام دما - فشار

شکل ۱-۱ دیاگرام دما - فشار یک سیستم چند جزئی^۴ با ترکیبی مشخص را نشان می‌دهد. هر سیستم هیدروکربنی دیاگرام فازی مخصوصی دارد اما کلاً شکل دیاگرام همه آنها همانند این شکل است.

-
- 1- Phase Diagrams
 - 2- Oil Reservoirs
 - 3- Gas Reservoirs
 - 4- Pressuro _Temperature Diagram

این دیاگرام های دما- فشار چند جزئی اصولاً در کارهای زیر به کار می روند:

- طبقه بندی مخازن؛
- طبقه بندی سیستم های هیدروکربنی با منشأ طبیعی؛
- نمایش رفتار فازی سیال مخزن؛



شکل ۱-۱: دیاگرام $p-T$ برای یک سیستم چند جزئی

برای درک کلی اهمیت دیاگرام های فشار - دما، نقاط کلیدی زیر باید روی آنها

شناسایی و تعریف شوند:

- حداکثر دمای دو فاز همزیست (T_{ct}) : این دما بالاترین دمایی است که بالاتر از آن، بدون توجه به فشار، فاز مایع نمی تواند تشکیل شود (نقطه E). فشار مرتبط به این نقطه فشار حداکثر دمای دو فاز همزیست (P_{ct}) نامیده می شود.

- حداکثر فشار دو فاز همزیست^۱ (P_{cb}): این فشار حداکثر فشاری است که بالاتر از آن فاز گاز، بدون توجه به دما، نمی‌تواند تشکیل شود (نقطه D). دمای این نقطه به دمای حداکثر فشار دو فاز همزیست (P_{cb}) معروف است.
 - نقطه بحرانی^۲: برای یک مخلوط چند جزئی حالتی از دما و فشار است که در آن همه خواص فازهای مایع و گاز با هم برابراند (نقطه C). در این نقطه فشار و دمای مربوطه فشار بحرانی (P_c) و دمای بحرانی (T_c) مخلوط نامیده می‌شوند.
 - پوش فازی^۳ (ناحیه دو فازی): ناحیه میان منحنی نقطه حباب و منحنی نقطه شبنم (خط BCA) است؛ جایی که نفت و گاز به صورت همزیست با هم در تعادل هستند.
 - خطوط کیفیت^۴: خطوط نقطه‌چین موجود در دیاگرام فازی کیفیت هستند. این خطوط شرایط دمایی و فشاری را برای حجم‌هایی برابر از سیالات مایع توصیف می‌کنند. خطوط کیفیت در نقاط بحرانی به هم می‌رسند (نقطه C).
 - منحنی نقطه حباب^۵ (خط BC): خطی است که ناحیه فاز مایع را از ناحیه دو فازی جدا می‌کند.
 - منحنی نقطه شبنم^۶ (خط AC): به صورت خط جدا کننده ناحیه فاز بخار از ناحیه دو فازی است.
- به طور کلی معمولاً مخازن بر اساس محل فشار اولیه مخزن (P_i) و دمای مخزن (T) روی دیاگرام دما - فشار سیال مخزن طبقه‌بندی می‌شوند.
- مخازن اساساً به دو گروه دسته بندی می‌شوند:
- مخازن نفتی: اگر دمای مخزن (T) کمتر از دمای بحرانی سیال مخزن (T_c) باشد، مخزن به عنوان یک مخزن نفتی طبقه‌بندی می‌شود.

1- Cricondenbar
 2- Critical Point
 3- Phase Envelope
 4- Quality Lines
 5- Bubble Point Curve
 6- Dew Point Curve

مخازن گازی: اگر دمای مخزن بیشتر از دمای بحرانی سیال هیدروکربنی باشد، مخزن یک مخزن گازی است.

مخازن نفتی

مخازن نفتی با توجه به فشار اولیه مخزن (p_i) به چندین زیر دسته تقسیم می‌شوند:

(۱) مخزن نفتی فوق اشباع^۱: اگر فشار اولیه مخزن (نقطه^۱) در شکل ۱-۱، بیشتر از فشار نقطه^۱ حباب (p_b) نفت مخزن باشد، مخزن یک مخزن نفتی فوق اشباع خواهد بود.

(۲) مخزن نفتی اشباع^۲: اگر فشار اولیه مخزن برابر با فشار نقطه^۲ حباب سیال مخزن باشد (نقطه^۲) در شکل ۱-۱، مخزن یک مخزن نفتی اشباع است.

(۳) مخزن کلاهک گازی^۳: اگر فشار اولیه مخزن زیر فشار نقطه^۳ حباب سیال مخزن باشد (نقطه^۳) در شکل ۱-۱ آن را مخزن کلاهک گازی یا مخزن دو فازی می‌نامند. در اینگونه مخازن فاز گاز (بخار) بالای فاز نفت است. خطوط کیفیت نسبت حجم کلاهک گازی به حجم نفت مخزن را نشان می‌دهند.

نفت‌های خام شامل دامنه گسترده‌ای از ترکیبات شیمیایی و خواص فیزیکی هستند و گروه‌بندی آنها در دسته‌هایی مرتبط مهم است. در مجموع نفت‌های خام به چندین زیر گروه تقسیم می‌شوند:

- نفت سیاه معمولی؛
- نفت خام کم انقباض؛
- نفت خام زیاد انقباض (نفت خام فرار)؛
- نفت خام نزدیک بحرانی.

1- Undersaturated Oil Reservoirs

2- Saturated Oil Reservoirs

3- Gas Cap Reservoirs

دسته‌بندی بالا اصولاً بر پایه خواص نفت خام است: خواص فیزیکی، ترکیب نفت^۱، نسبت گاز به نفت، شکل ظاهری و دیاگرام‌های فازی دما - فشار.

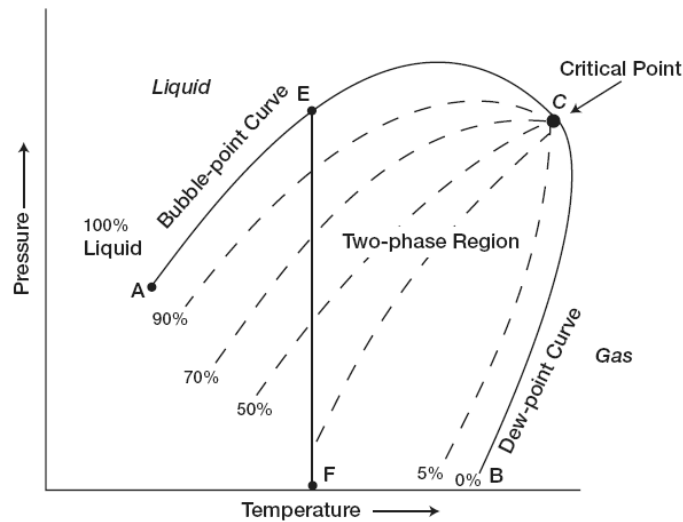
(۱) نفت سیاه معمولی^۲: یک دیاگرام نمونه دما - فشار برای نفت سیاه معمولی در شکل ۱-۲ نشان داده شده است. مشخصه دیاگرام فازی نفت سیاه خطوط کیفیت با فاصله تقریباً مساوی از همدیگر است. منحنی انقباض مایع^۳ (شکل ۱-۳) با دنبال کردن یک مسیر کاهش فشار (خط عمودی EF شکل ۱-۲) و رسم درصد حجم سیال مایع به صورت تابعی از فشار به دست آمده است. منحنی انقباض مایع تقریباً در همه جا، به جز در فشارهای بسیار پایین، یک خط راست است. در زمان تولید، معمولاً نسبت‌های گاز به نفت‌های سیاه معمولی ۲۰۰ تا $700\text{ scf}/\text{STB}$ است. سنگینی این نفت‌ها ۱۵ تا API ۴۵ و رنگ آنها در تانک ذخیره^۴ معمولاً قهوه‌ای تا سبز تیره است.

(۲) نفت کم انقباض^۵: دیاگرام فازی فشار - دما برای نفت کم انقباض در شکل ۱-۴ نشان داده شده است. مشخصه این دیاگرام خطوط کیفیتی در نزدیکی منحنی نقطه شبنم است. منحنی انقباض مایع شکل ۱-۵ فاصله خصوصیات انقباضی این دسته نفت‌های خام را نشان می‌دهد.

دیگر خواص مرتبط با این نوع نفت خام عبارت‌اند از:

- ضریب حجمی نفت کمتر از $1.2\text{ bbl}/\text{STB}$ ؛
- نسبت‌های گاز به نفت کمتر از $200\text{ scf}/\text{STB}$ ؛
- گراویتی نفت کمتر از $35^\circ API$ ؛
- رنگ سیاه و یا رنگ تیره؛
- برداشت زیاد سیال مایع در شرایط تفکیک کننده (نقطه G روی خط کیفیت ۸۵٪ در شکل ۱-۴).

-
- 1- Composition
 - 2- Ordinary Black Oil
 - 3- The Liquid Shrinkage Curve
 - 4- Stock Tank
 - 5- Low Shrinkage Oil



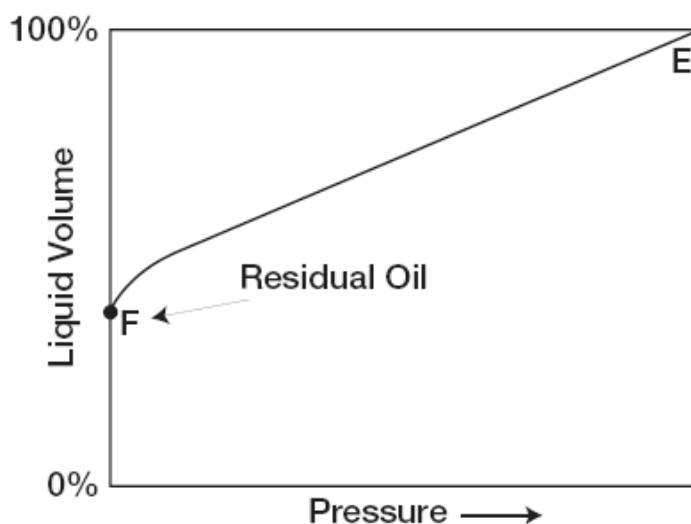
شکل ۱-۲: دیاگرام $p - T$ برای یک سیستم نفت سیاه معمولی

۳) نفت خام فرار: شکل ۱-۶ دیاگرام فازی یک نفت خام فرار با انقباض بالا را نشان می‌دهد. خطوط کیفیت نزدیک نقطه حباب به همدیگر نزدیک شده‌اند و در فشارهای کمتر فاصله آنها بیشتر می‌شود. مشخصه این نوع نفت خام معمولاً انقباض بالای سیال مایع بلافاصله در زیر نقطه حباب است (شکل ۱-۷). دیگر مشخصه‌های آن عبارت‌اند از:

- ضریب حجمی نفت کمتر از $2\text{ bbl}/\text{STB}$ ؛
- نسبت گاز به نفت $2000 - 3200\text{ scf}/\text{STB}$ ؛
- گراویتی $45 - 55^\circ\text{API}$ ؛
- تولید سیال مایع کم در شرایط تفکیک کننده (شکل ۱-۶ نقطه G)؛
- رنگ سبز تا نارنجی.

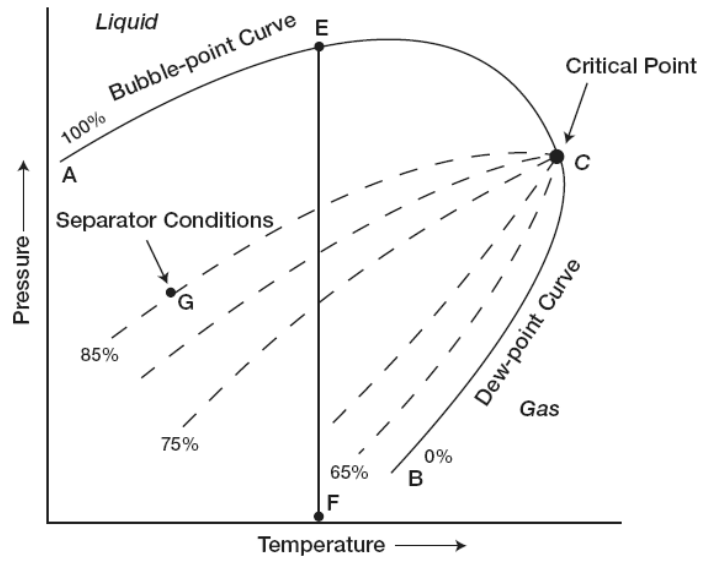
یکی دیگر از مشخصه‌های مخازن نفت فرار این است که درجه API مایع درون تانک ذخیره در اواخر عمر مخزن افزایش می‌یابد.

۴) نفت خام نزدیک بحرانی^۱: اگر دمای مخزن (T)، نزدیک به دمای بحرانی سیستم هیدروکربنی (T_c) باشد (شکل ۸-۱)، مخلوط هیدروکربنی را یک نفت خام نزدیک بحرانی می‌دانند. چون همه خطوط کیفیت در نقطه بحرانی به هم می‌رسند، یک افت فشار همدماً^۲ (خط عمودی EF در شکل ۸-۱) می‌تواند نفت خام را از 100% حجم هیدروکربن در فضای متخلخل در نقطه حباب تا 55% یا کمتر در فشاری بین 10 تا 50 psi زیر نقطه حباب منقبض کند (شکل ۹-۱). نفت خام نزدیک بحرانی را با مقدار GOR بالا، بیشتر از $3000\text{scf}/\text{STB}$ ، همراه با ضریب حجمی نفت $2.0\text{bbl}/\text{STB}$ یا بالاتر می‌توان تشخیص داد. ترکیب نفت‌های نزدیک بحرانی معمولاً $12.5 - 20\text{mol}\%$ هپتان و بالاتر، $35\text{mol}\%$ یا بیشتر اتان تا هگزان و باقیمانده متان است.

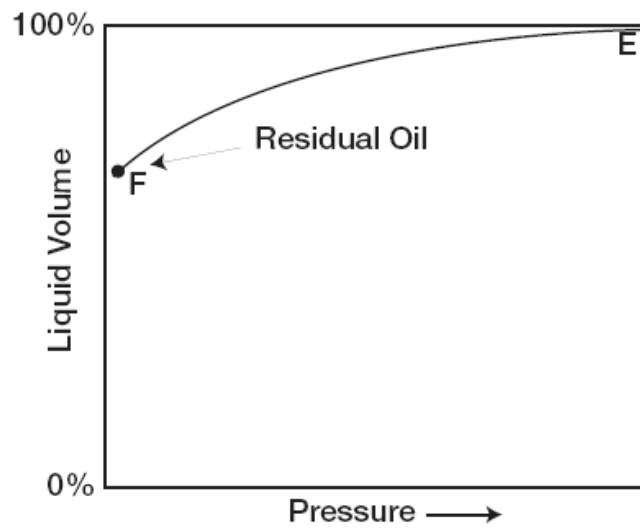


شکل ۸-۱: منحنی سیال مایع - انقباض برای یک نفت خام

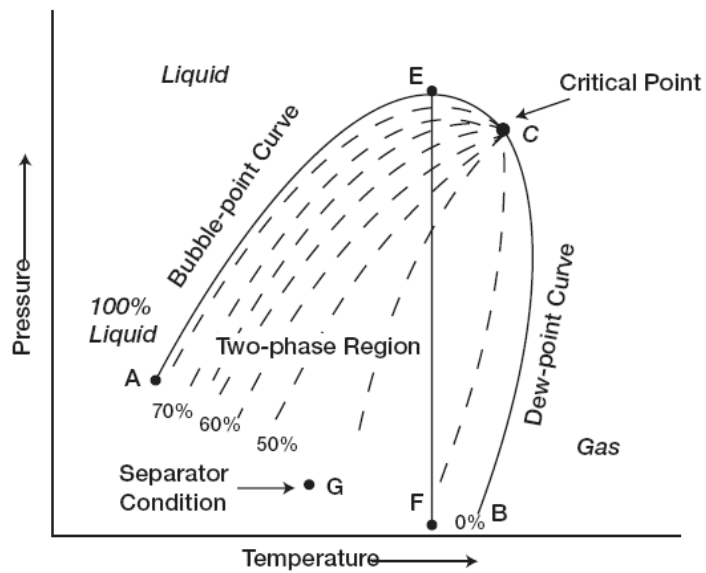
-
- 1- Near- Critical Crude Oil
 - 2- Isothermol



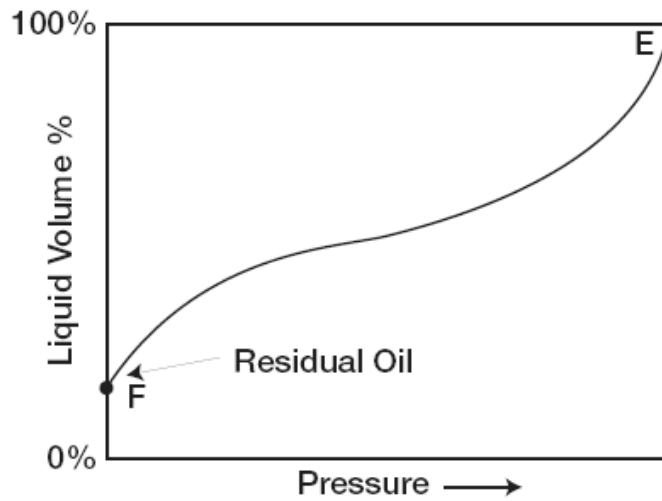
شکل ۱-۴: دیاگرام $p-T$ برای یک نفت کم انقباض



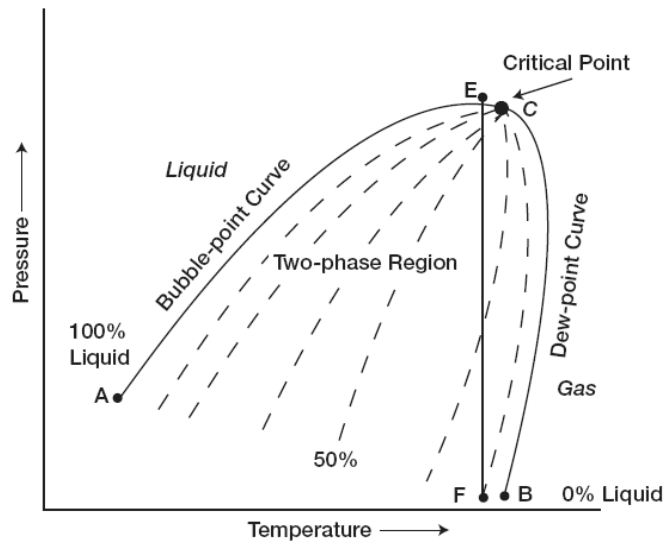
شکل ۱-۵: منحنی نفت- انقباض برای نفت کم انقباض



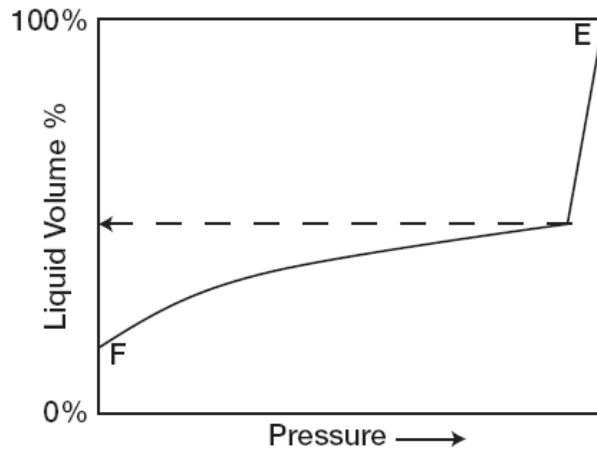
شکل ۱-۶: دیاگرام p-T برای یک نفت خام فرار



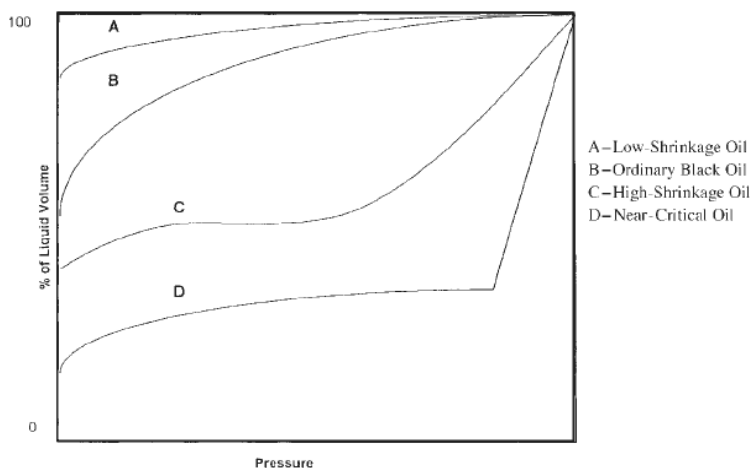
شکل ۱-۷: منحنی سیال مایع-انقباض برای نفت فرار



شکل ۸-۱: دیاگرام فازی شماتیک برای یک نفت خام نزدیک بحرانی



شکل ۹-۱: منحنی سیال مایع-انقباض برای نفت خام نزدیک بحرانی



شکل ۱-۱۰: منحنی‌های انقباض مایع برای سیستم‌های مختلف نفت

در شکل ۱-۱۰، منحنی‌های انقباض مایع انواع نفت با هم مقایسه شده‌اند.

مخازن گازی

به طور کلی، اگر دمای مخزن بالای دمای بحرانی سیستم هیدروکربنی باشد، مخزن به عنوان گاز طبیعی طبقه‌بندی می‌شود. بر اساس دیاگرام‌های فازی و شرایط مخزنی، مخازن گاز طبیعی به چهار دسته زیر تقسیم می‌شوند:

- گاز میعانی برگشتی (معکوس)؛^۱
- گاز میعانی نزدیک بحرانی؛^۲
- گاز تر؛^۳
- گاز خشک؛^۴

مخزن گاز میعانی برگشتی: اگر دمای مخزن (T) بین دمای بحرانی (T_c) و حداکثر دمای دو فاز همزیست (T_{ct}) سیال مخزن باشد، مخزن را به عنوان یک مخزن

-
- 1- Retrograde Gas Condensate
 - 2- Near- Critical Gas Condensate
 - 3- Wet Gas
 - 4- Dry Gas

گاز میعانی برگشتی طبقه‌بندی می‌کنند. این دسته از مخازن گازی نوع بی‌همتایی از تجمع هیدروکربنی هستند که در آنها رفتار ترمودینامیکی خاص سیال مخزن فرایند توسعه و تخلیه مخزن را کنترل می‌کند. زمانی که فشار این مخلوط کاهش می‌یابد، به جای انبساط (اگر گاز باشد) یا تبخیر (اگر مایع باشد) قابل انتظار، سیال به جای مایع شدن تبخیر می‌شود.

شرط اولیه یک مخزن گازی برگشتی (معکوس) با نقطه^۱ (۱) روی دیاگرام فازی فشار-دما در شکل ۱-۱۱ نشان داده شده است. چون فشار مخزن بالای فشار نقطه^۱ شبنم بالایی^۱ است، سیستم هیدروکربنی به صورت یک فاز (فاز بخار) در مخزن تشکیل می‌شود. به خاطر تولید در دمای ثابت با افت فشار مخزن، از فشار اولیه (نقطه^۱) به فشار نقطه^۱ شبنم بالایی (نقطه^۲)، نیروی دافعه مولکول‌های اجزای سبک و سنگین باعث می‌شود که آنها از همدیگر دورتر و دورتر شوند. هم‌زمان، نیروی جاذبه مولکول‌های سنگین مؤثرتر و باعث می‌شود سیال شروع به میعان کند. این فرایند میعان معکوس^۲ همراه با کاهش فشار تا زمان رسیدن ریزش مایع^۳ به حداکثر خود در نقطه^۳ ادامه خواهد داشت. با کاهش بیشتر فشار مولکول‌های سنگین می‌توانند یک فرایند تبخیر نرمال را آغاز کنند. با این فرایند مولکول‌های گاز کمتری به سطح مایع برخورد می‌کنند و این باعث می‌شود که مولکول‌های بیشتری به جای این که وارد فاز مایع شوند، آن را ترک کنند. فرایند تبخیر تا زمانی که فشار مخزن به زیر فشار نقطه^۱ شبنم برسد ادامه دارد چون سیستم در زیر نقطه^۱ شبنم پایینی به شکل بخار است و همه مایعی که تشکیل شده باید تبخیر شود.

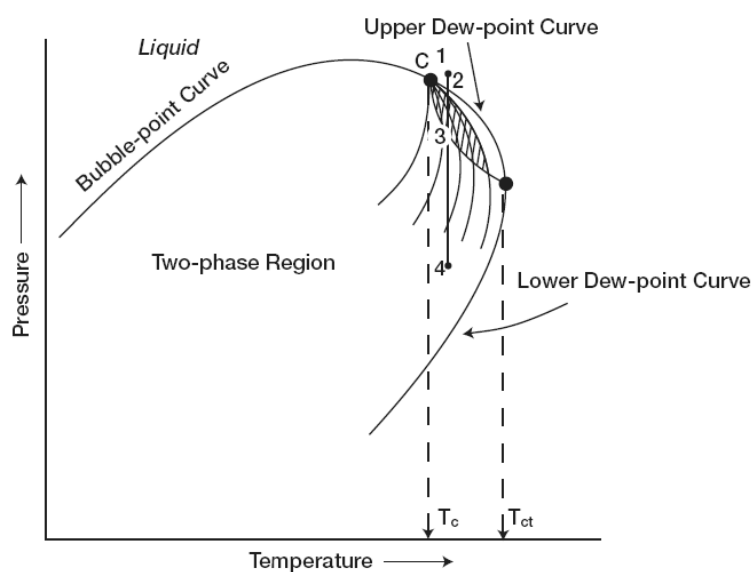
شکل ۱-۱۲ یک منحنی انقباض مایع را برای یک سیستم میعانی نشان می‌دهد که به آن معمولاً منحنی ریزش مایع گفته می‌شود. در بیشتر مخازن میعانات گازی، حجم سیال میعانی به ندرت بیشتر از ۱۵ - ۱۹ درصد حجم خلل و فرج است. این درصد اشباع مایع آنقدر نیست که مایع بتواند جریان یابد. البته باید توجه داشت که در

-
- 1- Upper Dew Point Pressure
 - 2- Retrograde Condensation Process
 - 3- Liquid Dropout

اطراف چاه به علت افت فشار بالا، ریزش کافی مایع باعث تشکیل جریان دو فازی گاز و مایعات گازی می شود.

خواص فیزیکی این دسته عبارت‌اند از:

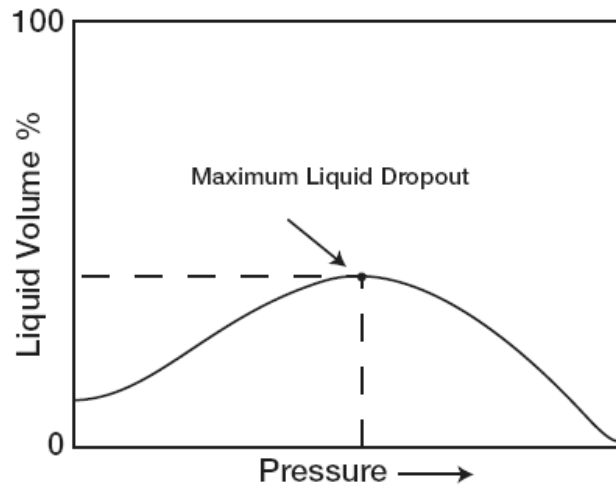
- نسبت گاز به نفت SCF/STB 8000-7000. به طور کلی نسبت گاز به نفت یک سیستم میعانی با توجه به ریزش مایع و کم شدن اجزای سنگین در فاز مایع با گذشت زمان افزایش می یابد.
- گراویتی میعانات گازی بالای $50^{\circ} API$.
- رنگ میعانات در تانک ذخیره معمولاً سفید شفاف و یا کمی رنگی است.



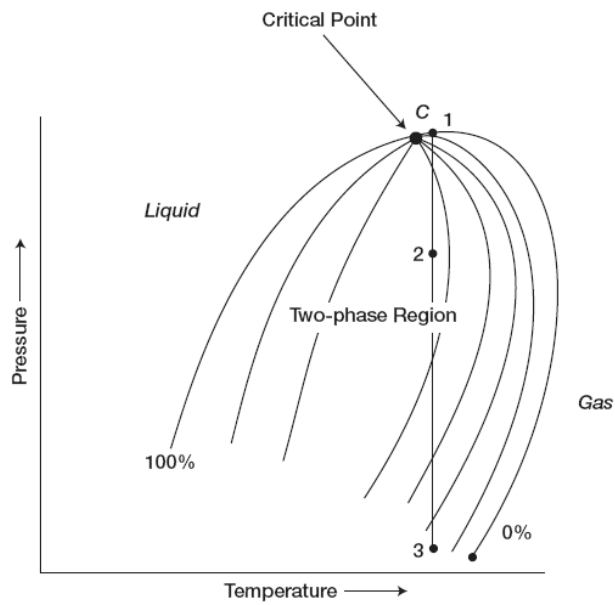
شکل ۱-۱۱: دیاگرام معرف یک سیستم برگشتی

در ترکیبات سیال مخزن یک خط نسبتاً تند و تیز نفت‌ها و میعانات گازی را از همدیگر جدا می‌کند. سیالات مخزنی که حاوی هپتان و ترکیبات سنگین‌تر در غلظت‌های بالاتر از 12.5 mol% نیستند تقریباً همیشه در مخزن در فاز مایع‌اند. غلظت هپتان و ترکیبات سنگین‌تر برخی نفت‌ها حدود 10 درصد است. این غلظت‌ها

در بعضی میعانات گازی به ندرت به حدود 15.5 درصد نیز می‌رسد ولی گراویتی‌های مایع بسیار بالایی در تانک ذخیره دارند.

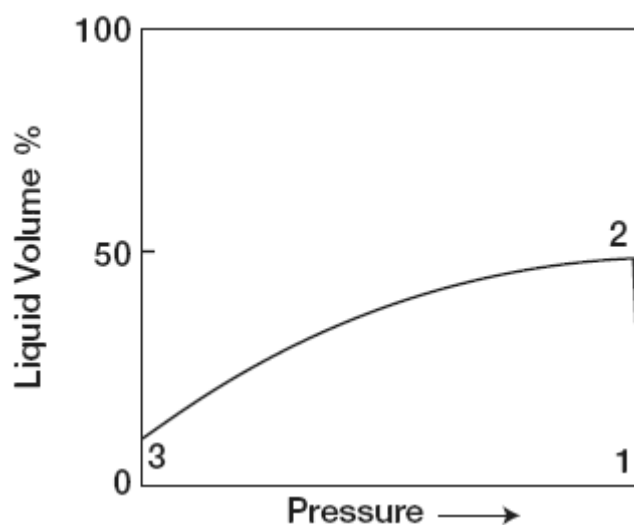


شکل ۱-۱۲: یک نمونه منحنی ریزش مایع



شکل ۱-۱۳: دیاگرام فازی برای یک مخزن میعانات گازی نزدیک بحرانی

مخزن میعانات گازی نزدیک بحرانی: اگر دمای مخزن نزدیک به دمای بحرانی باشد (شکل ۱۳-۱) مخلوط هیدروکربنی یک مخزن میعانات گازی نزدیک بحرانی است. رفتار حجمی این دسته از گازهای طبیعی با افت‌های ایزوترمال فشار توصیف می‌شود (شکل ۱۳-۱ در مسیر خط ۳-۱). چون همه خطوط کیفی در نقطه بحرانی به هم نزدیک می‌شوند، زمانی که فشار تا نقطه (۲) کاهش می‌یابد، مقداری سیال مایع به سرعت زیر نقطه شبنم تشکیل می‌شود (شکل ۱۴-۱). این رفتار را می‌توان با قطع سریع چندین خط کیفیت در نتیجه کاهش فشار ایزوترمال توجیه کرد. در نقطه‌ای که تشکیل سیال مایع متوقف می‌شود و مایع دوباره شروع به انقباض می‌کند، مخزن از ناحیه معکوس به ناحیه تبخیر نرمال وارد می‌شود.

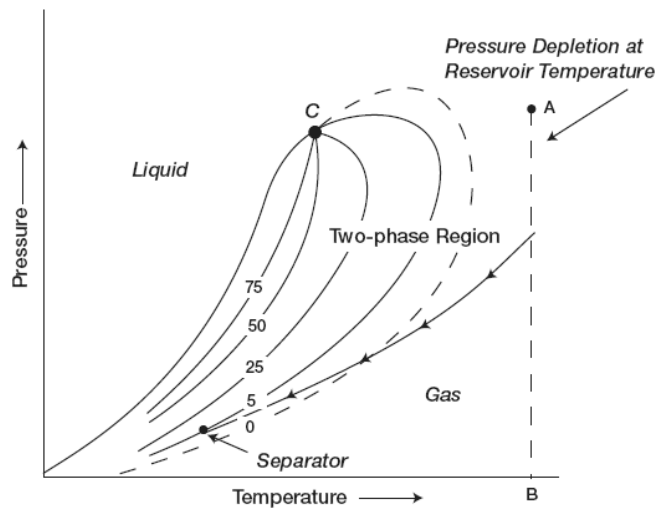


شکل ۱۴-۱: منحنی مایع-انقباض برای یک سیستم میعانات گازی نزدیک بحرانی

مخزن گاز تر: دیاگرام فازی یک مخزن گاز تر در شکل ۱۵-۱ نشان داده شده است. در اینجا دمای مخزن بالاتر از حداکثر دمای دو فاز همزیست است چون در طول مسیر $A-B$ با افت فشار ایزوترمال، سیال مخزن همواره در ناحیه فاز بخار باقی می‌ماند.

همراه با حرکت گاز تولیدی به سطح، دما و فشار گاز کاهش می‌یابد. اگر گاز وارد ناحیه دو فازی شود، به دلیل کاهش انرژی جنبشی مولکول‌های سنگین در نتیجه افت دما، فاز مایع از گاز خارج می‌شود و این دو در تفکیک‌کننده‌ها جدا می‌شوند. مخازن گاز تر را با خواص زیر می‌توان شناخت:

- نسبت گاز به نفت $100000-60000 \text{ scf / STB}$ ؛
- گراویتی نفت تانک ذخیره بالای 60° API ؛
- رنگ سفید شفاف مایعات گازی؛
- قرار داشتن شرایط تفکیک‌کننده‌ها، یعنی فشار و دمای تفکیک‌کننده، در ناحیه دو فازی.



شکل ۱-۱۵: دیاگرام فازی برای یک مخزن گاز تر

مخزن گاز خشک: در اینگونه مخازن همواره مخلوط هیدروکربنی، چه در مخزن و چه در تأسیسات روی زمین، به صورت گاز است. تنها سیال همراه با گاز در اینگونه مخازن آب است (شکل ۱-۱۶). معمولاً مخزنی که نسبت گاز به نفت بیشتر از $100,000 \text{ scf / STB}$ دارد، مخزن گاز خشک در نظر گرفته می‌شود.

در اینگونه مخازن انرژی جنبشی مخلوط بسیار بالا و نیروهای جاذبه بین مولکولی بسیار ضعیف هستند و به این دلیل در شرایط دمایی و فشار تانک ذخیره هیچ مایعی مشاهده نمی‌شود.

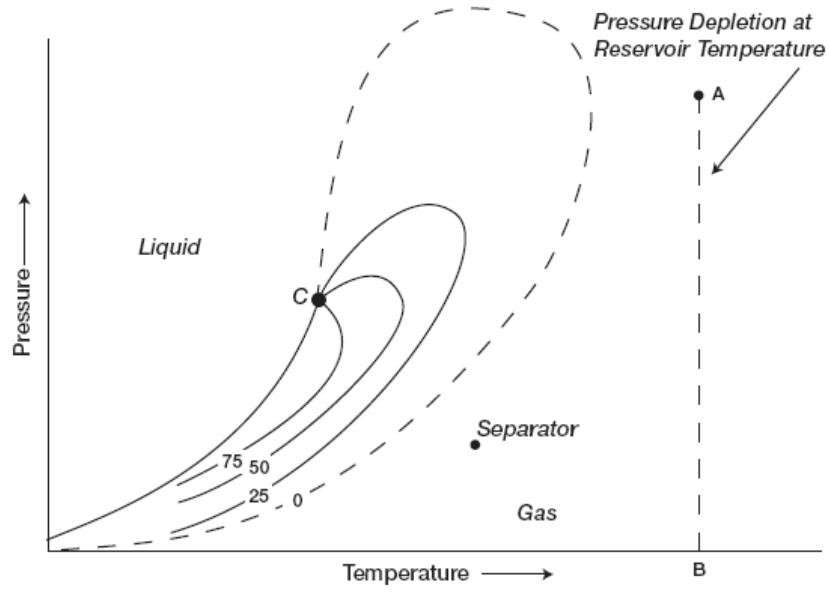
سیالات هیدروکربنی را همچنین می‌توان بر اساس ترکیبات اولیه سیستم طبقه‌بندی کرد. مک کین^۱ (۱۹۹۴) نشان داد که ترکیبات سنگین در مخلوط‌های هیدروکربنی بیشترین تأثیر را بر خصوصیات سیال می‌گذارند. دیاگرام سه‌تایی^۲ (شکل ۱-۱۷) سه ضلعی متساوی‌الاضلاع است که به راحتی می‌توان از آن برای نشان دادن تقریبی مرزهای ترکیباتی هیدروکربنی استفاده کرد. این مرزها انواع سیستم‌های هیدروکربنی را از هم جدا می‌کنند.

نتیجه بحث‌های قبلی این که مخلوط‌های هیدروکربنی بسته به شرایط مخزن و شرایط عملیاتی به دو حالت مایع و گاز وجود دارند. مفاهیم کیفی ارائه شده می‌تواند به توسعه آنالیزهای کمی بسیار کمک کنند. معادلات تجربی حالت معمولاً ابزاری کمی در توصیف و طبقه‌بندی سیستم هیدروکربنی‌اند. این معادلات حالت به دو عامل نیاز دارند:

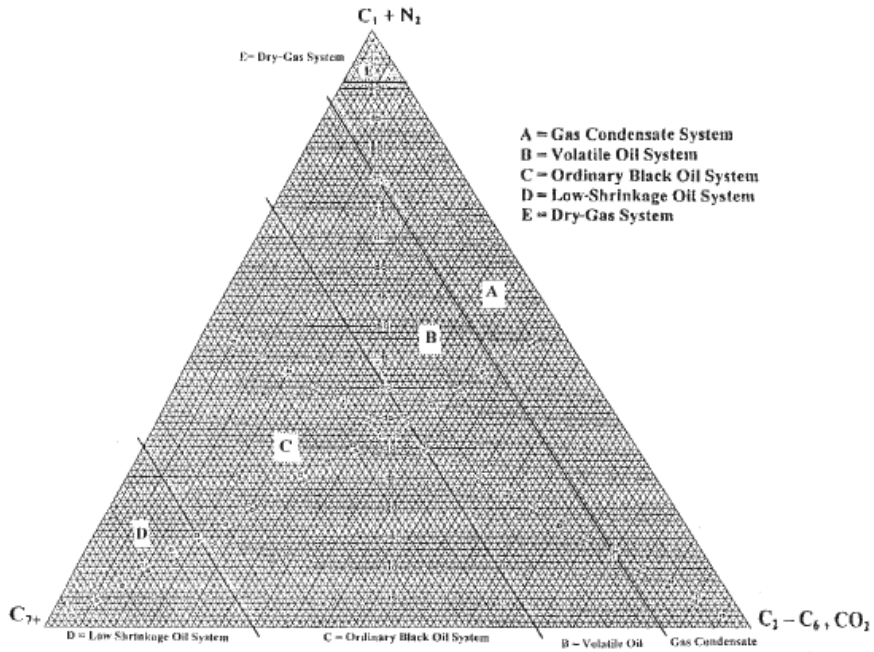
- آنالیز کامل ترکیبات سیستم هیدروکربنی؛
- توصیفات کامل خصوصیات فیزیکی و بحرانی هر یک از اجزای تشکیل دهنده هیدروکربن.
- بسیاری از خواص این اجزا (مواد خالص) در طول سال‌های متمادی اندازه‌گیری و تفسیر شده‌اند. این خواص اطلاعات مهم را برای محاسبه خواص ترمودینامیکی اجزای خالص و همچنین مخلوط آنها مهیا می‌کنند.

1- McCain

2- Ternery



شکل ۱-۱۶: دیاگرام فازی برای یک مخزن گاز خشک



شکل ۱-۱۷: ترکیبات انواع مختلف سیال مخزنی

جدول ۱-۱: خصوصیات فیزیکی تولید شده

Group	T_b (°R)	γ	K	M	T_c (°R)	P_c (psia)	ω	V_c (ft ³ /lb)	Group
C ₆	607	0.690	12.27	84	923	483	0.250	0.06395	C ₆
C ₇	658	0.727	11.96	96	985	453	0.280	0.06289	C ₇
C ₈	702	0.749	11.87	107	1,036	419	0.312	0.06264	C ₈
C ₉	748	0.768	11.82	121	1,085	383	0.348	0.06258	C ₉
C ₁₀	791	0.782	11.83	134	1,128	351	0.385	0.06273	C ₁₀
C ₁₁	829	0.793	11.85	147	1,166	325	0.419	0.06291	C ₁₁
C ₁₂	867	0.804	11.86	161	1,203	302	0.454	0.06306	C ₁₂
C ₁₃	901	0.815	11.85	175	1,236	286	0.484	0.06311	C ₁₃
C ₁₄	936	0.826	11.84	190	1,270	270	0.516	0.06316	C ₁₄
C ₁₅	971	0.836	11.84	206	1,304	255	0.550	0.06325	C ₁₅
C ₁₆	1,002	0.843	11.87	222	1,332	241	0.582	0.06342	C ₁₆
C ₁₇	1,032	0.851	11.87	237	1,360	230	0.613	0.06350	C ₁₇
C ₁₈	1,055	0.856	11.89	251	1,380	222	0.638	0.06362	C ₁₈
C ₁₉	1,077	0.861	11.91	263	1,400	214	0.662	0.06372	C ₁₉
C ₂₀	1,101	0.866	11.92	275	1,421	207	0.690	0.06384	C ₂₀
C ₂₁	1,124	0.871	11.94	291	1,442	200	0.717	0.06394	C ₂₁
C ₂₂	1,146	0.876	11.95	300	1,461	193	0.743	0.06402	C ₂₂
C ₂₃	1,167	0.881	11.95	312	1,480	188	0.768	0.06408	C ₂₃
C ₂₄	1,187	0.885	11.96	324	1,497	182	0.793	0.06417	C ₂₄
C ₂₅	1,207	0.888	11.99	337	1,515	177	0.819	0.06431	C ₂₅
C ₂₆	1,226	0.892	12.00	349	1,531	173	0.844	0.06438	C ₂₆
C ₂₇	1,244	0.896	12.00	360	1,547	169	0.868	0.06443	C ₂₇
C ₂₈	1,262	0.899	12.02	372	1,562	165	0.894	0.06454	C ₂₈
C ₂₉	1,277	0.902	12.03	382	1,574	161	0.915	0.06459	C ₂₉
C ₃₀	1,294	0.905	12.04	394	1,589	158	0.941	0.06468	C ₃₀
C ₃₁	1,310	0.909	12.04	404	1,603	143	0.897	0.06469	C ₃₁
C ₃₂	1,326	0.912	12.05	415	1,616	138	0.909	0.06475	C ₃₂
C ₃₃	1,341	0.915	12.05	426	1,629	134	0.921	0.06480	C ₃₃
C ₃₄	1,355	0.917	12.07	437	1,640	130	0.932	0.06489	C ₃₄
C ₃₅	1,368	0.920	12.07	445	1,651	127	0.942	0.06490	C ₃₅
C ₃₆	1,382	0.922	12.08	456	1,662	124	0.954	0.06499	C ₃₆
C ₃₇	1,394	0.925	12.08	464	1,673	121	0.964	0.06499	C ₃₇
C ₃₈	1,407	0.927	12.09	475	1,683	118	0.975	0.06506	C ₃₈
C ₃₉	1,419	0.929	12.10	484	1,693	115	0.985	0.06511	C ₃₉
C ₄₀	1,432	0.931	12.11	495	1,703	112	0.997	0.06517	C ₄₀
C ₄₁	1,442	0.933	12.11	502	1,712	110	1.006	0.06520	C ₄₁
C ₄₂	1,453	0.934	12.13	512	1,720	108	1.016	0.06529	C ₄₂
C ₄₃	1,464	0.936	12.13	521	1,729	105	1.026	0.06532	C ₄₃
C ₄₄	1,477	0.938	12.14	531	1,739	103	1.038	0.06538	C ₄₄
C ₄₅	1,487	0.940	12.14	539	1,747	101	1.048	0.06540	C ₄₅

جدول ۱-۲: خصوصیات فیزیکی برای اجزای خالص

Physical Constants												
Number	Compound	Formula	A.		B.		C.		D.		Critical constants	Number
			Molar mass (molecular weight)	Boiling point, °F 14.696 psia	Vapor pressure, psia 100 °F	Freezing point, °F 14.696 psia	Refractive index, n _D 60 °F	Pressure, psia	Temperature, °F	Volume, ft ³ /lbm		
1	Methane	CH ₄	16.043	-258.73	(5000)*	-296.44*	1.00042*	665.4	-116.67	0.0988	1	
2	Ethane	C ₂ H ₆	30.070	-127.49	(800)*	-297.04*	1.20971*	708.5	89.92	0.0783	2	
3	Propane	C ₃ H ₈	44.097	-43.75	188.64	-305.73*	1.29480*	816.0	206.06	0.0727	3	
4	Isobutane	C ₄ H ₁₀	58.123	10.78	72.581	-255.28	1.3245*	527.9	274.46	0.0714	4	
5	n-Butane	C ₄ H ₁₀	58.123	31.08	51.706	-217.05	1.33586*	550.6	305.62	0.0703	5	
6	Isopentane	C ₅ H ₁₂	72.150	82.12	20.445	-255.82	1.35631	490.4	369.10	0.0679	6	
7	n-Pentane	C ₅ H ₁₂	72.150	96.92	15.574	-201.51	1.35992	488.6	385.8	0.0675	7	
8	Heptane	C ₇ H ₁₆	72.150	49.10	36.69	2.17	1.342*	464.0	321.13	0.0673	8	
9	n-Hexane	C ₆ H ₁₄	86.177	155.72	4.9597	-139.58	1.37708	436.9	453.6	0.0688	9	
10	2-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	140.47	6.769	-244.62	1.37387	436.6	435.83	0.0682	10	
11	3-Methylpentane	C ₆ H ₁₄	86.177	145.89	6.103	—	1.37888	453.1	448.4	0.0682	11	
12	Neohexane	C ₆ H ₁₄	86.177	121.52	9.859	-147.72	1.37126	446.8	420.13	0.0667	12	
13	2,3-Dimethylbutane	C ₆ H ₁₄	86.177	136.36	7.406	-199.38	1.37730	453.5	440.29	0.0665	13	
14	n-Heptane	C ₇ H ₁₆	100.204	209.16	1.620	-131.65	1.38989	398.8	512.7	0.0691	14	
15	2-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	194.09	2.272	-180.89	1.38714	396.5	495.00	0.0673	15	
16	3-Methylhexane	C ₇ H ₁₆	100.204	197.33	2.131	—	1.39091	408.1	503.80	0.0646	16	
17	3-Ethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	200.25	2.013	-181.48	1.39566	419.3	513.39	0.0665	17	
18	2,2-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	174.54	3.494	-190.86	1.38446	402.2	477.23	0.0685	18	
19	2,4-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	176.89	3.293	-182.63	1.38379	398.9	475.95	0.0686	19	
20	3,3-Dimethylpentane	C ₇ H ₁₆	100.204	186.81	2.774	-210.01	1.38564	427.2	505.87	0.0662	20	
21	Triptane	C ₇ H ₁₆	100.204	177.58	3.375	-12.81	1.39168	428.4	496.44	0.0636	21	
22	n-Octane	C ₈ H ₁₈	114.231	258.21	0.53694	-70.18	1.39956	360.7	564.22	0.0690	22	
23	Diisobutyl	C ₈ H ₁₈	114.231	228.39	1.102	-132.11	1.39461	380.6	530.44	0.0678	23	
24	Isocotane	C ₈ H ₁₈	114.231	210.63	1.709	-161.27	1.38624	372.4	519.46	0.0656	24	
25	n-Nonane	C ₉ H ₂₀	128.258	303.47	0.17953	-64.28	1.40746	331.8	610.88	0.0684	25	
26	n-Decane	C ₁₀ H ₂₂	142.285	345.48	0.06088	-21.36	1.41385	305.2	652.0	0.0679	26	
27	Cyclopentane	C ₅ H ₁₀	70.134	120.65	9.915	-136.91	1.40896	653.6	461.2	0.0594	27	
28	Methylcyclopentane	C ₆ H ₁₂	84.161	161.25	4.503	-224.40	1.41210	548.9	489.35	0.0607	28	
29	Cyclohexane	C ₆ H ₁₂	84.161	177.29	3.266	43.77	1.42862	590.8	536.6	0.0588	29	
30	Methylcyclohexane	C ₇ H ₁₄	98.188	213.68	1.609	-195.87	1.42538	503.5	570.27	0.0600	30	
31	Ethene(Ethylene)	C ₂ H ₄	28.054	-154.73	(1400)*	-272.47*	(1.228)*	731.0	48.54	0.0746	31	
32	Propene(Propylene)	C ₃ H ₆	42.081	-53.84	227.7	-301.45*	1.3130*	668.6	197.17	0.0689	32	
33	1-Butene(Butylene)	C ₄ H ₈	56.108	20.79	62.10	-301.63*	1.3494*	583.5	295.48	0.0685	33	
34	cis-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	38.69	45.95	-218.06	1.3665*	612.1	324.37	0.0668	34	
35	trans-2-Butene	C ₄ H ₈	56.108	33.58	49.87	-157.96	1.3563*	587.4	311.86	0.0679	35	
36	Isobutene	C ₄ H ₈	56.108	19.59	63.02	-220.65	1.3512*	580.2	292.55	0.0682	36	
37	1-Pentene	C ₅ H ₁₀	70.134	85.93	19.12	-265.39	1.37426	511.8	376.93	0.0676	37	
38	1,2-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	51.53	36.53	-213.16	(653.)*	(340.)*	(0.065)*	38		
39	1,3-Butadiene	C ₄ H ₆	54.092	24.06	59.46	-164.02	1.3975*	627.5	305.	0.0654	39	
40	Isoprene	C ₅ H ₈	68.119	93.31	16.68	-230.73	1.42498	(558.)*	(412.)*	(0.065)*	40	
41	Acetylene	C ₂ H ₂	26.038	-120.49*	—	-114.5*	—	890.4	95.34	0.0695	41	
42	Benzene	C ₆ H ₆	78.114	176.18	3.225	41.95	1.50396	710.4	552.22	0.0531	42	
43	Toluene	C ₇ H ₈	92.141	231.13	1.033	-139.00	1.49942	595.5	605.57	0.0550	43	
44	Ethylbenzene	C ₈ H ₁₀	106.167	277.16	0.3716	-136.966	1.49826	523.0	651.29	0.0565	44	
45	o-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	291.97	0.2643	-13.59	1.50767	541.6	674.92	0.0557	45	
46	m-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	282.41	0.3265	-54.18	1.49951	512.9	651.02	0.0567	46	
47	p-Xylene	C ₈ H ₁₀	106.167	281.07	0.3424	55.83	1.49810	509.2	649.54	0.0570	47	
48	Styrene	C ₈ H ₈	104.152	293.25	0.2582	-23.10	1.54937	587.8	(703.)*	0.0534	48	
49	Isopropylbenzene	C ₉ H ₁₂	120.194	306.34	0.1884	-140.814	1.49372	465.4	676.3	0.0572	49	
50	Methyl alcohol	CH ₄ O	32.042	148.44	4.629	-143.79	1.33034	1174.	463.08	0.0590	50	
51	Ethyl alcohol	C ₂ H ₆ O	46.069	172.90	2.312	-173.4	1.36346	890.1	465.39	0.0581	51	
52	Carbon monoxide	CO	28.010	-312.68	—	-337.00*	1.00036*	507.5	-220.43	0.0532	52	
53	Carbon dioxide	CO ₂	44.010	-109.257*	—	-69.83*	1.00048*	1071.	87.91	0.0344	53	
54	Hydrogen sulfide	H ₂ S	34.08	-76.497	394.59	-121.88*	1.00060*	1300.	212.45	0.0461	54	
55	Sulfur dioxide	SO ₂	64.06	14.11	85.46	-103.86*	1.00062*	1143.	315.8	0.0305	55	
56	Ammonia	NH ₃	17.0305	-27.99	211.9	-107.88*	1.00036*	1646.	270.2	0.0681	56	
57	Air	N ₂ +O ₂	28.9625	-317.8	—	—	1.00028*	546.9	-221.31	0.0517	57	
58	Hydrogen	H ₂	2.0159	-422.955*	—	-435.26*	1.00013*	188.1	-389.9	0.0165	58	
59	Oxygen	O ₂	31.9988	-297.332*	—	-361.820*	1.00027*	731.4	-181.43	0.0367	59	
60	Nitrogen	N ₂	28.0134	-320.351*	—	-346.00*	1.00028*	493.1	-232.51	0.0510	60	
61	Chlorine	Cl ₂	70.906	-29.13	157.3	-149.73*	1.3878*	1157.	290.75	0.0280	61	
62	Water	H ₂ O	18.0153	212.000*	0.9501	32.00	1.33335	3198.8	705.16	0.04973	62	
63	Helium	He	4.0026	-452.09	—	—	1.00003*	32.99	-450.31	0.2300	63	
64	Hydrogen chloride	HCl	36.461	-121.27	906.71	-173.52*	1.00042*	1205.	124.77	0.0356	64	

ادامه جدول ۱-۲:

Physical Constants													*See the Table of Notes and References.	
Number	E. Density of liquid 14.696 psia, 60°F			F. Temperature coefficient of density, 1/°F	G. Acentric factor, ω	H. Compressibility factor of real gas, Z 14.696 psia, 60°F	I. Ideal gas 14.696 psia, 60°F			J. Specific Heat 60°F 14.696 psia Btu/(lbm·°F)		Number		
	Relative density (specific gravity) 60°/60°F	lbm/gal.	gal./lb mole				Relative density (specific gravity) Air = 1	ft ³ gas/lbm	ft ³ gas/gal. liquid	C _p , Ideal gas	C _p , Liquid			
1	(0.3)	(2.5)	(6.4172)		0.0104	0.9980	0.5539	23.654	(59.135)	0.52669		1		
2	0.35619*	2.9696*	10.126*		0.0979	0.9919	1.0382	12.620	37.476*	0.40782	0.97225	2		
3	0.50699*	4.2268*	10.433*	-0.00162*	0.1522	0.9825	1.5226	8.6059	36.375*	0.38852	0.61996	3		
4	0.56287*	4.6927*	12.386*	-0.00119*	0.1852	0.9711	2.0068	6.5291	30.639*	0.38669	0.57066	4		
5	0.58401*	4.8690*	11.937*	-0.00106*	0.1995	0.9667	2.0068	6.5291	31.790*	0.39499	0.57272	5		
6	0.62470	5.2082	13.853	-0.00090	0.2260		2.4912	5.2596	27.393	0.38440	0.53331	6		
7	0.63112	5.2617	13.712	-0.00086	0.2514		2.4912	5.2596	27.674	0.38825	0.54363	7		
8	0.59666*	4.9744*	14.504*	-0.00106*	0.1963	0.9582	2.4912	5.2596	26.163*	0.39038	0.55021	8		
9	0.66383	5.5344	15.571	-0.00075	0.2994		2.9755	4.4035	24.371	0.38628	0.53327	9		
10	0.65785	5.4846	15.713	-0.00076	0.2780		2.9755	4.4035	24.152	0.38526	0.52732	10		
11	0.66901	5.5776	15.451	-0.00076	0.2732		2.9755	4.4035	24.561	0.37902	0.51876	11		
12	0.65385	5.4512	15.809	-0.00076	0.2326		2.9755	4.4035	24.005	0.38231	0.51367	12		
13	0.66631	5.5551	15.513	-0.00076	0.2469		2.9755	4.4035	24.462	0.37762	0.51308	13		
14	0.68820	5.7376	17.464	-0.00068	0.3494		3.4598	3.7872	21.729	0.38447	0.52802	14		
15	0.68310	5.6951	17.595	-0.00070	0.3298		3.4598	3.7872	21.568	0.38041	0.52199	15		
16	0.69165	5.7664	17.377	-0.00070	0.3232		3.4598	3.7872	21.838	0.37882	0.51019	16		
17	0.70276	5.8590	17.103	-0.00069	0.3105		3.4598	3.7872	22.189	0.38646	0.51410	17		
18	0.67829	5.6550	17.720	-0.00070	0.2871		3.4598	3.7872	21.416	0.38594	0.51678	18		
19	0.67733	5.6470	17.745	-0.00073	0.3026		3.4598	3.7872	21.386	0.39414	0.52440	19		
20	0.69772	5.8170	17.226	-0.00067	0.2674		3.4598	3.7872	22.030	0.38306	0.50138	20		
21	0.69457	5.7907	17.304	-0.00068	0.2503		3.4598	3.7872	21.930	0.37724	0.49920	21		
22	0.70696	5.8940	19.381	-0.00064	0.3977		3.9441	3.3220	19.580	0.38331	0.52406	22		
23	0.69793	5.8187	19.632	-0.00067	0.3564		3.9441	3.3220	19.330	0.37571	0.51130	23		
24	0.69624	5.8046	19.679	-0.00065	0.3035		3.9441	3.3220	19.283	0.38222	0.48951	24		
25	0.72187	6.0183	21.311	-0.00061	0.4445		4.4284	2.9588	17.807	0.38246	0.52244	25		
26	0.73421	6.1212	23.245	-0.00057	0.4898		4.9127	2.6671	16.326	0.38179	0.52103	26		
27	0.75050	6.2570	11.209	-0.00073	0.1950		2.4215	5.4110	33.856	0.27199	0.42182	27		
28	0.75349	6.2819	13.397	-0.00069	0.2302		2.9059	4.5090	28.325	0.30100	0.44126	28		
29	0.78347	6.5319	12.885	-0.00065	0.2096		2.9059	4.5090	29.452	0.28817	0.43584	29		
30	0.77400	6.4529	15.216	-0.00062	0.2358		3.3902	3.8649	24.940	0.31700	0.44012	30		
31					0.0865	0.9936	0.9686	13.527		0.35697		31		
32	0.52095*	4.3432*	9.6889*	-0.00173*	0.1356	0.9844	1.4529	9.0179	39.167*	0.35714	0.57116	32		
33	0.60107*	5.0112*	11.197*	-0.00112*	0.1941	0.9699	1.9373	6.7636	33.894*	0.35446	0.54533	33		
34	0.62717*	5.2288*	10.731*	-0.00105*	0.2029	0.9685	1.9373	6.7636	35.366*	0.33754	0.52980	34		
35	0.60996*	5.0853*	11.033*	-0.00106*	0.2128	0.9667	1.9373	6.7636	34.395*	0.35574	0.54215	35		
36	0.60040*	5.0056*	11.209*	-0.00117*	0.1999	0.9700	1.9373	6.7636	33.856*	0.37690	0.54839	36		
37	0.64571	5.3834	13.028	-0.00089	0.2333		2.4215	5.4110	29.129	0.36351	0.51782	37		
38	0.65799*	5.4857*	9.8605*	-0.00101*	0.2540	(0.969)	1.8677	7.0156	38.485*	0.34347	0.54029	38		
39	0.62723*	5.2293*	10.344*	-0.00110*	0.2007	(0.965)	1.8677	7.0156	36.687*	0.34120	0.53447	39		
40	0.68615	5.7205	11.908	-0.00082	0.1568		2.3520	5.5710	31.869	0.35072	0.51933	40		
41	(0.41796)	(3.4842)	(7.473)		0.1949	0.9930	0.8990	14.574		0.39754		41		
42	0.88448	7.3740	10.593	-0.00067	0.2093		2.6971	4.8581	35.824	0.24296	0.40989	42		
43	0.87190	7.2691	12.676	-0.00059	0.2633		3.1814	4.1184	29.937	0.26370	0.40095	43		
44	0.87168	7.2673	14.609	-0.00056	0.3027		3.6657	3.5744	25.976	0.27792	0.41139	44		
45	0.88467	7.3756	14.394	-0.00052	0.3942		3.6657	3.5744	26.363	0.28964	0.41620	45		
46	0.86875	7.2429	14.658	-0.00053	0.3257		3.6657	3.5744	25.889	0.27427	0.40545	46		
47	0.86578	7.2181	14.708	-0.00056	0.3216		3.6657	3.5744	25.800	0.27471	0.40255	47		
48	0.91108	7.5958	13.712	-0.00053	(0.2412)		3.5961	3.6435	27.675	0.27110	0.41220	48		
49	0.86634	7.2228	16.641	-0.00055	0.3260		4.1500	3.1573	22.804	0.29170	0.42053	49		
50	0.79626	6.6385	4.8267	-0.00066	0.5649		1.1063	11.843	78.622	0.32316	0.59187	50		
51	0.79399	6.6196	6.9595	-0.00058	0.6438		1.5906	8.2372	54.527	0.33222	0.56610	51		
52	0.78939*	6.5812*	4.2561*		0.0484	0.9959	0.9671	13.548	89.163*	0.24847		52		
53	0.81802*	6.8199*	6.4532*	-0.00583*	0.2667	0.9943	1.5196	8.6229	58.807*	0.19911		53		
54	0.80144*	6.6817*	5.1005*	-0.00157*	0.0948	0.9846	1.1767	11.135	74.401*	0.23827	0.50418	54		
55	1.3974*	11.650*	5.4987*		0.2548	0.9802	2.2118	5.9238	69.012*	0.14804	0.32460	55		
56	0.61832*	5.1550*	3.3037*		0.2557	0.9877	0.5880	22.283	114.87*	0.49677	1.1209	56		
57	0.87476*	7.2930*	3.9713*			1.0000	1.0000	13.103	95.557*	0.23988		57		
58	0.071070*	0.59252*	3.4022*		-0.2202	1.0006	0.06960	188.25	111.54*	3.4038		58		
59	1.1421*	9.5221*	3.3605*		0.0216	0.9992	1.1048	11.859	112.93*	0.21892		59		
60	0.80940*	6.7481*	4.1513*		0.0372	0.9997	0.9672	13.546	91.413*	0.24828		60		
61	1.4244*	11.875*	5.9710*		0.0878	(0.9875)	2.4482	5.3519	63.554*	0.11377		61		
62	1.00000	8.33712	2.1609	-0.00009	0.3443		0.62202	21.065	175.62	0.44457	0.99974	62		
63	0.12510*	1.0430*	3.8376*			1.0006	0.1382	94.814	98.891*	1.2404		63		
64	0.85129*	7.0973*	5.1373*	-0.00300*	0.1259	0.9923	1.2589	10.408	73.869*	0.19086		64		

مهمترین این خواص عبارت‌اند از:

- فشار بحرانی (p_c)؛
- دمای بحرانی (T_c)؛
- حجم بحرانی (V_c)؛
- ضریب تراکم‌پذیری بحرانی (Z_c)؛
- ضریب خروج^۱ از مرکز (ω)؛
- وزن مولکولی (M).

در جدول ۱-۲ این خواص برای تعدادی از اجزای هیدروکربنی و غیرهیدروکربنی آمده‌اند.

کتز و فیروزآبادی^۲ تعدادی از خواص فیزیکی کلی اجزای نفتی برای C_6 تا C_{45} را ارائه کرده‌اند. این خواص شامل میانگین نقطه جوش، وزن مخصوص و وزن مولکولی است. آنها یک دسته از خواص حاصل از تحلیل خواص فیزیکی بیست و شش نوع میعانات گازی و سیستم های نفت خام را نمایش داده‌اند (جدول ۱-۲).
در سال ۱۹۸۵ احمد^۳ خواص فیزیکی جدول کتز و فیروزآبادی را همراه با تعداد اتم های کربن هر جزء، با استفاده از یک مدل رگرسیون^۴، به صورت معادله نشان داد:

$$\theta = a_1 + a_2n + a_3n^2 + a_4n^3 + (a_5/n) \quad (1-1)$$

θ هر خاصیت فیزیکی؛

n تعداد اتم های کربن (۶، ۷، ۸، ...، ۴۵)؛

$a_1 - a_5$ ضرایب معادله (جدول ۱-۳).

-
- 1- Acentric Factor
 - 2- Katz and Firoozabadi
 - 3- Ahmed
 - 4- Regresion

جدول ۳-۱: ضرایب معادله (۱-۱)

θ	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
M	-131.11375	24.96156	-0.34079022	2.4941184×10^{-3}	468.32575
$T_c, ^\circ R$	915.53747	41.421337	-0.7586859	5.8675351×10^{-3}	-1.3028779×10^3
P_c, psia	275.56275	-12.522269	0.29926384	$-2.8452129 \times 10^{-3}$	1.7117226×10^{-3}
$T_b, ^\circ R$	434.38878	50.125279	-0.9097293	7.0280657×10^{-3}	-601.85651
T	-0.50862704	8.700211×10^{-2}	$-1.8484814 \times 10^{-3}$	1.4663890×10^{-5}	1.8518106
γ	0.86714949	3.4143408×10^{-3}	-2.839627×10^{-5}	2.4943308×10^{-8}	-1.1627984
$V_c, \text{ft}^3/\text{lb}$	5.223458×10^{-2}	$7.87091369 \times 10^{-4}$	$-1.9324432 \times 10^{-5}$	1.7547264×10^{-7}	4.4017952×10^{-2}

اجزای هیدروکربنی تعریف نشده

تقریباً همه سیستم‌های هیدروکربنی طبیعی مقداری اجزای سنگین دارند که به خوبی تعریف نشده‌اند و به صورت یک جزء مشخص نیز در نظر گرفته نمی‌شوند. این اجزا اغلب به صورت توده‌ای در نظر گرفته و به عنوان یک جزء اضافه^۱، مثلاً C_{7+} ، شناخته می‌شوند.

شناخت کافی خصوصیات فیزیکی اجزای اضافه و دیگر اجزای هیدروکربنی تعریف نشده، در محاسبات رفتار فازی و مطالعات قابل اعتماد مدل‌های ترکیبی^۲ ضروری است. اغلب این اجزا آنالیز تقطیر یا آنالیز کروماتوگرافی می‌شوند. دیگر خواص فیزیکی مانند وزن مولکولی و وزن مخصوص نیز برای تمام جزء یا برای برش‌های متفاوتی از آن اندازه‌گیری می‌شوند.

برای استفاده از هر یک از مدل‌های پیش‌بینی خاصیت ترمودینامیکی، مثلاً معادله حالت برای پیش‌بینی رفتار فازی و حجمی مخلوط‌های هیدروکربنی پیچیده، باید ضریب خروج از مرکز و فشار و دمای بحرانی را برای اجزای تعریف شده یا تعریف نشده (اجزای سنگین) مخلوط به دست آورد. مسئله چگونگی مشخص کردن خواص بحرانی و فاکتورهای خروج از مرکز این اجزا از دیرباز در صنعت نفت وجود داشته

1- Plus Fraction

2- Compositional Model

است. ویتسون (۱۹۸۴) با معادله حالت تأثیر خصوصیات هپتان پلاس^۱ (C_{7+}) را بر پیش‌بینی رفتار حجمی مخلوط‌های هیدروکربنی به خوبی نمایش داده است. داوبرت و ریاضی (۱۹۸۷) یک معادله دو پارامتری ساده را برای پیش‌بینی خصوصیات فیزیکی اجزای خالص و مخلوط‌های هیدروکربنی تعریف نشده بسط داده‌اند. این رابطه تجربی بر اساس وزن مولکولی (M) و وزن مخصوص (γ) اجزای هیدروکربنی تعریف نشده بنا شده است:

$$\theta = a(M)^b \gamma^c \exp[d(M) + e\gamma + f(M)\gamma] \quad (2-1)$$

θ هر خاصیت فیزیکی؛

$a-f$ ضرایب ثابت برای هر خاصیت؛

γ وزن مخصوص جزء؛

M وزن مولکولی؛

T_c دمای بحرانی، $^{\circ}R$ ؛

p_c فشار بحرانی، $psia$ ؛

T_b دمای نقطه جوش، $^{\circ}R$ ؛

V_c حجم بحرانی، ft^3/lb .

جدول ۴-۱: مقادیر ثابت معادله (۲-۱)

θ	a	b	c	d	e	f
$T_c, ^{\circ}R$	544.4	0.2998	1.0555	-1.3478×10^{-4}	-0.61641	0.0
$P_c, psia$	4.5203×10^4	-0.8063	1.6015	-1.8078×10^{-3}	-0.3084	0.0
$V_c, ft^3/lb$	1.206×10^{-2}	0.20378	-1.3036	-2.657×10^{-3}	0.5287	2.6012×10^{-3}
$T_b, ^{\circ}R$	6.77857	0.401673	-1.58262	3.77409×10^{-3}	2.984036	-4.25288×10^{-3}

ادمیستر (۱۹۵۸) رابطه‌ای را برای تخمین ضریب خروج از مرکز (ω) برای سیالات و اجزای هیدروکربنی خالص به دست آورده که در صنعت نفت بسیار

استفاده می‌شود. در این معادله پارامترهای دمای جوش، دمای بحرانی و فشار بحرانی باید مشخص باشند:

$$\omega = \frac{3[\log(p_c/14.70)]}{7[(T_c/T_b - 1)]} - 1 \quad (3-1)$$

ω ضریب خروج از مرکز؛

P_c فشار بحرانی، $psia$ ؛

T_c دمای بحرانی، $^{\circ}R$ ؛

T_b دمای جوش نرمال، $^{\circ}R$.

اگر ضریب خروج از مرکز از رابطه‌ای دیگر به دست آمده باشد، از معادلهٔ ادمیستر می‌توان برای تخمین سه خاصیت دیگر استفاده کرد (به شرطی که دو خاصیت معین باشند).

ضریب تراکم‌پذیری بحرانی (z_c)، خاصیت دیگری است که اغلب در مدل‌های پیش‌بینی خاصیت ترمودینامیکی استفاده و به صورت ضریب تراکم‌پذیری هر جز در نقطهٔ بحرانی‌اش تعریف می‌شود. این خاصیت را می‌توان به راحتی با استفاده از معادلهٔ حالت گاز حقیقی در نقطهٔ بحرانی و با رابطهٔ زیر محاسبه کرد:

$$z_c = \frac{p_c V_c M}{RT_c} \quad (4-1)$$

R ثابت جهانی گازهای، $10.73 \text{ psi} - \text{ft}^3 / \text{lb} - \text{mol} \cdot ^{\circ}R$ ؛

V_c حجم بحرانی، ft^3 / lb ؛

M وزن مولکولی.

درستی معادلهٔ (۴-۱) به صحت مقادیر T_c ، p_c و V_c استفاده شده در تخمین تراکم‌پذیری بحرانی بستگی دارد. جدول ۱-۶ خلاصه‌ای از روش‌های تخمین ضریب تراکم‌پذیری بحرانی را نمایش می‌دهد.

جدول ۱-۵: روش‌های تخمین ضریب تراکم پذیری بحرانی

Method	Year	z_c	Equation No.
Haugen	1959	$z_c = 1/(1.28 \omega + 3.41)$	1-5
Reid, Prausnitz, and Sherwood	1977	$z_c = 0.291 - 0.080 \omega$	1-6
Salerno, et al.	1985	$z_c = 0.291 - 0.080 \omega - 0.016 \omega^2$	1-7
Nath	1985	$z_c = 0.2918 - 0.0928 \omega$	1-8

مثال ۱-۱

خواص بحرانی و ضریب خروج از مرکز هپتان پلاس (C_{7+}) با وزن مولکولی 150 و وزن مخصوص 0.87 را برآورد کنید.

جواب

مرحله اول: استفاده از معادله (۱-۲) برای تخمین T_c, p_c, V_c و T_b :

$$T_c = 544.2(150)^{0.2998} (0.78)^{1.0555} \exp[-1.3478 \times 10^{-4}(150) - 0.61641(0.78) + 0] = 1139.4^\circ R$$

$$p_c = 4.5203 \times 10^4 (150)^{-0.8063} (0.78)^{1.6015} \exp[-1.8078 \times 10^{-3}(150) - 0.3084(0.78) + 0]$$

$$= 320.3 \text{ psia}$$

$$V_c = 1.206 \times 10^{-2} (150)^{0.20378} (0.78)^{-1.3036} \exp[-2.657 \times 10^{-3}(150) + 0.5287(0.78) + 2.6012 \times 10^{-3}(150)(0.78)] = 0.06035 \text{ ft}^3 / \text{lb}$$

$$T_b = 6.77857(150)^{0.401673} (0.78)^{-1.58262} \exp[3.77409 \times 10^{-3}(150) + 2.984036(0.78) - 4.5288 \times 10^{-3}(150)(0.78)] = 825.26^\circ R$$

مرحله دوم: تخمین ضریب خروج از مرکز با استفاده از معادله ادمیستر (معادله

((۱-۳)):

$$\omega = \frac{3[\log(320.3/14.70)]}{7[(1139.4/825.26 - 1)]} - 1 = 0.5067$$

مسائل

۱- جدول زیر فهرستی از تحلیل ترکیبات سیستم‌های مختلف هیدروکربنی به صورت mol% است.

Component	System #1	System #2	System #3	System #4
C ₁	68.00	25.07	60.00	12.15
C ₂	9.68	11.67	8.15	3.10
C ₃	5.34	9.36	4.85	2.51
C ₄	3.48	6.00	3.12	2.61
C ₅	1.78	3.98	1.41	2.78
C ₆	1.73	3.26	2.47	4.85
C ₇₊	9.99	40.66	20.00	72.00

این سیستم‌های هیدروکربنی را مشخص کنید.

۲- اگر وزن مولکولی یک جزء هیدروکربنی 190 و وزن مخصوص آن 0.8762 باشد، خواص این جزء را با محاسبه نقطه جوش، دمای بحرانی، فشار بحرانی و حجم بحرانی مشخص کنید. از رابطه ریاضی و داوبرت^۱ استفاده کنید.

۳- ضرایب خروج از مرکز و تراکم‌پذیری بحرانی جزء هیدروکربنی مسئله بالا را محاسبه کنید.

1- Riazi and Daubert

مراجع

1. Ahmed, T., "Composition Modeling of Tyler and Mission Canyon Formation Oils with CO₂ and Lean Gases," final report submitted to the Montana's on a New Track for Science (MONTTS) program (Montana National Science Foundation Grant Program), 1985.
2. Edmister, W. C., "Applied Hydrocarbon Thermodynamic, Part 4: Compressibility Factors and Equations of State," *Petroleum Refiner*, April 1958, Vol. 37, pp. 173–179.
3. Haugen, O. A., Watson, K. M., and Ragatz R. A., *Chemical Process Principles*, 2nd ed. New York: Wiley, 1959, p. 577.
4. Katz, D. L. and Firoozabadi, A., "Predicting Phase Behavior of Condensate/Crude-oil Systems Using Methane Interaction Coefficients," *JPT*, Nov. 1978, pp. 1649–1655.
5. McCain, W. D., "Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior," *JPT*, September 1994, pp. 746–750.
6. Nath, J., "Acentric Factor and Critical Volumes for Normal Fluids," *Ind. Eng. Chem. Fundam.*, 1985, Vol. 21, No. 3, pp. 325–326.
7. Reid, R., Prausnitz, J. M., and Sherwood, T., *The Properties of Gases and Liquids*, 3rd ed., pp. 21. McGraw-Hill, 1977.
8. Riazi, M. R. and Daubert, T. E., "Characterization Parameters for Petroleum Fractions," *Ind. Eng. Chem. Res.*, 1987, Vol. 26, No. 24, pp. 755–759.
9. Salerno, S., et al., "Prediction of Vapor Pressures and Saturated Vol.," *Fluid Phase Equilibria*, June 10, 1985, Vol. 27, pp. 15–34.

خواص سیال مخزن

برای فهم و پیش‌بینی رفتار حجمی مخازن نفت و گاز به صورت تابعی از فشار، داشتن اطلاعات کافی از خواص فیزیکی سیالات مخزنی ضروری است. این خواص معمولاً از نتایج آزمایش‌های نمونه‌های حقیقی سیالات مخزن تعیین می‌شوند. اگر این خواص اندازه‌گیری شده به صورت نتایج آزمایشگاهی موجود نباشند، مهندسان نفت می‌توانند با استفاده از برخی روابط تجربی^۱ آنها را تعیین کنند. هدف این فصل ارائه چندین رابطه ثابت شده لازم برای تعیین خواص فیزیکی سیالات مخزنی زیر است:

- گازهای طبیعی؛
- سیستم های نفت خام؛
- سیستم های آب مخزن.

1- Empirically

خواص گازهای طبیعی

گاز سیالی است همگن با دانسیته کم و ویسکوزیته پایین که حجم مشخصی ندارد. گاز تا جایی که ظرف دربرگیرنده‌اش را کاملاً پر کند انبساط می‌یابد. معمولاً گاز طبیعی مخلوطی از گازهای هیدروکربنی و غیرهیدروکربنی است. گازهای هیدروکربنی که معمولاً در گاز طبیعی دیده می‌شوند عبارت‌اند از: متان، اتان، پروپان، بوتان، پنتان و مقدار کمی هگزان و گازهای سنگین تر. گازهای غیر هیدروکربنی (ناخالصی‌ها) شامل دی‌اکسیدکربن، (CO_2)، سولفید هیدروژن (H_2S) و نیتروژن (N_2) هستند.

دانستن روابط فشار- حجم- دما^۱ (PVT) و دیگر خواص شیمیایی و فیزیکی گازها برای حل مسائل مهندسی مخازن گازی ضروری است. این خواص عبارت‌اند از:

- وزن ملکولی ظاهری، M_a ؛
- وزن مخصوص، γ_g ؛
- ضریب تراکم‌پذیری، Z ؛
- دانسیته، ρ_g ؛
- حجم مخصوص، v ؛
- تراکم‌پذیری ایزوترمال (همدما) گاز، c_g ؛
- ضریب حجمی گاز، B_g ؛
- ضریب انبساط گاز، E_g ؛
- ویسکوزیته، μ_g .

می‌توان خواص بالا را مستقیماً در آزمایشگاه و یا با معادلات ریاضی توسعه یافته در این زمینه به دست آورد. در این بخش از کتاب قوانین توصیف کننده رفتار حجمی گازها برحسب فشار و دما بررسی می‌شوند. روابط ریاضی که در تعیین خصوصیات فیزیکی گازهای طبیعی زیاد به کار می‌روند نیز مرور می‌شوند.

1- Impurities

2- Pressure- Volume- Temperature Relationships

رفتار گازهای ایده‌ال

در تئوری جنبشی گازها فرض شده که آنها از تعداد نسبتاً زیادی ذرات ریز، که اصطلاحاً مولکول نامیده می‌شوند، تشکیل شده‌اند. برای یک گاز ایده‌ال، حجم این مولکول‌ها در مقایسه با حجم کلی که گاز اشغال کرده قابل ملاحظه نیست. همچنین فرض شده که این مولکول‌ها هیچ نیروی جاذبه یا دافعه‌ای بین خود ندارند و همه برخوردهای بین مولکولی کاملاً قابل ارتجاع^۱ هستند.

بر اساس تئوری جنبشی گازها که قبلاً بیان شد، می‌توان معادله‌ای ریاضی معروف به معادله حالت^۲ را برای نشان دادن رابطه فشار (p)، حجم (V) و دما (T) برای مقدار معینی از مول‌های گاز (n) به دست آورد. این رابطه برای گازهای کامل، قانون گاز ایده‌ال^۳ نامیده می‌شود:

$$pV = nRT \quad (1-2)$$

p فشار مطلق، $psia$ ؛

V حجم، ft^3 ؛

T دمای مطلق، $^{\circ}R$ ؛

n تعداد مولهای گاز، $lb - mole$ ؛

R ثابت جهانی گازها^۴ که برای واحدهای بالا مقدار آن $10.730 psia ft^3 / lb - mole^{\circ}R$ است.

تعداد پوند-مول از گاز، یعنی n ، به صورت وزن گاز (m) تقسیم بر وزن مولکولی (M) تعریف می‌شود:

$$n = \frac{m}{M} \quad (2-2)$$

-
- 1- Elastic
 - 2- Equation of State (EOS)
 - 3- Ideal Gas Law
 - 4- Universal Gas Constant

با ترکیب معادلات (۱-۲) و (۲-۲):

$$pV = \left(\frac{m}{M}\right)RT \quad (۳-۲)$$

m وزن گاز، lb ؛

M وزن مولکولی، $lb/lb-mol$ ؛

چون دانسیته به صورت جرم در واحد حجم ماده تعریف می‌شود، می‌توان معادله (۳-۲) را برای تخمین دانسیته گاز در هر فشار و دمایی دوباره به صورت زیر نشان داد:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT} \quad (۴-۲)$$

ρ_g دانسیته گاز، lb/ft^3 ، است.

در این کتاب هر کجا که از lb نام برده شود، منظور مقدار پوند جرم است.

مثال ۱-۲

سه پوند بوتان نرمال^۱ در یک ظرف تحت دما و فشار $120^\circ F$ و $60 psia$ قرار گرفته است. حجم گاز را با فرض رفتار گاز ایده‌آل محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: تعیین وزن مولکولی بوتان نرمال با استفاده از جدول ۱-۱:

$$M = 58.123$$

مرحله دوم: حل معادله (۳-۲) برای حجم گاز:

$$V = \left(\frac{m}{M}\right) \frac{RT}{p}$$

$$V = \left(\frac{3}{58.123}\right) \frac{10.73(20 + 460)}{60} = 5.35 ft^3$$

مثال ۲-۲

با استفاده از اطلاعات داده شده در مثال بالا، دانسیته بوتان نرمال را محاسبه کنید.

جواب

با استفاده از معادله (۲-۴):

$$\rho_g = \frac{(60)(58.123)}{(10.73)(580)} = 0.56 \text{ lb/ft}^3$$

مهندسان نفت معمولاً به مطالعه رفتار مخلوط گاز علاقه و به ندرت با گازهای خالص سر و کار دارند. چون گاز طبیعی مخلوطی از ترکیبات هیدروکربنی است، خواص کلی فیزیکی و شیمیایی آن از خواص فیزیکی هر ترکیب جدا در مخلوط با استفاده از قوانین مناسب مخلوط^۱ به دست می‌آیند. خواص اصلی گازها معمولاً برحسب وزن مولکولی، حجم استاندارد، دانسیته، حجم مخصوص و وزن مخصوص بیان می‌شوند.

وزن مولکولی ظاهری

یکی از خواص اصلی گاز که برای مهندسان مهم است وزن مولکولی ظاهری گاز است. اگر y_i معرف کسر مولی^۲ جزء i در یک مخلوط گازی باشد، وزن مولکولی ظاهری به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i \quad (۵-۲)$$

M_a وزن مولکولی ظاهری یک مخلوط گازی؛

M_i وزن مولکولی جزء i مخلوط؛

y_i کسر مولی جزء i در مخلوط.

1- Mixing

2- Mole Fraction

حجم استاندارد

معمولاً در تعدادی از محاسبات مهندسی گاز طبیعی حجم اشغال شده $lb - mole$ 1 از گاز در فشار و دمای مبنا (معمولاً $14.7\ psia$ و $60^\circ\ F$) اندازه گرفته می‌شوند. معمولاً شرایط مبنا را شرایط استاندارد می‌نامند. در این صورت حجم استاندارد به صورت حجم گاز اشغال شده $1\ lb - mole$ از گاز در شرایط استاندارد تعریف می‌شود. با اعمال شرایط بالا در معادله (۲-۱) و حل آن نسبت به حجم (حجم استاندارد):

$$V_{sc} = \frac{(1)RT_{sc}}{p_{sc}} = \frac{(1)(10.73)(520)}{14.7}$$

یا:

$$V_{sc} = 379.4\ scf / lb - mol \quad (۲-۶)$$

V_{sc} حجم استاندارد، $scf / lb - mol$ ؛

scf فوت مکعب استاندارد؛

T_{sc} دمای استاندارد، $^\circ\ R$ ؛

p_{sc} فشار استاندارد، $psia$.

دانسیته

دانسیته یک مخلوط گاز ایده‌ال به سادگی با گذاردن وزن مولکولی ظاهری مخلوط گازی به جای وزن مولکولی جزء خالص در معادله (۲-۴) محاسبه می‌شود:

$$\rho_g = \frac{pM_a}{RT} \quad (۲-۷)$$

ρ_g دانسیته مخلوط گازی، lb / ft^3 ؛

M_a وزن مولکولی ظاهری.

حجم مخصوص

حجم مخصوص حجم اشغال شده یک واحد جرم گاز است. برای یک گاز ایده‌ال، این خاصیت را می‌توان با معادله (۲-۳) محاسبه کرد:

$$m = \frac{V}{m} = \frac{RT}{pM_a} = \frac{1}{\rho_g} \quad (۸-۲)$$

γ حجم ویژه، ft^3/lb ؛

ρ_g دانسیته گاز، lb/ft^3 .

وزن مخصوص

وزن مخصوص گاز نسبت دانسیته گاز به دانسیته هواست. هر دو دانسیته در یک دما و فشار اندازه گرفته یا در یک دما و فشار یکسان بیان می‌شوند. معمولاً، فشار استاندارد p_{sc} و دمای استاندارد T_{sc} در تعریف وزن مخصوص گاز استفاده می‌شوند:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} \quad (۹-۲)$$

با فرض این که رفتار هر دو مخلوط گاز و هوا با معادله گاز ایده‌ال توصیف شود، وزن مخصوص را می‌توان به صورت زیر بیان کرد:

$$\gamma_g = \frac{\frac{p_{sc} M_a}{RT_{sc}}}{\frac{p_{sc} M_{air}}{RT_{sc}}}$$

یا:

$$\rho_g = \frac{M_a}{M_{air}} = \frac{M_a}{28.96} \quad (۱۰-۲)$$

γ_g وزن مخصوص گاز؛

ρ_{air} دانسیته هوا؛

M_{air} وزن مولکولی ظاهری هوا، 28.96؛

M_a وزن مولکولی ظاهری گاز؛

p_{sc} فشار استاندارد، $psia$ ؛

T_{sc} دمای استاندارد، $^{\circ}R$.

مثال ۲-۳

گازی با وزن مخصوص 0.65 با دبی $1.1MMscf/day$ از یک چاه گازی تولید می‌شود. میانگین دما و فشار مخزن $150^{\circ}F$ و $1500psi$ است. محاسبه کنید:

الف) وزن مولکولی ظاهری گاز؛

ب) دانسیته گاز در شرایط مخزن؛

ج) دبی جریان گاز بر حسب lb/day .

جواب

الف) با استفاده از معادله (۲-۱۰):

$$M_a = 28.96\gamma_g$$

$$M_a = 28.96(0.65) = 18.82$$

ب) دانسیته گاز با معادله (۲-۷) تعیین می‌شود:

$$\rho_g = \frac{(1500)(18.82)}{(10.73)(610)} = 4.31 lb/ft^3$$

ج)

مرحله اول: چون $1 lb - mol$ از هر گاز حجم $379.4scf$ را در شرایط استاندارد اشغال می‌کند، تعداد مول‌هایی که روزانه از چاه تولید می‌شوند برابر است با:

$$n = \frac{(1.1)(10)^6}{379.4} = 2899 lb/mol$$

مرحله دوم: تعیین جرم روزانه تولیدی گاز با معادله (۲-۲):

$$m = nM_a$$

$$m = (2899)(18.82) = 54559 \text{ lb/day}$$

مثال ۲-۴

گاز طبیعی با ترکیب زیر از یک چاه گازی تولید می‌شود:

Component	y_i
CO ₂	0.05
C ₁	0.90
C ₂	0.03
C ₃	0.02

با فرض رفتار گاز ایده‌ال، محاسبه کنید:

الف) وزن مولکولی ظاهری؛

ب) وزن مخصوص؛

ج) دانسیته گاز در 2000 psia و 150°F؛

د) وزن مخصوص در 2000 psia و 150°F.

جواب

Component	y_i	M_i	$y_i \cdot M_i$
CO ₂	0.05	44.01	2.200
C ₁	0.90	16.04	14.436
C ₂	0.03	30.07	0.902
C ₃	0.02	44.11	0.882

$$M_a = 18.42$$

الف) با استفاده از معادله (۲-۵) برای محاسبه وزن مولکولی ظاهری:

$$M_a = 18.42$$

ب) محاسبه وزن مخصوص از معادله (۲-۱۰):

$$\gamma_g = 18.42/28.96 = 0.636$$

ج) حل معادله (۲-۷) برای دانسیته:

$$\rho_g = \frac{(2000)(18.42)}{(10.73)(610)} = 5.628 \text{ lb/ft}^3$$

د) تعیین حجم مخصوص از معادله (۸-۲):

$$v = \frac{1}{5.628} = 0.178 \text{ ft}^3 / \text{lb}$$

رفتار گازهای واقعی

زمانی که گازها در فشاری بسیار پایین هستند، رابطه گاز ایده‌ال ابزاری مناسب برای محاسبات است. در فشارهای بالاتر، استفاده از معادله حالت گاز ایده‌ال ممکن است به خطاهایی به بزرگی 500% (در مقایسه با خطای ۲-۳ درصد در فشار اتمسفر) منجر شود.

اساساً، مقدار انحراف گاز واقعی از شرایط قانون گاز ایده‌ال با افزایش فشار و دما افزایش می‌یابد و به شدت با ترکیب گاز تغییر می‌کند. رفتار گازهای واقعی با گازهای ایده‌ال متفاوت است زیرا قانون گازهای کامل^۱ با این فرض که حجم مولکول‌ها ناچیز است و نیروی دافعه و جاذبه مولکولی بین آنها وجود ندارد به دست آمده است. این مطلب برای گازهای واقعی صدق نمی‌کند.

در تلاش برای ارتباط دادن متغیرهای PVT گازهای واقعی با داده‌های تجربی تعداد زیادی معادله حالت تکمیل شده‌اند. برای بیان رابطه‌ای دقیق‌تر از متغیرهای V, P و T ضریب تصحیحی به نام ضریب تراکم‌پذیری گاز^۲ (ضریب انحراف گاز^۳ یا به طور ساده فاکتور z) در معادله (۱-۲) برای انحراف گازها از حالت ایده‌ال باید اعمال شود. در این صورت این معادله به شکل زیر است:

$$pV = znRT \quad (۱۱-۲)$$

-
- 1- Perfect Gas Law
 - 2- Gas Compressibility Factor
 - 3- Gas Deviation Factor

که در آن ضریب تراکم‌پذیری گاز، z ، کمیتی بدون بعد است و به صورت نسبت حجم حقیقی n مول از گاز در T و p به حجم ایده‌آل همان تعداد مول در همان دما و فشار (T و p) تعریف می‌شود:

$$z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} = \frac{V}{(nRT)/p}$$

مطالعات درباره ضریب‌های تراکم‌پذیری گازهای طبیعی با ترکیبات مختلف نشان می‌دهند که ضریب تراکم‌پذیری گازهای طبیعی را می‌توان با دقت کافی به اکثر محاسبات مهندسی تعمیم داد اگر دو خاصیت بدون بعد آنها مشخص باشند:

- فشار شبه کاهش؛
- دمای شبه کاهش.

این خواص بدون بعد با عبارات زیر تعریف می‌شوند:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (۱۲-۲)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (۱۳-۲)$$

P فشار سیستم، psi ؛

p_{pr} فشار شبه - کاهش، بدون بعد؛

T دمای سیستم، $^{\circ}R$ ؛

T_{pr} دمای شبه - کاهش، بدون بعد؛

p_{pc} ، T_{pc} به ترتیب فشار و دمای شبه بحرانی‌اند و به صورت روابط زیر تعریف می‌شوند:

$$p_{pc} = \sum_{i=1} y_i p_{ci} \quad (۱۴-۲)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1} y_i T_{ci} \quad (15-2)$$

باید توجه داشت که این خصوصیات شبه بحرانی (T_{pc}, p_{pc}) معرف خصوصیات بحرانی حقیقی مخلوط گازی نیستند و به صورت پارامترهای اصلاحی برای تعیین خواص گاز استفاده می‌شوند.

بر اساس مفهوم خواص شبه کاهشی، استندینگ و کتز (۱۹۴۲) یک نمودار کلی ضریب تراکم‌پذیری را ارائه کردند (شکل ۱-۲). این نمودار فاکتورهای تراکم‌پذیری گاز طبیعی شیرین را به صورت تابعی از p_{pr} و T_{pr} نشان می‌دهد. این نمودار برای گاز طبیعی با ناخالصی بسیار غیر هیدروکربنی معتبر و این گراف یکی از روابطی است که در صنعت نفت و گاز بسیار پذیرفته شده است.

مثال ۲-۵

یک مخزن گازی شامل ترکیبات گازی زیر است:

Component	y_i
CO ₂	0.02
N ₂	0.01
C ₁	0.85
C ₂	0.04
C ₃	0.03
i - C ₄	0.03
n - C ₄	0.02

فشار و دمای اولیه مخزن به ترتیب 3000psia و 180°F است.

ضریب تراکم‌پذیری گاز را در شرایط اولیه مخزن محاسبه کنید.

جواب:

Component	y_i	$T_{ci}, ^\circ R$	$y_i T_{ci}$	P_{ci}	$y_i P_{ci}$
CO ₂	0.02	547.91	10.96	1071	21.42
N ₂	0.01	227.49	2.27	493.1	4.93
C ₁	0.85	343.33	291.83	666.4	566.44
C ₂	0.04	549.92	22.00	706.5	28.26
C ₃	0.03	666.06	19.98	616.4	18.48
i - C ₄	0.03	734.46	22.03	527.9	15.84
n - C ₄	0.02	765.62	15.31	550.6	11.01

$$T_{pc} = 383.38$$

$$P_{pc} = 666.38$$

مرحله اول: تعیین فشار شبه بحرانی با معادله (۲-۱۴):

$$p_{pc} = 666.18$$

مرحله دوم: محاسبه دمای شبه بحرانی با معادله (۲-۱۵):

$$T_{pc} = 383.38$$

مرحله سوم: محاسبه فشار و دمای شبه کاهشی با معادلات (۲-۱۲) و (۲-۱۳):

$$p_{pr} = \frac{3000}{666.18} = 4.50$$

$$T_{pr} = \frac{640}{383.38} = 1.67$$

مرحله چهارم: تعیین ضریب z از شکل (۲-۱):

$$z = 0.85$$

می توان معادله (۲-۱۱) را برحسب وزن ملکولی ظاهری M_a و وزن گاز m نوشت:

$$pV = \left(\frac{m}{M_a} \right) RT$$

با حل رابطه بالا حجم مخصوص گاز و دانسیته گاز به دست می آید:

$$v = \frac{V}{m} = \frac{zRT}{pM_a} \quad (۲-۱۶)$$

$$\rho_g = \frac{1}{v} = \frac{pM_a}{zRT} \quad (۱۷-۲)$$

v حجم مخصوص، ft^3 / lb ؛

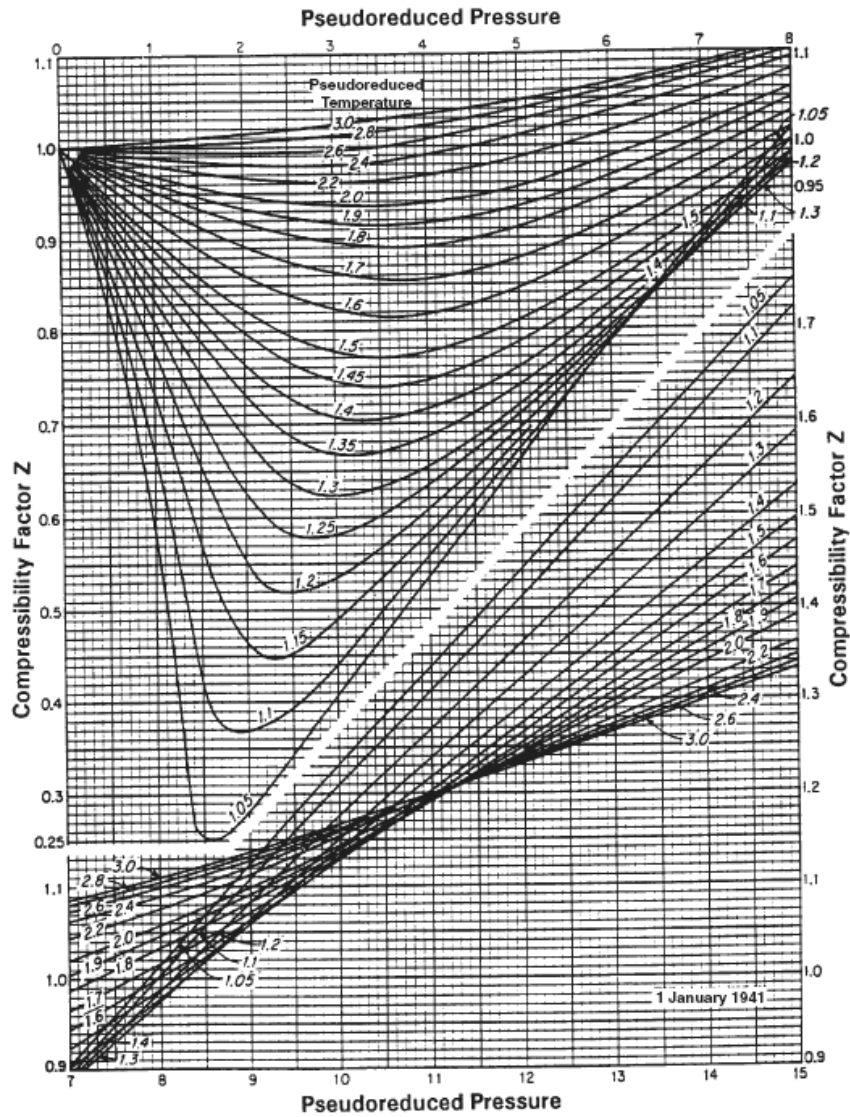
ρ_g دانسیته، lb / ft^3 .

مثال ۲-۶

با استفاده از داده های مثال ۲-۵ و فرض رفتار گاز واقعی، دانسیته فاز گازی را در شرایط اولیه مخزن محاسبه کنید. نتایج را با نتایج حاصل از رفتار گاز ایده‌ال مقایسه کنید.

جواب

Component	y_i	M_i	$y_i \cdot M_i$	$T_{ci}, ^\circ R$	$y_i T_{ci}$	P_{ci}	$y_i P_{ci}$
CO ₂	0.02	44.01	0.88	547.91	10.96	1071	21.42
N ₂	0.01	28.01	0.28	227.49	2.27	493.1	4.93
C ₁	0.85	16.04	13.63	343.33	291.83	666.4	566.44
C ₂	0.04	30.1	1.20	549.92	22.00	706.5	28.26
C ₃	0.03	44.1	1.32	666.06	19.98	616.40	18.48
i - C ₄	0.03	58.1	1.74	734.46	22.03	527.9	15.84
n - C ₄	0.02	58.1	1.16	765.62	15.31	550.6	11.01
$M_a = 20.23$				$T_{pc} = 383.38$		$P_{pc} = 666.38$	



شکل ۲-۱: نمودار ضریب تراکم پذیری

مرحله اول: محاسبه وزن مولکولی ظاهری با معادله (۲-۵):

$$M_a = 20.23$$

مرحله دوم: تعیین فشار شبه بحرانی با معادله (۲-۱۴):

$$p_{pc} = 666.18$$

مرحله سوم: تعیین دمای شبه بحرانی با معادله (۲-۱۵):

$$T_{pc} = 383.38$$

مرحله چهارم: محاسبه فشار و دمای شبه کاهشی با معادلات (۲-۱۲) و (۲-۱۳):

$$p_{pr} = \frac{3000}{666.18} = 4.50$$

$$T_{pr} = \frac{640}{383.38} = 1.67$$

مرحله پنجم: تعیین ضریب z از شکل ۲-۱:

$$z = 0.85$$

مرحله ششم: محاسبه دانسیته با معادله (۲-۱۷):

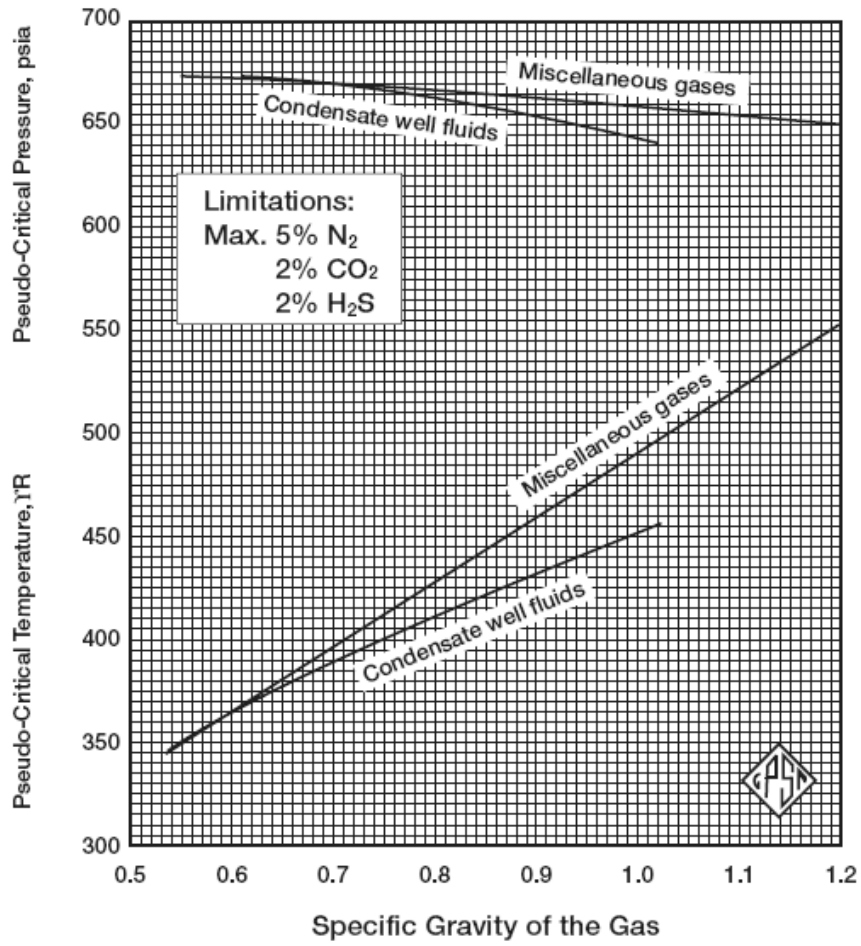
$$\rho_g = \frac{(3000)(20.23)}{(0.851)(0.73)(640)} = 10.4 \text{ lb/ft}^3$$

مرحله هفتم: محاسبه دانسیته گاز با فرض یک رفتار گاز ایده‌ال با معادله (۲-۷):

$$\rho_g = \frac{(3000)(20.23)}{(0.73)(640)} = 8.84 \text{ lb/ft}^3$$

نتایج مثال بالا نشان می‌دهند که دانسیته محاسبه شده گاز با معادله گاز ایده‌ال در مقایسه با دانسیته به دست آمده از معادله گاز واقعی ۱۵٪ واقعی است.

در حالتی که ترکیب یک گاز طبیعی مشخص نباشد، خصوصیات شبه بحرانی (p_{pc}, T_{pc}) از روی وزن مخصوص گاز پیش‌بینی می‌شوند. براون (۱۹۴۵) و همکارانش برای حالتی که تنها وزن مخصوص گاز موجود باشد، روشی نموداری را برای به دست آوردن فشار شبه بحرانی و دمای شبه بحرانی گازها با تقریب مناسب ارائه داده‌اند (شکل ۲-۲). استندینگ این رابطه نموداری را به صورت معادله زیر ارائه داده است:



شکل ۲-۳: خواص شبه بحرانی گازهای طبیعی

حالت اول: سیستم های گاز طبیعی

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_g - 12.5\gamma_g^2 \quad (18-2)$$

$$p_{pc} = 677 + 15.0\gamma_g - 37.5\gamma_g^2 \quad (19-2)$$

حالت دوم: سیستم های میعانات گازی

$$T_{pc} = 187 + 330\gamma_g - 71.5\gamma_g^2 \quad (20-2)$$

$$p_{pc} = 706 + 51.7\gamma_g - 11.1\gamma_g^2 \quad (21-2)$$

T_{pc} دمای شبه بحرانی، $^{\circ}R$ ؛

p_{pc} فشار شبه بحرانی، $psia$ ؛

γ_g وزن مخصوص مخلوط گازی.

مثال ۲-۷

مثال ۲-۵ را با محاسبه خواص شبه بحرانی با معادلات (۱۸-۲) و (۱۹-۲) دوباره

حل کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه وزن مخصوص گازی:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{28.96} = \frac{20.23}{28.96} = 0.699$$

مرحله دوم: حل خواص شبه بحرانی با معادلات (۱۸-۲) و (۱۹-۲):

$$T_{pc} = 168 + 325(0.699) - 12.5(0.699)^2 = 389.1^{\circ} R$$

$$p_{pc} = 677 + 15.0(0.699) - 37.5(0.699)^2 = 669.2 psia$$

مرحله سوم: محاسبه p_{pr} و T_{pr} :

$$p_{pr} = \frac{3000}{669.2} = 4.48$$

$$T_{pr} = \frac{640}{389.1} = 1.64$$

مرحله چهارم: تعیین ضریب تراکم پذیری گاز با معادله (۱-۲):

$$z = 0.824$$

مرحله پنجم: محاسبه دانسیته با معادله (۱۷-۲):

$$\rho_g = \frac{(3000)(20.23)}{(0.845)(10.73)(640)} = 10.46 \text{ lb/ft}^3$$

تأثیر ترکیبات غیرهیدروکربنی بر ضریب z

اغلب گازهای طبیعی حاوی موادی غیر از ترکیبات هیدروکربنی مانند نیتروژن، دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن (نیدروژن سولفور) هستند. گازهای هیدروکربنی بسته به مقدار سولفید هیدروژن به دو دسته ترش^۱ و شیرین^۲ طبقه بندی می شوند. هر دو این گازها ممکن است حاوی نیتروژن، دی اکسید کربن یا هر دو باشند. به گازی ترش گفته می شود که حداقل محتوی یک گرین H_2S^3 در هر 100 ft^3 از حجمش باشد.

معمولاً به درصدهای کم نیتروژن و دی اکسید کربن در روابطی که قبلاً گفته شد توجه می شود.

غلظت های تا 5 درصد این ترکیبات غیرهیدروکربنی زیاد بر دقت محاسبات تأثیر نمی گذارند. ولی غلظت های بالاتر ممکن است خطایی به بزرگی 10 درصد در محاسبات ضریب تراکم پذیری ایجاد کنند.

روش های اصلاحی حضور ترکیبات غیر هیدروکربنی

دو روش برای اصلاح خواص شبه بحرانی گازها به علت وجود ترکیبات غیر هیدروکربنی ارائه شده اند:

- تصحیح ویچرت - عزیز^۴
- تصحیح کار - کوبایاشی - باروس^۱

-
- 1- Sour Gas
 - 2- Sweet Gas
 - 3- Grain
 - 4- Wichert - Aziz

روش اصلاحی ویچرت- عزیز

رفتار ضرایب تراکم‌پذیری گازهای محتوی CO_2 و H_2S اغلب با گازهای شیرین متفاوت است. ویچرت و عزیز روشی ساده برای محاسبه این تفاوت ارائه داده‌اند. در این روش از نمودار استندینگ-کنز (شکل ۲-۱)، با استفاده از یک ضریب اصلاحی دمای شبه بحرانی که تابعی از غلظت CO_2 و H_2S است) استفاده می‌شود. از این ضریب تصحیح برای تنظیم دما و فشار شبه بحرانی استفاده می‌شود:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \quad (22-2)$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1-B)\varepsilon} \quad (23-2)$$

T_{pc} دمای شبه بحرانی، $^{\circ}R$ ؛

P_{pc} فشار شبه بحرانی، $psia$ ؛

T'_{pc} دمای شبه بحرانی تصحیح شده، $^{\circ}R$ ؛

P'_{pc} فشار شبه بحرانی تصحیح شده، $psia$ ؛

B کسر مولی H_2S در مخلوط گازی؛

ε ضریب اصلاحی دمای شبه بحرانی.

ضریب اصلاحی دمای شبه بحرانی به صورت رابطه زیر تعریف می‌شود:

$$\varepsilon = 120[A^{0.9} - A^{1.6}] + 15(B^{0.5} - B^{4.0}) \quad (24-2)$$

که در آن ضریب A مجموع کسر مولی H_2S و CO_2 در مخلوط گازی است. یا:

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2}$$

مراحل محاسباتی ضریب تصحیح ε در محاسبات ضریب z به صورت زیر خلاصه شده‌اند:

مرحله اول: محاسبه خواص شبه بحرانی کل مخلوط گازی با معادلات (۲-۱۸) و (۲-۱۹) یا معادلات (۲-۲۰) و (۲-۲۱).

مرحله دوم: محاسبه ضریب تصحیح ε با معادله (۲-۲۴).

مرحله سوم: تصحیح T_{pc} و p_{pc} محاسبه شده (محاسبه شده در مرحله اول) با معادلات (۲-۲۲) و (۲-۲۳).

مرحله چهارم: محاسبه خواص شبه کاهششی، p_{pr} و T_{pr} ، با معادلات (۲-۱۱) و (۲-۱۲).

مرحله پنجم: خواندن ضریب تراکم‌پذیری از شکل ۲-۱.

مثال ۲-۸

وزن مخصوص گازی ترش ۰.۷ است. آنالیز ترکیبات گاز نشان می‌دهد که این گاز ۵ درصد CO_2 و ۱۰ درصد H_2S دارد. دانسیته این گاز را در فشار ۳۵۰۰ psia و دمای $160^\circ F$ محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه خواص شبه بحرانی تصحیح شده گاز با معادلات (۲-۱۸) و (۲-۱۹):

$$T_{pc} = 168 + 325(0.7) - 12.5(0.7)^2 = 389.38^\circ R$$

$$p_{pc} = 677 + 15(0.7) - 37.5(0.7)^2 = 669.1 \text{ psia}$$

مرحله دوم: محاسبه ضریب تصحیح دمای شبه بحرانی با معادله (۲-۲۴):

$$\varepsilon = 120[0.15^{0.9} - 0.15^{1.6}] + 15(0.1^{0.5} - 0.1^{4.0}) = 20.735$$

مرحله سوم: محاسبه دمای شبه بحرانی تصحیح شده با معادله (۲-۲۲):

$$T'_{pc} = 389.38 - 20.735 = 368.64$$

مرحله چهارم: اصلاح فشار شبه بحرانی p_{pc} با معادله (۲-۲۳):

$$p'_{pc} = \frac{(669.1)(368.64)}{(389.38) + (0.1)(1 - 0.1)(20.635)} = 630.44$$

مرحله پنجم: محاسبه T_{pr} و P_{pr} :

$$p_{pr} = \frac{3500}{630.44} = 5.55$$

$$T_{pr} = \frac{160 + 460}{368.64} = 1.68$$

مرحله ششم: تعیین ضریب z (شکل ۱-۲):

$$z = 0.89$$

مرحله هفتم: محاسبه وزن مولکولی ظاهری گاز (معادله ۲-۱۰):

$$M_a = (28.96)(0.7) = 20.27$$

مرحله هشتم: محاسبه دانسیته گاز:

$$\rho_g = \frac{(3500)(20.27)}{(0.89)(10.73)(620)} = 11.98 \text{ lb/ft}^3$$

تصحیح اصلاحی کار- کوبایاشی- باروس

کار، کوبایاشی و باروس (۱۹۴۵) روشی ساده را برای تصحیح خواص شبه بحرانی گازهای طبیعی حاوی ترکیبات غیرهیدروکربنی ارائه داده‌اند. از این روش می‌توان زمانی که ترکیب گاز طبیعی در دست نباشد استفاده کرد. مراحل این روش به صورت زیراند:

مرحله اول: با دانستن وزن مخصوص گاز طبیعی، مقادیر فشار و دمای شبه بحرانی با معادلات (۲-۱۸) و (۲-۱۹) محاسبه می‌شوند.
مرحله دوم: تصحیح خواص شبه بحرانی تخمین زده شده:

$$T'_{pc} = T_{pc} - 80y_{CO_2} + 130y_{H_2S} - 250y_{N_2} \quad (۲۵-۲)$$

$$p'_{pc} = p_{pc} + 440y_{CO_2} + 600y_{H_2S} - 170y_{N_2} \quad (۲۶-۲)$$

T'_{pc} دمای شبه بحرانی تصحیح شده، °R؛

T_{pc} دمای شبه بحرانی تصحیح نشده، °R؛

y_{CO_2} کسر مولی CO_2 ؛

y_{N_2} کسر مولی N_2 ؛

y_{H_2S} کسر مولی H_2S ؛

p'_{pc} فشار شبه بحرانی تصحیح شده، psia؛

p_{pc} فشار شبه بحرانی تصحیح نشده، psia؛

مرحله سوم: استفاده از دما و فشار شبه بحرانی تصحیح شده برای محاسبه خواص شبه کاهشی.

مرحله چهارم: محاسبه ضریب Z با شکل ۲-۱.

مثال ۲-۹

با استفاده از اطلاعات مثال ۲-۸، دانسیته گاز را با روش بالا محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: تعیین خواص شبه بحرانی تصحیح شده با معادلات (۲-۲۵) و (۲-۲۶):

$$T'_{pc} = 389.38 - 80(0.05) + 130(0.10) - 250(0) = 38.38^\circ R$$

$$p'_{pc} = 669.1 + 440(0.05) + 600(0.10) - 170(0) = 751.1 \text{ psia}$$

مرحله دوم: محاسبه P_{pr} و T_{pr} :

$$P_{pr} = \frac{3500}{751.1} = 4.56$$

$$T_{pr} = \frac{620}{398.38} = 1.56$$

مرحله سوم: تعیین ضریب تراکم‌پذیری گاز (شکل ۱-۲):

$$z = 0.820$$

مرحله چهارم: محاسبه دانسیته گاز:

$$\rho_g = \frac{(3500)(20.27)}{(0.82)(10.73)(620)} = 13.0 \text{ lb/ft}^3$$

تصحیح ضریب Z برای گازهایی با وزن مولکولی بالا

نمودار ضریب تراکم‌پذیری استندینگ و کتز (شکل ۱-۲) با توجه به داده‌های مخلوط‌های دوتایی متان - پروپان، اتان - بوتان و گازهای طبیعی تهیه شده است بنابراین دامنه وسیعی از ترکیبات مخلوط‌های هیدروکربنی محتوی متان را پوشش می‌دهد. در این نمودار وزن مولکولی هیچ مخلوطی بیش از ۴۰ نیست.

ساتون^۱ (۱۹۸۵) صحت نمودار را با استفاده از ترکیبات گاز و ضرایب z اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه ارزیابی کرد و پی برد که این نمودار صحت و دقت قابل قبولی برای محاسبات مهندسی دارد. ولی با قوانین مخلوطی کی^۲ (معادلات ۱۳-۲) و (۱۴-۲) یا روابط وزنی مشابه برای محاسبه دما و فشار شبه بحرانی ضرایب z غیر قابل قبولی برای گازهای مخزنی با وزن مولکولی بالا به دست می‌آیند. آنها مشاهده کردند که در گازهایی حاوی ترکیبات زیاد C_{7+} انحراف بسیار زیاد می‌شود. ساتون نشان داد که قوانین مخلوطی کی^۳ نباید برای تعیین فشار و دمای شبه بحرانی گازهای مخزن با وزن مخصوص بزرگتر از حدود 0.75 استفاده شوند.

1- Sutton

2- Kay

3- Kay's Mixing Rules

به نظر ساتون می‌توان این انحراف را با استفاده از قوانین مخلوطی استوارت^۱ و همکارانش همراه با ضرایب اصلاحی تجربی جدید (E_J, F_J و E_K) که به وجود جزء C_{7+} در مخلوط گازی بستگی دارند در مراحل زیر به حداقل ممکن رساند:
مرحله اول: محاسبه پارامترهای J و K :

$$J = \frac{1}{3} \left[\sum_i y_i (T_{ci} / p_{ci}) \right] + \frac{2}{3} \left[\sum_i y_i (T_{ci} / p_{ci})^{0.5} \right]^2 \quad (27-2)$$

$$K = \sum_i \left[y_i T_{ci} / \sqrt{p_{ci}} \right] \quad (28-2)$$

J پارامتر اصلاحی استوارت-بورکارت-وو^۲، $R/psia$ ؛
 K پارامتر اصلاحی استوارت-بورکارت-وو، $R/psia$ ؛
 y_i کسر مولی جزء i در مخلوط گازی.
مرحله دوم: محاسبه پارامترهای اصلاحی E_J, F_J و E_K :

$$F_J = \frac{1}{3} [y(T_c/p_c)]_{C_{7+}} + \frac{2}{3} [y(T_c/p_c)^{0.5}]_{C_{7+}}^2 \quad (29-2)$$

$$E_J = 0.6081F_J + 1.1325F_J^2 - 14.004F_J y_{C_{7+}} + 64.434F_J y_{C_{7+}}^2 \quad (30-2)$$

$$E_K = \left[T_c / \sqrt{p_c} \right]_{C_{7+}} \left[0.3129y_{C_{7+}} - 4.8156y_{C_{7+}}^2 + 27.3751y_{C_{7+}}^3 \right] \quad (31-2)$$

$y_{C_{7+}}$ کسر مولی هپتان پلاس (C_{7+})؛

$(T_c)_{C_{7+}}$ دمای بحرانی C_{7+} ؛

$(p_c)_{C_{7+}}$ فشار بحرانی C_{7+} ؛

مرحله سوم: تصحیح پارامترهای J و K با ضرایب اصلاحی E_J و E_K :

1- Stewart

2- Stewart – Burkhardt – Voo

$$J' = J - E_J \quad (۳۲-۲)$$

$$K' = K - E_K \quad (۳۳-۲)$$

J و K پارامترهای محاسبه شده با معادلات (۲۷-۲) و (۲۸-۲).
 E_J و E_K پارامترهای محاسبه شده با معادلات (۳۰-۲) و (۳۱-۲).
 مرحله چهارم: محاسبه فشار و دمای شبه بحرانی تصحیح شده با:

$$T'_{pc} = \frac{(K')^2}{J'} \quad (۳۴-۲)$$

$$p'_{pc} = \frac{T'_{pc}}{J'} \quad (۳۵-۲)$$

مرحله پنجم: با معلوم بودن T_{pc} و p_{pc} تصحیح شده، روش معمول محاسبه ضریب تراکم‌پذیری استندینگ و کتز دنبال می‌شود.
 قوانین مخلوط^۱ برای محاسبه خواص شبه بحرانی گازهای مخزنی با وزن مولکولی بالا ($\gamma_g > 0.75$) دقت ضریب محاسبه شده Z را بسیار بهبود می‌بخشند.

مثال ۱۰-۲

ترکیب یک سیستم گاز هیدروکربنی به صورت زیر است:

Component	y
C ₁	0.83
C ₂	0.06
C ₃	0.03
n-C ₄	0.02
n-C ₅	0.02
C ₆	0.01
C ₇₊	0.03

وزن مولکولی و وزن مخصوص جزء هپتان پلاس^۱ 161 و 0/81 است.

الف) با استفاده از روش ساتون، دانسیته گاز را در فشار 2000 psi و دمای

150 °F محاسبه کنید.

ب) دانسیته گاز را بدون اصلاح خواص شبه بحرانی دوباره محاسبه کنید.

جواب

قسمت الف)

مرحله اول: محاسبه خواص بحرانی جزء هپتان پلاس با رابطه ریاضی - دوبرت^۲

(معادله (۱-۲)):

$$(T_c)_{C_{7+}} = 544.2(161)^{0.2998} (0.81)^{1.0555} \exp[-1.3478 \times 10^{-4} (161) - 0.61641(0.81)]$$

$$= 1189^\circ R$$

$$(p_c)_{C_{7+}} = 4.5203 \times 10^4 (161)^{-0.8063} (0.81)^{1.6015} \exp[-1.8078 \times 10^{-3} (161) - 0.3084(0.81)]$$

$$= 318.4 \text{ psia}$$

مرحله دوم: تشکیل جدول زیر:

Component	y _i	M _i	T _{ci}	p _{ci}	y _i M _i	y _i (T _{ci} /p _{ci})	y _i Z(T _c /p _c) _i	y _i (T _c /Zp _c) _i
C ₁	0.83	16.0	343.33	666.4	13.31	.427	.596	11.039
C ₂	0.06	30.1	549.92	706.5	1.81	.047	.053	1.241
C ₃	0.03	44.1	666.06	616.4	1.32	.032	.031	.805
n-C ₄	0.02	58.1	765.62	550.6	1.16	.028	.024	.653
n-C ₅	0.02	72.2	845.60	488.6	1.45	.035	.026	.765
C ₆	0.01	84.0	923.00	483.0	0.84	.019	.014	.420
C ₇₊	0.03	161.	1189.0	318.4	4.83	.112	.058	1.999
Total					27.72	0.700	0.802	16.972

1- Heptane Plus

2- Riazi – Daubert

مرحله سوم: محاسبه پارامترهای J و K با معادلات (۲۷-۲) و (۲۸-۲):

$$J = \frac{1}{3}(0.700) + \frac{2}{3}(0.802)^2 = 0.662$$

$$K = 16.922$$

مرحله چهارم: تعیین ضرایب اصلاحی E_J, F_J و E_K با معادلات (۲۹-۲) و (۳۱-۲):

$$F_J = \frac{1}{3}(0.112) + \frac{2}{3}(0.058)^2 = 0.0396$$

$$E_J = 0.6081(0.04) + 1.1325(0.04)^2 - 14.004(0.04)(0.03) + 64.434(0.04)(0.03)^2 = 0.012$$

$$E_K = 66.634[0.3129(0.03) - 4.8156(0.03)^2 + 27.3751(0.03)^3] = 0.386$$

مرحله پنجم: محاسبه پارامترهای J' و K' با معادلات (۳۲-۲) و (۳۳-۲):

$$J' = 0.662 - 0.012 = 0.650$$

$$K' = 16.922 - 0.386 = 16.536$$

مرحله ششم: تعیین خواص شبه بحرانی تصحیح شده با معادلات (۳۴-۲) و (۳۵-۲):

$$T'_{pc} = \frac{(16.536)^2}{0.65} = 420.7$$

$$p'_{pc} = \frac{420.7}{0.65} = 647.2$$

مرحله هفتم: محاسبه خواص شبه کاهش گاز با معادلات (۱۱-۲) و (۱۲-۲):

$$p_{pc} = \frac{2000}{647.2} = 3.09$$

$$T_{pc} = \frac{610}{420.7} = 1.45$$

مرحله هشتم: محاسبه ضریب z از شکل ۱-۲:

$$z = 0.745$$

مرحله نهم: محاسبه دانسیته گاز با معادله (۱۶-۲):

$$\rho_g = \frac{(2000)(24.73)}{(10.73)(610)(0.745)} = 10.14 \text{ lb/ft}^3$$

قسمت ب)

مرحله اول: محاسبه وزن مخصوص گاز:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{28.96} = \frac{24.73}{28.96} = 0.854$$

مرحله دوم: به دست آوردن خواص شبه بحرانی با معادلات (۱۸-۲) و (۱۹-۲):

$$T_{pc} = 168 + 325(0.854) - 12.5(0.854)^2 = 436.4^\circ R$$

$$p_{pc} = 677 + 15(0.854) - 37.5(0.854)^2 = 662.5 \text{ psia}$$

مرحله سوم: محاسبه T_{pr} و p_{pr} :

$$p_{pr} = \frac{2000}{662.5} = 3.02$$

$$T_{pr} = \frac{610}{436.4} = 1.40$$

مرحله چهارم: محاسبه ضریب z از شکل ۱-۲:

$$z = 0.710$$

مرحله پنجم: محاسبه دانسیته گاز با معادله (۱۶-۲):

$$\rho_g = \frac{(2000)(24.73)}{(10.73)(610)(0.710)} = 10.64 \text{ lb/ft}^3$$

محاسبه مستقیم ضریب تراکم‌پذیری

هنوز پس از چهار دهه نمودار ضریب Z استندینگ و کتز به عنوان منبع ضرایب تراکم‌پذیری گاز طبیعی استفاده می‌شود. در صنعت نفت به یک شرح ساده ریاضی از این نمودار نیاز است. چندین رابطه تجربی برای محاسبه ضرایب Z در طی چندین سال متمادی ارائه شده‌اند. در این کتاب سه رابطه تجربی توضیح داده خواهند شد:

- رابطه هال- یاربورگ^۱
- رابطه درانچوک- ابو قاسم^۲
- رابطه درانچوک- پارویس- رابینسون^۳

روش هال- یاربورگ

هال و یاربورگ معادله حالت دقیقی را برای نمودار ضریب Z استندینگ و کتز ارائه دادند. این رابطه بر معادله حالت استارلینگ- کارناهان^۴ استوار است. ضرایب رابطه با انطباق آنها با داده‌های گرفته شده از نمودار ضریب Z استندینگ و کتز تعیین می‌شود. هال- یاربورگ رابطه زیر را پیشنهاد داده‌اند:

$$z = \left[\frac{0.06125 p_{pr} t}{Y} \right] \exp[-1.2(1-t)^2] \quad (۳۶-۲)$$

p_{pr} فشار شبه کاهش؛

t معکوس دمای شبه کاهش؛

Y دانسیته کاهش است که از معادله زیر می‌تواند به دست آید:

-
- 1- Hall - Yarborough
 - 2- Dranchuk – Abu - Kassem
 - 3- Dranchuk – Purvis – Robinson
 - 4- Starling – Carnahan

$$F(Y) = X_1 + \frac{Y + Y^2 + Y^3 + Y^4}{(1-Y)^3} - (X_2)Y^2 + (X_3)Y^{X4} = 0 \quad (۳۷-۲)$$

$$X_1 = -0.06125 p_{pr} t \exp[-1.2(1-t)^2]$$

$$X_2 = (14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3)$$

$$X_3 = (90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3)$$

$$X_4 = (2.18 + 2.82t)$$

معادله (۳۷-۲) غیرخطی است و می توان آن را به راحتی برای دانستن دانسیته کاهشی Y با استفاده از روش تکرار نیوتون-رافسون حل کرد. روش حل این معادله در هر فشار و دمای شبه کاهشی معین (T_{pr} و p_{pr}) به صورت زیر خلاصه شده است:

مرحله اول: فرایند با یک حدس اولیه از پارامتر مجهول، Y^k ، شروع می شود؛ k نمایش گر تکرار محاسبات است. یک حدس اولیه مناسب Y با استفاده از رابطه زیر به دست می آید:

$$Y^k = 0.0125 p_{pr} t \exp[-1.2(1-t)^2]$$

مرحله دوم: این مقدار اولیه در معادله (۳۷-۲) گذاشته و تابع غیرخطی ارزیابی می شود. تنها اگر مقدار صحیح Y انتخاب شود، معادله جوابی برابر با صفر خواهد داشت و گرنه جواب غیر صفر $F(Y)$ است.

مرحله سوم: یک تخمین نزدیکتر به جواب از Y (یعنی Y^{k+1}) با عبارت زیر محاسبه می شود:

$$Y^{k+1} = Y^k - \frac{f(Y^k)}{f'(Y^k)} \quad (۳۸-۲)$$

$f(Y)$ از ارزیابی مشتق معادله (۳۷-۲) در Y^k به دست می آید یا:

$$f'(Y) = \frac{1 + 4Y + 4Y^2 - 4Y^3 + Y^4}{(1 - Y)^4} - 2(X_2)Y + (X_3)(X_4)Y^{(X_4-1)} \quad (39-2)$$

مرحله چهارم: مراحل دوم و سوم n بار تکرار می‌شوند تا مقدار خطا، $abs(Y^k - Y^{k+1})$ ، کوچکتر از خطای مجاز، یعنی (10^{-12}) ، شود.

مرحله پنجم: مقدار صحیح Y برای ارزیابی معادله (۳۶-۲) نسبت به ضریب تراکم‌پذیری استفاده می‌شود.

هال و یاربروگ کاربرد این روش را اگر دمای شبه کاهش کمی کمتر از یک باشد، توصیه نمی‌کنند.

روش درانچوک - ابوقاسم

درانچوک - ابوقاسم (۱۹۷۵) رابطه‌ای تحلیلی برای محاسبه دانسیته کاهش^۱ گاز ارائه داده‌اند که با آن می‌توان ضریب تراکم‌پذیری گاز را تخمین زد. دانسیته کاهش^۱ گاز، ρ_r ، به صورت نسبت دانسیته گاز در فشار و دمای معین به دانسیته گاز در دما و فشار بحرانی‌اش تعریف می‌شود:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{pM_a / (zRT)}{p_c M_a / (z_c RT_c)} = \frac{p / (zT)}{p_c / (z_c T_c)}$$

ضریب تراکم‌پذیری بحرانی گاز^۲، z_c ، تقریباً برابر 0.27 است که با گذاشتن آن در رابطه بالا معادله زیر به دست می‌آید:

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{z T_{pr}} \quad (40-2)$$

ارائه‌دهندگان این رابطه معادله حالت زیر را با یازده ثابت برای محاسبه دانسیته کاهش^۱ گاز پیشنهاد داده‌اند:

-
- 1- Reduced Gas Density
 - 2- Critical Compressibility Factor

$$f(\rho_r) = (R_1)\rho_r - \frac{R_2}{\rho_r} + (R_3)\rho_r^2 - (R_4)\rho_r^5 + (R_5)(1 + A_{11}\rho_r^2)\exp[-A_{11}\rho_r^2] + 1 = 0 \quad (41-2)$$

ضرایب R_1 تا R_5 به صورت روابط زیر تعریف می‌شوند:

$$\begin{aligned} R_1 &= \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right] \\ R_2 &= \left[\frac{0.27 p_{pr}}{T_{pr}} \right] \\ R_3 &= \left[A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \\ R_4 &= A_9 \left[\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \\ R_5 &= \left[\frac{A_{10}}{T_{pr}^3} \right] \end{aligned} \quad (42-2)$$

ضرایب A_1 تا A_{11} با انطباق معادله (با استفاده از مدل‌های رگرسیون غیرخطی) با ۱۵۰۰ نقطه داده از نمودار ضریب z استندینگ و کتز تعیین شده‌اند:

$$\begin{aligned} A_4 &= 0.01569 & A_3 &= -0.5339 & A_2 &= -1.0700 \\ A_8 &= 0.1844 & A_7 &= -0.7361 & A_6 &= 0.5475 \\ & & A_{11} &= 0.7210 & A_{10} &= 0.6134 \\ A_1 &= 0.3265 \\ A_5 &= -0.05165 \\ A_9 &= 0.1056 \end{aligned}$$

می‌توان معادله (۴۱-۲) را نسبت به دانسیته کاهش‌ی گاز، ρ_r ، با استفاده از روش

نیوتن - رافسون حل کرد:

مرحله اول: اعمال یک حدس اولیه از پارامتر مجهول ρ_r^k ، که در آن k نمایش گر تکرار است. با حدس اولیه ρ_r^k مناسبی با رابطه زیر به دست می آید:

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{z T_{pr}}$$

مرحله دوم: گذاشتن این مقدار اولیه در معادله (۲-۴۱) و ارزیابی تابع غیرخطی. تنها اگر مقدار حدس زده شده جواب معادله باشد، معادله (۲-۴۱) جواب می دهد و گرنه مقدار آن غیر صفر خواهد بود.

مرحله سوم: یک تخمین نزدیکتر به جواب از ρ_r (ρ_r^{k+1}) با رابطه زیر محاسبه می شود:

$$\rho_r^{k+1} = \rho_r^k - \frac{f(\rho_r^k)}{f'(\rho_r^k)}$$

$$f'(\rho_r) = (R_1) + \frac{R_2}{\rho_r^2} + 2(R_3)\rho_r - 5(R_4)\rho_r^4 + 2(R_5)\rho_r$$

$$\exp(-A_{11}\rho_r^2) \left[(1 + 2A_{11}\rho_r^3) - A_{11}\rho_r^2 (1 + A_{11}\rho_r^2) \right]$$

مرحله چهارم: مراحل دوم و سوم n بار تکرار می شوند تا مقدار خطا $(abs(\rho_r^k - \rho_r^{k+1}))$ کوچکتر از مقدار خطای مجاز از پیش تعیین شده شود $(10^{-۱۲})$.
مرحله پنجم: تصحیح مقدار ρ_r و سپس ارزیابی معادله (۲-۴۰) برای ضریب تراکم پذیری:

$$z = \frac{0.27 p_{pr}}{\rho_r T_{pr}}$$

رابطه پیشنهادی یک ضریب z مانند ضریب z استندینگ و کتز ارائه می دهد و میانگین مقدار خطای مطلق آن نسبت به روش استندینگ و کتز ۰/۵۸۵ درصد و در محدوده های زیر قابل استفاده است:

$$0.2 < p_{pr} < 3.0$$

$$1.0 < T_{pr} < 3.0$$

روش درانچوک - پورویس - رابینسون

درانچوک - پورویس - رابینسون (۱۹۷۴) رابطه‌ای را بر اساس معادله حالت نوع بندیکت - وب - روین^۱ توسعه داده‌اند. با انطباق این معادله با ۱۵۰۰ داده از نمودار ضریب z استندینگ و کتز معادله ای با هشت ضریب به دست آمده است:

$$+T_1\rho_r + T_2\rho_r^2 + T_3\rho_r^5 + [T_4\rho_r^2(1 + A_8\rho_r^2)\exp(-A_8\rho_r^2)] - \frac{T_5}{\rho_r} = 0 \quad (۴۳-۲)$$

$$T_1 = \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right]$$

$$T_2 = \left[A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right]$$

$$T_3 = \left[A_5 + \frac{A_6}{T_{pr}} \right]$$

$$T_4 = \left[\frac{A_7}{T_{pr}^3} \right]$$

$$T_5 = \left[\frac{0.27 p_{pr}}{T_{pr}} \right]$$

ρ_r با معادله (۴۱-۲) تعریف می‌شود و مقدار ضرایب A_1 تا A_8 نیز چنین

است:

$$A_5 = -0.61232032$$

$$A_1 = 0.31506237$$

$$A_6 = -0.10488813$$

$$A_2 = -1.0467099$$

$$A_7 = 0.68157001$$

$$A_3 = -0.57832720$$

$$A_8 = 0.68446549$$

$$A_4 = 0.53530771$$

روش حل معادله (۲-۴۳) مشابه حل روش درانچوک- ابو قاسم است. این روش در محدوده‌های فشار و دمای شبه کاهشی زیر معتبر است:

$$0.2 < p_{pr} < 3.0$$

$$1.05 < T_{pr} < 3.0$$

تراکم‌پذیری گازهای طبیعی

آگاهی از متغیر بودن تراکم‌پذیری سیال با دما و فشار در عملکرد بسیاری از محاسبات مهندسی مخزن ضروری است. در فاز مایع، برخلاف فاز گازی، مقدار تراکم‌پذیری کوچک است و معمولاً ثابت فرض می‌شود.

تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز^۱ به صورت تغییر حجم در واحد حجم در ازای یک واحد تغییر فشار تعریف شده است:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (۲-۴۴)$$

c_g تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز، psi^{-1} است.

با استفاده از معادله حالت گاز واقعی:

$$V = \frac{nRTz}{p}$$

با مشتق‌گیری از معادله بالا نسبت به فشار در دمای ثابت T خواهیم داشت:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = nRT \left[\frac{1}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right) - \frac{z}{p^2} \right]$$

با گذاردن در معادله (۲-۴۴) رابطه کلی زیر به دست می‌آید:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (۲-۴۵)$$

برای یک گاز ایده‌ال $z = 1$ و $(\partial z / \partial p) = 0$ است؛ بنابراین داریم:

$$c_g = \frac{1}{p} \quad (46-2)$$

باید توجه شود که معادله (۴۵-۲) برای تعیین حدود اندازه قابل انتظار تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز مفید است.

معادله (۴۵-۲) را می‌توان به سادگی برحسب فشار و دمای شبه کاهشی، با گذاشتن p_{pr} و p_{pc} به جای p ، بیان کرد:

$$c_g = \frac{1}{p_{pr} p_{pc}} - \frac{1}{z} \left[\frac{\partial z}{\partial (p_{pr} p_{pc})} \right]_{T_{pc}}$$

با ضرب کردن رابطه بالا در p_{pc} :

$$c_g p_{pc} = c_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{z} \left[\frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right]_{T_{pr}} \quad (47-2)$$

به ترم c_{pr} تراکم‌پذیری ایزوترمال شبه کاهشی گفته می‌شود:

$$c_{pr} = c_g p_{pc} \quad (48-2)$$

c_{pr} تراکم‌پذیری شبه کاهشی ایزوترمال؛

c_g تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز، psi^{-1} ؛

p_{pc} فشار شبه کاهشی، psi ؛

مقادیر $(\partial Z / \partial P_{pr})_{T_{pr}}$ با استفاده از شیب ایزوترمال روی نمودار ضریب z

استندینگ و کتز محاسبه می‌شوند.

وزن مخصوص یک مخلوط هیدروکربنی گازی 0.72 است. ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز را در فشار 2000psi و دمای $140^\circ F$ با فرض الف) رفتار گاز ایده‌ال
ب) رفتار گاز واقعی
محاسبه کنید.

جواب

الف) در صورت فرض رفتار گاز ایده‌ال، می‌توان c_g را با معادله (۲-۴۵) به دست آورد:

$$c_g = \frac{1}{2000} = 500 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

ب) در صورت فرض رفتار گاز واقعی:

مرحله اول: محاسبه p_{pc} و T_{cr} با معادلات (۲-۱۷) و (۲-۱۸):

$$T_{pc} = 168 + 325(0.72) - 12.5(0.72)^2 = 395.5^\circ R$$

$$p_{pc} = 677 + 15(0.72) - 37.5(0.72)^2 = 668.4 \text{ psia}$$

مرحله دوم: محاسبه p_{pr} و T_{pr} با معادلات (۲-۱۱) و (۲-۱۲):

$$p_{pr} = \frac{2000}{668.4} = 2.99$$

$$T_{pr} = \frac{600}{395.5} = 1.52$$

مرحله سوم: تعیین ضریب z از شکل ۲-۱:

$$z = 0.78$$

مرحله چهارم: محاسبه شیب $(\partial z / \partial p)_{T_{pr}=1.52}$

$$\left[\frac{\partial z}{\partial p} \right]_{T_{pr}} = -.022$$

مرحله پنجم: حل معادله (۲-۴۷) برای c_{pr} :

$$c_{pr} = \frac{1}{2.99} - \frac{1}{0.78}(-0.022) = 0.3627$$

مرحله ششم: محاسبه c_g با معادله (۲-۴۸):

$$c_g = \frac{0.327}{668.4} = 543 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

تروب^۱ (۱۹۵۷) نمودارهایی را برای به دست آوردن تراکم‌پذیری ایزوترمال گازهای طبیعی ارائه داده است (شکل‌های ۲-۴). این نمودارها تراکم‌پذیری ایزوترمال شبه کاهشی را بصورت تابعی از فشار و دمای شبه کاهشی به دست می‌دهند.

مثال ۲-۱۲

با استفاده از نمودارهای کلی تروب، مثال ۲-۱۱ را دوباره حل کنید.

جواب

مرحله اول: از شکل ۲-۳ مقدار c_{pr} مشخص می‌شود:

$$c_{pr} = 0.36$$

مرحله دوم: از معادله (۲-۴۹) به دست می‌آید:

$$c_g = \frac{0.36}{668.4} = 539 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

ماتر، برار و عزیز^۲ تکنیکی تحلیلی برای محاسبه تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز ارائه داده‌اند. آنها c_{pr} را به صورت تابعی از $\partial p / \partial \rho_r$ به جای $\partial p / \partial p_{pr}$ نشان داده‌اند.

اگر از معادله (۲-۴۱) نسبت به p_{pr} مشتق بگیریم:

1- Trube

2- Matter, Brar and Aziz

$$\left[\frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right] = \frac{0.27}{z T_{pr}} \left[\frac{(\partial z / \partial \rho_r)_{T_{pr}}}{1 + \frac{\rho_r}{z} (\partial z / \partial \rho_r)_{T_{pr}}} \right] \quad (49-2)$$

برای نشان دادن تراکم‌پذیری شبه کاهشی معادله (۴۹-۲) در معادله (۴۷-۲) گذاشته می‌شود:

$$c_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{0.27}{z^2 T_{pr}} \left[\frac{(\partial z / \partial \rho_r)_{T_{pr}}}{1 + \frac{\rho_r}{z} (\partial z / \partial \rho_r)_{T_{pr}}} \right] \quad (50-2)$$

ρ_r دانسیته شبه کاهشی گاز است.

مشتق جزئی معادله (۵۰-۲) از معادله (۴۳-۲) به دست می‌آید:

$$\left[\frac{\partial z}{\partial \rho_r} \right]_{T_{pr}} = T_1 + 2T_2 \rho_r + 5T_3 \rho_r^4 + 2T_4 \rho_r (1 + A_8 \rho_r^2 - A_8^2 \rho_r^4) \exp(-A_8 \rho_r^2) \quad (51-2)$$

ضرایب T_1 تا T_5 و A_1 تا A_8 قبلاً در معادله (۴۳-۲) تعریف شده‌اند.

ضریب حجمی سازند گاز

ضریب حجمی گاز سازند برای تبدیل حجم گاز در شرایط مخزن به حجم گاز در شرایط استاندارد ($60^\circ F$ و $14.7 psia$) استفاده می‌شود. این خاصیت گاز به صورت حجم حقیقی مقدار مشخصی از گاز در فشار و دمای معین تقسیم بر حجم همان مقدار گاز در شرایط استاندارد تعریف و به صورت معادله زیر نشان داده می‌شود:

$$B_g = \frac{V_{p,T}}{V_{sc}} \quad (52-2)$$

B_g ضریب حجمی گاز سازند، ft^3/scf ؛

$V_{p,T}$ حجم گاز در فشار p و دمای T ، ft^3 ؛

V_{sc} حجم گاز در شرایط استاندارد، scf .

با معادله حالت گاز واقعی (معادله ۲-۱۱) و گذاشتن برای حجم V :

$$B_g = \frac{\frac{znRT}{p}}{\frac{z_{sc}nRT_{sc}}{p_{sc}}} = \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{zT}{p}$$

z_{sc} ضریب z در شرایط استاندارد، $z_{sc} = 1.0$ ؛

p_{sc} و T_{sc} فشار و دمای استاندارد.

با فرض این که $T_{sc} = 520^\circ R$ و $p_{sc} = 14.7 psia$ معرف شرایط استاندارد

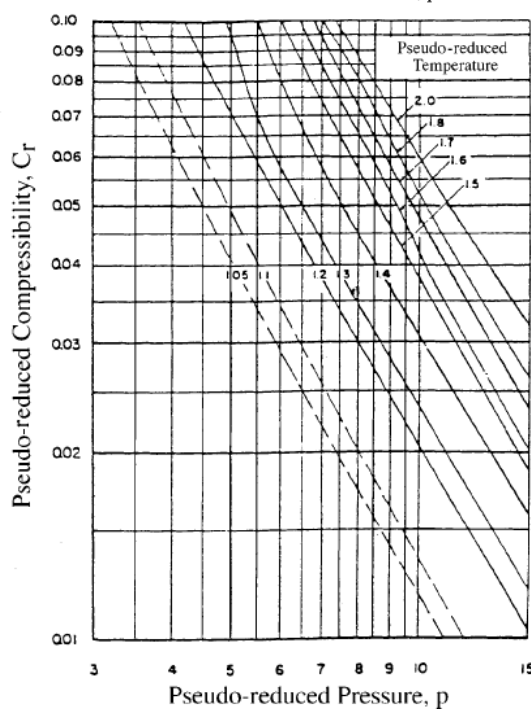
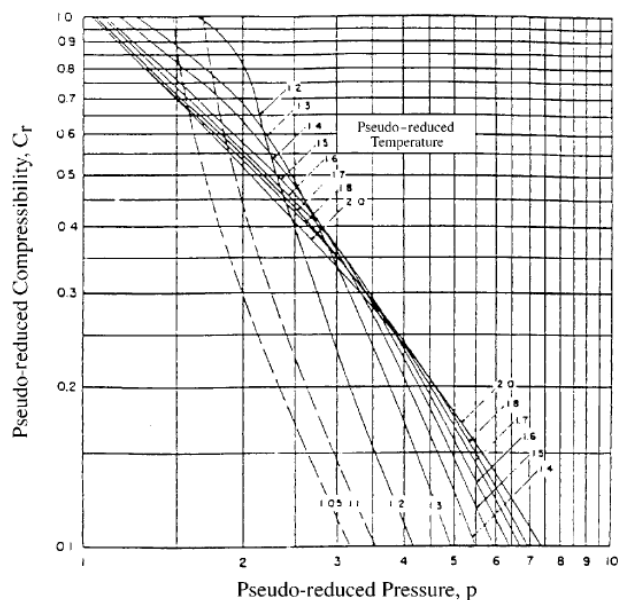
هستند، عبارت بالا را می توان خلاصه کرد:

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{p} \quad (53-2)$$

B_g ضریب حجمی گاز، ft^3/scf ؛

z ضریب تراکم پذیری گاز؛

T دما، $^\circ R$.



شکل ۲-۴: تراکم پذیری شبه کاهش تروپ برای گازهای طبیعی

در سیستم واحدی دیگر میدین نفتی^۱، ضریب حجمی سازند گاز به صورت رابطه زیر بر حسب bbl/scf بیان می‌شود:

$$B_g = 0.005035 \frac{zT}{p} \quad (54-2)$$

می‌توان معادله (۵۴-۲) را به صورت عبارتی از دانسیته گاز ρ_g نیز بیان کرد:

$$B_g = 0.005035 \frac{M_a}{R\rho_g}$$

به معکوس ضریب حجمی گاز ضریب انبساط گاز^۲ گفته می‌شود و با علامت E_g نشان داده می‌شود:

$$E_g = 35.37 \frac{p}{zT}, scf/ft^3 \quad (55-2)$$

این معادله در ترم ρ_g به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$E_g = 35.37 \frac{R\rho_g}{M_a}$$

در واحدهای دیگر:

$$E_g = 198.6 \frac{p}{zT}, scf/bbl \quad (56-2)$$

یا:

$$E_g = 198.6 \frac{R\rho_g}{M_a}$$

-
- 1- Field Unit
 - 2- Gas Expansion Factor

یک چاه با دبی $15000 \text{ ft}^3/\text{day}$ از یک مخزن گازی با فشار متوسط $psia$ 2000 و دمای 120°F گازی با وزن مخصوص 0.72 تولید می‌کند. دبی جریان گاز را در واحد scf/day محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه خواص شبه بحرانی با معادله (۲-۱۷) و (۲-۱۸):

$$T_{pc} = 395.5^\circ R$$

$$P_{pc} = 668.4 \text{ psia}$$

مرحله دوم: محاسبه T_{pr} و P_{pr} :

$$P_{pr} = \frac{2000}{668.4} = 2.99$$

$$T_{pr} = \frac{600}{395.5} = 1.52$$

مرحله سوم: تعیین ضریب z با شکل ۲-۱:

$$z = 0.78$$

مرحله چهارم: محاسبه ضریب انبساط گاز با معادله (۲-۵۵):

$$E_g = 35.37 \frac{2000}{(0.78)(600)} = 151.15 \text{ scf}/\text{ft}^3$$

مرحله پنجم: محاسبه دبی جریان گاز در scf/day با ضرب کردن دبی جریان گاز (ft^3/day) در ضریب انبساط گاز، E_g ، در واحد scf/ft^3 :

$$\text{دبی جریان گاز} = (151.15)(15,000) = 2.267 \text{ MMscf}/\text{day}$$

ویسکوزیته گاز

ویسکوزیته یک سیال از اصطکاک داخلی سیال (مقاومت) به جریان سنجیده می‌شود. اگر اصطکاک لایه‌های سیال کم باشد (ویسکوزیته پایین)، اعمال یک نیروی

برشی گرادیان سرعت بزرگی را نتیجه خواهد داد. با افزایش ویسکوزیته، هر لایه سیال کشش اصطکاکی بزرگتری بر لایه‌های همجوار خود اعمال می‌کند و متعاقباً گرادیان سرعت کاهش می‌یابد.

ویسکوزیته یک سیال در حالت کلی به صورت نسبت نیروی برشی در واحد سطح به گرادیان سرعت محلی تعریف می‌شود. واحدهای ویسکوزیته پویز، سانتی پویز یا میکرو پویز هستند. یک پویز معادل سرعت $1 \text{ dyne} - \text{sec}/\text{cm}^2$ است و می‌توان با روابط زیر آن را به دیگر واحدها تبدیل کرد:

$$\begin{aligned} 1 \text{ poise} &= 100 \text{ centipoises} \\ &= 1 \times 10^6 \text{ micropoises} \\ &= 6.72 \times 10^{-2} \text{ lb mass}/\text{ft} - \text{sec} \\ &= 2.09 \times 10^{-3} \text{ lb} - \text{sec}/\text{ft}^2 \end{aligned}$$

معمولاً مقدار ویسکوزیته گاز در آزمایشگاه اندازه‌گیری نمی‌شود زیرا این مقدار را می‌توان با دقتی قابل قبول با روابط تجربی محاسبه کرد. شبیه دیگر خواص، ویسکوزیته یک گاز طبیعی با تابع زیر توصیف می‌شود:

$$\mu_g = (p, T, y_i)$$

که در آن μ_g ویسکوزیته فاز گازی است. رابطه بالا به طور ساده بیان می‌کند که ویسکوزیته گاز تابعی از فشار، دما و ترکیب گاز است. تعدادی از روابط ویسکوزیته گاز که اغلب در صنعت استفاده می‌شوند صورت‌های تغییر یافته همین تابع هستند.

روش‌های محاسبه ویسکوزیته گازهای طبیعی

از دو روش در صنعت نفت استفاده می‌شود:

- روش تطابقی^۱ کار-کوبایاشی-بروس؛
- روش لی-گنزالز-ایکین^۱.

روش کار- کوبایاشی- بروس

کار- کوبایاشی- بروس (۱۹۵۴) روابطی نموداری را برای تخمین ویسکوزیته گاز طبیعی به صورت تابعی از دما، فشار و وزن مخصوص گاز ارائه کردند.

فرایند محاسبه‌ای استفاده از این روابط نموداری در مراحل زیر خلاصه می‌شود:
مرحله اول: فشار و دمای شبه بحرانی و وزن مولکولی ظاهری گاز طبیعی با استفاده از وزن مخصوص یا ترکیب آن محاسبه می‌شود. اگر درصد غلظت گازهای غیر هیدروکربنی (H_2S, CO_2 و N_2) در گازهای طبیعی بیشتر از 5 درصد مولی باشد، خواص شبه بحرانی گاز باید تصحیح شوند.

مرحله دوم: ویسکوزیته گاز طبیعی در یک اتمسفر فشار و دمای مورد نظر از شکل ۲-۵ به دست می‌آید. این ویسکوزیته، μ_1 ، را باید به خاطر وجود ترکیبات غیر هیدروکربنی با استفاده از شکل ۲-۵ تصحیح کرد. اجزای غیر هیدروکربنی گاز به افزایش ویسکوزیته فاز گازی تمایل دارند. تأثیر اجزا و ترکیبات غیر هیدروکربنی بر ویسکوزیته گاز طبیعی با عبارات زیر بیان می‌شود:

$$\mu_1 = (\mu_1)_{uncorrected} + (\Delta\mu)_{N_2} + (\Delta\mu)_{CO_2} + (\Delta\mu)_{H_2S} \quad (57-2)$$

μ_1 ویسکوزیته تصحیح شده گاز در فشار یک اتمسفر و دمای مخزن، cp ؛

$(\Delta\mu)_{N_2}$ تصحیحات ویسکوزیته ناشی از وجود N_2 ؛

$(\Delta\mu)_{CO_2}$ تصحیحات ویسکوزیته ناشی از وجود CO_2 ؛

$(\Delta\mu)_{H_2S}$ تصحیحات ویسکوزیته ناشی از وجود H_2S ؛

$(\mu_1)_{uncorrected}$ ویسکوزیته گاز تصحیح نشده، cp .

مرحله سوم: محاسبه دما و فشار شبه کاهششی.

مرحله چهارم: از روی فشار و دمای شبه کاهششی، نسبت ویسکوزیته (μ_g/μ_1) از شکل ۲-۶ بدست می‌آید. ترم μ_g معرف ویسکوزیته گاز در شرایط خواسته شده است.

مرحله پنجم: ویسکوزیته گاز، μ_g ، در فشار و دمای دلخواه با ضرب ویسکوزیته در فشار یک اتمسفر و دمای سیستم، μ_1 ، در نسبت ویسکوزیته به دست می آید. مثال‌های زیر استفاده از روابط نموداری پیشنهادی را نشان می‌دهند:

مثال ۲-۱۴

با استفاده از داده‌های مثال ۲-۱۳، ویسکوزیته گاز را محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه وزن مولکولی ظاهری گاز:

$$M_a = (0.72)(28.96) = 20.85$$

مرحله دوم: تعیین ویسکوزیته گاز در 1 atm و $140^\circ F$ با شکل ۲-۵:

$$\mu_1 = 0.0113$$

مرحله سوم: محاسبه T_{pr} و p_{pr} :

$$p_{pr} = 2.99$$

$$T_{pr} = 1.52$$

مرحله چهارم: تعیین نسبت ویسکوزیته (شکل ۲-۶):

$$\frac{\mu_g}{\mu_1} = 1.5$$

مرحله پنجم: به دست آوردن ویسکوزیته گاز طبیعی:

$$\mu_g = \frac{\mu_g}{\mu_1} (\mu_1) = (1.5)(0.0113) = 0.01695 \text{ cp}$$

استندینگ (۱۹۷۷) معادله ریاضی مناسبی را برای محاسبه ویسکوزیته گاز طبیعی در فشار اتمسفر و دمای مخزن، μ_1 ، ارائه و نیز معادلاتی را برای تخمین تأثیرات H_2S, CO_2 و N_2 بر μ_1 به دست آورده است:

$$\mu_1 = (\mu_1)_{uncorrected} + (\Delta\mu)_{CO_2} + (\Delta\mu)_{H_2S} + (\Delta\mu)_{N_2} \quad (58-2)$$

$$(\mu_1)_{uncorrected} = [1.709 \times 10^{-5} - 2.062 \times 10^{-6} \gamma_g] (T - 460) \quad (59-2)$$

$$+ 8.118 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g$$

$$(\Delta\mu)_{CO_2} = y_{CO_2} [(9.08 \times 10^{-3}) \log \gamma_g + (6.24 \times 10^{-3})]$$

$$(\Delta\mu)_{N_2} = y_{N_2} [(8.48 \times 10^{-3}) \log \gamma_g + (9.59 \times 10^{-3})] \quad (60-2)$$

$$(\Delta\mu)_{H_2S} = y_{H_2S} [(8.49 \times 10^{-3}) \log \gamma_g + (3.73 \times 10^{-3})] \quad (61-2)$$

μ_1 ویسکوزیته گاز در فشار اتمسفر و دمای مخزن، cp ؛

T دمای مخزن، $^{\circ}R$ ؛

γ_g وزن مخصوص گاز؛

y_{CO_2} ، y_{H_2S} و y_{N_2} کسرهای مولی CO_2 ، H_2S و N_2 .

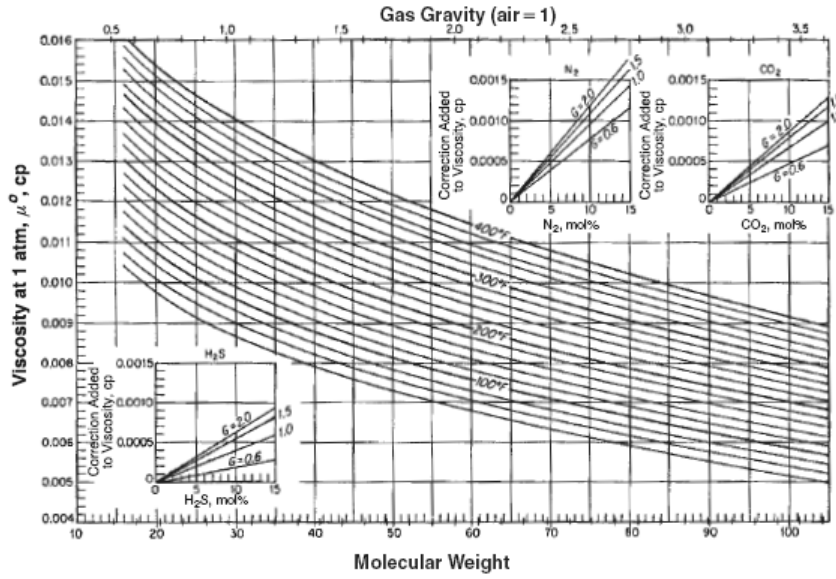
دمپسی^۱ (۱۹۶۵) نسبت دانسیته $(\frac{\mu_g}{\mu_1})$ را با رابطه زیر بیان می‌کند:

$$\ln \left[T_{pr} \left(\frac{\mu_g}{\mu_1} \right) \right] = a_0 + a_1 p_{pr} + a_2 p_{pr}^2 + a_3 p_{pr}^3 + T_{pr} (a_4 + a_5 p_{pr} + a_6 p_{pr}^2 + a_7 p_{pr}^3) \quad (62-2)$$

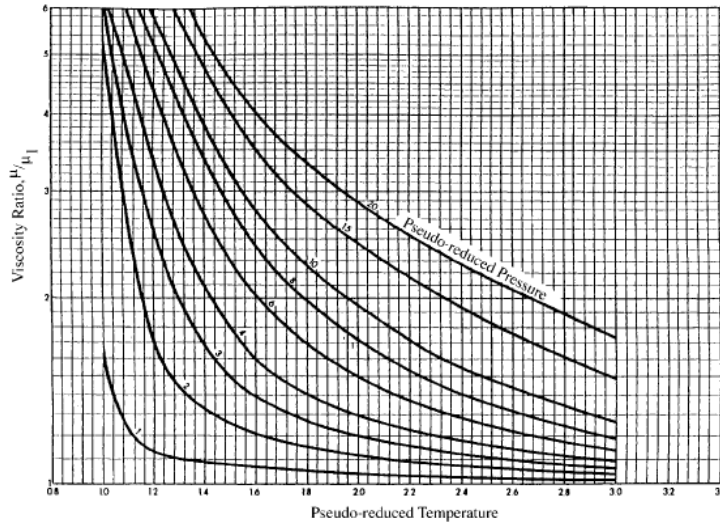
$$+ T_{pr}^2 (a_8 + a_9 p_{pr} + a_{10} p_{pr}^2 + a_{11} p_{pr}^3) + T_{pr}^3 (a_{12} + a_{13} p_{pr} + a_{14} p_{pr}^2 + a_{15} p_{pr}^3)$$

T_{pr} دمای شبه کاهش مخلوط گازی، $^{\circ}R$ ؛

p_{pr} فشار شبه کاهش مخلوط گازی، psi .



شکل ۲-۵: رابطه دانسیته گاز کار- کوبایاشی - بروس



شکل ۲-۶: رابطه نسبت ویسکوزیته کار - کوبایاشی - بروس

$a_0 \dots a_{15}$ ضرایب معادلات اند که مقدار آنها در زیر آمده است:

$$\begin{aligned}
 a_0 &= -2.46211820 & a_8 &= -7.93385648(10^{-1}) \\
 a_1 &= 2.970547414 & a_9 &= 1.39643306 \\
 a_2 &= -2.86264054(10^{-1}) & a_{10} &= -1.49144925(10^{-1}) \\
 a_3 &= 8.05420522(10^{-3}) & a_{11} &= 4.41015512(10^{-3}) \\
 a_4 &= 2.80860949 & a_{12} &= 8.39387178(10^{-2}) \\
 a_5 &= -3.49803305 & a_{13} &= -1.86408848(10^{-1}) \\
 a_6 &= 3.60373020(10^{-1}) & a_{14} &= 2.03367881(10^{-2}) \\
 a_7 &= -1.044324(10^{-2}) & a_{15} &= -6.09579263(10^{-4})
 \end{aligned}$$

روش لی - گنزالز - ایکین

لی - گنزالز - ایکین (۱۹۶۶) روشی نیمه تجربی را برای محاسبه دانسیته گازهای طبیعی ارائه داده‌اند. آنها دانسیته گاز را به صورت رابطه‌ای از دمای مخزن، دانسیته و وزن مولکولی گاز بیان کرده‌اند:

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right] \quad (۶۳-۲)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02M_a)T^{1.5}}{209 + 19M_a + T} \quad (۶۴-۲)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M_a \quad (۶۵-۲)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad (۶۶-۲)$$

ρ_g دانسیته گاز در دما و فشار مخزن، lb/ft^3 ؛

T دمای مخزن، $^{\circ}R$ ؛

M_a وزن مولکولی ظاهری مخلوط گازی.

رابطه پیشنهادی می‌تواند مقادیر دانسیته را با انحراف استاندارد ۲۷ درصد و ماکزیمم انحراف ۸/۹۹ درصد پیش‌بینی کند. این رابطه برای گازهایی با وزن مخصوص بالا دقت و صحت کمتری دارد. پیشنهاد دهندگان این رابطه اشاره کرده‌اند که از این روش نمی‌توان برای گازهای ترش استفاده کرد.

مثال ۲-۱۵

در مثال ۲-۱۴ ویسکوزیته گاز را دوباره با روش لی - گنزالز - ایکین محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه دانسیته گاز با معادله (۲-۱۶):

$$\rho_g = \frac{(2000)(20.85)}{(10.73)(600)(0.78)} = 8.3 \text{ lb/ft}^3$$

مرحله دوم: به دست آوردن پارامترهای X, K و Y به ترتیب با معادلات (۲-۶۴) و (۲-۶۵) و (۲-۶۶):

$$K = \frac{[9.4 + 0.02(20.85)](600)^{1.5}}{209 + 19(20.85) + 600} = 119.72$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{600} + 0.01(20.85) = 5.35$$

$$Y = 2.4 - 0.2(5.35) = 1.33$$

مرحله سوم: محاسبه ویسکوزیته از معادله (۲-۶۳):

$$\mu_g = 10^{-4}(119.72) \exp \left[5.35 \left(\frac{8.3}{62.4} \right)^{1.33} \right] = 0.0173 \text{ cp}$$

خواص سیستم های نفت خام

نفت خام مخلوطی طبیعی و پیچیده، بیشتر شامل انواع هیدروکربن‌ها و نیز مقداری اجزای فرعی مانند سولفور، نیتروژن، اکسیژن و هلیوم، است. خواص فیزیکی و

شیمیایی نفت خام به غلظت انواع مختلف هیدروکربن ها و اجزای فرعی بسیار وابسته است.

توصیف دقیق عملی و تئوری خواص فیزیکی نفت خام، به ویژه در حل مسائل مهندسی مخازن نفتی، بسیار مهم است. خواص فیزیکی اولیه لازم برای مطالعات عبارت‌اند از:

- گراویتی سیال؛
- وزن مخصوص گاز محلول؛
- قابلیت انحلال گاز؛
- فشار نقطه حباب؛
- ضریب حجمی نفت؛
- ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال نفت خام فوق اشباع؛
- دانسیته نفت؛
- ضریب حجمی کل؛
- ویسکوزیته نفت خام؛
- کشش سطحی.

بیشتر این خواص معمولاً در آزمایشگاه با مطالعه نمونه‌های سیالات واقعی مخزن تعیین می‌شوند. اگر خواص اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه به دست نیایند، مهندسان نفت باید این خواص را با روابط تجربی ثابت شده به دست بیاورند.

گراویتی نفت خام

دانسیته نفت خام جرم یک واحد حجم نفت خام در فشار و دمای مشخص است. این مقدار معمولاً به صورت lb/ft^3 بیان می‌شود. وزن مخصوص یک نفت خام نسبت دانسیته نفت به دانسیته آب در دمای $60^\circ F$ و فشار اتمسفر است:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (۶۷-۲)$$

γ_o وزن مخصوص نفت؛

ρ_o دانسیته نفت خام، lb/ft^3 ؛

ρ_w دانسیته آب، lb/ft^3 .

باید توجه داشت که وزن مخصوص مایع بدون بعد است، اما معمولاً با واحدهای $60^\circ / 60^\circ$ بیان می‌شود تا بر این که هر دو دانسیته در شرایط استاندارد اندازه‌گیری شده‌اند تأکید شود. دانسیته آب تقریباً $62.4 lb/ft^3$ است؛ در نتیجه:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{62.4}, 60^\circ / 60^\circ$$

دانسیته و وزن مخصوص در صنعت نفت بسیار استفاده می‌شوند اما معمولاً استفاده از مقیاس API گراویتی در این حالت ترجیح داده می‌شود. این مقیاس کاملاً به وزن مخصوص بستگی دارد:

$$^\circ API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (۶۸-۲)$$

API گراویتی نفت‌های خام معمولاً API 47° برای نفت‌های خام سبک تا API 10° برای نفت‌های خام آسفالتیک سنگین است.

مثال ۱۶-۲

وزن مخصوص و API گراویتی یک سیستم نفت خام را با دانسیته اندازه‌گیری شده $53 lb/ft^3$ در شرایط استاندارد محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه وزن مخصوص با معادله (۶۷-۲):

$$\gamma_o = \frac{53}{62.4} = 0.849$$

مرحله دوم: محاسبه API گراویتی:

$$API = \frac{141.5}{0.849} - 131.5 = 35.2^\circ API$$

وزن مخصوص گاز محلول

وزن مخصوص گاز محلول γ_g با میانگین وزنی^۱ وزن مخصوص گازهای جدا شده از هر تفکیک کننده تعریف می شود. میانگین وزنی بر مبنای نسبت گاز به نفت تفکیک کننده است؛ یعنی:

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_i (\gamma_{sep})_i + R_{st} \gamma_{st}}{\sum_{i=1}^n (R_{sep})_i + R_{st}} \quad (69-2)$$

n تعداد تفکیک کننده ها؛

R_{sep} نسبت گاز به نفت تفکیک کننده، scf/STB ؛

γ_{sep} وزن مخصوص گاز تفکیک کننده؛

R_{st} نسبت گاز به نفت تانک ذخیره scf/STB ؛

γ_{st} وزن مخصوص گاز تانک ذخیره.

مثال ۱۷-۲

آزمایش های تفکیک کننده^۲ برای یک نمونه نفت خام انجام و نتایج به صورت نسبت گاز به نفت تفکیک کننده و وزن مخصوص گاز تفکیک شده در جدول زیر نشان داده شده اند:

تفکیک کننده #	فشار psig	دما °F	GOR scf/STB	وزن مخصوص گاز
اولیه	660	150	724	0.743
میانه	75	110	202	0.956
استوک تانک	0	60	58	1.296

وزن مخصوص گاز جدا شده را محاسبه کنید.

1- Weighted Average

2- Separator Tests

جواب

تخمین وزن مخصوص محلول با معادله (۶۹-۲):

$$\gamma_g = \frac{(724)(0.743) + (202)(0.956) + (58)(1.296)}{724 + 202 + 58} = 0.819$$

قابلیت انحلال گاز

قابلیت انحلال R_s تعداد فوت مکعب استاندارد گازی است که در یک بشکه نفت خام تانک ذخیره در دما و فشار معین حل می‌شود. قابلیت انحلال گاز طبیعی در نفت خام تابعی محکم از فشار، دما، API گراویتی و گراویتی گاز است.

برای یک گاز و نفت خام معین در یک دمای ثابت، قابلیت انحلال همراه با افزایش فشار، تا رسیدن فشار به فشار اشباع، افزایش می‌یابد. در فشار اشباع (فشار نقطه حباب) همه گازهای موجود در نفت خام حل می‌شوند و قابلیت انحلال گاز به نهایت خود می‌رسد. معمولاً مهم‌تر از اندازه‌گیری مقدار گازی که با افزایش فشار در نفت خام تانک ذخیره حل می‌شود، اندازه‌گیری مقدار گازی است که از یک نمونه نفت خام مخزن با کاهش فشار خارج می‌شود.

یک نمونه منحنی قابلیت انحلال گاز به صورت تابعی از فشار برای نفت خام فوق اشباع در شکل ۲-۷ نشان داده شده است. با کاهش فشار مخزن از فشار p_i (فشار اولیه مخزن) تا فشار نقطه حباب p_b ، هیچ گازی از نفت خارج نمی‌شود و در نتیجه قابلیت انحلال گاز در مقدار حداکثر خود (R_{sb}) ثابت باقی می‌ماند. زیر فشار نقطه حباب، گاز محلول آزاد و مقدار R_s با کاهش فشار کم می‌شود. پنج رابطه تجربی زیر برای تخمین قابلیت انحلال گاز ارائه شده‌اند:

- رابطه استندینگ؛
- رابطه واسکوئز-بگز؛
- رابطه گلاسو؛
- رابطه مارهون؛

• رابطه پتروسکی - فرشاد.

رابطه استندینگ^۱

استندینگ رابطه‌ای نموداری را برای تعیین قابلیت انحلال گاز به صورت تابعی از فشار، وزن مخصوص گاز، API گراویتی و با دمای سیستم پیشنهاد کرد. این رابطه از 105 نقطه داده آزمایشگاهی با آزمایش 22 مخلوط هیدروکربنی نفت های خام و گازهای طبیعی کالیفرنیا به دست آمده است. میانگین خطای این رابطه 4.8% است. استندینگ رابطه نموداری اش را به شکل ریاضی راحت تری نیز بیان کرده است:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048} \quad (۷۰-۲)$$

$$x = 0.0125API - 0.00091(T - 460)$$

T دما، °R؛

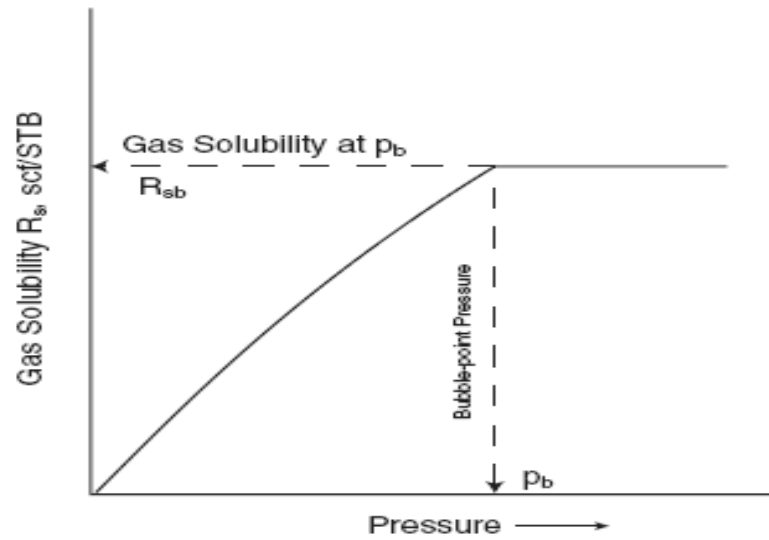
p فشار سیستم، psi ؛

γ_g وزن مخصوص گاز محلول.

باید توجه داشت که معادله استندینگ تنها در فشار حباب و فشارهای زیر فشار نقطه حباب نفت استفاده می شود.

مثال ۱۸-۲

داده های آزمایشگاهی PVT زیر برای شش سیستم مختلف نفت خام موجوداند و از یک تفکیک کننده دو مرحله ای در سطح به دست آمده اند:



شکل ۷-۲: نمودار قابلیت انحلال گاز- فشار

Oil #	T	p_b	R_s	B_o	ρ_o	c_o at $p > p_b$	p_{sep}	T_{sep}	API	γ_g
1	250	2377	751	1.528	38.13	22.14×10^{-6} at 2689	150	60	47.1	0.851
2	220	2620	768	1.474	40.95	18.75×10^{-6} at 2810	100	75	40.7	0.855
3	260	2051	693	1.529	37.37	22.69×10^{-6} at 2526	100	72	48.6	0.911
4	237	2884	968	1.619	38.92	21.51×10^{-6} at 2942	60	120	40.5	0.898
5	218	3045	943	1.570	37.70	24.16×10^{-6} at 3273	200	60	44.2	0.781
6	180	4239	807	1.385	46.79	11.45×10^{-6} at 4370	85	173	27.3	0.848

T دمای مخزن، $^{\circ}F$ ؛

p_b فشار نقطه حباب، $psig$ ؛

B_o ضریب حجمی نفت، bbl/STB ؛

p_{sep} فشار تفکیک کننده، $psig$ ؛

T_{sep} دمای تفکیک کننده، $^{\circ}F$ ؛

c_o ضریب تراکم پذیری ایزوترمال نفت در یک فشار معین، psi^{-1} .

با رابطه استندینگ قابلیت انحلال گاز در فشار نقطه حباب را تخمین بزنید و آن را

با مقدار آزمایشگاهی به صورت خطای میانگین مطلق (AAE)^۱ مقایسه کنید.

1- Absolute Average Error

از معادله (۲-۷۰) برای تعیین قابلیت انحلال گاز، نتایج زیر به دست می‌آیند:

Oil #	X	10 ^x	Predicted R _s Equation 2-70	Measured R _s	% Error
1	0.361	2.297	838	751	11.6
2	0.309	2.035	817	768	6.3
3	0.371	2.349	774	693	11.7
4	0.312	2.049	969	968	0.108
5	0.322	2.097	1012	943	7.3
6	0.177	1.505	998	807	23.7

AAE = 10.1%

رابطه واسکوئز- بگز^۱

واسکوئز و بگز (۱۹۸۰) رابطه تجربی بهبود یافته‌ای را برای تخمین R_s از آنالیز رگرسین 5008 نقطه داده قابلیت انحلال اندازه‌گیری شده گاز ارائه دادند. بر اساس گراویتی نفت API 30° داده‌های اندازه‌گیری شده به دو گروه تقسیم شده‌اند و معادله زیر پیشنهاد شده است:

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \exp \left[C_3 \left(\frac{API}{T} \right) \right] \quad (۲-۷۱)$$

مقادیر ضرایب به صورت جدول زیر هستند:

Coefficient	API " 30	API > 30
C ₁	0.0362	0.0178
C ₂	1.0937	1.1870
C ₃	25.7240	23.931

1- Vasquea- Beggs Correlation

با دانستن این که مقدار وزن مخصوص گاز به شرایطی بستگی دارد که گاز در آنها از نفت جدا می شود واسکوئز و بگز پیشنهاد داده اند که مقدار وزن مخصوص گاز جدا شده از نفت در فشار تفکیک کننده 100psig در معادله بالا استفاده شود زیرا این فشار مبنا معرف میانگین شرایط فشاری تفکیک کننده های به کار گرفته در میدین نفتی است. آنها رابطه زیر را برای تصحیح گراویتی گاز γ_g با فشار مبنای تفکیک کننده ارائه داده اند:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \left[1 + 5.912(10^{-5})(API)(T_{sep} - 460) \log \left(\frac{p_{sep}}{114.7} \right) \right] \quad (۷۲-۲)$$

γ_{gs} گراویتی گاز در فشار مبنای تفکیک کننده؛

γ_g گراویتی گاز در شرایط حقیقی تفکیک کننده (T_{sep}, p_{sep}) ؛

p_{sep} فشار حقیقی تفکیک کننده، psia ؛

T_{sep} دمای حقیقی تفکیک کننده، $^{\circ}R$.

گراویتی گازی که واسکوئز و بگز پیشنهاد کرده اند و در همه روابط استفاده شده از تفکیک کننده دو مرحله ای به دست آمده است. فشار مرحله اول 100psig انتخاب شده و فشار مرحله دوم فشار تانک ذخیره بوده است. اگر شرایط تفکیک کننده نامعلوم باشد، ممکن است در معادله (۷۱-۲) از گراویتی تصحیح نشده استفاده شود. ساتون و فرشاد (۱۹۸۴) با ارزیابی مستقل رابطه بالا نشان دادند که این رابطه می تواند قابلیت های انحلال گاز با میانگین خطای مطلق 12.7% را پیش بینی کند.

مثال ۱۹-۲

با استفاده از داده های PVT شش سیستم نفت خام مثال ۲-۱۸، قابلیت انحلال گاز را به دست آورید.

Oil #	γ_{gs} From Equation 2-72	Predicted R_s Equation 2-71	Measured R_s	% Error
1	0.8731	779	751	3.76
2	0.855	733	768	-4.58
3	0.911	702	693	1.36
4	0.850	820	968	15.2
5	0.814	947	943	0.43
6	0.834	841	807	4.30

AAE = 4.9%

رابطه گلاسو

گلاسو (۱۹۸۰) با مطالعه ۴۵ نمونه نفت خام دریای شمال رابطه‌ای را برای تخمین قابلیت انحلال گاز به صورت تابعی از API گراویتی، فشار، دما و وزن مخصوص گاز ارائه کرده است. میزان خطا و انحراف استاندارد این نمونه‌ها به ترتیب 1.28% و 6.98% بوده است. رابطه گلاسو به شکل زیر است:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{API^{0.989}}{(T - 460)^{0.172}} \right) (p_b^*) \right]^{1.2255} \quad (۷۳-۲)$$

* p_b یک عدد ارتباط دهنده^۱ است و با عبارت زیر بیان می‌شود:

$$p_b^* = 10^x$$

$$x = 2.8869 - [14.1811 - 3.3093 \log(p)]^{0.5}$$

مثال ۲-۲۰

مثال ۲-۱۸ را دوباره تکرار کنید و قابلیت انحلال گاز را با رابطه گلاسو به دست آورید.

جواب

Oil #	x	p_b^*	Predicted R_s Equation 2-73	Measured R_s	% Error
1	1.155	14.286	737	751	-1.84
2	1.196	15.687	714	768	-6.92
3	1.095	12.450	686	693	-0.90
4	1.237	17.243	843	968	-12.92
5	1.260	18.210	868	943	-7.95
6	1.413	25.883	842	807	4.34

AAE = 5.8%

رابطه مارهون^۱

مارهون (۱۹۸۸) با بررسی ۶۰ داده آزمایشگاهی فشار اشباع رابطه‌ای را برای تخمین فشار اشباع سیستم های نفت خام خاورمیانه ارائه داده است. رابطه پیشنهادی می تواند مرتب و برای قابلیت انحلال گاز حل شود:

$$R_s = [a\gamma_g^b \gamma_o^c T^d p]^e \quad (۷۴-۲)$$

γ_g وزن مخصوص گاز؛

γ_o گراویتی نفت تانک ذخیره؛

T دما، °R

$a-e$ ضرایب معادله بالا:

$$a = 185.843208$$

$$b = 1.877840$$

$$c = -3.1437$$

$$d = -1.32657$$

$$e = 1.398441$$

مثال ۲-۲۱

مثال ۲-۱۸ را دوباره با استفاده از رابطه مارهون حل کنید.

Oil #	Predicted R_s Equation 2-74	Measured R_s	% Error
1	740	751	-1.43
2	792	768	3.09
3	729	693	5.21
4	1041	968	7.55
5	845	943	-10.37
6	1186	807	47.03

AAE = 12.4%

رابطه پتروسکی - فرشاد

پتروسکی و فرشاد (۱۹۹۳) از نرم افزار رگرسیون چندتایی غیرخطی برای به دست آوردن یک رابطه قابلیت انحلال گاز استفاده کردند. ایشان پایگاه داده PVT را با آنالیز آزمایشگاهی 81 سیستم نفت خام خلیج مکزیکو ایجاد کردند. پتروسکی و فرشاد رابطه زیر را در نهایت ارائه دادند:

$$R_s = \left[\left(\frac{P}{112.727} + 12.340 \right) \gamma_g^{0.8439} 10^x \right]^{1.73184} \quad (۷۵-۲)$$

$$x = 7.916(10^{-4})(API)^{1.5410} - 4.561(10^{-5})(T - 460)^{1.3911}$$

p فشار، $psia$

T دما، $^{\circ}R$

مثال ۲-۲

توانایی پیش‌بینی معادله پتروسکی - فرشاد را با حل دوباره مثال ۲-۱۸ آزمایش کنید.

جواب

Oil #	x	Predicted R_s Equation 2-75	Measured R_s	% Error
1	0.2008	772	751	2.86
2	0.1566	726	768	-5.46
3	0.2101	758	693	9.32
4	0.1579	875	968	-9.57
5	0.1900	865	943	-8.28
6	0.0667	900	807	11.57

AAE = 7.84%

قابلیت انحلال گاز را می‌توان از داده‌های آزمایشگاهی PVT در فشار و دمای مشخص نیز محاسبه کرد. معادله زیر رابطه قابلیت انحلال گاز R_s را با دانسیته نفت، وزن مخصوص نفت، گراویتی گاز و ضریب حجمی نفت نشان می‌دهد:

$$R_s = \frac{B_o \rho_o - 62.4 \gamma_o}{0.0136 \gamma_g} \quad (۷۶-۲)$$

ρ_o دانسیته نفت، lb/ft^3 ؛

B_o ضریب حجمی نفت، bbl/STB ؛

γ_o وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره؛

γ_g وزن مخصوص گاز محلول.

مک کین (۱۹۹۱) نشان داد که باید از میانگین وزنی وزن‌های مخصوص گاز در تانک ذخیره و تفکیک‌کننده برای محاسبه γ_g استفاده کرد. خطای محاسبه R_s با استفاده از رابطه بالا تنها به دقت داده‌های PVT موجود بستگی دارد.

مثال ۲-۲۳

با استفاده از داده‌های مثال ۲-۱۸، مقدار R_s را با معادله (۷۶-۲) تخمین بزنید.

Oil #	Predicted R_s Equation 2-76	Measured R_s	% Error
1	762	751	1.53
2	781	768	1.73
3	655	693	-5.51
4	956	968	-1.23
5	841	943	-10.79
6	798	807	-1.13

AAE = 3.65%

فشار نقطه حباب

فشار نقطه حباب p_b یک سیستم هیدروکربنی بالاترین فشاری است که در آن اولین حباب گاز از نفت آزاد می‌شود. این خاصیت مهم را می‌توان در آزمایشگاه برای یک سیستم نفت خام با آزمایش انبساط با ترکیب ثابت^۱ به دست آورد. اگر فشار نقطه حباب اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه موجود نباشد، مهندسان باید این پارامتر را از پارامترهای تولیدی اندازه‌گیری شده موجود به دست آورند. چندین رابطه ریاضی و نموداری برای تعیین p_b در این چهار دهه اخیر پیشنهاد شده‌اند که اساساً بر این فرض استوارند که فشار نقطه حباب تابعی از قابلیت انحلال گاز R_s ، گراویتی گاز γ_g ، API گراویتی نفت و دما T است؛ یعنی:

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

برخی محققان چندین شیوه ترکیب پارامترهای بالا را در یک شکل نموداری یا عبارت ریاضی پیشنهاد کرده‌اند که عبارت‌اند از:

- استندینگ؛
- واسکوئز- بگز؛
- گلاسو؛
- مارهون؛

1 Constant- Composition Expansion Test

- پتروسکی و فرشاد.

روابط تجربی این محققان برای تخمین فشار نقطه حباب در زیر آورده شده‌اند.

رابطه استندینگ

بر اساس 105 فشار نقطه حباب اندازه‌گیری شده در 22 سیستم هیدروکربنی میادین نفتی کالیفرنیا، استندینگ (۱۹۴۷) رابطه‌ای نموداری را برای تعیین فشار نقطه حباب سیستم های نفت خام پیشنهاد داده است. پارامترهای این رابطه عبارت‌اند از: قابلیت انحلال گاز R_s ، گراویتی گاز γ_g ، API گراویتی نفت و دمای سیستم. میانگین خطای گزارش شده در این روش 4.8% است. استندینگ رابطه نموداری‌اش را با معادله زیر بیان می‌کند:

$$p_b = 18.2 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} (10)^a - 1.4 \right] \quad (۷۷-۲)$$

$$a = 0.00091(T - 460) - 0.0125(API) \quad (۷۸-۲)$$

p_b فشار نقطه حباب، $psia$

T دمای سیستم، $^{\circ}R$ ؛

در صورت وجود اجزای غیرهیدروکربنی باید از رابطه استندینگ با احتیاط استفاده کرد.

مثال ۲-۲۴

داده‌های آزمایشگاهی مثال ۲-۱۸ برای راحتی کار در این جا دوباره تکرار شده‌اند:

Oil #	T	p_b	R_s	B_o	ρ_o	c_o at $P > p_b$	P_{sep}	T_{sep}	API	γ_g
1	250	2377	751	1.528	38.13	22.14×10^{-6} at 2689	150	60	47.1	0.851
2	220	2620	768	1.474	40.95	18.75×10^{-6} at 2810	100	75	40.7	0.855
3	260	2051	693	1.529	37.37	22.69×10^{-6} at 2526	100	72	48.6	0.911
4	237	2884	968	1.619	38.92	21.51×10^{-6} at 2942	60	120	40.5	0.898
5	218	3065	943	1.570	37.70	24.16×10^{-6} at 3273	200	60	44.2	0.781
6	180	4239	807	1.385	46.79	11.65×10^{-6} at 4370	85	173	27.3	0.848

فشار نقطه حباب را با رابطه استندینگ پیش‌بینی کنید.

جواب

Oil #	Coeff. a Equation 2-78	Predicted p_b Equation 2-77	Measured p_b	% Error
1	-0.3613	2181	2392	-8.8
2	-0.3086	2503	2635	-5.0
3	-0.3709	1883	2066	-8.8
4	-0.3115	2896	2899	-0.1
5	-0.3541	2884	3060	-5.7
6	-0.1775	3561	4254	-16.3

AAE = 7.4%

به پیشنهاد مک کین (۱۹۹۱) با گذاردن وزن مخصوص گاز در تفکیک‌کننده به جای وزن مخصوص گاز در معادله (۲-۷۷)، یعنی وزن مخصوص گاز به غیر از گاز موجود در تانک ذخیره، دقت معادله بهبود می‌یابد.

مثال ۲-۲۵

با استفاده از اطلاعات مثال ۲-۲۴ و وزن مخصوص گاز در دستگاه تفکیک‌کننده، فشار نقطه حباب را با استفاده از رابطه استندینگ تخمین بزنید.

Oil #	Separator Gas Gravity
1	0.755
2	0.786
3	0.801
4	0.888
5	0.705
6	0.813

جواب

Oil #	Predicted p_b	Measured p_b	% Error
1	2411	2392	0.83
2	2686	2635	1.93
3	2098	2066	1.53
4	2923	2899	0.84
5	3143	3060	2.70
6	3689	4254	-13.27

AAE = 3.5%

رابطه واسکوئز- بگز

رابطه قابلیت انحلال گاز واسکوئز - بگز در معادله (۷۱-۲) را می توان برای فشار نقطه حساب p_b حل کرد:

$$p_b = \left[\left(C_1 \frac{R_s}{\gamma_{gs}} \right) (10)^a \right]^{C_2} \quad (79-2)$$

$$a = C_3 API/T$$

وزن مخصوص گاز γ_g در فشار مبنای تفکیک کننده با معادله (۷۲-۲) تعریف می شود. مقادیر ضرایب C_1, C_2, C_3 به صورت زیراند:

Coefficient	API " 30	API > 30
C_1	27.624	56.18
C_2	0.914328	0.84246
C_3	11.172	10.393

مثال ۲-۲۶

مثال ۲-۲۴ را با معادله (۷۹-۲) دوباره حل کنید.

Oil #	γ_{gs} Equation 2-72	α	Predicted P_b	Measured P_b	% Error
1	0.873	-0.689	2319	2392	-3.07
2	0.855	-0.622	2741	2635	4.03
3	0.911	-0.702	2043	2066	-1.14
4	0.850	-0.625	3331	2899	14.91
5	0.814	-0.678	3049	3060	-0.36
6	0.834	-0.477	4093	4254	-3.78

AAE= 4.5%

رابطه گلاسو

گلاسو (۱۹۸۰) با استفاده از 45 نمونه نفتی، (اغلب از سیستم هیدروکربوری دریای شمال) رابطه‌ای دقیق برای پیش‌بینی فشار نقطه حباب ارائه داده است:

$$\log(p_b) = 1.7669 + 1.7447 \log(p_b^*) - 0.30218 [\log(p_b^*)]^2 \quad (۸۰-۲)$$

* p_b عدد ارتباط دهنده است و به صورت معادله زیر تعریف می‌شود:

$$p_b^* = \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^a (t)^b (API)^c \quad (۸۱-۲)$$

R_s قابلیت انحلال گاز، scf/STB ؛

T دمای سیستم، $^{\circ}F$ ؛

γ_g وزن مخصوص میانگین تمام گازهای گرفته شده در سطح؛

a, b, c ضرایب معادله با مقادیر زیر:

$$a = 0.816$$

$$b = 0.172$$

$$c = -0.989$$

برای نفت های فرار، گلاسو توصیه می‌کند که توان دما، b ، در معادله (۸۱-۲)

اندکی تغییر یابد: $b = 0.130$.

مثال ۲-۲۷

مثال ۲-۲۴ را با رابطه گلاسو دوباره حل کنید.

جواب

Oil #	P_b^* Equation 2-81	P_b Equation 2-80	Measured P_b	% Error
1	14.51	2431	2392	1.62
2	16.63	2797	2635	6.14
3	12.54	2083	2066	0.82
4	19.30	3240	2899	11.75
5	19.48	3269	3060	6.83
6	25.00	4125	4254	-3.04

AAE = 5.03%

رابطه مارهون

مارهون (۱۹۸۸) با استفاده از 160 فشار نقطه حباب به دست آمده از آنالیز آزمایشگاهی PVT 69 مخلوط هیدروکربنی خاورمیانه رابطه‌ای را برای تخمین فشار نقطه حباب ارائه داده است. در این رابطه فشار نقطه حباب به قابلیت انحلال گاز R_s ، دمای T و وزن مخصوص نفت و گاز بستگی دارد:

$$p_b = aR_s^b \gamma_g^c \gamma_o^d T^e \quad (۸۲-۲)$$

T دما، $^{\circ}R$

γ_o وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره؛

γ_g وزن مخصوص گاز؛

$a - e$ ضرایب رابطه با مقادیر زیر:

$$a = 5.38088 \times 10^{-3}$$

$$b = 0.715082$$

$$c = -1.87784$$

$$d = 3.1437$$

$$e = 1.32657$$

میانگین خطای مطلق این رابطه 3.66%، نسبت به داده‌های آزمایشگاهی استفاده شده در بسط رابطه، گزارش شده است.

مثال ۲-۲۸

با معادله (۸۲-۲) مثال ۲-۲۴ را دوباره حل کنید.

جواب

Oil #	Predicted p_b	Measured p_b	% Error
1	2417	2392	1.03
2	2578	2635	-2.16
3	1992	2066	-3.57
4	2752	2899	-5.07
5	3309	3060	8.14
6	3229	4254	-24.09

AAE = 7.3%

رابطه پتروسکی - فرشاد

معادله قابلیت انحلال پتروسکی - فرشاد (معادله ۷۵-۲) را می‌توان برای فشار نقطه حباب نیز حل کرد:

$$p_b = \left[\frac{112.727 R_s^{0.577421}}{\gamma_g^{0.8439} (10)^x} \right] - 1391.051 \quad (83-2)$$

پارامتر x قبلاً با معادله (۷۵-۲) تعریف شده است. ارائه‌دهندگان این رابطه نشان داده‌اند که این رابطه مقدار فشار نقطه حباب را با 3.28% خطای مطلق پیش بینی می‌کند.

با استفاده از رابطه پتروسکی - فرشاد مقدار فشار نقطه حباب را با استفاده از اطلاعات مثال ۲-۲۴ پیش‌بینی کنید.

جواب

Oil #	X	Predicted p_b	Measured p_b	% Error
1	0.2008	2331	2392	-2.55
2	0.1566	2768	2635	5.04
3	0.2101	1893	2066	-8.39
4	0.1579	3156	2899	8.86
5	0.1900	3288	3060	7.44
6	0.0667	3908	4254	-8.13

AAE = 6.74%

ضریب حجمی نفت

ضریب حجمی نفت، B_o ، به صورت نسبت حجم نفت (به علاوه گاز محلول) در دما و فشار مخزن به حجم نفت در شرایط استاندارد تعریف می‌شود. B_o همواره بزرگتر یا مساوی یک است. ضریب حجمی به شکل زیر بیان می‌شود:

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (۸۴-۲)$$

B_o ضریب حجمی نفت؛

$(V_o)_{p,T}$ حجم نفت در شرایط مخزن (T, p) ، bbI ؛

$(V_o)_{sc}$ حجم نفت در شرایط استاندارد، STB ؛

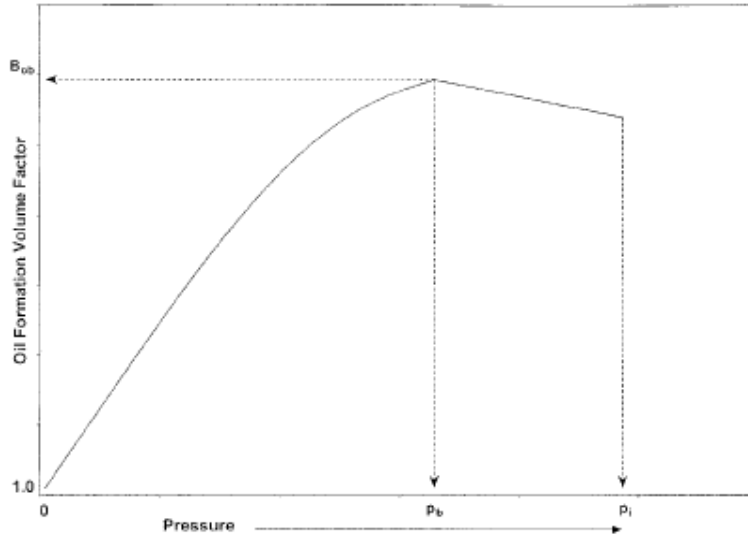
منحنی نمایش ضریب حجمی نفت به صورت تابعی از فشار برای یک نفت فوق اشباع ($p_i > p_b$) در شکل ۸-۲ نشان داده شده است.

با کاهش فشار اولیه مخزن، حجم نفت به خاطر انبساط نفت افزایش می‌یابد که به صورت افزایش ضریب حجمی بروز می‌کند. این افزایش حجم تا فشار نقطه حباب ادامه خواهد داشت. در فشار نقطه حباب p_b ، نفت بیشترین انبساط خود را خواهد

داشت و ضریب حجمی B_o نیز به حداکثر مقدار خود خواهد رسید (B_{ob}). با افت فشار به زیر فشار نقطه حباب، حجم نفت و B_o به خاطر آزاد شدن گاز محلول کاهش می‌یابد. زمانی که فشار در دمای $60^\circ F$ به یک اتمسفر می‌رسد، مقدار B_o برابر یک خواهد بود.

اکثر روابط منتشرشده غربی B_o از رابطه کلی زیر به دست آمده‌اند:

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



شکل ۸-۲: دیاگرام ضریب حجمی نفت سازند بر حسب فشار

شش روش متفاوت پیش‌بینی ضریب حجمی نفت سازند عبارت‌اند از:

- رابطه استندینگ؛
- رابطه واسکوئز - بگر؛
- رابطه گلاسو؛
- رابطه مارهون؛
- رابطه پتروسکی - فرشاد.
- دیگر روابط.

همه این روابط را می‌توان برای هر فشاری برابر یا زیر فشار نقطه حباب استفاده کرد.

رابطه استندینگ

استندینگ (۱۹۴۷) با استفاده از ۱۰۵ نقطه داده آزمایشگاهی ۲۲ سیستم متفاوت هیدروکربنی کالیفرنیا رابطه‌ای نموداری را برای تخمین ضریب حجمی نفت به صورت تابعی از قابلیت انحلال گاز، گراویتی گاز، گراویتی نفت و فشار مخزن ارائه داده است. میانگین خطای ۱.۲٪ برای این رابطه گزارش شده است. استندینگ (۱۹۸۱) ضریب حجمی نفت را به شکل ساده زیر ارائه داده است:

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \quad (۸۵-۲)$$

T دما، °R؛

γ_o وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره؛

γ_g وزن مخصوص گاز محلول.

رابطه واسکوئز - بگز

واسکوئز و بگز (۱۹۸۰) براساس ۶۰۰۰ اندازه‌گیری B_o در فشارهای مختلف رابطه‌ای را برای تعیین B_o به صورت تابعی از R_s ، γ_o ، γ_g و T ارائه داده‌اند. با استفاده از تکنیک آنالیزی رگرسیون، واسکوئز و بگز دریافتند که معادله زیر به بهترین شکل داده‌های اندازه‌گیری شده را در بر می‌گیرد:

$$B_o = 1.0 + C_1 R_s + (T - 520) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) [C_2 + C_3 R_s] \quad (۸۶-۲)$$

R_s قابلیت انحلال، scf/STB ؛

T دما، °R؛

γ_{gs} وزن مخصوص گاز معادله (۷۲-۲).

مقادیر ضرایب C_1, C_2, C_3 به صورت زیر هستند:

Coefficient	API " 30	API > 30
C_1	4.677×10^{-4}	4.670×10^{-4}
C_2	1.751×10^{-5}	1.100×10^{-5}
C_3	-1.811×10^{-8}	1.337×10^{-9}

واسکوئز و بگز مقدار میانگین خطا را در این رابطه %4.7 گزارش داده‌اند.

رابطه گلاسو

گلاسو (۱۹۸۰) عبارات زیر را برای محاسبه ضریب حجمی نفت پیشنهاد داده

است:

$$B_o = 1.0 + 10^A \quad (۸۷-۲)$$

$$A = -6.58511 + 2.91329 \log(B_{ob}^*) - 0.27683 [\log(B_{ob}^*)]^2 \quad (۸۸-۲)$$

B_{ob}^* یک عدد ارتباط دهنده است و به صورت معادله زیر تعریف می‌شود:

$$B_{ob}^* = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968(T - 460) \quad (۸۹-۲)$$

T دما، °R؛

γ_o وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره.

روابط بالا با مطالعه PVT چهل و پنج نمونه نفتی به دست آمده‌اند. خطای میانگین

رابطه %0.43- و انحراف استاندارد %2.18 گزارش شده‌اند.

ساتون و فرشاد (۱۹۸۴) نتیجه گرفته‌اند که رابطه گلاسو از روابط استندینگ و

واسکوئز - بگز نتیجه بهتری را به دست می‌دهد. به طور کلی، رابطه گلاسو مقدار B_o

را کمتر از مقدار واقعی پیش‌بینی می‌کند. رابطه استندینگ مقدار B_o را در مقادیر

بزرگتر از 1.2 bbl/STB بیشتر از مقدار واقعی و رابطه واسکوئز - بگز نیز آن را بیشتر از مقدار واقعی تخمین می زند.

رابطه مارهون

مارهون (۱۹۸۸) با آنالیز رگرسیون چندگانه غیرخطی 160 نقطه داده آزمایشگاهی 69 مخزن نفتی خاورمیانه رابطه‌ای را برای تعیین ضریب حجمی نفت به صورت تابعی از قابلیت انحلال گاز، گراویتی نفت تانک ذخیره، وزن مخصوص گاز و دما ارائه داده است:

$$B_o = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3} T + 0.182594 \times 10^{-2} F + 0.318099 \times 10^{-5} F^2 \quad (90-2)$$

F ضریب ارتباط دهنده است و به صورت معادله زیر تعریف می شود:

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c \quad (91-2)$$

مقدار ضرایب a, b و c به صورت زیر است:

$$a = 0.742390$$

$$b = 0.323294$$

$$c = -1.202040$$

و T دمای سیستم برحسب R است.

رابطه پتروسکی - فرشاد

پتروسکی و فرشاد (۱۹۹۳) رابطه‌ای جدیدی را برای تخمین B_o پیشنهاد دادند که شبیه معادله استندینگ است. البته این معادله پارامتر انطباقی اضافی برای افزایش دقت دارد.

در این روش از مدل رگرسیون غیرخطی برای تطبیق معادله با داده های آزمایشگاهی نفت خام خلیج مکزیک استفاده شده است:

$$B_o = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} \left[R_s^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626(T - 460)^{0.5371} \right]^{3.0936} \quad (92-2)$$

T دما، R ؛

γ_o وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره.

معادله موازنه جرم

B_o که در معادله (۸۴-۲) به صورت ریاضی تعریف شد را می توان به صورت

زیر نشان داد:

$$B_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{\rho_o} \quad (93-2)$$

ρ_o دانسیته نفت در فشار و دمای معین، 1 b/ft^3 است.

خطای محاسبه B_o در معادله (۹۳-۲) تنها به صحت متغیرهای ورودی

R_s ، γ_g و γ_o و روش محاسبه ρ_o بستگی دارد.

مثال ۲-۳۰

داده های آزمایشگاهی PVT روی شش سیستم نفت خام در دست اند. نتایج این

مطالعات بر اساس تفکیک سطحی دو مرحله ای^۱ در جدول زیر نشان داده شده اند:

Oil #	T	p_b	R_s	B_o	ρ_o	c_o at $p > p_b$	p_{sep}	T_{sep}	API	γ_g
1	250	2377	751	1.528	38.13	22.14×10^{-6} at 2689	150	60	47.1	0.851
2	220	2620	768	1.474	40.95	18.75×10^{-6} at 2810	100	75	40.7	0.855
3	260	2051	693	1.529	37.37	22.69×10^{-6} at 2526	100	72	48.6	0.911
4	237	2884	968	1.619	38.92	21.51×10^{-6} at 2942	60	120	40.5	0.898
5	218	3065	943	1.570	37.70	24.16×10^{-6} at 3273	200	60	44.2	0.781
6	180	4239	807	1.385	46.79	11.65×10^{-6} at 4370	85	173	27.3	0.848

ضریب حجمی نفت در فشار نقطه حباب را با استفاده از شش رابطه مختلف محاسبه کنید. نتایج را با مقادیر آزمایشگاهی مقایسه و میانگین خطای مطلق (AAE) را محاسبه کنید.

جواب

Crude Oil	Exp. B_o	Method 1	Method 2	Method 3	Method 4	Method 5	Method 6
1	1.528	1.506	1.474	1.473	1.516	1.552	1.525
2	1.474	1.487	1.450	1.459	1.477	1.508	1.470
3	1.529	1.495	1.451	1.461	1.511	1.556	1.542
4	1.619	1.618	1.542	1.589	1.575	1.632	1.623
5	1.570	1.571	1.546	1.541	1.554	1.584	1.599
6	1.385	1.461	1.389	1.438	1.414	1.433	1.387
%AAE	—	1.7	2.8	2.8	1.3	1.8	0.6

- روش ۱: رابطه استندینگ؛
- روش ۲: رابطه واسکوئز - بگز؛
- روش ۳: رابطه گلاسو؛
- روش ۴: رابطه مارهون؛
- روش ۵: رابطه پتروسکی - فرشاد؛
- روش ۶: معادله موازنه ماده.

ضریب تراکم پذیری ایزوترمال نفت خام

ضرایب تراکم پذیری ایزوترمال برای حل بسیاری از مسائل مهندسی مخزن از جمله مسائل جریان گذرای سیال و تعیین خواص فیزیکی نفت فوق اشباع لازم اند. تراکم پذیری ایزوترمال یک ماده با عبارت زیر تعریف می شود:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

برای یک سیستم نفتی، ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال فاز نفت C_o برای فشارهای بالای نقطهٔ حباب با یکی از روابط زیر تعریف می‌شود:

$$c_o = -(1/V)(\partial V/\partial p)_T \quad (94-2)$$

$$c_o = -(1/B_o)(\partial B_o/\partial p)_T \quad (95-2)$$

$$c_o = (1/\rho_o)(\partial \rho_o/\partial p)_T \quad (96-2)$$

c_o تراکم‌پذیری ایزوترمال، psi^{-1} ؛

ρ_o دانسیته نفت، lb/ft^3 ؛

B_o ضریب حجمی نفت، bbl/STB .

در فشارهای زیر فشار نقطهٔ حباب تراکم‌پذیری نفت به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial p} \quad (97-2)$$

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf است.

چندین رابطه برای تخمین تراکم‌پذیری در فشارهای بالای نقطهٔ حباب (سیستم نفت خام فوق اشباع) ارائه شده‌اند که سه رابطهٔ زیر توضیح داده خواهند شد:

- رابطهٔ واسکوئز - بگز؛
- رابطهٔ پتروسکی - فرشاد؛
- رابطهٔ مک کین.

رابطه واسکوئز - بگز

با استفاده از 4036 نقطه داده آزمایشگاهی استفاده شده در مدل رگرسیون غیر خطی، واسکوئز و بگز (۱۹۸۰) ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال نفت را با R_s, T, γ_g, API و p ارتباط و رابطه زیر را پیشنهاد دادند:

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180(\gamma_{gs}) + 12.61(^{\circ}API)}{10^5 p} \quad (98-2)$$

T دما، R ؛

p فشار بالای فشار نقطه حباب، $psia$ ؛

R_{sb} قابلیت انحلال گاز در فشار نقطه حباب، scf/STB ؛

γ_{gs} گراویتی تصحیح شده گاز (معادله ۷۲-۲).

رابطه پتروسکی - فرشاد

پتروسکی و فرشاد (۱۹۹۳) رابطه‌ای را برای تعیین تراکم‌پذیری نفت در سیستم‌های هیدروکربنی فوق اشباع ارائه کردند:

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} API^{0.3272} (T - 460)^{0.6729} p^{-0.5906} \quad (99-2)$$

T دما، R ؛

R_{sb} قابلیت انحلال گاز در فشار نقطه حباب، scf/STB .

مثال ۲-۳۱

با استفاده از اطلاعات مثال ۲-۳۰، ضرایب تراکم‌پذیری نفت فوق اشباع را با استفاده از روابط واسکوئز - بگز و پتروسکی - فرشاد تخمین بنماید. مقدار خطای AAE را محاسبه کنید.

جواب

Oil #	Pressure	Measured c_o 10 ⁻⁶ psi	Vasquez-Beggs 10 ⁻⁶ psi	Petrosky-Farshad 10 ⁻⁶ psi
1	2689	22.14	22.88	22.24
2	2810	18.75	20.16	19.27
3	2526	22.60	23.78	22.92
4	2942	21.51	22.31	21.78
5	3273	24.16	20.16	20.39
6	4370	11.45	11.54	11.77
AAE			6.18%	4.05%

مک کین و همکارانش (۱۹۸۸) نشان دادند که در فشارهای زیر نقطه حباب، تراکم‌پذیری نفت با فشار p ، API گراویتی نفت، قابلیت انحلال گاز در نقطه حباب R_{sb} و دمای T در واحد R ارتباط دارد. رابطه پیشنهادی آنها به صورت زیر است:

$$c_o = \exp(A) \quad (۱۰۰-۲)$$

که پارامتر A به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$A = -7.633 - 1.497 \ln(p) + 1.115 \ln(T) + 0.533 \ln(API) + 0.184 \ln(R_{sb}) \quad (۱۰۱-۲)$$

آنها گفته‌اند که دقت معادله (۱۰۰-۲)، اگر فشار نقطه حباب معلوم باشد، بسیار بهبود می‌یابد. آنها پارامتر ارتباط دهنده A را با قرار دادن فشار نقطه حباب به عنوان یکی از پارامترها در معادله بالا به صورت زیر اصلاح کرده‌اند:

$$A = -7.573 - 1.45 \ln(p) - 0.383 \ln(p_b) + 1.402 \ln(T) + 0.256 \ln(API) + 0.449 \ln(R_{sb}) \quad (۱۰۲-۲)$$

به صورت تحلیلی می‌توان با استفاده از روابط استندینگ برای R_s معادله (۷۰-۲) و B_o معادله (۸۵-۲) نسبت به فشار p مشتق گرفت:

$$\frac{\partial R_s}{\partial p} = \frac{R_s}{0.83p + 21.75} \quad (103-2)$$

$$\frac{\partial B_o}{\partial p} = \left[\frac{0.000144R_s}{0.83p + 21.75} \right] \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{0.12} \quad (104-2)$$

دو عبارت بالا را می‌توان در معادله (۹۷-۲) گذاشت:

$$c_o = - \frac{R_s}{B_o(0.83p + 21.75)} \left\{ 0.00014 \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} \left[R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25(T - 460) \right]^{0.12} - B_g \right\} \quad (105-2)$$

p فشار، $psia$

T دما، $^{\circ}R$

B_g ضریب حجمی گاز در فشار p ، bbl/scf

R_s قابلیت انحلال گاز در فشار p ، scf/STB

B_o ضریب حجمی نفت در فشار p ، bbl/STB

γ_o وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره؛

γ_g وزن مخصوص گاز محلول.

مثال ۲-۳۲

فشار سیستمی نفتی 11650 psi و دمای آن $250 \text{ }^{\circ}F$ است. این سیستم خواص

PVT زیر را دارد:

$$API = 47.1$$

$$B_{ob} = 1.528 \text{ bbl/STB}$$

$$R_{sb} = 751 \text{ scf/STB}$$

$$p_b = 2377 \text{ psig}$$

$$\gamma_g = 0.851$$

$$\gamma_{gs} = 0.873$$

داده‌های PVT نفت اندازه‌گیری شده در آزمایشگاه در فشار 1650 psig در زیر

فهرست شده‌اند:

$$R_s = 515 \text{ scf/STB}$$

$$c_o = 324.8 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$B_o = 1.393 \text{ bbl/STB}$$

$$B_g = 0.001936 \text{ bbl/scf}$$

تراکم‌پذیری نفت را با استفاده از:

الف) رابطه مک کین

ب) معادله (۲-۱۰۵)

برآورد کنید.

جواب

* محاسبه پارامتر ارتباط دهنده A با معادله (۲-۱۰۲):

$$A = -7.573 - 1.45 \ln(1665) - 0.383 \ln(2392) + 1.402 \ln(710) \\ + 0.256 \ln(47.1) + 0.449 \ln(451) = -8.1445$$

* حل معادله (۲-۱۰۰) برای به دست آوردن c_o :

$$c_o = \exp(-8.1445) = 290.3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-6}$$

* به دست آوردن تراکم‌پذیری با معادله (۲-۱۰۵):

$$c_o = -\frac{515}{1.393(0.83(1665) + 21.75)} \\ \left\{ 0.00014 \sqrt{\frac{0.851}{0.792}} \left[515 \sqrt{\frac{0.851}{0.792}} + 1.25(250) \right]^{0.12} - 0.001936 \right\} = 424 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-6}$$

تأکید می‌شود زمانی که روابط PVT برای سیستم‌های هیدروکربنی باید از روابط انطباقی یا برونیابی ساخته شوند، توابع PVT باید هماهنگی لازم را داشته باشند. این هماهنگی اگر کاهش حجم نفت با افزایش فشار کمتر از افزایش حجمی ناشی از انحلال باشد تأیید می‌شود. بدین خاطر ضریب تراکم پذیری نفت c_o ، به صورتی که در معادله (۲-۹۷) آمده است، حتماً باید مثبت باشد و این مطلب به معیار هماهنگی زیر منجر می‌شود:

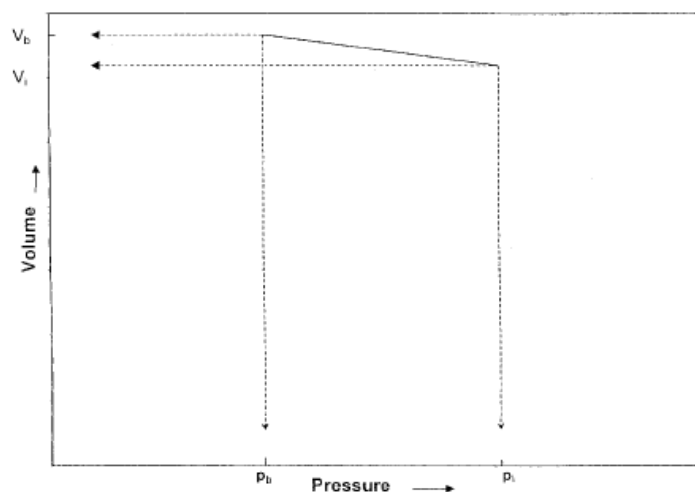
$$\frac{\partial B_o}{\partial p} < B_g \frac{\partial R_s}{\partial p} \quad (۲-۱۰۶)$$

این هماهنگی را می‌توان به راحتی در یک فهرست جدولبندی شده داده‌های PVT کنترل کرد. خطاهای هماهنگی PVT اغلب در فشارهای بالا، جایی که ضریب حجمی گاز، B_g ، نسبتاً کوچک است، روی می‌دهند.

ضریب حجمی نفت برای نفت های فوق اشباع

در بالای نقطه حباب با افزایش فشار، ضریب حجمی نفت به علت متراکم شدن نفت کاهش می‌یابد (شکل ۲-۹).

رابطه حجم فشار: برای محاسبه اثرات تراکم نفت بر B_o ، در ابتدا با استفاده از یکی از روش‌هایی که قبلاً شرح داده شدند، ضریب حجمی نفت در فشار نقطه حباب محاسبه می‌شود. اگر فشار نفت بالای فشار نقطه حباب باشد، این B_o محاسبه شده تصحیح می‌شود. این مرحله تصحیح با استفاده از ضریب تراکم پذیری ایزوترمال انجام می‌شود:



شکل ۹-۲: رابطه حجم- فشار

ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال معادله (۹۴-۲) می‌تواند به شکل معادل برحسب ضریب حجمی نفت نوشته شود:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p}$$

با مرتب کردن دوباره رابطه بالا و انتگرال‌گیری از آن:

$$\int_{p_b}^p -c_o dp = \int_{B_{ob}}^{B_o} \frac{1}{B_o} dB_o \quad (107-2)$$

با ارزیابی c_o در میانگین حسابی فشار و انجام فرایند انتگرال‌گیری:

$$B_o = B_{ob} \exp[-c_o(p - p_b)] \quad (108-2)$$

B_o ضریب حجمی نفت در فشار دلخواه، bbl/STB ؛

B_{ob} ضریب حجمی در فشار نقطهٔ حباب، bbl/STB ؛

p فشار دلخواه، $psia$

p_b فشار نقطهٔ حباب، $psia$

با گذاشتن عبارت واسکوئز - بگز معادله (۲-۹۸) در معادله بالا و انتگرال گیری از آن:

$$B_o = B_{ob} \exp \left[-A \ln \left(\frac{p}{p_b} \right) \right] \quad (۲-۱۰۹)$$

$$A = 10^{-5} [-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61API]$$

با گذاردن عبارت پتروسکی - فرشاد معادله (۲-۹۹) به جای C_o در معادله (۲-۱۰۷) و انتگرال گیری:

$$B_o = B_{ob} \exp \left[-A \left(p^{0.4094} - p_b^{0.4094} \right) \right] \quad (۲-۱۱۰)$$

در این حالت پارامتر انطباقی A به صورت زیر تعریف می شود:

$$A = 4.1646 \times 10^{-7} R_{sb}^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} (API)^{0.3272} (T - 460)^{0.6729} \quad (۲-۱۱۱)$$

T دما، °R؛

p فشار، psia؛

R_{sb} قابلیت انحلال گاز در فشار نقطه حباب، scf/STB .

مثال ۲-۳۳

با استفاده از داده های PVT در مثال ۲-۳۲، ضریب حجمی سازند نفت را در فشار 5000 psig با استفاده از:

الف) معادله (۲-۱۰۹)

ب) معادله (۲-۱۱۰)

محاسبه کنید. B_o اندازه گیری شده در آزمایشگاه معادل $1.457 bbl/STB$ است.

جواب

* محاسبه پارامتر A با معادله (۲-۱۰۹):

$$A = 10^{-5} [-1433 + 5(751) + 17.2(250) - 1180(0.873) + 12.61(47.1)] = 0.061858$$

* محاسبه B_o با معادله (۲-۱۰۹):

$$B_o = (1.528) \exp \left[- (0.061858) \ln \left(\frac{5015}{2392} \right) \right] = 1.459 \text{ bbl/STB}$$

با استفاده از معادله (۲-۱۱۰):

* محاسبه پارامتر A با معادله (۲-۱۱۱):

$$A = 4.1646 \times 10^{-7} (751)^{0.69357} (0.851)^{0.1885} (47.1)^{0.3272} (250)^{0.6729} = 0.005778$$

* به دست آوردن B_o از معادله (۲-۱۱۰):

$$B_o = (1.528) \exp \left[- (0.005778) \left((5015)^{0.4094} - (2392)^{0.4094} \right) \right] = 1.453 \text{ bbl/STB}$$

دانسیته نفت خام

دانسیته نفت خام به صورت جرم یک واحد حجم از نفت خام در فشار و دمای مشخص، معمولاً به صورت پوند بر فوت مکعب، تعریف می شود. چندین رابطه تجربی برای محاسبه دانسیته مایعاتی که آنالیز ترکیبی نامعلوم دارند پیشنهاد شده‌اند. در این روابط از داده‌های PVT محدود، مانند وزن مخصوص گاز، گراویته نفت و قابلیت انحلال گاز به صورت پارامترهای انطباقی برای تخمین دانسیته مایع در فشار و دمای مخزن استفاده می شود.

می توان از معادله (۲-۹۳) برای محاسبه دانسیته نفت در فشار پایین یا معادل فشار

نقطه حباب استفاده کرد:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{B_o} \quad (۲-۱۱۲)$$

γ_o وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره؛

R_s قابلیت انحلال گاز scf/STB ؛

ρ_o دانسیته نفت، lb/ft^3 .

استندینگ (۱۹۸۱) رابطه‌ای تجربی را برای تخمین ضریب حجمی نفت به صورت تابعی از قابلیت انحلال گاز، R_s ، وزن مخصوص نفت در تانک ذخیره، γ_o ، وزن مخصوص گاز محلول، γ_g ، و دمای سیستم، T ، پیشنهاد کرده است. با مرتبط کردن تعریف ریاضی ضریب حجمی و رابطه استندینگ، دانسیته یک نفت خام در دما و فشار مشخص به دست می‌آید:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{0.972 + 0.000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.175}} \quad (113-2)$$

T دمای سیستم، $^{\circ}R$ ؛

γ_o وزن مخصوص نفت تانک ذخیره.

مثال ۲-۳۴

با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی مثال ۲-۳۰ برای شش سیستم مختلف نفت خام، دانسیته نفت را با معادلات (۲-۱۱۲) و (۲-۱۱۳) حساب کنید. نتایج را با مقادیر آزمایشگاهی مقایسه و میانگین متوسط مطلق (AAE) را محاسبه کنید.

جواب

Crude Oil	Measured Oil Density	Equation 2-112	Equation 2-113
1	38.13	38.04	38.31
2	40.95	40.85	40.18
3	37.37	37.68	38.26
4	42.25	41.52	40.39
5	37.70	38.39	38.08
6	46.79	46.86	44.11
AAE		0.84%	2.65%

دانسیته نفت را در فشارهای بالای فشار نقطه حباب با رابطه زیر می‌توان محاسبه

کرد:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o(p - p_b)] \quad (114-2)$$

ρ_o دانسیته نفت در فشار p ، lb/ft^3 ؛

ρ_{ob} دانسیته نفت در فشار نقطه حباب، lb/ft^3 ؛

c_o ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال در فشار متوسط، psi^{-1} .

با قرار دادن رابطه تراکم‌پذیری نفت و اسکواژ-بگز و رابطه پتروسکی - فرشاد در

معادله (۱۱۴-۲) روابط زیر به دست می‌آیند:

* برای معادله C_o اسکواژ-بگز:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[A \ln \left(\frac{p}{p_b} \right) \right] \quad (115-2)$$

$$A = 10^{-5} [-1433 + 5R_{sb} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61API]$$

* برای رابطه C_o پتروسکی - فرشاد:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[A (p^{0.4094} - p_b^{0.4094}) \right] \quad (116-2)$$

پارامتر ارتباط دهنده A در معادله (۱۱۶-۲) آمده است.

ضریب حجمی کل

معمولاً برای توصیف روابط فشار - حجم سیستم‌های هیدروکربنی در زیر فشار نقطه حباب شان راحتتر است که این روابط را در ترم‌هایی از ضریب حجمی سازند کل به صورت تابعی از فشار بیان کنند. این خاصیت تعریف کننده حجم کل سیستم بدون توجه به تعداد فاز حاضر در آن است. ضریب حجمی کل، B_t ، به صورت تابعی از نسبت حجم کل مخلوط هیدروکربنی (مثلاً نفت و گاز) در فشار و دمای مورد نظر در حجم واحد نفت تانک ذخیره تعریف می‌شود. چون معمولاً سیستمهای

هیدروکربنی طبیعی در یک یا دو فاز دیده می شوند، از ترم ضریب حجمی دو فازی به جای ضریب حجمی کل استفاده می کنند:

$$B_t = \frac{(V_o)_{p,T} + (V_g)_{p,T}}{(V_o)_{sc}}$$

B_t ضریب حجمی سازند کل، bbl/STB ؛

$(V_o)_{p,T}$ حجم نفت در شرایط p و T ، bbl ؛

$(V_g)_{p,T}$ حجم گاز آزاد شده در شرایط p و T ، bbl ؛

$(V_o)_{sc}$ حجم نفت در شرایط استاندارد، STB .

توجه داشته باشید که در بالای فشار نقطه حباب هیچ گاز آزادی وجود ندارد در نتیجه عبارت فوق به معادله توصیف کننده ضریب حجمی نفت خلاصه می شود:

$$B_t = \frac{(V_o)_{p,T} + 0}{(V_o)_{sc}} = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} = B_o$$

منحنی عام B_t به صورت تابعی از فشار برای نفت خام فوق اشباع در شکل ۲-۱۰ نشان داده شده است. منحنی ضریب حجمی نفت نیز در این شکل آورده شده است. B_o و B_t در فشارهای مساوی یا بالاتر از فشار نقطه حباب شبیه هم هستند زیرا در آن فشارها تنها یک فاز، فاز نفت، وجود دارد. همچنین در فشارهایی زیر فشار نقطه حباب اختلاف مقادیر این دو خاصیت نفت معرف حجم گاز محلول آزاد شده است (اندازه گیری شده در شرایط سیستم در هر بشکه تانک ذخیره نفت).

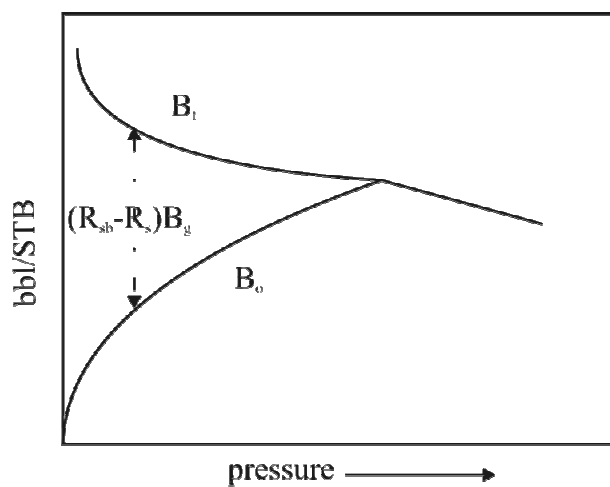
نمونه نفت خامی را در نظر بگیرید که در یک سلول PVT در فشار نقطه حبابش، p_b ، و دمای مخزن قرار گرفته است. فرض کنید که حجم نمونه نفتی به اندازه ای باشد که در شرایط استاندارد یک بشکه نفت تانک ذخیره تولید کند. R_{sb} را معرف قابلیت انحلال گاز در p_b در نظر بگیرید. اگر فشار سلول تا فشار p پایین آورده شود، بخشی از گاز محلول آزاد می شود و حجمی مشخص از سلول PVT را اشغال می کند. R_s و B_o را معرف قابلیت انحلال و ضریب حجمی نفت در فشار B_t در

نظر بگیرید. ترم $(R_{sb} - R_s)$ حجم گاز آزاد را به صورت فوت مکعب استاندارد در هر بشکه تانک ذخیره نفت نشان می‌دهد. حجم گاز آزاد در شرایط سلول برابر است با:

$$(V_g)_{p,T} = (R_{sb} - R_s)B_g$$

حجم گاز آزاد در شرایط p و T تعداد بشکه گاز در هر بشکه تانک ذخیره نفت؛

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf.



شکل ۲-۱۰: B_o و B_t بر حسب P

حجم نفت باقی‌مانده در شرایط سلول برابر است با:

$$(V)_{p,T} = B_o$$

بنابراین می‌توان ضریب حجمی دو فازی را به صورت زیر تعریف کرد:

$$B_t = B_o + (R_{sb} - R_s)B_g$$

R_{sb} قابلیت انحلال گاز در فشار نقطه حباب، scf/bbl ؛

R_s قابلیت انحلال در هر فشار p ، scf/bbl ؛

B_o ضریب حجمی نفت در هر فشار p ، bbl/scf ؛

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf .

چندین رابطه برای تخمین ضریب حجمی دوفازی وجود دارند. اگر داده‌های تجربی لازم برای محاسبه این پارامتر وجود نداشته می‌باشند، می‌توان از این روابط استفاده کرد. سه رابطه در این جا توضیح داده می‌شوند:

- رابطه استندینگ؛
- رابطه گلاسو؛
- رابطه مارهون.

رابطه استندینگ

استندینگ از 387 داده تجربی برای بسط یک رابطه گرافیکی برای پیش‌بینی ضریب حجمی دوفازی استفاده کرده است. خطای متوسط این رابطه 5% است. در این رابطه از پارامترهای زیر برای تخمین ضریب حجمی دوفازی استفاده می‌شود:

• قابلیت انحلال گاز در فشار مورد نظر، R_s ؛

• گراویته گاز محلول، γ_g ؛

• گراویته نفت، $\gamma_{60/60}$ ؛

• دمای مخزن، T ؛

• فشار مخزن، P ؛

استندینگ در بسط این رابطه از یک پارامتر مرکب استفاده کرده است:

$$\log(A^*) = \log \left[R_s \frac{(T - 460)^{0.5} (\gamma_o)^C}{(\gamma_g)^{0.3}} \right] - \left(10.1 - \frac{96.8}{6.604 + \log(p)} \right)$$

توان C برابر است با:

$$C = 2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}$$

ویتسون و برول رابطه گرافیکی استندینگ را به صورت تابع زیر تعریف کرده اند:

$$\log(B_t) = -5.223 - \frac{47.4}{-12.22 + \log(A^*)}$$

رابطه گلاسو

گلاسو با بررسی ۴۵ نمونه نفتی دریای شمال رابطه ای را برای تخمین B_t پیشنهاد کرده است. گلاسو پارامتر A^* رابطه استندینگ را اصلاح کرد و از مدل آنالیز رگرسیون برای بسط عبارت زیر برای B_t استفاده کرد:

$$\log(B_t) = 0.080135 + 0.47257 \log(A^*) + 0.17351 [\log(A^*)]^2$$

وی ترم فشار را به صورت زیر وارد رابطه استندینگ کرده است:

$$A^* = \left[\frac{R_s (T - 460)^{0.5} (\gamma_o)^C}{(\gamma_g)^{0.3}} \right] p^{-1.1089}$$

توان C به صورت زیر تعریف می شود:

$$C = 2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}$$

گلاسو میزان انحراف معیار را برای این رابطه 6.54% گزارش داده است.

رابطه مارهون

مارهون نیز از بررسی 1556 نمونه داده و با استفاده از مدل رگرسیون چندگانه غیرخطی رابطه ای را برای B_t به دست آورده است:

$$B_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2$$

پارامتر F به صورت زیر تعریف شده است:

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d p^e$$

$$a = 0.644516$$

$$b = -1.079340$$

$$c = 0.724874$$

$$d = 2.006210$$

$$e = -0.761910$$

مارهون میزان خطای مطلق این رابطه را 4.11% با انحراف استاندارد 4.94 درصد گزارش داده است.

مثال ۲-۳۵

با داشتن داده های PVT زیر مقدار B_t را در فشار 2000.7 psia با استفاده از روابط زیر محاسبه کنید:

الف) تعریف B_t

ب) رابطه استندینگ

ج) رابطه گلاسو

د) رابطه مارهون

$$p_b = 2744 \text{ psia}$$

$$T = 600^\circ R$$

$$\gamma_g = 0.6744$$

$$R_s = 444 \text{ scf/STB}$$

$$R_{sb} = 603 \text{ scf/STB}$$

$$\gamma_o = 0.843$$

$$p = 2000 \text{ psia}$$

$$B_o = 1.1752 \text{ bbl/STB}$$

جواب

با استفاده از تعریف B_t

مرحله اول: محاسبه T_{pc} و p_{pc} گاز محلول با استفاده از وزن مخصوص گاز به کمک معادلات (۳-۱۸) و (۳-۱۹):

$$\begin{aligned}
 T_{pc} &= 168 + 325\gamma_g - 12.5(\gamma_g)^2 \\
 &= 168 + 325(0.6744) - 12.5(0.6744)^2 = 381.49^\circ R \\
 p_{pc} &= 677 + 15\gamma_g - 37.5(\gamma_g)^2 \\
 &= 677 + 15(0.6744) - 37.5(0.6744)^2 = 670.06 \text{ psia}
 \end{aligned}$$

مرحله دوم محاسبه P_{pr} و T_{pr}

$$p_{pr} = \frac{2000}{670.06} = 2.986$$

$$T_{pr} = \frac{600}{381.49} = 1.57$$

مرحله سوم: تعیین ضریب تراکم پذیری گاز در شکل ۳-۱:

$$Z = 0.81$$

مرحله چهارم: محاسبه B_g با معادله (۳-۵۴):

$$B_g = 0.00504 \frac{(0.81)(600)}{2000} = 0.001225$$

مرحله پنجم: حل B_t با رابطه زیر:

$$B_t = B_o + (R_{sb} - R_s)B_g$$

$$B_t = 1.1752 + 0.001225(603 - 444) = 1.195 \text{ bbl/STB}$$

• با استفاده از رابطه استندینگ:

مرحله اول: محاسبه پارامترهای C و A^* :

$$C = 2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}$$

$$C = 2.9 \times 10^{-0.00027(444)} = 2.20$$

$$\log(A^*) = \log \left[R_s \frac{(T - 460)^{0.5} (\gamma_o)^C}{(\gamma_g)^{0.3}} \right] - \left(10.1 - \frac{96.8}{6.604 + \log(p)} \right)$$

$$\log(A^*) = \log \left[\frac{(444)(140)^{0.5}(0.843)^{2.2}}{(0.6744)^{0.3}} \right] - \left(10.1 - \frac{96.8}{6.604 + \log(2000)} \right) = 3.281$$

مرحله دوم: تخمین B_t از معادله استندینگ:

$$\log(B_t) = -5.223 - \frac{47.4}{-12.22 + \log(A^*)}$$

$$\log(B_t) = -5.223 - \frac{47.4}{-12.22 + 3.281} = 0.0792$$

$$B_t = 10^{0.0792} = 1.200 \text{ bbl/STB}$$

• با استفاده از رابطه گلاسو:

مرحله اول: تعیین ضریب C :

$$C = 2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}$$

$$C = 2.9 \times 10^{-0.00027(444)} = 2.20$$

مرحله دوم: محاسبه پارامتر A^* :

$$A^* = \left[\frac{R_s (T - 460)^{0.5} (\gamma_o)^C}{(\gamma_g)^{0.3}} \right] p^{-1.1089}$$

$$A^* = \left[\frac{(444)(140)^{0.5}(0.843)^{2.2}}{(0.6744)^{0.3}} \right] (2000)^{-1.1089} = 0.8873$$

مرحله سوم: حل B_t با عبارت گلاسو:

$$\log(B_t) = 0.080135 + 0.47257 \log(A^*) + 0.17351 [\log(A^*)]^2$$

$$\log(B_t) = 0.080135 + 0.47257 \log(0.8873) + 0.17351 [\log(0.8873)]^2 = 0.0561$$

$$B_t = 10^{0.0561} = 1.138$$

• با استفاده از رابطه مارهون:

مرحله اول: تعیین پارامتر F :

$$F = R_s^a \gamma_g^b \gamma_o^c T^d p^e = 78590.6789$$

مرحله دوم: به دست آوردن B_i با استفاده از معادله مارهون:

$$B_i = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2$$

$$B_i = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} (78590.6789) + 0.18883 \times 10^{-10} (78590.6789)^2$$

$$B_i = 1.2664 \text{ bbl/STB}$$

ویسکوزیته نفت

ویسکوزیته نفت خاصیت فیزیکی مهمی است که بر جریان نفت در محیط متخلخل و لوله‌ها تأثیر می‌گذارد و آن را کنترل می‌کند. به طور کلی، ویسکوزیته به صورت مقاومت داخلی سیال در مقابل جریان تعریف می‌شود.

ویسکوزیته نفت تابع محکمی از دما، فشار، گراویتی نفت، وزن مخصوص گاز و قابلیت انحلال گاز است. در صورت امکان، ویسکوزیته نفت را باید با اندازه‌گیری‌های آزمایشگاهی در فشار و دمای مخزن تعیین کرد. ویسکوزیته معمولاً در آزمایش‌های استاندارد PVT گزارش می‌شود. اگر این داده آزمایشگاهی موجود نباشد، مهندسان می‌توانند از روابط مختلفی که در این زمینه ارائه شده‌اند استفاده کنند. این روابط، بسته به داده‌های نفت، معمولاً در میزان صحت، دقت و پیچیدگی متفاوت‌اند.

ویسکوزیته نفت بر اساس فشار به سه دسته زیر تقسیم می‌شوند:

* ویسکوزیته نفت بدون گاز^۱

ویسکوزیته نفت بدون گاز به صورت ویسکوزیته نفت در فشار اتمسفر (بدون گاز محلول) و دمای سیستم تعریف می‌شود.

* ویسکوزیته نفت اشباع شده^۱

ویسکوزیته نفت اشباع شده (نقطه حباب) به صورت ویسکوزیته نفت در فشار نقطه حباب و دمای مخزن تعریف می‌شود.

* ویسکوزیته نفت فوق اشباع

ویسکوزیته نفت فوق اشباع به صورت ویسکوزیته نفت در فشار بالاتر از فشار نقطه حباب و دمای مخزن تعریف می‌شود.

تخمین ویسکوزیته در فشارهایی معادل یا زیر فشار نقطه حباب شامل دو مرحله است:

مرحله اول: محاسبه ویسکوزیته نفت بدون گاز محلول، μ_{od} ، در دمای مخزن.

مرحله دوم: تصحیح ویسکوزیته نفت بدون گاز برای منظور کردن اثر قابلیت انحلال گاز در فشار مورد نظر.

در فشارهای بالاتر از فشار نقطه حباب نفت برای محاسبه تراکم و درجه فوق اشباعی نفت مخزن ویسکوزیته نفت در فشار نقطه حباب باید دوباره تصحیح شود (مرحله سوم). چندین رابطه که در برآورد ویسکوزیته نفت بسیار استفاده می‌شوند در زیر به اختصار توضیح داده شده‌اند.

روش های محاسبه ویسکوزیته نفت بدون گاز

چندین روش تجربی برای تخمین ویسکوزیته نفت بدون گاز پیشنهاد شده‌اند:

- رابطه بیل؛
- رابطه بگز - رابینسون؛
- رابطه گلاسو.

رابطه بیل

بیل (۱۹۴۶) با استفاده از مقادیر ویسکوزیته 753 نفت بدون گاز در دمای $100^{\circ}F$ و بالاتر، رابطه‌ای نموداری را برای تعیین ویسکوزیته نفت بدون گاز به صورت تابعی از دما و API گراویتی نفت خام ارائه کرد. استندینگ (۱۹۸۱) این رابطه نموداری را به صورت زیر بیان کرده است:

$$\mu_{od} = \left(0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{API^{4.53}} \right) \left(\frac{360}{T - 460} \right)^a \quad (117-2)$$

$$a = 10^{(0.43 + 8.33/API)}$$

μ_{od} ویسکوزیته نفت بدون گاز، اندازه‌گیری شده در 14.7 psia و دمای مخزن،

؛ cp

T دما، $^{\circ}R$

رابطه بگز - رابینسون

رابینسون - بگز (۱۹۷۵) رابطه‌ای تجربی را برای تعیین ویسکوزیته نفت بدون گاز پیشنهاد دادند:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (118-2)$$

$$x = Y(T - 460)^{-1.163}$$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023(^{\circ} API)$$

این رابطه با داده‌های استفاده شده برای بسط آزمایش شده و میانگین خطای 0.64% و انحراف استاندارد 13.53% به دست آمده است.

ساتن و فرشاد (۱۹۸۰) با آزمایش این رابطه با ۹۳ داده دیگر در منابع علمی خطای ۱۱۴.۳٪ را گزارش کرده‌اند.

رابطه گلاسو

گلاسو (۱۹۸۰) با توجه به اندازه‌گیری آزمایشگاهی ۲۶ نمونه نفت‌های خام یک رابطه کلی ریاضی را برای محاسبه ویسکوزیته نفت بدون گاز پیشنهاد داده است:

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} (T - 460)^{-3.444} (\log(API))^a \quad (119-2)$$

که ضریب a از معادله زیر به دست می‌آید:

$$a = 10.313 \log(T - 460) - 36.447$$

می‌توان از رابطه بالا در دمای سیستم $30-50^\circ F$ و برای نفت‌های خام با $20-48 API$ درجه استفاده کرد. ساتون و فرشاد (۱۹۸۶) نشان داده‌اند که نتیجه رابطه گلاسو از دو رابطه دیگر دقیق‌تر است.

روش‌های محاسبه ویسکوزیته نفت اشباع شده

چندین روش تجربی برای تخمین ویسکوزیته نفت اشباع شده پیشنهاد شده‌اند:

- رابطه چو - کونالی؛
- رابطه بگز - رایبسون.

رابطه چو - کونالی

چو و کونالی (۱۹۵۹) رابطه‌ای نموداری را برای تصحیح ویسکوزیته نفت بدون گاز بر اساس قابلیت انحلال گاز در فشار اشباع ارائه داده‌اند.

استدینگ (۱۹۷۷) رابطه ریاضی زیر را برای این رابطه نموداری پیشنهاد داده است:

$$\mu_{ob} = 10^a (\mu_{od})^b \quad (120-2)$$

$$a = R_s [2.2 \times 10^{-7} R_s - 7.4 \times 10^{-4}]$$

$$b = \frac{0.68}{10^c} + \frac{0.25}{10^d} + \frac{0.062}{10^e}$$

$$c = 8.62 \times 10^{-5} R_s$$

$$d = 1.1 \times 10^{-3} R_s$$

$$e = 3.74 \times 10^{-3} R_s$$

μ_{ob} ویسکوزیته نفت در فشار نقطه حباب، CP ؛

μ_{od} ویسکوزیته نفت بدون گاز در psia و 14.7 دمای مخزن، CP .

داده‌های آزمایشگاهی که چو و کونالی برای بسط رابطه‌شان استفاده کرده‌اند شامل

محدوده مقادیر زیر برای متغیرهای مستقل‌اند:

فشار: 132-5645 psia؛

دما: 72-292 °F؛

قابلیت انحلال گاز: 51-3544 scf/STB؛

ویسکوزیته نفت بدون گاز: 0.377-50 CP.

رابطه بگز - رایبسون

بگز و رایبسون با استفاده از 2073 اندازه‌گیری ویسکوزیته نفت اشباع شده، یک

رابطه تجربی را برای برآورد ویسکوزیته نفت اشباع شده پیشنهاد دادند:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b \quad (121-2)$$

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

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

دقت این رابطه %1.83- و انحراف استاندارد آن %27.25 گزارش شده است.

محدوده داده‌های استفاده شده برای معادله بگز- رابینسون عبارت است از:

فشار: 132-5265 psia؛

دما: F° 295-70؛

گراویتی: 16-58 API؛

قابلیت انحلال گاز: scf/STB 20-2070

روش‌های محاسبه ویسکوزیته نفت فوق اشباع

برای محاسبه ویسکوزیته نفت در فشارهای بالاتر از نقطه حباب، در اولین مرحله ویسکوزیته نفت در فشار نقطه حباب محاسبه و سپس این مقدار برای تخمین ویسکوزیته در فشارهای بالاتر تصحیح می‌شود. واسکوئز و بگز رابطه ریاضی ساده‌ای را برای تخمین ویسکوزیته نفت بالای فشار نقطه حباب ارائه داده‌اند.

رابطه واسکوئز - بگز

واسکوئز و بگز با استفاده از 3593 نقطه داده^۱ عبارت زیر را برای تخمین ویسکوزیته نفت خام فوق اشباع ارائه داده‌اند:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m \quad (۱۲۲-۲)$$

$$m = 2.6 p^{1.187} 10^a$$

$$a = -3.9 \times 10^{-5} p - 5$$

داده‌های استفاده شده در ایجاد رابطه بالا محدوده‌های زیر را در بر می‌گیرند:

فشار: 141-9151 psi؛

قابلیت انحلال گاز: scf/STB 9.3-2199

ویسکوزیته گاز: cp 0.177-1487

API گراویتی: 15.3-59.5

وزن مخصوص گاز: 0.511-1.351

میانگین خطای رابطه ویسکوزیته 7.54% گزارش شده است.

مثال ۲-۳۵

علاوه بر داده‌های PVT آزمایشگاهی در مثال ۲-۳۰، داده‌های ویسکوزیته زیر نیز

وجود دارند:

با استفاده از همه روابط ویسکوزیته گفته شده در این فصل، μ_{od} و μ_{ob}

ویسکوزیته نفت فوق اشباع را محاسبه کنید.

Oil #	Dead Oil μ_{od} @ T	Saturated Oil μ_{ob} , cp	Undersaturated Oil μ_o @ p
1	0.765 @ 250°F	0.224	0.281 @ 5000 psi
2	1.286 @ 220°F	0.373	0.450 @ 5000 psi
3	0.686 @ 260°F	0.221	0.292 @ 5000 psi
4	1.014 @ 237°F	0.377	0.414 @ 6000 psi
5	1.009 @ 218°F	0.305	0.394 @ 6000 psi
6	4.166 @ 180°F	0.950	1.008 @ 5000 psi

جواب

ویسکوزیته نفت بدون گاز

Oil #	Measured μ_{od}	Beal's	Beggs-Robinson	Glaso's
1	0.765	0.322	0.568	0.417
2	0.286	0.638	1.020	0.775
3	0.686	0.275	0.493	0.363
4	1.014	0.545	0.917	0.714
5	1.009	0.512	0.829	0.598
6	4.166	4.425	4.246	4.536
AAE		44.9%	17.32%	35.26%

ویسکوزیته نفت اشباع شده

Oil #	Measured μ_{ob}	Chew-Connally	Beggs-Robinson
1	0.224	0.313*	0.287*
2	0.373	0.426	0.377
3	0.221	0.308	0.279
4	0.377	0.311	0.297
5	0.305	0.316	0.300
6	0.950	0.842	0.689
AAE		21%	17%

* با استفاده از μ_{od} اندازه گیری شده

ویسکوزیته نفت فوق اشباع

Oil #	Measured μ_o	Beal's	Vasquez-Beggs
1	0.281	0.273*	0.303*
2	0.45	0.437	0.485
3	0.292	0.275	0.318
4	0.414	0.434	0.472
5	0.396	0.373	0.417
6	1.008	0.945	1.016
AAE		3.8%	7.5%

* با استفاده از μ_{ob} اندازه گیری شده

کشش سطحی (میان رویه)

کشش سطحی نیروی اعمال شده روی مرز لایه بین یک فاز مایع و یک فاز بخار در واحد طول است. این نیرو از اختلاف نیروهای مولکولی در فاز بخار و نیروهای مولکولی فاز مایع و همچنین عدم توازن این نیروها در سطح تماس به وجود می آید. کشش سطحی را می توان در آزمایشگاه اندازه گیری کرد و معمولاً با واحد دین بر سانتی متر بیان می شود. کشش سطحی خاصیت مهمی در محاسبات مهندسی مخزن و طراحی پروژه های ازدیاد برداشت پیشرفته (EOR) است. ساگدن^۱ (۱۹۲۴) رابطه ای را برای نشان دادن کشش سطحی مایع خالص در تعادل با بخارش ارائه کرده است.

1- Sugden

پارامترهای این رابطه عبارت‌اند از وزن مولکولی جزء خالص M ، دانسیته هر دو فاز و یک پارامتر جدید مستقل از دما P_{ch} :

$$\sigma = \left[\frac{P_{ch}(\rho_L - \rho_v)}{M} \right]^4 \quad (123-2)$$

σ کشش سطحی و P_{ch} یک پارامتر مستقل از دماست و پاراکور^۱ نامیده می‌شود. پاراکور مشخصه ثابت بدون بعدی از جزء خالص است و با قرار دادن داده‌های دانسیته و کشش سطحی به دست آمده در آزمایشگاه در معادله (۱۲۳-۲) و حل آن نسبت به P_{ch} به دست می‌آید. وینوگ و کتز^۲ (۱۹۴۳) مقادیر پاراکور را برای تعدادی اجزای خالص^۳ انتخاب شده ارائه کردند (جدول ۱-۲).

جدول ۱-۲: مقدار پاراکور برای مواد خالص

Component	Parachor	Component	Parachor
CO ₂	78.0	n-C ₄	189.9
N ₂	41.0	i-C ₅	225.0
C ₁	77.0	n-C ₅	231.5
C ₂	108.0	n-C ₆	271.0
C ₃	150.3	n-C ₇	312.5
i-C ₄	181.5	n-C ₈	351.5

فانچی^۴ (۱۹۸۵) پارامتر پاراکور را در یک رابطه خطی ساده به وزن مولکولی ربط داده است (این خطی بودن تنها برای اجزای سنگین‌تر از متان معتبر است):

$$(P_{ch})_i = 69.9 + 2.3M_i \quad (124-2)$$

M_i وزن مولکولی جزء i ؛

$(P_{ch})_i$ پاراکور جزء i .

-
- 1- Parachor
 - 2- Weinaug and Katz
 - 3- Pure Components
 - 4- Fanchi

برای یک مخلوط پیچیده هیدروکربنی، کتز و همکارانش (۱۹۴۳)، از رابطه ساگدن^۱ با قرار دادن ترکیب اجزای دو فاز در معادله (۲-۱۲۳) استفاده کردند:

$$\sigma^{1/4} = \sum_{i=1}^n [(P_{ch})_i (Ax_i - By_i)] \quad (۲-۱۲۵)$$

پارامترهای A و B عبارت‌اند از:

$$A = \frac{\rho_o}{62.4M_o}$$

$$B = \frac{\rho_g}{62.4M_g}$$

ρ_o دانسیته فاز نفت، lb/ft^3 ؛

M_o وزن مولکولی ظاهری فاز نفت؛

ρ_g دانسیته فاز گاز، lb/ft^3 ؛

M_g وزن مولکولی ظاهری فاز گاز؛

x_i کسر مولی جزء i در فاز نفت؛

y_i کسر مولی جزء i در فاز گاز؛

n تعداد کل اجزای سیستم.

مثال ۲-۳۶

ترکیب یک نفت خام و گاز تعادلی آن در زیر داده شده است. فشار و دمای مخزن به ترتیب 4000 psia و $160^\circ F$ است.

Component	x_i	y_i
C_1	0.45	0.77
C_2	0.05	0.08
C_3	0.05	0.06
n- C_4	0.03	0.04
n- C_5	0.01	0.02
C_6	0.01	0.02
C_{7+}	0.40	0.01

داده‌های PVT زیر نیز موجود هستند:

دانسیتة نفت: 46.23 lb/ft^3

دانسیتة گاز: 18.21 lb/ft^3

وزن مولکولی C_{7+} 215

کشش سطحی را محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه وزن مولکولی ظاهری فازهای مایع و گاز:

$$M_o = 100.253$$

$$M_g = 24.99$$

مرحله دوم: محاسبه ضرایب A و B :

$$A = \frac{46.23}{(62.4)(100.253)} = 0.00739$$

$$B = \frac{18.21}{(62.4)(24.99)} = 0.01168$$

مرحله سوم: محاسبه پاراکور C_{7+} با معادله (۲-۱۲۴):

$$(P_{ch})_{C_{7+}} = 69.9 + 2.3(215) = 564.4$$

مرحله چهارم: تشکیل جدول زیر:

Component	P_{ch}	Ax_i	By_i	$P_{ch}(Ax_i - By_i)$
C_1	77	0.00333	0.0090	-0.4361
C_2	108	0.00037	0.00093	-0.0605
C_3	150.3	0.00037	0.00070	-0.0497
n- C_4	189.9	0.00022	0.00047	-0.0475
n- C_5	231.5	0.00007	0.00023	-0.0370
C_6	271.0	0.000074	0.00023	-0.0423
C_{7+}	564.4	0.00296	0.000117	1.6046
				0.9315

مرحله پنجم: محاسبه σ :

$$\sigma = (0.9315)^4 = 0.753 \text{ dynes/cm}$$

خواص آب مخزن

ضریب حجمی آب

ضریب حجمی آب را با رابطه زیر می توان محاسبه کرد:

$$B_w = A_1 + A_2 p + A_3 p^2 \quad (۱۲۶-۲)$$

ضرایب $A_1 - A_3$ با رابطه زیر تعریف می شوند:

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

$a_1 - a_3$ برای آب بدون گاز و آب اشباع شده از گاز به صورت جداول زیر هستند:

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	$-5.0(10^{-11})$	$6.429(10^{-13})$	$-1.43(10^{-15})$

T در معادله (۲-۱۲۶) معرف دما به $^{\circ}R$ است.

ویسکوزیته آب

میهن^۱ (۱۹۸۰) رابطه‌ای را برای محاسبه ویسکوزیته آب ارائه داده که تأثیر هر دو پارامتر فشار و شوری آب^۲ را در بر می‌گیرد:

$$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3.5 \times 10^{-2} p^2 (T - 460)] \quad (۲-۱۲۷)$$

$$\mu_{wD} = A + B/T$$

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

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

μ_w ویسکوزیته آب شور در p و T ، cp ؛

μ_{wD} ویسکوزیته آب شور در $p = 14.7 \text{ psia}$ و T ، cp ؛

p فشار مورد نظر، $psia$

T دمای مورد نظر، $^{\circ}F$ ؛

Y شوری آب، ppm

1- Meehan
2- Water Salinity

بریل و بگز^۱ (۱۹۷۸) معادله ساده‌تری را پیشنهاد داده‌اند که تنها به اثر دما توجه دارد:

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2) \quad (128-2)$$

T بر حسب F° و μ_w بر حسب cp است.

قابلیت انحلال گاز در آب

از رابطه زیر می‌توان برای تعیین قابلیت انحلال گاز در آب استفاده کرد:

$$R_{sw} = A + Bp + Cp^2 \quad (129-2)$$

$$A = 2.12 + 3.45 \times 10^{-3} T - 3.59 \times 10^{-5} T^2$$

$$B = 0.0107 - 5.26 \times 10^{-5} T + 1.48 \times 10^{-7} T^2$$

$$C = 8.75 \times 10^{-7} + 3.9 \times 10^{-9} T - 1.02 \times 10^{-11} T^2$$

دما، T ، در معادله بالا بر حسب درجه فارنهایت است.

تراکم‌پذیری ایزوترمال آب

بریل و بگز (۱۹۷۸) برای تخمین تراکم‌پذیری ایزوترمال، بدون در نظر گرفتن تصحیحات لازم برای گاز محلول و ذرات جامد درون آب، رابطه زیر را پیشنهاد کردند:

$$c_w = (C_1 + C_2 T + C_3 T^2) \times 10^{-6} \quad (130-2)$$

$$C_1 = 3.8546 - 0.000134 p$$

$$C_2 = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p$$

$$C_3 = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p$$

1- Brill and Beggs

$$T = ^\circ F$$

$$p = psia$$

$$c_w = psi^{-1}$$

مسائل

(۱) با فرض رفتار یک گاز ایده‌ال، دانسیته بوتان نرمال را در دمای $220^\circ F$ و فشار $50 psia$ محاسبه کنید.

(۲) نشان دهید:

$$y_i = \frac{(w_i/M_i)}{\sum_i (w_i/M_i)}$$

(۳) گازی با ترکیبات زیر موجود است:

Component	Weight Fraction
C ₁	0.65
C ₂	0.15
C ₃	0.10
n-C ₄	0.06
n-C ₅	0.04

محاسبه کنید:

الف) کسر مولی گاز

ب) وزن مولکولی ظاهری

ج) وزن مخصوص

د) حجم مخصوص در فشار $3500 psia$ و دمای $200^\circ F$ با فرض رفتار یک گاز

ایده‌ال

(۴) دانسیته یک گاز ایده‌آل $1.92 lb/ft^3$ در فشار $500 psia$ و دمای $100^\circ F$ ،

$1.93 lb/ft^3$ است.

وزن مولکولی ظاهری مخلوط گازی را محاسبه کنید.

- (۵) با استفاده از ترکیب گاز مسئله ۳ و با فرض رفتار گاز واقعی:
 الف) دانسیته گاز در فشار 2000psia و دمای 150°F
 ب) حجم مخصوص در فشار 2000psia و دمای 150°F
 ج) ضریب حجمی گاز بر حسب ft^3/scf
 را محاسبه کنید.

- (۶) ضریب حجمی گاز طبیعی با وزن مخصوص 0.75 ، $0.00529\text{ft}^3/\text{scf}$ در فشار و دمای مخزن است. دانسیته آن را به دست آورد.

- (۷) ترکیب گازی طبیعی به صورت زیر است:

Component	Y_i
C_1	0.75
C_2	0.10
C_3	0.05
i- C_4	0.04
n- C_4	0.03
i- C_5	0.02
n- C_5	0.01

فشار مخزن را 3500psia و دمای آن را 200°F در نظر بگیرید. محاسبه کنید:

- الف) ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز
 ب) ویسکوزیته گاز با استفاده از روش‌های زیر:
 ۱. روش کار - کوبایاشی - باروز
 ۲. روش لی - گونزالس - ایکین
 ۸) ترکیب گازی زیر موجود است:

Component	y_i
CO ₂	0.06
N ₂	0.03
C ₁	0.75
C ₂	0.07
C ₃	0.04
n-C ₄	0.03
n-C ₅	0.02

اگر فشار و دمای مخزن به ترتیب 2500 psia و 175°F باشند، محاسبه کنید:
 الف) دانسیته گاز با در نظر گرفتن وجود اجزای غیرهیدروکربنی با استفاده از روش‌های زیر:

- روش ویچرت - عزیز
- روش کار - کوبایاشی - باروز
- ب) ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال گاز
- ج) ویسکوزیته گاز با استفاده از:
- روش کار - کوبایاشی - باروز
- روش لی - گونزالس - ایکین

۹) سیستم نفتی خام با فشار نقطهٔ حباب 1708.07 psia و دمای 131°F موجود است. با توجه به اطلاعات زیر:

$$API = 40$$

$$0.85 = \text{میانگین وزن مخصوص گاز تفکیک کننده}$$

$$100\text{ psig} = \text{فشار تفکیک کننده}$$

الف) R_{sb} را با استفاده از روش‌های زیر محاسبه کنید:

۱. رابطهٔ استندینگ

۲. روش واسکوئز - بگز

۳. رابطهٔ گلاسو

۴. معادلهٔ مارهون

۵. رابطه پتروسکی - فرشاد

ب) B_{ob} را نیز با استفاده از روش‌های قسمت الف به دست آورید.

۱۰. فشار نقطه حباب یک سیستم نفت خام را با توجه به اطلاعات محدود PVT

زیر:

$$T = 160^{\circ}F \quad R_{sb} = 700 \text{ scf/STB} \quad \gamma_g = 0.75$$

$$API = 35^{\circ}$$

و با استفاده از شش روش مسئله ۹ برآورد کنید.

۱۱. یک سیستم نفت خام در فشار اولیه مخزن با 4500 psi و دمای $T = 85^{\circ}F$

موجود است. فشار نقطه حباب 2109 psia برآورد شده است. خواص نفت در فشار

نقطه حباب به قرار زیر هستند:

$$API = 41.9^{\circ}$$

$$R_{sb} = 692 \text{ scf/STB}$$

$$\gamma_g = 0.876$$

$$B_{ob} = 1.406 \text{ bbl/STB}$$

محاسبه کنید:

الف) دانسیته نفت در فشار نقطه حباب

ب) دانسیته نفت در فشار 4500 psia

ج) B_o در 4500 psi

۱۲. یک ظرف (سلول) فشار بالا به حجم 0.33 ft^3 ، محتوی گاز با فشار

2500 psia و دمای $130^{\circ}F$ است. ضریب z این گاز 0.75 است. زمانی که

43.6 scf از گاز این ظرف تخلیه شود، فشار آن به 1000 psia کاهش می‌یابد (دما

همچنان برابر $130^{\circ}F$ باقی می‌ماند). ضریب انحراف گاز را در 1000 Psi و دمای

$130^{\circ}F$ محاسبه کنید.

۱۳) دانسیته یک مخلوط هیدروکربنی گازی، با وزن مخصوص 0.7، معادل 9 lb/ft^3 است. این مخلوط در شرایط دما و فشار مخزن قرار دارد. ضریب حجمی گاز را بر حسب bbl/scf محاسبه کنید.

۱۴) دمای یک مخزن گازی 150°F است. ترکیب گاز این مخزن به شکل زیر

است:

Component	Mole%
C ₁	89
C ₂	7
C ₃	4

ضریب انبساط گاز E_g معادل 204.648 scf/ft^3 در دما و فشار مخزن محاسبه شده است. ویسکوزیته این گاز را حساب کنید.

۱۵) یک تانک 20 فوت مکعبی در فشار 2500 psia و دمای 212°F محتوی

گاز اتان است. چند پوند اتان در این تانک وجود دارد؟

۱۶) اطلاعات PVT زیر از یک نمونه نفت خام یک میدان بدون نام به دست

آمده‌اند. فشار اولیه مخزن 3600 psia و دمای آن 160°F بوده است. میانگین وزن

مخصوص گاز محلول 0.65 است. این مخزن محتوی 250 MMbbl نفت اولیه

درجاست. فشار نقطه حباب نفت این مخزن 2500 psi است.

الف) ضریب حجمی دو فازی نفت را در شرایط فشاری زیر محاسبه کنید:

۱. 3200 Psia

۲. 2800 Psia

۳. 1800 Psia

ب) حجم اولیه گاز محلول در مخزن را به دست آورید.

ج) ضریب تراکم‌پذیری نفت را در فشار 3200 psia محاسبه کنید.

Pressure, psia	Solution gas, scf/STB at 1407 psia and 60°F	Formation Volume Factor, bbl/STB
3600		1.310
3200		1.317
2800		1.325
2500	567	1.333
2400	554	1.310
1800	436	1.263
1200	337	1.210
600	223	1.140
200	143	1.070

(۱۷) اطلاعات PVT زیر از آنالیز یک نمونه ته چاهی به دست آمده‌اند:

p psia	Relative Volume V/V_{sat}
3000	1.0000
2927	1.0063
2703	1.0286
2199	1.1043
1610	1.2786
1206	1.5243
999	1.7399

الف) تابع Y را برحسب فشار در محور مختصات متعامد رسم کنید (معادله (۳-۳)).

ب) ضرایب را در معادله زیر:

$$Y = mp + b$$

با روش کمترین مربعات تعیین کنید.

ج) حجم نسبی نفت را با معادله (۳-۵) دوباره محاسبه کنید.

۱۸) 295cc نمونه نفت خام برای مطالعه PVT تحت فشار اولیه 3500 psi قرار گرفت. دمای ظرف محتوای این نمونه در $220^{\circ}F$ ثابت نگه داشته شد. آزمایش تبخیر مرحله‌ای این نمونه نفت خام انجام شد و اطلاعات زیر از آن به دست آمده‌اند:

p, psi	T, °F	Total Volume, cc	Vol. of Liquids, cc	Vol. of Liberated Gas, scf	Specific Gravity of Liberated Gas
3500	220	290	290	0	—
3300	220	294	294	0	—
*3000	220	300	300	0	—
2000	220	323.2	286.4	0.1627	0.823
1000	220	375.2	271.5	0.1840	0.823
14.7	60	—	179.53	0.5488	0.823

* فشار نقطه حباب

- با استفاده از اندازه‌گیری‌های انجام شده در چاه و با فرض گراویتی نفت معادل $40^{\circ}API$ خواص PVT زیر را محاسبه کنید:
- الف) ضریب حجمی سازند نفت در 3500 psi
 - ب) قابلیت انحلال گاز در 3500 psi
 - ج) ویسکوزیته نفت در 3500 psi
 - د) ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال در 3500 psi
 - ه) دانسیته نفت در 1000 psi

۱۹) چندین آزمایش برای تعیین قابلیت انحلال گاز و ضریب حجمی گاز، به صورت تابعی از فشار، برای یک نمونه نفت خام ته چاهی میدان North Grreve انجام شده است. فشار اولیه مخزن 3600 psi و دمای مخزن $130^{\circ}F$ است. نتایج به صورت زیراند:

Pressure psia	R_s scf/STB	B_o bbl/STB
3600	567	1.310
3200	567	1.317
2800	567	1.325
2500	567	1.333
2400	554	1.310
1800	436	1.263
1200	337	1.210
600	223	1.140
200	143	1.070

در پایان آزمایش، API گراویتی نفت معادل 40° اندازه گیری شد. اگر وزن مخصوص گاز محلول 0.7 باشد، محاسبه کنید:

الف) ضریب حجمی کل نفت^۱ در فشار 3200 psia

ب) دانسیته نفت در فشار 3200 psia

ج) ضریب تراکم پذیری ایزوترمال در فشار 1800 psia

۲۰) نفت خامی با گراویتی API 35° از مخزنی با فشار و دمای 5000 psia و $140^\circ F$ به دست می آید. نقطه حباب نفت این مخزن 4000 psia در $140^\circ F$ است. گازی با وزن مخصوص 0.7 همراه با این نفت با نسبت 900 scf / STB تولید می شود. محاسبه کنید:

الف) دانسیته نفت در فشار 5000 psia و $140^\circ F$

ب) ضریب حجمی کل در فشار 5000 psia و $140^\circ F$

۲۱) مخزن نفت فوق اشباعی در فشار اولیه 3112 psia و دمای $125^\circ F$ وجود دارد. فشار نقطه حباب نفت معادل 1725 psia است. رابطه فشار در مقابل ضریب حجمی نفت این مخزن به شکل زیر است:

Pressure psia	B _o bbl/STB
3112	1.4235
2800	1.4290
2400	1.4370
2000	1.4446
1725	1.4509
1700	1.4468
1600	1.4303
1500	1.4139
1400	1.3978

API گراویتی نفت خام و وزن مخصوص گاز محلول 40° و 0.65 هستند. دانسیته نفت خام را در فشار 3112 Psia 3112 psia و دمای 125°F محاسبه کنید.

(۲۲) یک ظرف (سلول) PVT محتوی 320°C نفت است. فشار نقطه جباب این نفت 2500 psia و دما 200°F است. با کاهش فشار به 2000 psia، حجم کل به 335.2°C افزایش یافت. گاز حاصل از این کاهش فشار از سلول تخلیه و حجم آن 0.145 scf اندازه گرفته شد. در این حالت حجم نفت سلول به 303°C کاهش یافت. سپس فشار تا 14.7 psia و دما تا 60°F کاهش یافت و 0.58scf گاز دیگر از نفت خارج شد. حجم نفت باقیمانده به 230°C رسید. وزن مخصوص این نفت 42°API است. محاسبه کنید:

الف) ضریب تراکم‌پذیری گاز 2000 psia

ب) قابلیت انحلال گاز در فشار 2000 psia

مراجع

1. Ahmed, T., "Compositional Modeling of Tyler and Mission Canyon Formation Oils with CO₂ and Lean Gases," final report submitted to Montana's on a New Track for Science (MONTs) (Montana National Science Foundation Grant Program), 1985–1988.
2. Baker, O. and Swerdloff, W., "Calculations of Surface Tension-3: Calculations of Surface Tension Parachor Values," *OGJ*, December 5, 1955, Vol. 43, p. 141.
3. Beal, C., "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oils and its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures," *Trans. AIME*, 1946, Vol. 165, pp. 94–112.
4. Beggs, H. D. and Robinson, J. R., "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems," *JPT*, September 1975, pp. 1140–1141.
5. Brill, J. and Beggs, H., *Two-Phase Flow in Pipes*. Tulsa, OK: The University of Tulsa, 1978.
6. Brown, et al., "Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons," Tulsa: NGAA, 1948.
7. Carr, N., Kobayashi, R., and Burrows, D., "Viscosity of Hydrocarbon Gases under Pressure," *Trans. AIME*, 1954, Vol. 201, pp. 270–275.
8. Chew, J., and Connally, Jr., C. A., "A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils," *Trans. AIME*, 1959, Vol. 216, pp. 23–25.
9. Dean, D. E., and Stiel, L. I., "The Viscosity of Non-polar Gas Mixtures at Moderate and High Pressure," *AIChE Jour.*, 1958, Vol. 4, pp. 430–436.

10. Dempsey, J. R., "Computer Routine Treats Gas Viscosity as a Variable," *Oil and Gas Journal*, Aug. 16, 1965, pp. 141–143.

11. Dranchuk, P. M., and Abu-Kassem, J. H., "Calculation of Z-factors for Natural Gases Using Equations-of-State," *JCPT*, July–Sept., 1975, pp. 34–36.

12. Dranchuk, P. M., Purvis, R. A., and Robinson, D. B., "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation," *Inst. Of Petroleum Technical Series*, No. IP 74-008, 1974.

13. Fanchi, J. R., "Calculation of Parachors for Composition Simulation," *JPT*, November 1985, pp. 2049–2050.

14. Glaso, O., "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations," *JPT*, May 1980, pp. 785–795.

15. Hall, K. R., and Yarborough, L., "A New Equation-of-State for Z-factor Calculations," *Oil and Gas Journal*, June 18, 1973, pp. 82–92.

16. Hankinson, R. W., Thomas, L. K., and Phillips, K. A., "Predict Natural Gas Properties," *Hydrocarbon Processing*, April 1969, pp. 106–108.

17. Kay, W. B., "Density of Hydrocarbon Gases and Vapor," *Industrial and Engineering Chemistry*, 1936, Vol. 28, pp. 1014–1019.

18. Lee, A. L., Gonzalez, M. H., and Eakin, B. E., "The Viscosity of Natural Gases," *JTP*, August 1966, pp. 997–1000.

19. Marhoun, M. A., "PVT Correlation for Middle East Crude Oils," *JPT*, May 1988, pp. 650–665.

20. Mattar, L. G., Brar, S., and Aziz, K., "Compressibility of Natural Gases," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, October–November 1975, pp. 77–80.

21. Meehan, D. N., "A Correlation for Water Compressibility," *Petroleum Engineer*, November 1980, pp. 125–126.

22. Papay, J., "A Termelstechnologiai Parameterek Valtozasa a Gazleplek Muvelese Soran," *OGIL MUSZ*, Tud, Kuzl., Budapest, 1968, pp. 267–273.

23. Petrosky, G. E., and Farshad, F., "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, 1993.

24. Standing, M. B., *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, pp. 125–126. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1977.

25. Standing, M. B. and Katz, D. L., "Density of Natural Gases," *Trans. AIME*, 1942, Vol. 146, pp. 140–149.

26. Stewart, W. F., Burkhard, S. F., and Voo, D., "Prediction of Pseudo-Critical Parameters for Mixtures," paper presented at the AIChE Meeting, Kansas City, MO, 1959.

27. Sugden, S., "The Variation of Surface Tension, VI. The Variation of Surface Tension with Temperature and Some Related Functions," *J. Chem. Soc.*, 1924, Vol. 125, pp. 32–39.

28. Sutton, R. P., "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases," SPE Paper 14265, presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, Sept. 22–25, 1985.

29. Sutton, R. P., and Farshad, F. F., "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties for Gulf of Mexico Crude Oils," SPE Paper 13172, presented at the 59th Annual Technical Conference, Houston, Texas, 1984.
30. Takacs, G., "Comparisons Made for Computer Z-Factor Calculation," *Oil and Gas Journal*, Dec. 20, 1976, pp. 64–66.
31. Trube, A. S., "Compressibility of Undersaturated Hydrocarbon Reservoir Fluids," *Trans. AIME*, 1957, Vol. 210, pp. 341–344.
32. Trube, A. S., "Compressibility of Natural Gases," *Trans AIME*, 1957, Vol. 210, pp. 355–357.
33. Vasquez, M., and Beggs, D., "Correlations for Fluid Physical Properties Prediction," *JPT*, June 1980, pp. 968–970.
34. Weinaug, C., and Katz, D. L., "Surface Tension of Methane-Propane Mixtures," *Ind. Eng. Chem.*, 1943, Vol. 25, pp. 35–43.
35. Wichert, E., and Aziz, K., "Calculation of Z's for Sour Gases," *Hydrocarbon Processing*, 1972, Vol. 51, No. 5, pp. 119–122.
36. Yarborough, L., and Hall, K. R., "How to Solve Equation-of-State for Z-factors," *Oil and Gas Journal*, Feb 18, 1974, pp. 86–88.

آنالیز آزمایشگاهی سیالات مخزن

انجام مطالعات آزمایشگاهی دقیق PVT ^۱ و بررسی رفتار تعادل فازی سیالات مخزن برای شناسایی و تشخیص این سیالات و ارزیابی عملکرد حجمی آنها در فشارهای مختلف ضروری‌اند. تعداد زیادی تحلیل آزمایشگاهی را می‌توان روی یک نمونه سیال مخزن انجام داد. اطلاعات لازم تعداد این آزمایش‌ها را در آزمایشگاه مشخص می‌کند. به طور کلی، سه نوع آزمایش برای اندازه‌گیری نمونه‌های هیدروکربنی مخزن استفاده می‌شوند:

1- Pressure- Volume- Temperature

(۱) آزمایش‌های مقدماتی

این آزمایش‌ها، ساده‌اند و معمولاً در فیلد انجام می‌شوند. (مثل اندازه‌گیری وزن مخصوص و نسبت گاز به نفت سیالات هیدروکربنی تولید شد).

(۲) آزمایش‌های آزمایشگاهی معمولی

این آزمایش‌ها متعددند و معمولاً برای تعیین خصوصیات سیال هیدروکربنی مخزن انجام می‌شوند و عبارت‌اند از:

آنالیز ترکیبی سیستم؛

- انبساط در ترکیب ثابت؛
- تبخیر مرحله‌ای؛
- آزمایش‌های دستگاه تفکیک‌کننده؛
- تخلیه حجم ثابت.

(۳) آزمایش‌های آزمایشگاهی ویژه

این گونه آزمایش‌ها مواقع خاصی انجام می‌شوند. اگر مخزنی با تزریق گاز اقدامی یا یک طرح بازگردانی گاز تخلیه شود، آزمایش‌های زیر را می‌توان انجام داد:

- آزمایش لوله قلمی^۱
- آزمایش تورم نفت^۲

هدف این فصل مرور و بررسی آزمایش‌های *PVT* آزمایشگاهی و نشان دادن استفاده مناسب از اطلاعات در گزارش‌های *PVT* است.

1- Slim – Tube Test

2- Swelling Test

ترکیب سیال مخزن

نمونه‌هایی از سیال مخزن، که تقریباً معرف سیال اولیه مخزن باشند، به سرعت در آغاز عمر مخزن گرفته می‌شوند. این کار شانس وجود گاز آزاد^۱ در لایه نفتی مخزن را کاهش می‌دهد.

اکثر پارامترهایی را که در یک مطالعه سیال مخزن اندازه‌گیری می‌شوند می‌توان با درجه‌ای از دقت از ترکیب سیال مخزن محاسبه کرد. این کاملترین توصیف سیال مخزن است که می‌توان انجام داد. در گذشته، ترکیبات سیال مخزن معمولاً شامل تفکیک ترکیبات نفت از متان تا هگزان می‌شد و هپتان و اجزای سنگین‌تر به صورت یک جز با هم گروه‌بندی و همراه با میانگین دانسیته و وزن مولکولی آنها گزارش می‌شدند.

با توسعه معادلات پیچیده‌تر حالت برای محاسبه خواص سیال، توصیف کاملتری از اجزای سنگین لازم است. توصیه می‌شود که آنالیز ترکیبی سیال مخزن^۲ حداقل شامل اجزای جداگانه تا C_{10} باشد. هم اکنون آزمایشگاه‌های تحقیقاتی پیشرفته از معادلات حالتی استفاده می‌کنند که به آنالیز ترکیبات تا C_{30} یا اجزای سنگین‌تر نیاز دارند. جدول ۱-۳ یک آنالیز ترکیبی اختصاصی کروماتوگرافیک^۳ سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت^۴ را نشان می‌دهد. این جدول شامل جزء مولی، جزء وزنی، دانسیته و وزن مولکولی هر جزء است.

آزمایش انبساط در ترکیب ثابت^۵

آزمایش‌های انبساط در ترکیب ثابت برای میعانات گازی^۶ یا نفت خام و برای شبیه‌سازی روابط فشار - حجم این سیستم انجام می‌شوند. این آزمایش‌ها برای تعیین پارامترهای زیر استفاده می‌شوند (شکل ۱-۳):

- فشار اشباع (فشار نقطه حباب یا نقطه شبنم)؛

-
- 1- Free Gas
 - 2- Compositional Analyses of the Reservoir Fluids
 - 3- Chromatographic "fingerprint" Compositional Analysis
 - 4- Big Butte Field
 - 5- Constant- Composition Expansion Tests (CCE)
 - 6- Gas Condensate

- ضرایب تراکم‌پذیری ایزوترمال سیال تک فازی در فشار بالاتر از فشار اشباع؛
- ضرایب تراکم‌پذیری فاز گاز؛
- حجم کل هیدروکربن به صورت تابعی از فشار.

در مرحله A شکل ۱-۳ نمونه سیال مخزن (نفت یا گاز) در یک سلول PVT در دمای مخزن و فشاری بالاتر از فشار اولیه مخزن قرار می‌گیرد. فشار گام به گام در دمای ثابت با خارج کردن جیوه از سلول کاهش می‌یابد. تغییر حجم کل هیدروکربن^۱ V_t برای هر تغییر فشار اندازه‌گیری می‌شود. فشار اشباع^۲ (فشار نقطه حباب یا فشار نقطه شبنم) و حجم مرتبط با آن مشاهده و ثبت و به صورت حجم مرجع^۳ V_{sat} استفاده می‌شود (قسمت C). حجم سیستم هیدروکربنی به صورت تابعی از فشار سلول به شکل نسبتی از حجم مرجع گزارش می‌شود. این حجم به حجم نسبی^۴ معروف است و معادله ریاضی آن به شکل زیر است:

$$V_{rel} = \frac{V_t}{V_{sat}} \quad (1-3)$$

V_{rel} حجم نسبی؛

V_t حجم کل هیدروکربن؛

V_{sat} حجم در فشار نقطه حباب.

حجم نسبی در فشار اشباع برابر یک است. معمولاً این آزمایش را آزمایش روابط فشار حجم^۵، آزادسازی آبی^۶، تبخیر آبی^۷ یا انبساط آبی^۸ می‌نامند.

-
- 1- Total Hydrocarbon Volume
 - 2- Saturated Pressure
 - 3- Reference Volume
 - 4- Relative Volume
 - 5- Pressure- Volume Relations
 - 6- Flash Liberation
 - 7- Flash Vaporization
 - 8- Flash Expansion

جدول ۳-۱: آنالیز هیدروکربن نمونه سیال مخزن

Composition of Reservoir Fluid Sample (by Flash, Extended-Capillary Chromatography)				
Component Name	Mol %	Wt %	Liquid Density (gm/cc)	MW
Hydrogen Sulfide	0.00	0.00	0.8006	34.08
Carbon Dioxide	0.25	0.11	0.8172	44.01
Nitrogen	0.88	0.25	0.8086	28.013
Methane	23.94	3.82	0.2997	16.043
Ethane	11.67	3.49	0.3562	30.07
Propane	9.36	4.11	0.5070	44.097
iso-Butane	1.39	0.81	0.5629	58.123
n-Butane	4.61	2.66	0.5840	58.123
iso-Pentane	1.50	1.07	0.6244	72.15
n-Pentane	2.48	1.78	0.6311	72.15
Hexanes	3.26	2.73	0.6850	84
Heptanes	5.83	5.57	0.7220	96
Octanes	5.52	5.88	0.7450	107
Nonanes	3.74	4.50	0.7640	121
Decanes	3.38	4.50	0.7780	134
Undecanes	2.57	3.76	0.7890	147
Dodecanes	2.02	3.23	0.8000	161
Tridecanes	2.02	3.52	0.8110	175
Tetradecanes	1.65	3.12	0.8220	190
Pentadecanes	1.48	3.03	0.8320	206
Hexadecanes	1.16	2.57	0.8390	222
Heptadecanes	1.06	2.50	0.8470	237
Octadecanes	0.93	2.31	0.8520	251
Nonadecanes	0.88	2.31	0.8570	263
Eicosanes	0.77	2.11	0.8620	275
Heneicosanes	0.68	1.96	0.8670	291
Docosanes	0.60	1.83	0.8720	305
Tricosanes	0.55	1.74	0.8770	318
Tetracosanes	0.48	1.57	0.8810	331
Pentacosanes	0.47	1.60	0.8850	345
Hexacosanes	0.41	1.46	0.8890	359
Heptacosanes	0.36	1.33	0.8930	374
Octacosanes	0.37	1.41	0.8960	388
Nonacosanes	0.34	1.34	0.8990	402
Triacosanes plus	3.39	16.02	1.0440	474
Totals	100.00	100.00		

Total Sample Properties				
Molecular Weight	100.55			
Equivalent Liquid Density, gm/sc	0.7204			

Plus Fractions	Mol %	Wt %	Density	MW
Heptanes plus	40.66	79.17	0.8494	196
Undecanes plus	22.19	58.72	0.8907	266
Pentadecanes plus	13.93	45.09	0.9204	326
Eicosanes plus	8.42	32.37	0.9540	387
Pentacosanes plus	5.34	23.16	0.9916	437
Triacosanes plus	3.39	16.02	1.0440	474

در این فرایند مواد هیدروکربنی از سلول خارج نمی‌شوند بنابراین ترکیب کل مخلوط هیدروکربنی در سلول همچنان همان ترکیب اولیه است.

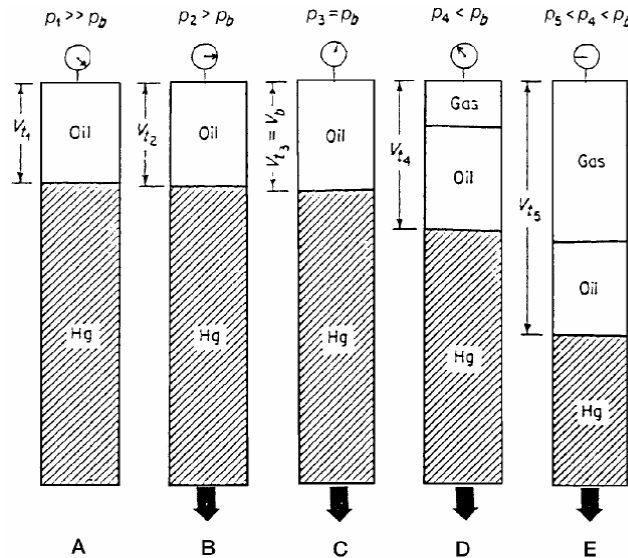
جدول ۳-۲ نتایج آزمایش تبخیر آبی (آزمایش انبساط ترکیب ثابت) را برای سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می‌دهد. فشار نقطه حباب سیستم هیدروکربنی 1930 psi در دمای 247 °F گزارش شده است. علاوه بر مقادیر حجم نسبی، این جدول شامل مقادیر اندازه‌گیری شده دانسیته نفت در فشار اشباع و بالاتر از آن است. دانسیته نفت در فشار اشباع معادل 0.6484 gm/cc است و از اندازه‌گیری مستقیم وزن - حجم نمونه در سلول PVT به دست آمده است. در بالای فشار نقطه حباب، دانسیته نفت را با حجم نسبی ثبت شده می‌توان محاسبه کرد:

$$\rho = \frac{\rho_{sat}}{V_{rel}} \quad (2-3)$$

ρ دانسیته در هر فشاری بالاتر از فشار اشباع؛

ρ_{sat} دانسیته در فشار اشباع؛

V_{rel} حجم نسبی در فشار دلخواه.



شکل ۱-۳: آزمایش انبساط ترکیب ثابت

مثال ۱-۳

با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی جدول ۲-۳، مقادیر دانسیته نفت را در

فشارهای 4000 psi و 6500 Psi بررسی کنید.

جواب

با استفاده از معادله (۲-۳):

• در فشار 4000 Psi

$$\rho_o = \frac{0.6484}{0.9657} = 0.6714 \text{ gm/cc}$$

• در فشار 6500 Psi

$$\rho_o = \frac{0.6484}{0.9371} = 0.6919 \text{ gm/cc}$$

بیشتر وقت‌ها داده‌های حجم نسبی برای تصحیح خطاهای آزمایشگاهی در اندازه‌گیری حجم کل هیدروکربن در فشارهای زیر فشار اشباع و همچنین فشارهای پایین به هموار کردن^۱ نیاز دارند. برای این کار معمولاً از تابع بدون بعد تراکم‌پذیری (تابع Y) استفاده می‌شود. شکل ریاضی این تابع تنها برای فشارهای زیر فشار اشباع تعریف می‌شود:

$$Y = \frac{(p_{sat} - p)}{p(V_{rel} - 1)} \quad (۳-۳)$$

p_{sat} فشار اشباع، $psia$ ؛

p فشار، $psia$ ؛

V_{rel} حجم نسبی در فشار p .

ستون سوم جدول ۳-۲ مقادیر محاسبه شده تابع Y را با معادله (۳-۳) نشان می‌دهد. برای هموار کردن داده‌های حجم نسبی زیر فشار نقطه حباب، تابع Y به صورت تابعی از فشار در مقیاس کارتیزین^۲ رسم می‌شود. در این ترسیم تابع Y خطی مستقیم یا خطی با انحنای بسیار کم را می‌سازد (شکل ۳-۲). این شکل رفتار نامنظم داده‌ها در نزدیکی نقطه حباب را نشان می‌دهد.

فرایند ساده هموار کردن و تصحیح داده‌های حجم نسبی در زیر نشان داده می‌شود:

مرحله اول: محاسبه تابع Y برای همه فشارهای زیر فشار اشباع با معادله (۳-۳)؛

مرحله دوم: رسم تابع Y نسبت به فشار در مقیاس کارتیزین؛

مرحله سوم: تعیین ضرایب بهترین خط گذرا از بین نقاط یا:

$$Y = a + bp \quad (۴-۳)$$

a و b عرض از مبدأ و شیب خط راست‌اند.

1- Smoothing
2- Cartesian Scale

مرحله چهارم: محاسبه حجم نسبی در همه فشارهای زیر فشار اشباع با استفاده از رابطه زیر:

$$V_{rel} = 1 + \frac{P_{sat} - p}{p(a + bp)} \quad (5-3)$$

مثال ۲-۳

معادله بهترین خط گذرا از بین نقاط رسم شده تابع Y بر حسب فشار برای سیستم نفت بیگ بیوت به صورت زیر است:

$$Y = a + bp$$

$$a = 1.0981$$

$$b = 0.000591$$

داده‌های حجم نسبی ثبت شده در جدول ۲-۳ را هموار کنید.

جواب

ضریب تراکم پذیری نفت، C_o ، در فشاری بالای فشار نقطه حباب با داده‌های حجم نسبی در جدول ۳-۳ برای سیستم نفت بیگ بیوت به دست می‌آید:

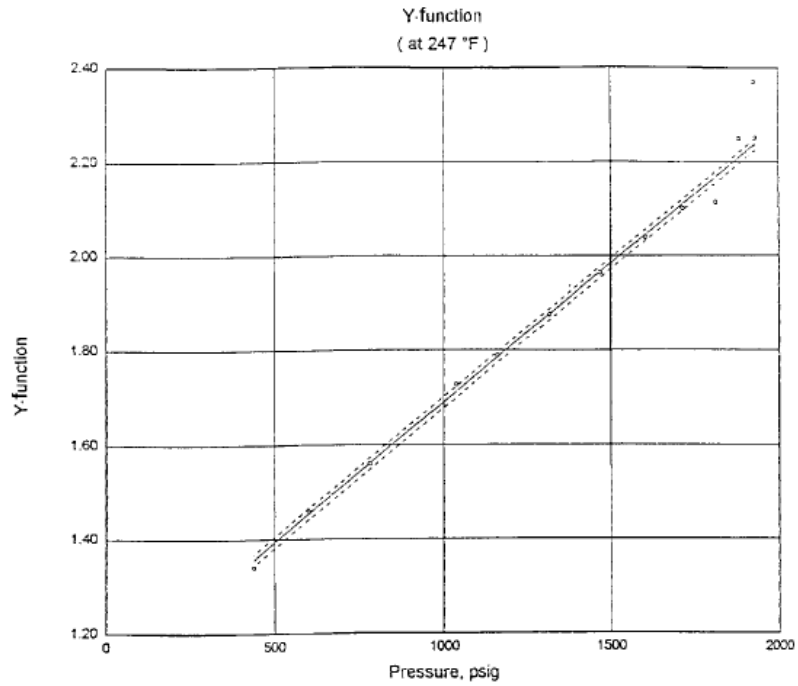
Pressure	Measured V_{rel}	Smoothed V_{rel} Equation 3-5
1936	—	—
1930	—	1.0014
1928	—	1.0018
1923	—	1.0030
1918	—	1.0042
1911	—	1.0058
1878	—	1.0139
1808	—	1.0324
1709	1.0625	1.0630
1600	1.1018	1.1028
1467	1.1611	1.1626
1313	1.2504	1.2532
1161	1.3696	1.3741
1035	1.5020	1.5091
782	1.9283	1.9458
600	2.4960	2.5328
437	3.4464	3.5290

جدول ۳-۲: داده های آزمایش انبساط ترکیب ثابت در دمای ۲۴۷°F

Pressure-Volume Relations (at 247°F)			
Pressure psig	Relative Volume (A)	Y-Function (B)	Density gm/cc
6500	0.9371		0.6919
6000	0.9422		0.6882
5500	0.9475		0.6843
5000	0.9532		0.6803
4500	0.9592		0.6760
4000	0.9657		0.6714
3500	0.9728		0.6665
3000	0.9805		0.6613
2500	0.9890		0.6556
2400	0.9909		0.6544
2300	0.9927		0.6531
2200	0.9947		0.6519
2100	0.9966		0.6506
2000	0.9987		0.6493
b>=1936	1.0000		0.6484
1930	1.0014		
1928	1.0018		
1923	1.0030		
1918	1.0042		
1911	1.0058		
1878	1.0139		
1808	1.0324		
1709	1.0625	2.108	
1600	1.1018	2.044	
1467	1.1611	1.965	
1313	1.2504	1.874	
1161	1.3694	1.784	
1035	1.5020	1.710	
782	1.9283	1.560	
600	2.4960	1.453	
437	3.4464	1.356	

(A) حجم نسبی: V/V_{sat} یا حجم در فشار مشخص شده به حجم در فشار اشباع

$$Y = \frac{(p_{sat} - p)}{(p_{abs})(V/V_{sat} - 1)}, Y \text{ تابع (B)}$$



Y-function Expression : $y = a + b (Xd)^j$	LEGEND ○ Laboratory Data - - - - - Confidence Limits ——— Analytical Expression Saturation Pressure: 1936 psig Current Reservoir Pressure: 2900 psig
where: a= 1.09810e+ 00 j= 1.000 b= 1.14439e+ 00	
Note: Xd (dimensionless 'X') = Pi / Psat, psig	
Confidence level: 99 % Confidence interval: +/- 0.012 'r' squared: .999133	Pressure-Volume Relations Figure A-2

شکل ۲-۳: تابع Y بر حسب فشار

تراکم‌پذیری نفت با معادلات (۲-۹۴) تا (۲-۹۶) و همچنین رابطه‌ای مرتبط با حجم نسبی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$c_o = -\frac{1}{V_{rel}} \frac{\partial V_{rel}}{\partial p} \quad (۲-۹۳)$$

جدول ۳-۳: داده های تراکم پذیری فوق اشباع

Volumetric Data (at 247°F)	
Saturation Pressure (P_{sat})	1936 psig
Density at P_{sat}	0.6484 gm/cc
Thermal Exp @ 6500 psig	1.10401 V at 247°F/V at 60°F
Average Single-Phase Compressibilities	
Pressure Range psig	Single-Phase Compressibility v/v/psi
6500 to 6000	10.73 E-6
6000 to 5500	11.31 E-6
5500 to 5000	11.96 E-6
5000 to 4500	12.70 E-6
4500 to 4000	13.57 E-6
4000 to 3500	14.61 E-6
3500 to 3000	15.86 E-6
3000 to 2500	17.43 E-6
2500 to 2000	19.47 E-6
2000 to 1936	20.79 E-6

معمولاً داده‌های حجم نسبی بالای فشار نقطهٔ حباب به صورت تابعی از فشار رسم می‌شوند (شکل ۳-۳). برای ارزیابی c_o در هر فشار p ، تنها باید مشتق منحنی را به صورت نموداری با رسم خط مماس و تعیین شیب این خط مماس $(\partial V_{rel} / \partial p)$ به دست آورد.

مثال ۳-۳

با استفاده از شکل ۳-۳، مقدار c_o را در فشار 3000 psi به دست آورید.

جواب

رسم خط مماس به منحنی و تعیین شیب:

$$\frac{\partial V_{rel}}{\partial p} = -14.92 \times 10^{-6}$$

با استفاده از معادله (۳-۶):

$$c_o = \left(-\frac{1}{0.98} \right) (-14.92 \times 10^{-6}) = 15.23 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

توجه کنید که، در جدول ۳-۳ ضرایب تراکم پذیری در چندین بازه فشاری مثلاً 6000-6500 psi، با محاسبه تغییرات حجم نسبی در بازه فشار مشخص شده، فهرست شده‌اند و c_o در حجم نسبی مرتبط به فشار پایین‌تر ارزیابی شده است:

$$c_o = -\frac{1}{(V_{rel})_2} \frac{(V_{rel})_1 - (V_{rel})_2}{p_1 - p_2} \quad (7-3)$$

زیر نویس‌های 1 و 2 مقادیر فشار بالا و پایین بازه را نشان می‌دهند.

مثال ۳-۴

با استفاده از داده‌های حجم نسبی اندازه‌گیری شده در جدول ۳-۲ برای سیستم نفت خام بیگ بیوت، تراکم‌پذیری متوسط نفت را در بازه فشاری 2500 psi تا 2000 محاسبه کنید.

جواب

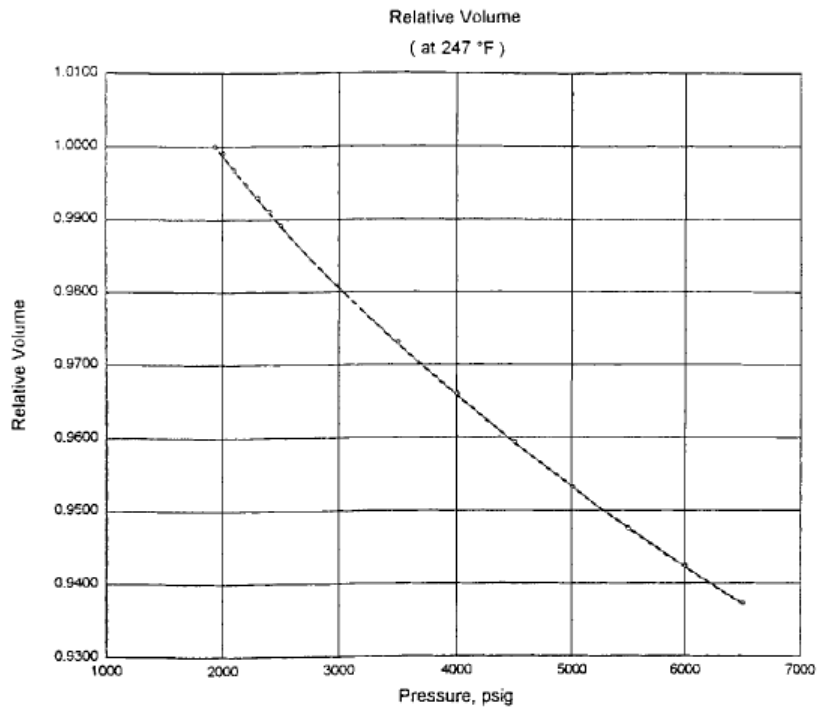
با معادله (۷-۳):

$$c_o = -\frac{1}{(0.9987)} \frac{0.9890 - 0.9987}{2500 - 2000} = 19.43 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای^۱

در فرآیند تبخیر مرحله‌ای (آزاد کردن مرحله‌ای)، گاز محلول آزاد شده از نمونه نفتی در طول فرایند کاهش فشار، قبل از این که با فاز مایع به تعادل برسد، در سطح

تماسش با نفت پیوسته برداشته می‌شود. مشخصه این نوع آزادکردن، متغیر بودن ترکیب کلی سیستم هیدروکربن است.



<p>Relative Volume Expression:</p> $y = a + b (Xd)^i + c (Xd)^j + d \log(Xd)^k$ <p>where:</p> <p>a= 1.11371e+ 00 i= 0.500 b= -1.48699e- 01 j= 0.750 c= 3.49924e- 02 k= 1.000 d= 1.73284e- 02</p> <p>Note: Xd (dimensionless 'X') = Pi / Psat, psig</p>	<p>LEGEND</p> <p>○ Laboratory Data - - - - - Confidence Limits ——— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1936 psig Current Reservoir Pressure: 2900 psig</p>
<p>Confidence level: 99 % Confidence interval: +/- 0.00015 'r squared': .999928</p>	<p>Pressure-Volume Relations</p> <p>Figure A-1</p>

شکل ۳-۳: داده های حجم نسبی بالای فشار نقطه حباب

داده‌های آزمایشگاهی نتیجه شده از این آزمایش عبارت‌اند از:

- مقدار گاز محلول^۱ به صورت تابعی از فشار؛

1- Dissolved Gas

- انقباض حجم نفت به صورت تابعی از فشار؛
- خواص گاز خارج شده شامل ترکیب گاز آزاد شده، ضریب تراکم پذیری گاز و وزن مخصوص گاز؛
- دانسیته نفت باقی مانده به صورت تابعی از فشار.

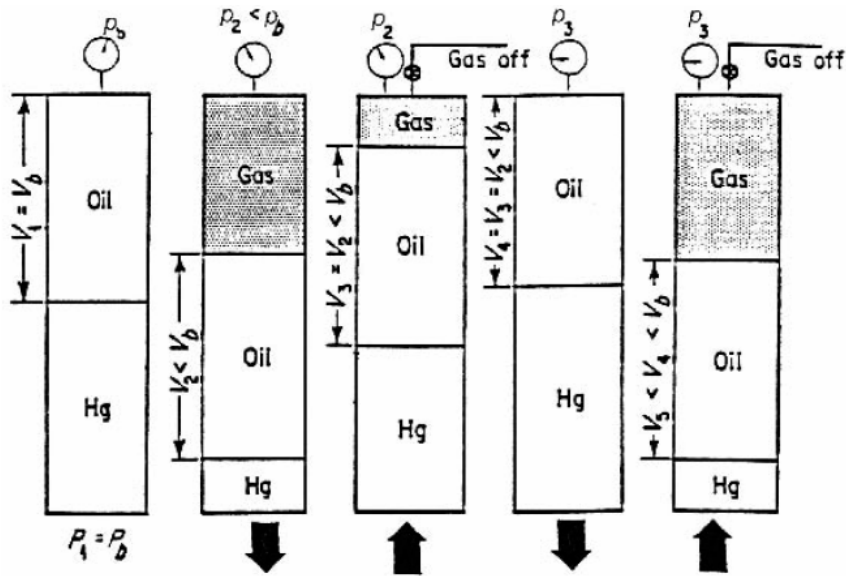
آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای بهترین توصیف را از فرایند جدایش در مخزن ارائه می‌دهد. همچنین به این روش آزمایش برای شبیه‌سازی رفتار جریان سیستم‌های هیدروکربنی، در شرایطی بالاتر از درجه اشباع بحرانی گاز^۱، توجهی خاص می‌شود. گاز آزاد شده از نفت با رسیدن درجه اشباعش به درجه اشباع بحرانی گاز، به دلیل تحرک بیشتر گاز از نفت، شروع به حرکت و نفت را ترک می‌کند. متعاقباً با این رفتار توالی آزادسازی مرحله‌ای دنبال می‌شود.

این آزمایش روی نمونه‌های نفت مخزن اجرا و انجام آن با قرار دادن نمونه سیال مایع و سیال PVT در دمای مخزن و فشار نقطه حباب آغاز می‌شود. فشار به صورت گام به گام و مرحله‌ای کاهش می‌یابد (معمولاً در سطوح افت فشاری 10 تا 15 psi) (شکل ۳-۴). در هر مرحله گاز آزاد شده برداشته و حجم آن در شرایط استاندارد اندازه‌گیری می‌شود. همچنین حجم نفت باقی مانده V_L در هر سطح فشار اندازه‌گیری می‌شود. ترکیب نفت باقی مانده پیوسته تغییر می‌کند و اجزای سنگین تر درصدی بیشتر از اجزای سبکتر می‌یابند. فرایند بالا تا رسیدن به فشار اتمسفر ادامه خواهد داشت. در فشار اتمسفر حجم نفت باقی مانده اندازه‌گیری و سپس به حجم در دمای $60^\circ F$ تبدیل می‌شود (V_{sc}). ضریب‌های حجمی نفت در هر مرحله B_{od} (معمولاً با نام ضریب‌های حجمی نسبی نفت^۲) در همه سطوح فشاری با تقسیم حجم‌های ثبت شده نفت V_L بر حجم نفت باقی مانده V_{sc} محاسبه می‌شوند:

-
- 1- Critical Gas Saturation
 - 2- Relative Oil Volume Factors

$$B_{od} = \frac{V_L}{V_{sc}} \quad (۸۳)$$

نسبت گاز به نفت در هر مرحله R_{sd} با تقسیم حجم گاز محلول بر حجم نفت باقی مانده^۲ به دست می آید. جدول ۳-۴ نتایج آزمایش آزاد کردن مرحله ای را برای نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می دهد. در این آزمایش مقادیر نسبت گاز به نفت و حجم نسبی نفت مرحله ای برای این نمونه نفتی در فشار نقطه حباب به ترتیب 1.730 bbl/STB و 933 scf/STB است.



شکل ۳-۴: آزمایش تبخیر مرحله ای

علامت های B_{odb} و R_{sdb} به عنوان معرف دو مقدار ذکر شده به کار می روند؛

یعنی:

$$B_{odb} = 1.730 \text{ bbl/STB}$$

$$R_{sdb} = 933 \text{ scf/STB}$$

- 1- Differential Solution Gas Ratio
- 2- Residual Oil Volume

ستون C جدول ۳-۴ حجم کل نسبی B_{td} آزادکردن مرحله‌ای را با استفاده از فرمول زیر نشان می‌دهد:

$$B_{td} = B_{od} + (R_{sdb} - R_{sd})B_g \quad (۹-۳)$$

B_{td} حجم کلی نسبی، bbl/STB ؛

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf ؛

ضریب انحراف گاز z در ستون ششم جدول ضریب z گاز محلول آزاد شده (برداشت شده) در فشار مشخص است. این مقادیر با اندازه‌گیری‌های حجم گاز ثبت شده محاسبه می‌شوند:

$$z = \left(\frac{Vp}{T} \right) \left(\frac{T_{sc}}{V_{sc}p_{sc}} \right) \quad (۱۰-۳)$$

V حجم گاز آزاد شده در سلول PVT در p و T ؛

V_{sc} حجم گاز برداشت شده در شرایط استاندارد.

ستون هفتم جدول ۳-۴ شامل ضریب حجمی گاز به صورت تابع زیر است:

$$B_g = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \frac{zT}{p} \quad (۱۱-۳)$$

B_g ضریب حجمی گاز، ft^3/scf ؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

p فشار سلول، $psia$ ؛

T_{sc} دمای استاندارد، $^{\circ}R$ ؛

p_{sc} فشار استاندارد، $psia$ ؛

موزس^۱ نشان داده که گزارش داده‌های آزمایشگاهی به صورت نسبتی از حجم نفت باقی‌مانده در دمای $60^{\circ}F$ (در شکل‌های ۳-۵ و ۳-۶) باعث می‌شود که

منحنی‌های حجم نسبی نفت B_{od} و نسبت مرحله‌ای گاز به نفت R_{sc} شبیه منحنی‌های ضریب حجمی نفت B_o و قابلیت انحلال گاز محلول R_s شوند که این باعث بروز برخی اشتباهات در محاسبات مخزنی می‌شود.

جدول ۳-۴: داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio R_{sd} (A)	Relative Oil Volume B_{od} (B)	Relative Total Volume B_{td} (C)	Oil Density gm/cc	Deviation Factor Z	Gas Formation Volume Factor (D)	Incremental Gas Gravity (Air = 1.000)
b>>1936	933	1.730	1.730	0.6484			
1700	841	1.679	1.846	0.6577	0.864	0.01009	0.885
1500	766	1.639	1.982	0.6650	0.869	0.01149	0.894
1300	693	1.600	2.171	0.6720	0.876	0.01334	0.901
1100	622	1.563	2.444	0.6790	0.885	0.01591	0.909
900	551	1.525	2.862	0.6863	0.898	0.01965	0.927
700	479	1.486	3.557	0.6944	0.913	0.02559	0.966
500	400	1.440	4.881	0.7039	0.932	0.03626	1.051
300	309	1.382	8.138	0.7161	0.955	0.06075	1.230
185	242	1.335	13.302	0.7256	0.970	0.09727	1.423
120	195	1.298	20.439	0.7328	0.979	0.14562	1.593
0	0	1.099		0.7745			2.375

@ 60°F = 1.000

(A) فوت مکعب گاز در فشار 14.73 psia و دمای 60°F در هر بشکه نفت

باقی‌مانده در 60°F .

(B) بشکه نفت در فشار و دمای مشخص در هر بشکه نفت باقی‌مانده در 60°F ؛

(C) بشکه نفت + گاز آزاد شده در فشار و دمای مشخص در هر بشکه نفت

باقی‌مانده در 60°F ؛

(D) فوت مکعب گاز در دما و فشار مشخص در هر فوت مکعب در 14.73 psia

و 60°F .

باید توجه داشت که آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای رفتار نفت را در مخزن همراه با

کاهش فشار نشان می‌دهد و مهندس مخزن وظیفه دارد به شیوه‌ای این نفت را به

شرایط سطحی در تفکیک کننده‌ها و تانک ذخیره برساند. این کار با آزمایش‌های فلش (آنی) یا تفکیک کننده^۱ انجام می‌شود.

آزمایش‌های دستگاه‌های تفکیک کننده

آزمایش‌های تفکیک کننده برای تعیین رفتار حجمی سیال مخزن در زمان گذر سیال از تفکیک کننده (یا تفکیک کننده‌ها) تا تانک ذخیره استفاده می‌شوند. شرایط عملیاتی مانند دما و فشار تأسیسات روی زمین بر این رفتار بسیار تأثیر می‌گذارند. هدف اولیه اجرای آزمایش‌های تفکیک کننده مهیا کردن اطلاعات ضروری آزمایشگاهی برای تعیین شرایط بهینه تفکیک سطحی است. منظور از بهینه کردن، رساندن مقدار نفت تولیدی در تانک ذخیره به بیشترین مقدار خود است. به علاوه زمانی که نتایج این آزمایش با داده‌های آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای ترکیب شوند، ابزاری مناسب برای به دست آوردن پارامترهای PVT (B_t و B_o, R_s) برای محاسبات مهندسی نفت هستند. این آزمایش‌های تفکیک کننده تنها برای نفت اولیه در نقطه حباب انجام می‌شوند.

این آزمایش با قرار دادن یک نمونه هیدروکربن در یک سلول PVT ، در شرایط دمای مخزن و فشار نقطه حباب نمونه هیدروکربنی، آغاز می‌شود. حجم نمونه در این مرحله V_{sat} در نظر گرفته می‌شود. نمونه هیدروکربنی معمولاً در یک تا سه مرحله سیستم آزمایشگاهی تفکیک چندمرحله‌ای فلش می‌شود. فشار و دمای این مراحل معادل دما و فشار دلخواه یا دما و فشار حقیقی تسهیلات روی زمینی تفکیک تنظیم می‌شود. گاز آزاد شده از هر مرحله از سلول خارج و وزن مخصوص و حجم آن در شرایط استاندارد اندازه‌گیری می‌شود. حجم نفت باقی مانده در مرحله آخر (شرایط تانک ذخیره) اندازه‌گیری و به عنوان $(V_o)_{st}$ ثبت می‌شود. سپس از داده‌های اندازه‌گیری شده برای تعیین ضریب حجمی نفت و قابلیت انحلال گاز در فشار نقطه حباب استفاده می‌شود:

$$B_{ofb} = \frac{V_{sat}}{(V_o)_{st}} \quad (۱۲-۳)$$

$$R_{sfb} = \frac{(V_g)_{sc}}{(V_o)_{st}} \quad (۱۳-۳)$$

B_{ofb} ضریب حجمی نفت در نقطهٔ حباب، همانند آزاد کردن آبی، bbl/STB ؛

R_{sfb} نسبت گاز به نفت محلول در نقطهٔ حباب، همانند آزاد کردن آبی، scf/STB ؛

حجم کل گاز برداشت شده از تفکیک کننده‌ها، $(V_g)_{sc}$ scf .

این فرایند در فشارهای مختلف تفکیک کننده در دمای ثابت تکرار می‌شود. معمولاً توصیه می‌شود چهار آزمایش برای تعیین فشار بهینهٔ تفکیک کننده انجام شود (در فشار بهینه تفکیک کننده، مقدار ضریب حجمی نفت حداقل است). در این فشار، گراویتی نفت تانک ذخیره بیشترین و حجم کل گاز خارج شده (گاز تفکیک کننده و گاز خروجی از تانک ذخیره) کمترین خواهند بود.

موزس نمونه‌ای از یک دسته آزمایش تفکیک کننده را برای یک سیستم دو مرحله‌ای تفکیک گزارش کرده است (جدول ۳-۵). بررسی نتایج این جدول نشان می‌دهد که فشار بهینهٔ تفکیک کننده $100\ psia$ است چون در این فشار مقدار ضریب حجمی نفت کمترین است. باید یادآوری کرد که ضریب حجمی نفت در محدودهٔ $1.474\ bbl/STB$ تا $1.495\ bbl/STB$ و قابلیت انحلال گاز نیز در محدودهٔ $768\ scf/STB$ تا $795\ scf/STB$ تغییر می‌کنند. جدول ۳-۶ نشان می‌دهد که مقادیر داده‌های PVT نفت خام به روش تفکیک در سطح بستگی دارند. جدول ۳-۶ نتایج یک آزمایش تفکیک کننده را برای نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می‌دهد.

اطلاعات آزاد کردن مرحله‌ای (جدول ۳-۴) نشان می‌دهند که نسبت گاز محلول به نفت در نقطهٔ حباب برابر $933\ scf/STB$ است (با مقدار $646\ scf/STB$ به دست آمده از آزمایش تفکیک کننده مقایسه شود). این اختلاف فاحش به خاطر تفاوت فرایندهای به دست آوردن نفت باقی مانده و نفت تانک ذخیره (از نفت نقطهٔ حباب) است.

در حقیقت آزاد کردن مرحله‌ای چند فرایند آزاد کردن آنی را در دمای مخزن در بر می‌گیرد. در حالت کلی آزمایش تفکیک‌کننده شامل یک یا دو مرحله از آزاد کردن آنی در فشار و دمای پایین است. مقدار گاز آزاد شده و سیال مایع نهایی در دو آزمایش با هم متفاوت‌اند. دوباره یادآوری می‌شود ضریب حجمی (معادله ۳-۱۲) به صورت حجم نفت در فشار و دمای مخزن تقسیم بر حجم نفت تانک ذخیره، بعد از گذر از تفکیک‌کننده‌های روی زمین، تعریف می‌شود.

تطبیق داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای با شرایط تفکیک‌کننده

برای انجام محاسبات موازنه جرم، ضریب حجمی نفت B_o و قابلیت انحلال گاز R_s باید به صورت تابعی از فشار موجود باشند. ایده‌آل این است که نمونه نسبتاً زیادی نفت در یک سلول PVT^1 در فشار نقطه حباب آن سیال و دمای مخزن قرار گیرد. در بعضی فشارها (چند صد psi زیر فشار نقطه حباب) قسمت کوچکی از نفت از سلول خارج می‌شود و در فشارها و دماهای معادل با تفکیک‌کننده‌های سطحی و تانک ذخیره آزاد کردن آنی برای آن انجام می‌شود. حجم گاز آزاد شده و حجم نفت تانک ذخیره برای به دست آوردن B_o و R_s اندازه‌گیری می‌شوند. این فرایند در مراحل مختلف کاهش فشار تکرار می‌شود تا منحنی‌های B_o و R_s بر حسب فشار به دست آیند. این فرایند گاهی در آزمایشگاه انجام می‌شود. اولین بار دادسون^۲ این روش آزمایشگاهی را پیشنهاد کرد و به همین خاطر به آن روش دادسون گویند.

امیکس^۳ و همکارانش و دایک فرایندی را برای تشکیل منحنی‌های قابلیت انحلال گاز و ضریب حجمی سازند نفت ارائه داده‌اند. در این روش از داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای (جدول ۳-۴) در کنار داده‌های آزمایشگاهی فلش تفکیک‌کننده (جدول ۳-۶) برای دسته‌ای معین از شرایط تفکیک‌کننده استفاده می‌شود. خلاصه این روش به صورت زیر است:

1- PVT Cell

2- Dadson

3- Amyx

مرحله اول: محاسبه ضرایب انقباض مرحله‌ای^۱ در فشارهای مختلف با تقسیم هر ضریب حجمی نفت نسبی B_{od} به ضریب حجمی نفت نسبی در نقطه‌ی حباب B_{odb} یا:

$$S_{od} = \frac{B_{od}}{B_{odb}} \quad (۱۴-۳)$$

B_{od} ضریب حجمی نفت نسبی مرحله‌ای در فشار p ، bbl/STB ؛

B_{odb} ضریب حجمی نفت نسبی در فشار نقطه‌ی حباب، bbl/STB ؛

S_{od} ضریب انقباض نفت مرحله‌ای، bbl/bbl .

ضریب انقباض نفت مرحله‌ای در نقطه‌ی حباب یک و در فشارهای زیر فشار نقطه‌ی حباب کمتر از یک است.

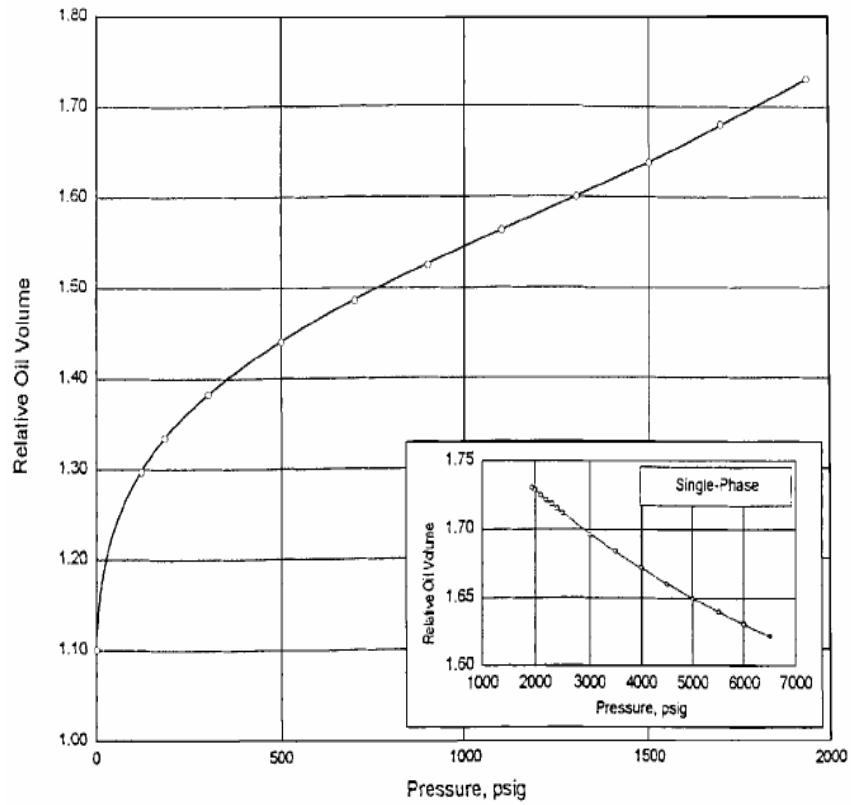
جدول ۳-۵: آزمایش‌های تفکیک کننده

Separator Pressure (psig)	Temperature (°F)	GOR, R_{sb} *	Stock-Tank Oil Gravity (°API at 60°F)	FVF, B_{ob} **
50	75	737		
to 0	75	<u>41</u> 778	40.5	1.481
100	75	676		
to 0	75	<u>92</u> 768	40.7	1.474
200	75	602		
to 0	75	<u>178</u> 780	40.4	1.483
300	75	549		
to 0	75	<u>246</u> 795	40.1	1.495

*GOR in cubic feet of gas at 14.65 psia and 60°F per barrel of stock-tank oil at 60°F.

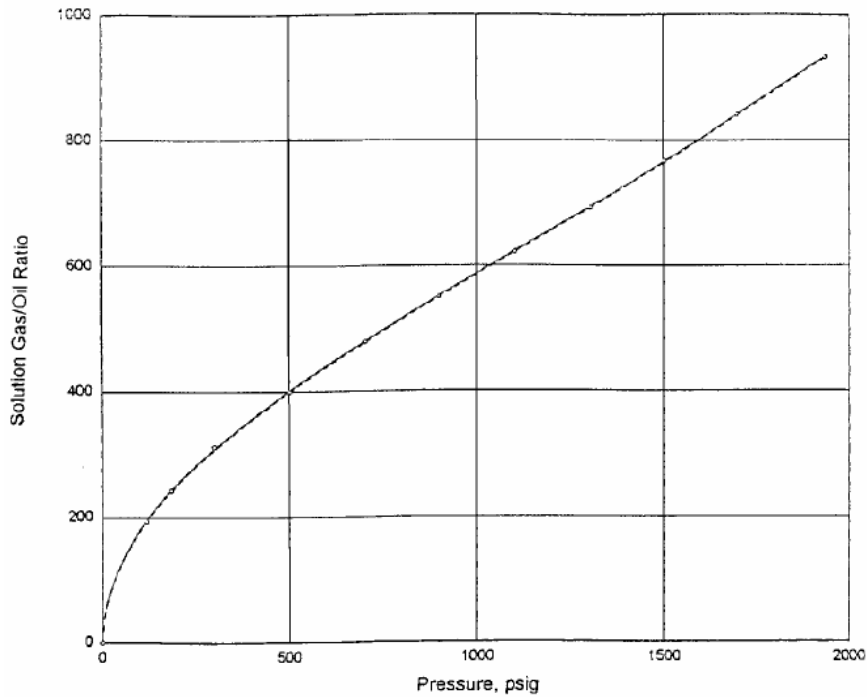
**FVF is barrels of saturated oil at 2.620 psig and 220°F per barrel of stock-tank oil at 60°F.

1- Differential Shrinkage Factors



<p>Relative Oil Volume Expression:</p> $y = a + b(Xi)^i + c(Xi)^j + d(Xi)^k$	<p>LEGEND</p> <p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>———— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1936 psig</p>
<p>where:</p> <p>a= 1.09883e+ 00 i= 1.075</p> <p>b= -1.08945e- 04 j= 0.449</p> <p>c= 2.52865e- 02 k= 2.000</p> <p>d= 6.59813e- 08</p> <p>Note: Xi (Incremental 'X') = pressure, psig</p>	
<p>Confidence level: 99 %</p> <p>Confidence interval: +/- 0.00028</p> <p>'r squared': .999997</p>	<p>Differential Vaporization</p> <p>Figure B-1</p>

شکل ۳-۵: حجم نسبی بر حسب فشار



<p>Solution Gas/Oil Ratio Expression:</p> $y = a + b (X_i)^i + c (X_i)^j + d (X_i)^k$	<p>LEGEND</p> <p>○ Laboratory Data</p> <p>----- Confidence Limits</p> <p>———— Analytical Expression</p> <p>Saturation Pressure: 1936 psig</p>
<p>where:</p> <p>a = -2.13685e- 01 i = 0.515</p> <p>b = 1.69108e+ 01 j = 1.482</p> <p>c = -5.05326e- 03 k = 1.906</p> <p>d = 2.58392e- 04</p> <p>Note: X_i (incremental 'X') = pressure, psig</p>	
<p>Confidence level: 99 %</p> <p>Confidence interval: +/- 1.47 scf/bbl</p> <p>'r squared': .999966</p>	<p>Differential Vaporization</p> <p>Figure B-2</p>

شکل ۳-۶: نسبت گاز محلول به نفت بر حسب فشار

جدول ۳-۶: داده های آزمایش تفکیک کننده

Separator Flash Analysis							
Flash Conditions	Gas/Oil Ratio (scf/bbl) (A)	Gas/Oil Ratio (scf/STbbl) (B)	Stock Tank Oil Gravity at 60°F (°API)	Formation Volume Factor B _{ofb} (C)	Separator Volume Factor (D)	Specific Gravity of Flashed Gas (Air = 1.000)	Oil Phase Density
1936	247						0.6484
28	130	593			1.066	1.132*	0.7823
0	80	13	38.8	1.527	1.010	**	0.8220
R _{sfb} = 646							

* جمع شده و آنالیز شده با کروماتوگرافی گاز در آزمایشگاه

** مقدار برای اندازه گیری ناکافی

(A) فوت مکعب گاز در 14.73 psia و 60°F در هر بشکه نفت در دما و فشار

مشخص

(B) فوت مکعب گاز در 14.73 psia و 60°F در هر بشکه نفت تانک ذخیره در

60°F

(C) بشکه نفت اشباع در فشار و دمای مشخص در هر بشکه نفت تانک ذخیره در

60°F

(D) بشکه نفت در دما و فشار مشخص در هر بشکه نفت تانک ذخیره در 60°F

مرحله دوم: اصلاح داده های حجم نسبی با ضرب کردن ضریب حجمی سازند تفکیک

کننده (فلش) به دست آمده در فشار نقطه حساب B_{ofb} معادله (۳-۱۲) در ضریب

انقباض نفت مرحله ای S_{od} معادله (۳-۱۴) در فشارهای مختلف:

$$B_o = B_{ofb} S_{od} \quad (۳-۱۵)$$

B_o ضریب حجمی نفت، bbl/STB ؛

B_{ofb} ضریب حجمی نفت در نقطه حساب، STB / بشکه نفت در نقطه حساب؛

S_{od} ضریب انقباض نفت، بشکه نفت در نقطه حساب / بشکه مخزنی.

مرحله سوم: محاسبه ضریب حجمی نفت در فشارهای بالاتر از فشار نقطه حساب با

ضرب داده های حجم نسبی نفت V_{rel} (حاصل از آزمایش انبساطی ترکیب ثابت) در

B_{ofb} یا:

$$B_o = (V_{rel})(B_{ofb}) \quad (۱۶-۳)$$

B_o ضریب حجمی نفت در بالای فشار نقطه حباب، bbl/STB ؛

V_{rel} حجم نفت نسبی، bbl/bbl ؛

مرحله چهارم: اصلاح داده‌های مرحله‌ای قابلیت انحلال گاز R_{sd} برای به دست آوردن ضریب قابلیت انحلال گاز:

$$R_s = R_{sfb} - (R_{sdb} - R_{sd}) \frac{B_{ofb}}{B_{odb}} \quad (۱۷-۳)$$

R_s قابلیت انحلال گاز، scf/STB ؛

R_{sfb} نسبت گاز محلول به نفت نقطه حباب حاصل از آزمایش تفکیک‌کننده،

scf/STB ؛

R_{sdb} نسبت گاز محلول به نفت در فشار نقطه حباب حاصل از آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای،

scf/STB ؛

R_{sd} نسبت گاز محلول به نفت در سطوح مختلف فشار، حاصل از آزمایش آزاد کردن

مرحله‌ای، scf/STB .

حاصل این اصلاحات ضریب‌های حجمی و قابلیت انحلالی کوچکتر از داده‌های

آزمایش آزاد کردن است.

مرحله پنجم: به دست آوردن ضریب کل حجمی (دو فازی) B_t با ضرب کردن

مقادیر حجم نفت نسبی V_{rel} در زیر فشار نقطه حباب در B_{ofb} :

$$B_t = (B_{ofb})(V_{rel}) \quad (۱۸-۳)$$

B_t ضریب حجمی دو فازی، bbl/STB ؛

V_{rel} حجم نفت نسبی زیر، bbl/bbl .

می‌توان، مقادیر مشابهی از B_t را از آزمایش آزاد کردن مرحله‌ای، با ضرب کردن

حجم کلی نسبی B_{td} (جدول ۳-۴ ستون C) در B_{ofb} ، به دست آورد:

$$B_t = (B_{td})(B_{ofb})/B_{odb} \quad (19-3)$$

نتیجه معادلات (۱۶-۳) و (۱۷-۳) در فشارهای پایین معمولاً مقادیری کمتر از یک برای B_o و مقادیر منفی برای R_s است. منحنی‌های محاسبه شده B_o و R_s بر حسب فشار باید به صورت دستی تا $B_o = 1.0$ و $R_s = 0$ در فشار اتمسفر رسم شوند.

مثال ۵-۳

آزمایش‌های انبساط ترکیب ثابت، آزاد کردن مرحله‌ای و تفکیک کننده برای سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت به ترتیب در جدول‌های ۲-۳، ۳-۳ و ۴-۳ داده شده‌اند. محاسبه کنید:

- ضریب حجمی نفت در 4000 و 1100 psi؛
- قابلیت انحلال گاز در 1100 psi؛
- ضریب حجمی دو فازی در 1300 psi

جواب

مرحله اول: تعیین B_{odb} ، B_{sdb} ، B_{ofb} و R_{sfb} از جداول ۳-۴ و ۳-۶:

$$B_{ofb} = 1.527 \text{ bbl/STB}$$

$$B_{odb} = 1.730 \text{ bbl/STB}$$

$$R_{sfb} = 646 \text{ scf/STB}$$

$$R_{sdb} = 933 \text{ scf/STB}$$

مرحله دوم: محاسبه B_o در فشار 4000 psi با معادله (۱۶-۳):

$$B_o = (0.9657)(1.527) = 1.4746 \text{ bbl/STB}$$

مرحله سوم: محاسبه B_o در فشار 1100 psi با معادلات (۱۴-۳) و (۱۵-۳):

$$S_{od} = \frac{1.563}{1.730} = 0.9035$$

$$B_o = (0.9035)(1.527) = 1.379 \text{ bbl/STB}$$

مرحله چهارم: محاسبه قابلیت انحلال گاز در فشار 1100 psi با معادله (۳-۱۷):

$$R_s = 646 - (933 - 622) \left(\frac{1.527}{1.730} \right) = 371 \text{ scf/STB}$$

مرحله پنجم: با استفاده از روابط فشار - حجم (داده‌های ترکیب ثابت) در جدول ۳-۲ مقدار حجم نسبی در فشار 1300 psi برابر 1.2579 bbl/bbl به دست می‌آید. حال با استفاده از معادله (۳-۱۸) می‌توان مقادیر B_t را محاسبه کرد:

$$B_t = (1.527)(1.2579) = 1.921 \text{ bbl/STB}$$

این مقدار با استفاده از معادله (۳-۱۹) برابر است با:

$$B_t = (2.171)(1.527)/1.73 = 1.916 \text{ bbl/STB}$$

جدول ۳-۷ داده‌های تبحیر مرحله‌ای اصلاح شده را برای سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت نشان می‌دهد. شکل‌های ۳-۷ و ۳-۸، به شکل نموداری از مقادیر اصلاحی، R_s و B_o را با داده‌های PVT ، R_s و B_o اصلاح نشده مقایسه می‌کنند. هیچ اصلاحی برای داده‌های ضریب حجمی گاز، دانسیته نفت و ویسکوزیته لازم نیست.

برون‌یابی داده‌های سیال مخزن

در مخازنی که به صورت جزئی تخلیه شده‌اند یا در میادینی که به صورت طبیعی فشاری زیر فشار نقطه حباب دارند، معمولاً به دست آوردن یک نمونه سیال که معرف

نفت اولیه مخزن در زمان اکتشاف باشد بسیار دشوار است. همچنین در جمع‌آوری نمونه‌های سیال از چاه‌های نفتی، ممکن است نمونه‌هایی به دست آیند که فشار اشباع‌شان پایین‌تر یا بالاتر از فشار حقیقی اشباع مخزن باشد. در این حالت، داده‌های اندازه‌گیری شده PVT در آزمایشگاه باید تصحیح یا تطبیق داده شوند تا فشار حقیقی اشباع را نشان دهند. فرایند تصحیح پیشنهادی برای تطبیق داده‌های آزمون آزمایشگاهی در ادامه توصیف خواهد شد:

- آزمایش انبساطی ترکیب ثابت (CCE)؛
- آزمایش انبساطی مرحله‌ای (DE)؛
- آزمایش ویسکوزیته نفت؛
- آزمایش‌های تفکیک کننده؛
- تصحیح داده‌های انبساط ترکیب ثابت.

این آزمایش با محاسبه مقدار تابع Y برای هر نقطه زیر فشار اشباع "قدیمی" تصحیح می‌شود:

مرحله اول: محاسبه تابع Y به شکل معادله (۳-۳) برای هر نقطه با استفاده از فشار اشباع "قدیمی".

مرحله دوم: رسم مقادیر تابع Y بر حسب فشار در مقیاس کارترین و ترسیم بهترین خط راست گذشته از بین داده‌ها. نقاط قرار گرفته در همسایگی فشار اشباع ممکن است رفتار نامنظم داشته باشند که در این صورت می‌توان آنها را حذف کرد.

مرحله سوم: محاسبه ضرایب a و b معادله خط راست:

$$Y = a + bp$$

مرحله چهارم: محاسبه مجدد مقادیر حجم نسبی V_{rel} با معادله (۳-۵) و فشار اشباع "جدید":

$$V_{rel} = 1 + \frac{p_{sat}^{new} - p}{p(a + bp)} \quad (۳-۲۰)$$

جدول ۳-۷: داده های آزادکردن مرحله ای اصلاح شده

Differential Vaporization Adjusted to Separator Conditions*					
Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio R_s (A)	Formation Volume Factor B_o (B)	Gas Formation Volume Factor (C)	Oil Density gm/cc	Oil/Gas Viscosity Ratio
6500	646	1.431		0.6919	
6000	646	1.439		0.6882	
5500	646	1.447		0.6843	
5000	646	1.456		0.6803	
4500	646	1.465		0.6760	
4000	646	1.475		0.6714	
3500	646	1.486		0.6665	
3000	646	1.497		0.6613	
2500	646	1.510		0.6556	
2400	646	1.513		0.6544	
2300	646	1.516		0.6531	
2200	646	1.519		0.6519	
2100	646	1.522		0.6506	
2000	646	1.525		0.6493	
b>>1936	646	1.527		0.6484	
1700	564	1.482	0.01009	0.6577	19.0
1500	498	1.446	0.01149	0.6650	21.3
1300	434	1.412	0.01334	0.6720	23.8
1100	371	1.379	0.01591	0.6790	26.6
900	309	1.346	0.01965	0.6863	29.8
700	244	1.311	0.02559	0.6944	33.7
500	175	1.271	0.03626	0.7039	38.6
300	95	1.220	0.06075	0.7161	46.0
185	36	1.178	0.09727	0.7256	52.8
120		1.146	0.14562	0.7328	58.4
0				0.7745	

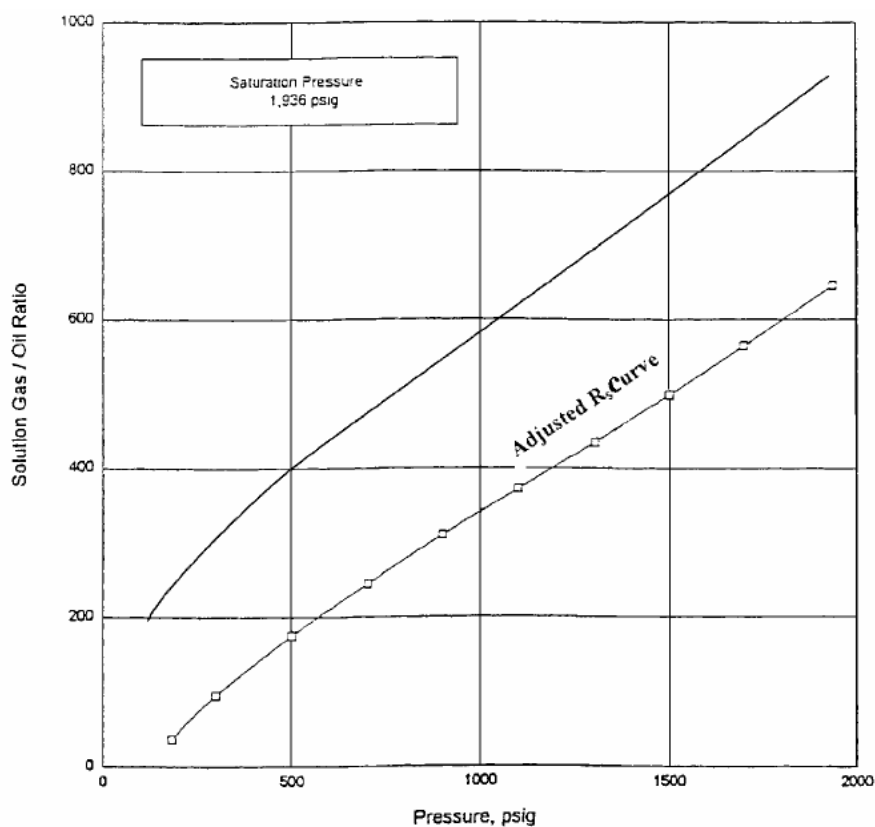
***Separator Conditions**

Fist Stage	28 psig at 130°F
Stock Tank	0 psig at 80°F

(A) Cubic feet of gas at 14.73 psia and 60°F per barrel of stock-tank oil at 60°F.

(B) Barrel of oil at indicated pressure and temperature per barrel of stock-tank oil at 60°F.

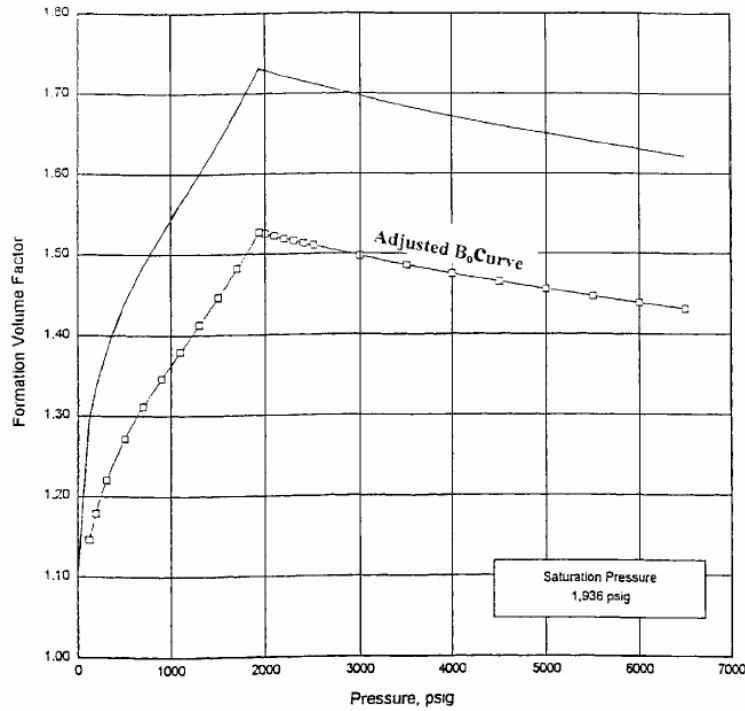
(C) Cubic feet of gas at indicated pressure and temperature per cubic feet at 14.73 psia and 60°F.



LEGEND		DV Adjusted to Separator Figure D-1
—	Differential Vaporization	
-□-	28 psig at 130 °F	

شکل ۳-۷: قابلیت انحلال اصلاح شده گاز بر حسب فشار

برای تعیین نقاط بالای فشار اشباع "جدید" مراحل زیر دنبال می شوند:
 مرحله اول: رسم مقادیر حجم نسبی "قدیمی" بالای فشار اشباع "قدیمی" بر حسب
 فشار در مقیاس کارتیزین و به دست آوردن بهترین خط راست گذشته از بین این
 نقاط؛



LEGEND		DV Adjusted to Separator Figure D-2
—	Differential Vaporization	
-□-	28 psig at 130 °F	

شکل ۸-۳: ضریب حجمی سازند اصلاح شده نفت بر حسب فشار

مرحله دوم: محاسبه شیب خط (S) (باید توجه داشت که شیب منفی است یعنی $S < 0$ ؛

مرحله سوم: رسم یک خط راست که از نقطه $(V_{rel} = 1, p_{sat}^{new})$ بگذرد و موازی خطی با شیب واحد باشد.

مرحله چهارم: خواندن داده‌های حجم نسبی بالای فشار اشباع "جدید" از روی خط راست یا به دست آوردن آنها با عبارت زیر در هر فشار p :

$$V_{rel} = 1 - S(p_{sat}^{new} - p) \quad (21-3)$$

S شیب خط ؛

p فشار.

مثال ۳-۶

روابط فشار - حجم سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت در جدول ۳-۲ نشان داده شده‌اند. این آزمایش مشخص می‌کند که فشار نقطه حباب این نفت 1930 psig در دمای $240^\circ F$ است. تابع Y برای این سیستم نفتی به صورت یک معادله خطی است:

$$Y = 1.0981 + 0.000591p$$

در فشارهای بالای فشار نقطه حباب، داده‌های حجم نسبی بر حسب فشار خطی راست با شیب -0.0000138 است.

داده‌های تولید روی زمینی این میدان نشان می‌دهند که فشار نقطه حباب حقیقی تقریباً برابر با 2000 psig است. داده‌های فشار - حجم را با فشار اشباع گزارش شده جدید دوباره به دست آورید.

جواب

با استفاده از معادلات (۳-۳۰) و (۳-۳۱):

Pressure psig	Old V_{rel}	New V_{rel}	Comments
6500	0.9371	0.9448	Equation 3-21
6000	0.9422	0.9517	
5000	0.9532	0.9655	
4000	0.9657	0.9793	
3000	0.9805	0.9931	
$p_b^{new} = 2500$	0.9890	1.0000	Equation 3-20
2000	0.9987	1.1096	
$p_b^{old} = 1936$	1.0000	1.1299	
1911	1.0058	1.1384	
1808	1.0324	1.1767	
1600	1.1018	1.1018	
600	2.4960	2.4960	
437	3.4404	3.4404	

تصحیح داده‌های آزاد کردن مرحله‌ای

حجم نسبی نفت B_{od} بر حسب فشار

داده‌های B_{od} به دست آمده در آزمایشگاه را باید با تعمیم‌شان در فشار نقطه‌ حساب

جدید p_b^{new} تصحیح کرد. فرایند این تصحیح در زیر پیشنهاد شده است:

مرحله اول: رسم داده‌های B_{od} نسبت به فشار در مقیاس کارتیزین؛

مرحله دوم: رسم بهترین خط گذرا از حوزه فشارهای متوسط (۳۰-۹۰ درصد P_b)؛

مرحله سوم: ادامه دادن خط راست تا فشار جدید نقطه‌ حساب (شکل ۳-۹)؛

مرحله چهارم: انتقال هر انحنای در انتهای منحنی اولیه (در p_b^{old}) به فشار جدید

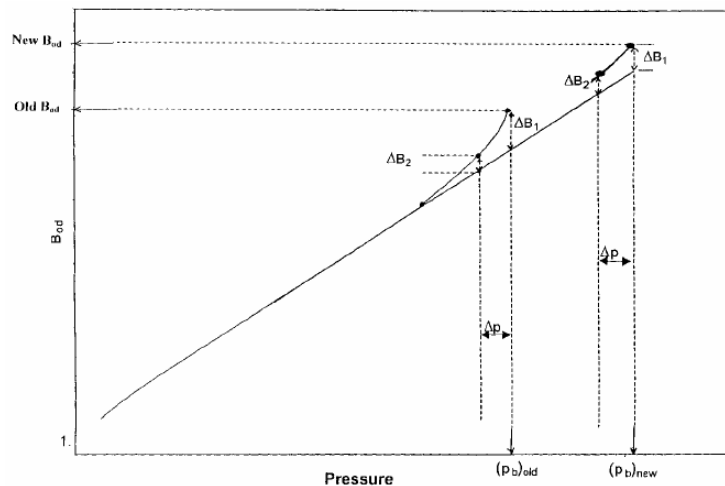
نقطه‌ حساب با قرار دادن ΔB_{o1} بالا یا پایین خط راست در p_b^{new} ؛

مرحله پنجم: انتخاب هر اختلاف فشار Δp زیر p_b^{old} و انتقال انحنای آن قسمت به

فشار $(p_b^{new} - \Delta p)$ ؛

مرحله ششم: تکرار فرایند بالا و رسم منحنی‌ای که نقاط B_{od} را به منحنی اولیه در

نقطه‌ تقاطع با خط راست وصل می‌کند. در زیر این نقطه هیچ تغییری لازم نیست.



شکل ۳-۹: تصحیح B_{od} برای p_b جدید

نسبت گاز محلول به نفت

فرایند تصحیح برای جدا کردن داده‌های نسبت گاز محلول به نفت R_{sd} از داده‌های حجم نسبی نفت انجام می‌شود.

تصحیح داده‌های ویسکوزیته

می‌توان داده‌های ویسکوزیته نفت را تا یک فشار نقطه‌حباب بالاتر با مراحل زیر برونیابی کرد:

مرحله اول: تعریف سیالیت^۱ (روانروی) به صورت عکس ویسکوزیته نفت $(1/\mu_o)$ و محاسبه سیالیت برای هر نقطه زیر فشار اشباع اولیه؛

مرحله دوم: رسم سیالیت نسبت به فشار در مقیاس کارتیزین (شکل ۳-۱۰)؛

مرحله سوم: رسم بهترین خط راست گذرا از نقاط به دست آمده و ادامه دادن این خط تا فشار جدید اشباع p_b^{new} ؛

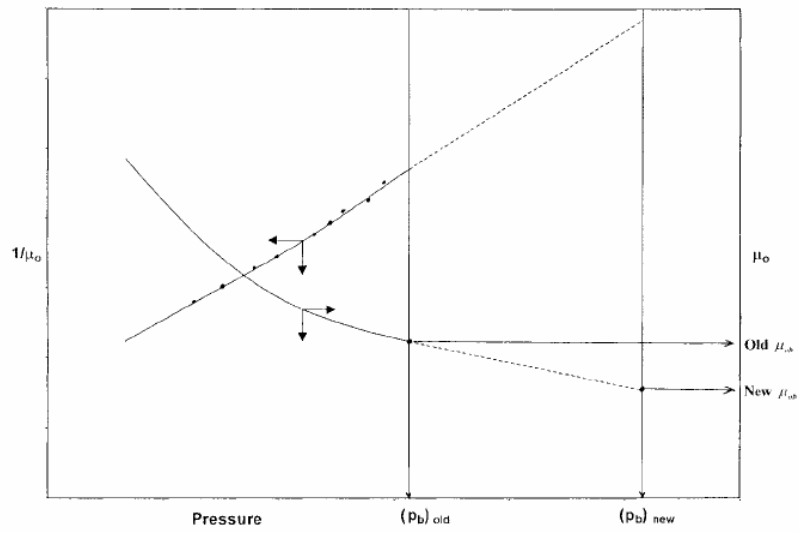
مرحله چهارم: خواندن مقادیر جدید ویسکوزیته نفت بالای p_b^{old} از روی خط راست.

برای به دست آوردن ویسکوزیته نفت در فشارهای بالای فشار جدید نقطه حباب، مراحل زیر را باید طی کرد:

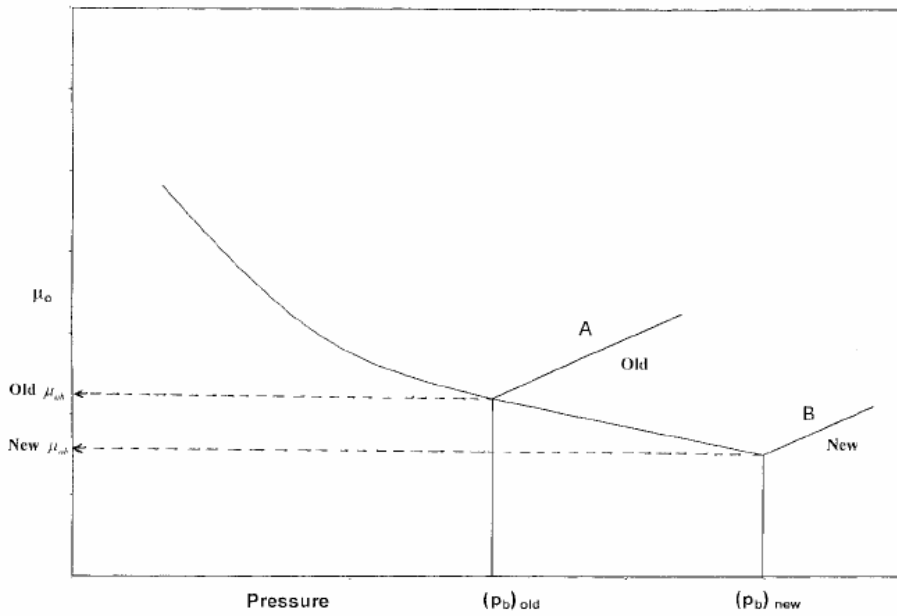
مرحله اول: رسم مقادیر ویسکوزیته برای همه نقاط بالای فشار اشباع قدیمی در مختصات کارتیزین (شکل ۳-۱۱) و ترسیم بهترین خط راست گذرا از بین آنها (خط A)؛

مرحله دوم: رسم خط راستی موازی خط A (خط B) از نقطه‌ای روی منحنی بسط داده شده ویسکوزیته در p_b^{new} ؛

مرحله سوم: خواندن ویسکوزیته بالای فشار جدید اشباع از روی خط B.



شکل ۱۰-۳: برونیابی μ_0 تا p_b جدید



شکل ۱۱-۳: برونیابی μ_0 در فشارهای بالاتر از p_b^{new}

تصحیح داده‌های آزمایش تفکیک کننده

نسبت گاز به نفت و گراویتی تانک ذخیره

هیچ تصحیحی برای نسبت گاز به نفت و گراویتی API تانک ذخیره لازم نیست.

نسبت گاز به نفت تفکیک کننده

نسبت گاز به نفت کل R_{sfb} با تغییر نسبت مرحله‌ای (اختلافی) با نسبتی یکسان تغییر می‌کند:

$$R_{sfb}^{new} = R_{sfb}^{old} \left(R_{sdb}^{new} / R_{sdb}^{old} \right) \quad (22-3)$$

نسبت گاز به نفت اختلاف قابلیت انحلال جدید گاز (تصحیح شده) R_{sfb}^{new} و نسبت تغییر نیافته گاز به نفت تانک ذخیره را تفکیک می‌کند.

ضریب حجمی سازند

ضریب حجمی سازند نفت در تفکیک کننده B_{ofb} به نسبت یکسانی با مقادیر آزاد کردن مرحله‌ای تطبیق یافته است:

$$B_{ofb}^{new} = B_{ofb}^{old} \left(B_{odb}^{new} / B_{odb}^{old} \right) \quad (23-3)$$

مثال ۳-۱

نتایج آزمایش‌های آزاد کردن مرحله‌ای و تفکیک کننده سیستم نفت خام میدان بیگ بیوت در جدول‌های ۳-۴ و ۳-۶ نشان داده شده‌اند. داده‌های جدید میدانی و تولید نشان می‌دهند که فشار نقطه حباب 2500 psi از مقدار گزارش شده در آزمایشگاه، 1936 psi ، بهتر توصیف می‌شود. فرایند تصحیح B_{od} و R_{sd} قبلاً توضیح داده شد و مقادیر زیر در فشار نقطه حباب جدید به دست آمده‌اند:

$$B_{odb}^{new} = 2.013 \text{ bbl}/STB$$

$$R_{sdb}^{new} = 1134 \text{ scf}/STB$$

با استفاده از داده‌های آزمایش تفکیک کننده در جدول ۳-۶، قابلیت انحلال گاز و ضریب حجمی نفت در فشار جدید نقطهٔ حباب را محاسبه کنید.

جواب

محاسبهٔ قابلیت انحلال گاز با معادلهٔ (۳-۲۲):

$$R_{sb} = 646 \left(\frac{1134}{933} \right) = 785 \text{ scf}/STB$$

$$GOR = 785 - 13 = 772 \text{ scf}/STB \text{ تفکیک کننده}$$

محاسبهٔ ضریب حجمی نفت با معادلهٔ (۳-۲۳):

$$B_{ob} = 1.527 \left(\frac{2.013}{1.730} \right) = 1.777 \text{ bbl}/STB$$

تحلیل آزمایشگاهی سیستم های میعانات گازی

تحلیلی استاندارد از نمونه میعانات گازی در آزمایشگاه شامل مراحل زیر است:

- ترکیب مجدد^۱ و آنالیز نمونه‌ها؛
- اندازه‌گیری رابطهٔ فشار - حجم: آزمایش انبساطی ترکیب ثابت؛
- آزمایش تخلیه‌ای حجم ثابت^۲ (CVD).

ترکیب مجدد نمونه‌های تفکیک کننده

به دست آوردن یک نمونهٔ معرف از سیال مخزن برای میعانات گازی بسیار دشوارتر از نفت خام یک مخزن معمولی است. به خاطر امکان ایجاد ترکیبات

1- Recombination

2- Constant- Volume Depletion Test

نادرست در نمونه و نیز حجم محدود قابل حصول، تکنیک های نمونه گیری زیرسطحی به ندرت در مخازن میعانات گازی استفاده می شوند و در این گونه مخازن از تکنیک های نمونه گیری روی زمینی استفاده می شود و نمونه ها تنها بعد از دوره های جریان که ثبات طولانی داشته باشند گرفته می شوند. در طول این دوره جریان با ثبات، حجم های تولید شده سیال مایع و گاز در تسهیلات روی زمینی فراورش به دقت اندازه گیری و نمونه های سیال در این تناسبها دوباره ترکیب می شوند.

ترکیب هیدروکربن در نمونه های گرفته شده از تفکیک کننده، با کروماتوگرافی یا تقطیر کسری در دمای پایین و یا ترکیبی از هر دو روش تعیین می شود. جدول ۳-۷ آنالیزهای هیدروکربن نمونه های گازی و مایع میدان نیملس^۱ را نشان می دهد. نمونه های گازی و مایع در نسبت مناسبی با به دست آوردن ترکیب جریان چاه دوباره ترکیب می شوند (جدول ۸-۳). داده های آزمایشگاهی مشخص می کنند که سیستم کلی جریان درون چاه شامل 63.71mol% متان و 10.75mol% هپتان پلاس است.

بیشتر وقت ها گاز در سطح فراورش می شود تا همه اجزای هیدروکربنی سنگین تر از متان، اتان، پروپان و غیره جدا و مایع شوند. این مایعات اصطلاحاً محصولات کارخانه ای^۲ نامیده می شوند. کمیت این محصولات مایع به صورت گالن مایع در هزار فوت مکعب استاندارد از گاز فراوری شده یا $gal/Mscf$ و یا GPM بیان می شود. مکین عبارت زیر را برای محاسبه GPM پیش بینی شده برای هر جزء در فاز گازی ارائه داده است:

$$GPM_i = 11.173 \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{y_i M_i}{\gamma_{oi}} \right) \quad (24-3)$$

p_{sc} فشار استاندارد، $psia$ ؛

T_{sc} دمای استاندارد، °R؛

y_i کسر مولی جزء نام در فاز گازی؛

M_i وزن مولکولی جزء نام.

γ_{oi} وزن مخصوص جزء نام به صورت یک مایع در شرایط استاندارد (جدول ۱-۱، ستون E).

مک کین نشان داده که بازیافت کامل این محصولات ممکن نیست. به صورت یک قانون کلی، او پیشنهاد داده که 5 تا 25% اتان، 80 تا 90% پروپان و 95% یا بیشتر بوتان و 100% اجزای سنگین تر را می توان در تأسیسات سطحی ساده بازیافت کرد.

مثال ۸-۳

جدول ۸-۳ آنالیز ترکیبی جریان درون چاهی میدان نیملس را نشان می دهد. با معادله (۳-۲۴)، حداکثر محصولات مایع موجود را با فرض کارایی ۱۰۰ درصد کارخانه محاسبه کنید.

جواب

با استفاده از شرایط استاندارد جدول ۳-۸ جدول زیر را تشکیل می دهیم:

Component	y_i	M_i	γ_{oi}	GPM_i
CO ₂	0.0092			
N ₂	0.0031			
C ₁	0.6371			
C ₂	0.1163	30.070	0.35619	1.069
C ₃	0.0597	44.097	0.50699	1.676
i-C ₄	0.0121	58.123	0.56287	0.403
n-C ₄	0.0214	58.123	0.58401	0.688
i-C ₅	0.0099	72.150	0.63112	0.284
n-C ₅	0.0077	72.150	0.63112	0.284
C ₆	0.0160	86.177	0.66383	0.670
C ₇ ⁺	0.1075	185.00	0.809	7.936

15.20 GPM

جدول ۳-۸: آنالیز های هیدروکربنی محصولات در تفکیک کننده و جریان محاسبه شده درون چاه

Component	Separator		Separator Gas		Well Stream	
	mol %	mol %	GPM	mol %	GPM	
Hydrogen Sulfide	Nil	Nil		Nil		
Carbon Dioxide	0.29	1.17		0.92		
Nitrogen	0.13	0.38		0.31		
Methane	18.02	81.46		63.71		
Ethane	12.08	11.46		11.63		
Propane	11.40	3.86	1.083	5.97	1.675	
iso-Butane	3.05	0.49	0.163	1.21	0.404	
n-Butane	5.83	0.71	0.228	2.14	0.688	
iso-Pentane	3.07	0.18	0.067	0.99	0.369	
Pentane	2.44	0.12	0.044	0.77	0.284	
Hexanes	5.50	0.09	0.037	1.60	0.666	
Heptanes-plus	<u>38.19</u>	<u>0.08</u>	<u>0.037</u>	<u>10.75</u>	<u>7.944</u>	
	100.00	100.00	1.659	100.00	12.030	

Properties of Heptanes-plus

API gravity @ 60°F 43.4

Specific gravity @

60/60°F 0.8091

0.809

Molecular weight

185

103

185

Calculated separator gas gravity (air = 1.000) = 0.687

Calculated gross heating value for separator gas = 1209 BTU

per cubic foot of dry gas @ 15.025 psia and 60°F.

Primary separator gas collected @ 745 psig and 74°F.

Primary separator liquid collected @ 745 psig and 74°F.

Primary separator gas/separator liquid ratio 2413 scf/bbl @ 60°F

Primary separator liquid/stock-tank liquid ratio 1.360 bbl @ 60°F

Primary separator gas/wellstream ratio 720.13 Mscf/MMscf

Stock-tank liquid/wellstream ratio 219.4 bbl/MMscf

آزمایش ترکیب ثابت (CCE)

این آزمایش شامل اندازه‌گیری روابط فشار - حجم سیال مخزن در دمای مخزن در سلول *PVT* است. این سلول معمولی *PVT* مشاهده بصری فرایند چگالش را در نتیجه تغییر فشار ممکن می‌کند. فرایند آزمایشگاهی مشابه فرایند سیستم‌های نفت خام است. آزمایش *CCE* برای مهیا کردن فشار نقطه شبنم p_d در دمای مخزن و حجم نسبی کلی V_{rel} سیال مخزن (نسبت به حجم در نقطه شبنم) به صورت تابعی از فشار

1- Dew Point Pressure

طراحی شده است. حجم نسبی در p_d برابر یک است. ضریب تراکم‌پذیری در فشارهایی بالاتر یا مساوی فشار اشباع نیز گزارش می‌شود. اندازه‌گیری آزمایشگاهی ضریب z در یک فشار p_1 و تعیین ضریب انحراف گاز در دیگر فشارها (p) ضروری است:

$$z = z_1 \left(\frac{p}{p_1} \right) \frac{V_{rel}}{(V_{rel})_1} \quad (25-3)$$

z ضریب انحراف گاز در p ؛

V_{rel} حجم نسبی در فشار p ؛

$(V_{rel})_1$ حجم نسبی در فشار p_1 ؛

اگر ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار نقطه شبنم اندازه‌گیری شود:

$$z = z_d \left(\frac{p}{p_d} \right) V_{rel} \quad (26-3)$$

z_d ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار نقطه شبنم p_d ؛

p_d فشار نقطه شبنم، $psia$ ؛

p فشار، $psia$.

جدول ۹-۳ تعیین نقطه شبنم و روابط فشار - حجم میدان نیملس را نشان می‌دهد. فشار نقطه شبنم سیستم 4968 psia در دمای $262^\circ F$ گزارش شده است. ضریب تراکم‌پذیری اندازه‌گیری شده گاز در نقطه حباب 1.043 است.

مثال ۹-۳

با استفاده از معادله (۲۶-۳) و داده‌های جدول ۹-۳، ضریب انحراف گاز را در فشارهای 6000 و 8100 psi محاسبه کنید.

جدول ۳-۹: روابط فشار-حجم سیال مخزن در دمای $262^{\circ}F$ (انبساط ترکیب ثابت)

Pressure psig	Relative Volume	Deviation Factor Z
8100	0.8733	1.484
7800	0.8806	1.441
7500	0.8880	1.397
7000	0.9036	1.327
6500	0.9195	1.254
6000	0.9397	1.184
5511	0.9641	1.116
5309	0.9764	1.089
5100	0.9909	1.061
5000	0.9979	1.048
4968 Dew-point Pressure	1.0000	1.048
4905	1.0057	
4800	1.0155	
4600	1.0369	
4309	1.0725	
4000	1.1177	
3600	1.1938	
3200	1.2970	
2830	1.4268	
2400	1.6423	
2010	1.9312	
1600	2.4041	
1230	3.1377	
1000	3.8780	
861	4.5249	
770	5.0719	

*Gas Expansion Factor = 1.2854 Mscf/bbl.

جواب

• در فشار 6000 psi :

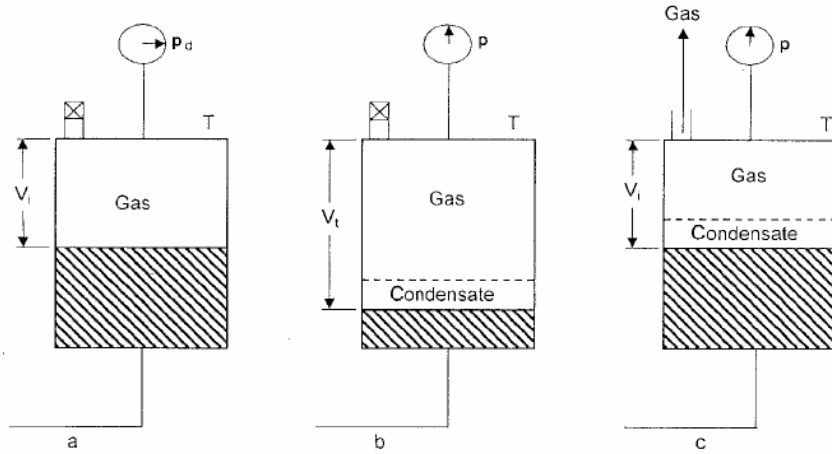
$$z = 1.043 \left(\frac{8100 + 15.025}{4968 + 15.025} \right) (0.9397) = 1.183$$

• در فشار 8100 psi :

$$z = 1.043 \left(\frac{8100 + 15.025}{4968 + 15.025} \right) (0.8733) = 1.483$$

آزمایش تخلیه حجم ثابت (CVD)

آزمایش‌های تخلیه حجم ثابت (CVD) برای میعان‌ات گازی و نفت‌های فرار برای شبیه‌سازی عملکرد تخلیه مخزن و تغییرات ترکیب سیال انجام می‌شوند. از این آزمایش اطلاعات مفید، متنوع و مهم برای محاسبات مهندسی مخزن مهیا می‌شوند. فرایند آزمایشگاهی این کار به صورت خلاصه چنین است (شکل ۳-۱۲):



شکل ۳-۱۲: نمایش شماتیک آزمایش تخلیه حجم ثابت

مرحله اول: مقدار مشخصی از نمونه‌ای معرف از سیال اولیه مخزن با ترکیب کلی معلوم درون یک سلول بصری PVT در فشار نقطه شبنم p_d قرار می‌گیرد (شکل ۳-۱۲a). دمای سلول PVT در کل آزمایش دمای مخزن T است. حجم اولیه سیال اشباع V_i حجم مرجع است؛
 مرحله دوم: ضریب اولیه تراکم‌پذیری گاز از معادله گاز واقعی محاسبه می‌شود:

$$z_d = \frac{p_d V_i}{n_i R T} \quad (3-27)$$

p_d فشار نقطه شبنم، psi ؛

V_i حجم اولیه گاز، ft^3 ؛

$n_i = m/M_a$ تعداد اولیه مول‌های گاز؛

R ثابت گازها، 10.73؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

z_d ضریب تراکم‌پذیری در فشار نقطه شبنم.

مرحله سوم: فشار سلول از فشار اشباع تا سطح فشار معین p با تخلیه جیوه درون سلول کاهش می یابد (شکل ۳-۱۲). در طول این فرایند، فاز دومی (مایعی برگشتی) تشکیل می شود. سیال درون سلول وارد فاز تعادلی می شود و حجم گاز V_g و حجم مایع برگشتی V_L به صورت بصری اندازه گیری می شود. این حجم برگشتی به صورت درصدی از حجم اولیه V_i و اساساً معرف درجه اشباع مایع برگشتی S_L است:

$$S_L = \left(\frac{V_L}{V_i} \right) 100$$

مرحله چهارم: جیوه هم زمان با تخلیه حجم معادلی از گاز به درون سلول PVT در فشار ثابت P تزریق می شود. با رسیدن به حجم اولیه V_i ، تزریق جیوه متوقف می شود (شکل ۳-۱۲). این مرحله، زمانی را که مخزن تنها گاز تولید می کند شبیه سازی می کند. در این حالت مایع برگشتی تحرک ناپذیر در مخزن باقی خواهد ماند.

مرحله پنجم: ترکیب V_i گاز خارج شده از سلول و حجم آن در شرایط استاندارد اندازه گیری و به صورت $(V_{gp})_{sc}$ گزارش می شود. مول های گاز تولید شده با عبارت زیر محاسبه می شوند:

$$n_p = \frac{p_{sc} (V_{gp})_{sc}}{RT_{sc}} \quad (۳-۲۸)$$

n_p مول های گاز تولید شده؛

$(V_{gp})_{sc}$ حجم گاز تولید شده در شرایط استاندارد، scf ؛

T_{sc} دمای استاندارد، $^{\circ}R$ ؛

p_{sc} فشار استاندارد، psi ؛

$$R = 10.73$$

مرحله ششم: ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار و دمای سلول با معادله حالت گاز واقعی محاسبه می‌شود:

$$z = \frac{pV_g}{n_p RT} \quad (29-3)$$

خاصیت دیگر، ضریب تراکم‌پذیری دو فاز^۱، نیز محاسبه می‌شود. ضریب تراکم‌پذیری دو فاز تراکم‌پذیری کل سیالات باقی‌مانده (گاز و مایع برگشتی) را در سلول نشان می‌دهد و با قانون گاز واقعی محاسبه می‌شود:

$$z_{two-phase} = \frac{pV_i}{(n_i - n_p)RT} \quad (30-3)$$

$n_i - n_p$ مول‌های باقی‌مانده سیال در سلول؛

n_i مول‌های اولیه در سلول؛

n_p مول‌های انباشتی گاز تخلیه شده.

ضریب دو فاز z خاصیت مهمی است زیرا در نمودار p/z بر حسب تولید انباشتی گاز برای ارزیابی تولید میعانات گازی استفاده می‌شود. می‌توان معادله (۳۰-۳) را به صورتی متداول‌تر با گذاشتن حجم‌های گازی معادل به جای مول‌های گاز، بیان کرد:

$$z_{two-phase} = \left(\frac{z_d}{p_d} \right) \left[\frac{p}{1 - (G_p / GIIP)} \right] \quad (31-3)$$

z_d ضریب انحراف گاز در فشار نقطه شبنم؛

p_d فشار نقطه شبنم، *psia*؛

p فشار مخزن، *psia*؛

$GIIP$ گاز در جای اولیه، *scf*؛

G_p تولید انباشتی گاز در فشار p ، *scf*.

مرحله هفتم: حجم گاز تولید شده به صورت درصدی از گاز درجای اولیه با تقسیم حجم انباشتی گاز تولید شده بر گاز درجای اولیه (هر دو در شرایط استاندارد)، محاسبه می‌شود:

$$\%G_p = \left[\frac{\sum (V_{gp})_{sc}}{GIIP} \right] 100 \quad (3-32)$$

یا:

$$\%G_p = \left[\frac{\sum n_p}{(n_i)_{Original}} \right] 100$$

فرایند بالا چندین مرتبه تکرار می‌شود تا حداقل فشار آزمایش به دست آید. بعد از این فشار مقدار و ترکیب گاز و مایع برگشتی باقی مانده در سلول تعیین می‌شود. این فرایند را می‌توان برای نمونه نفتی فرار^۱ نیز اجرا کرد. در این حالت، سلول PVT ابتدا، به جای گاز، محتوی نفت در فشار نقطه حباب خواهد بود. نتایج حاصل از مطالعه تخلیه فشار برای میدان نیملس در جداول ۳-۱۰ و ۳-۱۱ نشان داده شده‌اند. ترکیب فهرست شده در ستون فشار 4968 psi در جدول ۳-۱۰ ترکیب سیال مخزن در نقطه شبنم است و در مخزن به صورت حالت گازی وجود دارد. جدول ۳-۱۰ و شکل ۳-۱۳ تغییرات ترکیبی جریان درون چاهی را در طول تخلیه نشان می‌دهند. به کاهش پیشرو C₇₊ زیر نقطه شبنم و افزایش کسر متان (C₁) توجه داشته باشید. غلظت‌های ترکیبات حد واسط (C₂ - C₆) نیز کاهش می‌یابند، زیرا با کاهش فشار تا 2000 psi چگالیده می‌شوند. بعد از فشار 2000 psi به دلیل تبخیر مجدد غلظت این ترکیبات افزایش می‌یابد. ستون آخر ترکیب مایع باقی مانده را در سلول (یا مخزن) در فشار ترک 700 psi نشان می‌دهد. غالب بودن ترکیبات C₇₊ در مایع ظاهری است.

ضریب z گاز در حال تعادل و z دو فازی نشان داده شده‌اند (برای تحلیل p/z بر حسب G_p ضرایب تراکم‌پذیری دو فازی مقادیر مناسب تراند).

ردیف *Wellstream Produced, % of initial GPM fro Smooth Compositions*

در جدول، کسری از مول‌های کل را (*scf*) از سلول یا مخزن تولید به دست می‌دهد. این مقدار ضریب برداشت کلی جریان درون چاهی است و در این جا به صورت ضریب برداشت‌های گاز و نفت در سطح جدا نشده است.

ترکیب مایع برگشتی درون چاهی تولید شده در فشار نهایی تخلیه ترکیب مایع برگشتی نیز اندازه‌گیری می‌شود. ترکیب مایع در آخرین ستون جدول ۳-۱۰ در فشار *700 psi* گزارش شده است. این داده‌ها در مطالعه موازنه جرم ترکیب کنترل کننده محسوب می‌شوند.

حجم مایع برگشتی^۱ یا ریزش مایع^۲ در حین مطالعه تخلیه (جدول ۳-۱۱) اندازه‌گیری می‌شود. این داده‌ها درصدی از فضای خلل و فرج هیدروکربن دوباره‌اند. این اندازه‌گیری‌ها مشخص می‌کنند که بیشترین ریزش مایع *34.4%* در فشار *3500 psi* است. ریزش مایع را می‌توان به صورت درصدی از حجم خلل و فرج و درجه اشباع، با تطبیق مقادیر گزارش شده برای محاسبه درجه اشباع اولیه آب، بیان کرد:

$$S_o = (LDO)(1 - S_{wi}) \quad (۳۳-۳)$$

S_o درجه اشباع مایع (نفت) برگشتی، %؛

LDO ریزش سیال مایع، %؛

S_{wi} درجه اولیه اشباع آب.

مثال ۳-۱۰

با داده‌های آزمایشگاهی میدان نیملس در جدول ۳-۱۰ و معادله

(۳۱-۳) ضریب تراکم‌پذیری دو فازی را در فشار *2000 psi* محاسبه کنید.

1- Retrograde Liquid

2- Liquid Dropout

جواب

گزارش آزمایشگاهی فشار پایه (استاندارد) را 15.02 psia نشان می‌دهد. از معادله (۳۱-۳) داریم:

$$z_{two-phase} = \left[\frac{1.043}{4968 + 15.02} \right] \left[\frac{2000 + 15.02}{1 - 0.46422} \right] = 0.787$$

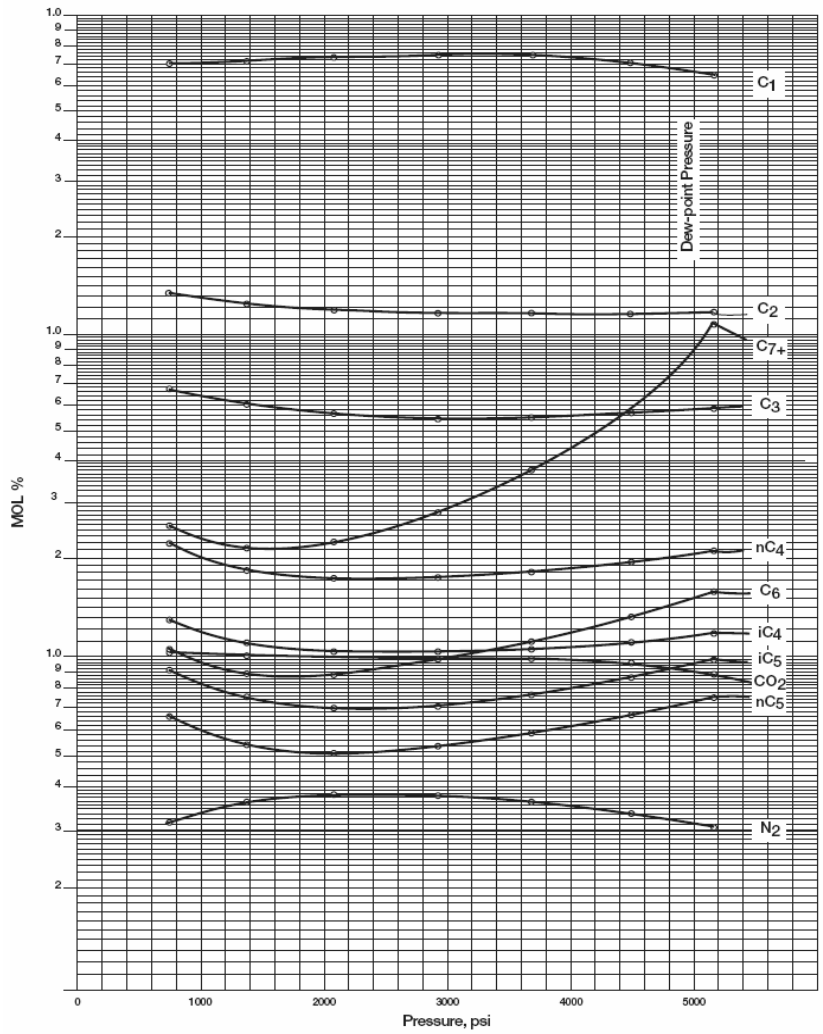
جدول ۳-۱۰: مطالعه تخلیه در دمای $262^\circ F$

Component	Reservoir Pressure—psig							
	4968	4300	3500	2800	2000	1300	700	700*
Carbon dioxide	0.92	0.97	0.99	1.01	1.02	1.03	1.03	0.30
Nitrogen	0.31	0.34	0.37	0.39	0.39	0.37	0.31	0.02
Methane	63.71	69.14	71.96	73.24	73.44	72.48	69.74	12.09
Ethane	11.63	11.82	11.87	11.92	12.25	12.67	13.37	5.86
Propane	5.97	5.77	5.59	5.54	5.65	5.98	6.80	5.61
iso-Butane	1.21	1.14	1.07	1.04	1.04	1.13	1.32	1.61
n-Butane	2.14	1.99	1.86	1.79	1.76	1.88	2.24	3.34
iso-Pentane	0.99	0.88	0.79	0.73	0.72	0.77	0.92	2.17
n-Pentane	0.77	0.68	0.59	0.54	0.53	0.56	0.68	1.88
Hexanes	1.60	1.34	1.12	0.98	0.90	0.91	1.07	5.34
Heptanes plus	<u>10.75</u>	<u>5.93</u>	<u>3.79</u>	<u>2.82</u>	<u>2.30</u>	<u>2.22</u>	<u>2.52</u>	<u>61.78</u>
	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Molecular weight of heptanes-plus	185	143	133	125	118	114	112	203
Specific gravity of heptanes-plus	0.809	0.777	0.768	0.760	0.753	0.749	0.747	0.819
Deviation Factor-Z								
Equilibrium gas	1.043	0.927	0.874	0.862	0.879	0.908	0.946	
Two-phase	1.043	0.972	0.897	0.845	0.788	0.720	0.603	
Wellstream produced—								
Cumulative percent of initial GPM from smooth compositions	0.000	7.021	17.957	30.268	46.422	61.745	75.172	
Propane-plus	12.030	7.303	5.623	4.855	4.502	4.624	5.329	
Butanes-plus	10.354	5.683	4.054	3.301	2.916	2.946	3.421	
Pentanes-plus	9.263	4.664	3.100	2.378	2.004	1.965	2.261	

*Equilibrium liquid phase, representing 13.323 percent of original well stream.

جدول ۳-۱۱: تراکم برگشتی در حین تخلیه گاز در دمای $262^\circ F$

Pressure psig	Retrograde Liquid Volume Percent of Hydrocarbon Pore Space
4968 Dew-point Pressure	0.0
4905	19.3
4800	25.0
4600	29.9
4300 First Depletion Level	33.1
3500	34.4
2800	34.1
2000	32.5
1300	30.2
700	27.3
0	21.8



شکل ۳-۱۳: آنالیز هیدروکربن در حین تخلیه

مسائل

جدول ۳-۱۲ نتایج آزمایش یک نمونه نفت خام میدان متچ^۱ را نشان می‌دهد. این نتایج شامل CCE و DE و آزمایش‌های تفکیک کننده‌اند.

شرایط بهینه تفکیک کننده را انتخاب کنید و مقادیر B_o, R_s و B_t را برای این سیستم نفت خام به دست آورید. نتایج خود را رسم و با مقادیر غیراصلاحی مقایسه کنید.

فرض کنید که فشار نقطه حباب 2500 psi توصیف بهتری از شرایط مخزن ارائه دهد. PVT موجود را طوری که فشار جدید نقطه حباب را منعکس کند تنظیم کنید.

جدول ۳-۱۲: روابط فشار-حجم سیال مخزن در دمای $260^\circ F$ (آزمایش انبساط ترکیب ثابت)

Pressure psig	Relative Volume
5000	0.9460
4500	0.9530
4000	0.9607
3500	0.9691
3000	0.9785
2500	0.9890
2300	0.9938
2200	0.9962
2100	0.9987
<u>2051</u>	1.0000
2047	1.0010
2041	1.0025
2024	1.0069
2002	1.0127
1933	1.0320
1843	1.0602
1742	1.0966
1612	1.1524
1467	1.2299
1297	1.3431
1102	1.5325
862	1.8992
653	2.4711
482	3.4050

ادامه جدول ۳-۱۲، آزاد کردن مرحله ای در دمای $260^{\circ}F$

Pressure psig	Solution Gas/Oil Ratio (1)	Relative Oil Volume (2)	Relative Total Volume (3)	Oil Density gm/cc	Deviation Factor Z	Gas Formation Volume Factor (4)	Incremental Gas Gravity
2051	1004	1.808	1.808	0.5989			
1900	930	1.764	1.887	0.6063	0.880	0.00937	0.843
1700	838	1.708	2.017	0.6165	0.884	0.01052	0.840
1500	757	1.660	2.185	0.6253	0.887	0.01194	0.844
1300	678	1.612	2.413	0.6348	0.892	0.01384	0.857
1100	601	1.566	2.743	0.6440	0.899	0.01644	0.876
900	529	1.521	3.229	0.6536	0.906	0.02019	0.901
700	456	1.476	4.029	0.6635	0.917	0.02616	0.948
500	379	1.424	5.537	0.6755	0.933	0.03695	0.018
300	291	1.362	9.214	0.6896	0.955	0.06183	1.188
170	223	1.309	16.246	0.7020	0.974	0.10738	1.373
0	0	1.110		0.7298			2.230

at $60^{\circ}F = 1.000$ Gravity of Residual Oil = 43.1°API at $60^{\circ}F$ (1) Cubic feet of gas at 14.73 psia and $60^{\circ}F$ per barrel of residual oil at $60^{\circ}F$.(2) Barrels of oil at indicated pressure and temperature per barrel of residual oil at $60^{\circ}F$.(3) Barrels of oil plus liberated gas at indicated pressure and temperature per barrel of residual oil at $60^{\circ}F$.(4) Cubic feet of gas at indicated pressure and temperature per cubic foot at 14.73 psia and $60^{\circ}F$.

ادامه جدول ۳-۱۲، آزمایش‌های تفکیک کننده نمونه سیال مخزن

Separator Pressure PSI Gauge	Separator Temperature $^{\circ}F$	Gas/Oil Ratio (1)	Gas/Oil Ratio (2)	Stock Tank Gravity $^{\circ}API @ 60^{\circ}F$	Formation Volume Factor (3)	Separator Volume Factor (4)	Specific Gravity of Flashed Gas
200 to 0	71	431	490			1.138	0.739*
	71	222	223	48.2	1.549	1.006	1.367
100 to 0	72	522	566			1.083	0.801*
	72	126	127	48.6	1.529	1.006	1.402
50 to 0	71	607	632			1.041	0.869*
	71	54	54	48.6	1.532	1.006	1.398
25 to 0	70	669	682			1.020	0.923*
	70	25	25	48.4	1.558	1.006	1.340

*Collected and analyzed in the laboratory

(1) Gas/oil ratio in cubic feet of gas @ $60^{\circ}F$ and 14.75 psi absolute per barrel of oil @ indicated pressure and temperature.(2) Gas/oil ratio in cubic feet of gas @ $60^{\circ}F$ and 14.73 psi absolute per barrel of stock-tank oil @ $60^{\circ}F$.(3) Formation volume factor in barrels of saturated oil @ 2051 psi gauge and $260^{\circ}F$ per barrel of stock-tank oil @ $60^{\circ}F$.(4) Separator volume factor in barrels of oil @ indicated pressure and temperature per barrel of stock-tank oil @ $60^{\circ}F$.

مراجع

1. Amyx, J. M., Bass, D. M., and Whiting, R., *Petroleum Reservoir Engineering- Physical Properties*. New York: McGraw-Hill Book Company, 1960.
2. Dake, L. P., *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1978.
3. Dodson, L. P., "Application of Laboratory PVT Data to Reservoir Engineering Problems," *JPT*, December 1953, pp. 287–298.
4. McCain, W., *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, 1990.
5. Moses, P., "Engineering Application of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems," *JPT*, July 1986, pp. 715–723.

اصول خواص سنگ

مواد تشکیل دهنده سنگ یک مخزن هیدروکربوری حوزه‌ای وسیع دارند: ماسه شل و نامستحکم تا ماسه سنگ‌ها، سنگ‌های آهکی و یا دولومیت‌های بسیار سخت. دانه‌های این سنگ‌ها با انواع مواد به همدیگر متصل شده‌اند که معمول‌ترین آنها سیلت، کلسیت یا رس‌اند. آگاهی از خواص فیزیکی سنگ و فعل و انفعالات سیستم هیدروکربنی و سازند در فهم و ارزیابی عملکرد یک مخزن بسیار مهم است.

خواص سنگ با تحلیل‌های آزمایشگاهی مغزه‌های گرفته شده از مخزن ارزیابی می‌شوند. مغزه‌گیری از محیط مخزن معمولاً با تغییراتی در حجم کلی مغزه، حجم فضای متخلخل مغزه، درجات اشباع سیال مخزن و بعضی اوقات خاصیت ترشوندی سازند همراه است. هر کدام از این تغییرات، بسته به خصوصیات سازند و خاصیت پارامتر مورد نظر، اثری قابل اغماض یا مهم بر نتیجه دارد. در آزمایش یک مغزه باید

به این تغییرات توجه کرد. اساساً دو نوع آزمایش عمده آنالیز مغزه برای اندازه‌گیری خصوصیات فیزیکی سنگ‌های مخزن انجام می‌شوند:

آزمایش‌های معمولی (روتین) آنالیز مغزه^۱

- تخلخل؛
- نفوذپذیری؛
- درجه اشباع.

آزمایش‌های ویژه آنالیز مغزه^۲

- فشار وزن روباره؛
- فشار موئینگی؛
- نفوذپذیری نسبی؛
- خاصیت ترشوندگی؛
- کشش سطحی.

اطلاعات مربوط به خواص بالا برای محاسبات مهندسی مخزن ضروری هستند و مستقیماً بر کمیت و مدل توزیع هیدروکربن‌ها در مخزن تأثیر می‌گذارند. اگر این اطلاعات با اطلاعات مربوط به خواص سیال^۳ ترکیب شوند، جریان فازهای موجود در مخزن مانند آب، گاز و نفت را کنترل می‌کنند.

تخلخل^۴

تخلخل یک سنگ اندازه‌گیری ظرفیت سنگ (حجم خلل و فرج) برای انباشت سیالات است. به صورت کمی، تخلخل نسبت حجم خلل و فرج به حجم کل سنگ است. رابطه زیر این خاصیت مهم سنگ را تعریف می‌کند:

-
- 1- Routine Core Analysis Tests
 - 2- Special Tests
 - 3- Fluid Properties
 - 4- Porosity

$$\phi = \frac{P.V}{B.V}$$

ϕ تخلخل؛

$P.V$ حجم خلل و فرج؛

$B.V$ حجم کل.

سنگ‌ها در دوره‌های زمین شناسی با رسوبگذاری در محیط‌های مختلف تشکیل شده‌اند. این سنگ‌ها دو نوع فضای خالی دارند؛ بعضی از این فضاها مرتبطاند و بعضی دیگر با مواد سیمانی از دیگر فضاهای خالی جدا شده‌اند. بر اساس این توضیح کوتاه دو نوع مشخص تخلخل را می‌توان تعریف کرد:

- تخلخل مطلق؛
- تخلخل مؤثر.

تخلخل مطلق^۱

تخلخل مطلق نسبت حجم کل خلل و فرج موجود در سنگ به حجم کل نمونه است. ممکن است یک سنگ تخلخل مطلق قابل ملاحظه‌ای داشته باشد در حالی که قابلیت گذردهی سیال آن به علت فقدان ارتباط منافذ در حد صفر باشد. تخلخل مطلق در حالت کلی به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\phi_a = \frac{(P.V)_t}{B.V} \quad (1-4)$$

یا:

$$\phi_a = \frac{B.V - G.V}{B.V} \quad (2-4)$$

ϕ_a تخلخل مطلق؛

$(P.V)_t$ حجم کل خلل و فرج؛

$B.V$ حجم کل؛

1- Absolute Porosity

$G.V$ حجم دانه‌های سنگ.

تخلخل مؤثر^۱

درصد خلل و فرج مرتبط به هم به حجم کل نمونه است؛ یا:

$$\phi = \frac{(P.V)_i}{B.V} \quad (۳-۴)$$

ϕ تخلخل مؤثر؛

$(P.V)_i$ حجم خلل و فرج مرتبط به هم.

در همه محاسبات مهندسی مخزن چون تخلخل مؤثر حجم خلل و فرج مرتبط با هم و حاوی سیالات هیدروکربونی قابل برداشت را نشان می‌دهد، از این پارامتر استفاده می‌کنند.

می‌توان تخلخل را بر اساس منشأ زمان شکل‌گیری‌اش به دو دسته اولیه و ثانویه^۲ نیز تقسیم کرد. تخلخل اولیه همزمان با رسوب مواد تشکیل‌دهنده سنگ تشکیل می‌شود و تخلخل ثانویه در نتیجه بعضی فرایندهای زمین‌شناسی در سنگ رخ می‌دهد. تخلخل بین دانه‌ای ماسه سنگ‌ها و تخلخل بین کریستالی و اولیتیکی بعضی از سنگ‌های آهک تخلخل اولیه شناخته می‌شوند. تخلخل‌های ایجاد شده با فرکچرها که در اغلب شیل‌ها و سنگ آهک‌ها دیده می‌شوند و یا تخلخل‌های ناشی از انحلال مواد سنگی (اغلب در سنگ‌های آهکی) در گروه تخلخل‌های ثانویه دسته‌بندی می‌شوند. سنگ‌هایی که تخلخل اولیه دارند معمولاً از سنگ‌هایی که بخش اعظم آنها تخلخل ثانویه است خصوصیات همگن‌تری دارند. برای اندازه‌گیری کمی و مستقیم تخلخل، باید به نمونه‌های گرفته شده از سازند اعتماد کرد.

چون تخلخل مؤثر مقداری است که در محاسبات در نظر گرفته می‌شود، باید به روش‌های تعیین تخلخل توجهی ویژه کرد. برای مثال، اگر تخلخل یک نمونه سنگی

1- Effective Permeability

2- Primary and Secondary Porosity

با اشباع صد درصد یک نمونه سنگی با سیالی با دانسیته معلوم و اندازه‌گیری اضافه وزن ناشی از این اشباع اندازه گرفته شود، تخلخل مؤثر را نشان می‌دهد زیرا در این حالت سیال می‌تواند تنها وارد منافذی شود که با همدیگر مرتبط‌اند. به عبارت دیگر، اگر نمونه سنگی خرد و در هاون پودر شود، حجم حقیقی قسمت سنگی نمونه قابل اندازه‌گیری است. حال با کم کردن حجم به دست آمده از حجم کل نمونه و تقسیم آن بر حجم کل، تخلخل مطلق به دست می‌آید زیرا در پروسه خرد و پودر کردن سنگ مجزا بودن منافذ از بین می‌رود.

یکی از کاربردهای مهم تخلخل مؤثر تعیین حجم اولیه نفت در جاست^۱. مخزنی با مساحت A ایگر و ضخامت متوسط h فوت را در نظر بگیرید. حجم کل مخزن را با رابطه زیر می‌توان محاسبه کرد:

$$B.V = 43,560 Ah \quad ft^3 \quad (۴-۴)$$

یا:

$$B.V = 7,758 Ah \quad bbl \quad (۵-۴)$$

A مساحت مخزن، *acres*؛

h ضخامت متوسط، *ft*.

با ترکیب روابط (۴-۴) و (۵-۴) می‌توان حجم خلل و فرج مخزن را بر حسب فوت مکعب به دست آورد:

$$P.V = 43,560 Ah\phi \quad ft^3 \quad (۶-۴)$$

یا:

$$PV = 7,758 Ah\phi \quad bbl \quad (۷-۴)$$

مثال ۴-۱

یک مخزن نفتی تحت فشار 3000 psia (فشار نقطه جباب) و دمای $160^\circ F$ قرار دارد. گراویته نفت این مخزن $42^\circ API$ و نسبت گاز به نفت آن 600 scf/STB و وزن مخصوص گاز محلول در نفت 0.65 است. اطلاعات اضافی زیر نیز وجود دارند:

مساحت مخزن: 640 acres ؛

ضخامت متوسط: 10 ft ؛

درجه اشباع آب محتوایی: 0.25 ؛

تخلخل مؤثر: 15% .

مقدار نفت درجای اولیه را بر حسب STB محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: تعیین وزن مخصوص نفت تانک ذخیره با معادله (۲-۶۸):

$$\gamma_o = \frac{141.5}{42 + 131.5} = 0.8156$$

مرحله دوم: محاسبه ضریب حجمی اولیه سازند نفت با معادله استندینگ معادله (۲-۸۵):

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 \left[600 \left(\frac{0.65}{0.8156} \right)^{0.5} + 1.25(160) \right]^{1.2}$$

$$= 1.306 \text{ bbl/STB}$$

مرحله سوم: محاسبه حجم خلل و فرج معادله (۴-۷):

$$PV = 7758(640)(10)(0.15) = 7,447,680 \text{ bbl}$$

مرحله چهارم: محاسبه نفت در جای اولیه:

$$OOIP = 12,412,800(1 - 0.25)/1.306 = 4,276,998STB$$

در حالت کلی، تغییرات زیادی در تخلخل سنگ مخزن در جهت عمودی دیده می‌شود، اما در جهت موازی با صفحات لایه‌ها این تغییرات زیاد نیست. در این حالت میانگین حسابی تخلخل یا میانگین وزنی - ضخامتی تخلخل برای توصیف تخلخل متوسط مخزن استفاده می‌شود. هر گونه تغییر شرایط رسوبگذاری می‌تواند باعث تفاوت زیاد تخلخل در قسمتی از مخزن با دیگر قسمت‌های آن شود. در چنین حالتی، میانگین وزنی - مساحتی یا میانگین وزنی - حجمی تخلخل را می‌توان برای نمایش تخلخل متوسط سنگ مخزن استفاده کرد. این تکنیک‌های میانگین‌گیری به صورت زیراند:

$$\phi = \sum \phi_i / n \quad (۸-۴)$$

میانگین حسابی

$$\phi = \sum \phi_i h_i / h_i \quad (۹-۴)$$

میانگین وزنی - ضخامتی

$$\phi = \sum \phi_i A_i / A_i \quad (۱۰-۴)$$

میانگین وزنی - مساحتی

$$\phi = \sum \phi_i A_i h_i / A_i h_i \quad (۱۱-۴)$$

میانگین وزنی - حجمی

n تعداد؛

h_i ضخامت نمونه مغزه نام یا ناحیه نام مخزن؛

ϕ_i تخلخل نمونه مغزه نام یا ناحیه نام مخزن؛

A_i مساحت نام مخزن.

مثال ۲-۴

میانگین حسابی و میانگین وزنی - ضخامتی نمونه‌های زیر را حساب کنید:

Sample	Thickness, ft	Porosity, %
1	1.0	10
2	1.5	12
3	1.0	11
4	2.0	13
5	2.1	14
6	1.1	10

جواب

• میانگین حسابی:

$$\phi = \frac{10 + 12 + 11 + 13 + 14 + 10}{6} = 11.67\%$$

• میانگین وزنی - ضخامتی:

$$\phi = \frac{(1)(10) + (1.5)(12) + (1)(11) + (2)(13) + (2.1)(14) + (1.1)(10)}{1 + 1.5 + 1 + 2 + 2.1 + 1.1} = 12.11\%$$

درجه اشباع^۱

درجه اشباع کسر یا درصدی از حجم خلل و فرج سنگ است که با سیال خاصی (گاز، آب یا نفت) اشغال شده است. معادله این خاصیت به صورت زیر است:

$$S_f = \frac{V_f}{P.V}$$

با اعمال مفهوم ریاضی درجه اشباع برای هر یک از سیالات مخزن:

$$S_o = \frac{V_o}{P.V} \quad (۱۲-۴)$$

$$S_g = \frac{V_g}{P.V} \quad (۱۳-۴)$$

1- Saturation

$$S_w = \frac{V_w}{P.V} \quad (۱۴-۴)$$

S_f درجه اشباع سیال؛

S_o درجه اشباع نفت؛

S_g درجه اشباع گاز؛

S_w درجه اشباع آب؛

$P.V$ حجم خلل و فرج؛

V_w, V_g, V_o حجم نفت، گاز و آب.

بنابراین، همه مقادیر درجه اشباع بر مبنای حجم خلل و فرج، و نه حجم ناخالص مخزن، هستند.

درجه اشباع هر فاز بین 0 تا 100 درصد است. مجموع درجات اشباع سیالات مختلف یک مخزن همواره برابر یک است؛ مثلاً اگر مخزن از سه سیال آب، نفت و گاز پر شده باشد:

$$S_o + S_g + S_w = 1.0 \quad (۱۵-۴)$$

به عقیده دانشمندان در اکثر مخازن، سیالات در حالت تعادل اند، بنابراین بر اساس دانسیته‌اشان از همدیگر جدا می‌شوند؛ یعنی گاز از بالا و آب از پایین نفت را محصور می‌کنند. علاوه بر زیر یا کنار نفت آب محتوایی^۱ در تمام نواحی گازدار و نفت‌دار وجود دارد. مقدار آب موجود در این نواحی کمترین و غیر قابل کاهش است. نیروهای نگهدارنده آب در این نواحی به نیروهای موئینگی معروف‌اند. زیرا تنها در منافذی با اندازه‌های موئین اهمیت می‌یابند.

درجه اشباع آب محتوایی S_{wc} اصولاً پارامتری مهم است زیرا فضای موجود برای نفت و گاز را در یک محیط متخلخل کاهش می‌دهد. کلاً درجه اشباع آب محتوایی

1- Connate Water

یکنواخت در تمام گستره مخزن توزیع نشده است بلکه، بسته به نفوذپذیری، لیتولوژی و فاصله از سطح آب آزاد، مقدار آن در نقاط مختلف مخزن متفاوت است. یکی دیگر از پارامترهای مهم مرتبط با درجه اشباع درجه اشباع بحرانی است. هر سیال در مخزن درجه اشباع بحرانی خاص خود را دارد. این پارامتر برای سیالات مختلف در زیر تعریف شده است:

درجه اشباع بحرانی نفت S_{oc}^1

برای این که نفت بتواند در محیط متخلخل جریان یابد، درجه اشباع آن باید از مقداری معین فراتر رود که به درجه اشباع بحرانی نفت معروف است. تا زمانی که درجه اشباع نفت به این حد خاص نرسد، نفت در خلل و فرج باقی می ماند و جریان نخواهد یافت.

درجه اشباع نفت باقی مانده، S_{or}^2

در فرایند جابه جایی نفت خام با آب یا گاز تزریقی یا نفوذی درون یک محیط متخلخل، در نهایت مقداری نفت در محیط باقی خواهد ماند که قابل استحصال نیست. به این درجه اشباع، درجه اشباع نفت باقی مانده می گویند که مقدار آن از درجه اشباع بحرانی بزرگتر است. معمولاً در زمان جابه جایی فاز تر با فاز غیرتر، درجه اشباع باقی مانده فاز تر نیز گفته می شود.

درجه اشباع نفت قابل جابه جایی، S_{om}^3

یکی دیگر از درجات اشباع نفت است که به صورت کسری از حجم خلل و فرج اشغال شده با نفت قابل جابه جایی تعریف می شود:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc}$$

-
- 1- Critical Oil Saturation
 - 2- Residual Oil Saturation
 - 3- Movable Oil Saturation

S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی؛

S_{oc} درجه اشباع بحرانی نفت.

درجه اشباع بحرانی گاز S_{gc} ^۱

با افت فشار مخزن به زیر فشار نقطه حباب، گاز از فاز نفتی جدا می‌شود و درجه اشباع گاز همراه با افت فشار مخزن نیز افزایش می‌یابد. در این حالت فاز گازی تا رسیدن به درجه اشباعی مشخص که اصطلاحاً درجه اشباع بحرانی گاز نامیده می‌شود حرکتی ندارد. با فراتر رفتن درجه اشباع گاز از درجه اشباع بحرانی، گاز شروع به حرکت می‌کند.

درجه اشباع بحرانی آب، S_{wc} ^۲

درجه اشباع بحرانی آب، درجه اشباع آب محتوایی و درجه اشباع آب غیرقابل کاهش^۳ دایم به جای هم استفاده می‌شوند. هر سه این پارامترها بیشترین درجه اشباع آب اند که تا آن درجه آب در محیط بدون حرکت باقی خواهد ماند.

درجه اشباع متوسط^۴

برای میانگین‌گیری مناسب از داده‌های درجه اشباع، داده‌های درجه اشباع باید نسبت به هر دو بازه ضخامت h_i و تخلخل ϕ وزن دهی شوند. درجه اشباع متوسط هر سیال مخزن با روابط زیر محاسبه می‌شود:

$$S_o = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (۱۶-۴)$$

-
- 1- Critical Gas Saturation
 - 2- Critical Water Saturation
 - 3- Irreducible Water Saturation
 - 4- Average Saturation

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (17-4)$$

$$S_g = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (18-4)$$

اندیس i معرف هر داده منفرد و h_i معرف بازه عمقی است که S_{gi}, S_{oi}, ϕ_i و S_{wi} در آن اندازه گیری یا محاسبه می شوند.

مثال ۳-۴

میانگین درجه اشباع نفت و آب محتوایی داده های زیر را به دست آورید:

Sample	h_i , ft	ϕ , %	S_o , %	S_{wc} , %
1	1.0	10	75	25
2	1.5	12	77	23
3	1.0	11	79	21
4	2.0	13	74	26
5	2.1	14	78	22
6	1.1	10	75	25

جواب

جدولی شبیه جدول زیر تشکیل دهید و درجه اشباع متوسط را برای فازهای نفت

و آب محاسبه کنید:

Sample	h_i , ft	ϕ	ϕh	S_o	$S_o \phi h$	S_{wc}	$S_{wc} \phi h$
1	1.0	.10	.100	.75	.0750	.25	.0250
2	1.5	.12	.180	.77	.1386	.23	.0414
3	1.0	.11	.110	.79	.0869	.21	.0231
4	2.0	.13	.260	.74	.1924	.26	.0676
5	2.1	.14	.294	.78	.2293	.22	.0647
6	1.1	.10	.110	.75	.0825	.25	.0275
			1.054		0.8047		0.2493

محاسبه درجه اشباع متوسط نفت با معادله (۴-۱۶):

$$S_o = \frac{0.8047}{1.054} = 0.7635$$

محاسبه درجه اشباع متوسط آب با معادله (۴-۱۷):

$$S_w = \frac{0.2493}{1.054} = 0.2365$$

خاصیت ترشوندگی^۱

خاصیت ترشوندگی تمایل یک سیال به پخش شدن روی یک سطح جامد یا چسبیدن به آن در حضور دیگر سیالات امتزاج ناپذیر^۲ با آن است (شکل ۴-۱). قطرات کوچکی از سه سیال (جیوه، نفت و آب) روی یک صفحه شیشه‌ای تمیز قرار داده شده‌اند. این سه قطره از یک‌نما در شکل ۴-۱ نشان داده شده‌اند. جیوه به صورت یک کره نفت به صورت یک نیم کره روی سطح قرار گرفته‌اند ولی قطره آب روی سطح شیشه‌ای پخش شده است.

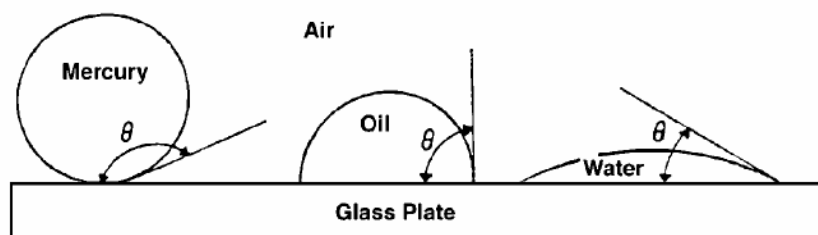
تمایل یک سیال به پخش شدن روی سطح یک جامد خصوصیات تری سیال را نسبت به سطح جامد مشخص می‌کند. معمولاً این تمایل به پخش شدن با اندازه‌گیری زاویه سطح تماس سطح جامد - مایع بیان می‌شود که زاویه تماس^۳ θ نامیده و همیشه از سمت مایع به جامد اندازه‌گیری می‌شود.

زاویه تماس θ بزرگی خاصیت ترشوندگی را نشان می‌دهد. با کاهش زاویه تماس، خصوصیات تری سیال مایع افزایش می‌یابد (شکل ۴-۱). زاویه تماس صفر درجه بیانگر تری کامل و زاویه تماس ۱۸۰ درجه معرف غیر تری مطلق است. خاصیت ترشوندگی میانه تعاریفی گوناگون دارد ولی در اکثر نوشته‌ها زوایای ۶۰ تا ۹۰ درجه معرف این وضعیت‌اند.

خاصیت ترشوندگی سنگ‌های مخزن نسبت به سیالات اهمیتی خاص دارد زیرا توزیع این سیالات در محیط متخلخل تابعی از خاصیت ترشوندگی است. به خاطر

1- Wettability
2- Immiscible Fluids
3- Contact Angle

نیروهای جاذبه، فاز تر به اشغال منافذ کوچکتر سنگ و فاز غیر تر به اشغال کانال های باز تر تمایل دارد.



شکل ۴-۱: نمایش خاصیت ترشوندگی

کشش سطحی^۱

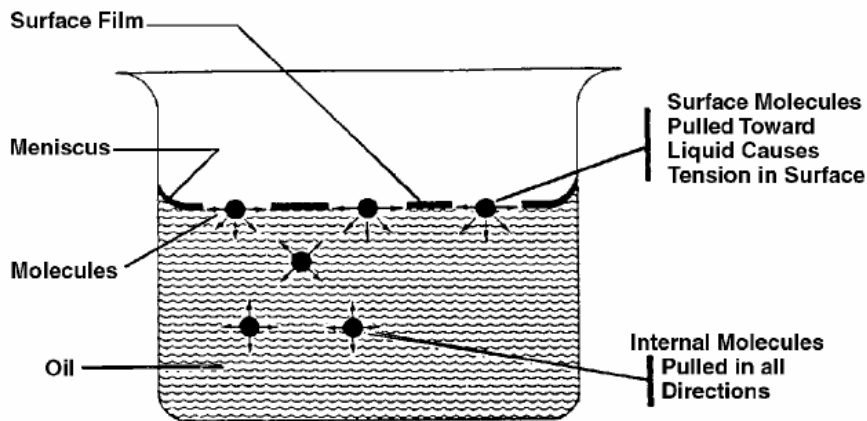
در سیستم‌های چند فاز، باید به اثر نیروها در سطح تماس، زمانی که دو سیال امتزاج ناپذیر در تماس اند، توجه کرد. اگر این سیال‌ها مایع و گاز باشند، از ترم کشش سطحی برای توصیف نیروهای عملگر در سطح تماس و اگر هر دو سیال مایع باشند، از ترم کشش سطح تماسی برای توصیف آنها استفاده می‌شود.

سطوح مایعات^۲ معمولاً با فیلم نازکی پوشیده شده‌اند. این فیلم ظاهراً مقاومت کمی دارد اما شبیه یک غشای نازک عمل و تا زمانی که شکسته نشود در مقابل نیروها مقاومت می‌کند. دانشمندان بر این باوراند که این مقاومت به دلیل نیروی جاذبه بین مولکولی در یک سیستم معین است. نیروی جاذبه بین مولکولی متناسب با جرم مولکول‌ها و عکس مربع فاصله آنها از همدیگر است.

دو سیال امتزاج ناپذیر هوا (یا گاز) و آب (یا نفت) را در نظر بگیرید (شکل ۴-۲). یک مولکول مایع که از سطح تماس نسبتاً دور است با دیگر مولکول‌های مایع احاطه شده است بنابراین برآیند خالص نیروهای جاذبه روی این مولکول صفر است. مولکولی که در سطح تماس قرار گرفته است دو نیروی متفاوت را تحمل می‌کند:

- 1- Interfacial Tension
- 2- Fluid Contacts

یکی دقیقاً بالای سطح تماس و از طرف مولکول های هوا (یا گاز) و دیگری از طرف مولکول های مایع زیر سطح تماس.



شکل ۴-۲: نمایش کشش سطحی

نیروهای برآیند در حالت نامتعادل اند و باعث ایجاد یک کشش در سطح می شوند. جاذبه نامتعادل بین مولکول ها باعث تشکیل یک سطح غشا مانند همراه با یک کشش (کشش سطحی) قابل اندازه گیری می شوند. برای درک بهتر این موضوع، اگر یک سوزن در سطح مایع قرار گیرد، علی رغم چگال تر بودن از مایع، روی آن شناور می ماند. واحدهای کشش سطحی از جنس نیرو در واحد طول اند (مثلاً $dynes/cm$) و معمولاً با σ نشان داده می شوند.

اگر یک لوله شیشه ای موئینه را در یک ظرف بزرگ روباز حاوی آب فرو برید، ترکیب کشش سطحی و خاصیت ترشوندگی لوله به آب باعث بالاتر رفتن آب از سطح آب در ظرف می شود (شکل ۴-۳).

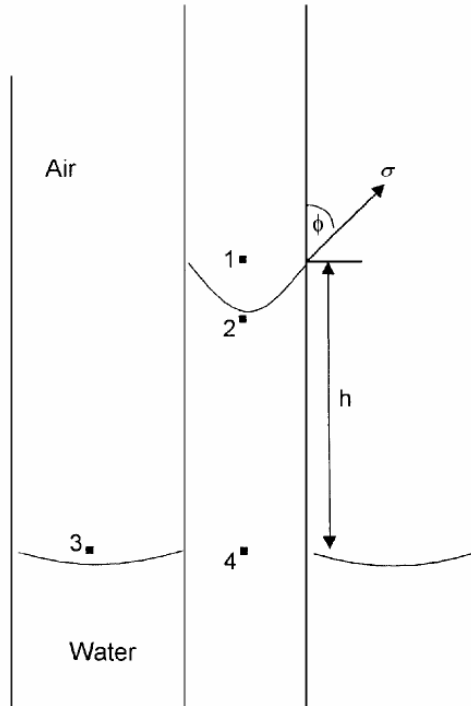
آب تا جایی بالا می رود که نیروی کلی عامل بالا کشیدن مایع با نیروی حاصل از وزن ستون مایع در لوله به تعادل برسد. فرض کنید که شعاع لوله موئینه r است؛ نیروی کلی بالا برنده مایع F_{up} برابر است با نیرو در واحد طول سطح در طول سطح یا:

$$F_{up} = (2\pi r)(\sigma_{gw})(\cos \theta) \quad (19-4)$$

σ_{gw} کشش سطحی هوا (گاز) و آب (نفت)، $dynes/cm$ ؛

θ زاویه تماس؛

r شعاع، cm .



شکل ۳-۴: روابط فشار در لوله های موئینه

نیروی بالا برنده در تقابل با نیروی پایین کشنده وزن آب است که دومی برابر

است با:

$$F_{down} = \pi r^2 h (\rho_w - \rho_{air}) g \quad (20-4)$$

h ارتفاع ستون مایع، cm ؛

g شتاب ثقل، cm/sec^2 ؛

ρ_w دانسیته آب، gm/cm^3 ؛

ρ_{air} دانسیته گاز، gm/cm^3 ؛

در مقایسه با دانسیته آب می توان از دانسیته هوا چشم پوشی کرد:

$$F_{down} = \pi r^2 \rho_w g \quad (21-4)$$

با برابر قرار دادن معادلات (۱۹-۴) و (۲۱-۴) معادله ای برای محاسبه کشش سطحی به دست می آید:

$$\sigma_{gw} = \frac{rh\rho_w g}{2 \cos \theta} \quad (22-4)$$

معادلات (۱۹-۴) تا (۲۲-۴) در همه جا عمومیت دارند؛ یعنی برای به دست آوردن کشش سطحی هر دو سیالی نیز می توانند به کار می روند. اگر دو سیال نفت و آب باشند، چون نمی توان از دانسیته نفت چشم پوشی کرد، معادله (۲۲-۴) به صورت زیر نوشته می شود:

$$\sigma_{ow} = \frac{rh(\rho_w - \rho_o)g}{2 \cos \theta} \quad (23-4)$$

ρ_o دانسیته نفت gm/cm^3 ؛

σ_{ow} کشش سطحی نفت و آب، $dynes/cm$.

فشار موئینگی^۱

نیروهای موئینگی در مخازن هیدروکربوری در نتیجه ترکیب اثر کشش های سطحی و سطح تماسی سنگ و سیالات، هندسه و اندازه منافذ و خصوصیات ترشوندگی سیستم به وجود می آیند. انحنای سطحی دو سیال امتزاج ناپذیر تمایل دارد

در کوچکترین مساحت ممکن در واحد حجم تشکیل شود (هر دو سیالی، خواه نفت و آب، آب و گاز و یا نفت و گاز). اگر دو سیال امتزاج ناپذیر در تماس باشند، در فشار میان‌شان یک ناپیوستگی هست که به انحنای سطح تماس جدا کننده دو سیال بستگی دارد. این اختلاف فشار به فشار موینگی معروف است و با p_c نشان داده شده می‌شود.

جابه‌جایی یک سیال با سیال دیگر درون منافذ یک محیط متخلخل با نیروهای سطحی فشار موینگی، بسته به شرایط، تقویت و یا تضعیف می‌شود. نتیجه این که برای این که یک محیط متخلخل به صورت جزئی از یک سیال غیرتر اشباع شود، فشار سیال غیرتر باید بزرگتر از فشار سیال تر باشد.

با در نظر گرفتن فشار فاز تر به صورت p_w و فشار فاز غیرتر به صورت p_{nw} می‌توان فشار موینگی را تعریف کرد:

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (۲۴-۴)$$

فشار اضافی سیال غیرتر فشار موینگی و تابعی از درجه اشباع است. تعریف بالا تعریف فشار موینگی در محیط متخلخل است.

سه نوع فشار موینگی در مخازن هیدروکربوری وجود دارند:

- فشار موینگی آب - نفت، p_{cwo} ؛
- فشار موینگی گاز - نفت، p_{cgo} ؛
- فشار موینگی گاز - آب، p_{cgw} .

با استفاده از تعریف ریاضی فشار موینگی معادله (۲۴-۴)، این سه به صورت زیر تعریف می‌شوند:

$$p_{cwo} = p_o - p_w$$

$$p_{cgo} = p_g - p_o$$

$$p_{cgw} = p_g - p_w$$

p_o, p_g و p_w فشارهای گاز، نفت و آب هستند.

اگر هر سه فاز پیوسته باشند:

$$p_{cgw} = p_{cgo} + p_{cwo}$$

با مراجعه به شکل ۳-۴، اختلاف فشار در طول سطح تماس نقاط 1 و 2 اصولاً برابر فشار موینگی است:

$$p_c = p_1 - p_2 \quad (25-4)$$

فشار فاز آب در نقطه 2 برابر فشار در نقطه 4 منهای فشار ستون آب است:

$$p_2 = p_4 - gh\rho_w \quad (26-4)$$

فشار نقطه‌ای دقیقاً بالای سطح تماس در نقطه 1 بیانگر فشار هواست:

$$p_1 = p_3 - gh\rho_{air} \quad (27-4)$$

فشار در نقطه 4 درون یک لوله موئینه برابر فشار در نقطه 3 خارج از لوله است. با کم کردن معادله (۲۶-۴) از معادله (۲۷-۴):

$$p_c = gh(\rho_w - \rho_{air}) = gh\Delta\rho \quad (28-4)$$

$\Delta\rho$ اختلاف دانسیته فازهای تر و غیرتر است. دانسیته هوا (گاز) در مقایسه با دانسیته آب قابل چشم‌پوشی است.

در حالات کاربردی معادله (۲۸-۴) به صورت زیر نمایش داده می‌شود:

$$p_c = \left(\frac{h}{144} \right) \Delta\rho$$

p_c فشار موینگی، *psi*؛

h ارتفاع ستون مایع، *ft*؛

$\Delta\rho$ اختلاف دانسیته، lb/ft^3 .

اگر سیستم از نفت و آب تشکیل شده باشد، معادله قبل را می توان به صورت زیر نوشت:

$$p_c = gh(\rho_w - \rho_o) = gh\Delta\rho \quad (29-4)$$

که هنگام کاربرد به صورت زیر نمایش داده می شود:

$$p_c = \left(\frac{h}{144}\right)(\rho_w - \rho_o)$$

می توان معادله فشار مویینگی را به صورت ترم هایی از کشش سطحی و سطح تماسی، با ترکیب معادلات (۲۸-۴) و (۲۹-۴) با معادلات (۲۲-۴) و (۲۳-۴) نمایش داد:

* سیستم گاز - مایع

$$p_c = \frac{2\sigma_{gw}(\cos\theta)}{r} \quad (30-4)$$

$$h = \frac{2\sigma_{gw}(\cos\theta)}{rg(\rho_w - \rho_{gas})} \quad (31-4)$$

ρ_w دانسیته آب، gm/cm^3 ؛

σ_{gw} کشش سطحی گاز-آب، $dynes/cm$ ؛

r شعاع مویینگی، cm ؛

θ زاویه تماس؛

h ارتفاع ستون مایع، cm ؛

g شتاب ثقل، cm/sec^3 ؛

P_c فشار مویینگی، $dynes/cm^2$ ؛

* سیستم نفت - آب

$$p_c = \frac{2\sigma_{wo}(\cos\theta)}{r} \quad (۳۲-۴)$$

$$h = \frac{2\sigma_{wo}(\cos\theta)}{rg(\rho_w - \rho_o)} \quad (۳۳-۴)$$

σ_{wo} کشش سطحی تماسی آب - نفت، dynes/cm ، است.

مثال ۴-۴

فشار مویینگی و ارتفاع ستون مایع را در یک سیستم نفت - آب با داده‌های زیر محاسبه کنید:

$$\theta = 30^\circ$$

$$\sigma_{ow} = 25 \text{ dynes/cm}$$

$$r = 10^{-4} \text{ cm}$$

$$\rho_w = 1.0 \text{ gm/cm}^3$$

$$\rho_o = 0.75 \text{ gm/cm}^3$$

جواب

مرحله اول: محاسبه p_c با معادله (۳۳-۴):

$$p_c = \frac{(2)(25)(\cos 30^\circ)}{0.0001} = 4.33 \times 10^5 \text{ dynes/cm}^2$$

$$1 \text{ dyne/cm}^2 = 1.45 \times 10^{-5} \text{ psi}$$

پس:

$$p_c = 6.28 \text{ psi}$$

نتیجه می‌شود که فشار فاز نفت 6.28 psi بیشتر از فشار فاز آب است.

مرحله دوم: محاسبه h با معادله (۳۳-۴):

$$h = \frac{(2)(25)(\cos 30^\circ)}{(0.0001)(980.7)(1.0 - 0.75)} = 1766 \text{ cm} = 57.9 \text{ ft}$$

فشار موینگی سنگ‌های مخزن

پدیده سطح تماس بالا در یک لوله موینه منفرد در منافذ متعدد یک محیط متخلخل با اندازه‌های متفاوت تخلخل نیز وجود دارد. فشار موینگی در یک محیط متخلخل میان دو فاز امتزاج ناپذیر تابعی از کشش‌های سطح تماسی و میانگین اندازه خلل و فرج است. این عوامل انحناى سطح تماس را کنترل می‌کنند. انحناى تابعی از توزیع درجه اشباع سیالات موجود در محیط نیز هست.

آزمایش‌های آزمایشگاهی مختلفی برای شبیه‌سازی نیروهای جابه‌جا کننده در یک مخزن، برای تعیین بزرگی نیروهای موینگی آن و همچنین توزیعات درجه اشباع و درجه اشباع آب محتوایی، ارائه شده‌اند که یکی از آنها اصطلاحاً تکنیک فشار موینگی برگشتی^۱ نامیده می‌شود که برای تعیین بزرگی درجه اشباع آب محتوایی ارائه شده است (شکل ۴-۴).

این آزمایش با اشباع کردن نمونه تا ۱۰۰ درصد از آب مخزن و سپس قرار دادن آن روی یک غشای متخلخل که ۱۰۰ درصد با آب اشباع شده و تنها به آب نفوذپذیر است شروع می‌شود. در مرحله بعد هوا به درون محفظه تزریق می‌شود و فشار را بالا می‌برد و آب مقداری جابه‌جا و از غشای متخلخل نیمه تراوا به یک استوانه مدرج وارد می‌شود. فشار ثابت نگه داشته می‌شود تا وقتی که دیگر آبی جابه‌جا نشود. این فرایند ممکن است چندین روز یا هفته طول بکشد. در مرحله بعد نمونه برداشته و درجه اشباع آن با اندازه‌گیری وزنش تعیین می‌شود. در گام بعدی نمونه دوباره در محفظه قرار می‌گیرد و فشار دوباره افزایش می‌یابد و فرایند دوباره تکرار می‌شود تا درجه اشباع آب به مینیمم برسد (شکل ۴-۵).

چون فشار لازم برای جابه‌جایی فاز تر درون مغزه دقیقاً برابر نیروهای موینگی نگهدارنده آب باقی‌مانده در مغزه بعد از تعادل است، می‌توان از داده‌های فشار موینگی برای رسم نمودار استفاده کرد. دو رویداد مهم در شکل ۴-۵ دیده می‌شوند: برای ورود فاز غیر تر به کانال‌های موینه پر شده با فاز تر، در درجه اشباع آب

100% به کمترین فشار موئینگی نیاز است که فشار جابه‌جایی^۱ یا p_d نامیده می‌شود.

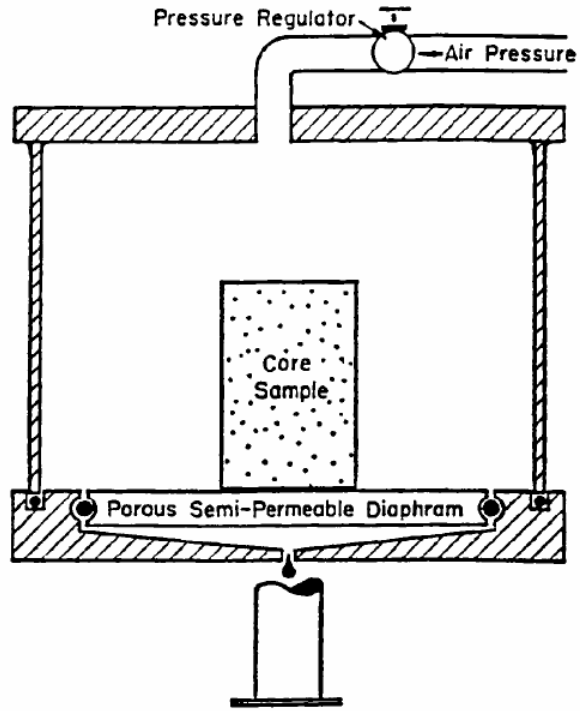
می‌توان با استفاده از منحنی فشار موئینگی اندازه متوسط منافذ سازنده خلل و فرج کل یک نمونه را محاسبه کرد. با در نظر گرفتن p_c به عنوان فشار موئینگی متوسط بین درجات اشباع 40% و 50% شعاع متوسط کانال‌های موئینه موجود از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$r = \frac{2\sigma(\cos \theta)}{p_c}$$

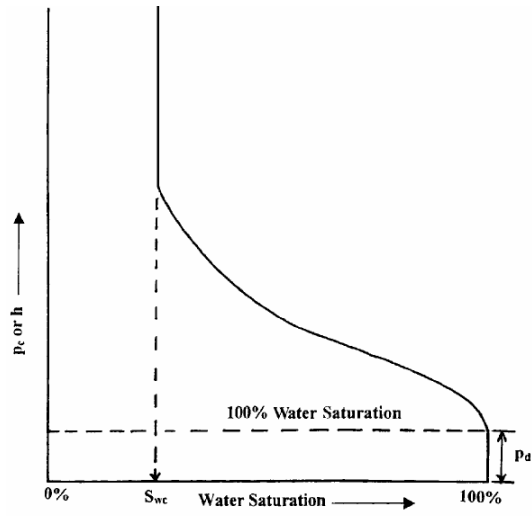
اگر بزرگترین کانال موئینه استوانه‌ای با شعاع r در نظر گرفته شود، فشار لازم برای وارد کردن فاز غیرتر به درون مغزه برابر است با:

$$p_c = \frac{2\sigma(\cos \theta)}{r}$$

این مقدار کمترین فشاری است که برای جابجایی فاز تر درون منفذ موئینه لازم است زیرا هر منفذ موئینه‌ای با شعاع کوچکتر فشار بیشتری را می‌طلبد. با جابه‌جا شدن فاز تر، دومین رویداد هر فرایند جابه‌جایی امتزاج ناپذیر روی خواهد داد: رسیدن به درجه اشباع حداقل آب غیر قابل کاهش که آن را آب محتوایی می‌نامند.

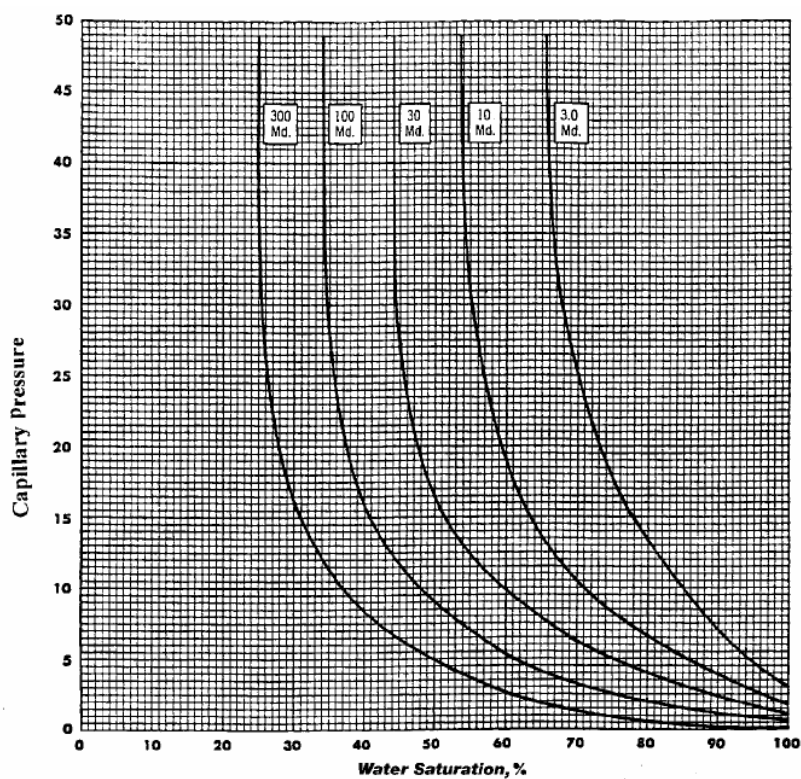


شکل ۴-۴: تجهیزات فشار مویستگی



شکل ۴-۵: منحنی فشار مویستگی

با استفاده از مقادیر θ و σ می‌توان مقدار r را در رابطه بالا به دست آورد. شکل ۴-۶ مثالی از منحنی‌های فشار مویینگی نفت - آب است. در این حالت، فشار مویینگی بر حسب درجه اشباع آب برای چهار نمونه با نفوذپذیری‌های افزایشی، از k_1 تا k_2 ، رسم شده است. دیده می‌شود که با کاهش نفوذپذیری، فشار مویینگی در یک مقدار درجه اشباع ثابت آب افزایش می‌یابد که تأثیر اندازه خلل و فرج را نشان می‌دهد زیرا منافذ با قطر کوچکتر همواره نفوذپذیری کمتری از منافذ با قطر زیاد دارند. همچنین انتظار می‌رود که فشار مویینگی برای هر نمونه‌ای با کاهش درجه اشباع آب افزایش یابد که این نیز تأیید دیگری بر تأثیر شعاع انحناى سطح تماس آب - نفت است.



شکل ۴-۶: تغییرات فشار مویینگی با نفوذپذیری

پسماند موینگی^۱

امروزه پذیرفته شده که خلل و فرج سنگ های مخزن در آغاز پیدایش با آب پر شده بودند. بعد از این که نفت به این مخازن وارد شد، آب را جابه‌جا کرد و مقدار آن را تا درجه اشباع باقی مانده کاهش داد. در زمان اکتشاف یک مخزن، منافذ آن با درجه اشباع آب محتوایی و درجه اشباع نفت پر شده‌اند. همه آزمایش‌ها در آزمایشگاه برای شبیه‌سازی تاریخچه درجه اشباع در مخزن طراحی شده‌اند. فرایند تولید کننده منحنی فشار موینگی به دلیل جابه‌جایی فاز تر (آب) با فاز غیرتر (نفت یا گاز) اصطلاحاً فرایند ریزش^۲ نامیده می‌شود.

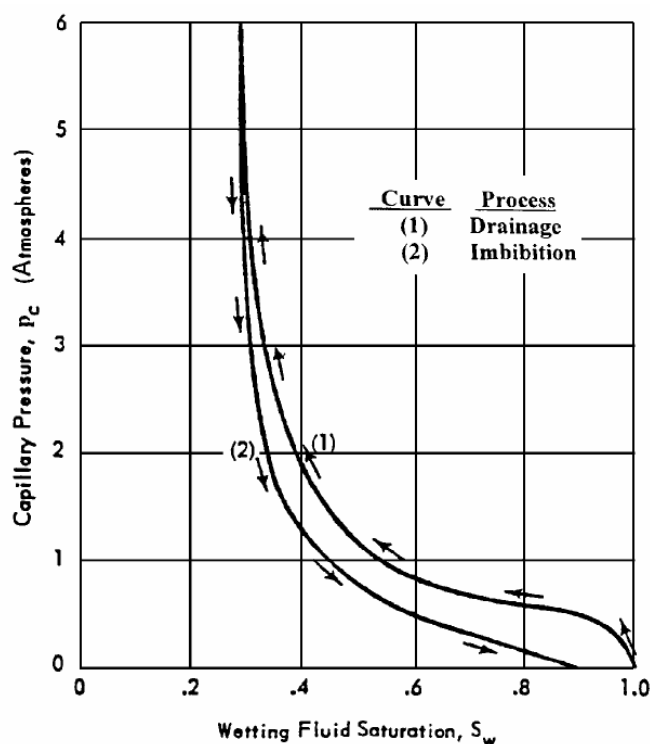
طی این فرایند درجات اشباع سیال در زمان اکتشاف مخزن درون سنگ مخزن ایجاد می‌شوند. فرایند جریان اصلی دیگری که دانشمندان به آن توجه می‌کنند پدیده عکس فرایند ریزش است؛ یعنی در این فرایند فاز تر (آب) فاز غیرتر (نفت) را جابه‌جا می‌کند. این فرایند آشام^۳ نامیده می‌شود و منحنی آن به منحنی آشام فشار موینگی^۴ معروف است. فرایند اشباع و تخلیه^۵ یک نمونه مغزه با فاز غیرتر پسماند موینگی نامیده می‌شود (شکل ۴-۷؛ این دو منحنی فشار - درجه اشباع یکسان نیستند).

این اختلاف اشباع و تخلیه منحنی‌های فشار موینگی با این حقیقت که زوایای تماس پیشرو و پسرو سطح تماس سیال با سطوح جامد متفاوت‌اند بسیار مرتبط است. اکثر اوقات در سیستم‌های نفت خام طبیعی - آب شور، زاویه تماس یا خاصیت ترشوندگی همراه با زمان تغییر می‌کند؛ بنابراین، اگر یک نمونه سنگ (که کاملاً با حلال‌های فرار تمیز شده) برای مدتی در نفت خام قرار گیرد به صورت یک سنگ نفت دوست^۶ رفتار خواهد کرد؛ اما اگر همین سنگ بعد از شستشو و تمیز شدن در

-
- 1- Capillary Hysteresis
 - 2- Drainage Process
 - 3- Imbibition Process
 - 4- Capillary Pressure Imbibition Curve
 - 5- Desaturating
 - 6- Oil- Wet

آب شور قرار گیرد، رفتار آب دوست^۱ از خود بروز می‌دهد. فعلاً یکی از بزرگترین مسائل حل نشده در صنعت نفت خاصیت ترشوندگی سنگ مخزن است.

مکانیسم دیگری که مک‌کاردل^۲ برای محاسبه پسماند موینگی پیشنهاد کرده است، اثر جوهر – بطری^۳ نامیده می‌شود. این پدیده را به راحتی می‌توان در یک لوله موینه که قطرش نسبت به طولش متغیر است دید. یک لوله موینه را در نظر بگیرید که، قرینه به محور لوله، قطر آن به شکل موج سینوسی تغییر می‌کند. زمانی که سر تحتانی این لوله درون آب غرق می‌شود، آب تا جایی که فشار هیدروستاتیک سیال در لوله برابر با فشار موینگی باشد بالا می‌آید.



شکل ۴-۷: پسماند فشار موینگی

- 1- Water- Wet
- 2- McCardell
- 3- Ink – Bottle Effect

حال اگر این لوله کمی بالاتر کشیده شود، مقداری از آب درون لوله تخلیه می‌شود و در سطح جدیدی دوباره به تعادل می‌رسد. زمانی که آب در قسمت هلالی لوله جلو می‌رود و به مجرای تنگ آن می‌رسد، ناگهان از این گردنه بالا می‌پرد. این نشان می‌دهد که چرا در یک فشار مویینگی معین درجه اشباع آب روی منحنی ریزش بالاتر از منحنی آشام است.

توزیع اولیه درجه اشباع در یک مخزن

یکی از کاربردهای مهم مفهوم فشارهای مویینگی با توزیع سیال در یک مخزن قبل از استخراج نفت از آن مرتبط است. داده‌های فشار مویینگی - درجه اشباع را می‌توان با آرایش مجدد معادله (۴-۲۹) و حل آن نسبت به ارتفاع بالای سطح آب آزاد به داده‌های ارتفاع - درجه اشباع تبدیل کرد:

$$h = \frac{144 p_c}{\Delta \rho} \quad (۴-۳۴)$$

p_c فشار مویینگی، $psia$ ؛

$\Delta \rho$ اختلاف دانسیته فازهای تر و غیرتر، lb/ft^3 ؛

h ارتفاع بالای سطح آب آزاد، ft .

شکل ۴-۸ نمودار توزیع درجه اشباع آب را به صورت تابعی از فاصله از سطح آب آزاد^۱ در یک سیستم نفت - آب نشان می‌دهد.

در اینجا چهار مفهوم مهم باید تعریف شوند:

- ناحیه انتقال^۲؛
- سطح تماس آب - نفت^۳؛
- سطح تماس گاز - نفت^۴؛

-
- 1- Free Water Level
 - 2- Transition Zone
 - 3- Water - Oil Contact (WOC)
 - 4- Gas - Oil Contact (GOC)

• سطح آب آزاد^۱.

شکل ۴-۹ توزیع ایده‌ال گاز، نفت و آب را درون یک مخزن نشان می‌دهد. در این شکل درجات اشباع از 100% آب در ناحیه آبی تا درجه اشباع آب غیر قابل کاهش در فاصله‌ای عمودی بالای ناحیه آبی کم‌کم تغییر می‌کند. این ناحیه عمودی به ناحیه انتقال^۲ معروف است. ناحیه انتقال در هر مخزن شامل یک سفره آبی است. این ناحیه به صورت ضخامتی عمودی، که در آن درجه اشباع آب بین 100% تا درجه اشباع آب محتوایی S_{wc} متغیر است، تعریف می‌شود. مفهوم مهم شکل ۴-۹ این است که هیچ تغییر ناگهانی از 100% آب تا ماکزیمم درجه اشباع نفت وجود ندارد. تشکیل ناحیه انتقال نفت - آب یکی از اثرات عمده نیروهای موینگی در مخازن هیدروکربوری است.

همین طور، درجه اشباع مایع کل (نفت و آب) به آرامی از 100% در ناحیه نفتی تا درجه اشباع آب محتوایی در منطقه کلاهدک گازی تغییر می‌کند. در بین مناطق نفتی و گازی نیز ناحیه انتقال مشابهی وجود دارد (شکل ۴-۸؛ WOC بالاترین عمق مخزن است که درجه اشباع آب 100% دیده می‌شود. GOC نیز بالاترین عمقی است که در آن درجه اشباع سیال مایع (آب + نفت) 100% در مخزن وجود دارد).

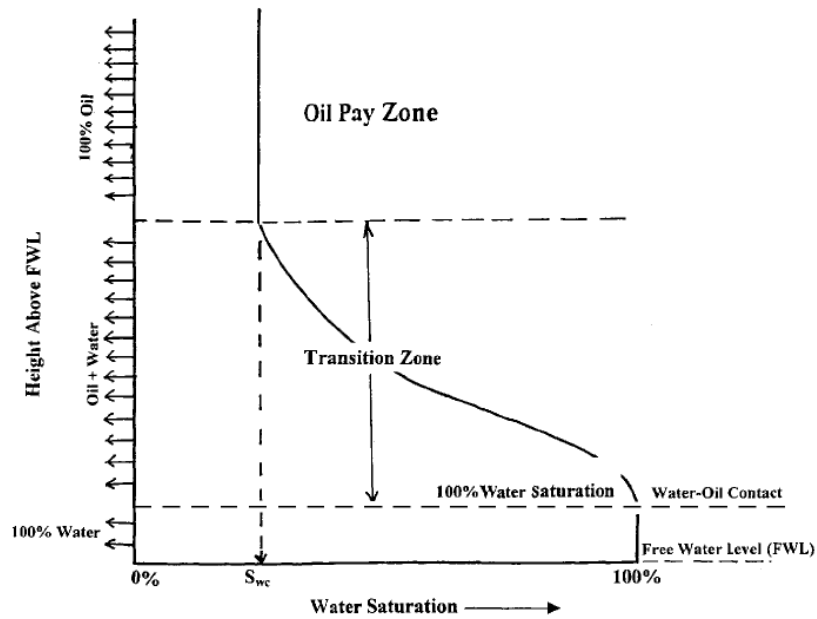
مقطع A در شکل ۴-۱۰ نمایی از یک مغزه با پنج منفذ است که کاملاً با آب (فاز تر) اشباع شده است. فرض کنید که این مغزه در معرض نفت (فاز غیر تر) قرار گیرد؛ فشار افزایش می‌یابد تا مقداری آب در مغزه جابه‌جا شود (فشار جابجایی p_d). این جابجایی آب ابتدا در منفذی بزرگتر رخ می‌دهد. فشار بالا برده می‌شود تا آب درون دومین منفذ (از نظر اندازه) جابه‌جا شود. این توالی فرایند در مقاطع B و C شکل ۴-۱۰ نشان داده شده‌اند.

باید توجه داشت که سطح آب آزاد (FWL) و عمق 100% درجه اشباع آب با هم متفاوت‌اند. از دیدگاه مهندسی مخزن، سطح آب آزاد با فشار موینگی صفر تعریف می‌شود. اگر بزرگترین منفذ به قدری بزرگ باشد که هیچ بالا آمدگی به دلیل

1- Free Water Level (FWL)

2- Transition Zone

مویبگی در سوراخ دیده نشود، سطح آب آزاد و سطح درجه اشباع 100% آب، WOC، یکسان هستند:



شکل ۴-۸: پروفیل درجه اشباع آب

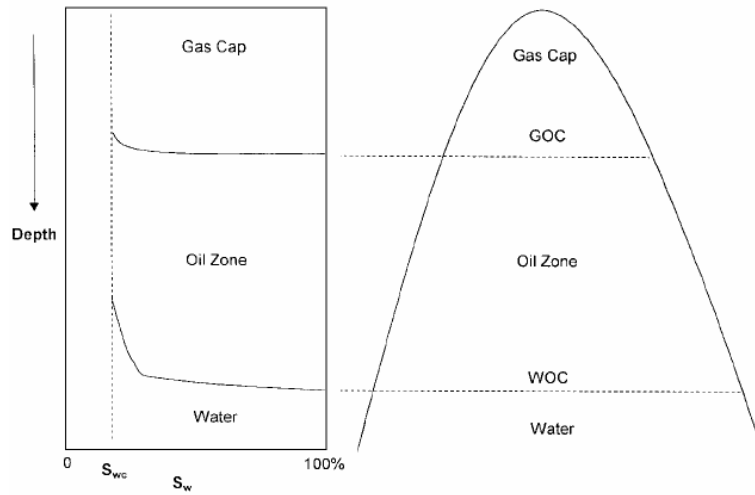
$$FWL = WOC + \frac{144 p_d}{\Delta \rho} \quad (۳۵-۴)$$

p_d فشار جابه‌جایی، psi ؛

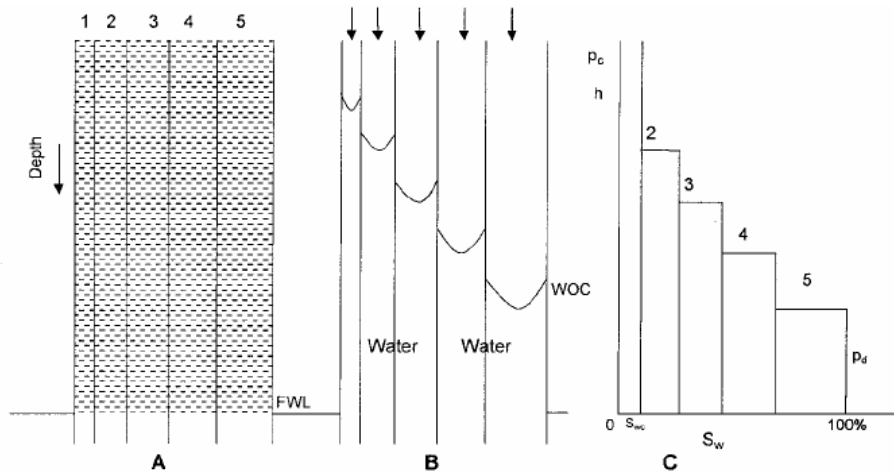
$\Delta \rho$ اختلاف دانسیته، lb/ft^3 ؛

FWL سطح آب آزاد، ft ؛

WOC سطح تماس آب - نفت، ft .



شکل ۹-۴: پروفیل درجه اشباع اولیه در یک مخزن چند رانشی



شکل ۱۰-۴: رابطه پروفیل درجه اشباع و توزیع اندازه های مختلف منافذ

مثال ۵-۴

داده های فشار موینگی - درجه اشباع مخزن نفتی بیگ بیوت در شکل ۴-۱۱ نشان داده شده اند. تفسیرهای چاه نگاری و آنالیز مغزه وجود WOC را در عمق 5023 ft تأیید می کنند. با داشتن اطلاعات زیر:

$$\text{دانسیتة نفت } 43.5\text{ lb/ft}^3$$

دانسیته آب $64.1 \text{ lb}/\text{ft}^3$

کشش سطحی $50 \text{ dynes}/\text{cm}$

محاسبه کنید:

الف) درجه اشباع آب محتوایی S_{wc} ؛

ب) عمق FWL ؛

ج) ضخامت ناحیه انتقال؛

د) عمق حضور درجه اشباع 50%.

جواب

الف) از شکل ۴-۱۱ درجه اشباع آب محتوایی 20% به دست می آید.

ب) با معادله (۳-۵) و با یک فشار جابه جایی 1.5 psi :

$$FWL = 5023 + \frac{(144)(1.5)}{(64.1 - 43.5)} = 5033.5 \text{ ft}$$

ج)

$$\text{ضخامت ناحیه انتقال} = \frac{(144)(6.0 - 1.5)}{(64.1 - 43.5)} = 31.5 \text{ ft}$$

د) p_e در درجه اشباع آب 50% برابر 3.5 psia است:

$$FWL \text{ ارتفاع معادل بالای} = \frac{(144)(3.5)}{(64.1 - 43.5)} = 24.5 \text{ ft}$$

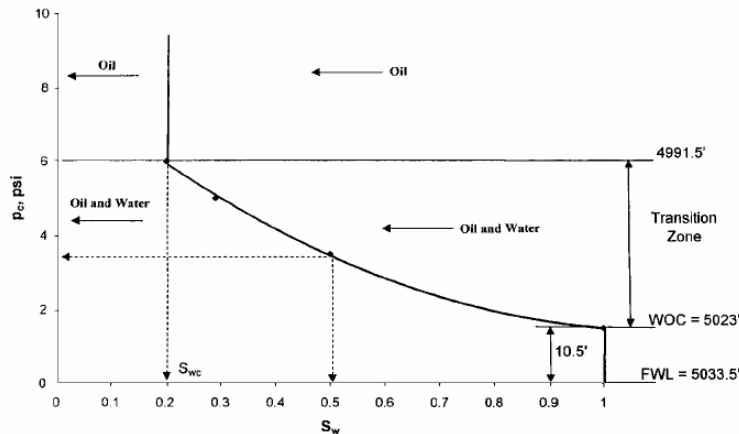
$$\text{عمق درجه اشباع 50\% آب} = 5033.5 - 24.5 = 5009 \text{ ft}$$

مثال بالا نشان می دهد که تنها نفت در بازه بالای لایه و عمق 4991.5 ft در جریان است. در ناحیه انتقال، یعنی بازه 4991.5 ft تا WOC ، تولید نفت با تولید آب توأم خواهد بود.

باید توجه داشت که ضخامت ناحیه انتقال ممکن است از چند فوت تا چند صد فوت در بعضی مخازن تغییر کند. معادله بالا آمدگی به خاطر موینگی، یعنی ارتفاع بالای FWL ، را دوباره ببینید:

$$h = \frac{2\sigma(\cos\theta)}{rg\Delta\rho}$$

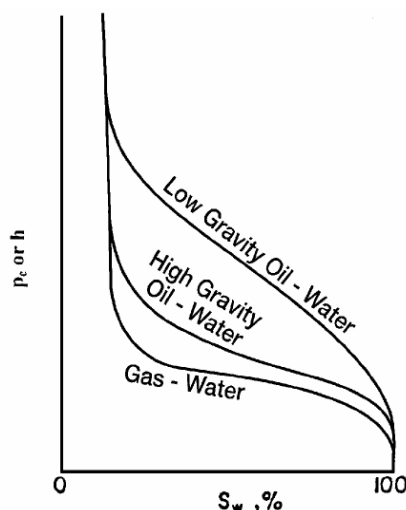
این رابطه بیان می‌کند که ارتفاع بالای FWL با کاهش اختلاف دانسیته $\Delta\rho$ افزایش می‌یابد.



شکل ۴-۱۱: داده های فشار موینگی - درجه اشباع

از نظر کاربردی، این یعنی در یک مخزن گازی با سطح تماس گاز - آب، ضخامت ناحیه انتقال به خاطر بزرگ بودن $\Delta\rho$ حداقل خواهد بود. همچنین اگر همه عوامل دیگر ثابت باقی بمانند، یک مخزن نفتی با API پایین با سطح تماس آب - نفت ناحیه انتقال طولانی تری از یک مخزن نفتی با API بالا دارد. کول این مفهوم را در شکل ۴-۱۲ نمایش داده است.

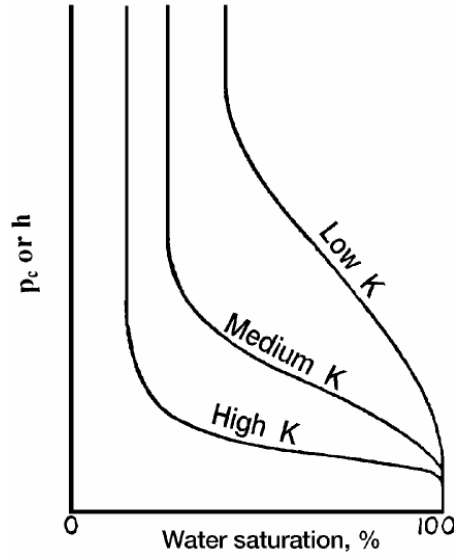
عبارت بالا همچنین نشان می‌دهد با افزایش شعاع منفذ r مقدار h کاهش می‌یابد؛ بنابراین یک سیستم سنگ مخزن با منافذ کوچک ناحیه انتقال طولانی تری از یک سیستم سنگ مخزن با منافذ بزرگ دارد.



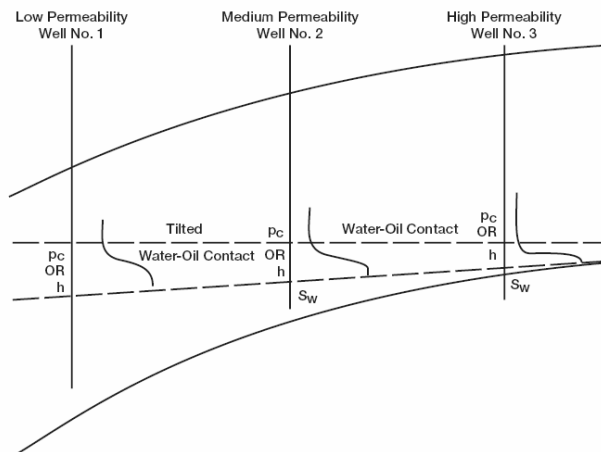
شکل ۴-۱۲: تغییرات منطقه انتقال با تغییر گراویتی سیال

اندازه خلل و فرج مخزن تقریباً با نفوذپذیری مرتبط است؛ در این صورت می‌توان گفت مخازنی با نفوذپذیری بالا نواحی انتقال کوتاهتری از مخازن با نفوذپذیری کم دارند (شکل ۴-۱۳). به نظر کول سطح تماس شیبدار آب - نفت با تغییر نفوذپذیری در عرض مخزن به وجود می‌آید (شکل ۴-۱۴). تأکید می‌شود که عامل اصلی این تغییر موقعیت سطح تماس آب - نفت و در حقیقت اندازه خلل و فرج سیستم سنگ مخزن است.

در بحث قبلی از نیروهای موینگی در سنگ‌های مخزن فرض شد که اندازه‌های خلل و فرج (نفوذپذیری‌ها) اساساً یک‌نواخت هستند. کول اثر ناهمگنی مخزن بر توزیع درجه اشباع سیال در سازند را بررسی کرده است. شکل ۴-۱۵ یک سیستم فرضی سنگ مخزن هفت لایه را نشان می‌دهد. این هفت لایه با تنها دو اندازه مختلف خلل و فرج (نفوذپذیری و منحنی‌های فشار موینگی مقطع A شکل ۴-۱۵) مشخص شده‌اند. منحنی فشار موینگی مخزن لایه‌بندی شده مشابه منحنی مقطع B شکل ۴-۱۵ است. اگر چاهی در نقطه نشان داده شده در مقطع B شکل ۴-۱۵ حفر شود، لایه‌های 1 و 3 آب تولید نخواهند کرد درحالی‌که لایه 2 در بالای لایه 3 به خاطر بودن در ناحیه انتقال آب تولید خواهد کرد.



شکل ۴-۱۳: تغییرات منطقه انتقال با تغییر نفوذپذیری



شکل ۴-۱۴: WOC شیبدار

یک مخزن چهار لایه با دسته‌ای از منحنی‌های فشار مویینگی - درجه اشباع مشخص می‌شود (شکل ۱۶-۴). با در دست داشتن اطلاعات زیر:

Layer	Depth, ft	Permeability, md
1	4000-4010	80
2	4010-4020	190
3	4020-4035	70
4	4035-4060	100

$$WOC = 4060 \text{ ft}$$

$$\text{دانسیتة آب} = 65.2 \text{ lb/ft}^3$$

$$\text{دانسیتة نفت} = 55.2 \text{ lb/ft}^3$$

درجه اشباع آب بر حسب عمق را برای این مخزن محاسبه و رسم کنید.

جواب

مرحله اول: تعیین FWL با فشار جابه‌جایی p_d برای لایه تحتانی (لایه چهارم با معادله (۴-۳۷):

$$p_d = 0.75 \text{ psi}$$

$$FWL = 4060 + \frac{(144)(0.75)}{(65.2 - 55.2)} = 4070.8 \text{ ft}$$

مرحله دوم: بالای لایه تحتانی در عمق 4035 ft و 35.8 ft بالای FWL است. با استفاده از ارتفاع $h = 35.8 \text{ ft}$ ، فشار مویینگی در بالای لایه تحتانی به دست می‌آید:

$$p_c = \left(\frac{h}{144} \right) \Delta\rho = \left(\frac{35.8}{144} \right) (65.2 - 55.2) = 2.486 \text{ psi}$$

* از روی منحنی فشار مویینگی - درجه اشباع طراحی شده برای لایه چهارم، درجه اشباع آب $p_c = 2.486 \text{ psi}$ و $S_w = 0.23$ است.

* مقادیر مختلف درجات اشباع آب را در نظر بگیرید و فشارهای مویینگی مربوط به آنها را با معادله (۴-۳۴) به ارتفاع بالای FWL تبدیل کنید:

$$h = \frac{144 p_c}{(\rho_w - \rho_o)}$$

S_w	p_c , psi	h , ft	Depth = FWL - h
0.23	2.486	35.8	4035
0.25	2.350	33.84	4037
0.30	2.150	30.96	4040
0.40	1.800	25.92	4045
0.50	1.530	22.03	4049
0.60	1.340	19.30	4052
0.70	1.200	17.28	4054
0.80	1.050	15.12	4056
0.90	0.900	12.96	4058

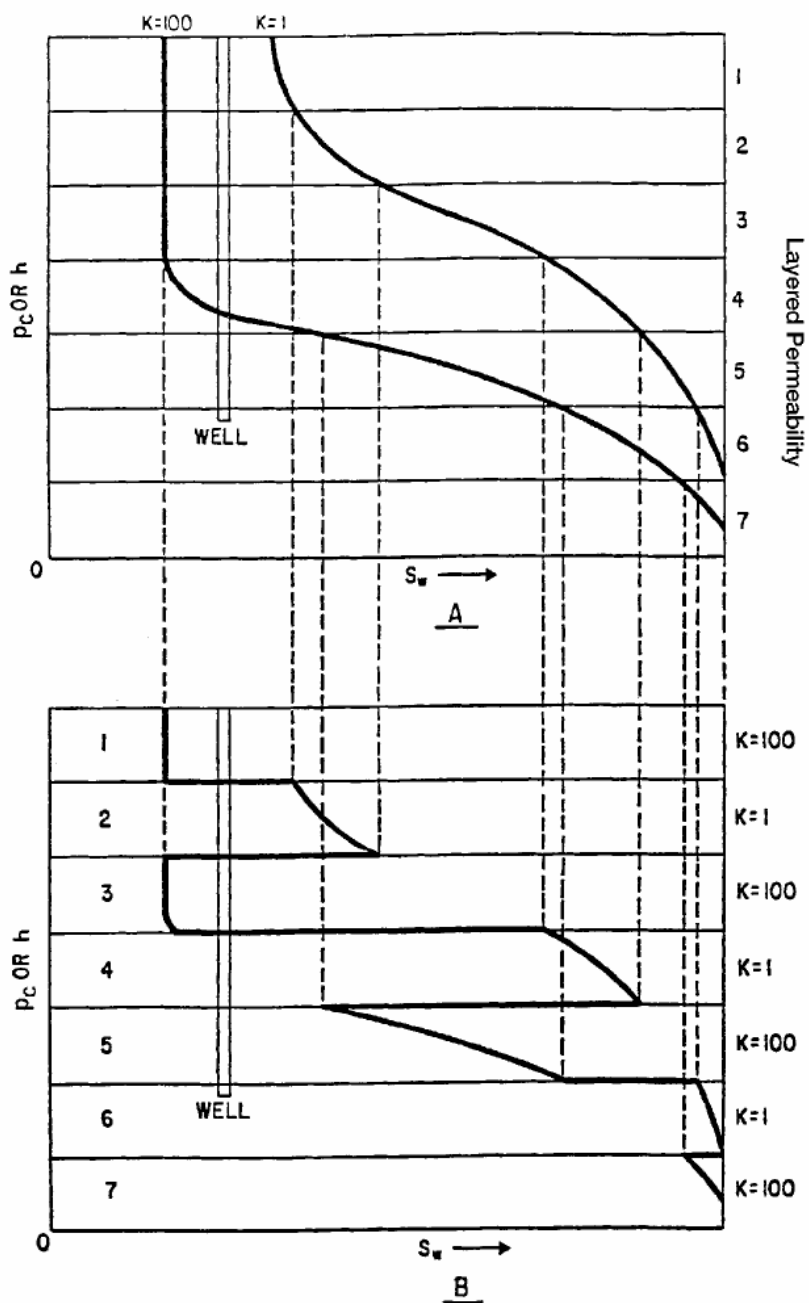
مرحله سوم: بالای لایه 3 50.8 ft از FWL است؛ یعنی $h = 4070.8 - 4020 = 50.8 \text{ ft}$ فشار مویینگی را در بالای لایه سوم محاسبه کنید:

$$p_c = \left(\frac{50.8}{144} \right) (65.2 - 55.2) = 3.53 \text{ psi}$$

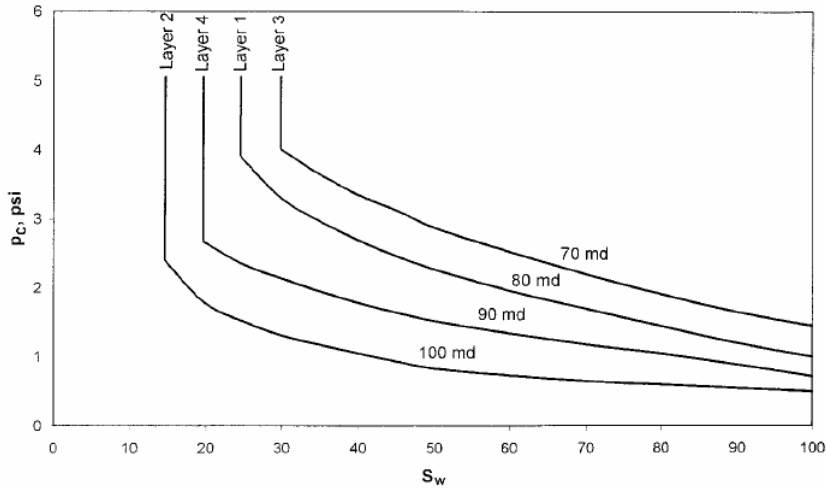
* درجه اشباع آب p_c از منحنی طراحی شده برای لایه سوم برابر 0.370 به دست می‌آید.

* جدول زیر را برای لایه سوم رسم کنید:

S_w	p_c , psi	h , ft	Depth = FWL - h
0.37	3.53	50.8	4020
0.40	3.35	48.2	4023
0.50	2.75	39.6	4031
0.60	2.50	36.0	4035



شکل ۱۵-۴: اثر نفوذپذیری بر پروفیل درجه اشباع آب



شکل ۴-۱۶: تغییرات P_c بر حسب نفوذپذیری

مرحله چهارم: فاصله FWL تا بالای لایه دوم برابر است با:

$$h = 4070.8 - 4010 = 60.8 \text{ ft}$$

$$p_c = \left(\frac{60.8}{144} \right) (65.2 - 55.2) = 4.22 \text{ psi}$$

* در $S_w = 0.15$ $p_c = 4.22 \text{ psi}$ برابر است.

* فاصله FWL تا ته لایه 50.8 ft و منطبق بر $p_c = 3.53 \text{ psi}$ و $S_w = 0.15$

است. این نشان می‌دهد که درجه اشباع آب لایه دوم یکنواخت و برابر 15% است.

مرحله پنجم: برای لایه اول، فاصله FWL از بالای لایه برابر است با:

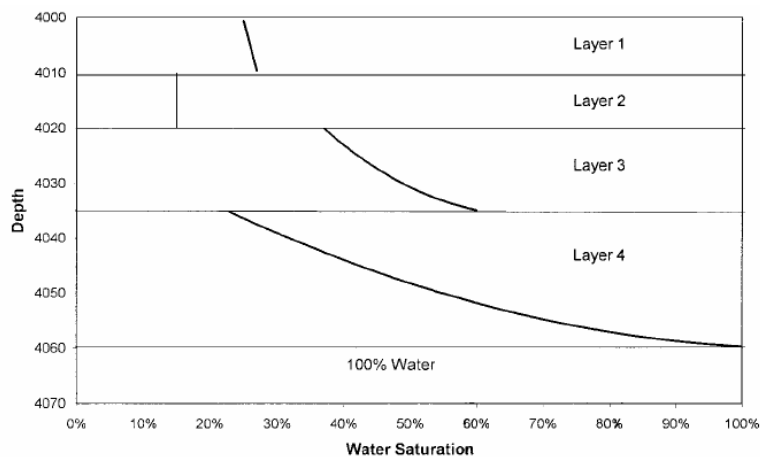
$$h = 4070.8 - 4000 = 70.8 \text{ ft}$$

$$p_c = \left(\frac{70.8}{144} \right) (65.2 - 55.2) = 4.92 \text{ psi}$$

* در بالای لایه اول برابر 0.25 است.

* فشار موینگی در ته لایه 3.53 psi و منطبق بر درجه اشباع آب 0.27 است.

مرحله ششم: شکل ۴-۱۷ نتایج محاسبه را به صورت نموداری نشان می‌دهد. در این شکل لایه دوم 100% نفت تولید می‌کند در حالی که لایه‌های دیگر همزمان آب و نفت تولید می‌کنند.



شکل ۴-۱۷: پروفیل درجه اشباع آب

تابع J لورت^۱

داده‌های فشار موینگی به دست آمده از نمونه‌های مغزه کوچک معرف بخش بسیار کوچکی از مخزن هستند بنابراین همه داده‌های موینگی باید ترکیب شوند تا یک مخزن ویژه طبقه‌بندی شود. حقیقت این است که تقریباً منحنی‌های فشار موینگی - درجه اشباع همه مواد متخلخل طبیعی از چندین نظر اشتراکاتی دارند که به تلاش برای ایجاد معادلاتی کلی برای توصیف آنها منجر می‌شود. لورت راه حلی را از دیدگاه آنالیز بدون بعد برای این مسئله ارائه کرده است.

بر اساس وابستگی فشار موینگی به تخلخل، کشش سطحی و شعاع متوسط خلل و فرج، لورت تابع بدون بعدی از درجه اشباع را تعریف کرد و آن را تابع J نامید:

1- Leverett J – Function

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{p_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (۳۶-۴)$$

$J(S_w)$ تابع J لورت؛

p_c فشار موینگی، psi ؛

σ کشش سطحی، $dynes/cm$ ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

ϕ تخلخل.

در این شیوه، لورت نسبت نفوذپذیری k به تخلخل ϕ را متناسب با مربع شعاع متوسط خلل و فرج در نظر گرفته است.

ابتدا تابع J به صورت میانگین تبدیل کننده همه داده‌های موینگی - فشار به یک منحنی فراگیر پیشنهاد شده بود. تابع J با درجه اشباع آب در سازندها متفاوت است و هیچ منحنی فراگیری به دست نمی‌آید. البته برای یک سازند خاص، این تابع بدون بعد موینگی - فشار در بسیاری از حالات کمک نسبتاً خوبی برای برداشتن ناهمخوانی‌های منحنی p_c بر حسب S_w است که آنها را به منحنی‌های معمولی تبدیل می‌کند. این مطلب برای ماسه‌های نامستحکم متفاوتی در شکل ۴-۱۸ نشان داده شده است.

مثال ۴-۷

یک نمونه از میدان نیملس در آزمایشگاه با فشار موینگی آزموده شده است. این مغزه دارای تخلخل ۱۶٪ و نفوذپذیری $80mD$ است. داده‌های فشار موینگی - درجه اشباع برای این مغزه به صورت زیراند:

S_w	p_c psi
1.0	0.50
0.8	0.60
0.6	0.75
0.4	1.05
0.2	1.75

کشش سطحی برابر 50 dynes/cm است. تحلیل بیشتر داده‌های مهندسی مخزن نشان داد که این مخزن در مقدار تخلخل 19% و نفوذپذیری مطلق 120 mD بهتر توصیف می‌شود. داده‌های فشار موینگی را برای این مخزن به دست آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبه تابع J با داده‌های فشار موینگی:

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{p_c}{(50)} \sqrt{\frac{(80)}{(0.16)}} = 0.096799 p_c$$

S_w	p_c , psi	$J(S_w) = 0.096799 (p_c)$
1.0	0.50	0.048
0.8	0.60	0.058
0.6	0.75	0.073
0.4	1.05	0.102
0.2	1.75	0.169

مرحله دوم: حل معادله (۴-۳۶) نسبت به فشار موینگی با استفاده از مقادیر جدید تخلخل و نفوذپذیری:

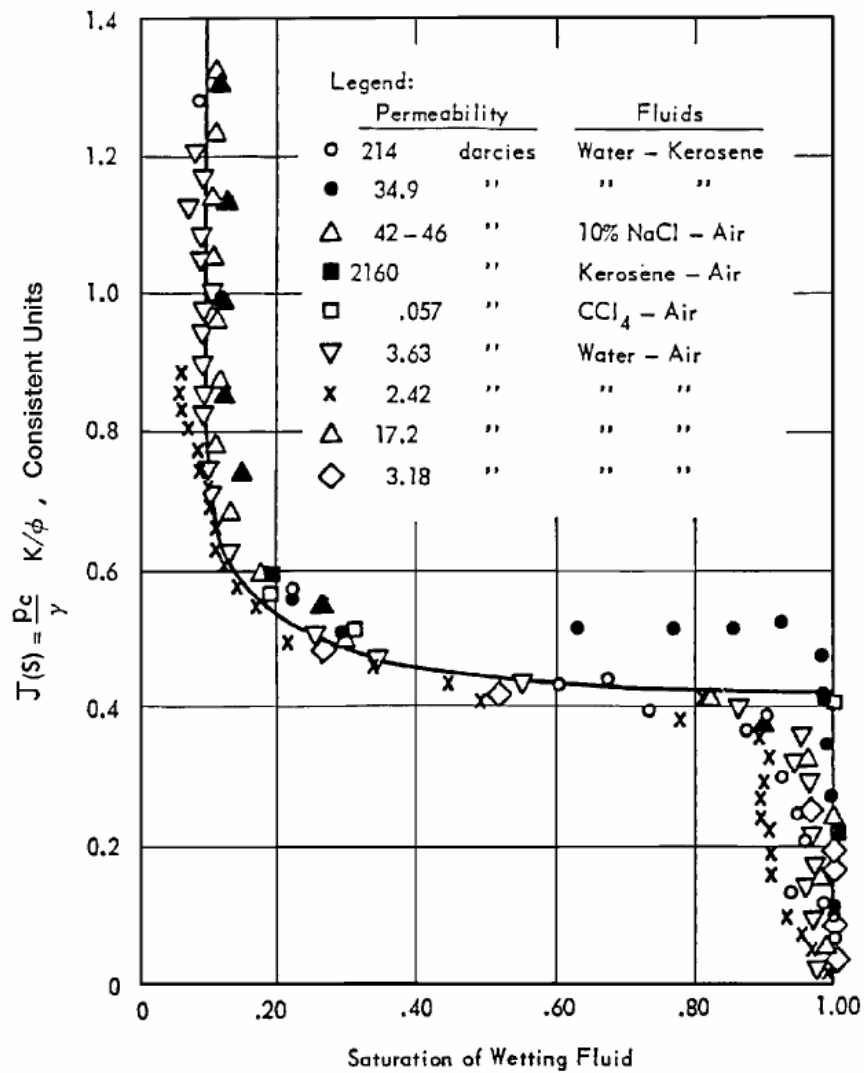
$$p_c = J(S_w) \sigma \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

$$p_c = J(S_w)(50) \sqrt{\frac{(120)}{(0.19)}}$$

$$p_c = 9.192 J(S_w)$$

مرحله سوم: تشکیل مجدد جداول فشار موینگی - درجه اشباع:

S_w	$J(S_w)$	$p_c = 9.192 J(S_w)$
1.0	0.048	0.441
0.8	0.058	0.533
0.6	0.073	0.671
0.4	0.102	0.938
0.2	0.169	1.553



شکل ۱۸-۴: تابع J لورت برای ماسه های نامستحکم

تبدیل داده‌های آزمایشگاهی فشار موینگی

معمولاً در آزمایشگاه برای تعیین فشار موینگی از سیستم‌های هوا - آب شور و یا هوا - جیوه بیشتر از سیستم آب - نفت حقیقی (مشخصه خود مخزن) استفاده می‌شود. چون کشش سطحی سیستم سیال آزمایشگاهی با سیستم سیال مخزن یکسان نیست، فشار موینگی آزمایشگاهی باید به فشار موینگی مخزن تبدیل شود. با فرض

اینکه تابع J لورت خاصیتی از سنگ است و در آزمایشگاه و مخزن تغییر نمی‌کند، می‌توان فشار موینگی مخزن را محاسبه کرد:

$$(p_c)_{res} = (p_c)_{lab} \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}}$$

حتی بعد از تصحیح فشار موینگی آزمایشگاهی نسبت به کشش سطحی، این فشار نسبت به تخلخل و نفوذپذیری نیز باید تصحیح شود زیرا ممکن است نمونه مغزه در آزمون فشار موینگی در آزمایشگاه معرف تخلخل و نفوذپذیری متوسط مخزن نباشد. اگر فرض شود که تابع J برای هر نوع سنگ معین در هر بازه‌ای از مقادیر تخلخل و نفوذپذیری ثابت است، فشار موینگی به صورت زیر تصحیح می‌شود:

$$(p_c)_{res} = (p_c)_{lab} \frac{\sigma_{res}}{\sigma_{lab}} \sqrt{\frac{(\phi_{res} k_{core})}{(\phi_{core} k_{res})}} \quad (۳۷-۴)$$

$(p_c)_{res}$ فشار موینگی مخزن؛

σ_{res} کشش سطحی یا کشش سطح تماسی؛

k_{res} نفوذپذیری مخزن؛

ϕ_{res} تخلخل مخزن؛

$(p_c)_{lab}$ فشار موینگی اندازه گرفته شده در آزمایشگاه؛

ϕ_{core} تخلخل مغزه؛

k_{core} نفوذپذیری مغزه.

نفوذپذیری

نفوذپذیری (k) خاصیتی از محیط متخلخل است که ظرفیت و توانایی سازند را برای انتقال سیالات اندازه‌گیری می‌کند و چون حرکت در جهات مختلف و دبی جریان سیالات مخزن را کنترل می‌کند، بسیار مهم است. هنری دارسی اولین بار در

سال ۱۸۵۶ این خاصیت سنگ را به صورت ریاضی تعریف کرد. در حقیقت، این معادله نفوذپذیری را به صورت عباراتی از کمیت های قابل اندازه گیری تعریف می کند و اصطلاحاً قانون دارسی نامیده می شود.

دارسی معادله جریان سیالی را ارائه داده که تا به امروز یکی از ابزارهای ریاضی استاندارد مهندسی نفت بوده است. اگر جریان خطی افقی یک سیال تراکم ناپذیر درون یک نمونه مغزه به طول L و سطح مقطع A برقرار باشد، معادله جریان کنترل کننده حرکت سیال درون مغزه به صورت زیر تعریف می شود:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (38-4)$$

v سرعت ظاهری جریان سیال، cm/sec ؛

k ثابت تناسب، یا نفوذپذیری، $Darcys$ ؛

μ ویسکوزیته سیال در حال جریان، cp ؛

dp/dL افت فشار در واحد طول، atm/cm .

سرعت v در معادله بالا نه سرعت حقیقی سیال در حال جریان که سرعت ظاهری است که از تقسیم دبی جریان بر سطح مقطعی که سیال از آن عبور می کند به دست می آید. با گذاردن رابطه q/A به جای v در این معادله و حل آن نسبت به q :

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (39-4)$$

q دبی جریان در محیط متخلخل، cm^3/sec ؛

A مساحت سطح مقطع عبوری جریان، cm^2 .

واضح است که در صورت وجود دبی جریان یک سانتی متر مکعب در ثانیه در سطح مقطع یک سانتی متر مربع، سیالی با ویسکوزیته یک سانتی پوئز و گرادیان فشار یک اتمسفر در طول یک سانتی متر، مقدار k برابر یک است. واحد k به احترام ارائه

دهنده تئوری جریان درون محیط متخلخل داری نامیده شده است. بنابراین زمانی که مقادیر دیگر قسمت های معادله (۴-۳۹) یک باشند، k یک داری است. یک داری نفوذپذیری نسبتاً بالایی است و نفوذپذیری اکثر سنگ های مخزن کمتر از یک داری است. به خاطر اعشاری نشدن توصیف نفوذپذیری، ترم میلی داری استفاده می شود که برابر یک هزارم داری است:

$$1\text{Darcy} = 1000\text{mD}$$

قرار دادن علامت منفی در معادله (۴-۳۹) به خاطر این که فشار و فاصله در دو جهت افزایش می یابند ضروری است. زمانی که هندسه سیستمی که سیال در آن جریان دارد معلوم باشد، می توان از معادله (۴-۳۹) انتگرال گرفت. برای یک سیستم خطی ساده در شکل ۴-۱۹، انتگرال گیری به شکل زیر اجرا می شود:

$$q \int_0^L dL = -\frac{kA}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp$$

در صورت تکمیل انتگرال گیری عبارت زیر به دست می آید:

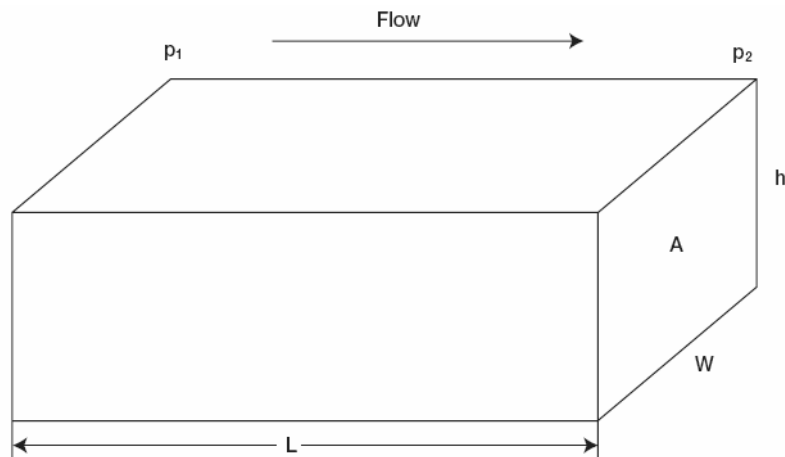
$$qL = -\frac{kA}{\mu} (p_2 - p_1)$$

باید توجه داشت که دبی حجمی جریان q در مایعات ثابت است زیرا دانسیته با تغییر فشار تغییر قابل ملاحظه ای نمی کند. چون p_1 بزرگتر از p_2 است، می توان ترم های فشار را دوباره آرایش و مقدار ترم منفی را در معادله حذف کرد:

$$q = kA \frac{(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (4-40)$$

این معادله به عنوان معادله جریان خطی معمولاً در محاسبات جریان سیال استفاده می‌شود.

فرایندهای استاندارد تحلیل آزمایشگاهی داده‌های قابل اعتمادی از نفوذپذیری نمونه‌های مغزه به دست می‌دهند. اگر سنگ همگن نباشد، نتایج تحلیل کل مغزه احتمالاً از تحلیل قطعه‌های کوچک مغزه^۱ دقیق‌تراند. با استفاده از یک گل حفاری نفت پایه، محفظه مغزه فشاری^۲ و انجام آزمون‌های نفوذپذیری با نفت مخزن دقت فرایندهای تعیین نفوذپذیری بهبود می‌یابد.



شکل ۱۹-۴: مدل جریان خطی

نفوذپذیری با فشار روباره^۳ کاهش می‌یابد. این ضریب را باید در تخمین نفوذپذیری سنگ مخزن در چاه‌های عمیق در نظر گرفت زیرا نفوذپذیری یک خاصیت آنیزوتروپ سنگ متخلخل در بعضی از نواحی تعریف شده سیستم است. معمولاً نمونه‌های حفاری شده در جهت موازی با صفحات لایه‌بندی تحلیل می‌شوند، بنابراین جهت جریان در آزمون نیز موازی با جهت جریان در مخزن و نفوذپذیری حاصل از این آزمون نفوذپذیری افقی k_{fh} است.

-
- 1- Core Plugs
 - 2- Pressure Core Burrel
 - 3- Overburden Pressure

نفوذپذیری قطعه‌های کوچک حفاری شده عمود بر صفحات لایه‌بندی نفوذپذیری عمودی k_v را به دست می‌دهند. شکل ۴-۲۰ مفهوم مغزه کوچک مقیاس و نفوذپذیری آن را نمایش می‌دهد. در این شکل مشخص است که در تعیین نفوذپذیری مخزن باید چندین عامل را به عنوان منشأ خطا در نظر گرفت:

- ممکن است که نمونه مغزه به خاطر هتروژنیته^۱ مخزن معرف سنگ مخزن نباشد؛

- ممکن است بازیافت مغزه کامل نباشد؛

- ممکن است نفوذپذیری مغزه طی فرایند برش یا در زمان شستشو و خشک کردن برای آزمایش تغییر کرده باشد. این مسئله زمانی که سنگ محتوی رس‌های واکنش پذیر باشد نیز رخ می‌دهد؛

- ممکن است فرایند نمونه‌گیری نامنظم باشد و بهترین قسمت های مغزه برای آنالیز انتخاب شوند؛

- نفوذپذیری با عبور سیال با ویسکوزیته معلوم μ از میان یک قطعه مغزه با ابعاد معلوم (A, L) و سپس اندازه‌گیری دبی جریان q و افت فشار Δp اندازه‌گیری می‌شود. حل معادله (۴-۴۰) نسبت به نفوذپذیری رابطه زیر را به دست می‌دهد:

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta p}$$

- L طول مغزه، cm ؛

- A مساحت سطح مقطع، cm^2 .

شرایط زیر باید در حین اندازه‌گیری نفوذپذیری برقرار باشند:

- جریان گران‌رو یا آرام^۲؛

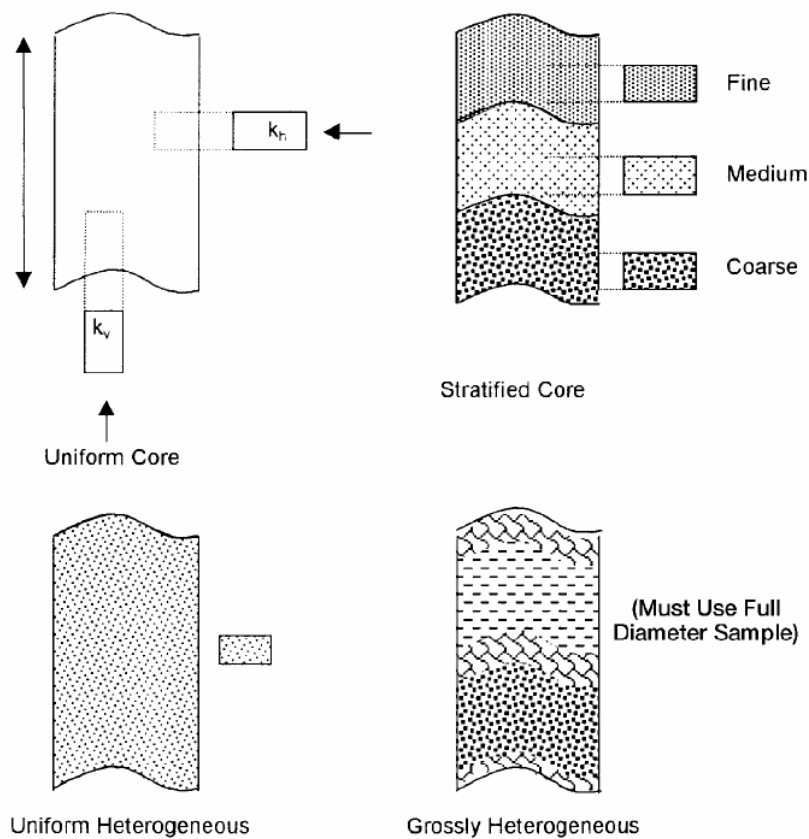
- عدم انجام واکنش سنگ و سیال؛

- وجود تنها یک فاز مجرد با 100% درجه اشباع درون منافذ.

1- Heterogeneity

2- Luminar (Viscose) Flow

این نفوذپذیری اندازه‌گیری شده در درجهٔ اشباع 100% یک فاز مجرد اصطلاحاً نفوذپذیری مطلق^۱ سنگ نامیده می‌شود.



شکل ۴-۲۰: نمونه ای معرف محیط متخلخل

مثال ۴-۱

از آب شوری برای اندازه‌گیری نفوذپذیری مطلق یک قطعه مغزه استفاده شده است. طول این نمونه 4cm و مساحت سطح مقطع آن 3cm^2 است. ویسکوزیته این آب شور 1.0cp و دبی جریان عبوری از مغزه نیز $0.5\text{cm}^3/\text{sec}$ تحت اختلاف فشار 2.0atm است. نفوذپذیری مطلق این سنگ را به دست آورید.

1- Absolute Permeability

جواب

با استفاده از معادله داریسی (معادله (۴-۴۰)):

$$0.5 = \frac{(k)(3)(2)}{(1)(4)} = 0.333 \text{Darcys}$$

مثال ۴-۹

مثال بالا را با فرض اینکه ویسکوزیته سیال عبوری از مغزه نفتی 2.0cp باشد، دوباره حل کنید. دبی جریان را نیز معادل $0.25 \text{cm}^3/\text{sec}$ در نظر بگیرید.

جواب

با استفاده از معادله داریسی:

$$0.25 = \frac{(k)(3)(2)}{(2)(4)} = 0.333 \text{Darcys}$$

معمولاً به خاطر کاربرد آسان، فراوانی و حداقل واکنش پذیری با سنگ از گازهای خشک (هوا، N_2 و He) برای تعیین نفوذپذیری استفاده می‌شود. اندازه‌گیری نفوذپذیری باید محدود به دبی جریان پایین (گران‌رو یا آرام) باشد زیرا جریان‌های آشفته خطا ایجاد می‌کنند. در دبی‌های بالای جریان، معادله داریسی (معادله (۴-۴۰)) برای توصیف رابطه دبی جریان و افت فشار نامناسب است. گاز یک سیال به شدت تراکم‌پذیر است، بنابراین اگر از گاز خشک برای اندازه‌گیری نفوذپذیری استفاده شود، دبی حجمی جریان گاز q با فشار تغییر می‌کند. بنابراین در معادله (۴-۴۰) باید از مقدار q در فشار متوسط در مغزه استفاده کرد. فرض کنید که گازهای استفاده شده در آزمایش رفتار گاز ایده‌ال را داشته باشند (در فشارهای کم)؛ در این صورت:

$$p_1 V_1 = p_2 V_2 = p_m V_m$$

در ترم‌هایی از دبی جریان q ، معادله بالا معادل رابطه زیر خواهد بود:

$$p_1 q_1 = p_2 q_2 = p_m q_m \quad (۴۱-۴)$$

فشار متوسط در رابطه بالا به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$p_m = \frac{p_1 + p_2}{2}$$

؛ P_1, P_2 و P_m فشارهای ورودی، خروجی و متوسط، atm ؛

؛ V_1, V_2, V_m و V_m حجم گاز ورودی، خروجی و متوسط، cm^3 ؛

؛ q_1, q_2, q_m و q_m دبی جریان گاز ورودی، خروجی و متوسط، cm^3/sec .

دبی جریان گاز معمولاً در فشار پایه (اتمسفر) p_b اندازه گرفته می‌شود بنابراین

ترم Q_{gsc} در معادله (۴۱-۴) اعمال می‌شود:

$$Q_{gsc} p_b = q_m p_m$$

دبی جریان گاز در شرایط استاندارد، cm^3/sec ؛

p_b فشار پایه (فشار اتمسفر)، atm .

با گذاشتن قانون دارسی در عبارت بالا:

$$Q_{gsc} p_b = kA \frac{(p_1 - p_2)}{\mu_g L} \left(\frac{p_1 + p_2}{2} \right)$$

یا:

$$Q_{gsc} = kA \frac{(p_1^2 - p_2^2)}{2\mu_g L p_b} \quad (۴۲-۴)$$

k نفوذپذیری مطلق، $Darcys$ ؛

؛ μ_g ویسکوزیته گاز، cp ؛

؛ p_b فشار پایه، atm ؛

؛ p_1 فشار بالادستی (ورودی)، atm ؛

؛ p_2 فشار پایین دستی (خروجی)، atm ؛

؛ L طول مغزه، cm ؛

؛ A مساحت سطح مقطع، cm^2 ؛

Q_{gsc} دبی جریان گاز شرایط استاندارد، cm^3/sec .

اثر کلینکنبرگ^۱

کلینکنبرگ کشف کرد که نتایج نفوذپذیری‌های هوا به عنوان جریان عبوری از مغزه با نفوذپذیری سیال مایع متفاوت‌اند و اولی همواره بزرگتر از نفوذ دومی است. کلینکنبرگ بر اساس تجارب آزمایشگاهی‌اش فرض کرد که سرعت سیالات مایع در سطح دانه‌های ماسه صفر و سرعت گازها محدود است. به عبارت دیگر، گازها روی سطح دانه ماسه می‌لغزند. این لغزندگی در دبی جریان بالاتر گازها تحت یک اختلاف فشار معلوم اتفاق می‌افتد. همچنین وی فهمید که در یک محیط متخلخل معین، با افزایش فشار متوسط، نفوذپذیری محاسبه شده کاهش می‌یابد. فشار متوسط از جمع دو فشار بالادستی و پایین‌دستی تقسیم بر دو به دست می‌آید:

$$p_m = (p_1 + p_2)/2$$

اگر نموداری از نفوذپذیری اندازه‌گیری شده بر حسب $1/p_m$ رسم و تا نقطه $1/p_m = 0$ برونیابی شود ($p_m = \infty$)، این نفوذپذیری تقریباً برابر با نفوذپذیری سیال مایع است (شکل ۴-۲۱). نفوذپذیری مطلق به صورتی که در شکل ۴-۲۱ نشان داده شده تعیین می‌شود.

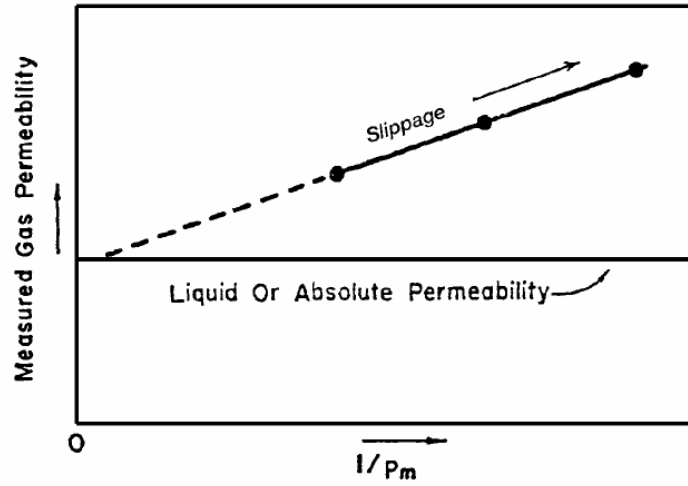
بزرگی اثر کلینکنبرگ با نفوذپذیری مغزه و نوع گاز استفاده شده در آزمایش تغییر می‌کند (شکل‌های ۴-۲۲ و ۴-۲۳). رابطه خط راست حاصل به صورت زیر بیان می‌شود:

$$k_g = k_L + c \left(\frac{1}{p_m} \right) \quad (4-43)$$

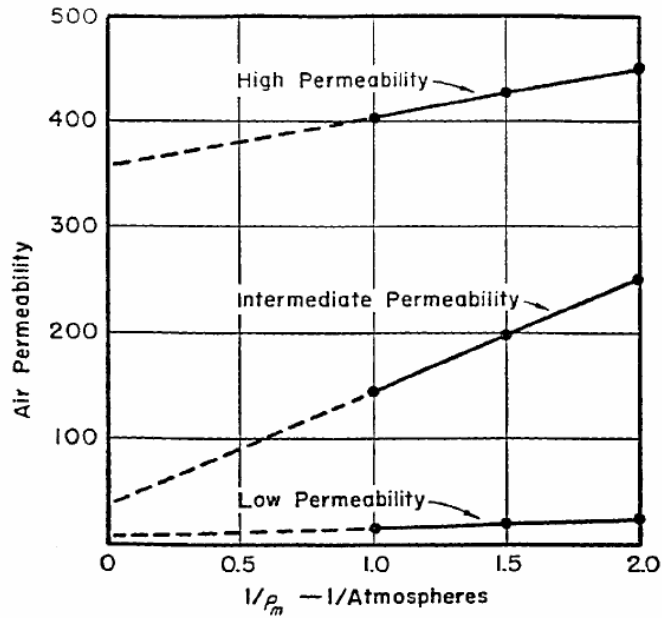
k_g نفوذپذیری اندازه‌گیری شده گاز؛

p_m فشار متوسط؛

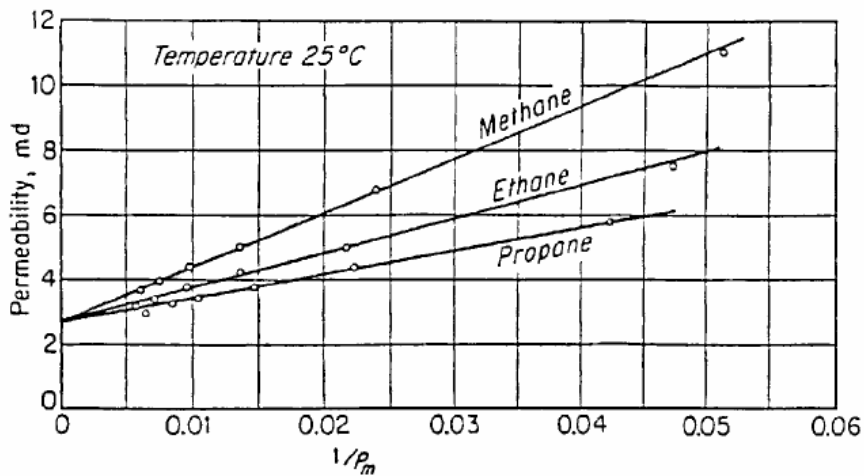
k_L نفوذپذیری معادل مایع یعنی نفوذپذیری مطلق k ؛



شکل ۴-۲۱: اثر کلینکنبرگ در اندازه گیری های نفوذپذیری گاز



شکل ۴-۲۲: اثر نفوذپذیری بر بزرگی اثر کلینکنبرگ



شکل ۴-۲۳: اثر فشار گاز بر نفوذپذیریهای گازهای مختلف

به نظر کلینکنبرگ شیب c تابعی از عوامل زیر است:

- نفوذپذیری مطلق k ، یعنی نفوذپذیری محیط نسبت به یک فاز مجرد که کاملاً منافذ محیط را پر کرده است k_L ؛
 - نوع گاز استفاده شده در اندازه‌گیری نفوذپذیری مثلاً هوا؛
 - شعاع متوسط منافذ سنگ.
- کلینکنبرگ شیب c را با رابطه زیر تعریف می‌کند:

$$c = bk_L \quad (44-4)$$

k_L نفوذپذیری معادل سیال مایع (نفوذپذیری مطلق) k ؛

b ثابتی که به اندازه دهانه منافذ وابسته و به صورت معکوس با شعاع منافذ مویینه متناسب است.

با ترکیب دو معادله (۴۳-۴) و (۴۴-۴):

$$k_g = k_L + (bk_L) \left(\frac{1}{p_m} \right) \quad (45-4)$$

k_g نفوذپذیری گاز اندازه‌گیری شده در فشار متوسط p_m است.

جوزن^۱ پدیده لغزیدن گاز^۲ را برای یک گروه مغزه با مقادیر نفوذپذیری، نفوذپذیری مایع k_L (نفوذپذیری مطلق) و نفوذپذیری هوا مطالعه کرده است. او پارامتر b را با رابطه زیر به نفوذپذیری مایع ارتباط داده است:

$$b = 6.9k_L^{-0.36} \quad (۴۶-۴)$$

معمولاً نفوذپذیری با هوا در فشار متوسط تنها کمی بالاتر از فشار اتمسفر ($1atm$) اندازه گرفته می شود. برای ارزیابی پدیده لغزش و اثر کلینکنبرگ نفوذپذیری گاز باید در حداقل دو سطح فشار متوسط اندازه گیری شود. در صورت نبودن این چنین اطلاعاتی، معادلات (۴۵-۴) و (۴۶-۴) با هم ترکیب می شوند:

$$6.9k_L^{0.64} + p_m k_L - p_m k_g = 0 \quad (۴۷-۴)$$

p_m فشار متوسط، psi ؛

p_m نفوذپذیری هوا در psi ، p_m ؛

k_L نفوذپذیری مطلق (k)، mD .

زمانی که تنها یک اندازه گیری نفوذپذیری گاز k_g برای یک نمونه مغزه در p_m موجود باشد، از معادله (۴۷-۴) برای محاسبه نفوذپذیری مطلق استفاده می کنند. این معادله غیر خطی را با روش تکرار نیوتن - رافسون می توان حل کرد:

$$k_{i+1} = k_i - \frac{f(k_i)}{f'(k_i)}$$

k_i حدس مقدماتی نفوذپذیری مطلق، mD ؛

k_{i+1} مقدار جدید نفوذپذیری برای استفاده در تکرار بعدی؛

i سطح تکرار؛

$f(k_i)$ معادله (۴۷-۴)، ارزیابی شده با مقدار فرض شده k_i ؛

1- Jones

2- Gas Slippage

$f'(k_i)$ مشتق اول معادله (۴-۴۷)، ارزیابی شده در k_i ؛

مشتق اول معادله (۴-۴۷) نسبت به برابر است با:

$$f'(k_i) = 4.416k_i^{-0.36} + p_m \quad (۴۸-۴)$$

فرایند تکرار تا زمانی که $f(k_i)$ به صفر نزدیک شود، یا هیچ تغییری در مقادیر محاسبه شده k_i مشاهده نشود ادامه خواهد یافت.

مثال ۴-۱۰

نفوذپذیری یک قطعه مغزه با هوا تنها در فشار متوسط 2.152 psi اندازه گیری شده است. نفوذپذیری هوا در این فشار متوسط برابر 46.6 mD است. مقدار نفوذپذیری مطلق این نمونه مغزه را تخمین بزنید و نتیجه را با مقدار حقیقی نفوذپذیری مطلق 23.66 mD مقایسه کنید.

جواب

مرحله اول: گذاردن مقادیر معلوم k_g و p_m در معادله‌های (۴-۴۷) و (۴-۴۸):

$$f(k_i) = 6.9k_i^{0.64} + 2.152k_i - (2.152)(46.6) \quad f'(k_i) = 4.416k_i^{-0.36} + 2.152$$

مرحله دوم: حدس زدن مقدار اولیه $k_i = 30$ و استفاده از روش نیوتن - رافسون

برای پیدا کردن جواب:

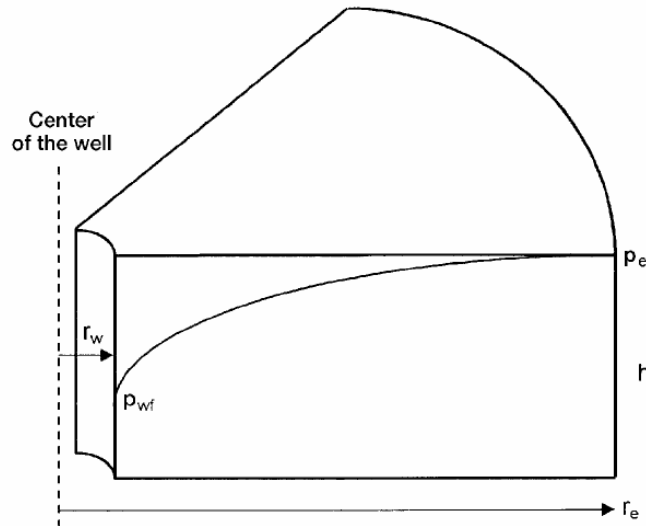
i	k_i	$f(k_i)$	$f'(k_i)$	k_{i+1}
1	30.000	25.12	3.45	22.719
2	22.719	-0.466	3.29	22.861
3	22.861	0.414	3.29	22.848

بعد از سه گام تکرار، روش نیوتن - رافسون به یک مقدار مطلق برای نفوذپذیری

همگرا می‌شود ($k = 22.848 \text{ mD}$).

می‌توان معادله (۴-۳۹) را برای توصیف جریان در هر محیط متخلخلی که ابعاد و هندسه سیستم برای انتگرال‌گیری زیاد پیچیده نباشد بسط داد. برای مثال، جریان درون یک چاه خطی نیست و اغلب شعاعی است. شکل ۴-۲۴ این نوع جریان را به صورت الگو در نزدیکی یک چاه تولیدی نشان می‌دهد. برای جریان شعاعی^۱، قانون دارسی به شکلی متفاوت بیان می‌شود:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dr}$$



شکل ۴-۲۴: مدل جریان شعاعی

با انتگرال‌گیری از رابطه دارسی:

$$q \int_{r_w}^{r_e} dr = \frac{kA}{\mu} \int_{p_{wf}}^{p_e} dp$$

ترم dr به جای dL گذاشته شده زیرا در این حالت ترم طول به ترم شعاع تبدیل شده است. علامت منفی نیز بیش از این لازم نیست زیرا شعاع در جهت یکسانی با فشار افزایش می‌یابد؛ به عبارت دیگر، با افزایش شعاع، یعنی فاصله گرفتن از چاه، مقدار فشار نیز افزایش می‌یابد. در هر نقطه‌ای درون مخزن، مساحت سطح مقطعی که

جریان از آن عبور می‌کند برابر مساحت سطح یک استوانه است (برابر با $2\pi rh$). بدین خاطر که مساحت سطح مقطع به r وابسته است، A باید وارد علامت انتگرال شود:

$$q \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{2\pi rh} = \frac{k}{\mu} \int_{p_{wf}}^{p_e} dp$$

با آرایش مجدد رابطه بالا:

$$\frac{q}{2\pi h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{p_{wf}}^{p_e} dp$$

با انتگرال‌گیری از رابطه بالا:

$$\frac{q}{2\pi h} (\ln r_e - \ln r_w) = \frac{k}{\mu} (p_e - p_{wf})$$

با حل این رابطه نسبت به دبی جریان q :

$$q = \frac{2\pi kh(p_e - p_w)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (49-4)$$

در معادله بالا فرض می‌شود که مخزن همگن و کاملاً با یک فاز سیال مایع اشباع شده است (اصطلاحات متناسب برای محاسبه حضور سیالات دیگر در مقاطع بعدی بررسی خواهند شد).

q دبی جریان مخزن، cm^3/sec ؛

k نفوذپذیری مطلق، $darcs$ ؛

h ضخامت، cm ؛

r_e شعاع زهکشی، cm ؛

r_w شعاع چاه، cm ؛

p_e فشار در شعاع زهکشی، atm ؛

p_w فشار ته چاه در حال جریان، atm ؛

میانگین گیری از نفوذپذیری مطلق

معمولاً اندازه‌گیری سطح و توزیع نفوذپذیری مطلق در کل مخزن از دیگر خصوصیات آن مشکل‌تر است. این دو پارامتر بسیار متغیرتر از تخلخل اند و اندازه‌گیری آنها بسیار سخت‌تر است. هنوز آگاهی کافی از توزیع نفوذپذیری برای پیش‌بینی تخلیه مخزن با هر فرایند بازیافتی حیاتی است. در عمل به ندرت مخزنی همگن دیده می‌شود. در حالاتی نیز مخزن در برگیرنده لایه‌های مشخص، بلوک‌ها یا حلقه‌های هم مرکز با نفوذپذیری‌های متفاوت است. همچنین به خاطر این که همواره هتروجنیتی‌های کوچک مقیاس تری نیز وجود دارند، نفوذپذیری‌های مغزه باید برای نمایش خصوصیات جریان در کل مخزن یا در لایه‌ها (واحدهای) منفرد مخزن میانگین‌گیری شوند. شیوه مناسب میانگین‌گیری از داده‌های نفوذپذیری به چگونگی توزیع نفوذپذیری‌ها در زمان نهشته شدن سنگ‌ها بستگی دارد.

سه تکنیک ساده میانگین‌گیری از نفوذپذیری وجود دارند که معمولاً برای نمایش

یک سیستم همگن استفاده می‌شوند:

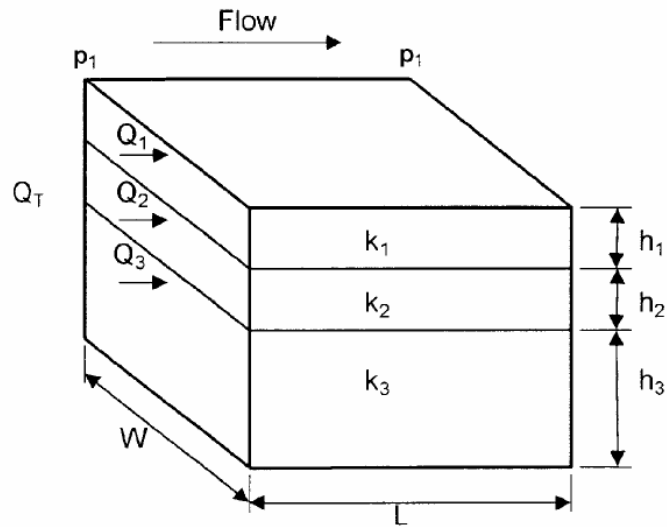
- میانگین وزنی نفوذپذیری^۱؛
- میانگین هارمونیک نفوذپذیری^۲؛
- میانگین هندسی نفوذپذیری^۳.

میانگین وزنی نفوذپذیری

این روش میانگین‌گیری برای تعیین نفوذپذیری متوسط مخزنی با لایه‌بندی متفاوت که هر کدام نفوذپذیری خاص خود را دارند استفاده می‌شود. فرض کنید که سیستم جریان از سه لایه موازی درست شده که با موانعی نفوذناپذیر و نازک از

1- Weighted Average Permeability
2- Harmonic Average Permeability
3- Geometrical Average Permeability

همدیگر جدا شده‌اند؛ یعنی انتقال جریانی به همدیگر ندارند (شکل ۴-۲۵). همه لایه‌ها عرض یکسان w با مساحت سطح مقطع A دارند.



شکل ۴-۲۵: جریان خطی در سیستم لایه لایه

جریان در هر لایه با معادله خطی دارسی معادله (۴-۴۰) محاسبه می‌شود:

لایه ۱:

$$q_1 = \frac{k_1 w h_1 \Delta p}{\mu L}$$

لایه ۲:

$$q_2 = \frac{k_2 w h_2 \Delta p}{\mu L}$$

لایه ۳:

$$q_3 = \frac{k_3 w h_3 \Delta p}{\mu L}$$

دبی کل جریان در کل سیستم به صورت زیر به دست می‌آید:

$$q_t = \frac{k_{avg} w h_t \Delta p}{\mu L}$$

q_t دبی کل جریان؛

k_{avg} نفوذپذیری متوسط برای کل مدل؛

w عرض سازند؛

$\Delta p = p_1 - p_2$ ؛

h_t ضخامت کل.

دبی کل جریان q_t برابر مجموع دبی‌های جریان گذرا از هر لایه است:

$$q_t = q_1 + q_2 + q_3$$

با ترکیب عبارات بالا:

$$\frac{k_{avg} wh_t \Delta p}{\mu L} = \frac{k_1 wh_1 \Delta p}{\mu L} + \frac{k_2 wh_2 \Delta p}{\mu L} + \frac{k_3 wh_3 \Delta p}{\mu L}$$

یا:

$$k_{avg} h_t = k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3$$

$$k_{avg} = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3}{h_t}$$

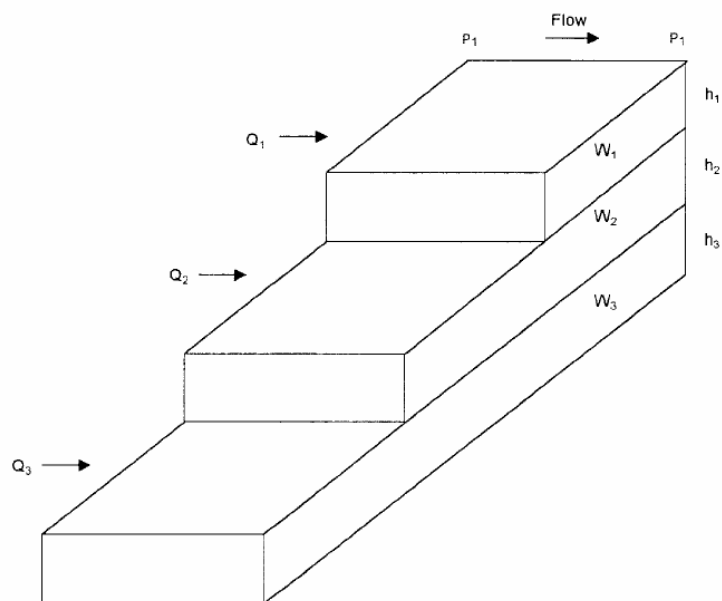
نفوذپذیری متوسط مطلق در یک سیستم چند لایه‌ای موازی به صورت زیر

محاسبه می‌شود:

$$k_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (50-4)$$

معمولاً معادله بالا برای تعیین نفوذپذیری متوسط یک مخزن از روی داده‌های مغزه استفاده می‌شود.

شکل ۴-۲۶ سیستم لایه‌ای مشابهی را با عرض مختلف لایه‌ها نشان می‌دهد. با این فرض که بین دو لایه هیچ عبور جریانی نیست، نفوذپذیری متوسط را مثل بالا می‌توان محاسبه کرد:



شکل ۴-۲۶: جریان خطی در یک سیستم لایه لایه با مساحت‌های مختلف

$$k_{avg} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j A_j}{\sum_{j=1}^n A_j}$$

A_j مساحت سطح مقطع لایه j ؛

w_j عرض لایه j ؛

مثال ۴-۱۱

داده‌های نفوذپذیری زیر از یک گزارش آنالیز مغزه به دست آمده‌اند. نفوذپذیری

متوسط مخزن را محاسبه کنید.

Depth, ft	Permeability, md
3998-02	200
4002-04	130
4004-06	170
4006-08	180
4008-10	140

جواب

h_i , ft	k_i	$h_i k_i$
4	200	800
2	130	260
2	170	340
2	180	360
2	140	280

$$h_t = 12$$

$$\bullet h_i k_i = 2040$$

$$k_{avg} = \frac{2040}{12} = 170 \text{ mD}$$

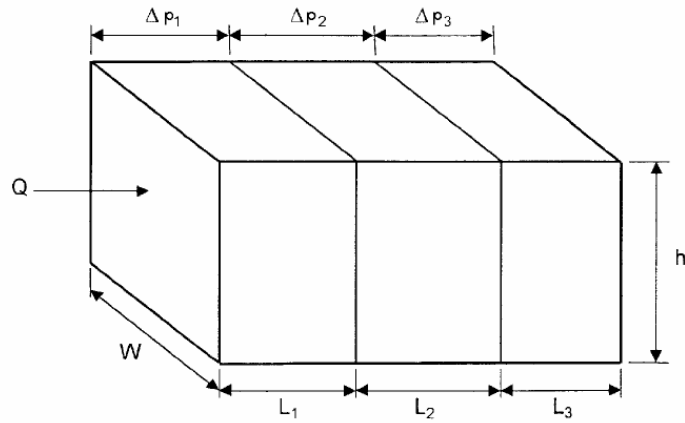
میانگین هارمونیک نفوذپذیری

تغییرات نفوذپذیری می‌توانند، همان طوری که در نزدیکی چاه اتفاق می‌افتد، به صورت جانبی در یک مخزن رخ دهند. شکل ۴-۲۷ نمایشی از جریان سیال از میان دسته‌هایی از لایه‌هایی با نفوذپذیری‌های مختلف را نشان می‌دهد. در یک جریان حالت پایدار، دبی جریان ثابت است و افت فشار کل Δp برابر مجموع افت‌های فشار در طول هر لایه است؛ یا:

$$\Delta p = \Delta p_1 + \Delta p_2 + \Delta p_3 \quad (۵۱-۴)$$

با گذاردن معادله جریان معادله (۴-۴۰) به جای افت فشار:

$$\frac{q\mu L}{Ak_{avg}} = \frac{q\mu L_1}{Ak_1} + \frac{q\mu L_2}{Ak_2} + \frac{q\mu L_3}{Ak_3}$$



شکل ۴-۲۷: جریان خطی در لایه های سری

با حذف ترمهای مشابه و ساده کردن رابطه:

$$k_{avg} = \frac{L}{(L/k)_1 + (L/k)_2 + (L/k)_3}$$

معادله بالا در شکلی عام تر به صورت زیر نوشته می شود:

$$k_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n (L/k)_i} \quad (52-4)$$

L_i طول هر لایه؛

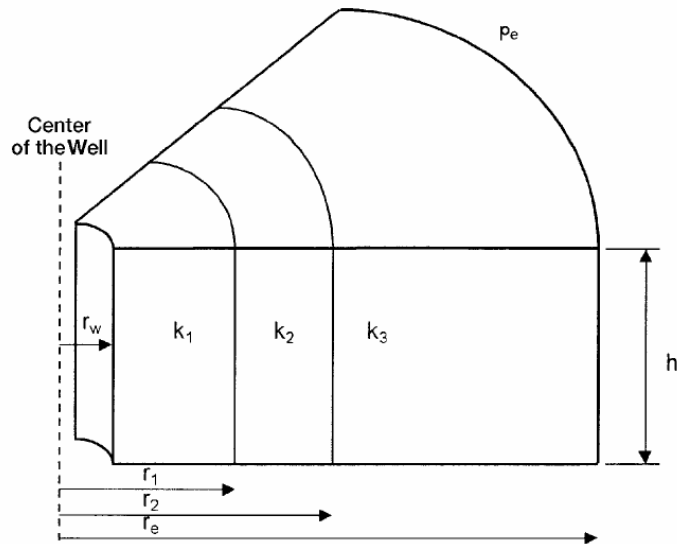
k_i نفوذپذیری مطلق هر لایه.

در سیستم شعاعی شکل ۴-۲۸، روش میانگین گیری بالا برای تولید عبارت عمومی

زیر به کار می رود:

$$k_{avg} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\sum_{j=1}^n \frac{\ln(r_j/r_{j-1})}{k_j}} \quad (53-4)$$

می‌توان از این معادله به صورت پایه‌ای برای تخمین تعدادی کمیّت مفید در کار تولید استفاده کرد. برای مثال، اثرات نفوذ گل حفاری درون سازند، اسید کاری یا مشبک کاری را می‌توان با آن تخمین زد.



شکل ۲۸-۴: جریان در لایه های سری

مثال ۱۲-۴

یک مخزن هیدروکربوری از پنج قطعه سازند مشخص که به صورت سری به هم پیوسته‌اند تشکیل شده است. ضخامت سازند قطعه‌ها مشابه است. طول و نفوذپذیری هر مقطع از مخزن پنج لایه‌ای چنین است:

Length, ft	Permeability, md
150	80
200	50
300	30
500	20
200	10

نفوذپذیری متوسط مخزن را با فرض

الف) سیستم جریان خطی
 ب) سیستم جریان شعاعی
 محاسبه کنید.

جواب

* برای یک سیستم خطی:

L_i , ft	k_i	L_i/k_i
150	80	1.8750
200	50	4.0000
300	30	10.000
500	20	25.000
200	10	20.000
1350		$\Sigma L_i/k_i = 60.875$

با استفاده از معادله (۴-۵۲):

$$k_{avg} = \frac{1350}{60.875} = 22.18mD$$

* برای یک سیستم شعاعی:

جواب سیستم شعاعی را به راحتی می‌توان به صورت زیر جدولبندی کرد. این جواب بر اساس معادله (۴-۵۳) و فرض یک شعاع چاه 0.25 فوتی به دست آمده است.

Segment	r_i , ft	$\ln(r_i/r_{iB1})$	k_i	$[\ln(r_i/r_{iB1})]/k_i$
well bore	0.25	—	—	—
1	150	6.397	80	0.080
2	350	0.847	50	0.017
3	650	0.619	30	10.021
4	1150	0.571	20	0.029
5	1350	0.160	10	0.016
				0.163

با استفاده از معادله (۴-۵۳):

$$k_{avg} = \frac{\ln(1350/0.25)}{0.163} = 52.72mD$$

میانگین هندسی نفوذپذیری

وارن و پرایس^۱ در آزمایشگاه نشان دادند که اکثر رفتارهای محتمل یک سازند ناهنجار به رفتارهای یک سیستم یکنواخت که نفوذپذیری معادل با میانگین هندسی دارد نزدیک می‌شوند. میانگین هندسی به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$k_{avg} = \exp \left(\frac{\sum_{i=1}^n (h_i \ln(k_i))}{\sum_{i=1}^n h_i} \right) \quad (54-4)$$

k_i نفوذپذیری نمونه مغزه i ام.

h_i ضخامت نمونه مغزه i ام.

n تعداد کل نمونه‌ها.

اگر ضخامت‌های (h_i) همه نمونه‌ها یکسان باشند، معادله (۵۴-۴) به صورت زیر

ساده‌نویسی می‌شود:

$$k_{avg} = (k_1 k_2 k_3 \dots k_n)^{\frac{1}{n}} \quad (55-4)$$

مثال ۴-۱۳

اطلاعات مغزه زیر موجوداند. میانگین هندسی نفوذپذیری را به دست آورید.

Sample	h_i , ft	k_i , md
1	1.0	10
2	1.0	30
3	0.5	100
4	1.5	40
5	2.0	80
6	1.5	70
7	1.0	15
8	1.0	50
9	1.5	35
10	0.5	20

Sample	h_i , ft	k_i , md	$h_i * \ln(k_i)$
1	1.0	10	2.303
2	1.0	30	3.401
3	0.5	100	2.303
4	1.5	40	5.533
5	2.0	80	8.764
6	1.5	70	6.373
7	1.0	15	2.708
8	1.0	50	3.912
9	1.5	35	5.333
10	0.5	20	1.498
11.5			42.128

$$k_{avg} = \exp\left(\frac{42.128}{11.5}\right) = 39mD$$

روابط نفوذپذیری مطلق

تعیین مقدار آب محتوایی از داده‌های مویبگی - فشار ارزیابی مقادیر آبی محتوایی نمونه‌هایی با نفوذپذیری متفاوت و همچنین مخزنی با گستره عریض‌تر را با دقتی بیش از روش‌های قبلی ممکن می‌کند. این اندازه‌گیری‌ها جمع‌آوری می‌شوند تا یافتن یک رابطه مناسب بین آب محتوایی و نفوذپذیری نمونه گرفته شده از یک مخزن معلوم در گستره مشخصی از مخزن ممکن شود. کالهن^۱ تشکیلات متخلخل ایده‌آلی از ساختارهای همگن را ارائه و نشان داده که در آنها آب محتوایی غیر قابل کاهش از نفوذپذیری مستقل است و نفوذپذیری‌های پایین منحصراً به کوچک بودن اندازه ذرات مربوطاند. در یک سیستم متخلخل واقعی تشکیل شده از نهشته‌گذاری اجزای دانه‌ای یا دیگر اجزای طبیعی، ممکن است افزایش آب محتوایی با کاهش نفوذپذیری، انتظار رود زیرا نفوذپذیری‌های پایین بیشتر نتیجه ناهمگن بودن ساختار خلل و فرج ایجاد شده به دلیل درجه‌بندی اجزای سازند نسبت به کوچک بودن اجزا هستند. در این

1- Calhoun

حالت، تا جایی که نفوذپذیری به تغییرات ساختار خلل و فرج وابسته باشد، آب محتوایی نیز تابعی از نفوذپذیری خواهد بود. بنابراین در ماسه‌های نامستحکم تشکیل شده از اجزای همدست و هم اندازه، مقدار آب محتوایی از نفوذپذیری مستقل است. کالهن نشان داده که انتظار می‌رود هر رابطه‌ای بین خصوصیات مختلف مخزن تنها در محدوده کم عرضی از یک مخزن و یا شاید یک سازند مشخص به کار رود. و رای این محدودیت‌ها، رابطه‌ای کلی بین نفوذپذیری و ساختار خلل و فرج شناخته شده نیست اما انتظار می‌رود در سازندهایی با خصوصیات مشابه همبستگی مشابهی بین نفوذپذیری و ساختار خلل و فرج وجود داشته باشد. که در پی آن رابطه‌ای مشابه بین آب محتوایی و نفوذپذیری وجود خواهد داشت.

در طول سالها مطالعه مشخص شده است که مقادیر آب محتوایی در نفوذپذیری پایین حداکثر می‌شود. نتایج اندازه‌گیری فشار موینگی نشان داده‌اند که این رابطه، نیمه لگاریتمی است و هنوز اطمینانی نیست که کامل و دقیق باشد. با این داده‌ها نمی‌توان کلی‌گویی کرد. البته در حال حاضر به صورت کلی گفته می‌شود که در یک مخزن مشخص، آب محتوایی متناسب با کاهش لگاریتمی نفوذپذیری افزایش می‌یابد. واضح است که هیچ‌کس نمی‌تواند مقدار آب محتوایی را در یک سازند جدید، بدون اطلاع از آرایش خلل و فرج آن، بیان کند.

تجربه نشان داده به شرط این که نوع سنگ و یا اندازه دانه‌های ذرات در کل سازند تغییر نکنند، یک رابطه کلی بین تخلخل مخزن ϕ و درجه اشباع آب محتوایی S_{wc} وجود دارد:

$$C = \phi S_{wi}$$

C ثابتی مربوط به نوع سنگ و اندازه دانه‌های آن است.

چندین محقق پیشنهاد کرده‌اند که ثابت C با نفوذپذیری مطلق سنگ مرتبط است. دو روش تجربی معمولاً در این زمینه استفاده می‌شوند: معادله تیمور^۱ و معادله موریس - بیگز^۱.

معادله تیمور

تیمور عبارت زیر را برای تخمین نفوذپذیری با استفاده از درجه اشباع آب محتوایی و تخلخل ارائه کرده است:

$$k = 8.58102 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wc}^2} \quad (56-4)$$

معادله موریس - بیگز

موریس و بیگز دو عبارت زیر را برای تخمین نفوذپذیری مخازن نفت و گاز پیشنهاد داده‌اند:

* برای مخزن نفتی:

$$k = 62.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad (57-4)$$

* برای مخزن گازی:

$$k = 2.5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad (58-4)$$

k نفوذپذیری مطلق، *Darcy*؛

ϕ تخلخل؛

S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی.

مثال ۴-۱۴

نفوذپذیری مطلق یک ناحیه نفت دار را با درجه اشباع آب محتوایی ۲۵٪ و تخلخل ۱۹٪ را تخمین بزنید.

جواب

با استفاده از معادله تیمور:

$$k = 8.58102 \frac{(0.19)^{4.4}}{(0.25)^2} = 0.0921 \text{Darcy}$$

با استفاده از رابطه موریس - بیگز:

$$k = 62.5 \left(\frac{(0.19)^3}{0.25} \right)^2 = 0.047 \text{Darcy}$$

در مبحث قبلی درباره قانون دارسی و اندازه‌گیری‌های نفوذپذیری، فرض شد که کل محیط متخلخل کاملاً از یک فاز اشباع شده است (اشباع 100%). در مخازن هیدروکربوری سنگ‌ها معمولاً از دو نوع سیال یا بیشتر اشباع شده‌اند؛ بنابراین مفهوم نفوذپذیری مطلق باید اصلاح شود تا رفتار سیال در حال جریان در مخزن بهتر توصیف شود. اگر یک نمونه مغزه بصورت جزئی از یک سیال اشباع شده باشد (غیر از سیال آزمایش) و هر دو درجه اشباع در کل جریان ثابت نگه داشته شوند، نفوذپذیری اندازه‌گیری برای سیال آزمایش کمتر از حالتی است که مغزه 100% از سیال آزمایش اشباع شده باشد.

با کاهش درجه اشباع یک فاز خاص، نفوذپذیری نسبت به آن فاز کاهش می‌یابد. نفوذپذیری اندازه‌گیری شده، نفوذپذیری مؤثر نامیده می‌شود و عبارت است از اندازه‌گیری نسبی گذردهی محیط متخلخل برای یک سیال (اگر محیط شامل بیش از یک سیال باشد). این نشان می‌دهد که نفوذپذیری مؤثر با سیال مخزن (گاز، نفت و آب) مرتبط است. این نفوذپذیری‌های مؤثر برای سه سیال مخزن با عبارات زیر بیان می‌شوند:

- k_g نفوذپذیری مؤثر گاز؛
- k_o نفوذپذیری مؤثر نفت؛
- k_w نفوذپذیری مؤثر آب.

در نفوذپذیری‌های مؤثر چند فازی مجموع نفوذپذیری‌های مؤثر همواره کوچکتر یا مساوی نفوذپذیری مطلق است:

$$k_g + k_o + k_w \leq k$$

در این حالت، در قانون دارسی نفوذپذیری مؤثر به جای نفوذپذیری مطلق وارد محاسبات می‌شود. برای مثال، عبارت جریان در یک سیستم خطی تحت درجه جزئی اشباع نفت به صورت زیر نوشته می‌شود:

$$q_o = \frac{k_o A (p_1 - p_2)}{\mu_o L} \quad (59-4)$$

q_o دبی جریان نفت، cc/sec ؛

μ_o ویسکوزیته نفت، cp ؛

k_o نفوذپذیری مؤثر نفت، *Darcys*.

نفوذپذیری‌های مؤثر، مستقیماً در آزمایشگاه از نمونه مغزه‌های کوچک در درجات اشباع مختلف اندازه‌گیری و در نهایت به صورت گزارش نفوذپذیری نسبی خلاصه می‌شوند. نفوذپذیری نسبی نفوذپذیری مؤثر یک سیال معین در درجه اشباع مشخص نسبت به نفوذپذیری در درجه اشباع 100% است. معمولاً عبارات k_w/k ، k_o/k ، k_g/k در این زمینه به کار می‌روند که به ترتیب نفوذپذیری نسبی گاز، نفت و آب اند. بدین علت که مقدار k در هر محیط متخلخلی ثابت است، نفوذپذیری نسبی تنها با تغییر درجه اشباع سیال در مد یکسانی با نفوذپذیری مؤثر تغییر می‌کند. نفوذپذیری نسبی یک سیال از صفر تا یک تغییر می‌کند. مقدار صفر در درجه اشباع بسیار پایین آن سیال و مقدار یک در درجه اشباع 100% آن اتفاق می‌افتند. بنابراین می‌توان نفوذپذیری نسبی را به صورت روابط زیر نشان داد:

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

مطالب جامع‌تری از نفوذپذیری در فصل پنجم ارائه شده‌اند.

تراکم‌پذیری سنگ^۱

مخازن هیدروکربوری معمولاً هزاران فوت زیر سطح زمین قرار دارند. سازندها و لایه‌های روی مخزن فشار روباره‌ای را ناشی از وزن‌شان به این مخازن تحمیل می‌کنند. فشارهای روباره بسته به عواملی مانند عمق، طبیعت ساختار، وضعیت استحکام سازند، سن زمین‌شناسی و تاریخچه سنگ‌های تشکیل دهنده آن سازند در نواحی مختلف متفاوت اند. مهمترین این عوامل عمق سازند است. مقدار شاخص فشار روباره تقریباً برابر 1 psi در هر فوت عمق است.

وزن سازندهای روباره یک نیروی فشاری به مخزن وارد می‌کند. فشار درون خلل و فرج سنگ‌های مخزن به اندازه فشار روباره نیست. با فرض این که مخزن از سنگ‌های مستحکم تشکیل شده، فشار روباره به سیالات موجود در خلل و فرج اعمال نمی‌شود. در این حالت فشار خلل و فرج شاخص تقریباً 0.5 psi به ازای هر فوت عمق است.

اختلاف فشار روباره و فشار درون خلل و فرج به فشار روباره مؤثر^۲ معروف است. در حین عملیات تخلیه فشار، فشار درون خلل و فرج کاهش و در پی آن فشار مؤثر روباره افزایش می‌یابد. این افزایش باعث ایجاد اثرات زیر می‌شود:

- کاهش حجم کل سنگ مخزن؛
- انبساط دانه‌های ماسه‌ای مخزن.

این دو تغییرات حجمی به کاهش خلل و فرج و در نهایت تخلخل سنگ تمایل دارند. اغلب این داده‌ها روابطی را با هر دو عامل فشار مؤثر روباره و تخلخل نشان می‌دهند. در حالت کلی تراکم‌پذیری با افزایش تخلخل و فشار مؤثر روباره کاهش می‌یابد.

1- Rock Compressibility

2- Effective Overburden Pressure

گیرتسما^۱ نشان داده که سه نوع تراکم‌پذیری در سنگ وجود دارد:

* تراکم‌پذیری سنگ - ماتریس، c_r

این تراکم‌پذیری به صورت تغییرات کسری حجم مواد سنگی جامد (دانه‌ها) به تغییر فشار واحد تعریف می‌شود:

$$c_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial p} \right)_T \quad (۶۰-۴)$$

c_r تراکم‌پذیری سنگ - ماتریس، psi^{-1} ؛

V_r حجم مواد جامد.

زیر نویس T دمای ثابت را نشان می‌دهد.

* تراکم‌پذیری حجم کل سنگ، c_B ^۲

این پارامتر به صورت تغییرات حجمی حجم کل سنگ به تغییر فشار واحد تعریف می‌شود:

$$c_B = -\frac{1}{V_B} \left(\frac{\partial V_B}{\partial p} \right)_T \quad (۶۱-۴)$$

c_B ضریب تراکم‌پذیری حجم کل سنگ، psi^{-1} ؛

V_B حجم کل.

* تراکم‌پذیری حجم خلل و فرج سنگ، c_p ^۳

ضریب تراکم‌پذیری خلل و فرج به صورت تغییر حجم خلل و فرج سنگ در یک واحد تغییر فشار تعریف می‌شود:

-
- 1- Geertsma
 - 2- Rock Bulk Compressibility
 - 3- Pore Compressibility

$$c_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (62-4)$$

p فشار خلل و فرج، psi ؛

c_p ضریب تراکم‌پذیری خلل و فرج، psi^{-1} ؛

V_p حجم خلل و فرج.

می‌توان معادله (۶۲-۴) را به صورت عباراتی از تخلخل ϕ به صورت زیر نوشت (توجه داشته باشید که با افزایش فشار خلل و فرج ϕ نیز افزایش می‌یابد):

$$c_p = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}$$

در اکثر مخازن هیدروکربوری، تراکم‌پذیری سنگ و تراکم‌پذیری حجم کل سنگ از تراکم‌پذیری خلل و فرج c_p کوچک‌تر است. تراکم‌پذیری سازند c_f معمولاً برای توصیف تراکم‌پذیری سازند به کار می‌رود:

$$c_f = c_p = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (63-4)$$

مقادیر تراکم‌پذیری سازند بین $3 \times 10^{-6} psi^{-1}$ تا $25 \times 10^{-6} psi^{-1}$ است. معادله (۶۲-۴) را می‌توان به صورت زیر نیز نوشت:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta p}$$

یا:

$$\Delta V_p = c_f V_p \Delta p \quad (64-4)$$

ΔV_p و Δp تغییر حجم خلل و فرج و فشار خلل و فرج اند.

گیرتسما نشان داده که تراکم‌پذیری حجم کل سنگ c_B با تراکم‌پذیری خلل و فرج c_p ارتباط دارد:

$$c_B \cong c_p \phi \quad (۶۵-۴)$$

وی همچنین گفته که در یک مخزن تنها مؤلفه عمودی تنش هیدرولیکی ثابت است و مؤلفه‌های قرار گرفته در صفحه افقی با شرط مرزی، که در هیچکدام از آن جهت‌ها تغییر شکلی اتفاق نمی‌افتد، تعریف می‌شوند. برای این شرایط مرزی، وی تقریب زیر را برای ماسه سنگ‌ها ارائه داده است:

$$c_p(res) = 1/2 c_p(lab)$$

مثال ۱۵-۴

کاهش حجم خلل و فرج به دلیل افت فشار 10 psi یک مخزن را محاسبه کنید. حجم اولیه خلل و فرج یک میلیون بشکه با تراکم‌پذیری تخمینی سازند برابر با $10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ است.

جواب

با استفاده از معادله (۴-۶۴):

$$\Delta V_p = (10 \times 10^{-6})(1 \times 10^6)(10) = 100 \text{ bbl}$$

مقدار به دست آمده در بالا کوچک است، اما زمانی که این محاسبات برای تعیین محتویات نفت در جای اولیه و آکیفر در مخزنی فوق‌اشباع انجام شوند عامل مهمی است.

کاهش حجم خلل و فرج به دلیل افت فشار به صورت ترم‌هایی از تغییرات تخلخل مخزن نیز نشان داده می‌شود:

$$c_f \partial p = \left(\frac{1}{\phi} \right) \partial \phi$$

با انتگرال‌گیری از رابطه بالا:

$$c_f \int_{p_0}^p \partial p = \int_{\phi_0}^{\phi} \frac{\partial \phi}{\phi}$$

$$c_f (p - p_0) = \ln \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)$$

یا:

$$\phi = \phi_0 \exp(c_f(p - p_0)) \quad (66-4)$$

؛ p_0 فشار اولیه، psi ؛؛ ϕ_0 تخلخل اولیه؛؛ p فشار کنونی، psi ؛؛ ϕ تخلخل در فشار p .بسط سری‌های e^x به صورت زیر است:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots$$

با استفاده از بسط سری‌ها و خاتمه دادن آن بعد از دو عبارت:

$$\phi = \phi_0 [1 + c_f(p - p_0)] \quad (67-4)$$

مثال ۱۶-۴

داده‌های زیر موجوداند:

$$c_f = 10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\text{فشار اولیه} = 5000 \text{ psi}$$

$$\text{تخلخل اولیه} = 18\%$$

$$\text{فشار کنونی} = 4500 \text{ psi}$$

مقدار تخلخل را در فشار 4500 psi حساب کنید.

جواب

$$\phi = 0.18 [1 + (10 \times 10^{-6})(4500 - 5000)] = 0.179$$

باید توجه داشت که تراکم‌پذیری کل مخزن c_t در معادله جریان ترانزینت و

معادله موازنه جرم استفاده می‌شود. این پارامتر به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$c_t = S_o c_o + S_w c_w + S_g c_g + c_f \quad (۶۸-۴)$$

S_o, S_w, S_g درجات اشباع نفت، آب و گاز؛

c_o تراکم پذیری نفت، psi^{-1} ؛

c_w تراکم پذیری آب، psi^{-1} ؛

c_g تراکم پذیری گاز، psi^{-1} ؛

c_t تراکم پذیری کل مخزن، psi^{-1} .

در مخازن نفتی فوق اشباع، فشار مخزن بالای فشار نقطهٔ حباب است؛ یعنی در این مخازن کلاهیگ گازی وجود ندارد. در این صورت معادلهٔ بالا به صورت زیر خلاصه می‌شود:

$$c_t = S_o c_o + S_w c_w + c_f$$

چندین محقق تلاش کرده‌اند رابطه‌ای بین تراکم‌پذیری خلل و فرج با پارامترهای مختلف، از جمله تخلخل سازند، ایجاد کنند. حال^۱ رابطهٔ زیر را پیشنهاد کرده است:

$$c_f = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) 10^{-6} \quad (۶۹-۶)$$

c_f تراکم‌پذیری سازند، psi^{-1} ؛

ϕ تخلخل.

نیومن^۲ با استفاده از ۷۹ نمونه ماسه سنگ مستحکم و سنگ های آهکی رابطه‌ای را بین تراکم‌پذیری سازند و تخلخل به دست آورد:

$$c_f = \frac{a}{(1 + cb\phi)^{\frac{1}{b}}}$$

* در ماسه سنگ‌ها:

1- Hall

2- Newman

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

$$b = 0.699993$$

$$c = 79.8181$$

* در سنگ‌های آهکی:

$$a = 0.8535$$

$$b = 1.075$$

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

مثال ۱۷-۴

ضریب تراکم‌پذیری یک سازند ماسه سنگی با تخلخل 0.2 را با روش‌های زیر

محاسبه کنید:

الف) رابطه هال

ب) رابطه نیومن

جواب

الف) رابطه هال:

$$c_f = \left(\frac{1.782}{(0.2)^{0.438}} \right) 10^{-6} = 3.606 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

ب) رابطه نیومن:

$$c_f = \frac{97.32 \times 10^{-6}}{(1 + (0.699993)(79.8181)(0.2))^{1/0.699993}} = 2.74 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

ضخامت خالص مولد^۱

یکی از اطلاعات مهم برای پیش‌بینی عملکرد مخزن آگاهی از حجم اولیه نفت

درجاست. اصولاً مخازن با مرزهای زمین‌شناسی یا مرزهای سیالی مانند GOC ,

WOC و GWC محدود می‌شوند.

چنین مرزهایی که در برگیرنده نفت هستند ضخامت ناخالص مولد نامیده

می‌شوند. ضخامت خالص مولد به قسمتی از ضخامت مخزن گفته می‌شود که در

فرایند برداشت نفت مشارکت دارد و با تحمیل معیارهای زیر تعریف می‌شود:

1- Net Pay Thickness

- کران پایین تخلخل؛
- کران پایین نفوذپذیری؛
- کران بالای درجه اشباع آب.

همه اندازه‌گیری‌ها موجود برای نمونه‌های مخزنی و چاه‌ها، مانند آنالیزهای مغزه و لاگ‌های چاه‌پیمایی، در ارزیابی ضخامت خالص مولد بسیار استفاده می‌شوند. انتخاب کران‌های پایینی تخلخل و نفوذپذیری به خصوصیات زیر بستگی دارد:

- حجم کل مخزن؛
- کل بازه مقادیر نفوذپذیری؛
- کل بازه مقادیر تخلخل؛
- توزیع مقادیر تخلخل و نفوذپذیری.

هتروجنیتی مخزن^۱

اکثر مخازن هیدروکربوری در فرایندی طولانی در محیط‌های دریایی تشکیل شده‌اند. اکثر آنها چندین محیط رسوبگذاری و انواعی از تغییرات ساختاری را پشت سر گذاشته‌اند. عوامل دیگری مانند متراکم‌شدن، انحلال، دولومیتی شدن و سیمانی شدن باعث بروز تغییرات بیشتر در خصوصیات مخزن شده‌اند. بنابراین هتروجنیتی مخازن بیشتر ناشی از محیط‌های رسوبگذاری و رویدادهای متعاقب آن است. هیچ مخزنی همگن نیست و درجه عدم تجانس و ناهنجاری نواحی آن تغییر می‌کند.

هتروجنیتی مخزن تغییر خصوصیات مخزن به صورت تابعی از فضا است. در حالت ایده‌ال، اگر مخزن همگن باشد، اندازه‌گیری خواص آن در هر مکانی می‌تواند نشانگر خواص کل مخزن باشد. در این گونه مخازن توصیف مخزن بسیار ساده است. در مخازن ناهمگن، خواص مخزنی تابعی از موقعیت فضایی است. این خواص شامل نفوذپذیری، تخلخل، ضخامت، درجه اشباع، گسل‌ها و فرکچرها، رخساره‌های سنگی و خصوصیات سنگ هستند. برای ارائه توصیفی مناسبی از یک مخزن، باید تغییر

1- Heterogeneity

خصوصیات این پارامتر به صورت تابعی از موقعیت های فضایی پیش بینی شود. دو نوع هتروجنیتی وجود دارد:

- هتروجنیتی عمودی^۱؛
- هتروجنیتی ناحیه ای^۲.

روش های زمین آماری^۳ برای توصیف کمی این دو هتروجنیتی استفاده می شوند. واضح است که همه خواص اصلی یک مخزن مانند نفوذپذیری، تخلخل، خاصیت ترشوندگی و درجه اشباع آب محتوایی می توانند ناهمگن باشند. در این کتاب تنها هتروجنیتی نفوذپذیری بررسی خواهد شد.

هتروجنیتی عمودی

یکی از اولین مسائلی که مهندسان مخزن در پیش بینی و تفسیر رفتار جابه جایی سیال در فرایندهای برداشت ثانویه و EOR ^۴ با آن روبرو می شوند، سازماندهی و استفاده از داده های فراوان آنالیز مغزه است. در این میان نفوذپذیری مشکلات خاص خود را دارد، زیرا معمولاً بازه تغییراتی مقادیر نفوذپذیری نمونه های مختلف شدتی بیشتر از مقدار آن در لایه ها دارد؛ پس مهندسان باید بتوانند:

- درجه ناهنجاری عمودی را به صورت ترم های ریاضی توصیف کنند؛
- تعریف و توصیف مناسبی از نفوذپذیری ضخامت مولد ارائه دهند.

ارائه توصیف مناسب از درجه ناهنجاری یک سیستم خاص به صورت ترم های کمی بسیار مهم است. درجه ناهنجاری یک خاصیت عددی مخزن است که فاصله از همگنی یا ثبات یک پارامتر ویژه را در کل ضخامت مخزن نشان می دهد. زمانی که مقدار یک خاصیت در تمام ضخامت مخزن ثابت باشد، ضریب همگنی آن پارامتر صفر است. در یک سازند کاملاً هتروجن ضریب همگنی معادل یک است. دیگر

1- Vertical Heterogeneity
 2- Areal Heterogeneity
 3- Geostatistics Method
 4- Enhanced Oil Recovery

درجات هتروجنی در بین این دو کران قرار دارند. ضرایب توصیف کننده هتروجنیتی عمودی سازند که فراوان استفاده می شوند عبارتند از:

- ضریب پراکندگی نفوذپذیری دایکسترا - پارسونز V^1 ؛
- ضریب لورنز L^2 ؛

ضریب پراکندگی نفوذپذیری دایکسترا - پارسونز

دایکسترا و پارسونز مفهوم ضریب پراکندگی نفوذپذیری V را به صورت اندازه گیری آماری ناهمگنی یک دسته داده معرفی کرده اند. این پارامتر در کل برای نفوذپذیری استفاده می شود، اما می تواند برای دیگر خواص سنگ نیز به کار می رود. امروزه مشخص شده که داده های نفوذپذیری به صورت لگاریتمی توزیع شده اند، یعنی فرایندهای منطقی تولید نفوذپذیری در سنگ های مخزن باعث توزیع نفوذپذیری در مخزن حول میانگین هندسی شده اند. دایکسترا و پارسونز با توجه به این مطلب توزیع ویژه ای را طراحی کرده اند. خلاصه مراحل محاسبات تعیین ضریب V در زیر توضیح داده می شود:

- ۱- آرایش نزولی نمونه مغزه ها بر اساس نفوذپذیری شان (از نفوذپذیری بیشتر به کمتر)؛
- ۲- برای هر نمونه، محاسبه درصد ضخامت که نفوذپذیری بیشتری از آن نمونه دارد؛
- ۳- استفاده از نمودار لگاریتم - احتمال و رسم مقادیر نفوذپذیری روی مقیاس لگاریتمی و درصد ضخامت روی مقیاس احتمال (شکل ۴-۲۹)؛
- ۴- رسم بهترین خط گذرا از بین نقاط مربوطه؛
- ۵- قرائت مقادیر نفوذپذیری در % 84.1 و 50% ضخامت که به صورت $k_{84.1}$ و k_{50} ارائه می شوند؛

1- The Dykstra- Parsons Permeability Variation

2- Lorenz Coefficient

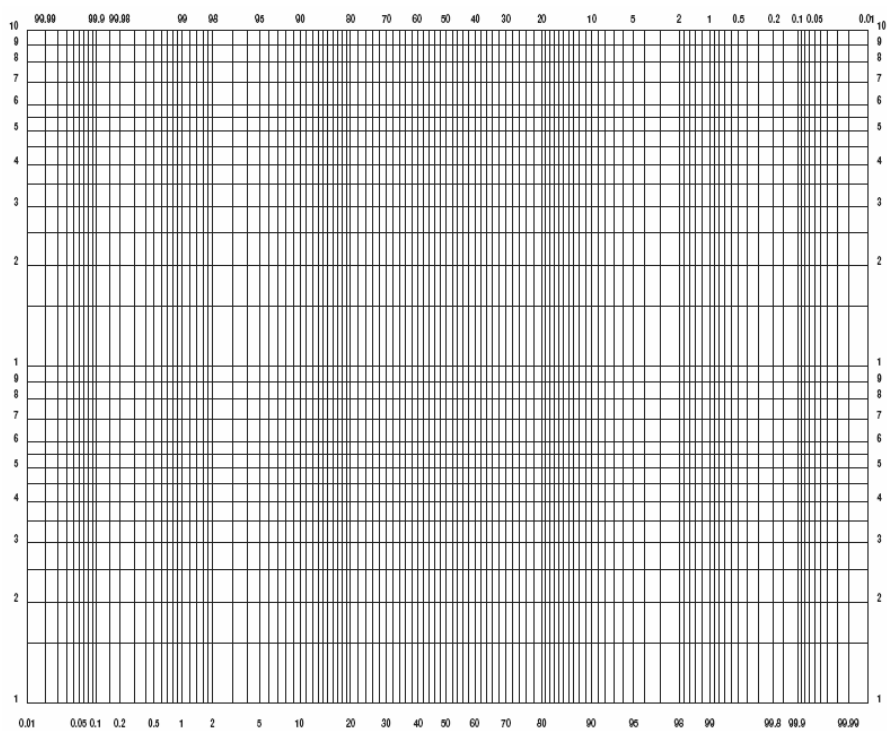
۶- ضریب پراکنندگی نفوذپذیری دایکسترا - پارسونز:

$$V = \frac{k_{50} - k_{84.1}}{k_{50}} \quad (۷۰-۴)$$

مثال ۱۸۴

در جدول زیر داده‌های حاصل از تحلیل معمولی مغزه برای سه چاه موجوداند:

Well #1			Well #2			Well #3		
Depth ft	k md	φ %	Dept ft	k md	φ %	Dept ft	k md	φ %
5389-5391	166	17.4	5397-5398.5	72	15.7	5401-5403	28	14.0
-5393	435	18.0	-539.95	100	15.6	-5405	40	13.7
-5395	147	16.7	-5402	49	15.2	-5407	20	12.2
-5397	196	17.4	-5404.5	90	15.4	-5409	32	13.6
-5399	254	19.2	-5407	91	16.1	-5411	35	14.2
-5401	105	16.8	-5409	44	14.1	-5413	27	12.6
-5403	158	16.8	-5411	62	15.6	-5415	27	12.3
-5405	153	15.9	-5413	49	14.9	-5417	9	10.6
-5406	128	17.6	-5415	49	14.8	-5419	30	14.1
-5409	172	17.2	-5417	83	15.2			



شکل ۲۹-۴: مقیاس احتمال- لگاریتم

ضریب پراکنندگی نفوذپذیری دایکسترا - پارسونز را محاسبه کنید.

جواب

۱- آرایش نزولی تمام داده‌های نفوذپذیری و محاسبه % ضخامتی با نفوذپذیری

بزرگتر:

k md	h ft	h with greater k	% of h with greater k
435	2	0	0
254	2	2	3.6
196	2	4	7.1
172	3	6	10.7
166	2	9	16.1
158	2	11	19.6
153	2	13	23.2
147	2	15	26.8
128	1	17	30.4
105	2	18	32.1
100	1	20	35.7
91	2.5	21	37.5
90	2.5	23.5	42.0
83	2	26	46.4
72	1.5	28	50
62	2	29.5	52.7
49	6.5	31.5	56.3
44	2	38	67.9
40	2	40	71.4
35	2	42	75.0
32	2	44	78.6
30	2	46	82.1
28	2	48	85.7
27	2	50	89.3
20	2	52	92.9
9	2	54	96.4

Total = 56'

۲- رسم نفوذپذیری بر حسب درصد ضخامتی با k بزرگتر در مقیاس لگاریتم-
احتمال^۱ (شکل ۴-۳۰) و قرائت k_{50} و $k_{84.1}$:

$$k_{50} = 68mD$$

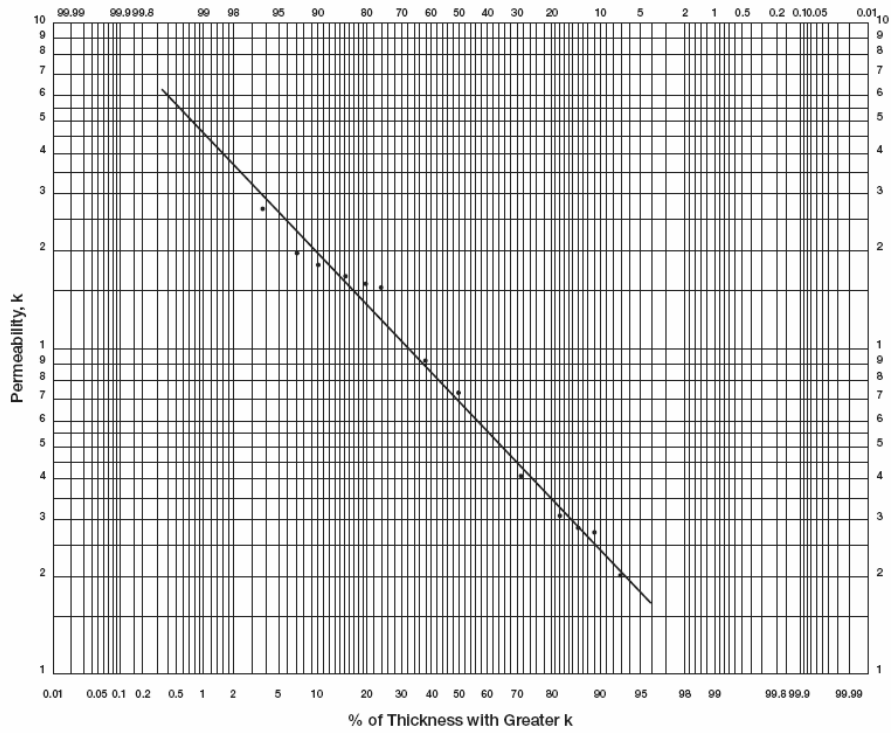
$$k_{84.1} = 29.5mD$$

۳- محاسبه V با معادله (۴-۷۰):

$$V = \frac{68 - 29.5}{68} = 0.57$$

باید توجه داشت که در یک سیستم کاملاً همگن اگر همه نفوذپذیری‌ها با هم برابر باشند، صورت کسر یا معادله (۴-۷۰) و متعاقباً V صفر می‌شوند. روش دایکسترا - پارسونز معمولاً تکنیک مرتب کردن نفوذپذیری^۲ نامیده می‌شود.

-
- 1- Log- Permeability Scale
2- Premeability Ordering Technique



شکل ۴-۳۰: درصد ضخامت بر حسب نفوذپذیری

در محاسبات سیلاب‌زنی^۱، اکثر اوقات مخزن به چندین لایه با ضخامت یکسان و نفوذپذیری متفاوت تقسیم می‌شود. در این حالت مقیاس لگاریتم - احتمال می‌تواند مقیاس نفوذپذیری را به نمونه‌های درصدی معادل اختصاص دهد و با این روش نفوذپذیری متعلق به هر بازه در نقطه وسط آن بازه خوانده می‌شود.

مثال ۴-۱۹

با استفاده از داده‌های مثال ۴-۱۸، میانگین نفوذپذیری لایه‌ای را برای یک سیستم ده لایه‌ای به دست آورید. مقدار تخلخل را در کل سیستم همگن در نظر بگیرید.

جواب

با استفاده از نمودار لگاریتم - احتمال دایکسترا - پارسونز (شکل ۴-۳۰)، نفوذپذیری این سیستم ده لایه‌ای به صورت زیر تعیین می‌شود:

Layer	% Probability	k, md
1	5	265
2	15	160
3	25	120
4	35	94
5	45	76
6	55	60
7	65	49
8	75	39
9	85	29
10	95	18

نفوذپذیری و تخلخل از یک دید فنی محدود به هم ارتباط ندارند، اما آنها باید در سنگی با لیتولوژی و توزیع اندازه خلل و فرج یکسان همبستگی داشته باشند. در بعضی حالات، نمودارهای لگاریتم نفوذپذیری بر حسب تخلخل پی در پی تشکیل می‌شوند و بهترین خط راست گذرا از بین نقاط رسم می‌شود.

ضریب لورنز L

اشمالز و راهم^۱ پارامتر منفردی را ارائه داده‌اند که درجه هتروجنیتی درون یک ناحیه مولد را نشان می‌دهد. این ترم اصطلاحاً ضریب لورنز^۲ نامیده می‌شود و بین صفر (سیستم کاملاً همگن) تا یک (سیستم کاملاً ناهمگن) است. مراحل زیر خلاصه‌ای از روش محاسبه ضریب لورنز است:

۱- مرتب کردن نزولی همه مقادیر موجود نفوذپذیری؛

1- Schmalz and Rahme

2- Lorenz Coefficient

۲- محاسبه ظرفیت نفوذپذیری تجمعی $\sum kh$ و ظرفیت حجم تجمعی $\sum \phi h$ ؛

۳- نرمالیزه کردن هر دو ظرفیت به طوری که ظرفیت های تجمعی بین صفر تا یک قرار گیرند؛

۴- رسم ظرفیت انباشتی نفوذپذیری نرمالیزه شده نسبت به ظرفیت انباشتی حجم نرمالیزه شده در مقیاس کارترین.

شکل ۴-۳۱ نمایشی از توزیع ظرفیت جریان را نشان می دهد. در یک سیستم کاملاً همگن همه نفوذپذیری ها با هم برابراند و نتیجه رسم نمودار $\sum kh$ و $\sum \phi h$ خطی راست نرمالیزه شده خواهد بود. با افزایش درجه اختلاف مقادیر بالا و پایین نفوذپذیری ها، این نمودار تقعر بیشتری به سمت بالای گوشه چپ خواهد داشت (شکل ۴-۳۱) که نشان می دهد هر چه هتروجنیتی بیشتر باشد، شدت انحراف از خط راست نیز بیشتر خواهد بود. از رسم این نمودار می توان برای توصیف کمی هتروجنیتی مخزن استفاده کرد. ضریب لورنز بر اساس این منحنی تعریف می شود:

$$L = \frac{A_{up}}{A_{down}} \quad (۷۱-۴)$$

A_{up} مساحت بالای خط راست؛

A_{down} مساحت زیر خط راست.

مقدار این ضریب بین صفر و یک است که صفر همگنی کامل و یک هتروجنیتی کامل را نشان می دهد.

شکل ۴-۳۲ رابطه ضریب پراکندگی نفوذپذیری V با ضریب لورنز L را نشان می دهد. شکل ریاضی این رابطه به صورت دو عبارت زیر است:

$$L = 0.0116356 + 0.339794V + 1.066405V^2 - 0.3852407V^3 \quad (۷۲-۴)$$

$$V = -5.0597110^{-4} + 1.747525L - 1.468855L^2 + 0.701023L^3 \quad (۷۳-۴)$$

دو عبارت بالا در بازه‌های $0 < L < 1$ و $0 < V < 1$ قابل استفاده اند.

مثال ۴-۲۰

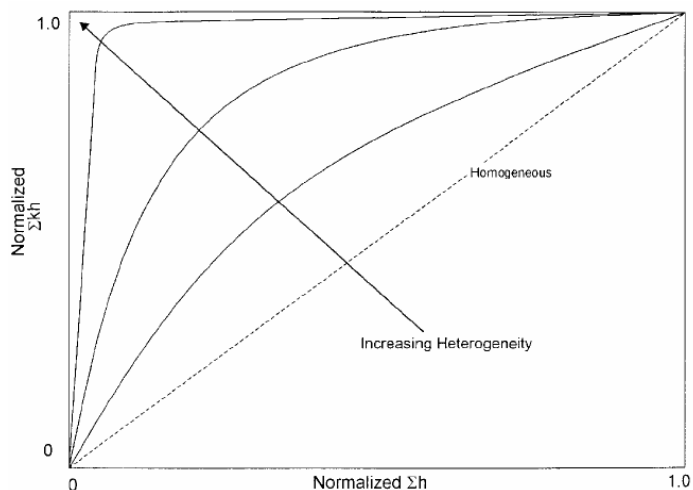
با استفاده از اطلاعات مثال ۴-۱۸ و با فرض تخلخل همگن، ضریب لورنز را محاسبه کنید.

جواب

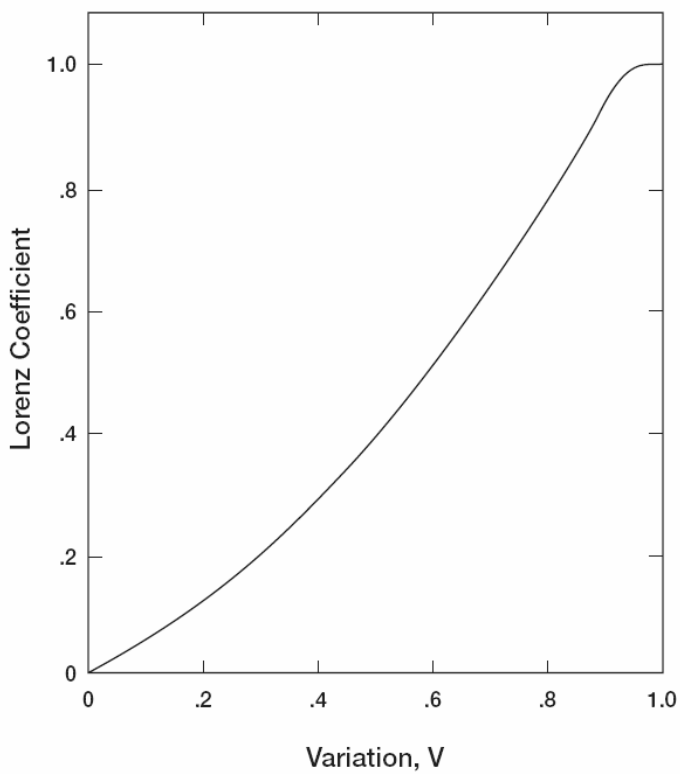
۱- فهرست کردن نزولی داده‌های نفوذپذیری و محاسبه $\sum kh$ و $\sum \phi h$ نرمالیزه

:

k, md	h, ft	kh	Σkh	$\Sigma kh/5646.5$	Σh	$\Sigma h/56$
435	2	870	870	0.154	2	0.036
254	2	508	1378	0.244	4	0.071
196	2	392	1770	0.313	6	0.107
172	3	516	2286	0.405	9	0.161
166	2	332	2618	0.464	11	0.196
158	2	316	2934	0.520	13	0.232
153	2	306	3240	0.574	15	0.268
147	2	294	3534	0.626	17	0.304
128	1	128	3662	0.649	18	0.321
105	2	210	3872	0.686	20	0.357
100	1	100	3972	0.703	21	0.375
91	2.5	227.5	4199.5	0.744	23.5	0.420
90	2.5	225	4424.5	0.784	26	0.464
83	2	166	4590.5	0.813	28	0.50
72	1.5	108	4698.5	0.832	29.5	0.527
62	2	124	4822.5	0.854	31.5	0.563
49	6.5	294	5116.5	0.906	38.0	0.679
44	2	88	5204.5	0.922	40.0	0.714
40	2	80	5284.5	0.936	42	0.750
35	2	70	5354.4	0.948	44	0.786
32	2	64	5418.5	0.960	46	0.821
30	2	60	5478.5	0.970	48	0.857
28	2	56	5534.5	0.980	50	0.893
27	2	54	5588.5	0.990	52	0.929
20	2	40	5628.5	0.997	54	0.964
9	2	18	5646.5	1.000	56	1.000



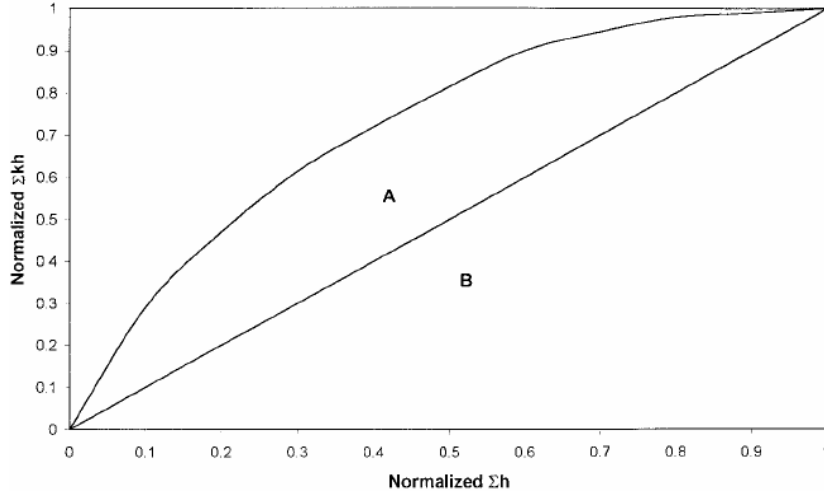
شکل ۴-۳۱: ظرفیت جریان نرمالیزه



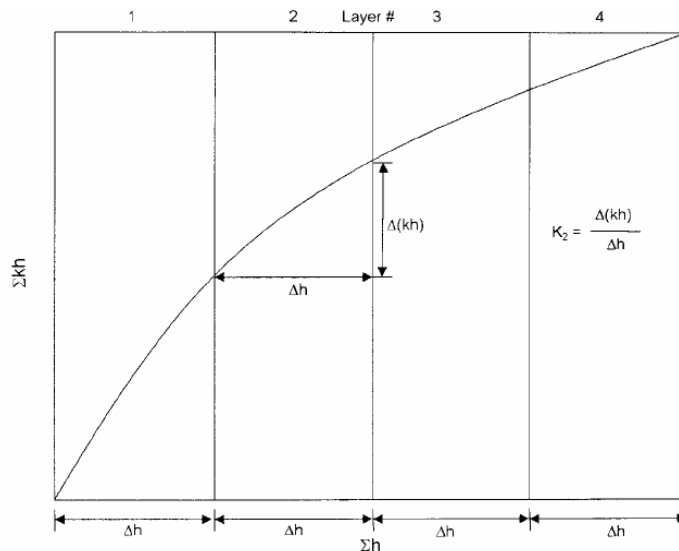
شکل ۴-۳۲: رابطه L و V

- ۲- رسم ظرفیتهای نرمالیزه در مقیاس کارتیزین (شکل ۴-۳۳).
 ۳- محاسبه ضریب لورنز با تقسیم کردن ناحیه بالای خط راست (ناحیه A) به ناحیه زیر خط راست (ناحیه B):

$L = 0.42$



شکل ۴-۳۳: ظرفیت نرمالیزه جریان برای مثال ۴-۲۰



شکل ۴-۳۴: ظرفیت تجمعی نفوذپذیری بر حسب ضخامت انباشتی

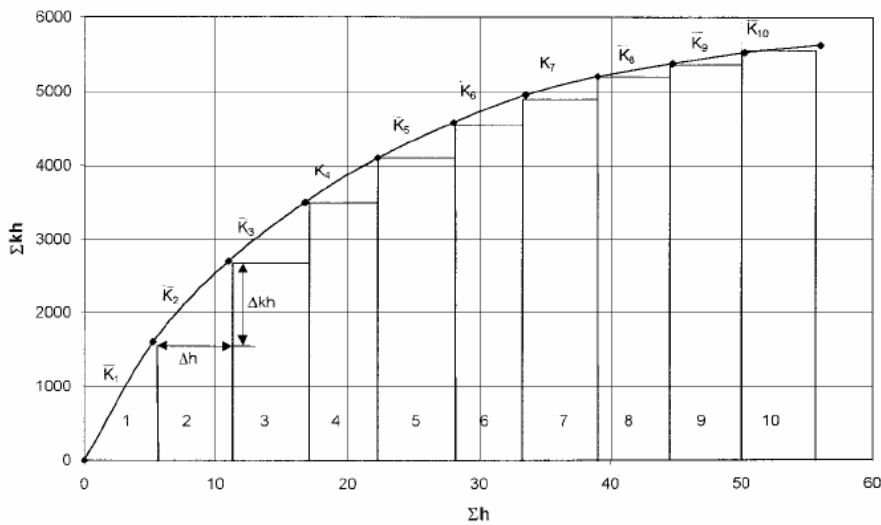
معمولاً نمودار ظرفیت انباشتی نفوذپذیری $\sum kh$ بر حسب $\sum h$ (بدون نرمالیزاسیون) تشکیل (شکل ۴-۳۴) و برای تخصیص مقادیر نفوذپذیری متوسط به تعداد لایه‌های انتخاب شده مخزن استفاده می‌شود. اگر بازه‌های ضخامتی انتخاب شده باشند (شکل ۴-۳۴)، مقادیر متوسط نفوذپذیری برای هر بازه ضخامتی (لایه) از تقسیم kh افزایشی به ضخامت افزایشی به دست می‌آید. لزومی ندارد بازه‌های ضخامتی انتخاب شده با هم برابر باشند.

مثال ۴-۲۱

با استفاده از اطلاعات مثال ۴-۱۸، نفوذپذیری متوسط یک سیستم ده لایه‌ای را محاسبه و نتایج را با نتایج روش دایکسترا-پارسونز مقایسه کنید.

جواب

۱- با استفاده از مقادیر محاسبه شده $\sum kh$ و $\sum h$ مثال ۴-۲۰، رسم $\sum kh$ بر حسب $\sum h$ در مقیاس کارتزین (شکل ۴-۳۵).



شکل ۴-۳۵: $\sum kh$ بر حسب $\sum h$ برای مثال ۴-۲۱

۲- تقسیم محور x ها به ده قطعۀ مساوی (هر قطعۀ معادل $6.5 ft$).

۳- محاسبۀ نفوذپذیری متوسط \bar{k} هر بازه:

Layer	\bar{k}	\bar{k} from Dykstra-Parsons, Example 4-19
1	289	265
2	196.4	160
3	142.9	120
4	107.1	94
5	83.9	76
6	67.9	60
7	44.6	49
8	35.7	39
9	32.1	29
10	17.2	18

در روش‌های مرتب کردن نفوذپذیری ناحیه‌ای، موقعیت فیزیکی سنگ‌ها را در ستون‌ها عمودی در نظر نمی‌گیرند. همه داده‌ها به صورت آماری در نظر گرفته می‌شوند که توزیع آماری نفوذپذیری، تخلخل و ضخامت درون مخزن را توصیف می‌کنند. فرض می‌شود که همه مقادیر یکسان نفوذپذیری با هم مرتبط هستند.

به نظر میلر و لنتس^۱ حرکت سیال درون مخزن در مکان عمودی نسبی یکسانی باقی می‌ماند (یعنی در یک ارتفاع یکسان انجام می‌شود) و نفوذپذیری در این قسمت (لایه) با میانگین هندسی نفوذپذیری بهتر توصیف خواهد شد. این روش به روش مکانی^۲ معروف است. بنابراین برای توصیف یک سیستم لایه‌بندی شده یا مخزن با روش مکانی، باید میانگین هندسی نفوذپذیری معادله (۴-۵۴) و (۴-۵۵) برای هر ارتفاع محاسبه و هر یک از اینها به صورت یک لایه در نظر گرفته شود.

هتروجنیتی ناحیه‌ای

در همان روزهای اولیه تولید نفت، مهندسان فهمیدند که اکثر مخازن در جهت‌های جانبی خواص سنگ و نفوذپذیری متفاوتی دارند. برای فهم و پیش‌بینی رفتار یک مخزن در زیرزمین اطلاعات صحیح و مفصلی از محیط زیر سطحی لازم‌اند. در

1- Miller and Lents
2- Positional Method

حقیقت، جابجایی آب و گاز به ابعاد مخزن (شکل ساختار و ضخامت لایه) و مقادیر محلی پارامترهای فیزیکی (که در نقاط مختلف متفاوت‌اند) و خصوصیات سنگ متخلخل مشروط است. بنابراین صحت پیش‌بینی به اطلاعات تفصیلی توصیف‌کننده مخزن بسیار وابسته است.

روش چاه‌آزمایی ابداع جانسون^۱ و همکارانش به آزمایش پالسی^۲ معروف است. با این روش اطلاعات مربوط به خواص سنگ بین چاه‌ها قابل محاسبه‌اند. در این روش، دبی جریان به صورت پالسی چندین بار در یک چاه تغییر می‌کند و در چاه مجاور عکس‌العمل مخزن به این تغییر اندازه‌گیری می‌شود. با این روش ظرفیت جریان (kh) و ظرفیت انباشت (ϕh) سازند اندازه‌گیری می‌شود. مشکل‌ترین خواص مخزن برای توصیف معمولاً سطح و توزیع نفوذپذیری است. که بسیار بیشتر از نفوذپذیری متغیراند و اندازه‌گیری آنها نیز دشوارتر است. هنوز هم داشتن اطلاعات کافی از توزیع نفوذپذیری در مخزن برای پیش‌بینی تخلیه مخزن با یک فرایند برداشت ضروری است. انواع گوناگونی از تکنیکهای تخمین زمین آماری برای ارائه روشی برای توصیف توزیع فضایی خواص سنگ ارائه شده‌اند. از نظر مفهوم پیوستگی فضایی نقطه داده‌های نزدیک به هم احتمالاً بیشتر از نقطه داده‌هایی که از هم فاصله دارند شبیه‌اند. یکی از بهترین ابزار زمین آماری نمایش دهنده پیوستگی یک نقشه بصری است که مقادیر یک دسته داده را با موقعیت‌شان نشان می‌دهد. این نقشه‌ها با کامپیوتر به صورت اتوماتیک شبکه‌بندی و کانتوربندی می‌شوند. در این روش‌ها داده‌های معلوم ارتفاع یا نفوذپذیری درونبایی و به ماورای این مقادیر معلوم بسط داده می‌شوند. این خواص سنگ معمولاً متغیرهای منطقه‌بندی شده^۳ نامیده می‌شوند. این متغیرها معمولاً خصوصیات ضد و نقیضی دارند:

- یک خصوصیت تصادفی نشان دهنده رفتار نامنظم نقاط مختلف؛
- یک خصوصیت ساختاری منعکس‌کننده اتصالات نقطه داده‌ها.

1- Johnson
2- Pulse Testing
3- Regional Variables

برای مثال، مقادیر ضخامت خالص تعداد محدودی از چاه ها در یک میدان یک رفتار نامنظم یا تصادفی را نشان می دهد. همچنین با حفر چاه های بیشتر آنها رفتاری هموارساز و متصل کننده از خود نشان می دهند.

برای مطالعه و بررسی متغیرهای منطقه بندی شده، فرمول مناسبی باید ایجاد شود که هر دو منظر ساختاری و تصادفی را در برگیرد. در زمین آمار، برای توصیف روابط فضایی و تصادفی متغیرهای منطقه بندی شده از واریوگرام^۱ استفاده می شود. چندین روش متداول برونمایی و درونمایی برای مقادیر متغیر منطقه بندی شده در موقعیت های مختلف وجود دارند که اکثر آنها از عبارت عمومی زیر استفاده می کنند:

$$Z^*(x) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(x_i) \quad (74-4)$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \quad (75-4)$$

$Z^*(x_i)$ تخمین متغیر منطقه بندی شده در مکان x ؛

$Z(x_i)$ مقدار اندازه گیری شده متغیر منطقه بندی شده در مکان x_i ؛

λ_i ضریب وزنی؛

n تعداد نقطه داده های نزدیک به هم.

روش های برونمایی و درونمایی متداول در الگوریتم ریاضی به کار رفته در محاسبه ضرایب وزنی λ_i اختلاف دارند. در مقایسه با دیگر روش های درونمایی، اصالت زمین آماری برخاسته از این است که دقت و صحت تخمین در یک نقطه معین (و λ_i) به دو عامل بستگی دارد: ۱- طبیعت هندسی و ۲- خصوصیات فضایی آماری رویداد مورد نظر.

اولین عامل هندسه مسئله و عبارت است از مکان های نسبی نقاط اندازه گیری شده به نقطه تخمین زده شده. زمانی که یک نقطه به طور مناسبی با نقاط دیگر احاطه

1- Variogram

شده باشد، تخمینی بهتر از زمانی به دست می‌آید که آن نقطه به تنهایی در یک ناحیه قرار گرفته باشد. این حقیقت با روش‌های درونیایی کلاسیک (چند جمله‌ای، رگرسیون چند گانه و کمترین مربعات) در محاسبات وارد شده اما به نظر می‌رسد که تا زمانی که پدیده‌های مطالعه شده تغییرات نامنظم از خود نشان می‌دهند کاربردی نباشند. در ادامه سه روش متداول درونیایی (یا برونایی) به اختصار بررسی خواهند شد:

روش چند ضلعی^۱

این تکنیک بر تخصیص نزدیکترین مقدار اندازه‌گیری شده از متغیر منطقه‌بندی شده به موقعیت طراحی شده استوار است که حکایت از آن دارد که همه ضرایب وزنی λ_i در معادله (۴-۷۲) برابر صفراند به جز λ_i مربوط به نزدیکترین نقطه که یک است.

روش معکوس فاصله^۲

با این روش، نقطه داده‌ها در حین برونایی وزن داده می‌شوند به طوری که تأثیرات یک نقطه داده بر دیگری با افزایش فاصله از موقعیت مورد نظر کم می‌شود. در روش عکس فاصله، ضریب وزنی λ_i ، با عکس فاصله مقدار اندازه‌گیری شده و نقطه تخمین زده شده، به هر متغیر اندازه‌گیری شده تعلق می‌گیرد:

$$\lambda_i = \frac{\left(\frac{1}{d_i}\right)}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{d_i}\right)} \quad (۴-۷۶)$$

d_i فاصله مقدار اندازه‌گیری شده و موقعیت مورد نظر؛
 n تعداد نقاط مجاور.

-
- 1- The Polygon Method
 - 2- The Inverse Distance Method

روش مربع معکوس فاصله^۱

در این روش به ازای مربع عکس فاصله هر نقطه داده به نقطه تخمین زده شده به آن وزن داده می‌شود:

$$\lambda_i = \frac{\left(\frac{1}{d_i}\right)^2}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{d_i}\right)^2} \quad (۷۷-۴)$$

این روش بیش از روش‌های قبلی به چاه‌های نزدیکتر وزن می‌دهد.

مثال ۲۲-۴

شکل ۴-۳۶ مکان چهار چاه، فواصل آنها و نقطه x را نشان می‌دهد. نفوذپذیری متوسط در هر مکان چاه به صورت زیر است:

Well #	Permeability, md
1	73
2	110
3	200
4	140

مقدار نفوذپذیری را در مکان x با استفاده از روش‌های چند ضلعی و دو روش عکس فاصله تخمین بزنید.

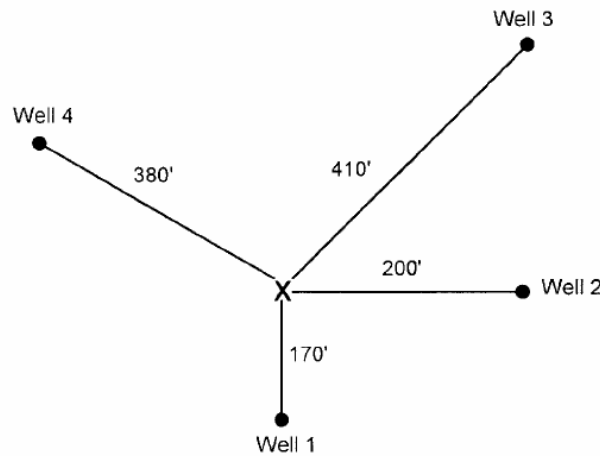
جواب

* روش چند ضلعی:

نزدیکترین موقعیت چاه به نقطه x چاه شماره ۱ با فاصله 170 ft است. نفوذپذیری متوسط ثبت شده در این چاه $73mD$ است؛ بنابراین نفوذپذیری در نقطه x برابر است با:

1- The Inverse Squared Method

$$k = (1)(73) + (0)(110) + (0)(200) + (0)(140) = 73mD$$



شکل ۴-۳۶: موقعیت چاه های مثال ۴-۲۲

* روش معکوس فاصله

مرحله اول: ضرایب وزنی را با معادله (۴-۷۶) محاسبه کنید:

Distance d_i ft	$1/d_i$	$\lambda_i = (1/d_i)/0.0159$	k, md
170	0.0059	0.3711	73
200	0.0050	0.3145	110
410	0.0024	0.1509	200
380	0.0026	0.1635	140

Sum = 0.0159

مرحله دوم: مقدار نفوذپذیری را در نقطه x با معادله (۴-۷۴) به دست آورید:

$$k = (0.3711)(73) + (0.3145)(110) + (0.1509)(200) + (0.1635)(140) = 114.8mD$$

* روش مربع معکوس فاصله

مرحله اول: با معادله (۴-۷۷) ضرایب وزنی را تعیین کنید:

d_i ft	$\left(\frac{1}{d_i}\right)^2$	$\lambda_i = \left(\frac{1}{d_i}\right)^2 / 0.000073$	k, md
170	0.000035	0.4795	73
200	0.000025	0.3425	110
410	0.000006	0.0822	200
380	0.000007	0.958	140

Sum = 0.000073

مرحله دوم: مقدار نفوذپذیری را در مکان x با معادله (۴-۷۲) به دست آورید:

$$k = (0.4795)(73) + (0.3425)(110) + (0.0822)(200) + (0.0958)(140) = 102.5 \text{ mD}$$

مسائل

(۱) با استفاده از اطلاعات زیر:

$$A = 1000 \text{ acres}$$

$$\phi = 12\%$$

$$h = 25 \text{ ft}$$

$$API = 45^\circ$$

$$\gamma_o = 0.7$$

$$S_{wi} = 30\%$$

$$R_{sb} = 750 \text{ scf/STB}$$

$$p_i = 3500 \text{ psi}$$

$$p_b = 3500 \text{ psi}$$

$$T = 160^\circ F$$

محاسبه کنید:

الف) نفت در جای اولیه در واحد STB ؛

ب) حجم اولیه گاز حل شده در نفت.

(۲) برداشت های زیر به یک ناحیه مولدندس مربوطاند:

Sample	Thickness, ft	ϕ , %	S_{oi} , %
1	2	12	75
2	3	16	74
3	1	10	73
4	4	14	76
5	2	15	75
6	2	15	72

محاسبه کنید:

الف) تخلخل متوسط؛

ب) درجات اشباع متوسط آب و نفت (فرض کنید هیچ گازی در مخزن وجود ندارد).

۳) داده‌های فشار موینگی برای یک سیستم آب - نفت چنین‌اند:

S_w	P_c
0.25	35
0.30	16
0.40	8.5
0.50	5
1.0	0

نمونه مغزه استفاده شده برای تولید داده‌های فشار موینگی از لایه‌ای با نفوذپذیری مطلق $300mD$ و تخلخل 17% گرفته شده است. داده‌های فشار موینگی را برای لایه‌ای دیگر که تخلخل و نفوذپذیری آن 15% و $200mD$ است به دست آورید. کشش سطحی برابر $35 dynes/cm$ است.

۴) یک مخزن پنج لایه با دسته‌ای از منحنی‌های فشار موینگی - درجه اشباع توصیف شده است (شکل ۴-۶). اطلاعات زیر نیز موجوداند:

Layer	Depth, ft	Permeability
1	6000-6016	10
2	6016-6025	300
3	6025-6040	100
4	6040-6055	30
5	6055-6070	3

$$WOC = 6070 \text{ ft}$$

$$\rho_w = 65 \text{ lb/ft}^3$$

$$\rho_o = 32 \text{ lb/ft}^3$$

پروفیل‌های درجه اشباع نفت و آب را برای این مخزن محاسبه کنید.

(۵) با فرض جریان حالت پایدار آرام، نفوذپذیری را با داده‌های زیر محاسبه کنید:

$$A = 2\text{cm}^2$$

$$L = 3\text{cm}$$

$$T = 65^\circ F$$

$$= 2\text{cm}^3/\text{sec}$$

$$\text{فشار بالا دستی} = 2\text{atm}$$

$$\text{فشار پایین دستی} = 1\text{atm}$$

$$= 0.018\text{cp}$$

(۶) نفوذپذیری متوسط را با داده‌های زیر (حاصل از آنالیز مغزه) محاسبه کنید:

Depth, ft	k, md
4000-4002	50
4002-4005	20
4005-4006	70
4006-4008	100
4008-4010	85

(۷) نفوذپذیری متوسط یک سازند با چهار لایه متوالی را با فرض

الف) سیستم خطی

ب) سیستم شعاعی ($r_w = 0.3\text{ft}, r_e = 1450\text{ft}$)

محاسبه کنید.

Bed	Length of bed Linear or radial	k, md
1	400	70
2	250	400
3	300	100
4	500	60

(۸) نفوذپذیری مطلق یک سازند با تخلخل و درجه اشباع آب 15% و 20% را

محاسبه کنید.

۹) با استفاده از جدول زیر:

Depth, ft	k, md
4100-4101	295
4101-4102	262
4102-4103	88
4103-4104	87
4104-4105	168
4105-4106	71
4106-4107	62
4107-4108	187
4108-4109	369
4109-4110	77
4110-4111	127
4111-4112	161
4112-4113	50
4113-4114	58
4114-4115	109
4115-4116	228
4116-4117	282
4117-4118	776
4118-4119	87
4119-4120	47
4120-4121	16
4121-4122	35
4122-4123	47
4123-4124	54
4124-4125	273
4125-4126	454
4126-4127	308
4127-4128	159
4128-4129	178

محاسبه کنید:

الف) نفوذپذیری متوسط؛

ب) ضریب پراکندگی نفوذپذیری؛

ج) ضریب لورنز؛

د) با فرض سیستم مخزنی چهار لایه با طولهای برابر، نفوذپذیری هر لایه.

۱۰) سه لایه به ترتیب ضخامت‌های 4، 6 و 10 فوت دارند. این سه لایه جریان را به صورت موازی از خود عبور می‌دهند. عمق بالای لایه اول 5012 ft است. گزارش آنالیز مغزه داده‌های نفوذپذیری زیر را برای هر لایه نشان می‌دهد:

Layer #1		Layer #2		Layer #3	
Depth ft	Permeability md	Depth ft	Permeability md	Depth ft	Permeability md
5012-5013	485	5016-5017	210	5022-5023	100
5013-5014	50	5017-5018	205	5023-5024	95
5014-5015	395	5018-5019	60	5024-5025	20
5015-5016	110	5019-5020	203	5025-5026	96
		5020-5021	105	5026-5027	98
		5021-5022	195	5027-5028	30
				5028-5029	89
				5029-5030	86
				5030-5031	90
				5031-5032	10

نفوذپذیری متوسط کل ناحیه مولد (5012 ft - 5032 ft) را محاسبه کنید.

۱۱) چاهی با شعاع 0.25 ft و شعاع زهکشی 660 ft در مخزنی وجود دارد. ضخامت لایه ماسه‌ای که این چاه در آن حفر شده 15 ft و نفوذپذیری مطلق آن نیز 50 mD است. این مخزن ماسه‌ای محتوی نفت خامی با خواص PVT زیر است:

Pressure psia	B _o bbl/STB	μ _o cp
3500	1.827	1.123
3250	1.842	1.114
3000	1.858	1.105
2746*	1.866	1.100
2598	1.821	1.196
2400	1.771	1.337
2200	1.725	1.497
600	1.599	2.100

*Bubble point

فشار مخزن (p_e) و فشار نقطه حباب سیال موجود در آن به ترتیب 3500 psia و 2746 psia است. اگر فشار ته چاه در حال جریان 12500 psia باشد، دبی جریان نفت را محاسبه کنید.

(۱۲) نتایج آزمایش سه نمونه مغزه از سه چاه مختلف به صورت زیر اند:

	Core 1	Core 2	Core 3
ϕ	.185	.157	.484
S_w	0.476	.527	.637
k	.614	.138	.799
Recovery factor	.283	.212	.141

گفته می شود که می توان از این داده ها برای تعیین ضریب برداشت (RF) استفاده کرد که با عبارت زیر تعریف می شود:

$$RF = a_0\phi + a_1S_w + a_2k$$

a_2, a_1, a_0 ثابت اند.

با استفاده از اطلاعات زیر RF را محاسبه کنید:

$$S_w = 0.75$$

$$\phi = 0.2$$

$$k = 0.85$$

مراجع

1. Calhoun, J. R., *Fundamentals of Reservoir Engineering*. University of Oklahoma Press, 1976.
2. Cole, Frank, *Reservoir Engineering Manual*. Houston: Gulf Publishing Company, 1969.
3. Dykstra, H., and Parsons, R. L., "The Prediction of Oil Recovery by Water Flood," *In Secondary Recovery of Oil in the United States*, 2nd ed., pp. 160–174. API, 1950.
4. Geertsma, J., "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks," *Trans. AIME*, 1957, pp. 210, 331–340.
5. Hall, H. N., "Compressibility of Reservoir Rocks," *Trans. AIME*, 1953, p. 309.
6. Hustad, O., and Holt, H., "Gravity Stable Displacement of Oil by Gas after Water Flooding," SPE Paper 24116, SPE/DOE Symposium on EOR, Tulsa, OK, April 22–24, 1972.
7. Johnson C. R., Careenkorn, R. A. and Woods, E. G., "Pulse Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow Properties between Wells," *JPT*, Dec. 1966, pp. 1599–1604
8. Jones, S. C., "A Rapid Accurate Unsteady State Klinkenberg Parameter," *SPEJ*, 1972, Vol. 12, No. 5, pp. 383–397.
9. Klinkenberg, L. J., "The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases," *API Drilling and Production Practice*, 1941, p. 200.
10. Leverett, M. C., "Capillary Behavior in Porous Solids," *Trans. AIME*, 1941.

11. McCardell, W. M., "A Review of the Physical Basis for the Use of the JFunction," Eighth Oil Recovery Conference, Texas Petroleum Research Committee, 1955.
12. Miller, M. G., and Lents, M. R., "Performance of Bodcaw Reservoir, Cotton Valley Field Cycling Project: New Methods of Predicting Gas-Condensate Reservoir," *SPEJ*, Sept. 1966, pp. 239.
13. Morris, R. L., and Biggs, W. P., "Using Log-Derived Values of Water Saturation and Porosity." *SPWLA*, Paper X, 1967.
14. Newman, G. H., "Pore-Volume Compressibility," *JPT*, Feb. 1973, pp. 129–134
15. Schmalz, J. P., and Rahme, H. D., "The Variation of Waterflood Performance With Variation in Permeability Profile," *Prod. Monthly*, 1950, Vol. 15, No. 9, pp. 9–12.
16. Timur, A., "An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships," *AIME*, June 1968.
17. Warren, J. E. and Price, H. S., "Flow in Heterogeneous Porous Media," *SPEJ*, Sept. 1961, pp. 153–169.

مفاهیم نفوذپذیری نسبی

مطالعات آزمایشگاهی زیادی تأیید کرده‌اند که نفوذپذیری نسبی^۱ هر سیالی در مخزن تابعی از درجه اشباع سیال و خصوصیات ترشوندگی سازند است؛ بنابراین باید برای بیان نفوذپذیری مؤثر هر سیال خاص در یک محیط متخلخل معین، مقدار درجه اشباع سیال نیز مشخص شود. همانند علامت k که در همه جا برای نفوذپذیری مطلق پذیرفته شده است، علامت‌های k_o, k_g, k_w نیز برای نفوذپذیری های مؤثر نفت، گاز و آب پذیرفته شده‌اند. برای ارائه تعریفی کامل از شرایط نفوذپذیری مؤثر در یک محیط باید درجات اشباع (S_o, S_g, S_w) را در آن محیط کاملاً مشخص کرد. در آزمایشگاه با آمیاش قطعه‌های کوچک مغزه، نفوذپذیری های مؤثر مستقیماً اندازه‌گیری می‌شوند. ترکیبات متعددی از درجات اشباع ممکن است در یک محیط

1- Relative Permeability

منفرد وجود داشته باشند ولی معمولاً داده‌های آزمایشگاهی خلاصه و به صورت نفوذپذیری نسبی گزارش می‌شوند.

نفوذپذیری مطلق خاصیتی از محیط متخلخل و برآوردی از ظرفیت محیط انتقال سیالات مختلف است. زمانی که دو یا چند جریان سیال در یک زمان در محیط وجود دارند، نفوذپذیری نسبی هر فاز در یک درجه اشباع مشخص نسبتی از نفوذپذیری مؤثر آن فاز سیال به نفوذپذیری مطلق است. یا:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

k_{ro} نفوذپذیری نسبی نفت؛

k_{rg} نفوذپذیری نسبی گاز؛

k_{rw} نفوذپذیری نسبی آب؛

k نفوذپذیری مطلق؛

k_o نفوذپذیری مؤثر نفت برای یک درجه اشباع معین نفت؛

k_g نفوذپذیری مؤثر گاز برای یک درجه اشباع معین گاز؛

k_w نفوذپذیری مؤثر آب در درجه اشباع معین آب.

مثلاً اگر نفوذ پذیری مطلق یک سنگ $200mD$ و نفوذپذیری مؤثر آن در درجه اشباع نفت 80 درصد $60mD$ باشد، نفوذپذیری نسبی 0.30 در درجه اشباع نفت 0.80 خواهد بود.

چون مقدار نفوذپذیری مؤثر صفر تا k است، مقدار نفوذپذیری نسبی صفر تا یک

خواهد بود:

$$0 \leq k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} \leq 1.0$$

اگر سه فاز با هم در یک محیط حضور داشته باشند، مجموع نفوذپذیری‌های نسبی

آنها ($k_{ro} + k_{rg} + k_{rw}$) متغیر و همواره کوچکتر یا مساوی یک است. برای درک بهتر

این مطلب و به خاطر دلایل فیزیکی آن روابط نفوذپذیری نسبی دو فازی و سه فازی باید مفصل تر بررسی شوند.

امروزه در عمل معمولاً از منحنی نفوذپذیری نسبی برای فاز غیر تر به صورت k_{rw} و نفوذپذیری نسبی فاز تر به صورت k_{rw} استفاده می‌شود.

نفوذپذیری نسبی دو فازی

زمانی که یک فاز تر^۱ و یک فاز غیر تر^۲ با هم در یک مخزن جریان می‌یابند، هر فاز مسیرهای مشخص و مجزایی را دنبال خواهد کرد. نتیجه توزیع دو فاز سیال بر اساس خصوصیات ترشوندگی آنها، مفاهیم نفوذپذیری‌های نسبی شاخص فاز تر و فاز غیر تر است. چون فاز تر سوراخ‌های کوچکتر را با درجات اشباع کم اشغال می‌کند و این سوراخ‌ها اساساً در فعل و انفعالات جریان مشارکتی ندارند، درجه اشباع کم فاز تر بر نفوذپذیری نسبی فاز غیر تر تأثیر بسیار کمی دارد. ولی فاز غیر تر سوراخ‌های بزرگتر را اشغال می‌کند و به صورت یک رشته مرکزی درون سوراخ‌ها قرار می‌گیرد. این منافذ و موقعیت قرار گرفتن رشته‌های سیال بالاترین نقش را در جریان یافتن سیال درون مخزن دارند؛ بنابراین حتی در صورت حضور درجه اشباع بسیار کم فاز غیر تر، در این سوراخ‌ها نفوذپذیری نسبی فاز تر به شدت کاهش خواهد یافت.

شکل ۱-۵ دسته‌ای از منحنی‌های نفوذپذیری نسبی^۳ را برای یک سیستم نفت-آب نشان می‌دهد. در این منحنی‌ها، آب فاز تر در نظر گرفته شده است. این شکل به چهار نقطه مهم و مشخص اشاره دارد:

نقطه ۱

منحنی نفوذپذیری نسبی فاز تر نشان می‌دهد که درجه اشباع کوچکی از فاز غیر تر به شدت نفوذپذیری نسبی فاز تر را کاهش خواهد داد زیرا فاز غیر تر فضاهای متخلخل بزرگتر را اشغال می‌کند و جریان با کمترین مشکل درون این منافذ رخ می‌دهد.

-
- 1- Wet Phase
 - 2- Non-Wet Phase
 - 3- Relative Permeability Curves

نقطه ۲

منحنی نفوذپذیری نسبی فاز غیرتر نشان می‌دهد که در درجه اشباع نسبتاً پایین، این فاز شروع به حرکت می‌کند. این درجه اشباع را درجه اشباع بحرانی نفت (S_{oc}) می‌نامند.

نقطه ۳

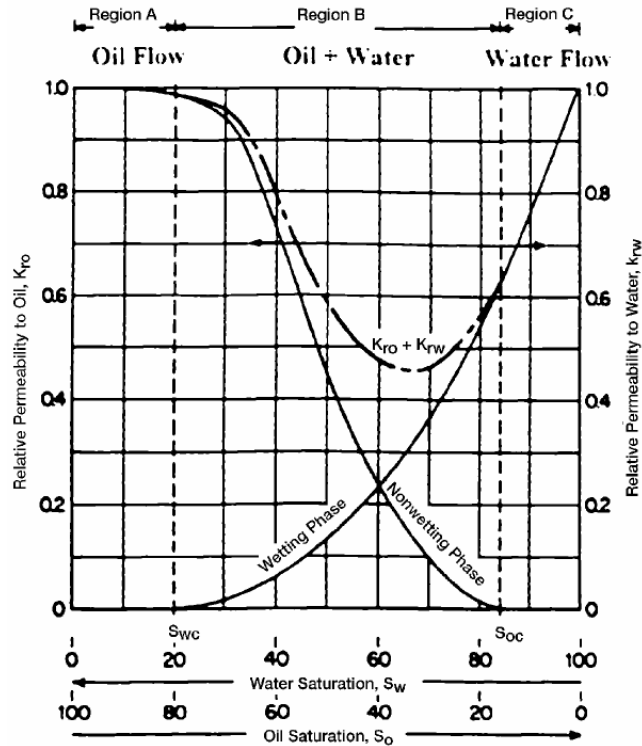
منحنی نفوذپذیری نسبی فاز تر نشان می‌دهد که جریان این فاز در درجه اشباع نسبتاً بالای آن متوقف می‌شود زیرا فاز تر ترجیحاً منافذ کوچک را اشغال می‌کند (جایی که نیروهای موینگی^۱ بیشترین مقدار را دارند). درجه اشباع آب در این وضعیت، درجه اشباع کاهش ناپذیر (S_{wir}) یا درجه اشباع آب محتوایی (S_{wi}) نامیده می‌شود. این دو ترم یک معنی دارند و می‌توان از هر دو استفاده کرد.

نقطه ۴

منحنی نفوذپذیری نسبی فاز غیرتر نشان می‌دهد که در درجات پایین تر اشباع این فاز، تغییرات درجه اشباع تنها تأثیری کوچک بر دامنه منحنی نفوذپذیری فاز غیرتر خواهد داشت زیرا در این درجات سیال فاز تر سوراخ‌های کوچک را که مشارکت عمده‌ای در جریان ندارند اشغال می‌کند بنابراین تغییر درجه اشباع در این سوراخ‌های کوچک تأثیر نسبتاً کمی بر جریان فاز غیرتر خواهد داشت.

عکس این فرایند را نیز می‌توان دید. باید توجه داشت که در این مثال نفت فاز غیرتر و آب فاز تر در نظر گرفته شده‌اند. شکل منحنی‌های فازهای تر و غیرتر را معرفی می‌کنند و می‌توان از نظر ذهنی عکس این حالت را برای سیستمی که نفت فاز تر است تصور کرد. نفوذپذیری کل برای هر دو فاز، $k_{ro} + k_{rw}$ ، کمتر از یک است (در نواحی B و C).

بحث بالا را می‌توان برای داده‌های نفوذپذیری نسبی سیستم نفت-گاز نیز مطرح نمود. (شکل ۵-۲). بعضی وقت‌ها این نمودار را منحنی نفوذپذیری های نسبی مایع - گاز^۱ نیز می‌نامند. چون در این حالت نفوذپذیری ها بر حسب درجه اشباع سیال مایع رسم شده‌اند.

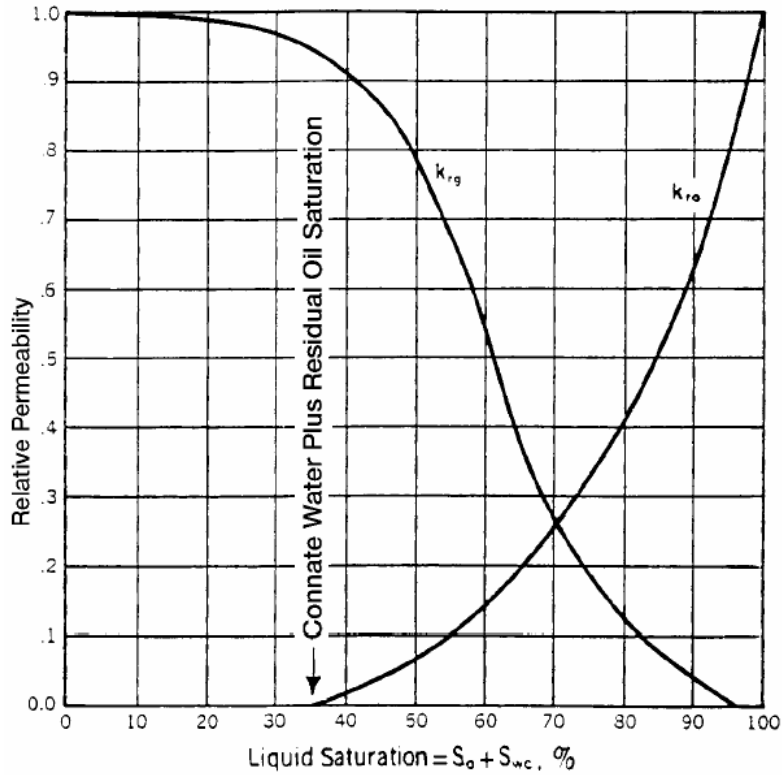


شکل ۵-۱: رفتار جریان دو فازی

شکل ۵-۲ داده‌های نفوذپذیری نسبی معرف سیستم نفت - گاز را بر حسب درجه اشباع آب محتوایی نشان می‌دهد. به نظر می‌رسد چون آب محتوایی (آب غیر قابل کاهش) طبیعتاً کوچکترین منافذ را در حضور نفت و گاز اشغال کرده است، در این که این سوراخ‌ها با آب یا نفت پر شده‌اند اختلاف اندکی وجود دارد زیرا در این صورت نفت نیز قابل جابه‌جا شدن نخواهد بود. در نتیجه در کاربرد داده‌های نفوذپذیری

1- Gas- Liquid Relative Permeability

نسبی نفت- گاز در یک مخزن معمولاً از درجه اشباع کل سیال مایع^۱ به عنوان پایه‌ای برای ارزیابی نفوذپذیری نسبی گاز و نفت استفاده می‌شود.



شکل ۲-۵: منحنی‌های نفوذپذیری نسبی گاز- نفت

شکل منحنی نفوذپذیری نسبی معرف تغییرات نفت به کلی با شکل منحنی نفوذپذیری نفت در سیستم نفت- آب فرق دارد. در سیستم نفت - آب، نفت فاز غیرتر در نظر گرفته می‌شود در حالی که در حضور گاز نفت فاز تر خواهد بود. در نتیجه در حضور آب به تنهایی، منحنی نفوذپذیری نسبی نفت به شکل S است، در حالی که در حضور گاز این منحنی به شکل فاز تر یعنی به سمت بالا مقعر می‌شود. درجه بحرانی اشباع گاز S_{gc} نیز در کل بسیار کوچک است.

1- Total Liquid Saturation

دیگر پدیده مهم مرتبط با جریان سیال در محیط متخلخل مفهوم درجات اشباع باقی مانده^۱ است. زمانی که یک سیال امتزاج ناپذیر^۲ در حال جابه‌جا کردن سیال دیگری است، ممکن است درجه اشباع سیال جابه‌جا شده به صفر برسد. در بعضی درجات اشباع کوچک، فرض می‌شود پیوستگی حرکت فاز جابه‌جا شده و در نتیجه جریان فاز جابه‌جا شده متوقف می‌شود. به این درجه اشباع درجه اشباع باقی مانده می‌گویند. چون این عامل بیشترین مقدار برداشت را از مخزن تعیین می‌کند، اهمیت زیادی در مهندسی نفت دارد. برعکس، قبل از این که سیال بتواند جریان یابد، درجه اشباع سیال باید به یک مقدار حداقل برسد (شکل ۵-۱). به این درجه اشباع که سیال در آن شروع به حرکت می‌کند درجه اشباع بحرانی گفته می‌شود. به صورت تئوری، درجه اشباع بحرانی و درجه اشباع باقی مانده باید برای هر سیالی برابر باشند (البته مفهوم این دو با هم فرق دارد). درجه بحرانی اشباع در جهت افزایش درجه اشباع و درجه اشباع غیر قابل کاهش در جهت کاهش درجه اشباع اندازه‌گیری می‌شود. بنابراین تاریخچه‌های درجه اشباع در اندازه‌گیری با هم تفاوت دارند.

قبلاً برای داده‌های فشار موینگی گفته شد که تاریخچه درجه اشباع بر نفوذپذیری نسبی تأثیر می‌گذارد (شکل ۵-۳). اگر نمونه سنگی در آغاز با فاز تر (مثلاً آب) اشباع شده باشد و داده‌های نفوذپذیری نسبی با جریان یافتن فاز غیر تر (یعنی نفت) در نمونه و کاهش درجه اشباع فاز تر به دست آیند، فرایند در دسته ریزش طبقه‌بندی می‌شود.

اگر داده‌ها با افزایش درجه اشباع فاز تر به دست آیند، به آن فرایند آشام^۳ گفته می‌شود. این نامگذاری با آنچه که برای فشار موینگی استفاده شد سازگاری دارد. این اختلاف نفوذپذیری با تغییر تاریخچه درجه اشباع را پسماند (*Hysteresis*) گویند. چون پسماند بر اندازه‌گیری‌های نفوذپذیری تأثیر می‌گذارد، در آزمایشگاه تاریخچه درجه اشباع باید حتماً چندین بار اندازه‌گیری شود.

-
- 1- Residual Saturation
 - 2- Immiscible
 - 3- Imbibition or Resaturation Process

فرایند ریزش^۱

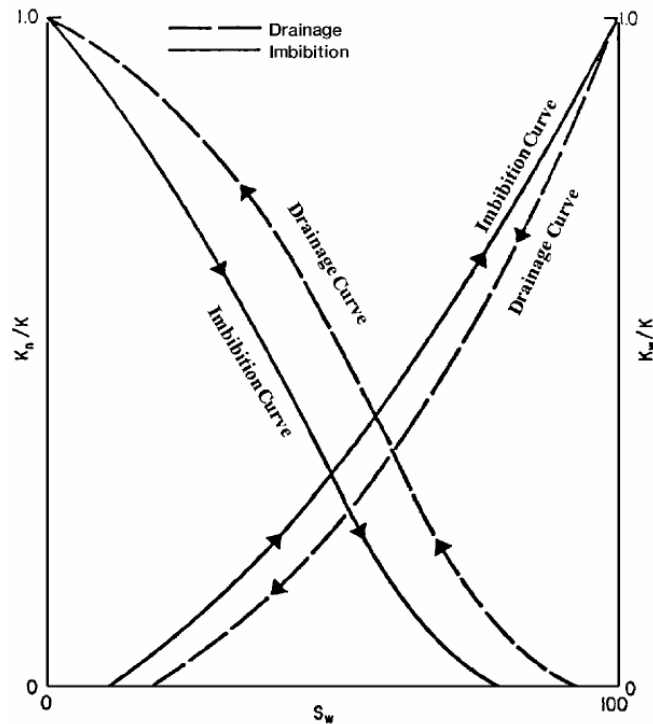
امروزه نظر همه دانشمندان این است که در آغاز شکل‌گیری یک مخزن، منافذ آن با آب اشغال شده‌اند. بعد از این که نفت به داخل مخزن مهاجرت می‌کند، آب درون خلل و فرج را جابه‌جا می‌کند و مقدار آن را تا درجه اشباع باقی‌مانده کاهش می‌دهد. زمانی که یک مخزن کشف می‌شود، سوراخ‌های آن با درجه اشباعی از نفت و درجه اشباع آب محتوایی پراند. اگر گاز عامل جابه‌جا کننده باشد، در مخزن حرکت می‌کند و نفت را جابه‌جا می‌کند.

این تاریخچه یکسان باید چندین بار در آزمایشگاه برای حذف اثرات فرایند پسماند بررسی شود: ابتدا مغزه را با آب اشباع می‌کنند و سپس با نفت مقدار آب را تا درجه اشباع غیر قابل کاهش آب یا آب محتوایی کاهش می‌دهند؛ حال قطعه مغزه با نفت و آب محتوایی اشباع است. در مرحله بعد نفت نیز با گاز جابه‌جا می‌شود. این فرایند جریان به تخلیه گازران^۲ یا ریزش معروف است. در این فرایند سیال فاز غیر تر پیوسته افزایش و فاز تر مدام کاهش می‌یابد.

فرایند آشام^۳

انجام این فرایند در آزمایشگاه بدین صورت است: ابتدا قطعه مغزه را با فاز تر (آب) اشباع می‌کنند؛ سپس مقدار آب را با تزریق نفت تا سطح آب محتوایی کاهش می‌دهند. این یک فرایند ریزش است که برای استقرار درجات اشباع اولیه سیالات، مشابه وضعیت یک مخزن در زمان اکتشاف، طراحی شده است. فاز تر (آب) دوباره به مغزه فرستاده می‌شود و مقدار آن پیوسته در قطعه مغزه در حال افزایش است. این پدیده یک فرایند آشام و هدف از اجرای آن تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی برای محاسبات سیلاب‌زنی یا مکانیزم آبران^۴ است.

-
- 1- Drainage Process
 - 2- Gas Drive Depletion Process
 - 3- Imbibition Process
 - 4- Water Drive Mechanism



شکل ۳-۵: تأثیرات پسماند در نفوذپذیری نسبی

شکل ۳-۵ اختلاف فرایندهای آشام و ریزش را برای اندازه‌گیری نفوذپذیری نسبی نشان می‌دهد. تکنیک آشام در مقادیر بالاتر درجه اشباع باعث از دست رفتن تحرک‌پذیری فاز غیرتر (نفت) نسبت به فرایند ریزش می‌شود. تأثیر این دو فرایند بر منحنی فاز تر (آب) مشابه است. روش ریزش تحرک‌پذیری فاز تر را در مقادیر بالاتر درجه اشباع این فاز از روش آشام کمتر می‌کند.

روابط نفوذپذیری نسبی دو فازی^۱

در بعضی حالات، ممکن است داده‌های نفوذپذیری نسبی نمونه‌های واقعی مخزن موجود نباشند و باید به شیوه دیگری به دست آیند. معمولاً می‌توان نفوذپذیری نسبی

1- Two Phase Relative Permeability

میدان را محاسبه کرد (فصل ششم). در هر صورت داده‌های میدانی برای تولید در آینده وجود ندارند و بعضی داده‌های جانشین باید فراهم شوند. چندین روش برای محاسبه روابط نفوذپذیری نسبی ارائه و پارامترهای متنوعی برای این کار استفاده شده‌اند:

- درجات اشباع اولیه و باقی‌مانده؛
- داده‌های فشار موینگی.

به علاوه، اکثر روابط پیشنهاد شده از درجه اشباع مؤثر فاز^۱ به عنوان پارامتر رابط استفاده کرده‌اند. درجه اشباع مؤثر فاز با دسته روابط زیر تعریف می‌شود:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}} \quad (1-5)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \quad (2-5)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}} \quad (3-5)$$

S_o^* , S_w^* , S_g^* به ترتیب درجه اشباع مؤثر نفت، گاز و آب؛
 S_o , S_w , S_g به ترتیب درجه اشباع نفت، گاز و آب؛
 S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی.

۱- رابطه ویلی - گاردنر^۲

ویلی و گاردنر مشاهده کردند که در بعضی سنگ‌ها رابطه عکس مربع فشار موینگی ($1/p_c^2$) و درجه اشباع مؤثر آب S_w^* در بازه‌ای عریض از درجه اشباع خطی است. هناپور و همکارانش^۳ روابط ویلی و گاردنر را به خوبی در جدول زیر فهرست کردند.

1- Effective Phase Saturation

2- Wyllie- Gardner

3- Honapour et al

نفوذپذیری های نسبی ریزش آب - نفت			
نوع سازند	k_{ro}	k_{rw}	معادله
ماسه نامستحکم، دانه بندی خوب	$(1 - S_w^*)$	$(S_w^*)^3$	(۴-۵)
ماسه نامستحکم، دانه بندی ضعیف	$(1 - S_w^*)^2 (1 - S_w^{*1.5})$	$(S_o^*)^{3.5}$	(۵-۵)
ماسه سنگ مستحکم، آهک اولیتیکی	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_w^{*2})$	$(S_o^*)^4$	(۶-۵)
نفوذپذیری های نسبی ریزش گاز - نفت			
نوع سازند	k_{ro}	k_{rg}	معادله
ماسه نامستحکم، دانه بندی خوب	$(S_o^*)^3$	$(1 - S_o^*)^3$	(۷-۵)
ماسه نامستحکم، دانه بندی ضعیف	$(S_o^*)^{3.5}$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*1.5})$	(۸-۵)
ماسه سنگ مستحکم، آهک اولیتیکی	$(S_o^*)^4$	$(1 - S_o^*)^2 (1 - S_o^{*2})$	(۹-۵)

به پیشنهاد آنها اگر یک نفوذپذیری نسبی موجود باشد، از دو عبارت زیر می توان

برای به دست آوردن دیگر نفوذپذیری نسبی استفاده کرد:

• سیستم نفت - آب

$$k_{rw} = (S_w^*)^2 - k_{ro} \left[\frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right] \quad (10-5)$$

• سیستم گاز - نفت

$$k_{ro} = (S_o^*)^2 - k_{rg} \left[\frac{S_o^*}{1 - S_o^*} \right] \quad (11-5)$$

۲- رابطه تورکاسو- ویلی^۱

تورکاسو- ویلی عبارت ساده‌ای را برای تعیین نفوذپذیری نسبی فاز نفت در سیستم گاز- نفت ارائه داده‌اند. با این رابطه می‌توان k_{ro} را از داده‌های k_{rg} محاسبه کرد:

$$k_{ro} = k_{rg} \left[\frac{(S_o^*)^4}{(1-S_o^*)^2 (1-(S_o^*)^2)} \right] \quad (۱۲-۵)$$

عبارت بالا بدین علت که معمولاً اندازه‌گیری k_{rg} بسیار راحت‌تر از اندازه‌گیری k_{ro} است بسیار مهم است.

۳- رابطه پیرسون^۲

پیرسون، با توجه به ملاحظات پتروفیزیکی، روابط کلی برای تعیین نفوذپذیری نسبی فاز تر و فاز غیرتر برای هر دو فرایند آشام و ریزش ارائه کرد. عبارات کلی پیرسون برای سنگ‌های آب دوست به کار می‌روند.

- برای فاز آبی (فاز تر):

$$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^3 \quad (۱۳-۵)$$

عبارت بالا برای هر دو فرایند آشام و ریزش معتبر است:

- برای فاز غیرتر
- آشام:

$$(k_r)_{nonwetting} = \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{mw}} \right) \right]^2 \quad (۱۴-۵)$$

1- Torcaso - Wyllie

2- Pirson

• ریزش:

$$(k_r)_{nonwetting} = (1 - S_w^*) \left[1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w} \right]^{0.5} \quad (15-5)$$

S_{mw} درجه اشباع فاز غیرتر؛

S_w^* درجه اشباع آب؛

S_w^* درجه اشباع مؤثر آب.

مثال ۱-۵

از رابطه ویلی و گاردنر، داده‌های نفوذپذیری نسبی ریزش را برای یک ماسه سنگ نامستحکم با جورشدگی مناسب دانه‌ها به دست آورید. فرض کنید که مقادیر درجه بحرانی اشباع عبارت‌اند از:

$$S_{oc} = 0.3$$

$$S_{wc} = 0.25$$

$$S_{gc} = 0.05$$

جواب

با معادله‌های (۴-۵) و (۲-۵) داده‌های نفوذپذیری نسبی نفت - آب به دست می‌آیند:

S_w	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$	$k_{ro} = (1 - S_w^*)^3$	$K_{rw} = (S_w^*)^3$
0.25	0.0000	1.000	0.0000
0.30	0.0667	0.813	0.0003
0.35	0.1333	0.651	0.0024
0.40	0.2000	0.512	0.0080
0.45	0.2667	0.394	0.0190
0.50	0.3333	0.296	0.0370
0.60	0.4667	0.152	0.1017
0.70	0.6000	0.064	0.2160

با معادله‌های (۱-۵) و (۷-۵) نفوذپذیری‌های نسبی سیستم گاز - نفت به دست

می‌آیند:

S_g	$S_o = 1 - S_g - S_{wc}$	$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}}$	$k_{ro} = (S_o^*)^3$	$k_{rg} = (1 - S_o^*)^3$
0.05	0.70	0.933	0.813	—
0.10	0.65	0.867	0.651	0.002
0.20	0.55	0.733	0.394	0.019
0.30	0.45	0.600	0.216	0.064
0.40	0.35	0.467	0.102	0.152
0.50	0.25	0.333	0.037	0.296
0.60	0.15	0.200	0.008	0.512
0.70	0.05	0.067	0.000	0.813

مثال ۲-۵

مثال ۱-۵ را با رابطه پیرسون برای سیستم نفت - آب دوباره حل کنید.

جواب

S_w	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$	$k_{rw} = \sqrt{S_w^*} S_w^3$	$k_{ro} = (1 - S_w^*) [1 - (S_w^*)^{0.25} \sqrt{S_w}]^{0.5}$
0.25	0.0000	0.000	1.000
0.30	0.0667	0.007	0.793
0.35	0.1333	0.016	0.695
0.40	0.2000	0.029	0.608
0.45	0.2667	0.047	0.528
0.50	0.3333	0.072	0.454
0.60	0.4667	0.148	0.320
0.70	0.6000	0.266	0.205

۴- روش کوری^۱

کوری یک رابطه ریاضی ساده را برای تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی سیستم گاز - نفت پیشنهاد داده که برای فرایند ریزش نیز تقریباً مناسب است (یعنی وقتی که گاز نفت را جابه‌جا می‌کند):

$$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4 \quad (۱۶-۵)$$

$$k_{rg} = (S_g^*) (2 - S_g^*) \quad (۱۷-۵)$$

S_g^* درجه اشباع مؤثر گاز است معادله (۳-۵).

با تقریب کوری نفوذپذیری نسبی گاز- نفت را برای یک سازند با درجه اشباع آب محتوایی 0.25 به دست آورید.

جواب

S_g	$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc}}$	$k_{ro} = (1 - S_g^*)^4$	$k_{rg} = (S_g^*)^3 (2 - S_g^*)$
0.05	0.0667	0.759	0.001
0.10	0.1333	0.564	0.004
0.20	0.2667	0.289	0.033
0.30	0.4000	0.130	0.102
0.40	0.5333	0.047	0.222
0.50	0.6667	0.012	0.395
0.60	0.8000	0.002	0.614
0.70	0.9333	0.000	0.867

۵- به دست آوردن نفوذپذیری نسبی با داده‌های فشار موینگی

رز و بروس^۱ نشان داده‌اند که فشار موینگی p_c یکی از خصوصیات اساسی سازند است و می‌تواند برای پیش بینی نفوذپذیری‌های نسبی استفاده شود. ویلی و گاردنر عبارات ریاضی زیر را برای تعیین نفوذپذیری نسبی نفت - آب از روی داده‌های فشار موینگی ارائه داده‌اند:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_{wc}}^{S_w} dS_w / p_c^2}{\int_{S_{wc}}^1 dS_w / p_c^2} \quad (185)$$

$$k_{ro} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wc}} \right)^2 \frac{\int_{S_w}^1 dS_w / p_c^2}{\int_{S_{wc}}^1 dS_w / p_c^2} \quad (19-5)$$

ویلی و گاردنر همچنین دو عبارت را برای تولید نفوذپذیری‌های نفت و گاز در حضور درجه اشباع آب محتوایی ارائه کرده‌اند (آنها آب محتوایی را قسمتی از ماتریس سنگ در نظر گرفته‌اند):

$$k_{ro} = \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_o} dS_o / p_c^2}{\int_0^1 dS_o / p_c^2} \quad (20-5)$$

$$k_{ro} = \left(1 - \frac{S_o - S_{or}}{S_g - S_{gc}} \right)^2 \frac{\int_{S_o}^1 dS_o / p_c^2}{\int_0^1 dS_o / p_c^2} \quad (21-5)$$

S_{gc} درجه اشباع بحرانی گاز؛
 S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی؛
 S_{or} درجه اشباع نفت باقی مانده.

مثال ۴-۵

منحنی آزمایشگاهی فشار موینگی برای یک سیستم نفت - آب بین درجه اشباع آب محتوایی و درجه اشباع آب 100% با معادله خطی زیر نمایش داده می‌شود:

$$p_c = 22 - 20S_w$$

درجه اشباع آب محتوایی 30% است. با روش‌های ویلی و گاردنر داده‌های نفوذپذیری نسبی را برای سیستم نفت - آب به دست آورید.

جواب

مرحله اول: با انتگرال‌گیری از معادله فشار موینگی بالا:

$$I = \int_a^b \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[\frac{1}{440 - 400b} \right] - \left[\frac{1}{440 - 400a} \right]$$

مرحله دوم: ارزیابی انتگرال بالا در محدوده‌های زیر:

$$\int_{0.3}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[\frac{1}{440 - 400(1)} \right] - \left[\frac{1}{440 - 400(0.3)} \right] = 0.02188$$

$$\int_{0.3}^{S_w} \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[\frac{1}{440 - 400S_w} - 0.00313 \right]$$

$$\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{(22 - 20S_w)^2} = \left[0.025 - \frac{1}{440 - 400S_w} \right]$$

مرحله سوم: تشکیل جدول زیر:

S_w	k_{rw} Equation 5-18	k_{ro} Equation 5-19
0.3	0.0000	1.0000
0.4	0.0004	0.7195
0.5	0.0039	0.4858
0.6	0.0157	0.2985
0.7	0.0466	0.1574

۶- محاسبه نفوذپذیری نسبی با معادلات تحلیلی

از نمایش‌های تحلیلی برای نفوذپذیری‌های نسبی فاز منفرد معمولاً در شبیه‌سازی‌های عددی استفاده می‌شود. شکل‌های تابعی نفوذپذیری نسبی و داده‌های فشار موینگی که بیشتر استفاده می‌شوند عبارت‌اند از:

• سیستم های نفت - آب

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{no} \quad (22-5)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{Sorw} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{nw} \quad (23-5)$$

$$p_{cwo} = (p_c)_{Swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{np} \quad (24-5)$$

• سیستم های گاز - نفت

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Sgc} \left[\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{ngo} \quad (25-5)$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{Swc} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{ng} \quad (26-5)$$

$$p_{cgo} = (p_c)_{Slc} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{npg} \quad (27-5)$$

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org}$$

S_{lc} درجه اشباع بحرانی کل سیال مایع؛

$(k_{ro})_{Swc}$ نفوذپذیری نسبی نفت در درجه اشباع آب محتوایی؛

$(k_{ro})_{Sgc}$ نفوذپذیری نسبی نفت در درجه اشباع بحرانی گاز؛

S_{orw} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم نفت - آب؛

S_{org} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم گاز - نفت؛

S_{gc} درجه اشباع بحرانی گاز؛

$(k_{rw})_{Sorw}$ نفوذپذیری نسبی آب در درجه اشباع نفت باقی مانده؛

توان در منحنی‌های نفوذپذیری؛ n_o, n_w, n_g, n_{go}

فشار موینگی سیستم‌های نفت - آب؛ p_{cwo}

فشار موینگی در درجه اشباع آب محتوایی؛ $(p_c)_{S_{wc}}$

توان منحنی فشار موینگی برای سیستم نفت - آب؛ n_p

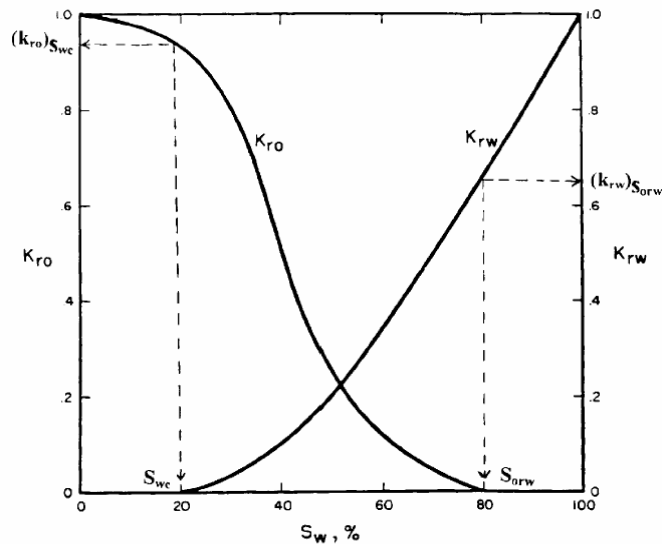
فشار موینگی سیستم گاز - نفت؛ p_{cgo}

توان منحنی فشار موینگی در سیستم گاز - نفت؛ n_{pg}

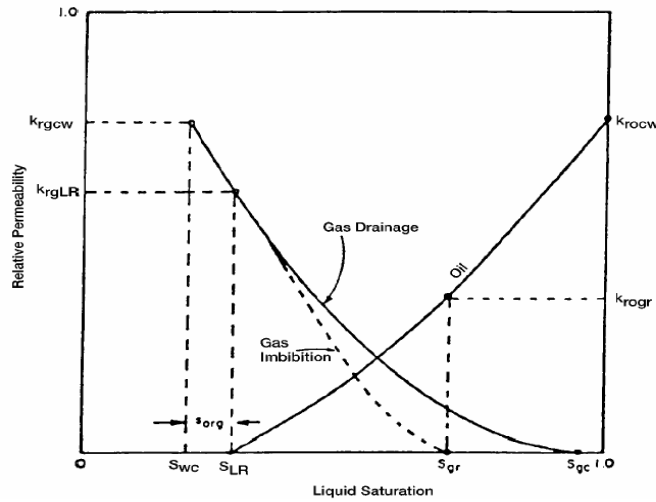
فشار موینگی در درجه اشباع بحرانی سیال مایع. $(p_c)_{S_{lc}}$

توان‌ها و ضرایب معادلات (۲۲-۵) تا (۲۶-۵) معمولاً با شیوه کمترین مربعات با انطباق دادن نفوذپذیری‌های نسبی میدانی و آزمایشگاهی و داده‌های فشار موینگی به دست می‌آیند.

شکل‌های ۴-۵ و ۵-۵ درجات اشباع بحرانی کلیدی مرتبط با مقادیر نفوذپذیری نسبی را که در معادلات (۲۲-۵) تا (۲۷-۵) استفاده شده‌اند نشان می‌دهند.



شکل ۴-۵: منحنی‌های نفوذپذیری نسبی نفت - آب



شکل ۵-۵: منحنی های نفوذپذیری نسبی گاز- نفت

مثال ۵-۵

با معادلات تحلیلی (۵-۲۲) تا (۵-۲۷)، داده‌های نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی را به دست آورید. اطلاعات زیر برای سیستم های نفت - آب و گاز - نفت موجوداند:

$$\begin{aligned}
 S_{org} &= 0.23 & S_{gc} &= 0.05 & S_{orw} &= 0.35 \\
 S_{wc} &= 0.25 \\
 (p_c)_{Swc} &= 20 \text{ psi} & (k_{rw})_{Sorw} &= 0.4 & (k_{ro})_{Swc} &= 0.85 \\
 (k_{rg})_{Swc} &= 0.95 & (k_{ro})_{Sgc} &= 0.60 \\
 n_p &= 0.71 & n_w &= 1.5 & n_o &= 0.9 \\
 (p_c)_{Slc} &= 30 \text{ psi} & n_g &= 0.6 & n_{go} &= 1.2 \\
 n_{pg} &= 0.51
 \end{aligned}$$

جواب

مرحله اول: محاسبه درجه اشباع باقی مانده سیال مایع:

$$S_{lc} = S_{wc} + S_{org} = 0.25 + 0.23 = 0.48$$

مرحله دوم: تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی برای سیستم نفت - آب با معادلات (۵-۲۲) تا (۵-۲۴):

S_w	k_{ro} Equations 5-22	k_{rw} Equation 5-23	P_c Equation 5-24
0.25	0.850	0.000	20.00
0.30	0.754	0.018	18.19
0.40	0.557	0.092	14.33
0.50	0.352	0.198	9.97
0.60	0.131	0.327	4.57
0.65	0.000	0.400	0.00

مرحله سوم: تعیین داده‌های نفوذپذیری نسبی و فشار موینگی برای سیستم گاز - نفت با معادلات (۲۵-۵) تا (۲۷-۵):

S_g	k_{ro} Equation 5-25	k_{rg} Equation 5-26	P_c Equation 5-27
0.05	0.600	0.000	0.000
0.10	0.524	0.248	9.56
0.20	0.378	0.479	16.76
0.30	0.241	0.650	21.74
0.40	0.117	0.796	25.81
0.52	0.000	0.95	30.00

نسبت نفوذپذیری نسبی^۱

رابطه مفید دیگری که از مفهوم نفوذپذیری نسبی نتیجه می‌شود، نسبت نفوذپذیری نسبی (یا مؤثر) است. آنالیز این کمیت آسان‌تر است و راحت‌تر از خود نفوذپذیری نسبی عملکردهای جریان را به هم ارتباط می‌دهد. نسبت نفوذپذیری نسبی توانایی مخزن را برای جریان دادن یک سیال (در مقایسه با توانایی جریان دادن سیال دیگر در شرایط و موقعیت یکسان) بیان می‌کند. مفیدترین نسبت‌های نفوذپذیری نسبی عبارت‌اند از نفوذپذیری نسبی گاز به نفوذپذیری نسبی نفت (k_{rg}/k_{ro}) و نفوذپذیری نسبی آب به نفوذپذیری نسبی نفت (k_{rw}/k_{ro}). در یک سیستم معین هر دو کمیت نسبتاً همزمان تعیین می‌شوند. نسبت نفوذپذیری نسبی در دامنه صفر تا بی‌نهایت متغیر است.

1- Relative Permeability Ratio

در توصیف ریاضی جریان دو فازی همواره نسبت نفوذپذیری (k_{rg}/k_{ro}) یا (k_{ro}/k_{rw}) در معادلات جریان استفاده می‌شود. به خاطر بازه عریض مقادیر نسبت‌های نفوذپذیری نسبی، معمولاً نسبت نفوذپذیری در مقیاس لگاریتمی یک کاغذ نیمه لگاریتمی به صورت تابعی از درجه اشباع رسم می‌شود. مشابه تعدادی از منحنی‌های نسبت نفوذپذیری نسبی، قسمت مرکزی یا قسمت اصلی منحنی تقریباً خطی است. شکل ۵-۶ ترسیمی از k_{rg}/k_{ro} را بر حسب درجه اشباع گاز نشان می‌دهد. معمولاً برای بیان قسمت خطی مرکز منحنی از رابطه زیر استفاده می‌شود:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = a \exp(bS_g) \quad (28-5)$$

ضرایب a و b با انتخاب مختصات دو نقطه مختلف روی خط راست منحنی و گذاردن آنها در معادله (۲۸-۵) تعیین می‌شوند. حال برای به دست آوردن دو پارامتر a و b می‌توان دو معادله به دست آمده را حل کرد. برای پیدا کردن ضرایب معادله (۲۸-۵) برای قسمت خط راست شکل ۵-۶ دو نقطه زیر انتخاب می‌شوند:

نقطه ۱: در $S_g = 0.2$ ، نسبت نفوذپذیری نسبی $k_{rg}/k_{ro} = 0.07$ ؛

نقطه ۲: در $S_g = 0.4$ ، نسبت نفوذپذیری نسبی $k_{rg}/k_{ro} = 0.70$ ؛

با قرار دادن نقاط بالا در معادله (۲۸-۵):

$$0.07 = a \exp(0.2b)$$

$$0.70 = a \exp(0.4b)$$

با حل هم‌زمان این دو معادله، مقادیر a و b به دست می‌آیند:

$$a = 0.0070 \text{ عرض از مبدأ}$$

$$b = 11.513 \text{ شیب}$$

یا:

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = 0.0070 \exp(11.513 S_g)$$

در شیوه‌ای مشابه، شکل ۵-۷ ترسیمی نیمه لگاریتمی از k_{ro}/k_{rw} را بر حسب درجه اشباع آب نشان می‌دهد. خط راست مرکز منحنی به صورت رابطه‌ای مشابه با معادله (۵-۲۸) نشان داده می‌شود:

$$\frac{k_{ro}}{k_{rw}} = a \exp(b S_w) \quad (۲۹-۵)$$

در این رابطه مقدار شیب b منفی است.

نفوذپذیری های شبه نسبی دینامیک^۱

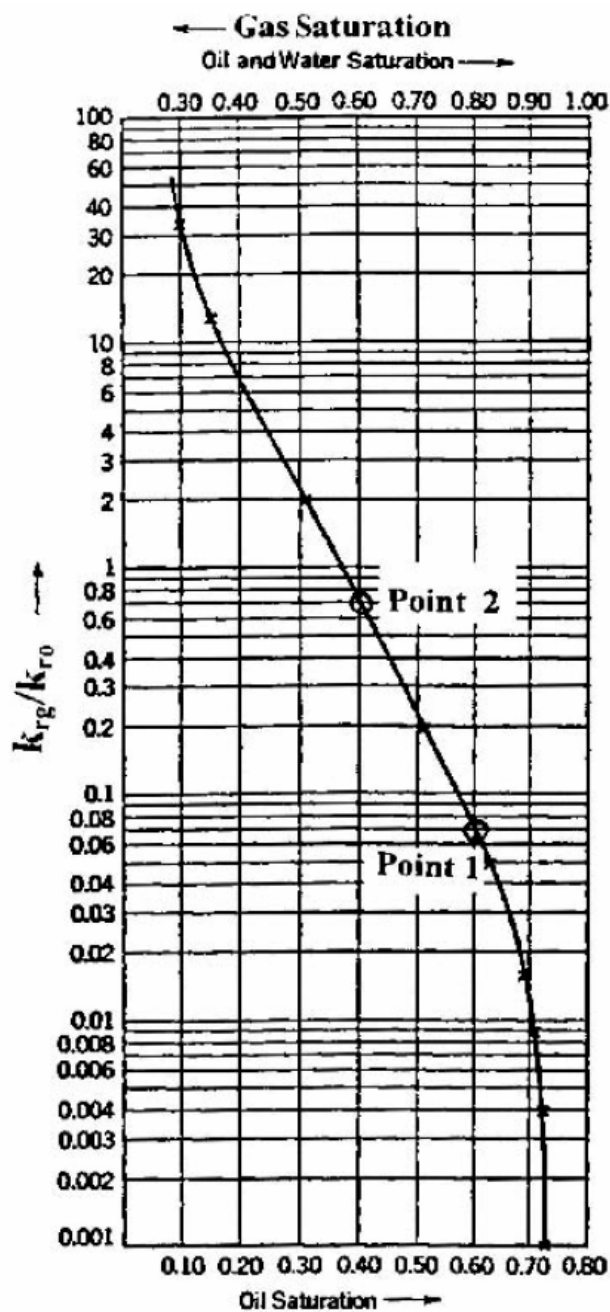
برای یک مخزن چند لایه‌ای که هر لایه با دسته‌ای از منحنی‌های نسبی توصیف می‌شود، می‌توان مخزن را با استفاده از میانگین وزنی تخلخل، نفوذپذیری و دسته‌ای از منحنی‌های نفوذپذیری شبه نسبی دینامیک معادل یک لایه در نظر گرفت:

• تخلخل متوسط:

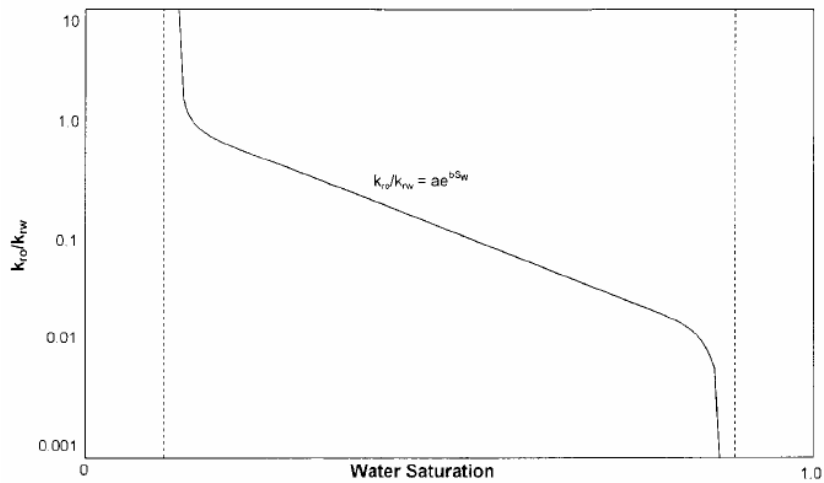
$$\phi_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^N h_i} \quad (۳۰-۵)$$

• نفوذپذیری مطلق متوسط:

$$k_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N k_i h_i}{\sum_{i=1}^N h_i} \quad (۳۱-۵)$$



شکل ۵-۶: k_{rg}/k_{ro} به صورت تابعی از درجه اشباع



شکل ۷-۵: k_{ro}/k_{rw} به صورت تابعی از درجه اشباع

- نفوذپذیری نسبی متوسط برای فاز تر:

$$\bar{k}_{rw} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{rw})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad (۳۲-۵)$$

- نفوذپذیری نسبی متوسط برای فاز غیر تر:

$$\bar{k}_{rmw} = \frac{\sum_{i=1}^N (kh)_i (k_{rmw})_i}{\sum_{i=1}^N (kh)_i} \quad (۳۳-۵)$$

درجات اشباع متوسط را می‌توان با معادله‌های (۴-۱۶) تا (۴-۱۸) به دست آورد.
درجه اشباع متوسط نفت:

$$\bar{S}_o = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i S_{oi}}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}$$

• درجه اشباع متوسط آب:

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}$$

• درجه اشباع متوسط گاز:

$$\bar{S}_g = \frac{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i S_{gi}}{\sum_{i=1}^N \phi_i h_i}$$

N تعداد کل لایه‌ها؛

h_i ضخامت لایه i ام؛

k_i نفوذپذیری مطلق لایه i ام؛

\bar{k}_{rw} نفوذپذیری نسبی متوسط فاز تر؛

\bar{k}_{rmw} نفوذپذیری نسبی متوسط فاز غیرتر.

در معادلات (۲۲-۵) و (۲۳-۵) زیر نویس‌های w و nw به ترتیب معرف فازهای تر و غیرتراند. منحنی‌های نفوذپذیری شبه نسبی دینامیک در مرحله بعد در یک مدل تک لایه‌ای استفاده می‌شوند. هدف از تشکیل مدل تک لایه‌ای تولید نتایج مشابه با مدل‌های مقطعی و چند لایه‌ای است.

نرمالیزاسیون و میانگین‌گیری از داده‌های نفوذپذیری نسبی

نتایج آزمایش‌های نفوذپذیری نسبی چندین نمونه مغزه از یک سنگ مخزن اغلب با متفاوت‌اند. بنابراین باید از داده‌های نفوذپذیری نسبی نمونه‌های سنگی منفرد میانگین گرفت. منحنی‌های نفوذپذیری نسبی (قبل از استفاده برای پیش‌بینی میزان برداشت نفت) باید با حذف اثر درجات اشباع مختلف آب اولیه و درجات اشباع متفاوت بحرانی نفت نرمالیزه شوند. بعداً می‌توان نفوذپذیری نسبی نرمالیزه شده را

دی نرمالیزه کرد و آن را به نواحی مختلف مخزن، بر اساس درجه اشباع بحرانی سیال موجود برای هر ناحیه مخزن، اختصاص داد.

در روشی متداول تر همه داده‌ها برای انعکاس مقادیر پایانی تخصیص داده شده تعدیل می‌شوند. با این روش یک منحنی میانگین تعدیل شده تعیین و در نهایت یک منحنی میانگین برای انعکاس شرایط مخزن ساخته می‌شود. این فرایند معمولاً نرمالیزاسیون و دی نرمالیزاسیون داده‌های نفوذپذیر نسبی نامیده می‌شود. برای انجام فرایند نرمالیزاسیون، تنظیم گامهای محاسبه‌ای برای هر نمونه مغزه i در یک جدول مفید است:

Relative Permeability Data for Core Sample i					
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
S_w	k_{ro}	k_{rw}	$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}}$	$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{S_{wc}}}$	$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{S_{oc}}}$

روش نرمالیزاسیون زیر گام‌های لازم را برای یک سیستم نفت - آب (مثل جدول بالا) توصیف می‌کند:

مرحله اول: انتخاب چندین مقدار S_w با شروع از S_{wc} (ستون ۱) و فهرست کردن مقادیر مربوطه k_{ro} و k_{rw} در ستون‌های ۲ و ۳.
 مرحله دوم: محاسبه درجه اشباع آب نرمالیزه (S_w^*) برای هر دسته از منحنی‌های نفوذپذیری نسبی و فهرست کردن مقادیر محاسبه شده در ستون ۴ با عبارت زیر:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \quad (۳۴-۵)$$

S_{oc} درجه اشباع بحرانی نفت؛

S_{wc} درجه اشباع آب محتوایی؛

S_w^* درجه اشباع آب نرمالیزه.

مرحله سوم: محاسبه نفوذپذیری نرمالیزه برای فاز نفت در درجات اشباع مختلف با رابطه زیر (ستون ۵):

$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{(k_{ro})_{Swc}} \quad (۳۵-۵)$$

k_{ro} نفوذپذیری نسبی نفت در S_w های مختلف؛
 $(k_{ro})_{Swc}$ نفوذپذیری نسبی نفت در درجه اشباع آب محتوایی؛
 k_{rw}^* نفوذپذیری نسبی نرمالیزه نفت.
 مرحله چهارم: نرمالیزه کردن نفوذپذیری نسبی فاز آب با رابطه زیر و ثبت نتایج محاسبات در ستون ۶:

$$k_{rw}^* = \frac{k_{rw}}{(k_{rw})_{Soc}} \quad (۳۶-۵)$$

$(k_{rw})_{Soc}$ نفوذپذیری نسبی آب در درجه اشباع بحرانی نفت است.
 مرحله پنجم: استفاده از مختصات کارتیزین و رسم k_{ro}^* و k_{rw}^* بر حسب S_w^* در یک گراف برای کل نمونه های مغزه.
 مرحله ششم: تعیین مقادیر متوسط نفوذپذیری نسبی نرمالیزه برای نفت و آب بهه صورت تابعی از درجه اشباع آب نرمالیزه با انتخاب مقادیر دلخواه S_w^* و محاسبه میانگین k_{ro}^* و k_{rw}^* با روابط زیر:

$$(k_{ro}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N (hkk_{ro}^*)_i}{\sum_{i=1}^N (hk)_i} \quad (۳۷-۵)$$

$$(k_{rw}^*)_{avg} = \frac{\sum_{i=1}^N (h k k_{rw}^*)_i}{\sum_{i=1}^N (h k)_i} \quad (38-5)$$

N تعداد کل نمونه‌های مغزه؛

h_i ضخامت نمونه i ام؛

k_i نفوذپذیری مطلق نمونه i ام.

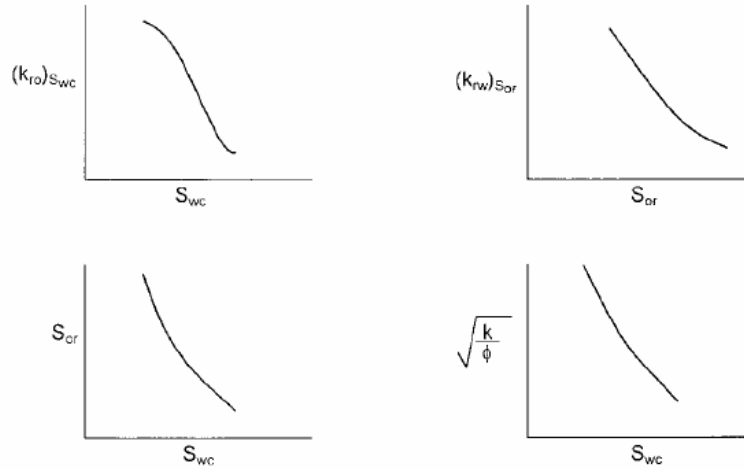
مرحله هفتم (گام آخر): دی نرمالیزه کردن منحنی میانگین برای انعکاس شرایط S_{oc} و S_{wc} یک مخزن حقیقی. این پارامترها بحرانی‌ترین قسمت این روش‌اند و تلاش زیادی باید صرف تعیین مقادیر معرف شود. S_{oc} و S_{wc} معمولاً با میانگین‌گیری از داده‌های مغزه، آنالیز لاگ‌های چاه‌نگاری یا انطباق‌گیری از گراف‌هایی مانند نمودارهای $(k_{ro})_{S_{wc}}$ بر حسب S_{wc} و $(k_{rw})_{S_{oc}}$ بر حسب S_{oc} بر حسب S_{wc} تعیین می‌شوند. اغلب گراف‌های S_{oc} و S_{wc} بر حسب $\log \sqrt{k/\phi}$ رابطه قابل اعتمادی را برای تعیین درجات اشباع نقطه پایانی (End - Point) بیان می‌کنند (شکل ۵-۸). زمانی که مقادیر پایانی معرف تخمین زده شوند، می‌توان محاسبات دی نرمالیزاسیون را به شکل جدول زیر اجرا کرد:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
S_w^*	$(k_{ro}^*)_{avg}$	$(k_{rw}^*)_{avg}$	$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{oc}) + S_{wc}$	$k_{ro} = (k_{ro}^*)_{avg} (\bar{k}_{ro})_{S_{wc}}$	$k_{rw} = (k_{rw}^*)_{avg} (\bar{k}_{rw})_{S_{oc}}$

به ترتیب نفوذپذیری نسبی متوسط نفت و آب در درجه اشباع $(\bar{k}_{ro})_{S_{wc}}$ و $(\bar{k}_{rw})_{S_{oc}}$ آب محتوایی و درجه اشباع بحرانی نفت اند:

$$(\bar{k}_{ro})_{S_{wc}} = \frac{\sum_{i=1}^N [h k (k_{ro})_{S_{wc}}]_i}{\sum_{i=1}^N (h k)_i} \quad (39-5)$$

$$(\bar{k}_{rw})_{Soc} = \frac{\sum_{i=1}^N [hk(k_{rw})_{Soc}]_i}{\sum_{i=1}^N (hk)_i} \quad (۴۰-۵)$$



شکل ۸-۵: روابط درجه اشباع بحرانی

مثال ۶-۵

نفوذپذیری نسبی سه نمونه مغزه اندازه‌گیری شده است:

Core Sample #1		Core Sample #2		Core Sample #3		
h = 1 ft		h = 1 ft		h = 1 ft		
k = 100 md		k = 80 md		k = 150 md		
S _{oc} = 0.35		S _{oc} = 0.28		S _{oc} = 0.35		
S _{wc} = 0.25		S _{wc} = 0.30		S _{wc} = 0.20		
S _w	k _{ro}	k _{rw}	k _{ro}	k _{rw}	k _{ro}	k _{rw}
0.20	—	—	—	—	1.000*	0.000
0.25	0.850*	0.000	—	—	0.872	0.008
0.30	0.754	0.018	0.800	0	0.839	0.027
0.40	0.557	0.092	0.593	0.077	0.663	0.088
0.50	0.352	0.198	0.393	0.191	0.463	0.176
0.60	0.131	0.327	0.202	0.323	0.215	0.286
0.65	0.000	0.400*	0.111	0.394	0.000	0.350*
0.72	—	—	0.000	0.500*	—	—

*Values at critical saturations

درجات اشباع آب محتوایی 0.27 و اشباع بحرانی نفت 30% بهترین توصیف سازند هستند. داده‌های نفوذپذیری نسبی آب و نفت را از درجات اشباع بحرانی جدید به دست آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبهٔ درجهٔ اشباع نرمالیزهٔ آب برای هر نمونهٔ مغزه با معادلهٔ (۵-۳۶):

S_w^*	Core Sample #1 S_w^*	Core Sample #2 S_w^*	Core Sample #3 S_w^*
0.20	—	—	0.000
0.25	0.000	—	0.111
0.30	0.125	0.000	0.222
0.40	0.375	0.238	0.444
0.50	0.625	0.476	0.667
0.60	0.875	0.714	0.889
0.65	1.000	0.833	1.000
0.72	—	1.000	—

مرحله دوم: تعیین مقادیر نفوذپذیری نسبی در درجه اشباع بحرانی برای هر نمونهٔ مغزه:

	Core 1	Core 2	Core 3
$(k_{ro})_{S_{wc}}$	0.850	0.800	1.000
$(k_{rw})_{S_{or}}$	0.400	0.500	0.35

مرحله سوم: محاسبهٔ $(\bar{k}_{rw})_{Soc}$ و $(\bar{k}_{ro})_{Svc}$ با معادلهٔ (۵-۳۹) و (۵-۴۰):

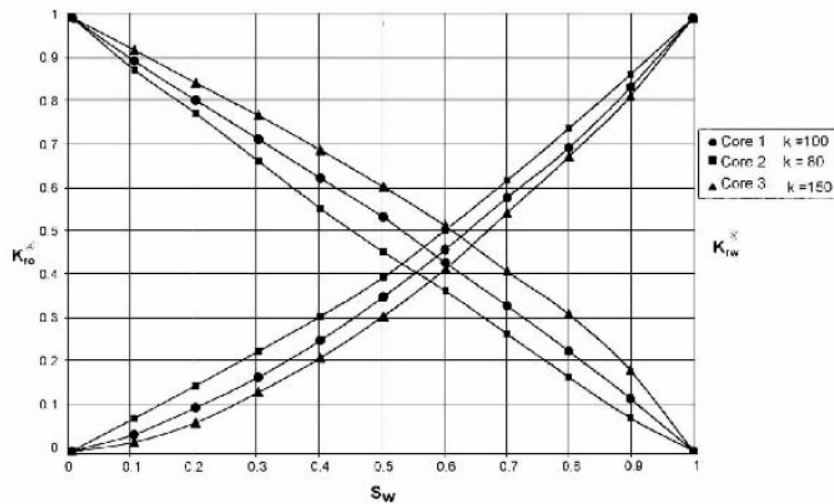
$$(\bar{k}_{ro})_{Svc} = 0.906$$

$$(\bar{k}_{rw})_{Soc} = 0.402$$

مرحله چهارم: محاسبه k_{ro}^* و k_{rw}^* برای همه نمونه‌های مغزه:

S_w	Core 1			Core 2			Core 3		
	S_w^*	k_{ro}^*	k_{rw}^*	S_w^*	k_{ro}^*	k_{rw}^*	S_w^*	k_{ro}^*	k_{rw}^*
0.20	—	—	—	—	—	—	0.000	1.000	0
0.25	0.000	1.000	0	—	—	—	0.111	0.872	0.023
0.30	0.125	0.887	0.045	0.000	1.000	0	0.222	0.839	0.077
0.40	0.375	0.655	0.230	0.238	0.741	0.154	0.444	0.663	0.251
0.50	0.625	0.414	0.495	0.476	0.491	0.382	0.667	0.463	0.503
0.60	0.875	0.154	0.818	0.714	0.252	0.646	0.889	0.215	0.817
0.65	1.000	0.000	1.000	0.833	0.139	0.788	1.000	0.000	1.000
0.72	—	—	—	1.000	0.000	1.000	—	—	—

مرحله پنجم: رسم مقادیر نرمالیزه k_{ro}^* و k_{rw}^* بر حسب S_w^* برای هر مغزه (شکل ۹-۵):



شکل ۹-۵: میانگین گیری از داده های نفوذپذیری نسبی

مرحله ششم: انتخاب مقادیر اختیاری S_w^* و محاسبه میانگین k_{ro}^* و k_{rw}^* با معادلات (۳۷-۵) و (۳۸-۵):

S_w^*	k_{ro}^*			$(k_{ro}^*)_{Avg}$	k_{rw}^*			$(k_{rw}^*)_{avg}$
	Core 1	Core 2	Core 3		Core 1	Core 2	Core 3	
0.1	0.91	0.88	0.93	0.912	0.035	0.075	0.020	0.038
0.2	0.81	0.78	0.85	0.821	0.100	0.148	0.066	0.096
0.3	0.72	0.67	0.78	0.735	0.170	0.230	0.134	0.168
0.4	0.63	0.51	0.70	0.633	0.255	0.315	0.215	0.251
0.5	0.54	0.46	0.61	0.552	0.360	0.405	0.310	0.348
0.6	0.44	0.37	0.52	0.459	0.415	0.515	0.420	0.442
0.7	0.33	0.27	0.42	0.356	0.585	0.650	0.550	0.585
0.8	0.23	0.17	0.32	0.256	0.700	0.745	0.680	0.702
0.9	0.12	0.07	0.18	0.135	0.840	0.870	0.825	0.833

مرحله هفتم: استفاده از مقادیر S_{wc} و S_{oc} سازند مورد نظر (مثلاً $S_{oc} = 0.30$ و $S_{wc} = 0.27$) و دی‌نرمالیزه کردن داده‌ها برای تولید داده‌های نفوذپذیری نسبی خواسته شده:

S_w^*	$(k_{ro}^*)_{avg}$	$(k_{rw}^*)_{avg}$	$S_w = S_w^* (1 - S_{wc} - S_{oc}) + S_{wc}$	$k_{ro} = 0.906 (k_{ro}^*)_{avg}$	$k_{rw} = 0.402 (k_{rw}^*)_{avg}$
0.1	0.912	0.038	0.313	0.826	0.015
0.2	0.821	0.096	0.356	0.744	0.039
0.3	0.735	0.168	0.399	0.666	0.068
0.4	0.633	0.251	0.442	0.573	0.101
0.5	0.552	0.368	0.485	0.473	0.140
0.6	0.459	0.442	0.528	0.416	0.178
0.7	0.356	0.585	0.571	0.323	0.235
0.8	0.256	0.702	0.614	0.232	0.282
0.9	0.135	0.833	0.657	0.122	0.335

باید توجه داشت که فرایند نرمالیزاسیون پیشنهادی بالا برای سیستم‌های نفت - آب می‌تواند برای سیستم‌های دیگر نیز به کار رود (سیستم‌های گاز - نفت و گاز - آب).

نفوذپذیری نسبی سه فازی^۱

نفوذپذیری نسبی یک سیال به صورت نسبت نفوذپذیری مؤثر آن سیال در یک درجه اشباع معین به نفوذپذیری مطلق در درجه اشباع 100% تعریف می‌شود. هر

1- Three Phase Relative Permeability

سیستم متخلخلی خصوصیات نفوذپذیری نسبی منحصر به فردی دارد که باید به صورت تجربی و آزمایشگاهی اندازه‌گیری شوند. تعیین خصوصیات نفوذپذیری نسبی سه فازی با آزمایش‌های مستقیم بی‌نهایت دشوار و شامل تکنیک‌هایی نسبتاً پیچیده برای تعیین توزیع درجه اشباع سیال در طول مغزه است. به این دلیل، از اندازه‌گیری‌های نفوذپذیری نسبی دو فازی که راحت به دست می‌آیند استفاده می‌شود. در یک سیستم سه فازی از این نوع، کشف شده که نفوذپذیری نسبی آب تنها به درجه اشباع آب وابسته است. چون که آب به تنهایی می‌تواند درون کوچکترین سوراخهای متصل جریان یابد و حجمش را در این سوراخ‌ها جا دهد، باور این که جریان آب درون مخزن به طبیعت و ماهیت سیالات اشغال‌کننده دیگر منافذ بستگی ندارد دشوار است. نفوذپذیری نسبی گاز نیز تنها به درجه اشباع گاز وابسته است. این سیال، مشابه آب، به بازه خاصی از اندازه‌های منافذ محدود می‌شود و ماهیت سیال یا سیالات پرکننده بقیه منافذ بر جریان آن تأثیر ندارد.

منافذ موجود برای جریان نفت بزرگتر از منافذ عبور دهنده آب به تنهایی و کوچکتر از منافذ عبور دهنده گاز به تنهایی‌اند. تعداد منافذ اشغال شده با نفت به توزیع اندازه خاص منافذ سنگی که هر سه فاز در آنها وجود دارند و درجه اشباع خود نفت بستگی دارد.

در کل نفوذپذیری نسبی هر فاز (گاز، آب یا نفت) در یک سیستم سه فازی ضرورتاً با درجات اشباع موجود رابطه دارد:

$$k_{rw} = f(S_w) \quad (41-5)$$

$$k_{rg} = f(S_g) \quad (42-5)$$

$$k_{ro} = f(S_w, S_g) \quad (43-5)$$

تابع (۴۳-۵) به ندرت معلوم است. بنابراین چندین رویکرد عملی تخمین نفوذپذیری نسبی سه فاز بر اساس دو دسته داده دو فاز پیشنهاد شده است:

دسته اول: سیستم نفت - آب

$$k_{row} = f(S_w)$$

$$k_{rw} = f(S_w)$$

دسته دوم: سیستم گاز - نفت

$$k_{rog} = f(S_g)$$

$$k_{rg} = f(S_g)$$

k_{row} نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم دو فاز نفت - آب و k_{rog} نیز نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم گاز - نفت اند. علامت k_{ro} به نفوذپذیری نسبی نفت در سیستم سه فاز اختصاص یافته است.

معمولاً از گراف مثلثی برای نمایش تغییرات مقادیر نفوذپذیری نسبی در زمان هر سه فاز جریان هم زمان استفاده می شود (شکل های ۵-۱۰ و ۵-۱۱). داده های نفوذپذیری نسبی به صورت خطوط ثابت نفوذپذیری نسبی (ایزوپرمهای^۱ نفت، آب و گاز) رسم می شوند. داده های نفوذپذیری نسبی (به صورت ایزوپرمها نشان داده می شوند) به مقادیر درجه اشباع برای هر سه فاز در سنگ وابسته اند (شکل های ۵-۱۰ و ۵-۱۱).

روابط نفوذپذیری نسبی سه فاز

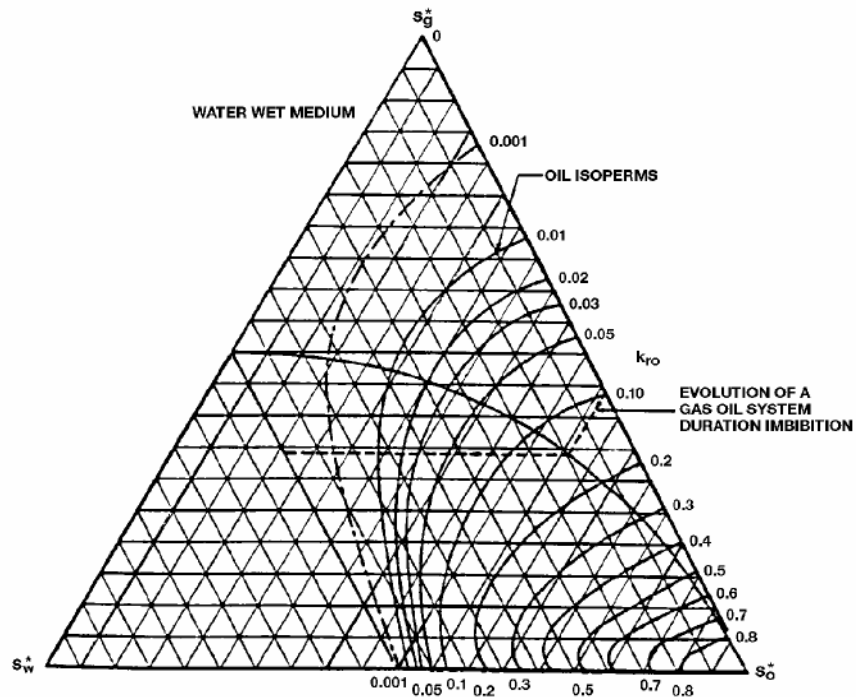
هناپور، کثودنتز و هاروی^۲ فراورش جامعی از نفوذپذیریهای دو فاز و سه فاز را مهیا و تعداد زیادی رابطه را برای تخمین نفوذپذیریهای نسبی فهرست کرده اند.

1- Isoperms

2- Honapour, Keodentz and Harvey

ساده‌ترین رویکرد برای پیش‌بینی نفوذپذیری نسبی فاز نفت در یک سیستم سه فازی به صورت زیر است:

$$k_{ro} = k_{row} k_{rog} \quad (۴۴-۵)$$

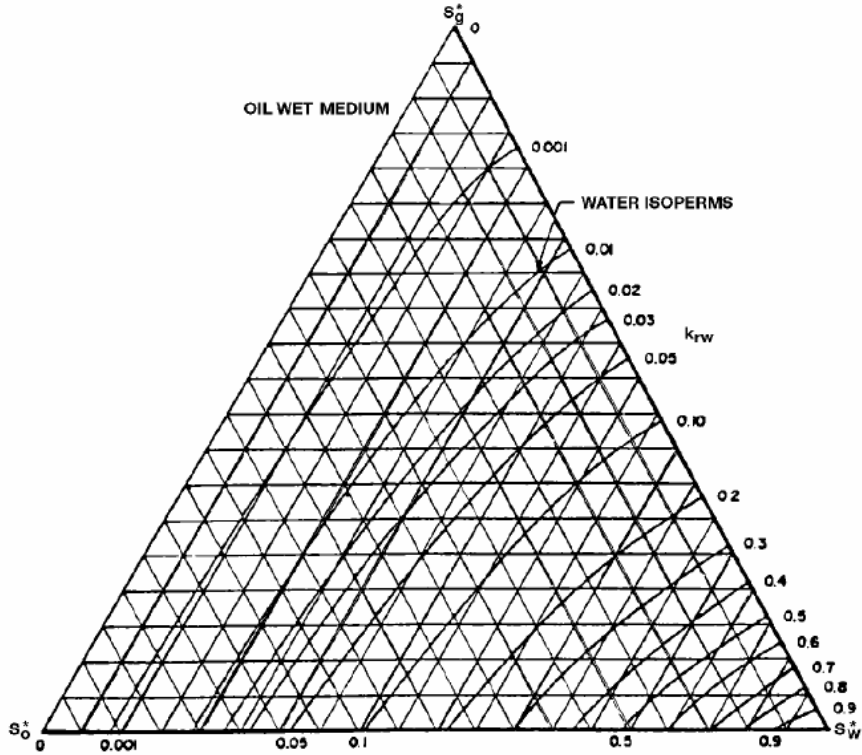


شکل ۵-۱۰: آشام نفوذپذیری نسبی سه فازی

دانشمندان طی سال‌ها تلاش چندین رابطه عملی و دقیق‌تر را در این باره ارائه

داده‌اند:

- روابط وایلی؛
- مدل استون (I)؛
- مدل استون (II)؛
- رابطه هوستاد- هولت^۱.



شکل ۱۱-۵: ریزش نفوذپذیری نسبی سه فازی

روابط وایلی

وایلی معادلات زیر را برای نفوذپذیری‌های سه فازی در یک سیستم آب دوست پیشنهاد داده است:

- در ماسه سنگ مستحکم، سنگ حفره‌دار یا سنگ آهک اولیتیک (*Oolitic*):

$$k_{rg} = \frac{S_g^2 \left[(1 - S_{wc})^2 - (S_w + S_o - S_{wc})^2 \right]}{(1 - S_{wc})^4} \quad (45-5)$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})}{(1 - S_{wc})^4} \quad (46-5)$$

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc}} \right)^4 \quad (۴۷-۵)$$

• در ماسه سنگ مستحکم با جورشدگی مناسب دانه‌ها:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad (۴۸-۵)$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3}{(1 - S_{wc})^3} \quad (۴۹-۵)$$

$$k_{rg} = \frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wc})^4}{(1 - S_{wi})^4} \quad (۵۰-۵)$$

مدل استون (I)

استون یک مدل احتمالی را با داده‌های آزمایشگاهی دو فاز برای تخمین داده‌های نفوذپذیری سه فاز بسط داده است. این مدل، برای به دست آوردن یک نتیجه ساده برای تعیین نفوذپذیری نسبی نفت در حضور جریان آب و گاز، تئوری جریان کانال را در محیط متخلخل با مفاهیم احتمال ترکیب کرده است. این مدل زمانی که درجات اشباع آب و گاز در جهت یکسانی برای هر دو دسته داده تغییر می‌کنند، اثرات پسماند را نیز در نظر می‌گیرد.

استفاده از تئوری جریان کانال نشان می‌دهد که نفوذپذیری نسبی آب و فشار موینگی نفت _ آب در سیستم سه فاز تنها توابعی از درجه اشباع آب (صرف نظر از درجات اشباع نسبی نفت و گاز) و نیز در سیستم سه فاز توابعی یکسان با سیستم دو فاز نفت - آب هستند. نفوذپذیری نسبی فاز گاز و فشار موینگی گاز - نفت در سیستم سه فاز نیز مانند سیستم دو فاز گاز - نفت توابعی از درجه اشباع گازاند.

به نظر استون درجه اشباع نفت باقی مانده غیر صفر (حداقل درجه اشباع نفت) S_{om} زمانی که نفت همزمان با گاز و آب جابه جا می شود به وجود می آید. باید توجه داشت که این حداقل درجه اشباع نفت S_{om} با درجه اشباع بحرانی نفت در سیستم نفت - آب (S_{orw}) و درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم گاز - نفت (S_{org}) تفاوت دارد. استون درجات اشباع نرمالیزه زیر را ارائه داده است:

• برای $S_o \geq S_{om}$:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad (51-5)$$

• برای $S_w \geq S_{wc}$:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad (52-5)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{(1 - S_{wc} - S_{om})} \quad (53-5)$$

نفوذپذیری نسبی نفت در یک سیستم سه فازی چنین تعریف شده است:

$$k_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_g \quad (54-5)$$

دو ضریب β_w و β_g به صورت زیر تعیین می شوند:

$$\beta_w = \frac{k_{row}}{1 - S_w^*} \quad (55-5)$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}}{1 - S_g^*} \quad (56-5)$$

S_{om} حداقل درجه اشباع آب؛

k_{row} نفوذپذیری نسبی نفت (با نفوذپذیری نسبی دو فاز نفت - آب در S_w تعیین می شود)؛

k_{rog} نفوذپذیری نسبی نفت (با نفوذپذیری نسبی دو فاز گاز - نفت در S_g تعیین می شود).

مشکل استفاده از اولین مدل استون انتخاب مینم درجه اشباع نفت S_{om} است که فایرز و ماتیوس^۱ عبارتی را برای آن پیشنهاد داده اند:

$$S_{om} = \alpha S_{orw} + (1 - \alpha) S_{org} \quad (57-5)$$

$$\alpha = 1 - \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{org}} \quad (58-5)$$

S_{orw} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم نفوذپذیری نسبی نفت - آب؛

S_{org} درجه اشباع نفت باقی مانده در سیستم نفوذپذیری نسبی گاز - نفت.

عزیز و ستاری^۲ نشان داده اند که رابطه استون می تواند بزرگتر از یک باشد. این دو

شکل نرمالیزه زیر را برای مدل استون پیشنهاد داده اند:

$$k_{ro} = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \left(\frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right) \quad (59-5)$$

$(k_{ro})_{Swc}$ مقدار نفوذپذیری نفت در درجه اشباع آب محتوایی است که از سیستم نفوذپذیری نسبی نفت - آب تعیین می شود. معمولاً فرض می شود منحنی های k_{rg} و k_{rog} در درجه اشباع آب محتوایی اندازه گیری می شوند.

1- Fayers- Mathews

2- Aziz and Sattari

مدل استون (II)

در گذشته مشکلاتی در انتخاب S_{om} وجود داشتند که نهایتاً به ارائه و بسط مدل استون (II) منجر شدند. استون عبارت نرمالیزه زیر را برای به دست آوردن نفوذپذیری نسبی نفت در یک سیستم سه فازی (k_{ro}) ارائه داده است:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[\left(\frac{k_{row}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} + k_{rg} \right) - (k_{rw} + k_{rg}) \right] \quad (۶۰-۵)$$

این مدل تقریب معقولی از نفوذپذیری نسبی سه فازی به دست می‌دهد.

رابطه هوستاد-هولت

هوستاد و هولت، با معرفی توان n برای درجات اشباع نرمالیزه شده، مدل استون (I) را اصلاح کردند:

$$k_{ro} = \left[\frac{k_{row} k_{rog}}{(k_{ro})_{Swc}} \right] \beta^n \quad (۶۱-۵)$$

$$\beta = \frac{S_o^*}{(1 - S_w^*)(1 - S_g^*)} \quad (۶۲-۵)$$

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (۶۳-۵)$$

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (۶۴-۵)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om} - S_{gc}} \quad (۶۵-۵)$$

ترم β را می‌توان به صورت یک متغیر بین صفر و یک برای درجات اشباع پایین و بالای نفت تفسیر کرد. اگر توان n معادل یک در نظر گرفته شود، این رابطه مشابه مدل استون (I) خواهد شد. در صورت بالاتر بودن مقدار n از یک، ایزوپرم‌های نفت در درجات پایین اشباع نفت از همدیگر باز خواهند شد. مقادیر کمتر از یک n تأثیری برعکس خواهند داشت.

مثال ۷-۵

نفوذپذیری نسبی دو فازی نمونه مغزه‌ای برای به دست آوردن داده‌های نفوذپذیری سیستم‌های نفت - آب و گاز - نفت بارها آزموده شده است. اطلاعات زیر از این آزمون‌ها به دست آمده‌اند:

$$\begin{aligned} S_{gc} &= 0.10 & S_{wc} &= 0.15 \\ S_{orw} &= 0.15 & S_{org} &= 0.05 \\ (k_{ro})_{S_{wc}} &= 0.88 \end{aligned}$$

در مقادیر درجه اشباع $S_o = 40\%$, $S_w = 30\%$ و $S_g = 30\%$ نفوذپذیری‌های نسبی دو فازی به صورت زیراند:

$$\begin{aligned} k_{row} &= 0.403 \\ k_{rw} &= 0.030 \\ k_{rg} &= 0.035 \\ k_{rog} &= 0.175 \end{aligned}$$

نفوذپذیری نسبی سه فازی در این درجات اشباع را با استفاده از

الف: مدل استون (I)

ب: مدل استون (II)

به دست آورید.

جواب

الف) مدل استون (I):

مرحله اول: محاسبه S_{om} با معادلات (۵۸-۵) و (۵۷-۵):

$$\alpha = 1 - \frac{0.3}{1 - 0.15 - 0.05} = 0.625$$

$$S_{om} = (0.625)(0.15) + (1 - 0.625)(0.05) = 0.1125$$

مرحله دوم: محاسبه درجات اشباع نرمالیزه با معادلات (۵۱-۵) تا (۵۳-۵):

$$S_o^* = \frac{0.4 - 0.1125}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.3898$$

$$S_w^* = \frac{0.3 - 0.15}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.2034$$

$$S_g^* = \frac{0.3}{1 - 0.15 - 0.1125} = 0.4068$$

مرحله سوم: تخمین k_{ro} با معادله (۵۹-۵):

$$k_{ro} = \frac{0.3898}{(1 - 0.2034)(1 - 0.4068)} \left(\frac{(0.406)(0.175)}{0.88} \right) = 0.067$$

ب) مدل استون (II):

با توجه به معادله (۶۰-۵):

$$k_{ro} = 0.88 \left[\left(\frac{0.406}{0.88} + 0.03 \right) \left(\frac{0.175}{0.88} + 0.035 \right) - (0.03 + 0.035) \right]$$

مسائل

(۱) با توجه به اطلاعات زیر:

$$S_{oc} = 0.35 \text{ و } S_{gc} = 0.06, S_{wc} = 0.30$$

ماسه سنگ نامستحکم با جورشدگی مناسب دانه‌ها،

داده‌های نفوذپذیری نسبی ریزش را با روابط زیر به دست آورید:

الف) رابطه وایلی - گاردنر؛

ب) رابطه پیرسون؛

ج) روش کوری.

۲) داده‌های فشار موینگی برای یک سیستم نفت - آب به صورت زیراند:

S_w	p_c psi
0.25	35
0.30	16
0.40	8.5
0.50	5
1.00	0

الف) داده‌های نفوذپذیری نسبی را برای این سیستم به دست آورید.

ب) با استفاده از مفهوم نسبت نفوذپذیری نسبی، نمودار k_{ro}/k_{rw} را بر حسب

S_w روی مقیاس نیمه لگاریتمی رسم کنید و ضرایب معادله زیر را به دست آورید:

$$k_{ro}/k_{rw} = a \exp(bS_w)$$

۳) با استفاده از داده‌های نفوذپذیری مثال ۵-۶، مقادیر نفوذپذیری را برای لایه‌ای

از مخزن با درجات اشباع بحرانی زیر به دست آورید:

$$h = 1 \text{ و } S_{oc} = 0.25, S_{wc} = 0.25$$

۴) نمودار k_{rg}/k_{ro} نسبت به S_g را برای داده‌های آزمایشگاهی زیر رسم

کنید:

k_{rg}/k_{ro}	S_g
1.9	0.50
0.109	0.30

ضرایب رابطه زیر را به دست آورید:

$$k_{rg}/k_{ro} = a \exp(bS_w)$$

مراجع

1. Aziz, K., and Sattari, A., *Petroleum Reservoir Simulation*. London: Applied Science Publishers Ltd., 1979.
2. Corey, A. T., and Rathjens, C. H., "Effect of Stratification on Relative Permeability," *Trans. AIME*, 1956, pp. 207, 358.
3. Corey, A. T., "The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities," *Prod. Mon.*, 1954, pp. 19, 38, 1954.
4. Fayers, F., and Matthews, J. D., "Evaluation of Normalized Stone's Method for Estimating Three-Phase Relative Permeabilities," *SPEJ*, April 1984, pp. 224–239.
5. Honarpour, M. M., Koederitz, L. F., and Harvey, A. H., "Empirical Equations for Estimating Two-Phase Relative Permeability in Consolidated Rock," *Trans. AIME*, 1982, pp. 273, 290.
6. Honarpour, M. M., Koederitz, L. F., and Harvey, A. H., *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*. CRC Press, Inc., 1988.
7. Hustad, O. S., and Holt, T., "Gravity Stable Displacement of Oil by Hydrocarbon Gas after Waterflooding," SPE Paper 24116, EOR Symposium, Tulsa, OK, 1992.
8. Pirson, S. J. (ed.), *Oil Reservoir Engineering*. New York: McGraw-Hill, 1958.
9. Rose, W. D., and Bruce, W. A., "Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rock," *Trans. AIME*, 1949, pp. 127, 186.

10. Stone, H. L., "Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data," *J. of Can. Pet. Technol.*, 1973, pp. 12, 53.
11. Stone, H. L., "Estimation of Three-Phase Relative Permeability," *JPT*, 1970, pp. 2, 214.
12. Torcaso, M. A., and Wyllie, M. R. J., "A Comparison of Calculated k_{rg}/k_{ro} Ratios with Field Data," *JPT*, 1958, pp. 6, 57.
13. Wyllie, M.R.J., and Gardner, G.H.F., "The Generalized Kozeny-Carmen Equation—Its Application to Problems of Multi-Phase Flow in Porous Media," *World Oil*, 1958, pp.121, 146.
14. Wyllie, M.R.J., "Interrelationship between Wetting and Nonwetting Phase Relative Permeability," *Trans. AIME*, 1961, pp. 83, 192.

اصول جریان سیال در مخزن

جریان در محیط متخلخل بسیار پیچیده است و نمی‌توان آن را به وضوح جریان درون لوله‌ها و کانال‌ها توصیف کرد. اندازه‌گیری قطر لوله و محاسبه ظرفیت جریان آن به صورت تابعی از فشار نسبتاً آسان است اما در محیط متخلخل مسیر اصلی جریان مشخص و ابعاد آن قابل اندازه‌گیری نیست.

آنالیز جریان سیال در محیط متخلخل طی سال‌ها، هم به صورت تحلیلی و هم تجربی، مطالعه شده است. فیزیکدانان، مهندسان، هیدرولوژیست‌ها و ... رفتار جریان را در محیط متخلخل در بازه‌های مختلفی از مواد، از بسته‌های شنی تا شیشه‌های پیرکس، در آزمایشگاه بررسی کرده‌اند و کوشیده‌اند نتایج را فرمول‌بندی کنند تا بتوانند رفتار سیستم‌های مشابه را تحلیل و پیش‌بینی کنند.

هدف اصلی این فصل ارائه روابط ریاضی برای توصیف رفتار جریان سیال مخزن است. شکل های ریاضی این روابط بسته به خصوصیات مخزن متفاوت اند. در مرحله اول باید به خصوصیات اولیه مخزن، شامل پارامترهای زیر، توجه کرد:

- انواع سیالات موجود در مخزن؛
 - رژیمهای جریان^۱؛
 - هندسه جریان^۲؛
 - تعداد سیالات در حال جریان در مخزن.
- ضریب تراکم پذیری ایزوترمال اساساً کنترل کننده شناسایی نوع سیال مخزن است. در حالت کلی، سیالات مخزنی به سه گروه دسته بندی می شوند:
- سیالات تراکم ناپذیر^۳؛
 - سیالات کمی تراکم پذیر^۴؛
 - سیالات تراکم پذیر^۵.
- ضریب ایزوترمال تراکم پذیری c با یکی از دو عبارت زیر توصیف می شود (فصل دوم):

در ترم حجم سیال:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \quad (1-6)$$

در ترم دانسیته سیال:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (2-6)$$

ρ و V به ترتیب حجم و دانسیته سیال اند.

-
- 1- Flow Regime
 - 2- Flow Dimension
 - 3- Incompressible Fluids
 - 4- Slightly Compressible Fluids
 - 5- Compressible Fluids

سیالات تراکم ناپذیر

سیال تراکم ناپذیر سیالی است که حجم و دانسیته آن با تغییر فشار ثابت بماند:

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial p} = 0$$

در حقیقت سیالات تراکم ناپذیر وجود خارجی ندارند ولی بعضی وقت‌ها برای ساده کردن مشتق و شکل نهایی تعدادی از معادلات جریان وجودشان فرض می‌شود.

سیالات کمی تراکم پذیر

دانسیته و حجم سیالات کمی تراکم پذیر با تغییر فشار کمی تغییر می‌کنند. در صورت معلوم بودن حجم سیال مایع کمی تراکم پذیر V_{ref} در فشار مرجع p_{ref} (فشار اولیه)، تغییرات رفتار حجمی این سیالات به صورت تابعی از فشار p است:

$$-c \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{dV}{V}$$

$$e^{c(p_{ref}-p)} = \frac{V}{V_{ref}}$$

$$V = V_{ref} e^{c(p_{ref}-p)} \quad (۳-۶)$$

p فشار، $psia$ ؛

V حجم در فشار p ، ft^3 ؛

p_{ref} فشار اولیه (مرجع)، $psia$ ؛

V_{ref} حجم سیال در فشار (اولیه) مرجع، ft^3 .

تابع e^x با بسط سری‌ها به صورت زیر ارائه می‌شود:

$$e^x = 1 + x + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^3}{3!} + \dots + \frac{x^n}{n!} \quad (۴-۶)$$

چون توان x (در معادله بالا $c(p_{ref} - p)$) بسیار کوچک است، می توان ترم e^x را بعد از چند مرحله تقریب زد:

$$e^x = 1 + x \quad (۵-۶)$$

از ترکیب معادلات (۵-۶) و (۳-۶):

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (۶-۶)$$

معادله (۶-۶) را نیز می توان به صورت زیر نمایش داد:

$$\rho = \rho_{ref} [1 - c(p_{ref} - p)] \quad (۷-۶)$$

V حجم در فشار p ؛

ρ دانسیته در فشار p ؛

V_{ref} حجم در فشار اولیه (مرجع) p_{ref} ؛

ρ_{ref} دانسیته در فشار اولیه (مرجع) p_{ref} .

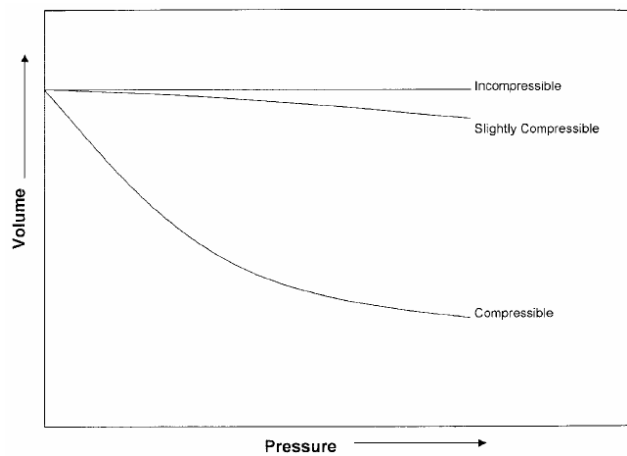
سیستم های نفت خام و آب در این دسته قرار دارند.

سیالات تراکم پذیر

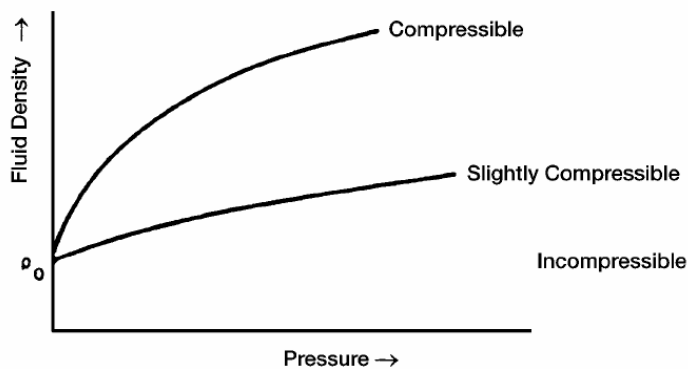
حجم این دسته از سیالات، به صورت تابعی از فشار، بسیار تغییر می کند. همه گازها سیالات تراکم پذیر در نظر گرفته می شوند. انقطاع بسط سری ها، (معادله (۵-۶))، در این دسته درست نیست و از بسط کامل معادله (۴-۶) استفاده می شود. در معادله (۲-۴۵) (فصل دوم) تراکم پذیری هر سیال با عبارت زیر توصیف می شود:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (۸-۶)$$

شکل‌های ۱-۶ و ۲-۶ تغییرات حجم و دانسیته را به صورت تابعی از فشار برای این سه نوع سیال نشان می‌دهند.



شکل ۱-۶: رابطه فشار-حجم



شکل ۲-۶: دانسیته سیال به فشار برای انواع مختلف سیال

رژیم‌های جریان

اصولاً از سه نوع رژیم جریان برای توصیف رفتار جریان سیال و توزیع فشار به صورت تابعی از زمان استفاده می‌شود:

- جریان حالت پایدار^۱؛
- جریان حالت ناپایدار^۲؛
- جریان حالت شبه پایدار^۳.

جریان حالت پایدار

اگر فشار در هر مکانی در مخزن ثابت بماند و با گذشت زمان تغییر نکند، رژیم جریان مربوطه را جریان حالت پایدار نامند:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (9-6)$$

معادله بالا نشان می‌دهد که مقدار تغییر فشار p نسبت به زمان t در هر مکان i برابر صفر است. در مخزن، شرط جریان حالت پایدار تنها زمانی که مخزن کاملاً با یک آکیفر قوی و یا عملیات صیانت از فشار قوی دوباره پر و یا تأمین شود به وجود خواهد آمد.

جریان حالت ناپایدار

جریان حالت ناپایدار (بیشتر جریان ترانزینت نامیده می‌شود) جریانی است که در آن مقدار تغییرات فشار نسبت به زمان در هر نقطه‌ای از مخزن صفر یا ثابت نباشد. این تعریف پیشنهاد می‌کند که مشق فشار نسبت به زمان اصولاً تابعی از هر دو پارامتر مکان i و زمان t است؛ بنابراین:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(i, t) \quad (10-6)$$

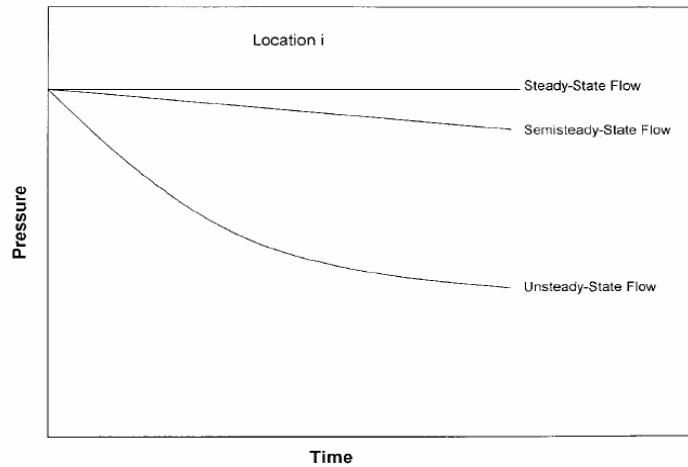
-
- 1- Steady-State Flow
 - 2- Unsteady State Flow
 - 3- Semi-Steady State Flow

جریان حالت شبه پایدار

زمانی که فشار در مکان های مختلف مخزن به صورت تابعی از زمان خطی تغییر کند (در مقدار نزول ثابتی تغییر کند)، شرط جریان حالت شبه پایدار را دارد. این شرط به صورت ریاضی بیان می کند که مقدار تغییر فشار نسبت به زمان در هر مکانی ثابت است:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{const} \quad (11-6)$$

در شکل ۳-۶ افت فشار به صورت تابعی از زمان در هر سه رژیم با هم مقایسه شده اند.



شکل ۳-۶: رژیم های جریان

هندسه مخزن^۱

شکل مخزن تأثیر عمده ای بر رفتار جریان درون آن دارد. اکثر مخازن مرزهای نامنظمی دارند و اغلب تنها توصیف ریاضی ساده ای از آنها در شبیه سازی عددی به

1- Reservoir Dimension

کار می‌رود. در تعدادی از اهداف مهندسی، هندسه حقیقی جریان به شکل یکی از هندسه‌های جریان زیر ارائه می‌شود:

- جریان شعاعی^۱؛
- جریان خطی^۲؛
- جریان کروی یا نیمه کروی^۳.

جریان شعاعی

اگر هتروجیتی مخزن زیاد نباشد، خطوط جریان از مخزن به سمت چاه یا از چاه به سمت مخزن الگوی جریان شعاعی را دنبال می‌کنند. چون سیالات از همه جهت به سمت چاه حرکت می‌کنند و در نهایت در چاه همگرا می‌شوند، از اصطلاح جریان شعاعی برای بیان این جریان استفاده شده است. شکل ۶-۴ به صورت ایده‌آل خطوط جریان و خطوط هم‌پتانسیل را برای یک سیستم جریان شعاعی نشان می‌دهد.

جریان خطی

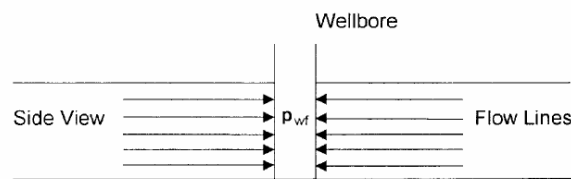
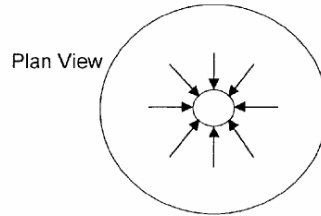
زمانی که مسیر خطوط جریان با هم موازی باشند و سیال تنها در یک جهت جریان یابد، آن جریان را خطی می‌نامند. در این جریان مساحت مقطع عبور جریان نیز باید ثابت باشد. شکل ۶-۵ معمولاً برای یک سیستم ایده‌آل جریان خطی را نشان می‌دهد. معادلات جریان خطی معمولاً برای توصیف جریان سیال درون فرکچرهای هیدرولیکی عمودی هستند (شکل ۶-۶).

جریان کروی یا نیمه کروی

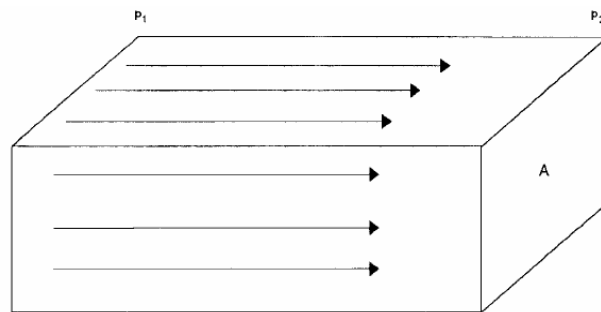
بسته به نوع تشکیلات تکمیل چاه، ممکن است در محیط اطراف چاه رژیم جریان کروی یا نیمه کروی تشکیل شود. اگر مقطعی از چاه که با ناحیه مولد در تماس است به صورت جزئی مشبک شود، در محیط مخزنی اطراف چاه این رژیم جریان کروی

-
- 1- Radial Flow
 - 2- Linear Flow
 - 3- Spherical or Hemi-Spherical Flow

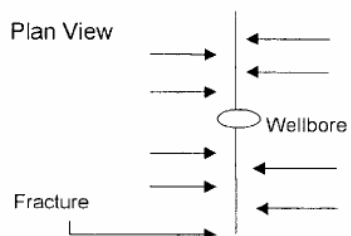
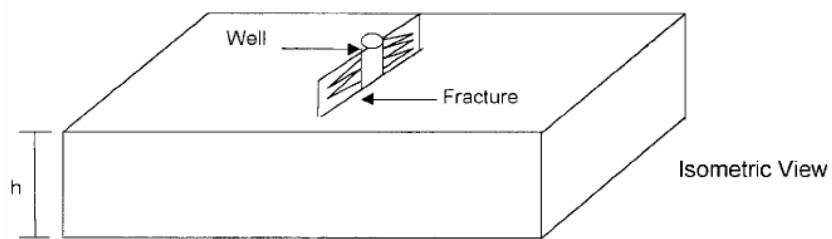
ایجاد خواهد شد (شکل ۶-۷). چاهی که تنها در قسمتی از عمق مخزن حفر شده باشد نیز در مخزن جریان نیمه کروی تولید می‌کند (شکل ۶-۸). البته تشکیل این رژیم به اهمیت پدیدهٔ مخروطی در مخزن وابسته است.



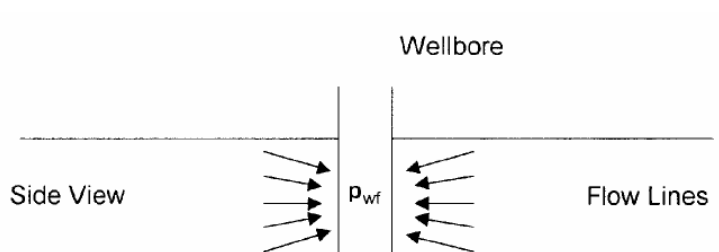
شکل ۶-۴: جریان شعاعی ایده آل در یک چاه



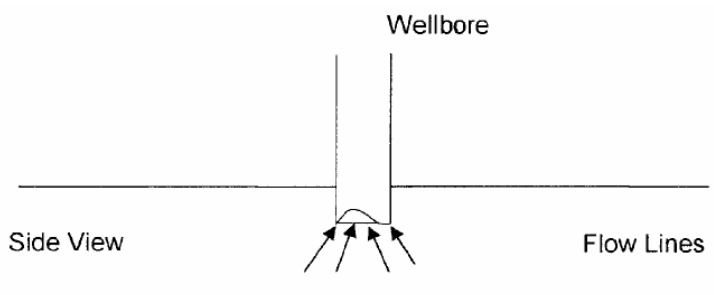
شکل ۶-۵: جریان خطی



شکل ۶-۶: جریان خطی ایده آل درون فرکچر عمودی



شکل ۶-۷: جریان کروی ناشی از محدودیت ورودی



شکل ۶-۸: جریان نیمه کروی در چاهی که ناقص در مخزن حفر شده

تعداد سیالات در حال جریان در مخزن

پیچیدگی عبارات ریاضی برای پیش‌بینی عملکرد حجمی و رفتار فشار یک مخزن به تعداد سیالات متحرک در مخزن بستگی دارد. عموماً در مخزن سه سیستم جریان وجود دارند:

- جریان تک فاز (نفت، گاز یا آب)؛
- جریان دو فاز (نفت - آب، نفت - گاز یا گاز - آب)؛
- جریان سه فاز (نفت، گاز و آب).

توصیف جریان سیال و آنالیز داده‌های فشار متعاقب آن با افزایش تعداد سیالات متحرک در مخزن پیچیده‌تر می‌شود.

معادلات جریان سیال

شکل معادلات جریان سیال برای توصیف رفتار سیال یک مخزن، بسته به ترکیب متغیرهایی که قبلاً گفته شدند (نوع جریان، نوع سیالات و ...)، متفاوت است. می‌توان با ترکیب معادله بقای جرم، معادله داری و انواع مختلف معادلات حالت معادلات جریان لازم را به وجود آورد. چون همه معادلات جریان با قانون داری مرتبط‌اند، ابتدا باید این رابطه مهم بررسی شود.

قانون داری

قانون بنیادی حرکت سیال در محیط متخلخل قانون داری است. هنری داری در سال ۱۸۵۶ عبارت ریاضی این قانون را ارائه کرده است. این قانون بیان می‌کند که سرعت یک سیال همگن در یک محیط متخلخل با گرادیان فشار و عکس ویسکوزیته سیال متناسب است. در یک سیستم افقی خطی، این رابطه به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{A} \frac{dp}{dx} \quad (12-6)$$

سرعت ظاهری در واحد سانتی‌متر بر ثانیه و برابر است با q/A (q دبی جریان حجمی در سانتی‌متر مکعب بر ثانیه و A مساحت کل مقطع جریان سنگ در واحد سانتی‌متر مربع است). به عبارت دیگر A شامل مساحت مواد سنگی و مساحت کانال‌های منافذ درون آن است. واحد ویسکوزیته سیال μ ، cp و واحد گرادیان فشار dp/dx ، اتمسفر بر سانتی‌متر است. این پارامترها نیز هم جهت با پارامترهای q و v در نظر گرفته می‌شوند. ثابت تناسب k نفوذپذیری سنگ و واحد آن نیز داری است.

علامت منفی در معادله (۱۲-۶) بدین خاطر به معادله اضافه شده که گرادیان فشار در جهت جریان منفی است (شکل ۶-۹).

در یک سیستم افقی شعاعی، گرادیان فشار مثبت (شکل ۶-۱۰) و معادله داری به صورت زیر است:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = -\frac{k}{A} \left(\frac{dp}{dr} \right)_r \quad (13-6)$$

q_r دبی حجمی جریان در شعاع r ؛

A_r مساحت مقطع جریان در شعاع r ؛

$(dp/dr)_r$ گرادیان فشار در شعاع r ؛

v سرعت ظاهری در شعاع r .

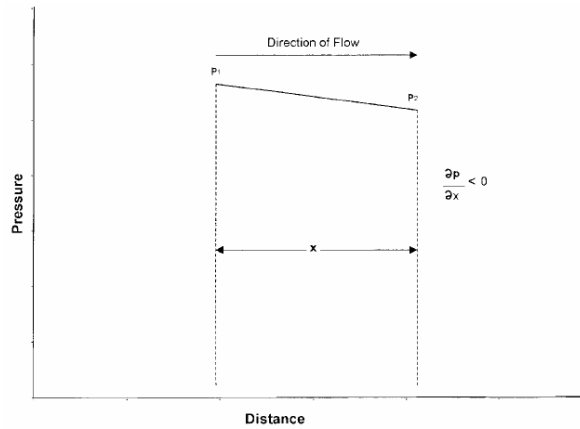
مساحت مقطع در شعاع r اصولاً مساحت سطح یک استوانه است. در چاهی که کاملاً در طول ضخامت h مشبک شده باشد، مساحت مقطع A_r چنین است:

$$A_r = 2\pi rh$$

تنها اگر شروط زیر برقرار باشند می‌توان از قانون داری استفاده کرد:

- جریان گرانرو (آرام)؛

- جریان حالت پایدار؛
- سیالات تراکم ناپذیر؛
- سازند همگن.



شکل ۹-۶: نمودار فشار بر حسب گرادیان در یک جریان خطی

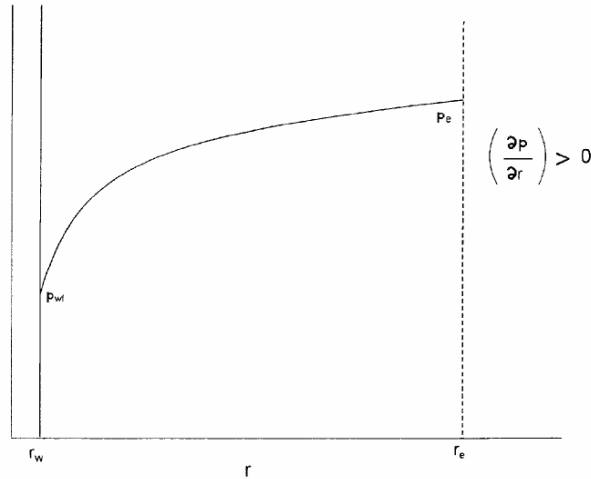
در شرایط جریان آشفته که در سرعت های بالای جریان رخ می دهد، گرادیان فشار سریعتر از دبی جریان افزایش می یابد و قانون داریسی باید تغییر کند. در صورت وجود جریان آشفته^۱، استفاده از معادله داریسی نتایج نادرستی را ایجاد خواهد کرد. اصلاح این معادله برای جریان آشفته در ادامه این فصل آورده خواهد شد.

جریان حالت پایدار

جریان حالت پایدار معرف شرایطی است که فشار در کل مخزن با گذشت زمان تغییر نمی کند. جریان حالت پایدار برای توصیف رفتار جریان چندین سیال در هندسه های مختلف مخزن به کار می رود:

- جریان خطی سیالات تراکم ناپذیر؛
- جریان خطی سیالات کمی تراکم پذیر؛
- جریان خطی سیالات تراکم پذیر؛

- جریان شعاعی سیالات تراکم ناپذیر؛
- جریان شعاعی سیالات کمی تراکم پذیر؛
- جریان شعاعی سیالات تراکم پذیر؛
- جریان چند فازی!



شکل ۱۰-۶: گرادیان فشار در جریان شعاعی

جریان خطی سیالات تراکم ناپذیر

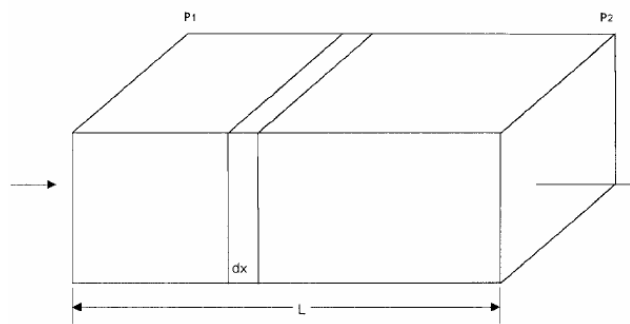
در سیستم خطی، فرض می‌شود که جریان در یک سطح مقطع ثابت A با دو انتهای آزاد اتفاق می‌افتد و هیچ جریانی به سمت بالا و پایین رخ نمی‌دهد (شکل ۱۱-۶).

اگر سیالی تراکم ناپذیر در طول المان dx در حال جریان باشد، سرعت سیال v و دبی جریان q در همه نقاط ثابت هستند. رفتار جریان در این سیستم با شکل دیفرانسیلی معادله داری (معادله ۶-۱۲) بیان می‌شود. با جدا کردن متغیرها و انتگرال‌گیری از رابطه در طول سیستم خطی:

$$\frac{q}{A} \int_0^L dx = -\frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} dp$$

یا:

$$q = \frac{kA(p_1 - p_2)}{\mu L}$$



شکل ۱۱-۶: مدل جریان خطی

این عبارت در کاربرد عملیاتی به صورت زیر نمایش داده می‌شود:

$$q = \frac{0.001127kA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (۱۴-۶)$$

q دبی جریان، bbl/day ؛

k نفوذپذیری مطلق، mD ؛

p فشار، $psia$ ؛

μ ویسکوزیته، cp ؛

L فاصله، ft ؛

A مساحت سطح مقطع، ft^2 .

مثال ۱-۶

سیالی تراکم‌ناپذیر در یک محیط متخلخل خطی با خواص زیر جریان دارد:

محاسبه کنید:

$$h = 20 \text{ ft}$$

$$\phi = 10\%$$

$$p_2 = 1990 \text{ psi}$$

$$L = 2000 \text{ ft}$$

$$k = 100 \text{ mD}$$

$$p_1 = 2000 \text{ psi}$$

$$\text{width} = 300 \text{ ft}$$

$$\mu = 2 \text{ cp}$$

الف) دبی جریان، bbl/day

ب) سرعت ظاهری سیال، ft/day

ج) سرعت حقیقی سیال، ft/day .

جواب

محاسبه مساحت سطح مقطع A :

$$A = (h)(\text{width}) = (20)(300) = 6000 \text{ ft}^2$$

الف) محاسبه دبی جریان با معادله (۶-۱۴):

$$q = \frac{(0.001127)(100)(6000)(20001990)}{(2)(2000)} = 1.6905 \text{ bbl/day}$$

ب) محاسبه سرعت ظاهری:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{(1.6905)(5.615)}{6000} = 0.0016 \text{ ft/day}$$

ج) محاسبه سرعت حقیقی سیال:

$$v = \frac{q}{\phi A} = \frac{(1.6905)(5.615)}{(0.15)(6000)} = 0.0105 \text{ ft/day}$$

اختلاف فشار ($p_1 - p_2$) در معادله (۶-۱۴) تنها نیروی رانش در یک مخزن شیب‌دار نیست. نیروی ثقل دیگر نیروی رانش مهمی است که باید در تعیین جهت و

دبی جریان آن را در نظر گرفت. نیروی گرادیان سیال (نیروی ثقل^۱) همیشه عمود به سمت پایین است در حالی که نیروی ناشی از اختلاف فشار در هر جهتی ممکن است قرار گیرد. نیرویی که باعث ایجاد جریان می شود بردار برابری از این دو نیرو است. در عمل، این نتیجه با تعریف یک پارامتر جدید به نام پتانسیل سیال^۲ به دست می آید که هم بعد با فشار است (psi) و با Φ نشان داده می شود. پتانسیل سیال در هر نقطه ای از مخزن به صورت فشار در آن نقطه منهای فشار وزن سیال روباره نسبت به یک سطح مبنای اختیاری تعریف می شود. با در نظر گرفتن فاصله عمودی نقطه i در یک مخزن تا این سطح مبنا برابر با Δz_i :

$$\Phi_i = p_i - \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_i \quad (15-6)$$

ρ دانسیته سیال lb/ft^3 است.

اگر واحد دانسیته سیال g/cc باشد، معادله بالا به معادله زیر تبدیل می شود:

$$\Phi_i = p_i - 0.433 \gamma \Delta z_i \quad (16-6)$$

Φ_i پتانسیل سیال در نقطه i ام، psi ؛

p_i فشار در نقطه i ام، psi ؛

Δz_i فاصله عمودی از نقطه i ام تا سطح مبنای انتخاب شده، ft ؛

ρ دانسیته سیال، lb/ft^3 ؛

γ دانسیته سیال، g/cm^3 .

معمولاً مبنا سطح تماس گاز - نفت آب و یا بالاترین نقطه سازند در نظر گرفته

می شود. در استفاده از معادلات (۱۵-۶) یا (۱۶-۶)، برای محاسبه پتانسیل سیال Φ_i

در مکان i ، اگر نقطه i زیر سطح مبنا قرار داشته باشد، فاصله عمودی Δz_i مثبت و

اگر بالای سطح مبنا باشد، منفی در نظر گرفته می شود. یعنی:

1- Gravitational Force

2- Fluid Potential

* اگر نقطه i بالای سطح مبنا باشد:

$$\Phi_i = p_i + \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_i$$

و:

$$\Phi_i = p_i + 0.433\gamma\Delta z_i$$

* اگر نقطه i زیر سطح مبنا باشد:

$$\Phi_i = p_i - \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_i$$

و:

$$\Phi_i = p_i - 0.433\gamma\Delta z_i$$

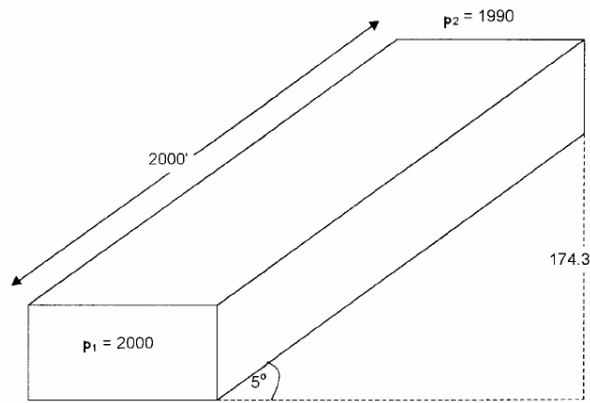
با اعمال مفهوم عمومی معادله داریسی (معادله ۶-۱۴):

$$q = \frac{0.001127kA(\Phi_1 - \Phi_2)}{\mu L} \quad (۶-۱۷)$$

باید توجه داشت که افت پتانسیل سیال $(\Phi_1 - \Phi_2)$ تنها اگر سیستم جریان افقی باشد برابر با افت فشار $(p_1 - p_2)$ است.

مثال ۶-۲

محیطی متخلخل را با خصوصیات گفته شده در مثال قبل و زاویه شیب 5° (شکل ۶-۱۲) در نظر بگیرید. دانسیته سیال تراکم ناپذیر این مخزن 42 lb/ft^3 است. مثال ۶-۱ را با این اطلاعات اضافی دوباره حل کنید.



شکل ۶-۱۲: مثال یک لایه شیبدار

جواب

مرحله اول: برای نمایش مفهوم پتانسیل سیال، سطح مبنا در نصف فاصله دو نقطه در نظر گرفته شده است: 87.15 ft (شکل ۶-۱۲).

مرحله دوم: محاسبه پتانسیل سیال در نقطه ۱ و ۲.

نقطه ۱ زیر سطح مبناست؛ بنابراین:

$$\Phi_1 = p_1 - \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_1 = 2000 - \left(\frac{42}{144} \right) (87.15) = 1974.58 \text{ psi}$$

نقطه ۲ بالای سطح مبناست:

$$\Phi_2 = p_2 + \left(\frac{\rho}{144} \right) \Delta z_2 = 1990 + \left(\frac{42}{144} \right) (87.15) = 2015.42 \text{ psi}$$

$\Phi_1 < \Phi_2$ است بنابراین سیال از نقطه ۲ به نقطه ۱ و به سمت پایین حرکت

می‌کند. اختلاف پتانسیل در این حالت برابر است با:

$$\Delta \Phi = 2015.42 - 1974.58 = 40.84 \text{ psi}$$

اگر نقطه ۲ به عنوان سطح مبنا در نظر گرفته شود:

$$\Phi_1 = p_1 - \left(\frac{\rho}{144}\right)\Delta z_1 = 2000 - \left(\frac{42}{144}\right)(174.3) = 1949.16 \text{ psi}$$

$$\Phi_2 = p_2 + \left(\frac{\rho}{144}\right)\Delta z_2 = 1990 + \left(\frac{42}{144}\right)(0) = 1990 \text{ psi}$$

این محاسبات نشان می‌دهند که بدون توجه به مکان سطح مبنا، جریان، با اختلاف پتانسیل زیر حرکتی رو به پایین (از نقطه 2 به نقطه 1) دارد:

$$\Delta\Phi = 1990 - 1949.16 = 40.84 \text{ psi}$$

مرحله سوم: محاسبه دبی جریان:

$$q = \frac{0.001127kA(\Phi_1 - \Phi_2)}{\mu L} = \frac{(0.001127)(100)(6000)(40.84)}{(2)(2000)} = 6.9 \text{ bbl/day}$$

مرحله چهارم: محاسبه سرعت:

$$\text{سرعت ظاهری} = \frac{(6.9)(5.615)}{6000} = 0.0065 \text{ ft/day}$$

$$\text{سرعت حقیقی} = \frac{(6.9)(5.615)}{(0.15)(6000)} = 0.043 \text{ ft/day}$$

جریان خطی سیالات کمی تراکم پذیر

معادله (۶-۶) رابطه فشار و حجم سیال کمی تراکم پذیر را توصیف می‌کند:

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)]$$

می‌توان معادله بالا را به صورت ترم هایی از دبی جریان به صورت زیر اصلاح

کرد:

$$q = q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (18-6)$$

q_{ref} دبی جریان در فشار مرجع است. با گذاردن معادله بالا در معادله داری:

$$\frac{q}{A} = \frac{q_{ref}}{A} \frac{[1 + c(p_{ref} - p)]}{A} = -0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

با جدا کردن متغیرها و آرایش مجدد آنها:

$$\frac{q_{ref}}{A} \int_0^L dx = -0.001127 \frac{k}{\mu} \int_{p_1}^{p_2} \left[\frac{dp}{1 + c(p_{ref} + p)} \right]$$

با انتگرال گیری از رابطه بالا:

$$q_{ref} = \left[\frac{0.001127kA}{\mu cL} \right] \ln \left[\frac{1 + c(p_{ref} - p_2)}{1 + c(p_{ref} - p_1)} \right] \quad (19-6)$$

q_{ref} دبی جریان در فشار مرجع p_{ref} ، bbl/day ؛

p_1 فشار بالا دستی، psi ؛

p_2 فشار پایین دستی، psi ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

μ ویسکوزیته، cp ؛

c تراکم پذیری متوسط سیال مایع، psi^{-1} .

با انتخاب فشار بالادستی p_1 به عنوان فشار مرجع p_{ref} و گذاردن آن در معادله

(۱۹-۶) دبی جریان در نقطه 1 به دست می آید:

$$q_1 = \left[\frac{0.001127kA}{\mu cL} \right] \ln [1 + c(p_1 - p_2)] \quad (20-6)$$

اگر فشار پایین دستی p_2 به عنوان فشار مرجع p_{ref} انتخاب و در معادله

(۱۹-۶) گذاشته شود:

$$q_2 = \left[\frac{0.001127kA}{\mu cL} \right] \ln \left[\frac{1}{1 + c(p_2 - p_1)} \right] \quad (21-6)$$

q_1 و q_2 دبی‌های جریان در نقاط ۱ و ۲ اند.

مثال ۳-۶

سیستم خطی مثال ۱-۶ را در نظر بگیرید؛ فرض کنید سیال موجود در این سیستم مایعی کم تراکم‌پذیر باشد. دبی جریان را در هر دو طرف این سیستم خطی محاسبه کنید. تراکم‌پذیری متوسط این مایع $21 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$ است.

جواب

* فشار بالا دستی را به عنوان فشار مرجع در نظر می‌گیریم:

$$q_1 = \left[\frac{(0.001127)(100)(6000)}{(2)(21 \times 10^{-5})(2000)} \right] \ln [1 + (21 \times 10^{-5})(2000 - 1990)] = 1.689 \text{ bbl/day}$$

* با انتخاب فشار پایین دستی به عنوان مرجع:

$$q_2 = \left[\frac{(0.001127)(100)(6000)}{(2)(21 \times 10^{-5})(2000)} \right] \ln \left[\frac{1}{1 + (21 \times 10^{-5})(1990 - 2000)} \right] = 1.692 \text{ bbl/day}$$

این محاسبات نشان می‌دهند که دبی‌های q_1 و q_2 تفاوت زیادی با هم ندارند زیرا سیال کمی تراکم‌ناپذیر است و حجمش تابعی قوی از فشار نیست.

جریان خطی سیالات تراکم‌پذیر (گازها)

برای یک جریان آرام (گران‌رو) گاز در یک سیستم خطی همگن، معادله حالت واقعی گاز برای محاسبه تعداد مول‌های گاز n در فشار p ، دمای T و حجم V به کار می‌رود:

$$n = \frac{pV}{zRT}$$

در شرایط استاندارد، حجمی که مول‌های بالا اشغال کرده‌اند برابر است با:

$$V_{sc} = \frac{nz_{sc}RT_{sc}}{p_{sc}}$$

با ترکیب دو معادله بالا و در نظر گرفتن $z_{sc} = 1$:

$$\frac{pV}{zT} = \frac{p_{sc}V_{sc}}{T_{sc}}$$

می‌توان رابطه بالا را به صورت ترم‌هایی از دبی جریان بیان کرد:

$$\frac{5.615pq}{zT} = \frac{p_{sc}Q_{sc}}{T_{sc}}$$

با آرایش مجدد این رابطه:

$$\left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}}\right)\left(\frac{zT}{p}\right)\left(\frac{Q_{sc}}{5.615}\right) = q \quad (22-6)$$

q دبی جریان گاز در فشار p ، bbl/day ؛

Q_{sc} دبی جریان گاز در شرایط استاندارد، scf/day ؛

z ضریب تراکم‌پذیری گاز؛

p_{sc}, T_{sc} دما و فشار استاندارد، $psia$ و $^{\circ}R$.

با قرار دادن دبی جریان گاز q در قانون دارسی (معادله ۶-۱۲):

$$\frac{q}{A} = \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}}\right)\left(\frac{zT}{p}\right)\left(\frac{Q_{sc}}{5.615}\right)\left(\frac{1}{A}\right) = -0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

ثابت 0.001127 حاصل از تبدیل واحدهای دارسی به واحدهای استفاده شده در

میادین نفتی است. با جدا کردن متغیرها و آرایش مجدد آنها:

$$\left[\frac{q_{sc} p_{sc} T}{0.006328 k T_{sc} A} \right]_0^L dx = - \int_{p_1}^{p_2} \frac{p}{z \mu_g} dp$$

با فرض مقادیر ثابت z و μ_g در فشارهای معین (p_1 و p_2) و انتگرال گیری:

$$Q_{sc} = \frac{0.003164 T_{sc} A k (p_1^2 - p_2^2)}{p_{sc} T L z \mu_g}$$

Q_{sc} دبی جریان گاز در شرایط استاندارد، scf/day ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

μ_g ویسکوزیته گاز، cp ؛

A مساحت سطح مقطع، ft^2 ؛

L طول کل سیستم خطی، ft .

با قرار دادن $p_{sc} = 14.7 \text{ psi}$ و $T_{sc} = 520^{\circ} R$ در معادله بالا:

$$Q_{sc} = \frac{0.111924 A k (p_1^2 - p_2^2)}{T L z \mu_g} \quad (۲۳-۶)$$

باید توجه کرد که خواص z و μ_g آن گازها توابع قوی از فشار هستند اما به خاطر ساده کردن شکل نهایی معادله جریان گاز از انتگرال حذف شده‌اند. معادله بالا اگر فشار کمتر از 200 psi باشد معتبر است. خواص گاز باید در فشار متوسطی که در زیر تعریف شده ارزیابی شوند:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_1^2 + p_2^2}{2}} \quad (24-6)$$

مثال ۴-۶

از یک محیط متخلخل خطی، گازی با وزن مخصوص 0.72 در دمای $120^\circ F$ عبور می‌کند. فشارهای بالا دستی و پایین دستی 2100 psi و 1894.73 psi اند. مساحت سطح مقطع ثابت و برابر 4500 ft^2 است. طول کل سیستم 2500 ft با نفوذپذیری مطلق 60 mD است. دبی جریان گاز را در واحد scf/day حساب کنید.

$$(T_{sc} = 520^\circ R \text{ و } p_{sc} = 14.7 \text{ psi})$$

جواب

مرحله اول: محاسبه فشار متوسط معادله (۲۴-۶):

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{2100^2 + 1894.73^2}{2}} = 2000 \text{ psi}$$

مرحله دوم: استفاده از وزن مخصوص گاز و محاسبه خواص شبه بحرانی اش با معادلات (۱۷-۲) و (۱۸-۲):

$$T_{pc} = 395.5^\circ R$$

$$p_{pc} = 668.4 \text{ psia}$$

مرحله سوم: محاسبه فشار و دمای شبه کاهش:

$$p_{pr} = \frac{2000}{668.4} = 2.99$$

$$T_{pr} = \frac{600}{395.5} = 1.52$$

مرحله چهارم: تعیین ضریب z با چارت استندینگ - کتز (شکل ۱-۲):

$$z = 0.78$$

مرحله پنجم: محاسبه ویسکوزیته گاز با روش لی - گونزالس - ایکن (معادلات (۶۳-۲) تا (۶۶-۲)):

$$\mu_g = 0.0173cp$$

مرحله ششم: محاسبه دبی جریان گاز با معادله (۶-۲۳):

$$Q_{sc} = \frac{(0.111924)(4500)(60)(2100^2 - 1894.73^2)}{(600)(0.78)(2500)(0.0173)} = 1,224,242 \text{ scf/day}$$

جریان شعاعی سیالات تراکم‌ناپذیر

در یک سیستم جریان شعاعی، سیالات در همه جهات به سمت چاه حرکت می‌کنند. برای جریان یافتن یک سیال، باید اختلاف فشاری در مخزن به وجود آید؛ بنابراین برای این که چاهی نفت تولید کند، فشار در سازند در کنار چاه باید کمتر از فشار در دیگر نقاط سازند باشد.

فشار در سازند نزدیک چاه تولیدی را فشار جریانی ته چاه^۱ می‌نامند. شکل ۶-۱۳ جریان شعاعی یک سیال تراکم‌ناپذیر را به سمت چاه عمودی نشان می‌دهد. ضخامت سازند در همه جای آن یک‌نواخت و برابر h و نفوذپذیری نیز در سازند یک‌نواخت و برابر k در نظر گرفته شده است. چون سیال تراکم‌ناپذیر است، دبی جریان q باید در همه فواصل ثابت باشد. به علت شرایط جریان حالت پایدار، پروفیل فشار در اطراف چاه نسبت به گذشت زمان ثابت خواهد بود.

با قرار دادن p_{wf} به عنوان فشار جریانی ته چاه در شعاع چاه r_w و p_e به عنوان فشار خارجی یا فشار در شعاع زهکشی در معادله داری (معادله (۶-۱۲))، می‌توان دبی جریان را در هر شعاع r تعیین کرد:

$$v = \frac{q}{A_r} = 0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (25-6)$$

v سرعت ظاهری سیال، $bbl/day - ft^2$ ؛

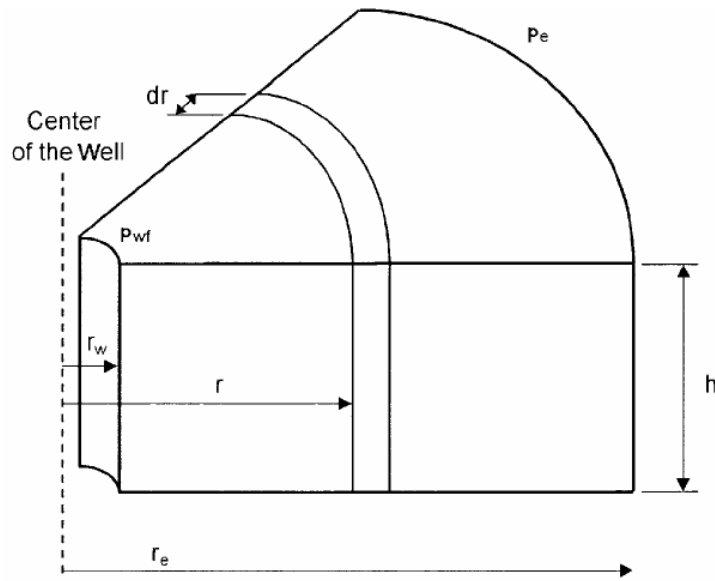
q دبی جریان در شعاع r ، bbl/day ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

μ ویسکوزیته، cp ؛

۰/۰۰۱۱۲۷ ضریب تبدیل برای نمایش معادله در واحدهای کاربردی؛

A_r مساحت سطح مقطع در شعاع r .



شکل ۶-۱۳: مدل جریان شعاعی

در این جا به علامت منفی سیستم شعاعی شکل ۶-۱۳ نیاز نیست، زیرا شعاع در جهتی یکسان با فشار افزایش می‌یابد. به عبارت دیگر، با افزایش شعاع و فاصله گرفتن از چاه فشار نیز افزایش می‌یابد. در هر نقطه‌ای از مخزن، مساحت سطح مقطع جریان برابر مساحت سطح یک استوانه است ($2\pi r h$). بنابراین:

$$v = \frac{q}{A_r} = \frac{q}{2\pi rh} = 0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

دبی جریان برای یک سیستم نفت خام به صورت قراردادی در واحدهای کاربردی در سطح (بشکته‌های تانک ذخیره (STB)) بیشتر از واحدهای مخزنی استفاده می‌شود. با استفاده از علامت Q_o برای بیان دبی جریان نفت در واحد STB/day :

$$q = B_o Q_o$$

B_o ضریب حجمی نفت، bbl/STB؛

با قرار دادن دبی جریان در معادله داری در واحد STB/day :

$$\frac{Q_o B_o}{2\pi h} = 0.001127 \frac{k}{\mu_o} \frac{dp}{dr}$$

با انتگرال‌گیری از رابطه بالا بین دو شعاع r_1 ، r_2 و فشارهای p_1 و p_2 :

$$\int_{r_1}^{r_2} \left(\frac{Q_o}{2\pi h} \right) \frac{dr}{r} = 0.001127 \int_{p_1}^{p_2} \left(\frac{k}{\mu_o B_o} \right) dp \quad (26-6)$$

برای سیستم تراکم‌ناپذیر در یک سازند همگن معادله (۶-۲۶) به صورت زیر ساده می‌شود:

$$\frac{Q_o}{2\pi h} \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r} = \frac{0.001127 k}{\mu_o B_o} \int_{p_1}^{p_2} dp$$

با حل انتگرال در رابطه بالا:

$$Q_o = \frac{0.00708 kh (p_2 - p_1)}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right)}$$

بیشتر وقت‌ها دو شعاع مورد نظر شعاع چاه r_w و شعاع خارجی یا شعاع ناحیه زهکشی r_e هستند:

$$Q_o = \frac{0.00708kh(p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (27-6)$$

Q_o دبی جریان نفت، STB/day ؛

p_e فشار خارجی، psi ؛

p_{wf} فشار جریانی ته چاه، psi ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

μ_o ویسکوزیته نفت، cp ؛

B_o ضریب حجمی نفت، bbl/STB ؛

h ضخامت، ft ؛

r_e شعاع خارجی یا زهکشی، ft ؛

r_w شعاع چاه، ft .

شعاع خارجی (زهکشی) r_e معمولاً شعاع یک ناحیه دایره‌ای شکل در اطراف چاه در نظر گرفته می‌شود:

$$\pi r_e^2 = 43,560 A$$

$$r_e = \sqrt{\frac{43,560 A}{\pi}} \quad (28-6)$$

A مساحت دایره مورد نظر است.

در عمل نه شعاع خارجی و نه شعاع چاه دقیقاً مشخص نیستند. خوشبختانه آنها به صورت لگاریتمی در معادله قرار می‌گیرند و خطا بسیار کمتر می‌شود.

می‌توان معادله (۲۷-۶) را دوباره آرایش داد و برای فشار p در هر شعاع r حل کرد:

$$p = p_{wf} + \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh} \right) \ln \left(\frac{r}{r_w} \right) \quad (29-6)$$

مثال ۵-۶

چاه نفتی در میدان نیملس با دبی تثبیت شده 650 STB/day و فشار جریان تثبیت شده ته چاه 1800 psi تولید می‌کند. تحلیل داده‌های آزمایش ساخت فشار نشان می‌دهد که ضخامت و نفوذپذیری این محیط همگن و برابر با 25 ft و 120 mD است. این چاه ناحیه‌ای را به وسعت تقریبی 40 acres زهکشی می‌کند. با وجود اطلاعات اضافی زیر:

$$r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$A = 40 \text{ acres}$$

$$B_o = 1.25 \text{ bbl/STB}$$

$$\mu_o = 2.5 \text{ cp}$$

پروفیل (توزیع) فشار را محاسبه کنید و افت فشار در بازه‌های یک فوتی را از 1.25 ft تا 4 ft تا 5 ft ، 19 ft تا 20 ft ، 99 ft تا 100 ft و نهایتاً 744 ft تا 745 ft محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: آرایش معادله (۶-۲۷) و حل آن نسبت به فشار در شعاع r :

$$p = p_{wf} + \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh} \right) \ln \left(\frac{r}{r_w} \right)$$

$$p = 1800 + \left(\frac{(2.5)(1.25)(600)}{(0.00708)(120)(25)} \right) \ln \left(\frac{r}{0.25} \right)$$

$$p = 1800 + 88.28 \ln \left(\frac{r}{r_w} \right)$$

مرحله دوم: محاسبه فشار در شعاع های مطرح شده:

به نظر چندین محقق بهتر است از فشار متوسط مخزن که از آزمایش‌های فشار به دست می‌آید در محاسبات موازنه جرم و پیش‌بینی دبی جریان استفاده کرد. کرفت و هاوکینز نشان داده‌اند که فاصله فشار میانگین طول شعاع زهکشی r_e ، برای برقراری شرط جریان حالت پایدار، ۶۱ درصد است. با گذاردن $0.61r_e$ در معادله (۶-۲۹):

$$p(@r = 0.61r_e) = p_r = p_{wf} + \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh} \right) \ln \left(\frac{0.61r_e}{r_w} \right)$$

یا در ترم دبی جریان:

$$Q_o = \frac{0.00708kh(p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{0.61r_e}{r_w} \right)} \quad (۳۰-۶)$$

$$\ln \left(\frac{0.61r_e}{r_w} \right) = \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5$$

است؛ بنابراین:

$$Q_o = \frac{0.00708kh(p_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \right]} \quad (۳۱-۶)$$

گلان و ویستون^۱ روشی را برای تقریب‌زدن ناحیه زهکشی چاه‌های تولیدی از یک مخزن معمولی پیشنهاد داده‌اند. آن دو فرض کرده‌اند که حجم زهکشی شده با یک چاه متناسب با دبی جریان است. با فرض خصوصیات ثابت مخزن و ضخامت یکنواخت، مساحت زهکشی یک چاه مجرد A_w به صورت زیر تقریب زده می‌شود:

1- Golan and Whitson

$$A_w = A_T \left(\frac{q_w}{q_T} \right) \quad (۳۲-۶)$$

A_w مساحت زهکشی؛

A_T مساحت کل میدان؛

q_T دبی کل جریان میدان؛

q_w دبی جریان چاه.

جریان شعاعی سیالات کمی تراکم پذیر

کرفت و همکارانش از معادله (۶-۱۸) برای نشان دادن وابستگی دبی جریان به فشار برای سیالات تراکم پذیر استفاده کرده اند. اگر این معادله در حالت شعاعی قانون دارسی گذاشته شود، عبارت زیر به دست می آید:

$$\frac{q}{A_r} = \frac{q_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)]}{2\pi rh} = 0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

q_{ref} دبی جریان در فشار مرجع P_{ref} است.

با جدا کردن متغیرهای معادله بالا و انتگرال گیری از رابطه حاصل در طول محیط

متخلخل:

$$\frac{q_{ref} \mu}{2\pi kh} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = 0.001127 \int_{p_{wf}}^{p_e} \frac{dp}{1 + c(p_{ref} - p)}$$

یا:

$$q_{ref} = \left[\frac{0.00708kh}{\mu c \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \ln \left[\frac{1 + c(p_e - p_{ref})}{1 + c(p_{wf} - p_{ref})} \right]$$

در صورت انتخاب فشار جریانی ته چاه p_{wf} به عنوان فشار مرجع در رابطه بالا:

$$Q_o = \left[\frac{0.00708kh}{\mu_o B_o c_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \ln[1 + c_o(p_e - p_{wf})] \quad (۳۳-۶)$$

c_o ضریب تراکم‌پذیری ایزوترمال، psi^{-1} ؛

Q_o دبی جریان نفت، STB/day ؛

k نفوذپذیری، mD .

مثال ۶-۶

داده‌های زیر به چاهی در میدان رد-ریور^۱ مربوط‌اند:

$$p_{wf} = 1800 \text{ psi}$$

$$r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$\mu_o = 2.5 \text{ cp}$$

$$h = 25 \text{ ft}$$

$$p_e = 2506 \text{ psi}$$

$$r_e = 745 \text{ ft}$$

$$B_o = 1.25 \text{ bbl/STB}$$

$$k = 0.12 \text{ Darcy}$$

$$c_o = 25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

با فرض سیالی کمی تراکم‌پذیر، دبی جریان نفت را محاسبه کنید. نتایج را با نتایج

سیال تراکم‌ناپذیر مقایسه کنید.

جواب

برای سیالی کمی تراکم‌پذیر، دبی جریان نفت با معادله (۳۳-۶) محاسبه می‌شود:

$$Q_o = \left[\frac{(0.00708)(120)(25)}{(2.5)(1.25)(25 \times 10^{-6}) \ln\left(\frac{745}{0.25}\right)} \right] \ln[1 + (25 \times 10^{-6})(2506 - 1800)]$$

$$= 595 \text{ STB/day}$$

با فرض سیالی تراکم‌ناپذیر، دبی جریان با معادله داری (معادله ۶-۲۷)) تخمین زده می‌شود:

$$Q_o = \frac{(0.00708)(120)(25)(2506-1800)}{(2.5)(1.25)\ln\left(\frac{745}{0.25}\right)} = 600 \text{ STB/day}$$

جریان شعاعی گازهای تراکم‌پذیر

حالت دیفرانسیلی پایه قانون داری برای یک جریان افقی آرام، برای توصیف جریان هر دو سیستم گاز و مایع معتبر است. برای جریان شعاعی گازها، معادله داری به صورت زیر خواهد بود:

$$q_{gr} = \frac{0.001127(2\pi rh)k}{\mu_g} \frac{dp}{dr} \quad (۶-۳۴)$$

q_{gr} دبی جریان گاز در شعاع r ، bbl/day ؛

r فاصله شعاعی، ft ؛

h ضخامت منطقه، ft ؛

μ_g ویسکوزیته گاز، cp ؛

p فشار، psi ؛

۰/۰۰۱۱۲۷ ثابت تبدیل واحدهای داری به واحدهای کاربردی در میادین نفتی.

معمولاً دبی جریان گاز در واحد scf/day نمایش داده می‌شود. با در نظر گرفتن دبی جریان گاز در شرایط استاندارد به صورت Q_g ، می‌توان دبی جریان گاز q_{gr} تحت فشار و دما را به دبی جریان گاز در شرایط استاندارد، با معادله حالت گاز واقعی برای هر دو شرایط، تبدیل کرد:

$$\frac{5.615q_{gr} p}{zRT} = \frac{Q_g P_{sc}}{z_{sc} RT_{sc}}$$

یا:

$$\left(\frac{p_{sc}}{5.615T_{sc}}\right)\left(\frac{zT}{p}\right)Q_g = q_{gr} \quad (۳۵-۶)$$

p_{sc} فشار استاندارد، $psia$ ؛

T_{sc} دمای استاندارد، $^{\circ}R$ ؛

Q_g دبی جریان گاز، scf/day ؛

q_{gr} دبی جریان گاز در فاصله r ، bbl/day ؛

p فشار در شعاع r ، $psia$ ؛

T دمای مخزن، $^{\circ}R$ ؛

z ضریب تراکم‌پذیری گاز در p ، T ؛

z_{sc} ضریب تراکم‌پذیری گاز در شرایط استاندارد، $z_{sc} \cong 1.0$.

نتیجه ترکیب معادلات (۳۴-۶) و (۳۵-۶) معادله زیر است:

$$\left(\frac{p_{sc}}{5.615T_{sc}}\right)\left(\frac{zT}{p}\right)Q_g = \frac{0.001127(2\pi rh)k}{\mu_g} \frac{dp}{dr}$$

با در نظر گرفتن $T_{sc} = 520^{\circ}R$ و $p_{sc} = 14.7 psia$:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right)\frac{dr}{r} = 0.703\left(\frac{2p}{\mu_g z}\right)dp \quad (۳۶-۶)$$

با انتگرال‌گیری از معادله بالا در بازه شرایط چاه (r_w, p_{wf}) تا هر نقطه‌ای در

مخزن (r, p):

$$\int_{r_w}^r \left(\frac{TQ_g}{kh}\right)\frac{dr}{r} = 0.703 \int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right)dp \quad (۳۷-۶)$$

شرایط قانون داریسی را در این معادله (۳۷-۶) اعمال می‌کنیم:

- در همه شعاع ها ثابت است (شرط جریان حالت پایدار)؛
- h و k در کل مخزن ثابت هستند (شرط سازند همگن).

با احتساب شروط بالا:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703 \int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp$$

می توان ترم $\int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp$ را به صورت زیر بسط داد:

$$\int_{p_{wf}}^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp - \int_0^{p_{wf}} \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp$$

از ترکیب روابط بالا:

$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) = 0.703 \left[\int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp - \int_0^{p_{wf}} \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp \right] \quad (38-6)$$

ترم $\int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp$ پتانسیل گاز واقعی^۱ و یا شبه فشار گاز واقعی^۲ نامیده می شود و معمولاً به صورت $m(p)$ یا ψ نشان داده می شود:

$$m(p) = \psi = \int_0^p \left(\frac{2p}{\mu_g z}\right) dp \quad (39-6)$$

معادله (38-6) را می توان به صورت ترم هایی از پتانسیل گاز واقعی نوشت:

-
- 1- Real Gas Potential
 - 2- Real Gas Pseudopressure

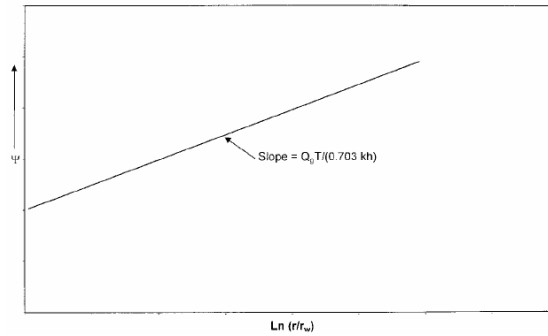
$$\left(\frac{TQ_g}{kh}\right) \ln \frac{r}{r_w} = 0.703(\psi - \psi_w)$$

یا:

$$\psi = \psi_w + \frac{Q_g T}{0.703 kh} \ln \frac{r}{r_w} \quad (40-6)$$

معادله بالا نشان می‌دهد که از رسم ψ بر حسب $\ln\left(\frac{r}{r_w}\right)$ خطی راست با شیب

$\left(\frac{Q_g T}{0.703 kh}\right)$ و عرض از مبدأ ψ_w تشکیل می‌شود (شکل ۱۵-۶).



شکل ۱۵-۶: گراف ψ بر حسب $\ln\left(\frac{r}{r_w}\right)$

در این حالت دبی جریان با رابطه زیر به دقت تعریف می‌شود:

$$Q_g = \frac{0.703 kh(\psi - \psi_w)}{T \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)} \quad (41-6)$$

در حالت خاص، زمانی که $r = r_e$ باشد:

$$Q_g = \frac{0.703kh(\psi_e - \psi_w)}{T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (42-6)$$

ψ_e پتانسیل گاز واقعی ارزیابی شده در بازه فشاری 0 تا p_e ، psi^2/cp ؛

ψ_w پتانسیل گاز واقعی ارزیابی شده در بازه فشاری 0 تا p_{wf} ، psi^2/cp ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

h ضخامت، ft ؛

r_e شعاعی زهکشی، ft ؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

Q_g دبی جریان گاز، scf/day .

معمولاً واحد بیان دبی جریان گاز $Mscf/day$ است:

$$Q_g = \frac{kh(\psi_e - \psi_w)}{1422T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (43-6)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ است.

می‌توان معادله (۴۳-۶) را به صورت ترم‌هایی از فشار متوسط مخزن به جای

فشار اولیه مخزن نشان داد:

$$Q_g = \frac{kh(\psi_r - \psi_w)}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 \right]} \quad (44-6)$$

برای محاسبه انتگرال در معادله (۴۳-۶)، مقادیر $\left(\frac{2p}{\mu_g z}\right)$ در چندین فشار p

محاسبه می‌شوند. سپس نمودار $\left(\frac{2p}{\mu_g z}\right)$ بر حسب p در مقیاس کارتیزین رسم و

مساحت ناحیه زیر منحنی به صورت عددی و گرافیکی تخمین زده می‌شود. این

مساحت زیر منحنی از 0 تا هر فشار p معرف مقدار ψ مرتبط با هر p است. مثال زیر این فرایند را روشن تر می کند.

مثال ۷-۶

داده های PVT زیر به یک چاه گازی در میدان گازی آناکوندا^۱ مربوط اند:

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

این چاه در فشار جریان ته چاه تثبیت شده 3600 psi تولید می کند. شعاع چاه

0.3 ft است و اطلاعات اضافی زیر نیز موجود اند:

$$k = 65\text{ mD}$$

$$h = 15\text{ ft}$$

$$T = 600^\circ\text{ R}$$

$$p_e = 4400\text{ psi}$$

$$r_e = 1000\text{ ft}$$

دبی جریان گاز را در واحد Mscf/day محاسبه کنید.

جواب

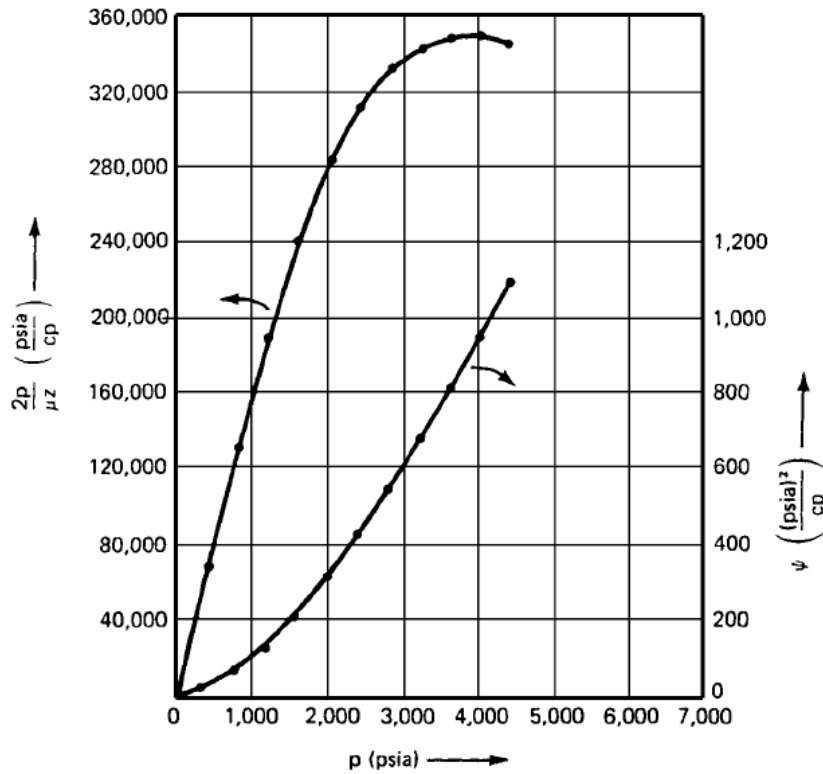
مرحله اول: محاسبه ترم $\left(\frac{2p}{\mu_g z}\right)$ برای هر فشار:

p (psi)	μ_g (cp)	z	$\frac{2p}{\mu_g z} \left(\frac{\text{psia}}{\text{cp}} \right)$
0	0.0127	1.000	0
400	0.01286	0.937	66391
800	0.01390	0.882	130508
1200	0.01530	0.832	188537
1600	0.01680	0.794	239894
2000	0.01840	0.770	282326
2400	0.02010	0.763	312983
2800	0.02170	0.775	332986
3200	0.02340	0.797	343167
3600	0.02500	0.827	348247
4000	0.02660	0.860	349711
4400	0.02831	0.896	346924

مرحله دوم: رسم نمودار $\left(\frac{2p}{\mu_g z} \right)$ بر حسب فشار (شکل ۶-۱۶).

مرحله سوم: محاسبه عددی مساحت زیر منحنی برای هر مقدار از p . این مساحت ها معادل پتانسیل گاز واقعی ψ در هر فشاری اند که در جدول زیر برای فشارهای مختلف فهرست شده اند:

p (psi)	$\psi \left(\frac{\text{psi}^2}{\text{cp}} \right)$
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



شکل ۶-۱۶: داده های شبه فشار گاز واقعی برای مثال ۶-۷

مرحله چهارم: محاسبه دبی جریان با معادله (۶-۴۱):

$$p_w = 816.0 \times 10^6$$

$$p_e = 1089 \times 10^6$$

$$Q_g = \frac{(65)(15)(1089 - 816) \times 10^6}{(1422)(600) \ln\left(\frac{1000}{0.25}\right)} = 37,614 \text{ Mscf/day}$$

تقریب دبی جریان گاز

می توان با انتقال ترم $\left(\frac{2}{\mu_g z}\right)$ به عنوان ثابت به خارج از حالات مختلف قانون

دارسی (معادلات (۶-۳۷) تا (۶-۴۴)) دبی دقیق جریان گاز را تقریب زد. باید توجه داشت که $\mu_g z$ تنها تحت بازه فشاری کمتر از 2000 psi به عنوان ثابت در نظر

گرفته می‌شود. در این صورت می‌توان معادله (۶-۴۳) را به صورت زیر دوباره آرایش داد:

$$Q_g = \left[\frac{kh}{1422T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \int_{p_{wf}}^{p_e} \left(\frac{2p}{\mu_g z} \right) dp \right]$$

با انتقال این ترم به پشت انتگرال و تکمیل فرایند انتگرال‌گیری:

$$Q_g = \frac{kh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422T(\mu_g z)_{avg} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (۶-۴۵)$$

Q_g دبی جریان گاز، Mscf/day؛

k نفوذپذیری، mD

ترم $(\mu_g z)_{avg}$ در فشار متوسط \bar{p} ارزیابی می‌شود. این فشار به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_{wf}^2 + p_e^2}{2}}$$

روش تقریب بالا به روش مربع فشار^۱ معروف است. این فرایند به فشارهای مخزن زیر فشار ۲۰۰۰ psi محدود است. روش‌های دیگر در فصل هفتم بررسی خواهند شد.

مثال ۸-۶

با اطلاعات مثال ۶-۷، دبی جریان گاز را با استفاده از روش مربع فشار دوباره به دست آورید و آن را با نتیجه روش دقیق (روش پتانسیل گاز واقعی) مقایسه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه میانگین حسابی فشار:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{4400^2 + 3600^2}{2}} = 4020 \text{ psi}$$

مرحله دوم: تعیین ویسکوزیته و ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار 4020 psi:

$$\mu_g = 0.0267 \text{ cp}$$

$$z = 0.862$$

مرحله سوم: محاسبه دبی جریان گاز با معادله (۶-۴):

$$Q_g = \frac{(65)(15)(4400^2 - 3600^2)}{(1422)(600)(0.0267)(0.862) \ln\left(\frac{1000}{0.25}\right)} = 38,314 \text{ Mscf/day}$$

مرحله چهارم: نتایج نشان می‌دهند که روش مربع فشار جواب دقیق 37.614 را با خطای مطلق 1.86% به دست می‌دهد. این خطا ناشی از قابلیت محدود کاربرد روش مربع فشار در حوضه فشاری زیر 2000 psi است.

جریان چند فازی افقی

زمانی که چندین سیال مختلف هم‌زمان در یک سیستم متخلخل افقی در جریان باشند، مفهوم نفوذپذیری مؤثر برای هر فاز و خواص فیزیکی مرتبط با آن باید در معادله دارسی اعمال شود. برای یک سیستم شعاعی، حالت کلی معادله دارسی برای هر مخزنی به صورت زیر است:

$$q_o = 0.001127 \left(\frac{2\pi rh}{\mu_o} \right) k_o \frac{dp}{dr}$$

$$q_w = 0.001127 \left(\frac{2\pi rh}{\mu_w} \right) k_w \frac{dp}{dr}$$

$$q_g = 0.001127 \left(\frac{2\pi rh}{\mu_g} \right) k_g \frac{dp}{dr}$$

؛ mD ، k_o, k_w, k_g نفوذپذیری مؤثر نفت، آب و گاز،

؛ cp ، μ_o, μ_w, μ_g ویسکوزیته نفت، آب و گاز،

؛ q_o, q_w, q_g دبی‌های جریان نفت، آب و گاز، bbl/day ؛

k نفوذپذیری مطلق، mD .

نفوذپذیری مؤثر به صورت ترم‌هایی از نفوذپذیری مطلق و نسبی تعریف می‌شود.

این عبارات در معادلات (۵-۱) تا (۵-۳) به صورت زیر ارائه شده‌اند:

$$k_o = k_{ro} k$$

$$k_w = k_{rw} k$$

$$k_g = k_{rg} k$$

با اعمال مفاهیم بالا در معادله داریسی و بیان دبی جریان در شرایط استاندارد:

$$Q_o = 0.00708(rhk) \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \frac{dp}{dr} \quad (۴۶-۶)$$

$$Q_w = 0.00708(rhk) \left(\frac{k_{rw}}{\mu_w B_w} \right) \frac{dp}{dr} \quad (۴۷-۶)$$

$$Q_g = 0.00708(rhk) \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) \frac{dp}{dr} \quad (۴۸-۶)$$

؛ Q_o, Q_w دبی‌های جریان نفت و آب، STB/day ؛

؛ B_w, B_o ضرایب حجمی نفت و آب، bbl/STB ؛

؛ Q_g دبی جریان گاز، scf/day ؛

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf ؛

k نفوذپذیری مطلق، mD .

ضریب حجمی گاز B_g قبلاً با معادله (۲-۵۴) نمایش داده شده است:

$$B_g = 0.005035 \frac{zT}{p}$$

با انتگرال‌گیری از معادلات (۶-۴۶) تا (۶-۴۸) نتایج زیر حاصل می‌شوند:

* برای فاز نفتی:

$$Q_o = \frac{0.00708(kh)(k_{ro})(p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (۶-۴۹)$$

* برای فاز آب:

$$Q_w = \frac{0.00708(kh)(k_{rw})(p_e - p_{wf})}{\mu_w B_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (۶-۵۰)$$

* برای فاز گاز:

به صورت عبارتی از پتانسیل گاز واقعی:

$$Q_g = \frac{(kh)(k_{rg})(\psi_e - \psi_w)}{1422T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (۶-۵۱)$$

به صورت عبارتی از مربع فشار:

$$Q_g = \frac{(kh)(k_{rg})(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422(\mu_g z)_{avg} T \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (۶-۵۲)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

k نفوذپذیری مطلق، mD ؛

T دما، R .

در تعداد زیادی از محاسبات مهندسی نفت، معمولاً دبی جریان هر فاز به صورت نسبتی از دیگر سیال در حال جریان بیان می‌شود. دو نسبت مهم جریان عبارت‌اند از: نسبت آبی به نفت (WOR) و نسبت آبی به گاز به نفت (GOR). می‌توان از حالت کلی معادله داری برای تعیین هر دو نسبت جریان استفاده کرد. نسبت آب به نفت به صورت نسبت دبی جریان آب به دبی جریان نفت تعریف می‌شود. هر دو دبی در واحد STB/day بیان می‌شوند:

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o}$$

با تقسیم معادله (۶-۴۶) بر معادله (۶-۴۸):

$$WOR = \left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_w B_w} \right) \quad (۶-۵۳)$$

WOR نسبت آب به نفت، STB/STB است.

واحد GOR آبی scf/STB است. این ترم به صورت دبی جریان کل گاز (گاز آزاد و گاز محلول) به دبی جریان نفت تعریف شده است:

$$GOR = \frac{Q_o R_s + Q_g}{Q_o}$$

یا:

$$GOR = R_s + \frac{Q_g}{Q_o} \quad (۶-۵۴)$$

GOR نسبت آبی گاز به نفت، scf/STB ؛

R_s قابلیت انحلال گاز، scf/STB ؛

Q_g دبی جریان گاز آزاد، scf/day ؛

Q_o دبی جریان نفت، STB/day .

با گذاردن معادله‌های (۶-۴۶) و (۶-۴۸) در معادله (۶-۵۴):

$$GOR = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) \left(\frac{\mu_o B_o}{\mu_g B_g} \right) \quad (55-6)$$

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf است.

کاربردهای عملی این دو نسبت دبی جریان (GOR و WOR) در فصل های آینده کاملاً بررسی خواهند شد.

جریان حالت شبه پایدار

شکل ۶-۱۷ A چاهی بسته را در مرکز یک مخزن دایره‌ای به شعاع r_e و فشار p_i یکنواخت در کل مخزن نشان می‌دهد. این شرایط اولیه مخزن زمان تولید صفر را نشان می‌دهند. اگر چاه در مدار تولید با دبی جریان ثابت q قرار گیرد، فشار در سطح تماس چاه و مخزن (به سمت درون مخزن) آشفته می‌شود. با باز شدن چاه، فشار p_{wf} در ته چاه ناگهان می‌افتد. این آشفته‌گی فشار با گذشت زمان از چاه فاصله می‌گیرد و به مخزن نفوذ می‌کند. مقدار فاصله گرفتن این آشفته‌گی از چاه به عوامل زیر بستگی دارد:

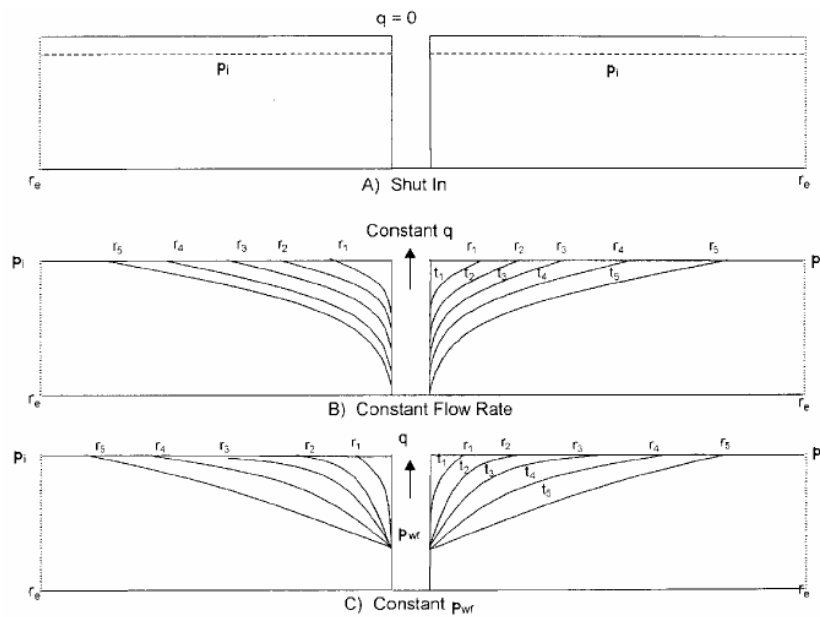
- نفوذپذیری؛
- تخلخل؛
- ویسکوزیته سیال؛
- تراکم‌پذیری های سنگ و سیال.

شکل ۶-۱۷ B نشان می‌دهد که در زمان t_1 ، آشفته‌گی فشار به فاصله r_1 در مخزن رسیده است. شعاع آشفته‌گی فشار با گذشت زمان پیوسته افزایش می‌یابد. معمولاً به این شعاع شعاع جستجو^۱ می‌گویند (r_{inv}). تا زمانی که شعاع جستجو به مرکز مخزن نرسد، رفتار مخزن مشابه رفتار یک مخزن با گستره نامحدود است. در طول این زمان اصطلاحاً می‌گویند مخزن عملکرد نامحدود دارد زیرا شعاع زهکشی خارجی r_w به صورت ریاضی بی‌نهایت است. چاهی که تحت یک فشار ته چاهی در حال جریان

1- Radius of Investigation

است به همین شکل توصیف می‌شود. در شکل ۶-۱۷ C پراکنش شعاع جستجو نسبت به زمان دیده می‌شود. در زمان t_4 ، آشفستگی فشار به مرز رسیده است ($r_{inv} = r_e$). این باعث می‌شود که رفتار فشار تغییر کند.

بر اساس این بحث جریان ترانزینت (حالت ناپایدار) به صورت دوره‌ای از زمان تعریف می‌شود که طی آن مرز هیچگونه اثری به رفتار فشار در مخزن ندارد و مخزن شبیه یک مخزن نامحدود عمل خواهد کرد. دوره ترانزینت جریان در شکل ۶-۱۷ B در طول بازه زمانی $0 < t < t_5$ برای سناریوی دبی جریان ثابت و در شکل ۶-۱۷ C در طول بازه زمانی $0 < t < t_5$ برای سناریوی فشار ته چاهی ثابت رخ می‌دهد.



شکل ۶-۱۷: توزیع فشار به صورت تابعی از زمان

معادله پایه جریان ترانزینت

در شرایط جریان حالت پایدار، همان مقداری از سیال که وارد سیستم می‌شود از آن خارج می‌شود. در شرایط جریان ناپایدار دبی جریان ورودی به المانی از حجم یک مخزن ممکن است برابر با دبی جریان خروجی از همان المان نباشد. بر این اساس،

محتویات سیال در محیط متخلخل با زمان تغییر می‌کنند. متغیرهای جریان حالت ناپایدار، علاوه بر آنهایی که قبلاً برای جریان حالت پایدار گفته شدند، عبارت‌اند از:

- زمان، t ؛
- تخلخل، ϕ ؛
- تراکم‌پذیری کل، C_i .

فرمول ریاضی معادله جریان ترانزینت بر ترکیب سه معادله مستقل و یک دسته مشخص از شرایط اولیه تشکیل دهنده شرایط ناپایدار استوار است. این معادلات و شرایط مرزی در زیر به اختصار توضیح داده می‌شوند:

الف) معادله پیوستگی^۱

معادله پیوستگی در واقع یک معادله موازنه جرم است که هر پوند جرم از سیال تولید شده، تزریق شده یا باقی‌مانده در مخزن را محاسبه می‌کند.

ب) معادله مومتم (اندازه حرکت)^۲

برای توصیف دبی جریان سیال ورودی یا خروجی از مخزن، معادلات پیوستگی و معادله حرکت سیال با هم ترکیب می‌شوند. اصولاً، معادله مومتم همان حالت کلی دیفرانسیلی معادله داریسی است.

ج) معادله تراکم‌پذیری^۳

معادله تراکم‌پذیری سیال (گفته شده به صورت ترم‌هایی از حجم) برای فرمول‌بندی معادله حالت ناپایدار با هدف توصیف تغییرات حجم سیال بصورت تابعی از فشار به کار می‌رود.

1- Continuity Equation
2- Transport Equation
3- Compressibility Equation

(د) شرایط اولیه و مرزی

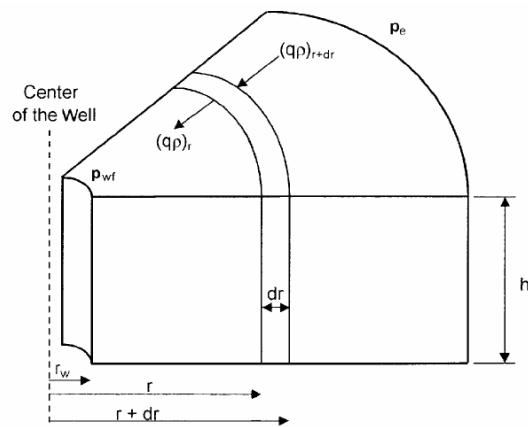
دو شرط مرزی و یک شرط اولیه برای تکمیل فرمول و حل معادله جریان ترانزیانت لازم‌اند:

- سازند تحت یک دبی ثابت به درون چاه تولید می‌کند:
 - هیچگونه جریانی در مرز خارجی وجود ندارد و مخزن شبیه یک مخزن نامحدود ($r_e = \infty$) رفتار می‌کند.
- شرط اولیه به سادگی بیان می‌کند که مخزن در زمان شروع تولید ($t = 0$) تحت یک فشار یک‌نواخت است.

المان جریان شکل ۱۸-۶ را در نظر بگیرید. عرض این المان dr و به فاصله r از مرکز چاه است. حجم این المان متخلخل dV است. بر اساس مفهوم معادله موازنه جرم، مقدار جریان جرم ورودی به المان منهای مقدار جریان جرم خروجی از المان در طول اختلاف زمان Δt مساوی مقدار جرم انباشتی در طول آن بازه زمانی است:

$$\text{جرم باقی‌مانده در المان در زمان } \Delta t = \text{جرم خروجی به حجم} \quad (۵۶-۶)$$

$$\text{المان در زمان } \Delta t - \text{جرم ورودی به حجم المان در زمان } \Delta t$$



شکل ۱۸-۶: نمایشی از جریان شعاعی

ترم‌های موجود در معادله (۵۶-۶) در زیر توضیح داده می‌شوند:

جرم ورودی به المان حجمی در بازه زمانی Δt

$$(Mass)_{in} = \Delta t (Av\rho)_{r+dr} \quad (57-6)$$

v سرعت سیال در حال جریان، ft/day ؛

ρ دانسیته سیال در $(r + dr)$ ، lb/ft^3 ؛

A مساحت در $(r + dr)$ ، ft^2 ؛

Δt بازه زمانی، $days$.

مساحت المان در طرف ورودی سیال برابر است با:

$$A_{r+dr} = 2\pi(r + dr)h \quad (58-6)$$

با ترکیب دو معادله قبلی:

$$(Mass)_{in} = 2\pi\Delta t(r + dr)h(v\rho)_{r+dr} \quad (59-6)$$

جرم خروجی از المان حجمی

با اجرای فرایندی مشابه حالت قبل:

$$(Mass)_{out} = 2\pi\Delta t r h (v\rho)_r \quad (60-6)$$

انباشت کل جرم

حجم یک المان با شعاع r برابر است با:

$$V = \pi r^2 h$$

با مشتق‌گیری از معادله بالا نسبت به t داریم:

$$\frac{dV}{dr} = 2\pi rh$$

یا:

$$dV = (2\pi rh)dr \quad (۶۱-۶)$$

$$\Delta t = dV [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]$$

با گذاردن dV در معادله بالا:

$$(2\pi rh)dr [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t] = \Delta t \quad (۶۲-۶)$$

در صورت گذاردن روابط محاسبه شده به جای ترم‌های معادله (۵۶-۶):

$$2\pi h(r + dr)\Delta t(\phi\rho)_{r+dr} - 2\pi hr\Delta t(\phi\rho)_r = (2\pi rh)dr [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]$$

با تقسیم معادله بالا به $(2\pi rh)dr$ و ساده کردن رابطه:

$$\frac{1}{rdr} [(r + dr)(v\rho)_{r+dr} - r(v\rho)_r] = \frac{1}{\Delta t} [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]$$

یا:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} [r(v\rho)] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \quad (۶۳-۶)$$

ϕ تخلخل؛

ρ دانسیته، lb/ft^3 ؛

v سرعت سیال، ft/day .

معادله (۶۳-۶) به معادله پیوستگی معروف است. این معادله اصل بقای جرم^۱ در مختصات شعاعی را نمایش می‌دهد.

معادله اندازه حرکت باید در معادله پیوستگی اعمال شود تا سرعت سیال را به گرادیان فشار در حجم کنترلی dV نسبت دهد. قانون داری اصولاً معادله پایه

حرکت است که نشان می‌دهد سرعت متناسب با گرادیان فشار $\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)$ است. از معادله (۶-۲۵) داریم:

$$v = (5.615)(0.001127) \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

$$v = 0.006328 \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (۶-۶۴)$$

k نفوذپذیری، mD ؛

v سرعت، ft/day .

از ترکیب معادله (۶-۶۴) با معادله (۶-۶۳):

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (۶-۶۵)$$

با بسط طرف سمت راست معادله و مشتق گرفتن از آن می‌توان ترم تداخل را از ترم مشتق جزئی در سمت راست معادله بالا حذف کرد:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (۶-۶۶)$$

تداخل با رابطه زیر با تراکم‌پذیری سازند ارتباط دارد (فصل چهارم):

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (۶-۶۷)$$

با استفاده از قانون مشتق زنجیره‌ای برای $\frac{\partial \phi}{\partial t}$:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t}$$

با گذاشتن معادله (۶-۶۷) در این معادله:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t}$$

در نهایت با گذاشتن رابطه بالا در معادله (۶-۶۶) و قرار دادن نتیجه در معادله (۶-۶۵):

$$\frac{0.006328}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k}{\mu} (\rho r) \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi \rho c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (۶-۶۸)$$

معادله (۶-۶۸) معادله کلی دیفرانسیل جزئی برای توصیف جریان هر سیال در جهت شعاعی در یک محیط متخلخل است. علاوه بر فرضیات اولیه، معادله داری نیز به این معادله اضافه شده که از آرام بودن جریان حکایت دارد. اگر این شرط وجود نداشته باشد، معادله به هیچ نوع سیالی محدود نیست و برای همه گازها و مایعات معتبر است.

معادلات کاربردی برای سیالات تراکم‌پذیر و کمی تراکم‌پذیر باید جداگانه‌ای ارائه شوند و گرنه نمی‌توان از معادلات بالا برای این دو حالت استفاده کرد. در ادامه دو سیستم زیر بررسی خواهند شد:

- جریان شعاعی سیالات کمی تراکم‌پذیر؛
- جریان شعاعی سیالات تراکم‌پذیر.

جریان شعاعی سیالات کمی تراکم‌پذیر

برای ساده کردن معادله (۶-۶۸)، فرض می‌شود که نفوذپذیری و ویسکوزیته نسبت به فشار، زمان و فاصله ثابت هستند. در این صورت:

$$\left(\frac{0.006328k}{\mu r} \right) \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \rho \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) + \phi \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} \right) \quad (۶-۶۹)$$

با بسط معادله بالا:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{\rho}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \rho \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial \rho}{\partial r} \right) = \rho \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) + \phi \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} \right)$$

با اعمال قانون زنجیره‌ای مشتق در رابطه بالا:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{\rho}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \rho \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \frac{\partial \rho}{\partial p} \right) = \rho \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) + \phi \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)$$

با تقسیم رابطه بالا به دانسیته سیال ρ :

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \right) \right) = \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) + \phi \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \right)$$

معادله ارتباط تراکم‌پذیری هر سیالی با دانسیته‌اش به صورت زیر است:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$$

با ترکیب دو معادله بالا:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right) = \phi c_f \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) + \phi c \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)$$

ترم $c \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2$ بسیار کوچک است پس می‌توان از آن چشم‌پوشی کرد:

$$0.006328 \left(\frac{k}{\mu} \right) \left(\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \phi (c_f + c) \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \quad (۷۰-۶)$$

تراکم‌پذیری کل c_t سیال به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$c_i = c + c_f \quad (۷۱-۶)$$

با ترکیب معادلات (۶-۶۹) و (۶-۷۰) و آرایش معادله جدید:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_i}{0.006328k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (۷۲-۶)$$

t زمان، day، است.

معادله (۶-۷۲) به معادله دیفیوزیویته^۱ معروف و یکی از مهمترین معادلات موجود در مهندسی نفت است. از این معادله به ویژه در آنالیز داده‌های حاصل از آزمایش‌های فشار که معمولاً با زمان بر حسب ساعت بیان می‌شوند استفاده می‌شود اگر در این معادله از زمان بر حسب ساعت استفاده شود به معادله زیر تبدیل می‌شود:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_i}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (۷۳-۶)$$

k نفوذپذیری، mD ؛

r فاصله شعاعی، ft ؛

p فشار، $psia$ ؛

c_i تراکم‌پذیری کل، psi^{-1} ؛

t زمان، hrs ؛

ϕ تخلخل؛

μ ویسکوزیته، cp .

اگر مخزن حاوی چند نوع سیال باشد، تراکم‌پذیری کل به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f \quad (۷۴-۶)$$

c_o, c_w, c_g تراکم‌پذیری نفت، آب و گاز، psi^{-1} ؛

S_o, S_w, S_g درجه اشباع نفت، آب و گاز.

قرار دادن ترم c_t در معادله (۷۲-۶) این معادله را برای جریان چند فازی کاربردی نمی‌کند، بلکه ترم c_t تعریف شده در معادله (۶۳-۶) تراکم‌پذیری هر سیال تحرک‌ناپذیر را که ممکن است همراه با سیال در حال جریان در مخزن وجود داشته باشد محاسبه می‌کند.

ترم $\frac{0.000264k}{\phi \mu c_t}$ (معادله (۷۳-۶)) ثابت معادله دیفیوزیویتی^۱ نامیده و با علامت η نشان داده می‌شود:

$$\eta = \frac{0.000264k}{\phi \mu c_t} \quad (۷۵-۶)$$

با توجه به معادله بالا می‌توان معادله دیفیوزیویتی را ساده تر نیز نوشت:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (۷۶-۶)$$

معادله دیفیوزیویتی به شکل معادله (۷۶-۶) برای تعیین فشار به صورت تابعی از زمان t و مکان r ارائه شده است.

قبل از بحث کردن و نمایش جواب‌های مختلف معادله دیفیوزیویتی، فرضیات و محدودیت‌های ارائه معادله (۷۶-۶) به صورت زیر خلاصه می‌شوند:

(۱) محیط متخلخل همگن و ایزوتروپ؛

(۲) ضخامت یکنواخت؛

(۳) جریان تک فازی؛

1- Diffusivity Constant

(۴) جریان آرام؛

(۵) خواص سنگ و سیال مستقل از فشار.

برای شرایط جریان حالت پایدار، فشار در هر نقطه‌ای از مخزن ثابت است و با

گذشت زمان تغییر نمی‌کند ($\frac{\partial p}{\partial t} = 0$)؛ بنابراین معادله (۶-۷۶) به صورت زیر دوباره

نویسی می‌شود:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad (۷۷-۶)$$

معادله بالا معادله لاپلاس^۱ برای جریان حالت پایدار نامیده می‌شود.

مثال ۹-۶

نشان دهید که حالت شعاعی معادله داریسی جواب معادله (۶-۷۷) است.

جواب

مرحله اول: از معادله (۶-۲۹) (معادله داریسی) شروع کنید:

$$p = p_{wf} + \left[\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh} \right] \ln \left(\frac{r}{r_w} \right)$$

مرحله دوم: برای یک جریان تراکم‌ناپذیر در حالت پایدار، ترم‌های میان دو براکت ثابت‌اند و به صورت C در نظر گرفته می‌شوند:

$$p = p_{wf} + [C] \ln \left(\frac{r}{r_w} \right)$$

مرحله سوم: ارزیابی مشتق اول و مشتق دوم عبارت بالا:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = [C] \left(\frac{1}{r} \right)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = [C] \left(-\frac{1}{r^2} \right)$$

مرحله چهارم: قرار دادن دو مشتق بالا در معادله (۶-۷۷):

$$-\frac{1}{r^2} [C] + \left(\frac{1}{r} \right) [C] \left(-\frac{1}{r^2} \right) = 0$$

مرحله پنجم: نتایج مرحله چهارم مشخص می‌کنند که معادله داری جواب معادله (۶-۷۷) و در حقیقت جواب معادله لاپلاس است.

برای به دست آوردن جوابی برای معادله دیفیوزیویتی (معادله (۶-۷۶))، یک شرط اولیه و دو شرط مرزی باید تعیین شوند. شرط اولیه به سادگی بیان می‌کند که در زمان شروع تولید، فشار یک‌نواخت p_i در مخزن وجود دارد. دو شرط مرزی نیز چنین‌اند: چاه تولیدی با یک دبی ثابت تولید و مخزن شبیه یک مخزن نامحدود رفتار می‌کند ($r_e = \infty$).

بر اساس شرایط مرزی معادله (۶-۷۶)، دو جواب کلی زیر برای معادله دیفیوزیویتی پیشنهاد شده‌اند:

- راه حل فشار ثابت در انتهای سیستم^۱؛
- راه حل دبی نهایی ثابت در انتهای سیستم^۲.

جواب فشار ثابت در انتهای سیستم برای مهیا کردن جریان انباشتی در هر زمان خاص، برای مخزنی که در آن فشار در یکی از مرزهای مخزن ثابت نگه داشته شود، ارائه شده است. از این تکنیک بیشتر وقت‌ها برای محاسبات جریان نفوذی آب^۳ در مخازن گازی و نفتی استفاده می‌شود.

جواب دبی ثابت در انتهای سیستم معادله دیفیوزیویتی شعاعی را نسبت به تغییر فشار در کل سیستم شعاعی حل می‌کند به شرطی که دبی جریان در یک طرف سیستم

1- Constant Terminal Pressure Solution

2- Constant Terminal Rate Solution

3- Water Influx

شعاعی (در چاه تولیدی) ثابت نگه داشته شده باشد. دو راه زیر معمولاً برای حل دبی جریان ثابت در انتهای سیستم استفاده می‌شوند:

- راه حل تابع E_i ؛
- راه حل فشار بدون بعد p_D .

راه حل فشار ثابت در انتهای سیستم

در راه حل دبی ثابت معادله دیفیوژیویتی شعاعی، دبی جریان در شعاع معینی (معمولاً شعاع چاه) ثابت در نظر گرفته و پروفیل فشار در اطراف آن شعاع به صورت تابعی از زمان و مکان تعیین می‌شود. در راه حل فشار ثابت در انتهای سیستم، فشار در شعاعی خاص ثابت در نظر گرفته می‌شود و راه حل به گونه‌ای طراحی می‌شود که حرکت سیال انباشتی در شعاع مشخص شده‌ای (مرز^۱) به دست آید. راه حل فشار ثابت در محاسبات جریان نفوذی آب بسیار استفاده می‌شود (فصل دهم).

راه حل دبی ثابت در انتهای سیستم

این راه حل جزء لاینفک اکثر تکنیک‌های تحلیل فشار مانند تحلیل آزمایش‌های افت و ساخت فشار است. در اکثر این آزمایش‌ها دبی جریان تولیدی یا تزریقی چاه ثابت در نظر گرفته و فشار در حال جریان به صورت تابعی از زمان $p(r_w, t)$ ثبت می‌شود. دو راه حل دبی ثابت در انتهای سیستم عبارت‌اند از:

- راه حل تابع E_i ؛
 - راه حل فشار بدون بعد p_D .
- راه حل تابع E_i

1- The Dimensionless Pressure pD Solution
2- Boundary

ماتیوس و راسل^۱ براساس فرضیات زیر راه حلی را برای حل معادله دیفیوزیویتی پیشنهاد داده‌اند:

- عملکرد مخزن نامحدود است (مخزنی با گستره بی‌نهایت)؛
 - چاه با دبی ثابت تولید می‌کند؛
 - فشار مخزن در زمان شروع تولید در همه جا یک‌نواخت و برابر p_i است؛
 - چاه در مرکز یک مخزن استوانه‌ای قرار دارد. شعاع چاه r_w و شعاع مخزن r_e است؛
 - هیچ جریانی در مرز خروجی (r) وجود ندارد.
- با اعمال این شرایط، این دو محقق جوابشان را به شکل زیر ارائه داده‌اند:

$$p(r,t) = p_i + \left(\frac{70.6Q_o\mu_o B_o}{kh} \right) E_i \left(- \frac{948\phi\mu_o c_t r^2}{kt} \right) \quad (78-6)$$

$p(r,t)$ فشار در شعاع r از چاه بعد از t ساعت؛

t زمان، hrs؛

k نفوذپذیری، mD؛

Q_o دبی جریان، STB/day.

تابع ریاضی E_i به تابع انتگرال نمایی^۲ معروف است:

$$E_i(-x) = - \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du = \ln x - \frac{x}{1!} + \frac{x^2}{2(2!)} - \frac{x^3}{3(3!)} + etc. \quad (79-6)$$

کرفت، هاوکینز و تری^۳ مقادیر تابع E_i را به صورت شکل ۶-۱۹ و جدول ۶-۱ نمایش داده‌اند.

1- Matthews and Russell
 2- Exponential Integral
 3- Craft, Hawkins and Terry

معمولاً راه حل E_i (معادله (۶-۷۸)) را راه حل منشأ خط^۱ می‌نامند. تابع انتگرال نمایی E_i ، زمانی که آرگومان x کوچکتر از 0.01 باشد، به صورت زیر تقریب زده می‌شود:

$$E_i(-x) = \ln(1.781x) \quad (۶-۸۰)$$

در این حالت آرگومان x برابر است با:

$$x = \frac{948\phi\mu c_i r^2}{kt}$$

معادله (۶-۸۰) تابع E_i را با خطایی کمتر از 0.25% تقریب می‌زند. از عبارت دیگری می‌توان برای تقریب زدن تابع E_i در بازه $0.01 < x < 3.0$ استفاده کرد:

$$E_i(-x) = a_1 + a_2 \ln(x) + a_3 (\ln(x))^2 + a_4 (\ln(x))^3 + a_5 x + a_6 x^2 + a_7 x^3 + a_8/x \quad (۶-۸۱)$$

مقادیر ضرایب a_1 تا a_8 عبارت‌اند از:

$$\begin{aligned} a_2 &= -0.81512322 & a_3 &= 5.22123384 \times 10^{-2} \\ a_5 &= 0.662318450 & a_6 &= -0.12333524 \\ a_8 &= 8.6709776 \times 10^{-4} \\ a_1 &= -0.33153973 \\ a_4 &= 5.9849819 \times 10^{-3} \\ a_7 &= 1.0832566 \times 10^{-2} \end{aligned}$$

مقدار خطا از تقریب تابع E_i با رابطه بالا 0.5% است.

باید توجه داشت که برای $x > 10.9$ مقدار $E_i(-x)$ در همه محاسبات کاربردی مهندسی مخزن صفر در نظر گرفته می‌شود.

یک چاه نفتی با دبی ثابت 300 STB/day تحت شرایط جریان حالت ناپایدار تولید می‌کند. خواص سنگ و سیال مخزن به شرح زیراند:

$$\begin{aligned} \mu_o &= 1.5 \text{ cp} & c_i &= 12 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ h &= 15 \text{ ft} & p_i &= 4000 \text{ psi} \\ r_w &= 0.25 \text{ ft} \\ B_o &= 1.25 \text{ bbl/STB} \\ k_o &= 60 \text{ mD} \\ \phi &= 15\% \end{aligned}$$

۱) فشار را در شعاع‌های $2500, 2000, 1500, 1000, 500, 100, 50, 10, 5, 0.25$ فوتی بعد از گذشت یک ساعت محاسبه و نتایج را در دو حالت زیر رسم کنید:

الف) فشار بر حسب لگاریتم شعاع؛

ب) فشار بر حسب شعاع.

۲) قسمت ۱ را برای $t = 12 \text{ hrs}$ و $t = 24 \text{ hrs}$ دوباره تکرار کنید. نتایج را به

صورت فشار بر حسب لگاریتم شعاع رسم کنید.

جواب

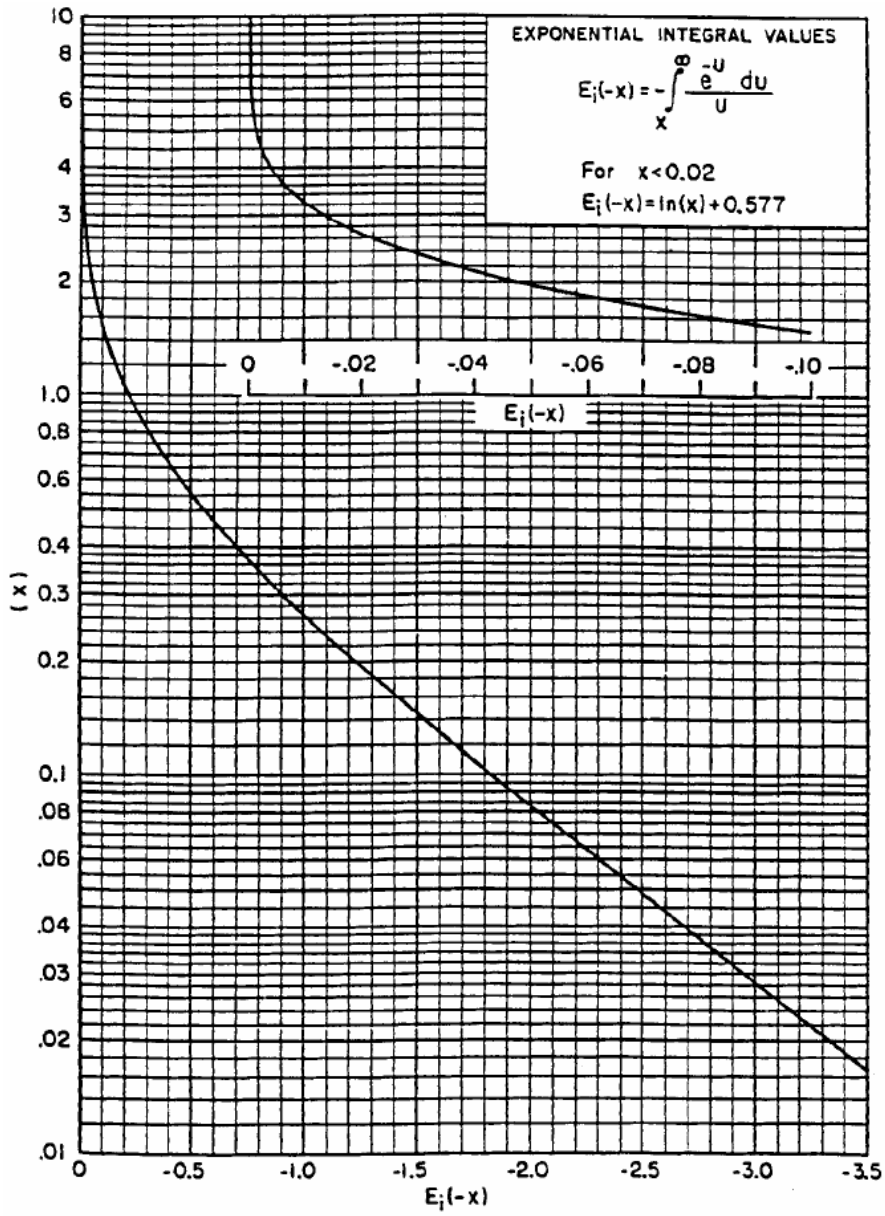
مرحله اول: با استفاده از معادله (۶-۷۸):

$$p(r, t) = 4000 + \left(\frac{(70.6)(300)(1.5)(1.25)}{(60)(15)} \right) E_i \left(- \frac{(984)(0.15)(1.5)(12 \times 10^{-6}) r^2}{(60)(t)} \right)$$

$$p(r, t) = 4000 + 44.125 E_i \left(- 42.6 \times 10^{-6} \frac{r^2}{t} \right)$$

جدول ۶-۱: مقادیر تابع $-E_i(-x)$ به صورت تابعی از x

x	$-E_i(-x)$	x	$-E_i(-x)$	x	$-E_i(-x)$
0.1	1.82292	4.3	0.00263	8.5	0.00002
0.2	1.22265	4.4	0.00234	8.6	0.00002
0.3	0.90568	4.5	0.00207	8.7	0.00002
0.4	0.70238	4.6	0.00184	8.8	0.00002
0.5	0.55977	4.7	0.00164	8.9	0.00001
0.6	0.45438	4.8	0.00145	9.0	0.00001
0.7	0.37377	4.9	0.00129	9.1	0.00001
0.8	0.31060	5.0	0.00115	9.2	0.00001
0.9	0.26018	5.1	0.00102	9.3	0.00001
1.0	0.21938	5.2	0.00091	9.4	0.00001
1.1	0.18599	5.3	0.00081	9.5	0.00001
1.2	0.15841	5.4	0.00072	9.6	0.00001
1.3	0.13545	5.5	0.00064	9.7	0.00001
1.4	0.11622	5.6	0.00057	9.8	0.00001
1.5	0.10002	5.7	0.00051	9.9	0.00000
1.6	0.08631	5.8	0.00045	10.0	0.00000
1.7	0.07465	5.9	0.00040		
1.8	0.06471	6.0	0.00036		
1.9	0.05620	6.1	0.00032		
2.0	0.04890	6.2	0.00029		
2.1	0.04261	6.3	0.00026		
2.2	0.03719	6.4	0.00023		
2.3	0.03250	6.5	0.00020		
2.4	0.02844	6.6	0.00018		
2.5	0.02491	6.7	0.00016		
2.6	0.02185	6.8	0.00014		
2.7	0.01918	6.9	0.00013		
2.8	0.01686	7.0	0.00012		
2.9	0.01482	7.1	0.00010		
3.0	0.01305	7.2	0.00009		
3.1	0.01149	7.3	0.00008		
3.2	0.01013	7.4	0.00007		
3.3	0.00894	7.5	0.00007		
3.4	0.00789	7.6	0.00006		
3.5	0.00697	7.7	0.00005		
3.6	0.00616	7.8	0.00005		
3.7	0.00545	7.9	0.00004		
3.8	0.00482	8.0	0.00004		
3.9	0.00427	8.1	0.00003		
4.0	0.00378	8.2	0.00003		
4.1	0.00335	8.3	0.00003		
4.2	0.00297	8.4	0.00002		



شکل ۱۹-۶: تابع $E_i(-x)$

مرحله دوم: تشکیل جدول زیر:

بعد از یک ساعت

r, ft	$x = -42.6(10^{-6}) \frac{r^2}{1}$	$E_i (-x)$	$p(r, 1) = 4000 + 44.125 E_i (-x)$
0.25	$-2.6625(10^{-6})$	-12.26^*	3459
5	-0.001065	-6.27^*	3723
10	-0.00426	-4.88^*	3785
50	-0.1065	-1.76^\dagger	3922
100	-0.4260	-0.75^\dagger	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

*As calculated from Equation 6-29

†From Figure 6-19

مرحله سوم: نشان دادن نموداری نتایج محاسبات (شکل های ۶-۲۰ و ۶-۲۱).

مرحله چهارم: تکرار محاسبات برای $t = 12\text{hrs}$ و $t = 24\text{hrs}$:

بعد از دوازده ساعت:

r, ft	$x = 42.6(10^{-6}) \frac{r^2}{12}$	$E_i (-x)$	$p(r, 12) = 4000 + 44.125 E_i (-x)$
0.25	$0.222 (10^{-6})$	-14.74^*	3350
5	$88.75 (10^{-6})$	-8.75^*	3614
10	$355.0 (10^{-6})$	-7.37^*	3675
50	0.0089	-4.14^*	3817
100	0.0355	-2.81^\dagger	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

*As calculated from Equation 6-29

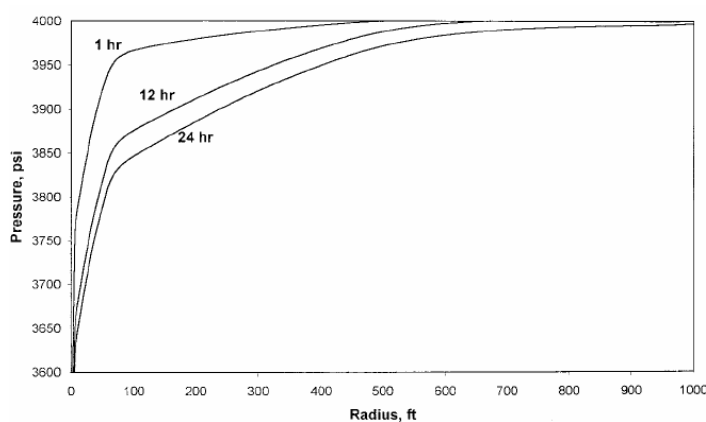
†From Figure 6-19

بعد از بیست و چهار ساعت:

r, ft	$x = 42.6(10^{-6}) \frac{r^2}{24}$	$E_i(-x)$	$p(r,24) = 4000 + 44.125 E_i(-x)$
0.25	$-0.111 (10^{-6})$	-15.44*	3319
5	$-44.38 (10^{-6})$	-9.45*	3583
10	$-177.5 (10^{-6})$	-8.06*	3644
50	-0.0045	-4.83*	3787
100	-0.0178	-3.458 [†]	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

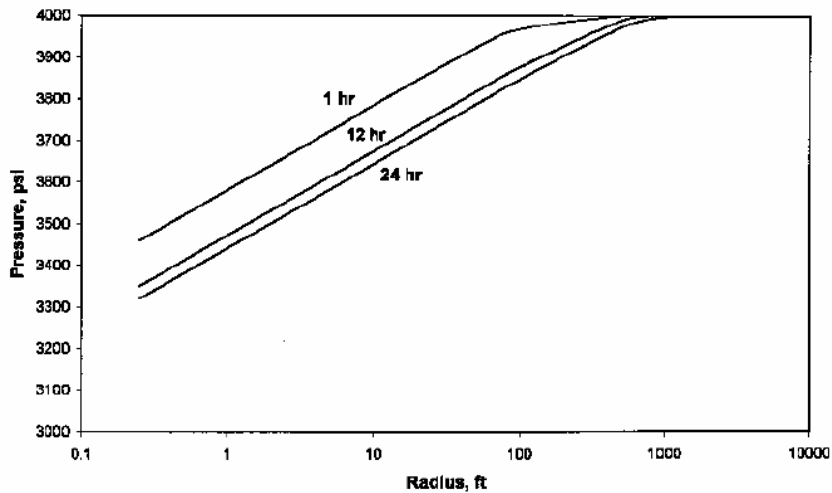
*As calculated from Equation 6-29

[†]From Figure 6-19



شکل ۶-۲۰: پروفیل‌های فشار به صورت تابعی از زمان

مرحله پنجم: نشان دادن نموداری نتایج مرحله چهارم (شکل ۶-۲۱).
 مثال بالا نشان می‌دهد که بیشترین افت فشار در محدوده مجاور چاه رخ می‌دهد. بر این اساس شرایط محیط مجاور چاه بیشترین تأثیر را بر رفتار جریان دارند. شکل ۶-۲۱ نشان می‌دهد که پروفیل فشار و شعاع زهکشی پیوسته با گذشت زمان تغییر می‌کنند.



شکل ۶-۲۱: پروفیل‌های فشار به صورت تابعی از زمان در مقیاس نیمه لگاریتمی

زمانی که پارامتر x در تابع E_i کمتر از 0.01 باشد، از تقریب لگاریتمی معادله (۸۰-۶) می‌توان در معادله (۷۸-۶) استفاده کرد:

$$p(r, t) = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_i r^2} \right) - 3.23 \right) \quad (۸۲-۶)$$

در اکثر محاسبات جریان ترانزینت، اصولاً مهندسان نگران رفتار فشار ته چاهی در حال جریان در چاه ($r = r_w$) هستند. معادله (۸۲-۶) در $r = r_w$ به صورت زیر است:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) - 3.23 \right) \quad (۸۳-۶)$$

k نفوذپذیری، mD ؛

t زمان، hrs ؛

c_i تراکم‌پذیری کل، psi^{-1} .

باید توجه داشت که از معادلات (۶-۸۲) و (۶-۸۳) زمانی که شرط زیر برقرار نباشد نمی‌توان استفاده کرد:

$$t > 9.48 \times 10^4 \frac{\phi \mu_o c_t r^2}{k} \quad (۶-۸۴)$$

t زمان، hrs؛

k نفوذپذیری، mD.

مثال ۶-۱۱

با استفاده از اطلاعات مثال ۶-۱۰، فشار ته چاهی در حال جریان را بعد از 10hrs تولید محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: از معادله (۶-۸۳) برای محاسبه p_{wf} تنها در صورتی می‌توان استفاده کرد که زمان از محدوده زمان تحمیل شده با معادله (۶-۸۴) بیشتر شده باشد:

$$t = 9.48 \times 10^4 \frac{(0.15)(1.5)(12 \times 10^{-6})(0.25)^2}{60} = 0.000267 \text{ hr} = 0.153 \text{ sec}$$

برای همه اهداف عملی، می‌توان از معادله (۶-۸۳) در هر زمان از دوره جریان ترانزینت استفاده کرد و فشار ته چاهی را تخمین زد. مرحله دوم: چون زمان مشخص شده 10hrs بزرگتر از 0.000267hrs است، می‌توان p_{wf} را با معادله (۶-۸۳) تخمین زد:

$$p_{wf} = 4000 - \frac{162.6(300)(1.25)(1.5)}{(60)(15)} \left[\log \left(\frac{(60)(10)}{(0.15)(1.5)(12 \times 10^{-6})(0.25)^2} \right) - 3.23 \right]$$

$$= 3358 \text{ psi}$$

دومین شکل حل معادله دیفیوزیویتی افت فشار بدون بعد^۱ نامیده می شود.

راه حل افت فشار بدون بعد p_D

معمولاً در تحلیل آزمایش فشار از مفهوم متغیرهای بدون بعد برای حل معادله جریان حالت ناپایدار استفاده می شود. اهمیت متغیرهای بدون بعد مهم اند زیرا معادله دیفیوزیویتی و جوابش را با ترکیب کردن پارامترهای مخزن (مانند نفوذپذیری، تخلخل و غیره) ساده می کنند و تعداد کل مجهولات را کاهش می دهند.

برای آشنایی با مفهوم راه حل افت فشار بدون بعد، به مثال حالت شعاعی معادله دارسی (معادله ۶-۲۷) توجه کنید:

$$Q_o = \frac{0.00708kh(p_e - p_{wf})}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

با آرایش مجدد معادله بالا:

$$\frac{(p_e - p_{wf})}{\left(\frac{Q_o \mu_o B_o}{0.00708kh}\right)} = \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (۶-۸۵)$$

روشن است که طرف راست معادله بالا بدون بعد (بدون واحد) است و بر این اساس طرف چپ نیز باید بدون بعد باشد. به علت این که طرف چپ معادله بدون بعد و واحد $(p_e - p_{wf})$ psi است، واحد ترم $\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh}$ نیز psi است. در حقیقت، هر اختلاف فشاری تقسیم بر $\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh}$ یک فشار بدون بعد است. بنابراین می توان معادله (۶-۸۵) را به صورت ترم های بدون بعد به شکل زیر نوشت:

$$p_D = \ln(r_{eD})$$

این مفهوم را می‌توان با در نظر گرفتن معادلات حالت ناپایدار که در آنها زمان نیز یک متغیر محسوب می‌شود ارائه داد. r_{eD} به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$p_D = \frac{p_i - p(r, t)}{\left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh} \right)} \quad (۸۶-۶)$$

در تحلیل جریان ترانزینت، فشار بدون بعد p_D همواره تابعی از زمان بدون بعد است که با عبارت زیر تعریف می‌شود:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (۸۷-۶)$$

عبارت بالا تنها یک حالت از زمان بدون بعد است. تعریف دیگری از زمان بدون بعد نیز وجود دارد که معمولاً با t_{DA} نشان داده و بر اساس مساحت کل زهکشی ارائه می‌شود:

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi \mu c_t A} = t_D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) \quad (a \ ۸۷-۶)$$

A مساحت کل ناحیه زهکشی πr_e^2 ، ft^2 ؛

r_e شعاع زهکشی، ft ؛

r_w شعاع چاه ft .

فشار بدون بعد p_D همچنین با تغییر مکان در مخزن تغییر می‌کند. این تغییر مکان به صورت فواصل شعاعی بدون بعد r_D و r_{eD} نشان داده می‌شوند:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (۸۸-۶)$$

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w} \quad (۸۹-۶)$$

p_D افت فشار بدون بعد؛

r_{eD} شعاع خارجی بدون بعد؛

t_D زمان بدون بعد؛

r_D شعاع بدون بعد؛

t زمان، hrs ؛

$p(r, t)$ فشار در شعاع r و زمان t ، psi ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

μ ویسکوزیته، cp .

می‌توان گروه‌های بدون بعد بالا (r_D, p_D, t_D) را در معادله دیفیوژیویتی (معادله ۶-۷۶) گذاشت و معادله بدون بعد زیر را ایجاد کرد:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (۹۰-۶)$$

ون اوردنیگن و هارست^۱ یک راه حل تحلیلی برای معادله بالا پیشنهاد داده اند که فرضیات زیر را در بر می‌گیرد:

- سیستم مخزنی کاملاً شعاعی؛
- قرار داشتن چاه تولیدی در مرکز مخزن و تولید با دبی ثابت Q ؛
- یکنواختی فشار قبل از تولید در کل مخزن برابر p_i ؛
- نبود هیچ جریانی در شعاع خارجی.

1- Van Everdingen and Hurstd

جواب معادله (۶-۸۹) را به صورت سری های بی نهایت تشکیل شده از ترم های نمایی و توابع بسل^۱ ارائه داده اند و این سری ها را برای چندین مقدار مختلف r_{eD} در بازه عریضی از مقادیر t_D ارزیابی کرده اند. چاتاس و لی^۲ برای سادگی کار این جواب ها را در دو حالت زیر دسته بندی کردند:

- مخزن با عملکرد نامحدود؛
- مخزن با شعاع محدود.

مخزن با عملکرد نامحدود^۳

زمانی که چاهی با دبی ثابت بعد از یک دوره انسداد تولید کند، فشار درون چاه شروع به افت می کند که باعث ایجاد یک آشفتگی فشار در مخزن می شود. اثر مرزهای مخزن یا شکل ناحیه زهکشی تأثیری بر مقدار پراکنش این آشفتگی در سازند ندارد. به این دلیل به جریان حالت ترانزینت حالت عملکرد نامحدود نیز گفته می شود. در طول دوره عملکرد نامحدود، مقدار افت فشار درون چاه و وضعیتی که آشفتگی فشار درون مخزن پخش می شود به خصوصیات سیال و مخزن بستگی دارد:

- تخلخل ϕ ؛
- نفوذپذیری k ؛
- تراکم پذیری کل C_i ؛
- ویسکوزیته μ .

برای یک مخزن با عملکرد نامحدود ($r_{eD} = \infty$) تابع افت فشار بدون بعد p_D به صورتی محدود تابعی از زمان بدون بعد t_D است:

$$p_D = f(t_D)$$

چاتاس و لی مقادیر p_D را برای مخزنی با عملکرد نامحدود به صورت جدول ۶-۲ ارائه داده اند. عبارات ریاضی زیر برای تقریب زدن این مقادیر استفاده می شوند.

-
- 1- Bessel Functions
 - 2- Chatas and Lee
 - 3- Infinite Acting Reservoir

جدول ۶-۲: p_D بر حسب t_D - سیستم شعاعی نامحدود، دبی ثابت در مرز داخلی

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	1,000.0	3.8584
		30.0	2.1470		
		40.0	2.2824		
		50.0	2.3884		

Notes: For $t_D < 0.01$, $p_D \cong 2 \sqrt{t_D/x}$.

For $100 < t_D < 0.25 r_w^2$, $p_D \cong 0.5 (\ln t_D + 0.80907)$.

* برای $t_D < 0.01$:

$$p_D = 2 \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} \quad (91-ع)$$

* برای $t_D > 100$:

$$p_D = 0.5(\ln(t_D) + 0.80907) \quad (92-ع)$$

* برای $0.02 < t_D < 100$:

$$p_D = a_1 + a_2 \ln(t_D) + a_3 (\ln(t_D))^2 + a_4 (\ln(t_D))^3 + a_5 t_D + a_6 (t_D)^2 + a_7 (t_D)^3 + a_8 / t_D \quad (93-6)$$

$$a_2 = 0.29302022 \quad a_3 = 3.5264177 \times 10^{-2}$$

$$a_5 = -4.7722225 \times 10^{-4} \quad a_6 = 5.1240532 \times 10^{-7}$$

$$a_8 = -2.6723117 \times 10^{-3}$$

$$a_1 = 0.8085064$$

$$a_4 = -1.4036304 \times 10^{-3}$$

$$a_7 = -2.3033017 \times 10^{-10}$$

مخزن با شعاع محدود^۱

زمانی که آشفستگی فشار به مرز ناحیه زهکشی چاه می رسد، دوره جریان ترانزینت پایان می یابد و دوره حالت شبه پایدار شروع می شود. در طول این دوره جریان، مرزهای مخزن و شکل ناحیه زهکشی بر عکس العمل فشار چاه و رفتار توزیع فشار در کل مخزن تأثیر می گذارند. تغییر دوره از حالت ترانزینت به حالت شبه پایدار در مخزن بسته (محدود) آبی رخ نمی دهد، و مدتی طول می کشد. طول این دوره انتقال نسبتاً کوتاه و به حالت ترانزینت پایانی^۲ معروف است. به خاطر پیچیدگی و مدت کوتاه حضور این دوره، در تحلیل عملی آزمایش فشار استفاده نمی شود. برای یک سیستم شعاعی محدود (بسته)، تابع p_D به زمان و شعاع بدون بعد وابسته است:

$$p_D = f(t_D, r_{eD}) \quad (94-6)$$

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}$$

1- Finite Radial Reservoir
2- Late Transient state

جدول ۳-۶ p_D را به صورت تابعی از t_D در بازه $1.5 < r_{eD} < 10$ نشان می دهد. ون اوردنیگن و هارست از راه حل تابع p_D برای مدل کردن عملکرد جریان نفوذ آب به درون مخازن نفتی استفاده کردند و بنابراین شعاع چاه r_w را شعاع خارجی مخزن و r_{eD} را شعاع مرز خارجی آکیفر در نظر گرفتند. بنابراین حوضه مقادیر r_{eD} در جدول ۳-۶ تنها برای این حالت کاربردی است.

در مقادیر t_D کوچکتر از مقادیر این جدول، برای r_{eD} های معین، مخزن عملکرد نامحدود دارد. پس مقدار p_D را برای این حالت در جدول ۲-۶ پیدا کنید.

برای $t_D > 25$ و t_D بزرگتر از مقادیر جدول:

$$p_D = \frac{\left(\frac{1}{2} + 2t_D\right)}{\left(r_{eD}^2 - 1\right)} - \frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1}{4\left(r_{eD}^2 - 1\right)^2}$$

برای چاه هایی در مخازن محدود (بسته) با $r_{eD}^2 \gg 1$:

$$p_D \cong \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4}$$

چاتاس عبارت زیر را برای محاسبه p_D پیشنهاد داده است:

* برای حالتی که $t_D > 25$ و $0.25r_{eD}^2 < t_D$ است:

$$p_D = \frac{\left(\frac{1}{2} + 2t_D\right)}{\left(r_{eD}^2 - 1\right)} - \frac{3r_{eD}^4 - 4r_{eD}^4 \ln r_{eD} - 2r_{eD}^2 - 1}{4\left(r_{eD}^2 - 1\right)^2} \quad (۹۵-۶)$$

جدول ۳-۶: P_D بر حسب t_D - سیستم شعاعی محدود، دبی ثابت در مرز داخلی

$r_{eD} = 1.5$		$r_{eD} = 2.0$		$r_{eD} = 2.5$		$r_{eD} = 3.0$		$r_{eD} = 3.5$		$r_{eD} = 4.0$	
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						

$r_{eD} = 4.5$		$r_{eD} = 5.0$		$r_{eD} = 6.0$		$r_{eD} = 7.0$		$r_{eD} = 8.0$		$r_{eD} = 9.0$		$r_{eD} = 10.0$	
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	1.653	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

ادامه جدول ۳-۶

$r_{eD} = 4.5$		$r_{eD} = 5.0$		$r_{eD} = 6.0$		$r_{eD} = 7.0$		$r_{eD} = 8.0$		$r_{eD} = 9.0$		$r_{eD} = 10.0$	
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
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

حالت خاصی از معادله بالا زمانی که $r_{eD}^2 \gg 1$ باشد اتفاق می افتد:

$$p_D \cong \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} \quad (۹۶-۶)$$

فرایند محاسباتی استفاده از تابع p_D در تعیین تغییرات فشار ته چاهی در حال

جریان در دوره جریان ترانزینت در مراحل زیر خلاصه شده است:

مرحله اول: محاسبه زمان بدون بعد t_D با معادله (۸۷-۶)؛

مرحله دوم: محاسبه شعاع بدون بعد r_{eD} با معادله (۸۹-۶)؛

مرحله سوم: استفاده از مقادیر محاسبه شده r_{eD} و t_D برای تعیین تابع فشار p_D

مربوطه از جدول یا معادله مرتبط؛

مرحله چهارم: به دست آوردن فشار در شعاع مورد نظر (r_w) با معادله (۸۶-۶) یا:

$$p(r_w, t) = p_i - \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh} \right) p_D \quad (۹۷-۶)$$

مثال ۱۲-۶

چاهی با دبی ثابت 300 STB/day در شرایط جریان حالت ناپایدار تولید می کند. خصوصیات سنگ و سیال این مخزن به شرح زیر اند:

$$\begin{aligned} \mu_o &= 1.5 \text{ cp} & c_i &= 12 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ h &= 15 \text{ ft} & p_i &= 4000 \text{ psi} \\ r_w &= 0.25 \text{ ft} \\ B_o &= 1.25 \text{ bbl/STB} \\ k_o &= 60 \text{ mD} \\ \phi &= 15\% \end{aligned}$$

با فرض وجود مخزنی با عملکرد نامحدود ($r_{eD} = \infty$)، فشار جریانی ته چاه را بعد از یک ساعت تولید با روش فشار بدون بعد محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه زمان بدون بعد t_D با معادله (۸۷-۶):

$$t_D = \frac{0.000264(60)(1)}{(0.15)(1.5)(12 \times 10^{-6})(0.25)^2} = 93,866.67$$

مرحله دوم: $t_D > 100$ است؛ محاسبه تابع افت فشار بدون بعد با معادله (۹۲-۶):

$$p_D = 0.5(\ln(93866.67) + 0.80907) = 6.1294$$

مرحله سوم: محاسبه فشار ته چاهی بعد از یک ساعت با معادله (۹۷-۶):

$$p(0.25, 1) = 4000 - \left(\frac{(300)(1.25)(1.5)}{(0.00708)(60)(15)} \right) (6.1294) = 3459 \text{ psi}$$

مثال بالا نشان می دهد جوابی که از تکنیک تابع p_D به دست می آید مشابه جواب های روش تابع E_i است. اختلاف عمده این دو فرمول این است که تابع p_D تنها برای محاسبه فشار در شعاع r ، زمانی که مقدار دبی ثابت Q معلوم باشد، استفاده می شود. در این حالت کاربرد تابع p_D اصولاً به شعاع چاه محدود می شود زیرا دبی معمولاً معلوم است. به عبارت دیگر روش تابع E_i برای محاسبه فشار در هر شعاعی در مخزن با استفاده از دبی جریان چاه Q استفاده می شود.

برای مخزنی با عملکرد نامحدود ($t_D > 100$) تابع p_D و تابع E_i رابطه زیر را دارند:

$$p_D = 0.5 \left(E_i \left(-\frac{1}{4t_D} \right) \right) \quad (98-6)$$

مثال ۶-۱۲ یک مسئله عملی نیست اما کلاً برای نشان دادن اهمیت فیزیکی روش حل p_D طراحی شده است. در آزمایش جریان ترانزینت، فشار جریانی ته چاه به شکل نرمال به صورت تابعی از زمان ثبت می شود. از تکنیک افت فشار بدون بعد می توان برای تعیین یک یا چندین خاصیت مخزن (k و kh) استفاده کرد. در ادامه همین فصل این مطلب بررسی خواهد شد.

جریان شعاعی سیالات تراکم پذیر

ویسکوزیته و چگالی گاز به فشار بسیار وابسته اند بنابراین معادله (۶-۷۶) کاربردی در سیستم های گازی (سیالات تراکم پذیر) ندارد. برای بسط تابع ریاضی مناسب برای توصیف جریان سیالات تراکم پذیر در مخزن به دو معادله اضافی گاز باید توجه کرد:

معادله دانسیته واقعی^۱

$$\rho = \frac{pM}{zRT}$$

معادله تراکم پذیری گاز

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dp}$$

با ترکیب دو معادله بالا با معادله (۶-۶۸):

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_i}{0.000264k} \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (۹۹-۶)$$

t زمان، hrs؛

k نفوذپذیری، mD؛

C_i تراکم‌پذیری ایزوترمال کل، psi^{-1} ؛

ϕ تخلخل.

الحسینی، رامی و کراوفورد^۲ معادله جریان بالا را با اعمال ترم پتانسیل گاز واقعی $m(p)$ در معادله (۶-۹۹) خطی کردند. معادله $m(p)$ به صورت زیر تعریف

می‌شود:

$$m(p) = \int_0^p \frac{2p}{\mu z} dp \quad (۱۰۰-۶)$$

با مشتق‌گیری از رابطه بالا نسبت به p :

1- Real Density Equation
2- Al-Hussainy, Ramy and Crawford

$$\frac{\partial m(p)}{\partial p} = \frac{2p}{\mu z} \quad (101-6)$$

رابطه زیر با مشتق گیری زنجیره ای از طرف سمت چپ معادله بالا به دست می آید:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial r} \quad (102-6)$$

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (103-6)$$

با گذاردن معادله (101-6) در معادلات (102-6) و (103-6):

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial r} \quad (104-6)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\mu z}{2p} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (105-6)$$

در نتیجه ترکیب معادلات (104-6) و (105-6) با معادله (99-6):

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_i}{0.00264k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (106-6)$$

معادله (106-6) معادله دیفیوژیویتی شعاعی برای سیالات تراکم پذیر است و دیفرانسیل شبه فشار گاز واقعی (پتانسیل گاز واقعی) را به زمان t و شعاع r ارتباط می دهد. به نظر الحسینی، رامی و کراوفورد در تحلیل آزمایش فشار چاه گازی، راه حل دبی ثابت کاربردی تر از راه حل فشار ثابت است. این محققان جواب دقیقی

برای معادله (۶-۱۰۶) به دست آورده اند که به راه حل $m(p)$ معروف است. دو راه حل دیگر برای تقریب زدن حل کامل این معادله وجود دارند که رویکرد مربع فشار و تقریب فشار نامیده می شوند. در کل، سه راه حل ریاضی برای معادله دیفیوژیویتی وجود دارند:

- راه حل $m(p)$ (راه حل دقیق)؛
- روش مربع فشار (روش تقریب p^2)؛
- روش فشار (روش تقریب p).

روش حل $m(p)$ (راه حل کامل)^۱

با اعمال شرط دبی ثابت به عنوان یکی از شرایط مرزی لازم برای حل معادله (۶-۱۰۶)، الحسینی و همکارانش معادله دیفیوژیویتی را به صورت زیر حل کرده اند:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - 57895.3 \left(\frac{p_{sc}}{T_{sc}} \right) \left(\frac{Q_g T}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} \right) - 3.23 \right) \quad (۶-۱۰۷)$$

p_{wf} فشار ته چاهی در حال جریان، psi ؛

p_e فشار اولیه مخزن، psi ؛

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

t زمان، hrs ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

p_{sc} فشار استاندارد، psi ؛

T_{sc} دمای استاندارد، R ؛

T دمای مخزن، R ؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

h ضخامت، ft ؛

μ_i ویسکوزیته گاز در فشار اولیه p_i ، cp ؛
 c_{ti} ضریب تراکم پذیری کل در p_i ، psi^{-1} ؛
 ϕ تخلخل.

اگر $p_{sc} = 14.7 \text{ psia}$ و $T_{sc} = 520^\circ R$ باشد، معادله (۶-۱۰۷) به صورت زیر تبدیل می شود:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2} \right) - 3.23 \right) \quad (10.8-6)$$

می توان معادله (۶-۱۰۸) را به شکل عبارتی از زمان بدون بعد t_D نوشت:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1637 Q_g T}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{4t_D}{\gamma} \right) \right) \quad (10.9-6)$$

زمان بدون بعد قبلاً با معادله (۶-۸۶) تعریف شده است:

$$t_D = \frac{0.000264 kt}{\phi \mu_i c_{ti} r_w^2}$$

پارامتر γ ثابت اوپلر^۱ نامیده می شود و مقدار آن برابر است با:

$$\gamma = e^{0.5772} = 1.781 \quad (11.0-6)$$

جواب معادله دیفیوژیویتی (معادلات (۶-۱۰۸) و (۶-۱۰۹)) شبه فشار ته چاهی گاز واقعی را به صورت تابعی از زمان جریان ترانزینت t بیان می کند. معمولاً این جواب در عمل به صورت ترم‌هایی از $m(p)$ توصیه می شود زیرا این عبارت می تواند فشار چاه گازی را در همه حوضه‌های فشاری تحلیل کند.

1- Euler's Constant

معادله دیفیوژیویتی شعاعی گاز را می توان به صورت ترمهای از افت فشار گاز واقعی بدون بعد ψ_D نشان داد. جواب بدون بعد این معادله به صورت زیر است:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \left(\frac{1422 Q_g T}{kh} \right) \psi_D \quad (111-6)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

k نفوذپذیری، mD .

افت شبه فشار بدون بعد ψ_D را می توان به صورت تابعی از t_D با استفاده از عبارتی مناسب از معادلات (۶-۶۹) تا (۶-۹۱) تعیین کرد. زمانی که $t_D > 100$ باشد، می توان ψ_D را با معادله (۶-۸۲) به دست آورد:

$$\psi_D = 0.5(\ln(t_D) + 0.80907) \quad (112-6)$$

مثال ۶-۱۳

یک چاه گازی به شعاع $0.3 ft$ با دبی ثابت $200 Mscf/day$ در شرایط جریان ترانزینت تولید می کند. فشار اولیه مخزن (فشار زمان انسداد) $4400 psi$ تحت دمای $140^\circ F$ است. نفوذپذیری و ضخامت این سازند $65 mD$ و $15 ft$ و تخلخل مخزن نیز 15% است.

خواص گاز و مقادیر $m(p)$ به صورت تابعی از فشار در مثال ۶-۷ مستند شده اند. برای راحتی کار جدول زیر دوباره ایجاد شده است:

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

فرض کنید تراکم پذیری کل ایزوترمال در زمان آغاز برداشت از این مخزن $3 \times 10^{-4} psi^{-1}$ باشد. فشار جریانی ته چاه را بعد از گذشت $1.5hrs$ به دست آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبه زمان بدون بعد t_D :

$$t_D = \frac{(0.000264)(65)(1.5)}{(0.15)(0.02831)(3 \times 10^{-4})(0.3)^2} = 224,498.6$$

مرحله دوم: حل معادله (۶-۱۰۹) برای محاسبه $m(p_{wf})$:

$$m(p_{wf}) = 1089 \times 10^6 - \frac{(1637)(2000)(600)}{(65)(15)} \left(\log \left(\frac{4(224498.6)}{e^{0.5772}} \right) \right) = 1077.5 \times 10^6$$

مرحله سوم: با استفاده از داده های PVT ، برون یابی مقدار $m(p_{wf})$ با داده های PVT تا رسیدن به $p_{wf} = 4367 psi$.

جوابی مشابه را می توان با روش ψ_D به دست آورد:

مرحله اول: محاسبه ψ_D (معادله (۶-۱۱۲)):

$$\psi_D = 0.5(\ln(224498.6) + 0.80907) = 6.565$$

مرحله دوم: محاسبه $m(p_{wf})$ (معادله (۱۱۱-۶)):

$$m(p_{wf}) = 1089 \times 10^6 - \frac{(1422)(2000)(600)}{(65)(15)}(6.565) = 1077.5 \times 10^6$$

روش تقریب مربع فشار (P^2)

اولین تقریب برای حل کامل، انتقال ترم وابسته به فشار (μz) به پشت انتگرال تعریف کننده $m(p_{wf})$ و $m(p_i)$ است:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{2}{\mu z} \int_{p_{wf}}^{p_i} p dp \quad (۱۱۳-۶)$$

یا:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{p_i^2 - p_{wf}^2}{\mu z} \quad (۱۱۴-۶)$$

خط روی μ و z مقادیر ویسکوزیته و ضریب انحراف گاز ارزیابی شده در فشار متوسط \bar{p} را نشان می‌دهد. این فشار متوسط به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{p_i^2 + p_{wf}^2}{2}} \quad (۱۱۵-۶)$$

با ترکیب معادله (۱۱۴-۶) با یکی از معادلات (۱۰۸-۶) و (۱۱۱-۶):

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1637 Q_g T \bar{\mu} z}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} \right) - 3.23 \right) \quad (116-ع)$$

یا:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1637 Q_g T \bar{\mu} z}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{4t_D}{\gamma} \right) \right) \quad (117-ع)$$

یا:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \left(\frac{1422 Q_g T \bar{\mu} z}{kh} \right) \psi_D \quad (118-ع)$$

ترم‌های جواب تقریب بالا مشخص می‌کنند که حاصلضرب (μz) در فشار متوسط \bar{p} ثابت است؛ این قابلیت کاربرد روش p^2 را در فشارهای زیر 2000 psi بسیار محدود می‌کند. باید توجه داشت زمانی که روش p^2 برای تعیین p_{wf} استفاده می‌شود، شاید بتوان $\bar{\mu} z = \mu_i z$ را فرض کرد.

مثال ۱۴-۶

چاهی گازی با یک دبی ثابت 7454.2 Mscf/day در شرایط جریان ترانزینت تولید می‌کند. اطلاعات زیر موجوداند:

$$\begin{aligned} h &= 10 \text{ ft} & \phi &= 20\% & p_i &= 1600 \text{ psi} \\ r_w &= 0.3 \text{ ft} & c_{ii} &= 6.25 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1} \\ k &= 50 \text{ mD} \\ T &= 600^\circ \text{ R} \end{aligned}$$

خواص گاز نیز در جدول زیر فهرست شده‌اند:

p	μ_g, cp	z	$m(p), \text{psi}^2/\text{cp}$
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

فشار جریانیه ته چاه را بعد از گذشت 4hrs با روش‌های زیر محاسبه کنید:

الف) روش $m(p)$:

ب) روش p^2

جواب

الف) روش $m(p)$:

مرحله اول: محاسبه t_D :

$$t_D = \frac{(0.000264)(50)(4)}{(0.2)(0.0168)(6.25 \times 10^{-4})(0.3)^2} = 279,365.1$$

مرحله دوم: محاسبه ψ_D :

$$\psi_D = 0.5(\ln(279365.1) + 0.80907) = 6.6746$$

مرحله سوم: حل معادله (۶-۱۱۱) برای به دست آوردن $m(p_{wf})$:

$$p_{wf}^2 = (198 \times 10^6) - \left(\frac{(1422)(7454.2)(600)}{(50)(10)} \right) (6.6746) = 113.1 \times 10^6$$

مقدار $p_{wf} = 1200 \text{ psi}$ است.

ب) روش p^2 :

مرحله اول: محاسبه ψ_D با معادله (۶-۱۱۲):

$$\psi_D = 0.5(\ln(279365.1) + 0.80907) = 6.6746$$

مرحله دوم: محاسبه p_{wf} (معادله ۶-۱۱۸):

$$p_{wf}^2 = 1600^2 - \left(\frac{(1422)(7454.2)(600)(0.0168)(0.794)}{(50)(10)} \right) (6.6746) = 1,427,491$$

$$p_{wf} = 1195 \text{ psi}$$

مرحله سوم: خطای مطلق متوسط برابر با 0.4% است.

روش تقریب فشار^۱

دومین روش تقریب برای حل کامل جریان شعاعی گازها برای (گازهای شبه مایع^۲) ارائه شده است.

ضریب حجمی گاز B_g در واحد bbl/scf با این معادله تعریف می شود:

$$B_g = \left(\frac{p_{sc}}{5.615T_{sc}} \right) \left(\frac{zT}{p} \right)$$

با حل معادله بالا نسبت به $\frac{p}{z}$:

$$\frac{p}{z} = \left(\frac{Tp_{sc}}{5.615T_{sc}} \right) \left(\frac{1}{B_g} \right)$$

اختلاف شبه فشار گاز به صورت زیر نمایش داده می شود:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \int_{p_{wf}}^{p_i} \frac{2p}{\mu z} dp$$

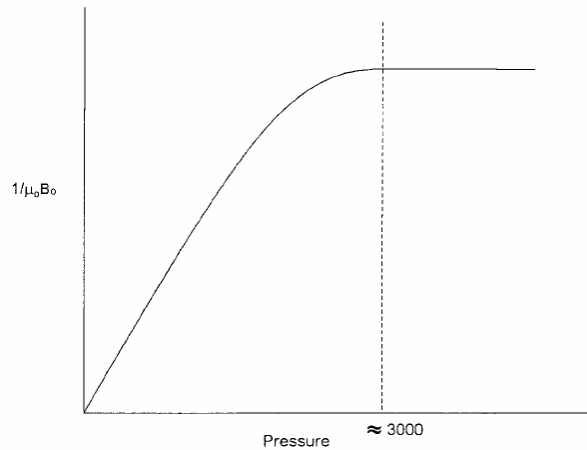
با ترکیب دو معادله بالا:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{2Tp_{sc}}{5.615T_{sc}} \int_{p_{wf}}^{p_i} \left(\frac{1}{\mu B_g} \right) dp \quad (۶-۱۱۹)$$

-
- 1- The Pressure Approximation Method
 - 2- Pseudoliquid

به نظر فتکوویچ در فشارهای بالا ($p > 3000 \text{ psi}$)، ترم $\frac{1}{\mu B_g}$ تقریباً ثابت است (شکل ۶-۲۲). با اعمال شرط فتکوویچ در معادله (۶-۱۱۹) و انتگرال‌گیری از آن:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{2Tp_{sc}}{5.615T_{sc}\mu B_g}(p_i - p_{wf}) \quad (۶-۱۲۰)$$



شکل ۶-۲۲: $\frac{1}{\mu_o B_o}$ بر حسب فشار

با ترکیب کردن معادله (۶-۱۲۰) با یکی از معادلات (۶-۱۰۸)، (۶-۱۰۹) و یا (۶-۱۱۱):

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{162.5 \times 10^3 Q_g \overline{\mu B_g}}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3.23 \right) \quad (۶-۱۲۱)$$

یا:

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{162.5 \times 10^3 Q_g \overline{\mu B_g}}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{4t_D}{\gamma} \right) \right) \quad (۶-۱۲۲)$$

یا:

$$p_{wf} = p_i - \left(\frac{141.2 \times 10^3 Q_g \overline{\mu B_g}}{kh} \right) p_D \quad (123-6)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

$\overline{B_g}$ ضریب حجم سازند گاز، bbl/scf ؛

t زمان، hrs ؛

p_D افت فشار بدون بعد؛

t_D زمان بدون بعد.

باید توجه داشت که خواص گاز (μ, B_g, c_i) در فشار متوسط \overline{p} ارزیابی شده‌اند:

$$\overline{p} = \frac{p_i + p_{wf}}{2} \quad (124-6)$$

این روش را تنها برای فشارهای بالای 3000 psi می‌توان به کار برد. در زمان حل معادله نسبت به p_{wf} ، ممکن است ارزیابی خواص گاز در p_i کافی باشد.

مثال ۱۵-۶

مثال ۱۳-۶ را با روش تقریب p دوباره حل و نتایج را با حل کامل مقایسه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه زمان بدون بعد t_D :

$$t_D = \frac{(0.000264)(65)(1.5)}{(0.15)(0.02831)(3 \times 10^{-4})(0.3)^2} = 224,498.6$$

مرحله دوم: محاسبه B_g در p_i :

$$B_g = 0.00504 \frac{(0.896)(600)}{4400} = 0.0006458 \text{ bbl/scf}$$

مرحله سوم: محاسبه فشار بدون بعد p_D (معادله (۸-۹۲)):

$$p_D = 0.5(\ln(224498.6) + 0.80907) = 6.565$$

مرحله چهارم: تقریب زدن p_{wf} با معادله (۶-۱۲۳):

$$p_{wf} = 4400 - \left(\frac{(141.2 \times 10^3)(2000)(0.02831)(0.0006158)}{(65)(15)} \right) (6.565) = 4367 \text{ psi}$$

جواب به دست آمده مشابه جواب کامل است.

توجه داشته باشید که مثال های ۶-۱۰ تا ۶-۱۵ برای نمایش دادن روش های مختلف حل طراحی شده اند. این مثال ها کاربردی نیستند زیرا در تحلیل، جریان ترانزینت فشار جریانی ته چاه معمولاً تابعی از زمان موجود است. همه روش های قبلی اصولاً برای تعیین نفوذپذیری k یا حاصل ضرب نفوذپذیری ضخامت kh استفاده می شوند.

جریان حالت شبه پایدار

در حالتی از جریان حالت ناپایدار فرض شده که چاه در مخزنی بسیار بزرگ قرار گرفته و با یک دبی جریان ثابت تولید می کند. این دبی یک آشفتگی فشار در مخزن ایجاد می کند که در تمام یک مخزن نامحدود حرکت می کند. در طول این دوره جریان ترانزینت، مرزهای مخزن هیچ تأثیری بر رفتار فشار چاه ندارند. البته دوره زمانی که این فرض می تواند اعمال شود اغلب کوتاه است. به محض این که آشفتگی فشار به همه مرزهای زهکشی برسد، رژیم جریان ترانزینت (حالت ناپایدار) به پایان می رسد. در این لحظه رژیم جریان دیگری آغاز می شود که به جریان حالت شبه پایدار معروف است. در این جا شرایط متفاوت مرزی باید در معادله دیفیوژیویتی اعمال شوند تا بتوان جواب مناسبی را برای این رژیم جریان به دست آورد.

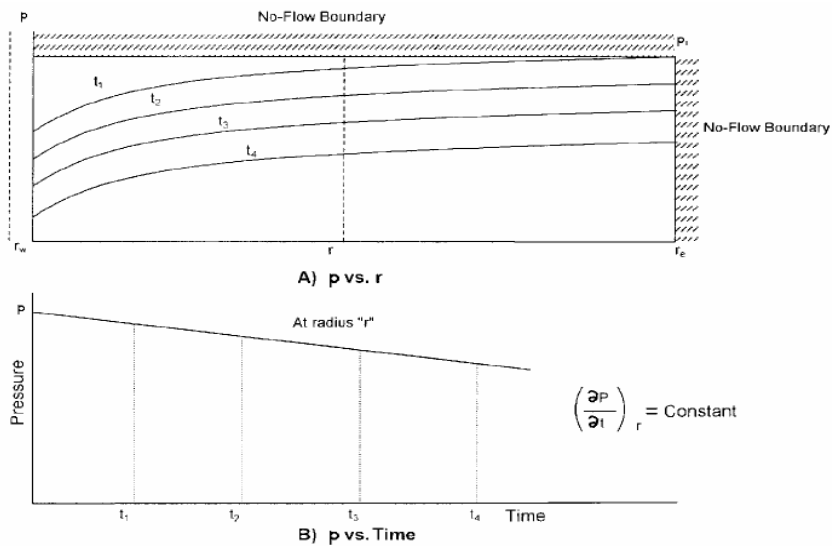
شکل ۶-۲۳ چاهی را در یک سیستم شعاعی نشان می‌دهد که در دوره‌ای نسبتاً طولانی با دبی ثابت تولید می‌کند. طی این زمان طولانی آشفتگی فشار به مرزهای مخزن رسیده است. در طول این جریان شبه پایدار، فشار با مقداری ثابت نسبت به زمان تغییر می‌کند.

شکل ۶-۲۳ B نشان می‌دهد که توزیعات فشار در دوره‌های زمانی متوالی موازی هستند:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = const$$

این مقدار ثابت در معادله بالا با یک موازنه جرم که از تعریف تراکم‌پذیری استفاده می‌کند به دست می‌آید:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp}$$



شکل ۶-۲۳: رژیم جریان حالت شبه پایدار

با آرایش مجدد معادله بالا:

$$cVdp = -dV$$

با مشتق گرفتن از معادله بالا نسبت به زمان:

$$cV \frac{dp}{dt} = -\frac{dV}{dt} = q$$

یا:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{q}{cV}$$

مقدار افت فشار $\frac{dp}{dt}$ در رابطه بالا در واحد $\frac{psi}{hr}$ چنین است:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{q}{24cV} = -\frac{Q_o B_o}{24cV} \quad (۱۲۶-۶)$$

q دبی جریان، bbl/day ؛

Q_o دبی جریان، STB/day ؛

dp/dt مقدار افت فشار، psi/hr ؛

V حجم فضای خالی، bbl .

برای یک سیستم زهکشی شعاعی، حجم خلل و فرج به صورت زیر به دست می‌آید:

$$V = \frac{\pi r_e^2 h \phi}{5.615} = \frac{Ah\phi}{5.615} \quad (۱۲۷-۶)$$

A مساحت زهکشی، ft^2 است.

با ترکیب معادلات (۱۲۶-۶) و (۱۲۷-۶):

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{0.23396q}{c_i \pi r_e^2 h \phi} = -\frac{0.23396q}{c_i Ah\phi} \quad (۱۲۸-۶)$$

رابطه بالا خصوصیات مهم رفتار مقدار افت فشار dp/dt را در طول جریان حالت شبه پایدار آشکار می‌کند. این خصوصیات عبارت‌اند از:

- با افزایش دبی تولید سیالات، مقدار افت فشار مخزن بیشتر است؛
- در مخازنی با ضرایب کل تراکم‌پذیری بالاتر، مقدار افت فشار مخزن سرعت کمتری دارد؛
- مخازنی با خلل و فرج بزرگتر افت فشار کمتری دارند.

مثال ۱۶-۶

یک چاه نفتی با دبی ثابت 1200 STB/day در شرایط رژیم جریان شبه پایدار در حال تولید است. داده‌های آزمایش فشار نشان می‌دهند که فشار با مقدار ثابت 4.655 psi/hr افت می‌کند. اطلاعات زیر نیز در دسترس‌اند:

$$h = 25 \text{ ft} \quad \phi = 15\%$$

$$c_i = 12 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \quad B_o = 1.3 \text{ bbl/STB}$$

مساحت ناحیه زهکشی را محاسبه کنید.

جواب

$$q = Q_o B_o = (1200)(1.3) = 1560 \text{ bbl/day}$$

با معادله (۶-۱۲۸) مقدار A به دست می‌آید:

$$-4.655 = - \frac{(0.23396)(1560)}{(12 \times 10^{-6})(A)(25)(0.15)}$$

$$A = 1,742,400 \text{ ft}^2$$

یا:

$$A = \frac{1,742,400}{43,560} = 40 \text{ acres}$$

ماتیوس، برونز و هازبروک^۱ نشان داده‌اند زمانی که مخزن در حالت شبه پایدار تولید می‌کند، هر چاه مستقل از چاه‌های دیگر و تنها از ناحیه زهکشی خودش تولید می‌کند. برای برقراری این شرط مقدار افت فشار dp/dt باید در کل مخزن تقریباً ثابت باشد. چون تغییر فشار در همه نقاط مخزن یکسان است، می‌توان نتیجه گرفت که مقدار تغییر فشار متوسط مخزن نیز یکسان است. این فشار متوسط اصولاً معادل فشار متوسط حجمی مخزن \bar{p} و فشاری است که برای انجام محاسبات جریان در طول شرایط حالت شبه پایدار به کار می‌رود. بحث بالا نشان می‌دهد اگر $(p_i - \bar{p}_r)/t$ جایگزین dp/dt شود می‌توان از معادله (۶-۱۲۸) برای تخمین \bar{p}_r استفاده کرد:

$$p_i - \bar{p}_r = \frac{0.23396qt}{c_i Ah \phi}$$

یا:

$$\bar{p}_r = p_i - \frac{0.23396qt}{c_i Ah \phi} \quad (۶-۱۲۹)$$

t زمان تقریبی سپری شده از زمان پایان رژیم جریان ترانزینت تا زمان مورد نظر است. باید توجه داشت زمان انجام محاسبات موازنه جرم، از فشار متوسط حجمی کل مخزن برای محاسبه خواص سیال استفاده می‌شود. این فشار را می‌توان از خواص زهکشی یک چاه منفرد تعیین کرد:

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i \bar{p}_{ri} V_i}{\sum_i V_i} \quad (۶-۱۳۰)$$

V_i حجم خلل و فرج i امین حجم زهکشی؛

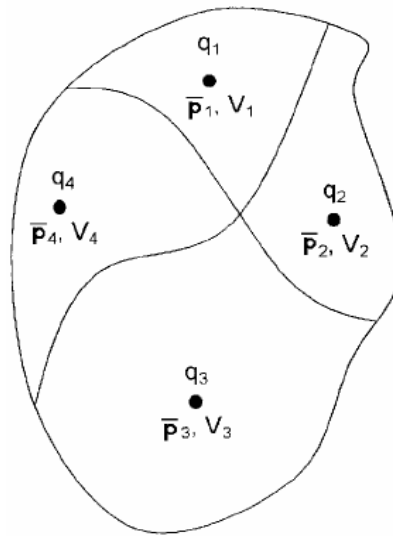
\bar{p}_{ri} فشار متوسط حجمی در i امین حجم زهکشی (شکل ۶-۲۴).

در عمل به دست آوردن مقدار V_i بسیار دشوار است و معمولاً از دبی جریان q_i

به جای V_i در معادله (۶-۱۲۹) استفاده می‌شود:

1- Matthews, Brons and Harebroek
2- Volumetric Average Reservoir Pressure

$$\bar{p}_r = \frac{\sum_i \bar{p}_{ri} q_i}{\sum_i q_i} \quad (۱۳۱-۶)$$



شکل ۶-۲۴: فشار متوسط حجمی مخزن

دبیهای جریان دائم در کل عمر مخزن در میدان ثبت می‌شوند که این محاسبه فشار متوسط حجمی مخزن را آسان می‌کند.

در عمل کاربردهای عملی استفاده از شرایط جریان حالت شبه پایدار برای توصیف رفتار جریان دو نوع سیال مطرح شده‌اند:

- جریان شعاعی سیالات کمی تراکم‌پذیر؛
- جریان شعاعی سیالات تراکم‌پذیر.

جریان شعاعی سیالات کمی تراکم‌پذیر

معادله دیفیوژیوییتی (معادله (۶-۷۳)) برای رژیم جریان ترانزینت به صورت زیر

است:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\phi \mu c_i}{0.000264k} \right) \frac{\partial p}{\partial t}$$

برای جریان حالت شبه پایدار، ترم $\partial p / \partial t$ ثابت است (معادله ۶-۱۲۸). با گذاردن این معادله (۶-۱۲۸) در معادله دیفیوزیویتی:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \left(\frac{\phi \mu c_i}{0.000264k} \right) \left(-\frac{0.23396q}{c_i Ah \phi} \right)$$

یا:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = -\frac{887.22q\mu}{Ahk} \quad (۶-۱۳۲)$$

می توان معادله (۶-۱۳۲) را به صورت زیر نیز نشان داد:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = -\frac{887.22q\mu}{(\pi r_e^2)hk}$$

با انتگرال گیری از معادله بالا:

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = -\frac{887.22q\mu}{(\pi r_e^2)hk} \left(\frac{r^2}{2} \right) + c_1$$

c_1 ثابت انتگرال گیری است و با اعمال شرط مرز بدون جریان خارجی

در معادله بالا رابطه زیر به دست می آید: $((\partial p / \partial t)_{re} = 0)$

$$c_1 = \frac{141.2q\mu}{\pi hk}$$

از ترکیب دو عبارت بالا معادله زیر به دست می آید:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{141.2q\mu}{kh} \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right)$$

با انتگرال گیری مجدد از رابطه بالا:

$$\int_{p_{wf}}^{p_i} dp = \frac{141.2q\mu}{kh} \int_{r_w}^{r_e} \left(\frac{1}{r} - \frac{r}{r_e^2} \right) dr$$

حل انتگرال بالا با فرض این که $\left(\frac{r_w^2}{r_e^2} \right)$ قابل اغماض است نتیجه می دهد:

$$(p_i - p_{wf}) = \frac{141.2q\mu}{kh} \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \right) \quad (133-6)$$

شکل مرسوم معادله بالا حل آن نسبت به دبی جریان است:

$$Q = \frac{0.00708kh(p_i - p_{wf})}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \right)} \quad (134-6)$$

Q دبی جریان، STB/day ؛

B ضریب حجمی سازند، bbl/STB ؛

k نفوذپذیری، mD .

معمولاً از فشار متوسط حجمی مخزن \bar{p}_r برای محاسبه دبی جریان سیال مایع تحت شرایط جریان حالت شبه پایدار استفاده می‌شود. با اعمال \bar{p}_r در معادله (134-6) معادله زیر حاصل می‌شود:

$$Q = \frac{0.00708kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu B \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right)} \quad (135-6)$$

توجه داشته باشید که:

$$\ln \left(\frac{0.47r_e}{r_w} \right) = \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75$$

این مطلب نشان می‌دهد که در حالت شبه پایدار فشار متوسط حجمی \bar{p}_r در فاصله 47% از شعاع ناحیه زهکشی اتفاق می‌افتد.

از راه حل فشار بدون بعد p_D معادله دیفیوزیویتی نیز برای به دست آوردن معادله (135-6) استفاده می‌شود. تابع p_D برای یک مخزن محدود (بسته) قبلاً با معادله (96-6) نمایش داده شده است:

$$p_D = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln(r_{eD}) - 0.75$$

سه پارامتر بدون بعد بالا با روابط زیر تعریف می شوند:

$$p_D = \frac{(p_i - p_{wf})}{0.00708kh} \frac{QB\mu}{0.000264kt}$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu c_t r_w^2}$$

$$r_{eD} = \frac{r_e}{r_w}$$

از ترکیب چهار رابطه بالا رابطه زیر به دست می آید:

$$p_{wf} = p_i - \frac{QB\mu}{0.00708kh} \left(\frac{0.0005274kt}{\phi\mu c_t r_w^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right)$$

از حل معادله (۶-۱۳۰) نسبت به زمان رابطه زیر حاصل می شود:

$$t = \frac{c_t Ah \phi (p_i - \bar{p}_r)}{0.23396QB} = \frac{c_t (\pi r_e^2) h \phi (p_i - \bar{p}_r)}{0.23396QB}$$

در هم آمیختن دو معادله بالا و حل معادله حاصل نسبت به دبی جریان، رابطه زیر را

نتیجه می دهد:

$$Q = \frac{0.00708kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu B \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right)}$$

رژیم جریان حالت شبه پایدار ارتباطی به هندسه مخزن ندارد. این رژیم حتی در هندسه‌های نامنظم نیز، اگر مدت دوره تولید به اندازه کافی طولانی باشد تا آشفتگی فشار به کل ناحیه زهکشی برسد، رخ می‌دهد.

رامی و کوب^۱ به جای ارائه یک معادله جداگانه برای هر هندسه، ضریب تصحیحی را به نام ضریب شکل، C_A ، ارائه داده اند که انحراف شکل ناحیه زهکشی را از شکل یک دایره ایده‌ال در محاسبات وارد می‌کند. ضرایب شکل‌های هندسی در جدول ۴-۶ آورده شده‌اند. این ضرایب همچنین محل قرار گرفتن چاه را در ناحیه زهکشی در محاسبات اعمال می‌کنند. نتیجه قرار دادن ترم C_A در معادله (۶-۱۳۲) و اجرای فرایند حل دو جواب زیر است:

• به صورت ترم‌هایی از فشار متوسط حجمی \bar{p}_r :

$$p_{wf} = \bar{p}_r - \frac{162.6QB\mu}{kh} \log\left(\frac{4A}{1.781C_A r_w^2}\right) \quad (۶-۱۳۶)$$

• به صورت ترم‌هایی از فشار اولیه مخزن p_i :

با فراخوانی دوباره معادله (۶-۱۲۹) که تغییرات فشار متوسط مخزن را به صورت تابعی از زمان و فشار اولیه مخزن p_i نشان می‌دهد:

$$\bar{p}_r = p_i - \frac{0.23396qt}{c_i Ah \phi}$$

ترکیب معادله بالا با معادله (۶-۱۳۶) نتیجه می‌دهد:

$$p_{wf} = \left(p_i - \frac{0.23396QBt}{Ah\phi c_i} \right) - \frac{162.6QB\mu}{kh} \log\left(\frac{4A}{1.781C_A r_w^2}\right) \quad (۶-۱۳۷)$$

k نفوذپذیری، mD ؛

A مساحت ناحیه زهکشی، ft^2 ؛

C_A ضریب شکل؛

Q دبی جریان، STB/day ؛

t زمان، hrs ؛

c_f ضریب تراکم‌پذیری کل، psi^{-1} .

می‌توان معادله (۶-۱۳۶) را نسبت به Q نیز حل کرد:

$$Q = \frac{kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{162.6B\mu \log\left(\frac{4A}{1.781C_A r_w^2}\right)} \quad (۶-۱۳۸)$$

اگر معادله (۶-۱۳۸) در مخزنی دایره‌ای با شکل r_e اعمال شود:

$$A = \pi r_e^2$$

با توجه به جدول ۶-۴ ضریب شکل این ناحیه زهکشی دایره‌ای برابر است با:
















$$C_A = 31.62$$

با گذاردن این دو پارامتر در معادله (۶-۱۳۸):


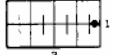
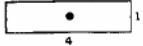

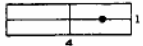
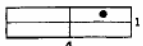
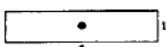








$$p_{wf} = \bar{p}_r - \left(\frac{QB\mu}{0.00708kh}\right) \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75\right)$$

معادله بالا مشابه معادله (۶-۱۳۵) است.

جدول ۴-۶: ضرایب شکل برای نواحی زهکشی تک چاهی

In Bounded Reservoirs	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exact for $t_{DA} >$	Less than 1% Error For $t_{DA} >$	Use Infinite System Solution with Less Than 1% Error for $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	+1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	-0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005

ادامه جدول ۴-۶:

In Bounded Reservoirs	C_A	$\ln C_A$	$\frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exact for $t_{DA} >$	Less than 1% Error For $t_{DA} >$	Use Infinite System Solution with Less than 1% Error for $t_{DA} <$
	0.5813	-0.5425	+0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	+1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	+1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	+1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
<i>IN VERTICALLY FRACTURED RESERVOIRS</i> Use $(x_w/x_f)^2$ in place of A/r_w^2 for fractured systems						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	cannot use
	2.0348	0.7104	+0.0493	0.175	0.09	cannot use
	1.9986	0.6924	+0.0583	0.175	0.09	cannot use
	1.6620	0.5080	+0.1505	0.175	0.09	cannot use
	1.3127	0.2721	+0.2685	0.175	0.09	cannot use
	0.7887	-0.2374	+0.5232	0.175	0.09	cannot use
<i>IN WATER-DRIVE RESERVOIRS</i>						
	19.1	2.95	-1.07	—	—	—
<i>IN RESERVOIRS OF UNKNOWN PRODUCTION CHARACTER</i>						
	25.0	3.22	-1.20	—	—	—

مثال ۱۷-۶

یک چاه نفتی در مرکز یک شبکه مربعی حفر شده است. این چاه با دبی ثابت 800 STB/day در شرایط حالت شبه پایدار تولید می‌کند. خواص مخزنی که چاه در آن قرار گرفته به شرح زیر اند:

$$h = 30 \text{ ft}$$

$$k = 200 \text{ mD}$$

$$B_o = 1.2 \text{ bbl/STB}$$

$$c_t = 25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$A = 40 \text{ acres}$$

$$\phi = 15\%$$

$$\mu = 1.5 \text{ cp}$$

$$p_i = 4500 \text{ psi}$$

الف) فشار جریانی ته چاه را محاسبه و آن را به صورت تابعی از زمان رسم کنید.
ب) بر اساس این نمودار مقدار افت فشار را محاسبه کنید. این مقدار فشار متوسط

مخزن از 10hrs تا 200hrs چقدر است؟

جواب

الف) محاسبات p_{wf} :

مرحله اول: تعیین مقدار C_A از جدول ۶-۴:

$$C_A = 30.8828$$

مرحله دوم: تبدیل واحد مساحت ناحیه A از ایگر به فوت مربع:

$$A = (40)(43,560) = 1,742,400 \text{ ft}^2$$

مرحله سوم: از معادله (۶-۱۳۷):

$$p_{wf} = 4500 - 1.719t - 58.536 \log(2,027,436)$$

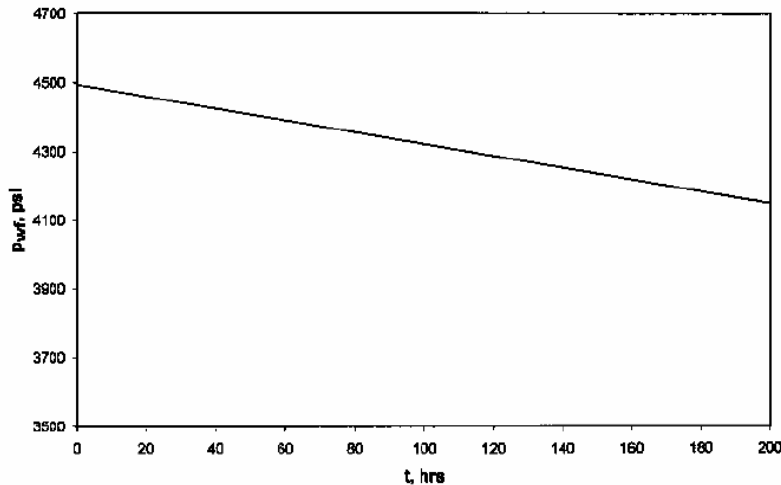
یا:

$$p_{wf} = 4493.69 - 1.719t$$

مرحله چهارم: محاسبه p_{wf} در زمانهای مختلف:

t, hr	$P_{wf} = 44369 - 1.719 t$
10	4476.50
20	4459.31
50	4407.74
100	4321.79
200	4149.89

مرحله پنجم: ارائه نموداری نتایج مرحله چهارم (شکل ۶-۲۵).



شکل ۲۵-۶: فشار جریانیه ته چاهی بصورت تابعی از زمان

ب) شکل ۲۵-۶ و محاسبات بالا به وضوح نشان می‌دهند که فشار ته چاهی در حال جریان به مقدار 1.719 psi/hr افت می‌کند:

$$\frac{dp}{dt} = -1.719 \text{ psi/hr}$$

اهمیت این مثال در این است که مقدار افت فشار در زمان حالت شبه پایدار در کل ناحیه زهکشی یکسان است؛ یعنی فشار متوسط مخزن، \bar{p}_r ، با مقدار یکسان 1.719 psi/hr افت می‌کند؛ بنابراین تغییرات از 10 hrs تا 200 hrs برابراند با:

$$\Delta \bar{p}_r = (1.719)(200 - 10) = 326.6 \text{ psi}$$

مثال ۱۸-۶

یک چاه نفتی تحت فشار جریانیه ته چاه ثابت 1500 psi تولید می‌کند. فشار متوسط کنونی مخزن \bar{p}_r برابر است با 3200 psi .

این چاه در مرکز یک شبکه حفاری مربعی با مساحت 40 acres قرار گرفته است. اطلاعات اضافی زیر نیز موجوداند:

$$h = 15 \text{ ft}$$

$$k = 50 \text{ mD}$$

$$B_o = 1.15 \text{ bbl/STB}$$

$$c_i = 10 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$\phi = 16\%$$

$$\mu = 26 \text{ cp}$$

$$r_w = 0.25 \text{ ft}$$

دبی جریان را محاسبه کنید.

جواب

با معادله (۶-۱۳۸):

$$Q = \frac{(50)(15)(3200 - 1500)}{(162.6)(1.15)(2.6) \log \left(\frac{(4)(40)(43,560)}{(1.781)(30.8828)(0.25)^2} \right)} = 416 \text{ STB/day}$$

جریان شعاعی سیالات تراکم‌پذیر (گازها)

معادله دیفیوزیویته شعاعی (معادله ۶-۱۰۶) برای مطالعه عملکرد سیال تراکم‌پذیر در شرایط حالت ناپایدار بسط داده شده است:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial m(p)}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_i}{0.000264k} \frac{\partial m(p)}{\partial t}$$

برای جریان حالت شبه پایدار، مقدار تغییر شبه فشار گاز واقعی نسبت به زمان

ثابت است؛ یعنی:

$$\frac{\partial m(p)}{\partial t} = \text{const}$$

با استفاده از تکنیکی مشابه با سیالات مایع معادله دیفیوزیویته برای گاز به صورت

زیر حل می‌شود:

$$Q_g = \frac{kh(m(\bar{p}_r) - m(p_{wf}))}{1422T \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right)} \quad (۱۳۹-۶)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

k نفوذپذیری، mD .

دو تقریبی که معمولاً برای جواب بالا استفاده می‌شوند عبارت‌اند از:

- تقریب مربع فشار؛
- تقریب فشار.

روش تقریب مربع فشار

نتایج این روش اگر $p < 2000 \text{ psi}$ باشد با روش حل کامل سازگاراند و معادله به شکل زیر در می‌آید:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T \bar{\mu} \bar{z} \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right)} \quad (۱۴۰-۶)$$

خواص گاز ($\bar{\mu}$ و \bar{z}) هر دو در فشار متوسط ارزیابی می‌شوند:

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{(\bar{p}_r)^2 - (p_{wf})^2}{2}}$$

روش تقریب فشار

این روش را در فشارهای بالای 3000 psi می‌توان استفاده کرد:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{1422\bar{\mu}\bar{B}_g \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right)} \quad (۱۴۱-۶)$$

در این معادله خواص گاز تحت فشار متوسط مخزن ارزیابی می‌شوند:

$$\bar{p} = \frac{\bar{p}_r - p_{wf}}{2}$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

\bar{B}_g ضریب حجمی گاز در فشار متوسط، bbl/STB .

معادله ضریب حجمی سازند گاز به صورت زیر است:

$$\bar{B}_g = 0.00504 \frac{\bar{z}T}{p}$$

در فرایند به دست آوردن معادلات جریان، دو فرض عمده زیر اعمال شده‌اند:

- نفوذپذیری یکنواخت در کل ناحیه زهکشی؛
- جریان آرام (گران‌رو).

قبل از استفاده از هر جواب برای معادله جریان، باید آن را برای احتساب اثرات انحراف از فرضیات بالا اصلاح کرد. با اعمال دو ضریب اصلاحی در جواب معادله جریان می‌توان دو فرض بالا را حذف کرد:

- ضریب پوسته^۱؛
- ضریب جریان آشفته^۲.

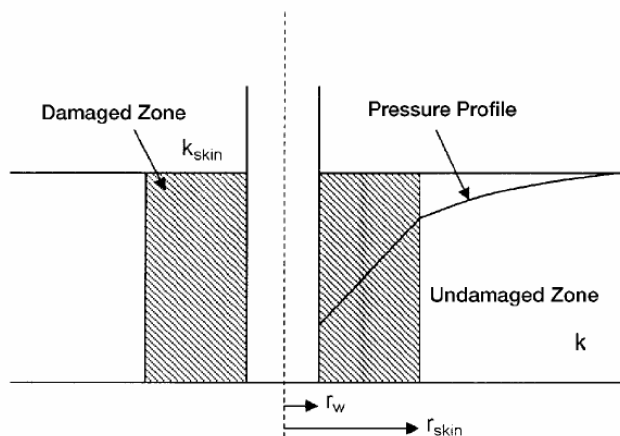
ضریب پوسته

معمولاً موادی مانند گل حفاری، سیمان یا ذرات رسی در حین عملیات حفاری، تکمیل یا تعمیر چاه وارد سازند می‌شوند و نفوذپذیری محیط اطراف چاه را کاهش

1- Skin Factor

2- Turbulent Flow Factor

می‌دهند. این اثر آسیب چاه^۱ و ناحیه‌ای که نفوذپذیری‌اش تغییر کرده نیز منطقه پوسته نامیده می‌شود. عمق این منطقه از چند اینچ تا چندین فوت متغیر است. در بعضی چاه‌ها با عملیات اسید کاری یا شکافدار کردن نفوذپذیری محیط اطراف چاه را افزایش می‌دهند. بنابراین همواره نفوذپذیری محیط مجاور چاه با نفوذپذیری مخزن (جایی که اسید کاری یا حفاری بر آن تأثیر نگذاشته باشد) تفاوت دارد (شکل ۶-۲۶).



شکل ۶-۲۶: اثر پوسته مجاور چاه

عواملی که باعث صدمه دیدن چاه می‌شوند، یک افت فشار محلی را در حین جریان ایجاد می‌کنند که معمولاً آن را به شکل Δp_{Skin} نشان می‌دهند. تکنیک‌های تحریک چاه خواص سازند را بهبود می‌بخشند و نفوذپذیری محیط مجاور چاه را افزایش می‌دهند؛ یعنی این افت فشار را کاهش می‌دهند. اثر حاصل از تغییر نفوذپذیری در اطراف چاه اثر پوسته^۲ نامیده می‌شود.

شکل ۶-۲۷ اختلافات افت فشار منطقه پوسته را در سه حالت ممکن نشان

می‌دهد:

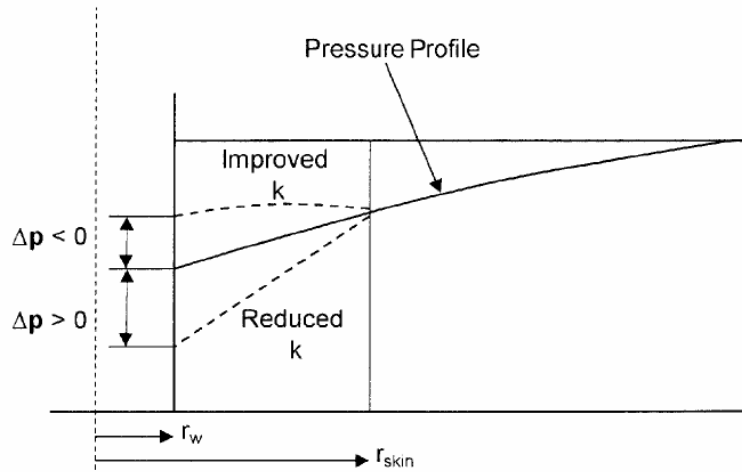
• $\Delta p_{Skin} > 0$: این حالت افت فشار اضافی ناشی از آسیب دیدگی چاه را

نشان می‌دهد ($k_{Skin} < k$)؛

1- Wellbore Damage

2- Skin Effect

- $\Delta p_{Skin} < 0$: در این وضعیت افت فشار در محیط اطراف چاه کمتر از حالت عادی است ($k_{Skin} > k$)؛
- $\Delta p_{Skin} = 0$: در چنین حالتی هیچ تغییری در شرایط محیط اطراف چاه به وجود نیامده است ($k_{Skin} = k$).



شکل ۶-۲۷: نمایشی از اثرات مثبت و منفی پوسته

به پیشنهاد هاوکینز نفوذپذیری در منطقه پوسته k_{Skin} یکنواخت است و افت فشار را در طول این منطقه می توان با معادله داری تقریب زد. وی رابطه زیر را برای محاسبه این افت فشار ارائه داد:

Δp در منطقه پوسته ناشی از $\Delta p - k$ در منطقه پوسته ناشی از $k_{Skin} \Delta p_{Skin} =$ با اعمال معادله داری:

$$\Delta p_{Skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 k_{Skin} h} \right) \ln \left(\frac{r_{Skin}}{r_w} \right) - \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 k h} \right) \ln \left(\frac{r_{Skin}}{r_w} \right)$$

یا:

$$\Delta p_{Skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 k h} \right) \left(\frac{k}{k_{Skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{Skin}}{r_w} \right)$$

k نفوذپذیری سازند، mD ؛

k_{Skin} نفوذپذیری منطقه پوسته، mD ؛

معمولا عبارت بالا برای تعیین افت فشار در منطقه پوسته به صورت زیر نمایش

داده می شود:

$$\Delta p_{Skin} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708 kh} \right) s = 141.2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) s \quad (142-6)$$

S ضریب پوسته است و به صورت زیر تعریف می شود:

$$s = \left(\frac{k}{k_{Skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{Skin}}{r_w} \right) \quad (143-6)$$

معادله بالا اهمیت فیزیکی علامت ضریب پوسته را نشان می دهد. تنها سه پیشامد در

ارزیابی ضریب پوسته S ممکن است:

ضریب پوسته ($s > 0$)

زمانی که یک منطقه آسیب دیده مجاور چاه باشد، k_{Skin} کمتر از k است و S

یک عدد مثبت است. بزرگی ضریب پوسته با کاهش k_{Skin} و افزایش عمق

آسیب دیدگی r_{Skin} افزایش می یابد.

ضریب پوسته ($s < 0$)

اگر نفوذپذیری محیط اطراف چاه k_{Skin} بیشتر از نفوذپذیری سازند k باشد،

ضریب پوسته منفی خواهد شد که این بهبود شرایط چاه است.

ضریب پوسته ($s = 0$)

زمانی رخ می‌دهد که تغییری در نفوذپذیری اطراف چاه مشاهده نشود
 ($k_{Skin} = k$) معادله (۶-۱۴۳) نشان می‌دهد که ضریب پوسته مقدار منفی Δp_{Skin} است؛ یعنی در یک چاه تحریک شده به افت فشاری کمتر برای تولید با دبی q از چاهی معادل با نفوذپذیری یکنواخت لازم است.

اصلاح پیشنهادی در معادله قبلی جریان بر این اساس که افت فشار حقیقی کل همواره با مقدار Δp_{Skin} افزایش یا کاهش خواهد یافت استوار است. با فرض این که Δp_{Ideal} معرف افت فشار برای ناحیه‌ای زهکشی با نفوذپذیری یکنواخت k است:

$$\Delta p_{Actual} = \Delta p_{Ideal} + \Delta p_{Skin}$$

یا:

$$(p_i - p_{wf})_{Actual} = (p_i - p_{wf})_{Ideal} + \Delta p_{Skin} \quad (۶-۱۴۴)$$

می‌توان مفهوم بالا را برای محاسبه منطقه پوسته اطراف چاه همه رژیم‌های جریان به کار برد:

* جریان شعاعی حالت پایدار

با گذاشتن معادلات (۶-۲۷) و (۶-۱۴۲) در معادله (۶-۱۴۴):

$$(p_i - p_{wf})_{actual} = \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{0.00708kh} \right) s$$

یا:

$$Q_o = \frac{0.00708kh(p_i - p_{wf})}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right)} \quad (۶-۱۴۵)$$

Q_o دبی جریان نفت، STB/day ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

h ضخامت، ft ؛

S ضریب پوسته؛

B_o ضریب حجم سازند نفت، bbl/STB ؛

μ_o ویسکوزیته نفت، cp ؛

p_i فشار اولیه مخزن، psi ؛

p_{wf} فشار جریانیه ته چاه، psi .

* جریان شعاعی حالت ناپایدار

- برای سیالات کمی تراکم پذیر:

از ترکیب معادلات (۶-۸۳) و (۶-۱۴۲) با معادله (۶-۱۴۴):

$$p_i - p_{wf} = 162.6 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_o c_i r_w^2} - 3.23 \right) + 141.2 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) s$$

یا:

$$p_i - p_{wf} = 162.6 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_o c_i r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) \quad (۶-۱۴۶)$$

- برای سیالات تراکم پذیر:

مشابه مرحله قبل:

$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \frac{1637 Q_g T}{kh} \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) \quad (۶-۱۴۷)$$

- به صورت ترم‌هایی از روش مربع فشار:

$$p_{wf}^2 = p_i^2 - \frac{1637 Q_g T \bar{z} \bar{\mu}}{kh} \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) \quad (۶-۱۴۸)$$

* جریان حالت شبه پایدار

- برای سیالات کمی تراکم پذیر:

با قرار دادن ضریب پوسته در معادله (۱۳۵-۶):

$$Q_o = \frac{0.00708kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right)} \quad (149-6)$$

• برای سیالات تراکم‌پذیر:

$$Q_g = \frac{kh(m(\bar{p}_r) - m(p_{wf}))}{1422T \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right)} \quad (150-6)$$

• یا به صورت ترم‌هایی از تقریب مربع فشار:

$$Q_g = \frac{kh(p_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T \bar{\mu}_g \bar{z}_g \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right)} \quad (151-6)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

$\bar{\mu}_g$ ویسکوزیته گاز در فشار متوسط \bar{p} ، cp ؛

\bar{z}_g ضریب تراکم‌پذیری گاز در فشار متوسط \bar{p} .

مثال ۱۹-۶

ضریب پوسته ناشی از نفوذ سیال حفاری درون سازند به عمق $2ft$ را محاسبه کنید. نفوذپذیری منطقه پوسته $20mD$ و نفوذپذیری خود سازند $60mD$ و شعاع چاه نیز $0.25ft$ است.

جواب

با معادله (۱۴۳-۶) ضریب پوسته به دست می‌آید:

$$s = \left(\frac{60}{20} - 1 \right) \ln \left(\frac{2}{0.25} \right) = 4.16$$

مایتوس و راسل روش دیگری را برای نمایش اثر پوسته ارائه داده‌اند که به شعاع ظاهری چاه یا شعاع مؤثر^۱ r_{wa} معروف است:

$$r_{wa} = r_w e^{-s} \quad (۱۵۲-۶)$$

همه معادلات ایده‌آل جریان را می‌توان برای پوسته با گذاشتن شعاع ظاهری چاه به جای شعاع چاه به سادگی اصلاح کرد و برای مثال معادله (۶-۱۴۶) را به صورت زیر نوشت:

$$p_i - p_{wf} = 162.6 \left(\frac{Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_o c_t r_{wa}^2} - 3.23 \right) \quad (۱۵۳-۶)$$

ضریب جریان آشفته

همه این حالات تا اینجا بر اساس فرض شرایط جریان آرام استواراند. در طول جریان شعاعی، سرعت جریان با نزدیک شدن به چاه افزایش می‌یابد که ممکن است باعث ایجاد یک جریان آشفته در اطراف چاه شود. اگر این جریان آشفته در مجاورت چاه به وجود آید، باعث تحمیل افت فشاری اضافی، مشابه افت فشار ناشی از اثر پوسته، می‌شود. عبارت جریان غیرداری برای توصیف افت فشار ناشی از جریان آشفته (غیر داری^۲) در صنعت به کار می‌رود.

با برابر کردن افت اضافی شبه فشار گاز، ناشی از جریان غیر داری، با $\Delta \psi$ غیر داری، افت کلی (حقیقی) محاسبه می‌شود:

$$(\Delta \psi)_{Actual} = (\Delta \psi)_{Ideal} + (\Delta \psi)_{Skin} + (\Delta \psi)_{Non-Darcy}$$

1- Effective or Apparent Wellbore Radius

2- Non-Darcy Flow

واتنبرگر^۱ و رامی عبارت زیر را برای محاسبه $(\Delta\psi)_{Non-Darcy}$ پیشنهاد داده‌اند:

$$(\Delta\psi)_{Non-Darcy} = 3.161 \times 10^{-12} \left(\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w} \right) Q_g^2 \quad (154-6)$$

معادله بالا به شکل ساده تری نیز تعریف می‌شود:

$$(\Delta\psi)_{Non-Darcy} = F Q_g^2 \quad (155-6)$$

F ضریب جریان غیر دارسی^۲ نامیده و به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$F = 3.161 \times 10^{-12} \left(\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_{gw} h^2 r_w} \right) \quad (156-6)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

μ_{gw} ویسکوزیته ارزیابی شده گاز در p_{wf} ، cp ؛

γ_g وزن مخصوص گاز؛

h ضخامت، ft ؛

F ضریب جریان غیر دارسی، $(Mscf/day)^2 / psi^2$ ؛

β پارامتر آشفتگی.

چون^۳ عبارت ریاضی زیر را برای تخمین پارامتر آشفتگی^۴ β پیشنهاد کرده است:

$$\beta = 1.88 \times 10^{-10} k^{-1.47} \phi^{-0.53} \quad (157-6)$$

k نفوذپذیری، mD ؛

-
- 1- Wattenburger
 - 2- Non-Darcy Flow Coefficient
 - 3- Jones
 - 4- Turbulence Parameter

ϕ تخلخل.

ترم FQ_g^2 را می‌توان در همه معادلات جریان تراکم پذیر گاز به همان روش ضریب پوسته قرار داد. این ترم غیرداریسی به عنوان پوسته وابسته به دبی^۱ تفسیر می‌شود. معادلات جریان گاز، برای احتساب شرط جریان آشفته، به صورت زیر اصلاح می‌شوند:

* جریان شعاعی حالت ناپایدار

معادله جریان گاز برای یک جریان حالت ناپایدار معادله (۶-۱۴۷) است. این معادله را می‌توان با افزودن افت فشار پتانسیل اضافی گاز واقعی اصلاح کرد:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637Q_g T}{kh} \right) \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) + FQ_g^2 \quad (۱۵۸-۶)$$

معمولا معادله بالا به شکل زیر نوشته می‌شود:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637Q_g T}{kh} \right) \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} - 3.23 + 0.87s + 0.87DQ_g \right) \quad (۱۵۹-۶)$$

ترم DQ_g ضریب پوسته وابسته به دبی است. ضریب D ضریب جریان آشفته یا اینرسی^۲ نامیده می‌شود:

$$D = \frac{Fkh}{1422T} \quad (۱۶۰-۶)$$

1- Rate Dependent Skin
2- Inertial or Turbulent Flow Factor

ضریب پوسته حقیقی s آسیب دیدگی یا تحریک شدن سازند را نشان می‌دهد. این ضریب معمولاً با پوسته غیرداری وابسته به دبی ترکیب و به عنوان ضریب پوسته کل یا پوسته ظاهری^۱ نمایش داده می‌شود:

$$s' = s + DQ_g \quad (۱۶۱-۶)$$

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \left(\frac{1637Q_g T}{kh} \right) \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} - 3.23 + 0.87s' \right) \quad (۱۶۲-۶)$$

می‌توان معادله (۱۶۲-۶) را به شکل تقریب مربع فشار نیز نشان داد:

$$p_i^2 - p_{wf}^2 = \left(\frac{1637Q_g T z \bar{\mu}}{kh} \right) \left(\log \frac{kt}{\phi \mu_i c_{ii} r_w^2} - 3.23 + 0.87s' \right) \quad (۱۶۳-۶)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

t زمان، hrs ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

μ_i ویسکوزیته گاز ارزیابی شده در p_i ، cp .

* جریان حالت شبه پایدار

معادلات (۱۵۰-۶) و (۱۵۱-۶) را می‌توان نسبت به جریان غیر داری اصلاح کرد:

$$Q_g = \frac{kh(m(\bar{p}_r) - m(p_{wf}))}{1422T \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s + DQ_g \right)} \quad (۱۶۴-۶)$$

• یا به صورت ترم هایی از روش مربع فشار:

$$Q_g = \frac{kh(p_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T\bar{\mu}z \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + DQ_g \right)} \quad (165-6)$$

D به صورت زیر تعریف می شود:

$$D = \frac{Fkh}{1422T} \quad (166-6)$$

* جریان حالت پایدار

مشابه روش بالا، می توان معادلات (۴۴-۶) و (۴۵-۶) را چنین بیان کرد:

$$Q_g = \frac{kh(m(p_i) - m(p_{wf}))}{1422T \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + s + DQ_g \right)} \quad (167-6)$$

$$Q_g = \frac{kh(p_e^2 - p_{wf}^2)}{1422T\bar{\mu}z \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + s + DQ_g \right)} \quad (168-6)$$

D با معادله (۱۶۶-۶) تعریف شده است.

مثال ۲۰-۶

یک چاه گازی با شعاع آسیب دیدگی $2ft$ و نفوذپذیری منطقه آسیب دیده برابر با $30mD$ وجود دارد. تخلخل و نفوذپذیری سازند ۱۲ درصد و $55mD$ است. این چاه با دبی $20MMscf/day$ گازی با گراوایته ۰.۶ تولید می کند. اطلاعات اضافی زیر نیز موجوداند:

$$h = 20 \text{ ft} \quad T = 140^\circ \text{ F} \quad \mu_{gw} = 0.013 \text{ cp}$$

$$r_w = 0.25$$

ضریب پوسته ظاهری را برای این چاه محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه ضریب پوسته با معادله (۶-۱۴۳):

$$s = \left(\frac{55}{30} - 1 \right) \ln \left(\frac{2}{0.25} \right) = 1.732$$

مرحله دوم: محاسبه پارامتر آشفستگی β (معادله (۶-۱۵۷)):

$$\beta = 1.88 \times 10^{-10} (55)^{-1.47} (0.12)^{-0.53} = 159.904 \times 10^6$$

مرحله سوم: محاسبه ضریب جریان غیر داری (معادله (۶-۱۵۶)):

$$F = 3.161 \times 10^{-12} \left(\frac{(159.904 \times 10^6)(600)(0.6)}{(0.013)(20)^2(0.25)} \right) = 0.14$$

مرحله چهارم: محاسبه ضریب D با معادله (۶-۱۶۰):

$$D = \frac{(0.14)(55)(20)}{(1422)(600)} = 1.805 \times 10^{-4}$$

مرحله پنجم: تخمین ضریب پوسته ظاهری (معادله (۶-۱۶۱)):

$$s' = 1.732 + (1.805 \times 10^{-4})(20,000) = 5.342$$

اصل بر هم نهی^۱

جواب های معادله دیفیوزیویتی در این فصل تنها برای توصیف توزیع فشار ناشی از دبی ثابت تولید یک چاه در مخزنی نامحدود به کار می‌روند. چون معمولاً در سیستم های مخازن واقعی چندین چاه با چندین دبی مختلف تولید می‌کنند، به روشی کلی‌تر برای مطالعه رفتار جریان سیال در طول دوره جریان ناپایدار نیاز است. اصل بر هم نهی مفهومی قدرتمند است که از آن می‌توان برای برداشتن محدودیت‌های تحمیل شده به حالت های مختلف جواب معادله جریان ترانزینت استفاده کرد. نظریه بر هم نهی بیان می‌کند که هر مجموعی از جوابهای منفرد معادله دیفیوزیویتی خود نیز جوابی برای آن معادله است. از این مفهوم می‌توان برای احتساب اثرات زیر بر جواب جریان ترانزینت استفاده کرد:

- اثرات چند چاهی^۲؛
- اثرات تغییر دبی؛
- اثرات مرزی؛
- اثرات تغییر فشار.

اسلایدر^۳ کاربردهای عملی اصل بر هم نهی را در حل انواع مختلف مسائل جریان حالت ناپایدار عالی بررسی است.

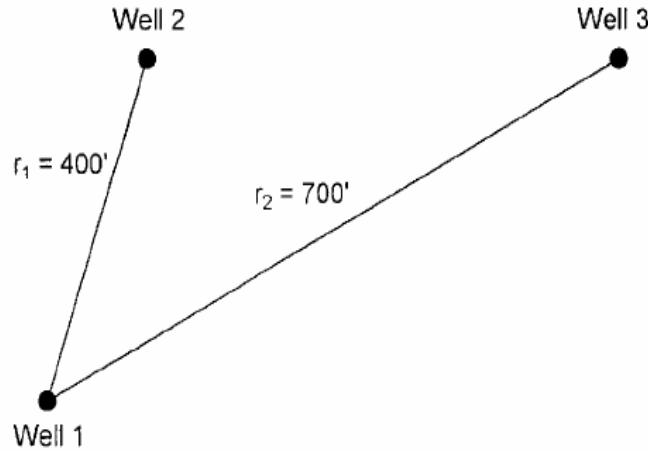
اثرات چند چاهی

بیشتر وقت‌ها باید اثرات بیشتر از یک چاه را بر فشار در نقطه‌ای از مخزن محاسبه کرد. مفهوم بر هم نهی بیان می‌کند که افت فشار کل در هر نقطه‌ای از مخزن برابر مجموع تغییرات فشار ناشی از تغییر دبی هر چاه در آن نقطه است. به عبارت دیگر یک اثر به سادگی به اثر دیگر اضافه می‌شود.

1- Principle of Superposition

2- Effects of Multiple Wells

3- Slider



شکل ۲۸-۶: چاه های مثال ۶-۲۰

در شکل ۲۸-۶ سه چاه سه دبی جریان مختلف در حال تولید از یک مخزن نامحدود هستند (جریان حالت ناپایدار). اصل بر هم نهی نشان می دهد که افت فشار کل در هر چاه (برای مثال برای چاه ۱) برابر است با:

$$(\Delta p)_{Total(1)} = (\Delta p)_{Well(1)} + (\Delta p)_{Well(2)} + (\Delta p)_{Well(3)}$$

افت فشار چاه ۱ ناشی از تولید خودش، با تقریب لگاریتمی راه حل تابع انتگرال نمایی E_i (معادله ۶-۱۴۶) به صورت زیر است:

$$(p_i - p_{wf}) = (\Delta p)_{Well(1)} = \frac{162.6 Q_{o1} B_o \mu_o}{kh} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right)$$

t زمان، hrs ؛

s ضریب پوسته؛

k نفوذپذیری، mD ؛

Q_{o1} دبی جریان نفت چاه ۱.

افت فشار ناشی از تولید چاه‌های ۲ و ۳ را باید در چاه ۱ به صورت ترم‌هایی از تابع E_i نوشت (معادله ۶-۷۸). در این جا چون فشار در فاصله زیاد r از چاه محاسبه می‌شود، از تقریب لگاریتمی نمی‌توان استفاده کرد (آرگومان $x > 0.01$) یا:

$$(\Delta p)_{Total(1)} = \frac{162.6Q_{o1}B_o\mu_o}{kh} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi\mu_o c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right) \quad (۶-۱۶۹)$$

$$- \left(\frac{70.6Q_{o2}B_o\mu_o}{kh} \right) E_i \left(- \frac{948\phi\mu_o c_i r_1^2}{kt} \right) - \left(\frac{70.6Q_{o3}B_o\mu_o}{kh} \right) E_i \left(- \frac{948\phi\mu_o c_i r_2^2}{kt} \right)$$

Q_{o1}, Q_{o2}, Q_{o3} به ترتیب دبی‌های تولیدی چاه‌های ۱، ۲ و ۳ اند.

از روش بالا می‌توان برای محاسبه فشار چاه‌های ۲ و ۳ استفاده کرد. همچنین می‌توان این روش را برای دربرگیری تعداد چاه‌های در حال جریان تحت شرایط جریان حالت ناپایدار بسط داد. اگر نقطه مورد نظر یک چاه عملیاتی (در حال تولید) باشد، ضریب پوسته s را باید تنها برای آن چاه در نظر گرفت.

مثال ۶-۲۱

با فرض این که سه چاه شکل ۶-۲۸ تحت شرایط جریان ترانزینت $15hrs$ تولید داشته‌اند و با داشتن اطلاعات زیر:

$Q_{o1} = 100 \text{ STB/day}$	$h = 20'$
$Q_{o2} = 160 \text{ STB/day}$	$\phi = 15\%$
$Q_{o3} = 200 \text{ STB/day}$	$k = 40 \text{ md}$
$p_i = 4500 \text{ psi}$	$r_w = 0.25'$
$B_o = 1.20 \text{ bbl/STB}$	$\mu_o = 2.0 \text{ cp}$
$c_t = 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$	$r_1 = 400'$
$(s)_{well 1} = -0.5$	$r_2 = 700'$

اگر هر سه چاه با دبی ثابت در حال تولید باشند، فشار جریانی ته چاه را در چاه شماره ۱ حساب کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه افت فشار در چاه ۱ ناشی از تولید خودش (معادله ۶-۴۶):

$$(\Delta p)_{well(1)} = \frac{162.6(100)(1.2)(2.0)}{(40)(20)} \left(\log \left(\frac{(40)(15)}{(0.15)(2.0)(20 \times 10^{-6})(0.25)^2} \right) - 3.23 + 0.87(-0.5) \right)$$

$$= 270.2 \text{ psi}$$

مرحله دوم: محاسبه افت فشار در چاه ۱ ناشی از تولید چاه ۲:

$$(\Delta p)_{well(2)} = - \frac{(70.6)(160)(1.2)(2.0)}{(40)(20)} E_i \left(- \frac{(948)(0.15)(2.0)(20 \times 10^{-6})(400)^2}{(40)(15)} \right)$$

$$= (33.888)(-E_i(-1.5168)) = (33.888)(0.13) = 4.41 \text{ psi}$$

مرحله سوم: محاسبه افت فشار ناشی از تولید چاه ۳:

$$(\Delta p)_{well(3)} = - \frac{(70.6)(200)(1.2)(2.0)}{(40)(20)} E_i \left(- \frac{(948)(0.15)(2.0)(20 \times 10^{-6})(700)^2}{(40)(15)} \right)$$

$$= (42.36)(-E_i(-4.645)) = (42.36)(1.84 \times 10^{-3}) = 0.08 \text{ psi}$$

مرحله چهارم: محاسبه افت فشار کل در چاه ۱:

$$(\Delta p)_{Total(1)} = 270.2 + 4.41 + 0.08 = 274.69 \text{ psi}$$

مرحله پنجم: محاسبه p_{wf} در چاه ۱:

$$p_{wf} = 4500 - 274.69 = 4225.31 \text{ psi}$$

اثرات دبی های جریان متغیر

در همه معادلات فصل های قبل چاه ها باید در طول دوره های جریان ترانزینت با یک دبی ثابت تولید کنند. در عمل همه چاه ها با دبی های متغیر تولید می کنند؛

بنابراین زمانی که دبی تغییر می‌کند باید بتوان رفتار فشار را پیش‌بینی کرد. به این خاطر مفهوم برهم نهی بیان می‌کند که هر تغییر دبی جریان در یک چاه باعث عکس‌العمل فشاری می‌شود که از عکس‌العمل فشار ناشی از تغییرات قبلی دبی جریان مستقل است. بر این اساس، افت فشار کلی در هر زمان برابر مجموع تغییرات فشار با هر تغییر جداگانه دبی جریان است.

در حالتی که چاه بسته است ($Q = 0$) و اجازه داده می‌شود با دبی‌های ثابت در دوره‌های زمانی مختلف تولید کند (شکل ۶-۲۹)، برای محاسبه افت فشار کل در ته چاه در زمان t_4 ، جواب مرکبی از جمع کردن جواب‌های منفرد دبی ثابت در توالی دبی - زمان مشخص به دست می‌آید:

$$(\Delta p)_{Total} = (\Delta p)_{(Q_1-0)} + (\Delta p)_{(Q_2-Q_1)} + (\Delta p)_{(Q_3-Q_2)} + (\Delta p)_{(Q_4-Q_3)}$$

عبارت بالا نشان می‌دهد که چهار قسمت برای افت فشار کل ناشی از چهار دبی جریان منفرد وجود دارد. اولین قسمت حاصل افزایش دبی از 0 تا Q_1 است که بر کل دوره زمانی t_4 تأثیر می‌گذارد؛ بنابراین:

$$\Delta p_{(Q_1-0)} = \left(\frac{162.6(Q_1 - 0)B\mu}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{kt_4}{\phi\mu c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right)$$

اختلاف دبی (دبی جدید منهای دبی قدیم) در معادله بالا استفاده و باعث آشفتگی فشار می‌شود. هم‌چنین زمان در این معادله معرف کل زمان سپری شده است. دومین قسمت نتیجه کاهش دبی از Q_1 به Q_2 در t_4 است، بنابراین:

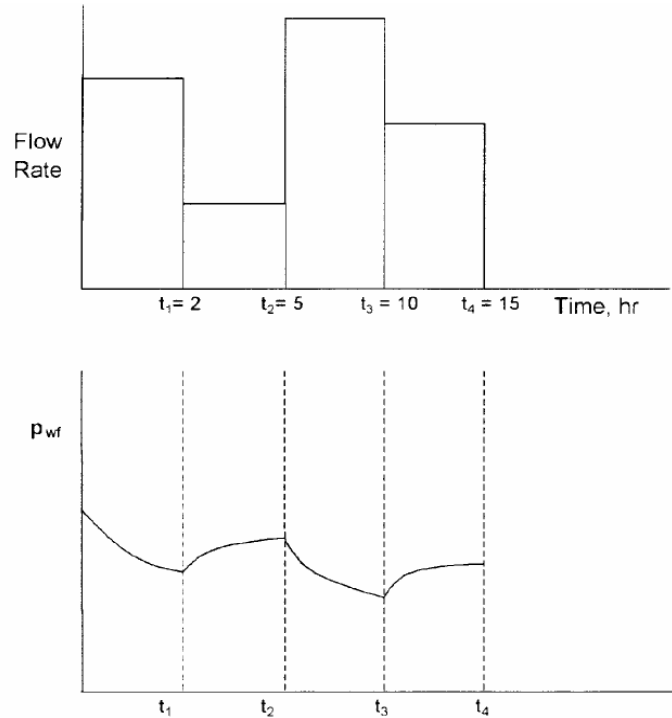
$$\Delta p_{(Q_2-Q_1)} = \left(\frac{162.6(Q_2 - Q_1)B\mu}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{k(t_4 - t_1)}{\phi\mu c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right)$$

با استفاده از مفهومی مشابه، سهم قسمت Q_2 تا Q_3 و Q_3 تا Q_4 به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$\Delta p_{(Q_3-Q_2)} = \left(\frac{162.6(Q_3 - Q_2)B\mu}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{k(t_4 - t_2)}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right)$$

$$\Delta p_{(Q_4-Q_3)} = \left(\frac{162.6(Q_4 - Q_3)B\mu}{kh} \right) \left(\log \left(\frac{k(t_4 - t_3)}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right)$$

رویکرد بالا را می‌توان برای مدل کردن یک چاه با چندین تغییر دبی اتخاذ کرد. این رویکرد تنها وقتی معتبر است که چاه تحت شرایط جریان حالت ناپایدار در کل زمان سپری شده جریان داشته باشد.



شکل ۲۹-۶: تاریخچه تولید و فشار یک چاه

شکل ۶-۲۹ تاریخچه دبی یک چاه را که در شرایط جریان ترانزینت به مدت 15hrs تولید داشته نشان می‌دهد. اطلاعات زیر نیز موجوداند:

$$\begin{aligned} p_i &= 5000 \text{ psi} & h &= 20 \text{ ft} \\ B_o &= 1.1 \text{ bbl/STB} & \phi &= 15\% \\ c_t &= 20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} & r_w &= 0.3 \text{ ft} \\ k &= 40 \text{ mD} & s &= 0 \\ \mu_o &= 2.5 \text{ cp} \end{aligned}$$

فشار ته چاهی را بعد از گذشت 15hrs محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه افت فشار ناشی از اولین دبی جریان برای کل دوره جریان:

$$\begin{aligned} \Delta p_{(Q1-0)} &= \left(\frac{(162.6)(100-0)(1.1)(2.5)}{(40)(20)} \right) \left(\log \left(\frac{(40)(15)}{(0.15)(2.5)(20 \times 10^{-6})(0.3)^2} \right) - 3.23 + 0 \right) \\ &= 319.6 \text{ psi} \end{aligned}$$

مرحله دوم: محاسبه اختلاف فشار اضافی ناشی از تغییر دبی جریان از 100 STB/day تا 70 STB/day

$$\begin{aligned} \Delta p_{(Q2-Q1)} &= \left(\frac{(162.6)(70-100)(1.1)(2.5)}{(40)(20)} \right) \left(\log \left(\frac{(40)(15-2)}{(0.15)(2.5)(20 \times 10^{-6})(0.3)^2} \right) - 3.23 + 0 \right) \\ &= -94.85 \text{ psi} \end{aligned}$$

مرحله سوم: محاسبه اختلاف فشار اضافی ناشی از تغییر دبی جریان از 70 STB/day تا 150 STB/day

$$\begin{aligned} \Delta p_{(Q3-Q2)} &= \left(\frac{(162.6)(150-70)(1.1)(2.5)}{(40)(20)} \right) \left(\log \left(\frac{(40)(15-5)}{(0.15)(2.5)(20 \times 10^{-6})(0.3)^2} \right) - 3.23 + 0 \right) \\ &= 249.18 \text{ psi} \end{aligned}$$

مرحله چهارم: محاسبه اختلاف فشار ناشی از تغییر دبی جریان از 150 STB/day تا 80 STB/day :

$$\Delta p_{(Q4-Q3)} = \left(\frac{(162.6)(85-150)(1.1)(2.5)}{(40)(20)} \right) \left(\log \left(\frac{(40)(15-10)}{(0.15)(2.5)(20 \times 10^{-6})(0.3)^2} \right) - 3.23 + 0 \right)$$

$$= -190.44 \text{ psi}$$

مرحله پنجم: محاسبه افت فشار کل:

$$(\Delta p)_{Total} = 319.6 + (-94.85) + 249.18 + (-190.44) = 283.49 \text{ psi}$$

مرحله ششم: محاسبه فشار بعد از 15 hrs جریان ترانزینت:

$$p_{wf} = 5000 - 283.49 = 4716.51 \text{ psi}$$

اثرات مرزی مخزن

نظریه برهم نهی را می‌توان برای پیش‌بینی فشار یک چاه در مخزنی بسته نیز بسط داد. شکل ۶-۳۰ چاهی را در فاصله r از مرزی بدون جریان^۱ (گسل نفوذ ناپذیر) نشان می‌دهد. مرز بدون جریان را می‌توان با عبارت گرادیان فشار زیر نیز تعریف کرد:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{Boundary} = 0$$

می‌توان شرط مرزی بالا را با گذاشتن یک چاه تخیلی مشابه چاه حقیقی در طرف دیگر گسل در فاصله r شبیه سازی کرد. در نتیجه اثر مرزی بر رفتار فشار این چاه مشابه اثر یک چاه تصویر^۲ در فاصله $2r$ از چاه حقیقی است.

1- No-Flow Boundary

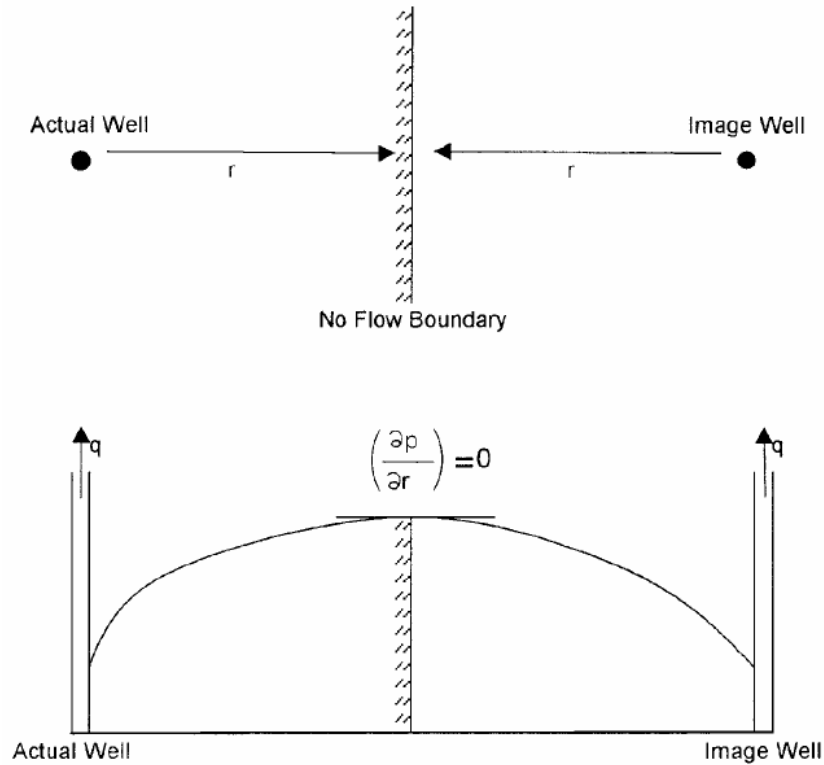
2- Image Well

در محاسبه اثرات مرزی، روش بر هم نهی را بیشتر وقتها روش تصاویر^۱ می‌نامند. بنابراین برای مسئله داده شده در شکل ۶-۳۰، مشکل به یک مسئله (تعیین اثر چاه تخیلی (تصویر) روی چاه افقی) کاهش می‌یابد. افت فشار کل در چاه حقیقی، افت فشار ناشی از تولید خود چاه به علاوه افت فشار اضافی ناشی از چاهی مشابه در فاصله $2r$ است.

$$(\Delta p)_{Total} = (\Delta p)_{ActualWell} + (\Delta p)_{ImageWell}$$

یا:

$$(\Delta p)_{Total} = \frac{162.6Q_o B_o \mu_o}{kh} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right) - \left(\frac{70.6Q_o B_o \mu_o}{kh} \right) E_i \left(- \frac{948\phi \mu_o c_i (2r)^2}{kt} \right)$$



شکل ۳۰-۶: روش تصاویر در حل مسائل مرزی

در این معادله مخزن، به جز وقتی که مرز مشخص باشد، نامحدود در نظر گرفته می‌شود. اثر مرزها همیشه باعث افت فشاری بزرگتر از افت فشار محاسبه شده در مخازن نامحدود می‌شود.

مفهوم چاه های تصویری را می‌توان برای ایجاد رفتار فشار یک چاه در نزدیکی انواع مختلفی از مرزها تعمیم داد.

مثال ۲۳-۶

شکل ۳۱-۶ چاهی را نشان می‌دهد که میان دو گسل نفوذناپذیر و با فاصله ۱۰۰ فوتی و ۲۰۰ فوتی از گسل‌ها قرار گرفته است. این چاه در شرایط جریان ترانزینت و با دبی ثابت 200 STB/day تولید می‌کند:

$$p_i = 5000 \text{ psi}$$

$$B_o = 1.1 \text{ bbl/STB}$$

$$c_i = 25 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

$$k = 600 \text{ mD}$$

$$\mu_o = 2.0 \text{ cp}$$

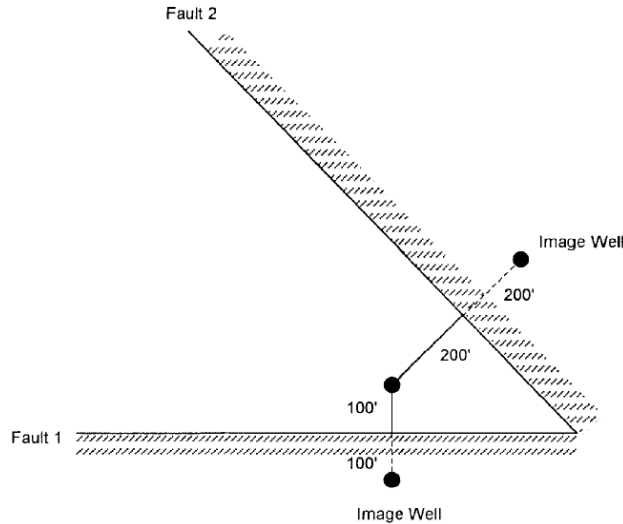
$$h = 25 \text{ ft}$$

$$\phi = 17\%$$

$$r_w = 0.3 \text{ ft}$$

$$s = 0$$

فشار ته چاهی را بعد از گذشت 10hrs محاسبه کنید.



شکل ۴-۳۱. موقعیت چاه‌های مثال ۶-۲۱

جواب

مرحله اول: محاسبه افت فشار ناشی از دبی جریان چاه:

$$(\Delta p)_{Actual} = \frac{(162.6)(200)(1.1)(2.0)}{(60)(25)} \left(\log \left(\frac{(60)(10)}{(0.17)(2.0)(25 \times 10^{-6})(0.3)^2} \right) - 3.23 + 0 \right)$$

$$= 270.17 \text{ psi}$$

مرحله دوم: تعیین افت فشار اضافی ناشی از گسل اول (چاه تصویری ۱):

$$(\Delta p)_{\text{ImageWell}(1)} = - \left(\frac{(70.6)(200)(1.1)(2.0)}{(60)(25)} \right) E_i \left(- \frac{(948)(0.17)(2.0)(25 \times 10^{-6})(2 \times 100)^2}{(6)(10)} \right)$$

$$= 20.71(-E_i(-0.537)) = 10.64 \text{ psi}$$

مرحله سوم: محاسبه اثر دومین گسل (چاه تصویری ۲):

$$(\Delta p)_{\text{ImageWell}(2)} = - \left(\frac{(70.6)(200)(1.1)(2.0)}{(60)(25)} \right) E_i \left(- \frac{(948)(0.17)(2.0)(25 \times 10^{-6})(2 \times 200)^2}{(60)(10)} \right)$$

$$= 20.71(-E_i(-2.15)) = 1.0 \text{ psi}$$

مرحله چهارم: افت فشار کل:

$$(\Delta p)_{\text{Total}} = 270.17 + 10.64 + 1.0 = 281.81 \text{ psi}$$

مرحله پنجم: محاسبه p_{wf} :

$$p_{wf} = 5000 - 281.81 = 4718.19 \text{ psi}$$

اثرات ناشی از تغییر فشار

می‌توان از بر هم نهی در حالتی که فشار ثابت باشد نیز استفاده کرد. تغییرات فشار بسیار مشابه با تغییرات دبی در حالت دبی ثابت در جواب اعمال می‌شوند. این توصیف روش بر هم نهی برای محاسبه اثر تغییر فشار در فصل جریان نفوذی آب در همین کتاب کامل توضیح داده می‌شود.

چاه آزمایشی ترانزینت

اطلاعات تفصیلی مخزن برای تحلیل رفتار کنونی و عملکرد آینده مخزن ضروری‌اند. آزمایش‌های ترانزینت فشار برای مهیا کردن تحلیل‌های کمی خواص مخزنی طراحی شده‌اند. یک آزمایش ترانزینت اساساً با ایجاد یک آشفتگی فشاری در مخزن و ثبت عکس‌العمل فشار در چاه p_{wf} (فشار جریانیه ته چاه) به صورت تابعی

از زمان انجام می‌شود. آزمایش‌های ترانزینت فشاری که معمولاً در صنعت نفت استفاده می‌شوند عبارت‌اند از:

- افت فشار؛
- ساخت فشار؛
- آزمایش چند جریان؛
- آزمایش تداخلی؛
- آزمایش پالسی؛
- آزمایش ساق مته (DST)؛
- آزمایش فال آف؛
- آزمایش بهره‌دهی چاه تزریقی؛
- آزمایش *Step Rate*.

مدت‌هاست که مشخص شده رفتار فشار یک مخزن در اثر تغییر دبی مستقیماً هندسه و خواص جریان مخزن را نشان می‌دهد. اطلاعاتی را می‌توان از یک آزمایش فشار به دست آورد:

- نفوذپذیری مؤثر؛
- آسیب دیدگی یا تحریک شدگی چاه؛
- موانع جریان و سطح تماس سیالات؛
- فشار متوسط حجمی مخزن؛
- حجم خلل و فرج ناحیه زهکشی؛
- شناسایی، اندازه طول و ظرفیت فرکچرها؛
- وجود ارتباط میان چاه‌ها.

در این کتاب تنها آزمایش‌های افت و ساخت فشار به اختصار در دو بخش توصیف می‌شوند.

آزمایش افت فشار^۱

یک آزمایش افت فشار اندازه‌گیری فشار ته چاهی در طول یک دوره جریان با دبی ثابت است. معمولاً قبل از آزمون جریان، چاه تا وقتی که فشار بتواند طی آن در کل سازند به ثبات برسد (به فشار استاتیک برسد) مسدود است (شکل ۶-۳۲). هدف اصلی آزمایش‌های افت فشار به دست آوردن نفوذپذیری متوسط k سنگ مخزن درون ناحیه زهکشی چاه و ارزیابی درجه آسیب دیدگی و یا تحریک شدگی^۲ در مجاورت چاه با عملیات تکمیل و حفاری چاه است. دیگر اهداف این آزمون تعیین حجم خلل و فرج و شناسایی ناهنجاری‌های موجود در ناحیه زهکشی چاه‌اند. در حین جریان با دبی ثابت Q_o ، رفتار فشار چاه در مخزنی نامحدود (در حین دوره جریان حالت ناپایدار) با معادله (۶-۱۴۶) داده شده است:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o B_o \mu_o}{kh} \left(\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right)$$

k نفوذپذیری، mD ؛

t زمان، hrs ؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

s ضریب پوسته.

می‌توان رابطه بالا را به صورت زیر نیز نوشت:

$$p_{wf} = p_i - \frac{162.6Q_o B_o \mu_o}{kh} \left(\log(t) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right) \quad (۶-۱۷۰)$$

معادله (۶-۱۷۰) اصولاً یک معادله خط راست است و می‌توان آن را به صورت

زیر نمایش داد:

1- Drawdown Test

2- Stimulation

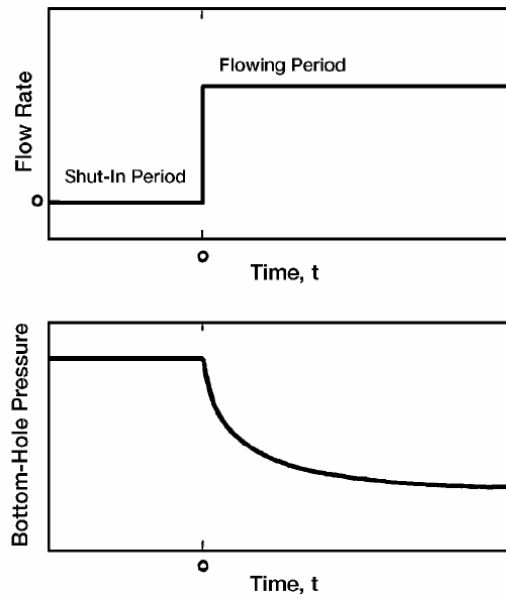
$$p_{wf} = a + m \log(t) \quad (171-6)$$

$$a = p_i - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \left(\log \left(\frac{k}{\phi \mu_o c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right)$$

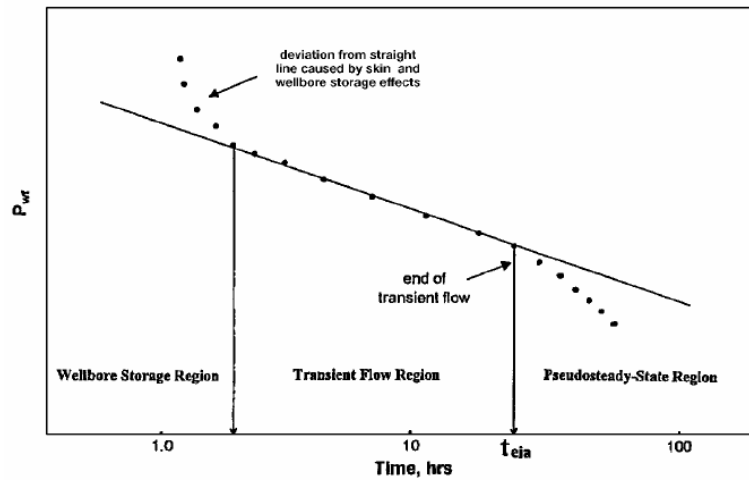
شیب این خط برابر است با:

$$m = - \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{kh} \quad (172-6)$$

به پیشنهاد این معادله از رسم p_{wf} بر حسب زمان در مقیاس نیمه لگاریتمی خطی راست با شیب m در واحد $psi/cycle$ به دست می‌آید (شکل ۶-۳۳).



شکل ۶-۳۲: آزمایش افت فشار ایده آل



شکل ۶-۳۳: نمودار نیمه لگاریتمی داده های افت فشار

معادله (۶-۱۷۲) را می توان نسبت به ظرفیت kh ناحیه زهکشی چاه آرایش کرد. اگر ضخامت سازند مشخص باشد، می توان نفوذپذیری متوسط را نیز محاسبه کرد:

$$k = -\frac{162.6Q_o B_o \mu_o}{mh} \quad (۶-۱۷۳)$$

k نفوذپذیری متوسط، mD ؛

m شیب، $psi/cycle$.

توجه داشته باشید که شیب m منفی است.

همچنین می توان مقادیر $\frac{k}{\mu}$ یا $\frac{kh}{\mu}$ را نیز تخمین زد.

اثر پوسته را می توان با آرایش مجدد معادله (۶-۱۷۰) به دست آورد:

$$s = 1.151 \left(\frac{P_{wf} - P_i}{m} - \log(t) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right)$$

البته معمولاً مقدار s را با در نظر گرفتن $p_{wf} = p_{1hr}$ که از امتداد خط راست در $\log t(1hr)$ به دست می‌آید محاسبه می‌کنند:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_{1hr} - p_i}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right) \quad (174-6)$$

در این معادله p_{1hr} باید از روی خط راست نیمه لگاریتمی انتخاب شود. اگر داده‌های فشار اندازه‌گیری شده در یک ساعت روی خط راست نیفتند، باید خط راست را تا $t = 1hr$ برونیابی کرد و مقدار p_{1hr} برونیابی شده را در معادله (۱۷۴-۶) استفاده کرد. این فرایند برای جلوگیری از محاسبه پوسته نادرست با استفاده از فشار تحت تأثیر اثر انبارگی چاه اعمال می‌شود (شکل ۶-۳۳).

اگر آزمایش افت فشار به اندازه کافی طولانی باشد، می‌توان شاهد انحراف فشار ته چاهی از خط راست نیمه لگاریتمی و انتقال از عملکرد نامحدود به حالت شبه پایدار بود.

مثال ۶-۲۴

نفوذپذیری و ضریب پوسته داده‌های آزمایش افت فشار را در شکل ۶-۳۴ محاسبه کنید.

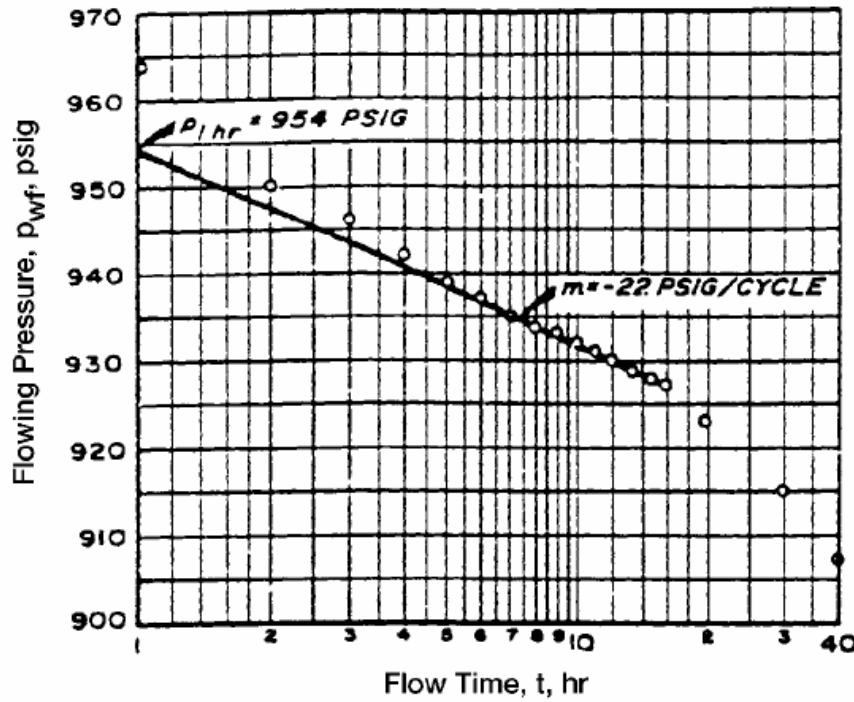
اطلاعات مخزنی زیر موجوداند:

$$\begin{aligned} \phi &= 20\% & B_o &= 1.14 \text{ bbl/STB} \\ p_i &= 1154 \text{ psi} & \mu_o &= 3.93 \text{ cp} \\ h &= 130 \text{ ft} & c_i &= 8.74 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-6} \\ r_w &= 0.25 \text{ ft} \\ Q_o &= 348 \text{ STB/day} \end{aligned}$$

با فرض قابل اغماض بودن اثر انبارگی چاه محاسبه کنید:

الف) نفوذپذیری سازند؛

ب) ضریب پوسته.



شکل ۶-۳۴: نمودار نیمه لگاریتمی داده‌های افت فشار

جواب

مرحله اول: محاسبه مقدار p_{1hr} از شکل ۶-۳۴:

$$p_{1hr} = 954 \text{ psi}$$

مرحله دوم: تعیین شیب خط جریان ترانزینت:

$$m = -22 \text{ psi/cycle}$$

مرحله سوم: محاسبه نفوذپذیری (معادله ۶-۱۷۳):

$$k = - \frac{(162.6)(348)(1.14)(3.93)}{(-22)(130)} = 98 \text{ mD}$$

مرحله چهارم: به دست آوردن ضریب پوسته S با معادله ۶-۱۷۴:

$$s = 1.151 \left\{ \left(\frac{954 - 1154}{-22} \right) - \log \left(\frac{89}{(0.2)(3.93)(8.74 \times 10^{-6})(0.25)^2} \right) + 3.23 \right\} = 4.6$$

اساساً، تحلیل آزمایش‌های فشار با تفسیر عکس‌العمل فشار چاه به تغییر دبی اعمال شده (از صفر تا یک مقدار ثابت برای آزمایش افت فشار و از یک مقدار ثابت تا صفر برای یک آزمایش ساخت فشار) سر و کار دارد. متأسفانه، دبی تولیدی در سطح، نه مجاور مخزن درون چاه، کنترل می‌شود. به دلیل وجود حجمی از سیال درون چاه، سیالی که در سطح، بعد از باز کردن چاه، تولید می‌شود معرف سیال تولیدی مخزن در همان لحظه نیست. این اثر به اثر انبارگی چاه^۱ معروف است. آزمایش افت فشاری را در نظر بگیرید؛ زمانی که چاه بعد از مدتی انسداد در تولید گذاشته می‌شود، فشار درون چاه می‌افتد. این افت فشار در چاه باعث ایجاد دو نوع اثر انبارگی چاه می‌شود:

- اثر انبارگی چاه به دلیل انبساط سیال^۲؛
- اثر انبارگی چاه به دلیل تغییر سطح سیال^۳ در فضای پشت لوله جداره یا لوله مغزی.

به علت افت فشار ته چاهی، سیال چاه شروع به انبساط می‌کند؛ بنابراین دبی جریان اولیه در سطح تولید سازند نیست بلکه ناشی از انبساط سیال انبار شده در چاه است. این پدیده به انبارگی چاه ناشی از انبساط سیال معروف است.

دومین نوع انبارگی چاه ناشی از تغییر سطح سیال موجود در فضای آنولوس است (این سطح در آزمایش افت فشار پایین می‌افتد و در آزمایش ساخت فشار بالا می‌رود). زمانی که چاه در حین یک آزمایش افت فشار جریان داده می‌شود، کاهش فشار باعث نزول سطح سیال در فضای آنولوس می‌شود. این تولید سیال آنولوس مخلوط با تولید سازند جریان کل چاه را به وجود می‌آورد.

1- Wellbore Storage Effect

2- Fluid Expansion

3- Changing Fluid Level

در حالت کلی میزان سیال تولیدی به دلیل افت سطح سیال بسیار بیشتر از تولید سیال حاصل از انبساط است.
از بحث بالا نتیجه می‌شود که قسمتی از جریان تولیدی در سطح چاه اتفاق می‌افتد:

$$q = q_f + q_{wb}$$

q دبی جریان در سطح، bbl/day ؛

q_f دبی جریان سازند، bbl/day ؛

q_{wb} سهم دبی جریان چاه، bbl/day .

با افزایش زمان تولید، مشارکت چاه در تولید کم و سهم سازند بیشتر می‌شود تا زمانی که سرانجام کل نفت تولیدی در سطح محصول سازند باشد. در طول این دوره، رسم فشارهای اندازه‌گیری شده در مقیاس نیمه لگاریتمی رفتار خطی راست را (آن طور که انتظار می‌رود) از خود نشان نمی‌دهد؛ یعنی داده‌های فشار جمع‌آوری شده در طول مدت اثر انبارگی چاه را نمی‌توان با روش‌های مرسوم آنالیز کرد. هر دو اثر بالا را می‌توان به صورت ترم‌هایی از ضریب انبارگی چاه C کمیت‌دهی کرد:

$$C = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p}$$

C ضریب انبارگی چاه، bbl/psi ؛

ΔV_{wb} اختلاف حجم سیال درون چاه، bbl .

با رابطه بالا می‌توان هر کدام از اثرات ناشی از انبساط سیال درون چاهی و بالا رفتن یا پایین افتادن سطح سیال در فضای آنولوس را محاسبه کرد.

اثر انبارگی چاه ناشی از انبساط سیال

$$C = V_{wb} c_{wb}$$

V_{wb} حجم کل سیال درون چاه، bbl ؛

c_{wb} تراکم‌پذیری سیال درون چاه، psi^{-1} .

اثر انبارگی چاه ناشی از تغییرات سطح سیال

اگر A_a مساحت سطح مقطع فضای آنولوس و ρ نیز دانسیته متوسط سیال باشد، ضریب انبارگی چاه چنین محاسبه می‌شود:

$$C = \frac{144 A_a}{5.615 \rho}$$

$$A_a = \frac{\pi((ID_C)^2 - (OD_T)^2)}{4(144)}$$

A_a مساحت سطح مقطع آنولوس، ft^2 ؛

OD_T قطر خارجی لوله مغزی تولیدی، in ؛

ID_C قطر داخلی لوله جداره، in ؛

ρ دانسیته سیال درون چاه، lb/ft^3 .

این اثر اگر یک توپک تولیدی^۱ نزدیک ناحیه مولد سازند نصب شود کوچک است. اثر انبارگی کل مجموعی از این دو اثر است. به طور کلی از انبساط سیال ناشی از تراکم‌پذیری سیالات می‌توان در طول یک فرایند چاه‌آزمایی چشم‌پوشی کرد. در چاه‌های گازی اثر انبارگی اصلی ناشی از انبساط گاز است. برای تعیین مدت اثر انبارگی چاه، ضریب انبارگی چاه را به صورت بدون بعد بیان می‌کنند:

$$C_D = \frac{5.615 C}{2\pi h \phi c_t r_w^2} = \frac{0.894 C}{\phi h c_t r_w^2}$$

C_D ضریب انبارگی بدون بعد چاه؛

C ضریب انبارگی چاه، bbl/psi ؛

c_t ضریب تراکم‌پذیری کل، psi^{-1} ؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

h ضخامت، ft .

هورن و ایرلوگر^۱ نشان داده‌اند که فشار چاه در زمان تسلط دوره انبارگی چاه مستقیماً با زمان متناسب است:

$$p_D = \frac{t_D}{C_D}$$

p_D فشار بدون بعد در دوره اثر انبارگی چاه؛

t_D زمان بدون بعد.

با لگاریتم گرفتن از هر دو طرف رابطه بالا:

$$\log(p_D) = \log(t_D) - \log(C_D)$$

این رابطه برای شناسایی اثرات انبارگی چاه شاخص است و نشان می‌دهد که با رسم p_D نسبت به t_D در مقیاس لگاریتمی ($\log-\log$)، خطی راست با شیب واحد تشکیل می‌شود. چون p_D با Δp و t_D با زمان مرتبط است، معمولاً $\log(p_i - p_{wf})$ بر حسب $\log(t)$ رسم و خط راست روی این نمودار تشخیص داده می‌شود.

نمودار $\log-\log$ به شناسایی اثرات انبارگی چاه در آزمایش‌های ترانزینت بسیار کمک می‌کند. توصیه می‌شود که این نمودار در فرایند تحلیل آزمایش ترانزینت رسم شود. با کم رنگ شدن اثرات انبارگی چاه، اثر نقش سازند بر فشار ته چاهی پر رنگ تر می‌شود. با پر رنگ تر شدن نقش سازند در تولید سیال در سطح، نقاط داده‌ها در مقیاس $\log-\log$ زیر خط راست با شیب واحد می‌افتند و در نهایت اثر انبارگی چاه به اتمام خواهد رسید. در این نقطه، اثر انبارگی چاه دیگر اهمیتی در تکنیک تحلیل نمودار نیمه لگاریتمی استاندارد ندارد. معمولاً 1 تا $1\frac{1}{2}$ سیکل لگاریتمی (محور زمان) بعد از اتمام دوره انبارگی چاه دوره جریان شعاعی شروع می‌شود. محاسبه زمان پایان دوره انبارگی چاه و شروع خط راست نیمه لگاریتمی چنین است:

$$t_D > (60 + 3.5s)C_D$$

یا:

$$t > \frac{(200,000 + 12,000s)C}{(kh/\mu)}$$

t زمان کل پایان یافتن اثر انبارگی چاه و شروع خط راست نیمه لگاریتمی، hrs

k نفوذپذیری، mD ؛

s ضریب پوسته؛

μ ویسکوزیته، cp ؛

C ضریب انبارگی چاه، $bbbl/psi$.

مثال ۶-۲۵

داده‌های زیر به چاهی نفتی مربوط‌اند:

حجم سیال درون چاه = $180 bbls$

قطر خارجی لوله مغزی = $2 in$

دی = $7.675 in$ قطر داخلی لوله جداری تولی

دانشیته متوسط سیال درون چاه = $45 lb/ft^3$

$h = 20 ft$

$\phi = 15\%$

$r_w = 0.25 ft$

$\mu_o = 2 cp$

$k = 30 mD$

$s = 0$

$c_i = 20 \times 10^{-6} psi^{-1}$

$c_o = 10 \times 10^{-6} psi^{-1}$

اگر این چاه با دبی ثابت تولید کند، بعد از چه مدت اثر انبارگی چاه به پایان خواهد رسید؟

جواب

مرحله اول: محاسبه مساحت سطح مقطع فضای آنولوس A_a :

$$A_a = \frac{\pi((7.675)^2 - (2)^2)}{4(144)} = 0.2995 ft^2$$

مرحله دوم: محاسبه ضریب انبارگی ناشی از انبساط سیال:

$$C = V_{wb} c_{wb}$$

$$= (180)(10 \times 10^{-6}) = 0.0018 bbl/psi$$

مرحله سوم: تعیین ضریب انبارگی ناشی از افتادن سطح سیال:

$$C = \frac{144A_a}{5.615\rho}$$

$$= \frac{144(0.2995)}{5.615(45)} = 0.1707 \text{ bbl/psi}$$

مرحله چهارم: محاسبه ضریب انبارگی کل:

$$C = 0.0018 + 0.1707 = 0.1725 \text{ bbl/psi}$$

محاسبات بالا نشان می‌دهند که کلاً می‌توان از اثر انبارگی ناشی از انبساط سیال در سیستم‌های نفت خام چشم‌پوشی کرد.

مرحله پنجم: تعیین زمان لازم برای پایان یافتن اثر انبارگی چاه:

$$t = \frac{(200,000 + 12,000s)C}{(kh/\mu)} = \frac{(200,000 + 12,000(2))(0.1725)(2)}{(30)(20)} = 115 \text{ hrs}$$

رابطه خط راست در معادله (۶-۱۷۱) تنها تا زمانی معتبر است که رفتار عملکرد نامحدود در چاه حاکم باشد. واضح است که هیچ مخزنی گستره‌ای نامحدود ندارد، بنابراین دوره جریان شعاعی در عملکرد نامحدود مخزن نمی‌تواند تا بی‌نهایت ادامه داشته باشد و سرانجام اثر مرزهای مخزن در چاه در حال آزمایش مشاهده خواهد شد. زمان دیده شدن اثر مرزی به عوامل زیر وابسته است:

- نفوذپذیری k ؛
- تراکم پذیری C_i ؛
- تخلخل ϕ ؛
- ویسکوزیته μ ؛
- فاصله تا مرز؛

• شکل ناحیه زهکشی.

ایرلوگر رابطه زیر را برای تخمین مدت زمان دوره عملکرد نامحدود ارائه داده است:

$$t_{eia} = \left(\frac{\phi \mu c_t A}{0.000264k} \right) (t_{DA})_{eia}$$

t_{eia} زمان پایان یافتن دوره عملکرد نامحدود، hrs ؛

A مساحت ناحیه زهکشی چاه، ft^2 ؛

c_t تراکم‌پذیری کل، psi^{-1} ؛

$(t_{DA})_{eia}$ زمان بدون بعد پایان یافتن دوره عملکرد نامحدود.

می‌توان از رابطه بالا برای پیش‌بینی پایان دوره جریان ترانزینت در یک سیستم زهکشی با هر هندسه‌ای استفاده کرد. برای این کار باید مقدار $(t_{DA})_{eia}$ را از جدول ۳-۶ استخراج کرد. برای مثال در چاهی که در مرکز یک مخزن دایره‌ای حفر شده است $(t_{DA})_{eia} = 0.1$ است؛ بر این اساس:

$$t_{eia} = \frac{380\phi\mu c_t A}{k}$$

با توجه به مطالب گفته شده تا این جا، مراحل مشخص تحلیل آزمایش افت فشار

عبارت‌اند از:

(۱) رسم $(p_i - p_{wf})$ بر حسب t در مقیاس $\log - \log$ ؛

(۲) تعیین زمان اتمام خط راست با شیب واحد؛

(۳) تعیین زمان شروع خط راست نیمه لگاریتمی (قانون $1\frac{1}{2}$ سیکل لگاریتمی)؛

(۴) تخمین اثر انبارگی چاه با:

$$C = \frac{qt}{24\Delta p}$$

t و Δp مقادیر خوانده شده از نقطه‌ای روی خط راست نیمه با شیب واحداند

(مقیاس $\log - \log$) و q نیز دبی جریان در واحد bbl/day است.

(۵) رسم p_{wf} بر حسب زمان در مقیاس نیمه لگاریتمی؛

۶) تعیین زمان شروع خط راست نیمه لگاریتمی (مرحله سوم) و رسم بهترین خط راست از بین نقاط داده‌ها؛

۷) محاسبه شیب خط راست نیمه لگاریتمی و تعیین نفوذپذیری k و ضریب پوسته S با معادلات (۶-۱۷۳) و (۶-۱۷۴)؛

۸) تخمین زمان اتمام دوره عملکرد نامحدود (جریان ترانزینت) t_{eia} که شروع جریان حالت شبه پایدار را نشان می‌دهد؛

۹) رسم همه داده‌های فشار ثبت شده بعد از t_{eia} به صورت تابعی از زمان در مقیاس کارتزین که خطی راست است؛

۱۰) تعیین شیب خط راست حالت شبه پایدار ($m' = dp/dt$) و به دست آوردن مساحت ناحیه زهکشی با معادله (۶-۱۲۸):

$$A = -\frac{0.23396QB}{c_i h \phi (dp/dt)} = -\frac{0.23396QB}{c_i h \phi m'}$$

m' شیب خط راست کارتزین حالت شبه پایدار؛

Q دبی جریان سیال، STB/day ؛

B ضریب حجمی، bbl/STB .

۱۱) محاسبه ضریب شکل C_A با عبارت پیشنهاد شده ایرلوگر. وی نشان داده که

ضریب شکل مخزن را می‌توان با رابطه زیر تخمین زد:

$$C_A = 5.456 \left(\frac{m}{m'} \right) \exp \left(\frac{2.303(p_{1hr} - p_{int})}{m} \right)$$

m شیب خط راست نیمه لگاریتمی، $psi/log cycle$ ؛

m' شیب خط راست کارتزین حالت شبه پایدار؛

p_{1hr} مقدار فشار در $t = 1hr$ از روی خط راست نیمه لگاریتمی، psi ؛

p_{int} مقدار فشار در $t = 0$ از روی خط راست کارتزین حالت شبه پایدار، psi .

(۱۲) استفاده از جدول ۴-۶ و تعیین شکل ناحیه زهکشی چاه آزمایش شده که نزدیکترین ضریب شکل C_A را به مقدار C_A محاسبه شده از مرحله یازدهم داشته باشد.

آزمایش ساخت فشار^۱

آزمایش ساخت فشار ابزاری بسیار مفید برای مهندسان مخزن برای تعیین رفتار مخزن است. تحلیل آزمایش افزایش فشار چاه را بعد از انسداد مطالعه می‌کند. یکی از اهداف اصلی تحلیل این آزمایش تعیین فشار استاتیک مخزن بدون هفته‌ها و یا ماه‌ها انتظار برای به ثبات رسیدن فشار در کل مخزن است. چون فرایند ساخت فشار در چاه بسته روندی مشخص را دنبال می‌کند، می‌توان از این آزمایش برای تعیین پارامترهای زیر استفاده کرد:

- نفوذپذیری مؤثر مخزن؛
- گستره منطقه پوسته اطراف چاه؛
- حضور گسل‌ها و فاصله آنها؛
- هر گونه تداخل چاه‌ها؛
- محدوده‌های مخزن.

فرمول‌های کلی تحلیل داده‌های ساخت فشار از حل معادله دیفیوزیویتی به دست آمده‌اند. در تحلیل‌های ساخت یا افت فشار فرضیات زیر برای مخزن، سیال و یا رفتار جریان در نظر گرفته می‌شوند:

* مخزن:

- همگن؛
- ایزوتروپ؛
- ضخامت یک‌نواخت و افقی.

* سیال:

- تک فاز؛
- کمی تراکم‌پذیر؛
- μ_0 و B_0 ثابت.

* جریان:

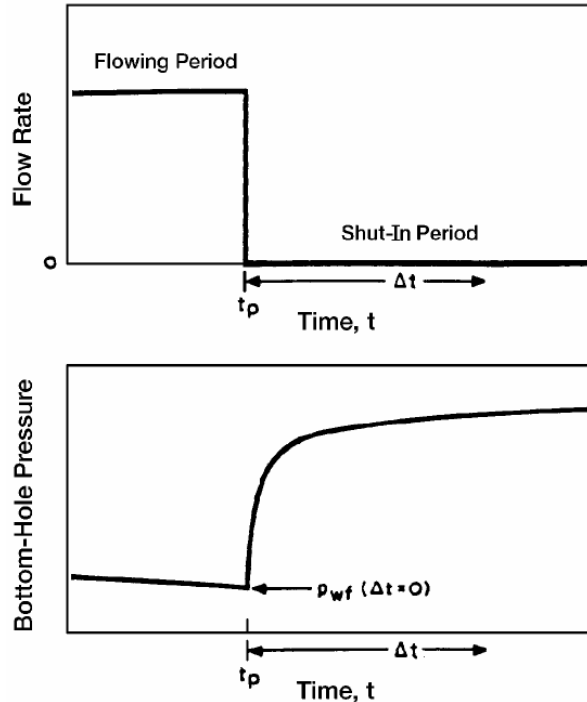
- جریان آرام؛
- چشم‌پوشی از اثرات ثقلی.

برای اجرای آزمایش ساخت فشار چاه تولیدی را باید بست. ساده‌ترین و معمولی‌ترین تکنیک‌های تحلیل این آزمایش به تولید با دبی ثابت قبل از انسداد چاه، به مقداری که توزیع فشار در مخزن به ثبات برسد، نیاز دارند (شکل ۶-۳۵). در این شکل، t_p زمان تولید و Δt زمان بسته بودن چاه است. فشار قبل از بستن چاه فوراً اندازه‌گیری و به صورت تابعی از زمان در طول دوره انسداد چاه ثبت می‌شود. سپس منحنی آزمایش ساخت فشار برای به دست آوردن خواص مخزن و شرایط چاه تحلیل می‌شود. به ثبات رسیدن چاه در تولید با دبی ثابت قبل از آزمایش بسیار مهم است که اگر از آن چشم‌پوشی شود و یا ثابت نگه داشتن دبی غیر ممکن باشد، تکنیک‌های استاندارد تحلیل داده‌ها ممکن است به اطلاعاتی نادرست از سازند منجر شوند.

یک آزمایش ساخت فشار را می‌توان با اصل بر هم نهی به صورت ریاضی توصیف کرد. قبل از بستن چاه، اجازه داده می‌شود چاه با یک دبی ثابت Q_0 (STB/day) به مدت t_p (day) تولید کند. در زمان مربوط به t_p (نقطه بستن چاه)، دومین چاه در همان مکان با دبی ثابت $-Q_0$ (STB/day) برای مدت زمان Δt (day) در مدار تولید قرار گیرد. همزمان نیز به اولین چاه اجازه داده می‌شود با همان دبی $+Q_0$ (STB/day) تولید کند. زمانی که اثر این دو چاه با هم جمع شود، نتیجه چاهی است که با دبی جریان Q در مدت t_p تولید کرده و سپس برای مدت Δt بسته نگه داشته شده است. این مطلب فرایند واقعی آزمایش را شبیه سازی می‌کند. زمان مربوط به نقطه انسداد چاه t_p را می‌توان با معادله زیر محاسبه کرد:

$$t_p = \frac{N_p}{Q_o}$$

N_p تولید انباشتی نفت قبل از انسداد، STB ؛
 Q_o دبی جریان تثبیت شده قبل از انسداد، STB/day ؛
 t_p زمان کل تولید، day .



شکل ۳۵-۶: آزمایش ساخت فشار ایده آل

با اعمال اصل بر هم نهدی برای چاه بسته، تغییر فشار کل $(p_i - p_{ws})$ اصولاً مجموعی از تغییر فشاری است که دبی‌های جریان ثابت Q و $Q - Q$ ایجاد کرده‌اند:

$$p_i - p_{ws} = (p_i - p_{wf})Q_o - 0 + (p_i - p_{wf})0 - Q_o \quad (175-6)$$

با گذاردن معادله (۱۴۶-۶) برای هر ترم در سمت راست رابطه بالا:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6(Q_o - 0)\mu_o B_o}{kh} \left(\log \frac{k(t_p + \Delta t)}{\phi\mu_o c_i r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) \quad (176-6)$$

$$+ \frac{162.6(0 - Q_o)\mu_o B_o}{kh} \left(\log \frac{k(t_p)}{\phi\mu_o c_i r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right)$$

با بسط رابطه بالا و حذف بعضی ترم‌ها:

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6Q_o\mu_o B_o}{kh} \left(\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right) \quad (177-6)$$

p_i فشار اولیه مخزن، psi ؛

p_{ws} فشار ساخت در سطح تماس مخزن در چاه، psi ؛

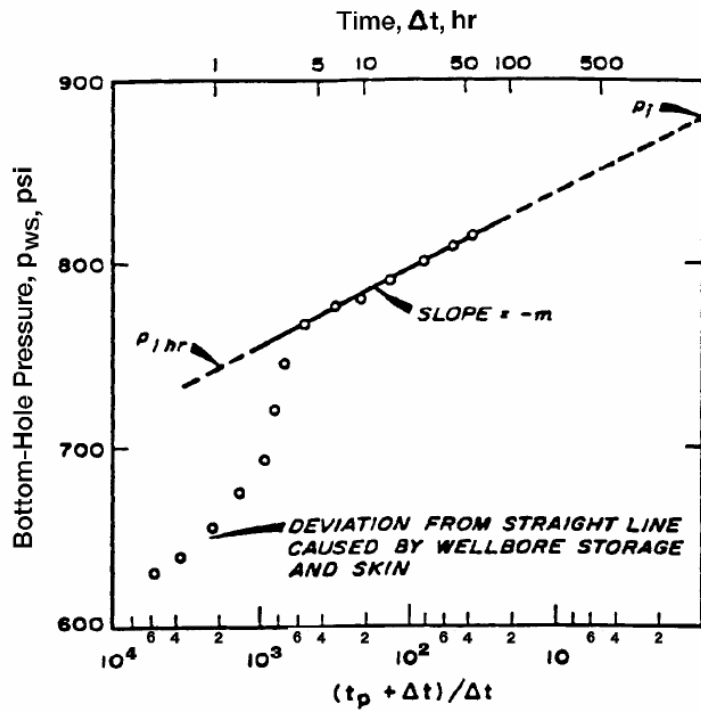
t_p زمان تولید قبل از انسداد، hrs ؛

Δt زمان انسداد، hrs .

هورنر^۱ معادله ساخت فشار را (معادله ۶-۱۷۶) ارائه کرده و معمولاً به نام او استفاده می‌شود.

معادله (۶-۱۷۷) نشان می‌دهد که از رسم نمودار p_{ws} بر حسب $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ خطی راست با شیب $-m$ و عرض از مبدأ p_i به دست می‌آید:

$$m = \frac{162.6Q_o B_o \mu_o}{kh}$$



شکل ۶-۳۶: نمودار هورنر

یا:

$$k = \frac{162.6 Q_o B_o \mu_o}{mh} \quad (178-6)$$

این نمودار هورنر است (شکل ۶-۳۶). در این نمودار مقیاس زمان از راست به چپ افزایش می‌یابد اگر $p_{ws} = p_i$ باشد، نسبت زمان مساوی یک است. به صورت نموداری این مطلب یعنی فشار اولیه مخزن p_i را می‌توان با برونیابی خط راست نمودار هورنر تا $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$ به دست آورد.

ایرلوگر نشان داده که یک نتیجه استفاده از اصل بر هم نهی این است که ضریب پوسته s در معادله کلی ساخت فشار (معادله ۶-۱۷۶) ظاهر نمی‌شود. نتیجه این که ضریب پوسته در معادله ساده شده هورنر (معادله ۶-۱۷۷) ظاهر نمی‌شود یعنی ضریب پوسته بر شیب نمودار هورنر تأثیر نمی‌گذارد. البته با این وجود هنوز ضریب

پوسته بر شکل داده‌های ساخت فشار تأثیر می‌گذارد. در حقیقت، انحراف از خط راست در زمان‌های آغازین آزمایش را انبارگی چاه و ضریب پوسته ایجاد کرده‌اند (شکل ۶-۳۶).

اگر چاه به صورت هیدرولیکی شکافدار شده باشد، پوسته منفی به وجود آمده داده‌های فشار را از خط راست بسیار منحرف می‌کند. در هر حالتی، ضریب پوسته بر فشار در حال جریان قبل از انسداد تأثیر می‌گذارد. پس می‌توان مقدار پوسته s را با داده‌های آزمایش ساخت فشار و داده‌های فشار حاصل از آزمایش افت فشار انجام شده قبل از این آزمایش محاسبه کرد:

$$s = 1.151 \left(\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (179-6)$$

$p_{wf}(\Delta t = 0)$ فشار جریانی ته چاه در زمان بستن چاه؛

m شیب نمودار هورنر؛

k نفوذپذیری، mD .

مقدار p_{1hr} حتماً باید از روی خط راست هورنر خوانده شود. بیشتر وقت‌ها، داده‌های فشار به علت تأثیر انبارگی چاه یا ضریب‌های بزرگ منفی در زمان $1hr$ روی خط راست نیستند. در این حالت، خط راست نیمه لگاریتمی را باید تا $1hr$ برونیابی و فشار مربوطه را قرائت کرد.

زمانی که یک چاه به خاطر اجرای آزمایش ساخت فشار بسته می‌شود، تا مدتی بعد از انسداد چاه در سطح، هنوز در سطح تماس مخزن و چاه سیال تولید می‌شود. چاه بسته است اما سیال مخزن تا زمانی که اثر انسداد چاه به صورت کامل به مخزن منتقل شود تولید و انباشته می‌شود. منشأ این رفتار بعد از جریان انبارگی چاه است که تأثیر مهمی بر داده‌های فشار می‌گذارد. در طول دوره اثر انبارگی چاه، نقاط داده‌های فشار زیر خط راست نیمه لگاریتمی می‌افتند. مدت تأثیر این دوره را می‌توان محاسبه کرد. در آزمایش ساخت فشار، نمودار $\log(p_{ws} - p_{wf})$ بر حسب $\log(\Delta t)$ رسم

می‌شود. فشار p_{wf} آخرین فشار ثبت شده در زمان $\Delta t = 0$ است. زمانی که انبارگی چاه حاکم باشد، این نمودار خطی راست با شیب واحد تشکیل می‌دهد. با نزدیک شدن زمان تشکیل خط راست نیمه لگاریتمی، خط $\log-\log$ به آرامی خمیده و منحنی می‌شود.

در همه تحلیل‌های آزمایش ساخت فشار، نمودار $\log-\log$ باید قبل از نمودار نیمه لگاریتمی رسم شود. این نمودار مانع از رسم نادرست خط راست نیمه لگاریتمی در زمان تسلط دوره انبارگی چاه می‌شود. زمان شروع خط راست نیمه لگاریتمی را می‌توان با نمودار $\log-\log$ تعیین کرد. در مقیاس $\log-\log$ زمان شروع جریان شعاعی (خط راست نیمه لگاریتمی) 1 تا $1\frac{1}{2}$ سیکل لگاریتمی بعد از اتمام خط راست با شیب واحد است:

$$\Delta t > \frac{170,000Ce^{0.14s}}{(kh/\mu)}$$

Δt زمان انسداد چاه، hrs ؛

C ضریب انبارگی محاسبه شده چاه، bbl/psi ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

s ضریب پوسته؛

h ضخامت، ft .

مثال ۶-۲۶

جدول ۵-۶ داده‌های آزمایش ساخت فشار یک چاه نفتی با شعاع زهکشی $2640 ft$ است.

چاه، قبل از بستن، $310hrs$ با دبی ثابت $4900 STB/day$ تولید داشته است.

اطلاعات زیر نیز موجوداند:

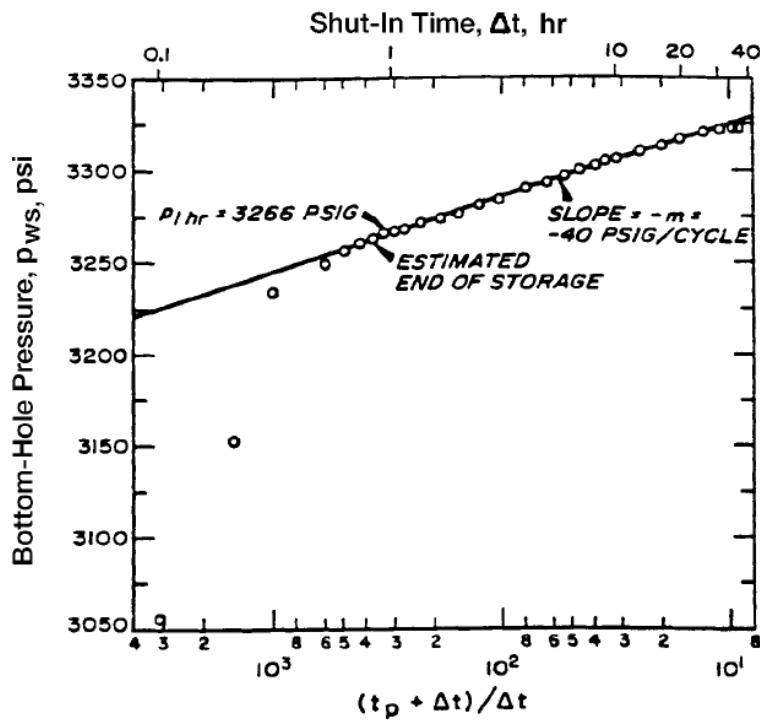
$$\begin{aligned}
 c_i &= 22.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} & H &= 482 \text{ ft} & \mu_o &= 0.20 \text{ cp} \\
 Q_o &= 4900 \text{ STB/day} & P_{wf(\Delta t=0)} &= 2761 \text{ psig} & \phi &= 0.09 \\
 H_{(Depth)} &= 10,476 \text{ ft} \\
 r_w &= 0.354 \text{ ft} \\
 B_o &= 1.55 \text{ bbl/STB} & ID_C &= 0.523 \text{ ft} & t_p &= 310 \text{ hrs}
 \end{aligned}$$

محاسبه کنید:

- نفوذپذیری متوسط، k ؛
- ضریب پوسته، S .

جواب

مرحله اول: رسم نمودار p_{ws} بر حسب $(t_p + \Delta t)/\Delta t$ در مقیاس نیمه لگاریتمی (شکل ۶-۳۷):



شکل ۶-۳۷: داده های نیمه لگاریتمی برای آزمایش ساخت فشار

جدول ۵-۶: داده های آزمایش ساخت فشار

Δt (hours)	$t_p + \Delta t$ (hours)	$\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t}$	P_{ws} (psig)
0.0	—	—	2,761
0.10	310.10	3,101	3,057
0.21	310.21	1,477	3,153
0.31	310.31	1,001	3,234
0.52	310.52	597	3,249
0.63	310.63	493	3,256
0.73	310.73	426	3,260
0.84	310.84	370	3,263
0.94	310.94	331	3,266
1.05	311.05	296	3,267
1.15	311.15	271	3,268
1.36	311.36	229	3,271
1.68	311.68	186	3,274
1.99	311.99	157	3,276
2.51	312.51	125	3,280
3.04	313.04	103	3,283
3.46	313.46	90.6	3,286
4.08	314.08	77.0	3,289
5.03	315.03	62.6	3,293
5.97	315.97	52.9	3,297
6.07	316.07	52.1	3,297
7.01	317.01	45.2	3,300
8.06	318.06	39.5	3,303
9.00	319.00	35.4	3,305
10.05	320.05	31.8	3,306
13.09	323.09	24.7	3,310
16.02	326.02	20.4	3,313
20.00	330.00	16.5	3,317
26.07	336.07	12.9	3,320
31.03	341.03	11.0	3,322
34.98	344.98	9.9	3,323
37.54	347.54	9.3	3,323

مرحله دوم: شناسایی خط راست صحیح و تعیین شیب آن:

$$m = 40 \text{ psi/cycle}$$

مرحله سوم: محاسبه نفوذپذیری متوسط با معادله (۶-۱۷۸):

$$k = \frac{(162.6)(4900)(1.55)(0.22)}{(40)(482)} = 12.8 \text{ mD}$$

مرحله چهارم: تعیین p_{wf} بعد از یک ساعت از روی خط راست نیمه لگاریتمی:

$$p_{1hr} = 3266 \text{ psi}$$

مرحله پنجم: محاسبه ضریب پوسته (معادله ۶-۱۷۹):

$$s = 1.1513 \left(\left(\frac{3266 - 2761}{40} \right) - \log \left(\frac{(12.8)(12)^2}{(0.09)(0.20)(22 \times 10^{-6})(4.25)^2} \right) + 3.23 \right)$$

$$= 8.6$$

مسائل

(۱) سیالی تراکم ناپذیر در یک محیط متخلخل خطی با خواص زیر در حال جریان

است:

$$h = 30 \text{ ft} \quad \text{Width} = 500 \text{ ft}$$

$$\phi = 17\% \quad \mu = 2 \text{ cp}$$

$$q = 4 \text{ bbl/day} \quad \rho = 45 \text{ lb/ft}^3$$

$$L = 2500 \text{ ft}$$

$$k = 50 \text{ mD}$$

$$p_{inlet} = 2100 \text{ psi}$$

پروفیل فشار را در کل سیستم خطی محاسبه و رسم کنید.

(۲) فرض کنید که شیب مخزن مسئله اول با زاویه 7° باشد. پتانسیل سیال را در

سیستم خطی محاسبه کنید.

(۳) گازی با وزن مخصوص ۰.۷ در یک سیستم مخزنی خطی با دمای $150^\circ F$

جریان دارد. فشارهای بالا دستی و پایین دستی در این سیستم 2000 psi و

1800 psi هستند. این سیستم خواص زیر را دارد:

$$L = 2000 \text{ ft}$$

$$k = 40 \text{ mD}$$

$$\text{Width} = 300 \text{ ft}$$

$$\phi = 15\%$$

$$h = 15 \text{ ft}$$

دبی جریان گاز را محاسبه کنید.

(۴) یک چاه نفتی 1000 STB/day نفت خام را تحت فشار جریانی ته چاه 2000 psi تولید می‌کند. این منطقه تولیدی خواص زیر را دارد:

$$API = 45^\circ \quad k = 80\text{ mD}$$

$$h = 35\text{ ft}$$

$$\gamma_g = 0.72 \quad T = 100^\circ\text{ F}$$

$$r_w = 0.25\text{ ft}$$

$$A = 40\text{ acres} \quad R_s = 700\text{ scf/STB}$$

با فرض شرایط جریان حالت شبه پایدار، پروفیل فشار را در اطراف چاه محاسبه و رسم کنید.

(۵) با فرض جریان حالت پایدار و سیال تراکم ناپذیر، دبی جریان نفت را در شرایط زیر محاسبه کنید:

$$p_{wf} = 2000\text{ psi}$$

$$r_e = 745\text{ ft}$$

$$\mu_o = 2\text{ cp}$$

$$B_o = 1.4\text{ bbl/STB}$$

$$k = 60\text{ mD}$$

$$p_e = 2500\text{ psi}$$

$$r_w = 0.3\text{ ft}$$

$$h = 30\text{ ft}$$

(۶) یک چاه گازی تحت فشار جریانی ته چاه 900 psi در حال تولید است. فشار کنونی مخزن 1300 psi است. اطلاعات زیر نیز وجود دارند:

$$T = 140^\circ\text{ F}$$

$$\gamma_g = 0.65$$

$$r_w = 0.3\text{ ft}$$

$$k = 60\text{ mD}$$

$$h = 40\text{ ft}$$

$$r_e = 1000\text{ ft}$$

دبی جریان گاز را با روش‌های زیر محاسبه کنید:

• روش شبه فشار گاز واقعی؛

• روش مربع فشار.

(۷) یک چاه نفتی با دبی تثبیت شده 500 STB/day تحت شرایط جریان ترانزینت تولید می‌کند:

$$\begin{aligned} \mu_o &= 2cp & c_t &= 15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ h &= 20 \text{ ft} & \phi &= 20\% \\ p_i &= 3500 \text{ psi} \\ B_o &= 1.1 \text{ bbl/STB} \\ k_o &= 50 \text{ mD} \\ r_w &= 0.3 \text{ ft} \end{aligned}$$

پروفیل فشار را بعد از 1, 5, 10, 15 و 20 hrs محاسبه و رسم کنید.

(۸) یک چاه نفتی با دبی ثابت 800 STB/day در شرایط جریان ترانزینت تولید می‌کند:

$$\begin{aligned} \mu_o &= 3cp & c_t &= 15 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ h &= 25 \text{ ft} & \phi &= 15\% \\ p_i &= 4000 \text{ psi} & r_e &= 1000 \text{ ft} \\ B_o &= 1.2 \text{ bbl/STB} \\ k_o &= 100 \text{ mD} \\ r_w &= 0.5 \text{ ft} \end{aligned}$$

با استفاده از رویکرد تابع E_i و روش p_D ، فشار ته چاهی در حال جریان را بعد از گذشت 1, 2, 3, 5 و 10 hrs محاسبه و نتایج را در مقیاس‌های نیمه لگاریتمی و کارترین رسم کنید.

(۹) چاهی با افت فشار 350 psi با دبی ثابت 300 STB/day تولید می‌کند. ضخامت مولد خالص برابر 25 ft است:

$$\begin{aligned} r_e &= 600 \text{ ft} & \mu_o &= 1.2 \text{ cp} \\ r_w &= 0.25 \text{ ft} & B_o &= 1.25 \text{ bbl/STB} \end{aligned}$$

محاسبه کنید:

- نفوذپذیری متوسط؛

• ظرفیت سازند.

۱۰) یک چاه نفتی حفر شده در مرکز یک الگوی مربع به مساحت 40acres در حال تولید است:

$$\begin{aligned} h &= 15\text{ ft} & k &= 60\text{mD} \\ B_o &= 1.4\text{ bbl/STB} & r_w &= 0.25\text{ ft} \\ p_{wf} &= 1500\text{ psi} \\ \phi &= 20\% \\ \mu_o &= 1.5\text{ cp} \\ \bar{p}_r &= 2000\text{ psi} \end{aligned}$$

دبی جریان نفت را محاسبه کنید.

۱۱) یک چاه بسته در فاصله 700 ft از یک چاه و 1100 ft از چاهی دیگر قرار دارد. اولین چاه پنج روز با دبی 180 STB/day تولید داشته است. در این زمان چاه دوم نیز با دبی 280 STB/day شروع به تولید می‌کند. افت فشار چاه بسته را بعد از گذشت هفت روز از تولید دومین چاه محاسبه کنید. اطلاعات زیر نیز در دسترس‌اند:

$$\begin{aligned} \phi &= 15\% & h &= 60\text{ ft} \\ \mu_o &= 1.2\text{ cp} \\ k &= 45\text{mD} \\ p_i &= 3000\text{ psi} \\ c_t &= 15 \times 10^{-6}\text{ psi}^{-1} \\ B_o &= 1.3\text{ bbl/STB} \end{aligned}$$

۱۲) چاهی با دبی 150 STB/day به مدت 24 hrs تولید می‌کند. سپس دبی تولید این چاه به 360 STB/day به مدت 24 hrs افزایش می‌یابد. در مرحله بعد دبی تولیدی این چاه به مدت 16 hrs به 310 STB/day کاهش می‌یابد. افت فشار چاهی بسته را در فاصله 700 ft از این چاه حساب کنید.
داریم:

$$\begin{aligned} \phi &= 15\% & h &= 20 \text{ ft} \\ \mu_o &= 2 \text{ cp} & r_w &= 0.25 \text{ ft} \\ k &= 100 \text{ mD} \\ p_i &= 3000 \text{ psi} \\ c_i &= 12 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ B_o &= 1.2 \text{ bbl/STB} \end{aligned}$$

(۱۳) چاهی پنج روز با دبی 300 STB/day در شرایط جریان حالت ناپایدار تولید داشته است. این چاه در فاصله ۳۵۰ فوتی و ۴۲۰ فوتی از دو گسل نفوذناپذیر قرار گرفته است.

داریم:

$$\begin{aligned} \phi &= 17\% & h &= 25 \text{ ft} \\ \mu_o &= 1.1 \text{ cp} & r_w &= 0.25 \text{ ft} \\ k &= 80 \text{ mD} \\ p_i &= 3000 \text{ psi} \\ c_i &= 16 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ B_o &= 1.3 \text{ bbl/STB} \end{aligned}$$

فشار چاه را در انتهای پنج روز محاسبه کنید.

(۱۴) یک آزمایش افت فشار برای چاهی جدید اجرا و داده‌های حاصل از آن در جدول زیر نمایش داده شده‌اند:

t, hr	p_{wf} , psi
1.50	2978
3.75	2949
7.50	2927
15.00	2904
37.50	2876
56.25	2863
75.00	2848
112.50	2810
150.00	2790
225.00	2763

داریم:

$$\begin{aligned} \phi &= 12\% & h &= 25 \text{ ft} \\ \mu_o &= 1.8 \text{ cp} & r_w &= 0.25 \text{ ft} \\ Q &= 300 \text{ STB/day} \\ p_i &= 3400 \text{ psi} \\ c_t &= 18 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ B_o &= 1.1 \text{ bbl/STB} \end{aligned}$$

با فرض نبود انبارگی چاه، محاسبه کنید:

- نفوذپذیری متوسط؛
- ضریب پوسته.

(۱۵) آزمایش افت فشاری برای یک چاه اکتشافی اجرا شده است. این چاه با دبی ثابت 175 STB/day شروع به تولید می‌کند. اطلاعات مربوط به سیال و مخزن عبارت‌اند از:

$$\begin{aligned} \phi &= 15\% & h &= 30 \text{ ft} \\ \mu_o &= 1.5 \text{ cp} & r_w &= 0.25 \text{ ft} \\ S_{wi} &= 25\% \\ p_i &= 4680 \text{ psi} \\ c_t &= 18 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} \\ B_o &= 1.25 \text{ bbl/STB} \end{aligned}$$

داده‌های حاصل از این آزمایش نیز به شرح زیراند:

t, hr	p_{wf}, psi
0.6	4388
1.2	4367
1.8	4355
2.4	4344
3.6	4334
6.0	4318
8.4	4309
12.0	4300
24.0	4278
36.0	4261
48.0	4258
60.0	4253
72.0	4249
84.0	4244
96.0	4240
108.0	4235
120.0	4230
144.0	4222
180.0	4206

محاسبه کنید:

- شعاع زهکشی؛
- ضریب پوسته؛
- دبی جریان نفت در فشار ته چاهی در حال جریان 4300 psi با فرض شرایط جریان حالت شبه پایدار.

(۱۶) آزمایش ساخت فشاری برای یک چاه که به مدت 53 hrs با دبی 146 STB/day تولید داشته انجام شده است. اطلاعات مربوط به سیال و مخزن به

شرح زیراند:

$$\phi = 10\%$$

$$\mu_o = 0.85cp$$

$$A = 20acres$$

$$p_{wf} = 1426.9psig$$

$$c_t = 12 \times 10^{-6} psi^{-1}$$

$$B_o = 1.29 bbl/STB$$

داده‌های حاصل از این آزمایش عبارت‌اند از:

Time, hr	p_{ws} , psig
0.167	1451.5
0.333	1476.0
0.500	1498.6
0.667	1520.1
0.833	1541.5
1.000	1561.3
1.167	1581.9
1.333	1599.7
1.500	1617.9
1.667	1635.3
2.000	1665.7
2.333	1691.8
2.667	1715.3
3.000	1736.3
3.333	1754.7
3.667	1770.1
4.000	1783.5
4.500	1800.7
5.000	1812.8
5.500	1822.4
6.000	1830.7
6.500	1837.2
7.000	1841.1
7.500	1844.5
8.000	1846.7
8.500	1849.6
9.000	1850.4
10.000	1852.7
11.000	1853.5
12.000	1854.0
12.667	1854.0
14.620	1855.0

محاسبه کنید:

- فشار متوسط مخزن؛
- ضریب پوسته؛
- ظرفیت سازند.

مراجع

1. Al-Hussainy, R., and Ramey, H. J., Jr., "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting," *Jour. of Petroleum Technology*, May 1966; *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*, 3rd ed. Calgary, Canada: Energy Resources Conservation Board, 1975.
2. Al-Hussainy, R., Ramey, H. J., Jr., and Crawford, P. B., "The Flow of Real Gases Through Porous Media," *Trans. AIME*, 1966, pp. 237, 624.
3. Chatas, A. T., "A Practical Treatment of Nonsteady-state Flow Problems in Reservoir Systems," *Pet. Eng.*, Aug 1953, pp. B-44–56.
4. Craft, B., Hawkins, M., and Terry, R., *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, 2nd ed. Prentice Hall, 1990.
5. Craft, B., and Hawkins, M., *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Prentice- Hall, 1959.
6. Dake, L. P., *The Practice of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier, 1994.
7. Dake, L., *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier, 1978.
8. Davis, D. H., "Reduction in Permeability with Overburden Pressure," *Trans. AIME*, 1952, pp. 195, 329.
9. Donohue, D., and Erkekin, T., "Gas Well Testing, Theory and Practice," *IHRDC*, 1982.

10. Earlougher, Robert C., Jr., *Advances in Well Test Analysis*, Monograph Vol. 5, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, TX: Millet the Printer, 1977.

11. Fetkovich, M. J., "The Isochronal Testing of Oil Wells," SPE Paper 4529, presented at the SPE Annual meeting, Las Vegas, September 30–October 3, 1973.

12. Golan, M. and Whitson, C., *Well Performance*, 2nd ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1986.

13. Hawkins, M., "A Note on the Skin Effect," *Trans. AIME*, 1956, pp. 356.

14. Horne, R. *Modern Well Test Analysis*. Palo Alto, CA: Petroway, Inc., 1995.

15. Horner, D. R., "Pressure Build-Up in Wells," *Proc.*, Third World Pet. cong., The Hague (1951), Sec II, 503–523. Also *Reprint Series, No. 9—Pressure Analysis Methods*, pp. 25–43. Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1967.

16. Hurst, W., "Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow into a Wellbore," *Petroleum Engineering*, Oct. 1953, p. 25, B-6.

17. Jones, S. C., "Using the Inertial Coefficient, b , to Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock," SPE Paper 16949, presented at the SPE Conference, Dallas, TX, Sept. 27–30, 1987.

18. Joshi, S., *Horizontal Well Technology*. Pennwell Publishing Company, 1991.

19. Lee, J., and Wattenbarger, R., *Gas Reservoir Engineering*. SPE Textbook Series Vol. 5, SPE, 1996.

20. Lee, John W., *Well Testing*. Dallas: Society of Petroleum Engineers Textbook Series, 1982.

21. Matthews, S., Bronz, F., and Hazebroek, P. "A Method for the Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir," *Trans. AIME*, 1954, Vol. 201, pp. 82–191.

22. Matthews, C. S., and Russell, D. G., "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells," Monograph Vol. 1, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, TX: Millet the Printer, 1967.

23. Ramey, H., and Cobb, W. "A General Pressure Buildup Theory for a Well in a Closed Drainage Area," *JPT*, December 1971, pp. 1493–1505.

24. Russell, D. G., Goodrich, J. H., Perry, G. E., and Bruskotter, J. F., "Methods for Predicting Gas Well Performance," *JPT*, Jan. 1966, pp. 99–108; *Trans. AIME*, p. 237.

25. Slider, H. C., *Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods*. Tulsa,

26. OK: Petroleum Publishing Co., 1976.

27. van Everdingen, A. F., "The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well," *Trans. AIME*, 1953, pp. 171, 198.

28. van Everdingen, A. F., and Hurst, W., "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs," *Trans. AIME*, 1949, pp. 186, 305–324.

29. Wattenbarger, Robert A., and Ramey, H. J. Jr., "Gas Well Testing With Turbulence. Damage and Wellbore Storage," *JPT*, 1968, pp. 877–887; *Trans. AIME*, p. 243. 472 *Reservoir Engineering Handbook*.



عملکرد چاه نفتی^۱

در این فصل معادلات کاربردی مهندسی مخزن برای پیش‌بینی عملکرد چاههای افقی و عمودی بررسی خواهند شد. همچنین برخی از ضریب‌های مؤثر بر کنترل جریان سیالات، از درون مخزن تا چاه، توصیف می‌شوند و چگونگی تأثیر آنها بر عملکرد تولید چاه بررسی می‌شود. عملکرد تولید اصولاً بر پایه خصوصیات از سیال و چاه تحلیل می‌شود:

- خواص PVT سیال؛
- داده‌های نفوذپذیری نسبی؛
- رابطه عملکرد جریان IPR ^۲.

1- Oil Well Performance

2- Inflow-Performance-Relationship

عملکرد چاه نفتی عمودی

شاخص بهره‌دهی^۱ و IPR

معمولاً برای اندازه‌گیری توانایی تولید یک چاه از بهره‌دهی آن استفاده می‌شود که با علامت J نشان داده می‌شود. شاخص بهره‌دهی نسبت دبی کل جریان سیال مایع به افت فشار است. برای تولید نفت بدون آب این شاخص به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$J = \frac{Q_o}{p_r - p_{wf}} = \frac{Q_o}{\Delta p} \quad (1-7)$$

Q_o دبی جریان نفت، STB/day ؛

J شاخص بهره‌دهی، $STB/day/psi$ ؛

\bar{p}_r فشار حجمی متوسط ناحیه زهکشی (فشار استاتیک)، psi ؛

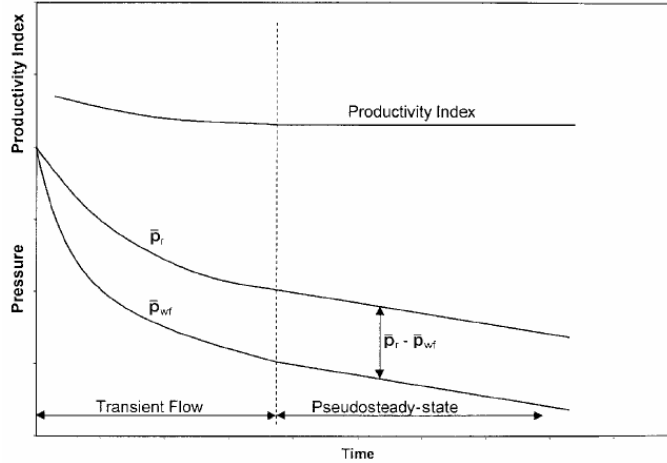
p_{wf} فشار جریانی ته چاه، psi ؛

Δp افت فشار، psi .

در حالت کلی، شاخص بهره‌دهی در حین آزمایش تولید چاه اندازه‌گیری می‌شود. در این آزمایش چاه تا زمانی که فشار مخزن به فشار استاتیک برسد بسته نگه داشته می‌شود. بعد از رسیدن به فشار استاتیک، چاه با یک دبی ثابت جریان Q و فشار جریانی تثبیت شده ته چاه p_{wf} در مدار تولید گذاشته می‌شود. چون فشار تثبیت شده در سطح اصولاً یک p_{wf} تثبیت شده را مشخص نمی‌کند، فشار جریانی ته چاه باید از زمان شروع تولید پیوسته ثبت شود. بعد از انجام این مراحل می‌توان شاخص بهره‌دهی را با معادله (۱-۷) به دست آورد.

باید توجه کرد که شاخص بهره‌دهی تنها در صورتی یک سنجش معتبر از پتانسیل تولید چاه است که چاه در شرایط حالت شبه پایدار تولید کند. بنابراین، برای اندازه‌گیری شاخص بهره‌دهی، چاه باید در زمانی کافی در دبی ثابت تولید کند تا رژیم

جریان به حالت شبه پایدار برسد (شکل ۱-۷). این شکل نشان می‌دهد که در طول دوره ترانزینت جریان، مقادیر محاسبه شده شاخص بهره‌دهی، بسته به زمان اندازه‌گیری p_{wf} ، متغیر خواهد بود.



شکل ۱-۷: شاخص بهره‌دهی در رژیم‌های جریان

می‌توان شاخص بهره‌دهی را با توجه به این که حتماً باید در ترم‌هایی از شرایط جریان شبه پایدار تعریف شود، به صورت عددی حساب کرد. با توجه به معادله (۱۴۹-۶):

$$Q_o = \frac{0.00708 k_o h (\bar{p}_r - p_{wf})}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (2-7)$$

از ترکیب معادله بالا با معادله (۱-۷):

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (3-7)$$

J شاخص بهره‌دهی، $STB/day/psi$ ،

k_o نفوذپذیری نسبی نفت، mD ؛

s ضریب پوسته؛

h ضخامت، ft .

مفهوم نفوذپذیری نسبی نفت را به راحتی می توان در معادله (۳-۷) گنجانند:

$$J = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (4-7)$$

چون عمر چاه در رژیم جریانیه که تقریباً حالت شبه پایدار دارد می گذرد، شاخص بهره دهی روش ارزشمندی برای پیش بینی عملکرد آینده چاههاست. همچنین، اندازه گیری شاخص بهره دهی در طول عمر یک چاه، تعیین این که آیا چاه با عملیات تکمیل، تعمیر، تولید، تزریق یا با مشکلات مکانیکی آسیب دیده یا خیر ممکن است. اگر یک J اندازه گیری شده کاهش غیر منتظره داشت، امکان وجود یکی از این مشکلات باید بررسی شود.

همچنین مقایسه شاخص های بهره دهی چاه های مختلف در یک مخزن می تواند نشان دهد که بعضی از چاه ها ممکن است دچار مشکلات غیر معمولی باشند و یا در حین فرایند تکمیل چاه آسیب دیده باشد. چون شاخص های بهره دهی ممکن است به خاطر تغییر ضخامت مخزن در چاه ها متفاوت باشند، بد نیست این شاخص ها را با تقسیم کردن هر یک از آنها بر ضخامت چاه نرمالیزه کرد. در این صورت به شاخص جدید، شاخص بهره دهی ویژه J_s گفته می شود:

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{Q_o}{h(p_r - p_{wf})} \quad (5-7)$$

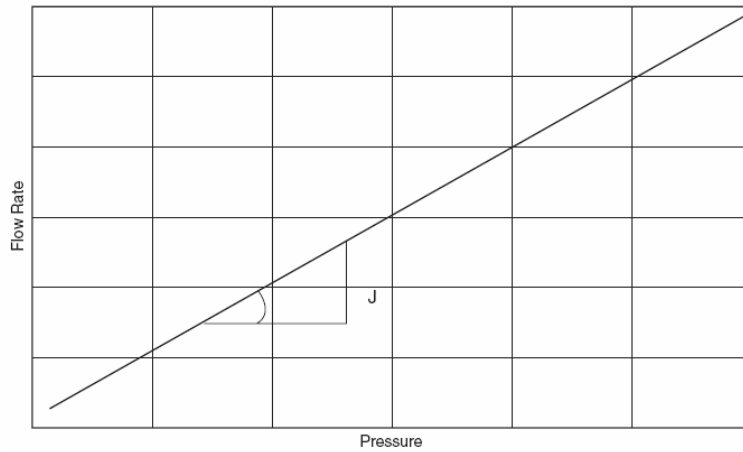
با فرض این که شاخص بهره‌دهی چاه ثابت است، می‌توان معادله (۱-۷) را به صورت زیر نوشت:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = J\Delta p \quad (۶-۷)$$

Δp افت فشار، psi ؛

J شاخص بهره‌دهی.

معادله (۶-۷) رابطه خطی Q_o و Δp را نشان می‌دهد. این خط از مبدأ مختصات عبور می‌کند و شیب آن نیز برابر J است (شکل ۲-۷).

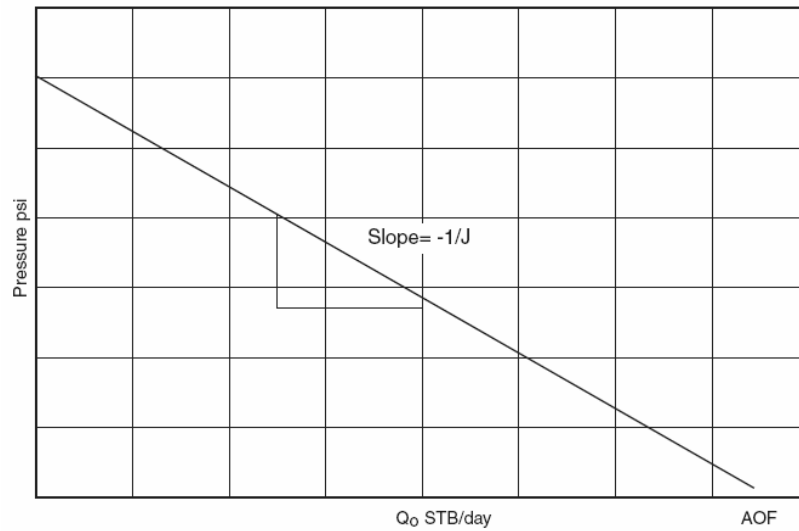


شکل ۲-۷: رابطه Q_o بر حسب Δp

می‌توان معادله (۱-۷) را به صورت زیر نیز نوشت:

$$p_{wf} = \bar{p}_r - \left(\frac{1}{J}\right)Q_o \quad (۷-۷)$$

عبارت بالا نشان می‌دهد که رسم نمودار p_{wf} نسبت به Q_o یک خط راست را با شیب $(-1/J)$ تشکیل می‌دهد (شکل ۳-۷).



شکل ۳-۷: منحنی IPR

نمودار معرف رابطه دبی جریان نفت و فشار جریانی ته چاه، معروف به رابطه عملکرد جریان یا *IPR*، است. چندین نکته مهم درباره خط راست *IPR* در شکل ۳-۷ دیده می‌شود:

زمانی که p_{wf} برابر با فشار متوسط مخزن باشد، دبی جریان به خاطر نبود افت فشار دبی جریان صفر خواهد بود.

بیشترین دبی جریان در $p_{wf} = 0$ رخ می‌دهد که جریان کاملاً باز^۱ یا *AOF* نامیده می‌شود. دست یافتن به اینچنین شرطی ممکن نیست اما در کل، *AOF* تعریف مفیدی است که در صنعت نفت بسیار استفاده می‌شود (مثلاً برای مقایسه پتانسیل جریان چاههای مختلف در یک میدان). *AOF* به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$AOF = J \bar{p}_r$$

شیب خط راست برابر معکوس شاخص بهره‌دهی است.

مثال ۱-۷

آزمون بهره‌دهی برای چاهی انجام شده است. نتایج آن نشان می‌دهند که چاه می‌تواند در دبی ثابت جریان 110 STB/day و فشار جریانی ته چاه $p_{wf} = 900 \text{ psi}$ تولید کند. بعد از بستن چاه به مدت 24 hrs ، فشار ته چاه به مقدار استاتیک 1300 psi رسیده است. محاسبه کنید:

- شاخص بهره‌دهی چاه؛
- AOF ؛
- دبی جریان نفت در فشار جریانی ته چاه 600 psi ؛
- فشار جریانی ته چاه لازم برای تولید 250 STB/day .

جواب

الف) محاسبه J با معادله (۱-۷):

$$J = \frac{110}{1300 - 900} = 0.275 \text{ STB/psi}$$

ب) تعیین AOF :

$$AOF = J \bar{p}_r = 0.275(1300) = 375.5 \text{ STB/day}$$

ج) حل معادله (۱-۷) نسبت به دبی جریان نفت:

$$Q_o = 0.275(1300 - 600) = 192.5 \text{ STB/day}$$

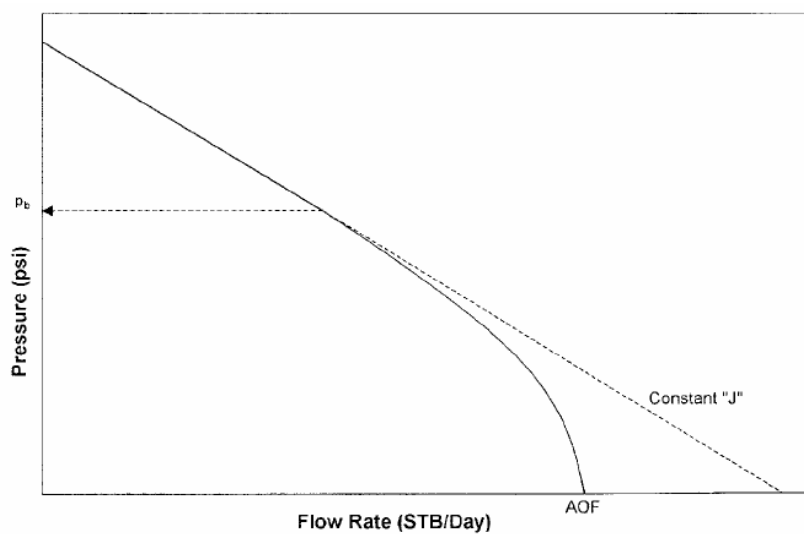
د) حل معادله (۷-۷) نسبت به p_{wf} :

$$p_{wf} = 1300 - \left(\frac{1}{0.275} \right) 250 = 390.9 \text{ psi}$$

معادله (۶-۷) نشان می‌دهد که جریان ورودی به یک چاه مستقیماً با افت فشار متناسب و ثابت تناسب نیز شاخص بهره‌دهی است. ماسکت، اوینگر و ووگل^۱ مشاهده

1- Muskat, Evinger and Vogel

کردند زمانی که فشار به زیر فشار نقطه حباب می‌رسد، روند IPR از رابطه خطی ساده فاصله می‌گیرد (شکل ۴-۷).



شکل ۴-۷: منحنی IPR زیر p_b

با فراخوانی مجدد معادله (۴-۷):

$$J = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$$

با ثابت در نظر گرفتن عبارت بین براکت به صورت ثابت C ، معادله بالا را می‌توان دوباره نوشت:

$$J = c \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (۸-۷)$$

ضریب c به صورت زیر تعریف می‌شود:

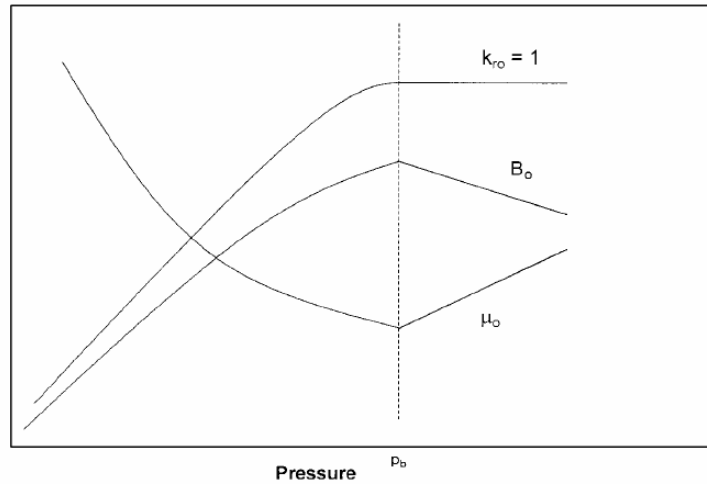
$$c = \frac{0.00708kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]}$$

معادله (۸-۷) نشان می‌دهد که اساساً متغیرهای مؤثر در شاخص بهره‌دهی به فشار

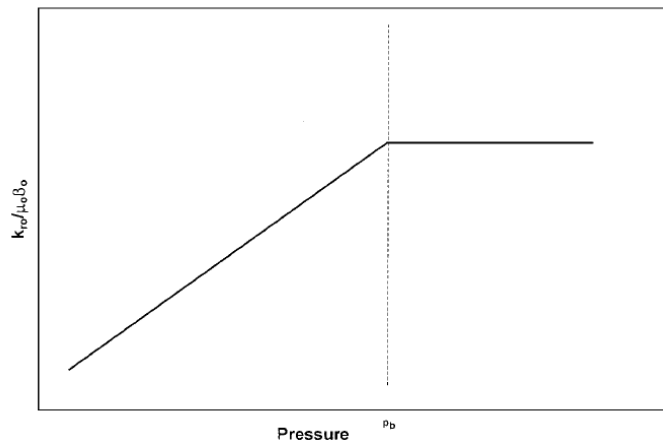
وابسته‌اند:

- ویسکوزیته نفت، μ_o ؛
- ضریب حجمی سازند نفت، B_o ؛
- نفوذپذیری نسبی نفت، k_{ro} .

شکل ۷-۵ رفتار این متغیرها را به صورت تابعی از فشار و شکل ۷-۶ اثر کلی تغییرات فشار را بر ترم $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ نشان می‌دهد. بالای فشار نقطه حباب p_b ، نفوذپذیری نسبی نفت برابر یک است ($k_{ro} = 1$) و ترم $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ تقریباً ثابت خواهد بود. با کاهش فشار و رسیدن به زیر فشار نقطه حباب، گاز از نفت جدا می‌شود که این باعث کاهش نسبتاً زیاد هر دو ترم k_{ro} و $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ می‌شود. شکل ۷-۷ اثر کیفی تخلیه مخزن بر IPR نشان می‌دهد.



شکل ۵-۷: تأثیر فشار بر k_{ro} , μ_o و B_o

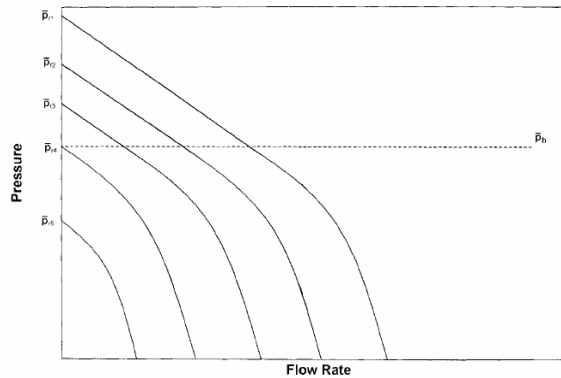


شکل ۶-۷: ترم $(k_{ro}/\mu_o B_o)$ به صورت تابعی از فشار

چندین روش تجربی برای پیش‌بینی رفتار غیر خطی IPR در مخازن تحت رانش گاز محلول طراحی شده‌اند که اکثر آنها حداقل به یک آزمایش جریان ثابت نیاز دارند که در آن Q_o و p_{wf} اندازه‌گیری شده باشند. همه این روشها شامل دو مرحله محاسباتی زیراند:

استفاده از داده‌های آزمایش جریان ثابت و تشکیل منحنی IPR در فشار متوسط کنونی مخزن \bar{p}_r .

پیش‌بینی روابط عملکرد جریان در آینده به صورت تابعی از فشارهای متوسط مخزن.



شکل ۷-۷: اثر فشار مخزن بر IPR

روشهای تجربی زیر برای تولید روابط عملکرد جریان در آینده طراحی شده‌اند:

- روش ووگل؛
- روش ویگینز؛
- روش استندینگ؛
- روش فتکوویچ؛
- روش کلینز – کلارک.

روش ووگل

ووگل با یک مدل کامپیوتری *IPR* های چندین مخزن اشباع نفتی فرضی را در بازه گسترده‌ای از شرایط تولیدی به دست آورد. او *IPR* های محاسبه شده را با معرفی دو پارامتر بدون بعد زیر نرمالیزه کرد و روابطی را به صورت بدون بعد ارائه داد:

-
- 1- Wiggins
 - 2- Standing
 - 3- Fetkovich
 - 4- The Klins – Clark Method

$$\text{فشار بدون بعد} = \frac{P_{wf}}{P_r}$$

$$\text{دبی بدون بعد} = \frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}}$$

$(Q_o)_{\max}$ دبی جریان در فشار ته چاه صفر است، یعنی AOF ؛

و وگل منحنی‌های بدون بعد IPR را برای همه این مخازن رسم کرد و در نهایت به رابطه پارامترهای بدون بعد گفته شده دست یافت:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (9-7)$$

Q_o دبی نفت در P_{wf} ؛

$(Q_o)_{\max}$ بیشترین دبی جریان نفت در $P_{wf} = 0$ ، یعنی AOF

\bar{P}_r فشار متوسط کنونی مخزن، $psig$ ؛

P_{wf} فشار چاه، $psig$.

\bar{P}_r و P_{wf} هر دو در واحد $psig$ هستند.

روش و وگل را می‌توان برای محاسبه تولید آب با گذاردن $Q_L / (Q_o)_{\max}$ به جای دبی بدون بعد ارائه کرد. اعتبار این تغییر معادله و وگل در چاه‌هایی با میزان آبدهی تا 97% نیز ثابت شده است. این روش به اطلاعات زیر نیاز دارد:

- فشار متوسط کنونی مخزن؛
 - فشار نقطه حباب P_b ؛
 - داده‌های آزمون جریان ثابت شامل Q_o در P_{wf} .
- می‌توان از روش و وگل برای پیش‌بینی منحنی IPR دو نوع مخزن استفاده کرد:
- مخازن نفتی اشباع $\bar{P}_r \leq P_b$ ؛

- مخازن نفتی فوق اشباع $\bar{p}_r > p_b$

مخازن نفتی اشباع

زمانی که فشار یک مخزن نفتی معادل فشار نقطه حباب باشد، به آن مخزن نفتی اشباع می‌گویند. فرایند محاسبه برای تولید منحنی IPR یک چاه با یک نقطه داده جریان تثبیت شده (یک مقدار Q_o ثبت شده در p_{wf}) در یک مخزن اشباع با روش ووگل به صورت خلاصه آورده شده است:

مرحله اول: استفاده از داده‌های جریان ثابت، یعنی Q_o و p_{wf} و محاسبه $(Q_o)_{max}$ با معادله (۷-۹):

$$(Q_o)_{max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2}$$

مرحله دوم: محاسبه منحنی IPR با فرض مقادیر مختلف p_{wf} و محاسبه Q_o مربوط به هر یک با معادله زیر:

$$Q_o = (Q_o)_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]$$

مثال ۲-۷

چاهی از یک مخزن اشباع با فشار متوسط مخزن 2500 psig تولید می‌کند. داده‌های آزمایش تولید ثابت نشان می‌دهند که دبی ثابت و فشار چاه 350 STB/day و 2000 psig هستند. محاسبه کنید:

- دبی جریان نفت در $p_{wf} = 1850 \text{ psig}$ ؛
- دبی جریان نفت با فرض J ثابت.

-
- 1- Saturated Oil reservoir
 - 2- Undersaturated Oil Reservoir

با روش ووگل و رویه شاخص بهره‌دهی ثابت منحنی IPR را تشکیل دهید.

جواب

قسمت اول:

مرحله اول: محاسبه $(Q_o)_{\max}$:

$$(Q_o)_{\max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2}$$

$$(Q_o)_{\max} = \frac{350}{1 - 0.2 \left(\frac{2000}{2500} \right) - 0.8 \left(\frac{2000}{2500} \right)^2} = 1067.1 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: محاسبه Q_o در $p_{wf} = 1850 \text{ psig}$ با معادله ووگل:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]$$

$$Q_o = 1067.1 \left[1 - 0.2 \left(\frac{1850}{2500} \right) - 0.8 \left(\frac{1850}{2500} \right)^2 \right] = 441.7 \text{ STB/day}$$

قسمت دوم:

مرحله اول: تعیین J با معادله (۱-۷):

$$J = \frac{350}{2500 - 2000} = 0.7 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم: محاسبه Q_o :

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) = 0.7(2500 - 1850) = 455 \text{ STB/day}$$

قسمت سوم:

محاسبه مقادیر Q_o با فرض چندین مقدار p_{wf} :

P_{wf}	Vogel's	$Q_o = J (\bar{p}_r - p_{wf})$
2500	0	0
2200	218.2	210
1500	631.7	700
1000	845.1	1050
500	990.3	1400
0	1067.1	1750

مخازن نفتی فوق اشباع

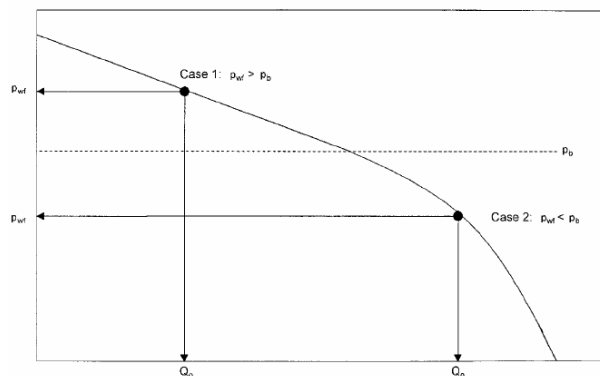
بگز نشان داده که روش ووگل را برای مخازن نفتی زیر اشباع در دو حالت باید بازبینی کرد (شکل ۷-۸).

- فشار جریانی ته چاه تثبیت شده بزرگتر یا مساوی فشار نقطه حباب باشد:

$$P_{wf} \geq P_b$$

- فشار جریانی ته چاه تثبیت شده کوچکتر از فشار نقطه حباب باشد:

$$P_{wf} < P_b$$



شکل ۷-۸. داده‌های آزمایش جریان تثبیت شده

حالت اول: $P_{wf} \geq P_b$

بگز فرایند زیر را برای تعیین I_{PR} ، زمانی که فشار ته چاهی تثبیت شده بزرگتر یا

مساوی فشار نقطه حباب است، ارائه کرده است (شکل ۷-۸):

مرحله اول: استفاده از نقطه داده آزمایش تثبیت شده (p_{wf}, Q_o) و محاسبه شاخص بهره‌دهی J :

$$J = \frac{Q_o}{p_r - p_{wf}}$$

مرحله دوم: محاسبه دبی جریان نفت در فشار نقطه حباب:

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_b) \quad (10-7)$$

Q_{ob} دبی جریان نفت در p_b است.

مرحله سوم: تولید مقادیر IPR زیر فشار نقطه حباب با فرض مقادیر مختلف $p_{wf} < p_b$ و محاسبه دبی‌های جریان مربوطه با رابطه زیر:

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{Jp_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right] \quad (11-7)$$

بیشترین دبی جریان نفت، $(Q_o)_{max}$ یا AOF ، در فشار جریانی ته چاه برابر با صفر رخ می‌دهد ($p_{wf} = 0$). با استفاده از این مطلب رابطه بالا به عبارت زیر تبدیل می‌شود:

$$(Q_o)_{max} = Q_{ob} + \frac{Jp_b}{1.8}$$

باید توجه داشت زمانی که $p_{wf} \geq p_b$ است، IPR خطی است و با معادله زیر توصیف می‌شود:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf})$$

مثال ۳-۷

یک چاه نفت از مخزنی زیر اشباع با فشار نقطه حباب 2130 psig تولید می‌کند. فشار متوسط کنونی مخزن 3000 psig است. داده‌های آزمایش جریان موجود نشان

می‌دهند که دبی جریان 250 STB/day در $p_{wf} = 2500 \text{ psig}$ تولید شده است. داده‌های IPR را به دست آورید.

جواب

مسئله نشان می‌دهد که داده‌های آزمون جریان در بالای فشار نقطه حباب ثابت شده‌اند، بنابراین فرایند حالت اول برای مخازن فوق اشباع، به صورتی که قبلاً توضیح داده شد، باید در اینجا اعمال شود:
مرحله اول: محاسبه J با داده‌های آزمون جریان:

$$J = \frac{250}{3000 - 2500} = 0.5 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم: محاسبه دبی جریان نفت در فشار نقطه حباب با معادله (۷-۱۰):

$$Q_{ob} = 0.5(3000 - 2130) = 435 \text{ STB/day}$$

مرحله سوم: تولید داده‌های IPR با رویکرد J ثابت برای همه فشارهای بالای p_b و معادله (۷-۱۱) برای همه فشارهای زیر p_b :

p_{wf}	Equation #	Q_o
3000	(7-6)	0
2800	(7-6)	100
2600	(7-6)	200
2130	(7-6)	435
1500	(7-11)	709
1000	(7-11)	867
500	(7-11)	973
0	(7-11)	1027

حالت دوم: $p_{wf} < p_b$

زمانی که p_{wf} ثابت شده در آزمون جریان ثابت^۱ زیر فشار نقطه حباب باشد، فرایند زیر برای تولید داده‌های IPR پیشنهاد می‌شود:
 مرحله اول: استفاده از داده‌های آزمون جریان تثبیت شده و ترکیب معادلات (۷-۱۰) و (۷-۱۱) و حل معادله جدید نسبت به J :

$$J = \frac{Q_o}{(\bar{p}_r - p_b) + \frac{p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]} \quad (۷-۱۲)$$

مرحله دوم: محاسبه Q_o با معادله (۷-۱۰):

$$Q_{ob} = J(\bar{p}_r - p_b)$$

مرحله سوم: تولید داده‌های IPR برای $p_{wf} \geq p_b$ با فرض چندین مقدار مختلف p_{wf} بالای فشار نقطه حباب و محاسبه Q_o های مربوطه با معادله زیر:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf})$$

مرحله چهارم: استفاده از معادله (۷-۱۱) برای محاسبه Q_o در مقادیر مختلف p_{wf} زیر p_b :

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{Jp_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$

مثال ۷-۴

چاه توصیف شده در مثال ۷-۳ دوباره آزمایش شده و اطلاعات زیر به دست آمده‌اند:

$$p_{wf} = 1700 \text{ psig}$$

$$Q_o = 630.7 \text{ STB/day}$$

داده‌های *IPR* را با داده‌های آزمایش به دست آورید.

جواب

p_{wf} تثبیت شده کمتر از p_b است.

مرحله اول: استفاده از معادله (۷-۱۲) برای تعیین J :

$$J = \frac{630.7}{(3000 - 2130) + \frac{2130}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{1700}{2130} \right) - 0.8 \left(\frac{1700}{2130} \right)^2 \right]}$$

$$= 0.5 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم:

$$Q_o = 0.5(3000 - 2130) = 435 \text{ STB/day}$$

مرحله سوم: تولید داده‌های *IPR*:

P_{wf}	Equation #	Q_o
3000	(7-6)	0
2800	(7-6)	100
2600	(7-6)	200
2130	(7-6)	435
1500	(7-11)	709
1000	(7-11)	867
500	(7-11)	973
0	(7-11)	1027

اغلب، پیش‌بینی عملکرد جریان چاه برای زمانهای آینده همراه با افت فشار مخزن ضروری است. محاسبات عملکرد آینده چاه به رابطه‌ای نیاز دارد که بتوان از آن برای پیش‌بینی دبی‌های حداکثر جریان نفت استفاده کرد.

چندین روش برای بیان مسئله چگونگی جابه‌جایی *IPR* همراه با افت فشار مخزن طرح شده‌اند. در بعضی از این روش‌ها باید از معادله موازنه جرم برای تولید داده‌های آینده درجه اشباع نفت به صورت تابعی از فشار مخزن استفاده کرد. زمانی که

این چنین داده‌هایی موجود نباشند، از دو روش تقریب ساده همراه با روش ووگل می‌توان برای پیش بینی IPR آینده استفاده کرد.

اولین روش تقریب

این روش تقریبی را از حداکثر دبی جریان آینده نفت $(Q_{o\max})_f$ در فشار متوسط معینی در مخزن ارائه می‌دهد. این دبی جریان حداکثر در معادله ووگل برای پیش‌بینی روابط عملکرد آینده جریان در $(\bar{p}_r)_f$ استفاده می‌شود. مراحل زیر خلاصه‌ای از کاربرد این روش‌اند:

مرحله اول: محاسبه $(Q_{o\max})_f$ در $(\bar{p}_r)_f$ با معادله زیر:

$$(Q_{o\max})_f = (Q_{o\max})_p \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) \left[0.2 + 0.8 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) \right] \quad (13-7)$$

زیر نویس‌های f و p به ترتیب معرف شرایط آینده و حال‌اند.

مرحله دوم: با استفاده از مقدار جدید محاسبه شده $(Q_{o\max})_f$ و $(\bar{p}_r)_f$ ، IPR با معادله (۹-۷) به دست می‌آید.

دومین روش تقریب

فتکوویچ تقریبی ساده را برای تخمین $(Q_{o\max})_f$ در $(\bar{p}_r)_f$ پیشنهاد کرده است:

$$(Q_{o\max})_f = (Q_{o\max})_p \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^{3.0}$$

زیر نویس‌های f و p به ترتیب معرف شرایط آینده و حال‌اند. این معادله تنها برای تقریب زدن مقدار آینده $(Q_o)_{\max}$ ارائه شده است.

مثال ۵-۷

با استفاده از داده‌های مثال ۲-۷، در دوره‌ای که فشار متوسط مخزن از 2500 psig به 2200 psig افت می‌کند، IPR را پیش‌بینی کنید.

جواب

مثال ۲-۷ اطلاعات زیر را به دست می‌دهد:

- فشار متوسط حال حاضر مخزن $(\bar{p}_r)_p = 2500 \text{ psig}$ ؛
 - دبی حداکثر حال حاضر نفت $(Q_{o \max})_p = 1067.1 \text{ STB/day}$.
- مرحله اول: محاسبه $(Q_{o \max})_f$ با معادله (۷-۱۳):

$$(Q_{o \max})_f = 1067.1 \left(\frac{2200}{2500} \right) \left[0.2 + 0.8 \left(\frac{2200}{2500} \right) \right] = 849 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های IPR با معادله (۷-۹):

p_{wf}	$Q_o = 849 [1 - 0.2 (p_{wf}/2200) - 0.8 (p_{wf}/2200)^2]$
2200	0
1800	255
1500	418
500	776
0	849

امتیاز عمده روش ووگل حساسیت آن به نقطه انطباق، یعنی نقطه داده آزمایش جریان ثابت است، که برای رسم منحنی IPR چاه استفاده می‌شود.

روش ویگینز

ویگینز از چهار دسته داده‌های نفوذپذیری نسبی و خاصیت سیال به عنوان ورودی‌های مهم کامپیوتر برای ارائه معادلات پیش‌بینی عملکرد جریان استفاده کرد. روابط با این فرض که فشار مخزن اولیه همان فشار نقطه حباب است محدود می‌شوند روابطی که ویگینز پیشنهاد کرده است برای پیش‌بینی IPR در حین جریان سه فازی مناسب‌اند: این روابط مشابه روابط ووگل اند:

$$Q_o = (Q_o)_{\max} \left[1 - 0.52 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.48 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (14-7)$$

$$Q_w = (Q_w)_{\max} \left[1 - 0.72 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.28 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right] \quad (15-7)$$

Q_w دبی جریان آب، STB/day ؛

$(Q_w)_{\max}$ حداکثر تولید آب در $p_{wf} = 0$ ، STB/day .

مشابه روش ووگل، داده‌های حاصل از آزمایش جریان تثبیت شده باید برای تعیین

$(Q_o)_{\max}$ و $(Q_w)_{\max}$ موجود باشند.

ویگینز روابط بالا را با مهیا کردن عباراتی برای تخمین دبی‌های آینده حداکثر

جریان برای پیش‌بینی آینده عملکرد ارائه داده است. وی دبی‌های آینده حداکثر جریان

را به صورت توابعی از پارامترهای زیر بیان کرده است:

- فشار متوسط مخزن، $(\bar{p}_r)_p$ ؛
- فشار متوسط آینده، $(\bar{p}_r)_f$ ؛
- دبی حداکثر جریان کنونی نفت، $(Q_{o \max})_p$ ؛
- دبی حداکثر جریان کنونی آب، $(Q_{w \max})_p$.

او روابط زیر را پیشنهاد داده است:

$$(Q_{o \max})_f = (Q_{o \max})_p \left[0.15 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) + 0.84 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \right] \quad (16-7)$$

$$(Q_{w\max})_f = (Q_{w\max})_p \left[0.59 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right) + 0.36 \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \right] \quad (17-7)$$

مثال ۶-۷

اطلاعات داده شده در مثال‌های ۲-۷ و ۵-۷ برای راحتی در این جا تکرار

می‌شوند:

- فشار متوسط کنونی 2500 psig؛

- دبی جریان تثبیت شده نفت 350 STB/day؛

- فشار تثبیت شده چاه 2000 psig.

داده‌های *IPR* را تولید و آینده *IPR* را با روش ویگینز، و در زمانی که فشار

مخزن از 2500 psig به 2000 psig کاهش می‌یابد، پیش‌بینی کنید.

جواب

مرحله اول: استفاده از داده‌های آزمون جریان تثبیت شده و محاسبه حداکثر دبی

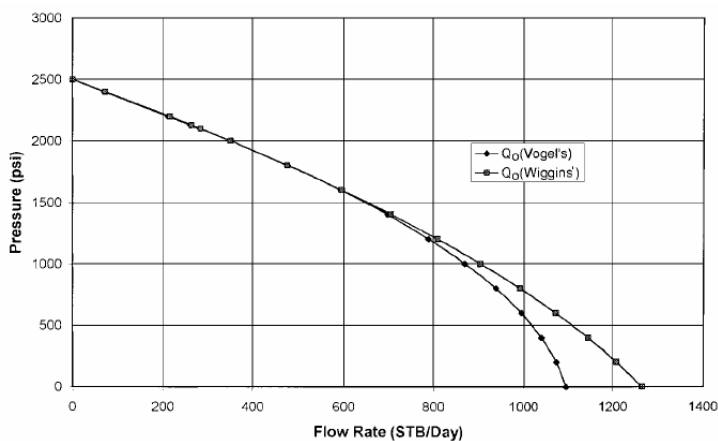
جریان کنونی نفت با معادله (۷-۱۴):

$$Q_o = 350 \left[1 - 0.52 \left(\frac{2000}{2500} \right) - 0.48 \left(\frac{2000}{2500} \right)^2 \right] = 1264 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های کنونی *IPR* با روش ویگینز و مقایسه نتایج با نتایج روش

ووگل. نتایج دو روش در شکل ۷-۹ نشان داده شده‌اند.

P_{wf}	Wiggins'	Vogel's
2500	0	0
2200	216	218
1500	651	632
1000	904	845
500	1108	990
0	1264	1067



شکل ۷-۹: منحنی IPR

مرحله سوم: محاسبه حداکثر دبی جریان آینده نفت با معادله (۷-۱۶):

$$(Q_{o \max})_f = 1264 \left[0.15 \left(\frac{2200}{2500} \right) + 0.84 \left(\frac{2200}{2500} \right)^2 \right] = 989 \text{ STB/day}$$

مرحله چهارم: تولید داده‌های آینده IPR با معادله (۷-۱۶):

P_{wf}	$Q_o = 989 [1 - 0.52 (p_{wf}/2200) - 0.48 (p_{wf}/2200)^2]$
2200	0
1800	250
1500	418
500	848
0	989

روش استندینگ

استندینگ به صورتی اساسی کاربرد روش ووگل را در پیش‌بینی رابطه عملکرد جریان یک چاه به صورت تابعی از فشار ارائه داد و معادله ووگل (معادله (۷-۹)) را دوباره آرایش کرد:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = \left(1 - \frac{p_{wf}}{p_r}\right) \left[1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (18-7)$$

استندینگ شاخص بهره‌دهی J معادله (۷-۱) را در معادله (۱۸-۷) قرار داد و نتیجه گرفت:

$$J = \frac{(Q_o)_{\max}}{p_r} \left[1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (19-7)$$

و سپس شاخص بهره‌دهی کنونی را با افت فشار صفر به صورت زیر تعریف کرد:

$$J_p^* = 1.8 \left(\frac{(Q_o)_{\max}}{p_r}\right) \quad (20-7)$$

J_p^* شاخص بهره‌دهی با افت فشار صفر استندینگ است. J_p^* با J مرتبط است:

$$\frac{J}{J_p^*} = \frac{1}{1.8} \left[1 + 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r}\right)\right] \quad (21-7)$$

معادله (۷-۱) محاسبه J_p^* را با استفاده از مقدار اندازه‌گیری شده J ممکن می‌کند. برای رسیدن به رابطه‌ای نهایی برای پیش‌بینی عبارت IPR دلخواه، استندینگ معادلات (۷-۱۸) و (۷-۲۰) را با هم ترکیب کرد تا ترم $(Q_o)_{\max}$ حذف شود:

$$Q_o = \left(\frac{J_f^* (\bar{p}_r)_f}{1.8} \right) \left[1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{(\bar{p}_r)_f} \right)^2 \right] \quad (۲۲-۷)$$

زیر نویس f به شرایط آینده اشاره دارد.

به گفته استندینگ J_f^* را می‌توان با استفاده از مقدار کنونی J_p^* و عبارت زیر به دست آورد:

$$J_f^* = J_p^* \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f \left/ \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p \right. \quad (۲۳-۷)$$

زیر نویس p به شرایط کنونی اشاره دارد.

اگر داده‌های نفوذپذیری نسبی در دست نباشند، می‌توان J_f^* را با رابطه زیر تخمین زد:

$$J_f^* = J_p^* \left(\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right)^2 \quad (۲۴-۷)$$

روش استندینگ به شکلی خلاصه برای پیش‌بینی یک IPR آینده توضیح داده شده است:

مرحله اول: استفاده از شرط زمان کنونی و داده‌های آزمایش جریان موجود برای محاسبه $(Q_o)_{\max}$ با معادلات (۷-۹) یا (۷-۱۸).

مرحله دوم: محاسبه J^* در شرایط کنونی، یعنی J_p^* ، با معادله (۷-۲۰). از دیگر ترکیبات معادلات (۷-۱۸) تا (۷-۲۱) نیز می‌توان برای تخمین J_p^* استفاده کرد.

مرحله سوم: محاسبه عبارات $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_p$ و $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right)_f$ با استفاده از خواص سیال، داده‌های نفوذپذیری نسبی و درجه اشباع.

مرحله چهارم: محاسبه J_f^* با معادله (۷-۲۳). اگر داده‌های نفوذپذیری نسبی نفت موجود نباشند، از معادله (۷-۲۴) استفاده کنید.

مرحله پنجم: تولید IPR آینده با معادله (۷-۲۲).

مثال ۷-۷

چاهی از یک مخزن اشباع نفتی که در فشار نقطه حباب خودش (4000 psig) قرار دارد در حال تولید با دبی ثابت 600 STB/day و $p_{wf} = 3200$ psig است. محاسبات موازنه جرم پیش‌بینی‌های کنونی و آینده را برای درجه اشباع نفت و خواص PVT آن به صورت زیر ارائه کرده‌اند:

	Present	Future
\bar{p}_r	4000	3000
μ_o , cp	2.40	2.20
B_o , bbl/STB	1.20	1.15
k_{ro}	1.00	0.66

IPR آینده را برای این چاه در فشار 3000 psig با روش استندینگ به دست

آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبه $(Q_o)_{\max}$ کنونی با معادله (۷-۱۸):

$$(Q_o)_{\max} = \frac{600}{\left(1 - \frac{3200}{4000}\right) \left[1 + 0.8 \left(\frac{3200}{4000}\right)\right]} = 1829 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: محاسبه J_p^* با معادله (۷-۲۰):

$$J_p^* = 1.8 \left(\frac{1829}{4000} \right) = 0.823$$

مرحله سوم: محاسبه تابع فشار زیر:

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_p = \frac{1}{(2.4)(1.20)} = 0.3472$$

$$\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_f = \frac{0.66}{(2.2)(1.15)} = 0.2609$$

مرحله چهارم: محاسبه J_f^* با معادله (۷-۲۳):

$$J_f^* = 0.823 \left(\frac{0.2609}{0.3472} \right) = 0.618$$

مرحله پنجم: محاسبه IPR با معادله (۷-۲۲):

Pwf	Q _o , STB/day
3000	0
2000	527
1500	721
1000	870
500	973
0	1030

یکی از اشکالات عمده روش استندینگ این است که به اطلاعات قابل اعتماد نفوذپذیری و نیز محاسبات موازنه جرم برای پیش‌بینی درجات اشباع نفت در فشارهای متوسط آینده مخزن نیاز دارد.

روش فتکوویچ

ماسکت و اونیگر برای به حساب آوردن رفتار غیرخطی جریان (IPR) چاهها تلاش کردند شاخص بهره‌دهی نظری (تئوری) را با معادله جریان حالت شبه پایدار محاسبه کنند. آنها معادله داری را به صورت زیر ارائه دادند:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} f(p) dp \quad (25-7)$$

در این معادله تابع $f(p)$ به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$f(p) = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) \quad (26-7)$$

k_{ro} نفوذپذیری نسبی

k نفوذپذیری مطلق، mD

B_o ضریب حجم سازند نفت

μ_o ویسکوزیته نفت، cp

به پیشنهاد فتکوویچ تابع فشار اصولاً می‌تواند در یکی از دو ناحیه زیر قرار گیرد:

ناحیه اول: ناحیه فوق اشباع

در صورتی تابع فشار $f(p)$ در این ناحیه قرار می‌گیرد که $p > p_b$ باشد. به

این دلیل که نفوذپذیری نسبی نفت در این ناحیه معادل یک است ($k_{ro} = 1$):

$$f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_p \quad (27-7)$$

فتکوویچ مشاهده کرده که تغییر $f(p)$ کم است و تابع فشار در این ناحیه ثابت است (شکل ۷-۱۰).

ناحیه دوم: ناحیه اشباع

در ناحیه اشباع، یعنی $p < p_b$ ، فتکوویچ نشان داده که $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$ همواره به

صورت خطی با تغییرات فشار تغییر می‌کند که این خط راست از مبدأ مختصات

می‌گذرد (شکل ۷-۱۰). تابع فشار در این ناحیه به صورت زیر است:

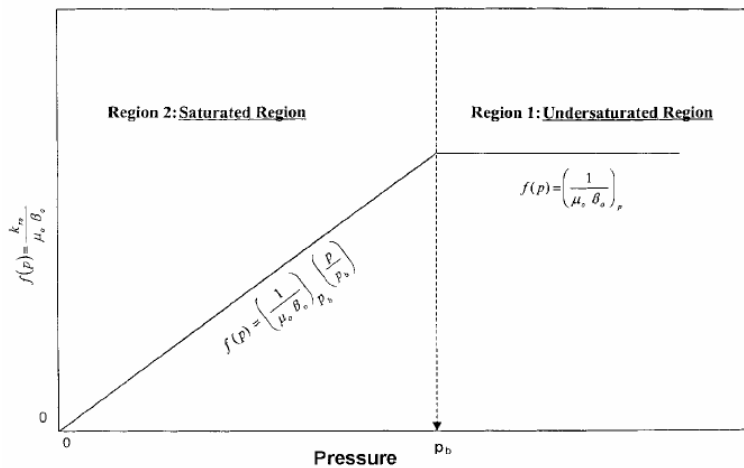
$$f(p) = \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right)_{pb} \left(\frac{p}{p_b} \right) \quad (287)$$

μ_o و B_o در فشار نقطه حباب ارزیابی شده‌اند.

در استفاده از تابع خط راست فشار سه حالت را باید در نظر گرفت:

- \bar{p}_r و p_{wf} بزرگتر از p_b ؛
- \bar{p}_r و p_{wf} کوچکتر از p_b ؛
- \bar{p}_r بزرگتر از p_{wf} و کوچکتر از p_b .

هر سه حالت در زیر بررسی می‌شوند.



شکل ۷-۱۰: مفهوم تابع فشار

حالت اول: \bar{p}_r و p_{wf} بزرگتر از p_b

در این حالت چاه از یک مخزن زیر اشباع تولید می‌کند و هر دو پارامتر فشار \bar{p}_r و p_{wf} بزرگتر از فشار نقطه حباب‌اند و تابع فشار $f(p)$ با معادله (۲۷-۷) توصیف می‌شود. با گذاردن معادله (۲۷-۷) در معادله (۲۵-۷):

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) dp$$

ثابت است؛ بنابراین: $\left(\frac{1}{\mu_o B_o}\right)$

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} (\bar{p}_r - p_{wf}) \quad (29-7)$$

یا:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) \quad (30-7)$$

شاخص بهره‌دهی در این حالت به صورت عبارتی از پارامترهای مخزن تعریف

می‌شود:

$$J = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (31-7)$$

B_o و μ_o در $(\bar{p}_r + p_{wf})/2$ ارزیابی شده‌اند.

مثال ۸۷

چاهی از یک مخزن زیر اشباع با فشار متوسط مخزن 3000 psi در حال تولید است. فشار نقطهٔ حباب در دمای $150^\circ F$ برابر با 1500 psi ثبت شده است.

داده‌های اضافی زیر نیز موجوداند:

دبی جریان ثابت 280 STB/day ؛

فشار ته چاهی ثابت 2200 psi ؛

$$h = 20 \text{ ft} \quad r_w = 0.3 \text{ ft} \quad r_e = 660 \text{ ft} \quad s = -0.5$$

$$k = 65 \text{ mD}$$

$\mu_o = 2.4 \text{ cp}$ در فشار 2600 psi ؛

$B_o = 1.4 \text{ bbl/STB}$ در فشار 2600 psi .

شاخص بهره‌دهی را با استفاده از داده آزمایش جریان معادله (۷-۳۰) و خواص مخزن (معادله (۷-۳۱) محاسبه کنید.

جواب

* با استفاده از معادله (۷-۳۱):

$$J = \frac{0.00708(65)(20)}{(2.4)(1.4) \left[\ln\left(\frac{660}{0.3}\right) - 0.75 - 0.5 \right]} = 0.42 \text{ STB/day/psi}$$

* با استفاده از داده‌های تولید:

$$J = \frac{280}{3000 - 2200} = 0.35 \text{ STB/day/psi}$$

این نتایج نشان می‌دهند که این دو رویکرد رابطه‌ای منطقی دارند. در هر صورت چندین عامل عدم قطعیت در مقادیر پارامترهای معادله (۷-۳۱) برای تعیین شاخص بهره‌دهی وجود دارند. برای مثال، تغییرات ضریب پوسته، k و یا مساحت ناحیه زهکشی مقدار J محاسبه شده را تغییر خواهند داد.

حالت دوم: \bar{p}_r و p_{wf} کوچکتر از p_b

زمانی که فشار متوسط مخزن \bar{p}_r و فشار ته چاهی در حین جریان p_{wf} هر دو زیر فشار نقطه حباب باشند، تابع فشار $f(p)$ با یک رابطه خطی (معادله (۷-۲۸)) بیان می‌شود. با ترکیب معادله‌های (۷-۲۸) و (۷-۲۵):

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \frac{1}{(\mu_o B_o)_{pb}} \left(\frac{p}{p_b} \right) dp$$

ثابت است؛ پس: $\left[\left(\frac{1}{(\mu_o B_o)_{pb}} \right) \left(\frac{1}{p_b} \right) \right]$

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \frac{1}{(\mu_o B_o)_{pb}} \left(\frac{1}{p_b}\right) \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} p dp$$

با انتگرال گیری از رابطه بالا:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{(\mu_o B_o)_{pb} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left(\frac{1}{2p_b}\right) (p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (32-7)$$

با قرار دادن شاخص بهره‌دهی در معادله بالا:

$$Q_o = J \left(\frac{1}{2p_b}\right) (p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (33-7)$$

ترم $\left(\frac{J}{2p_b}\right)$ معمولاً ضریب عملکرد^۱ C نامیده می‌شود؛ یا:

$$Q_o = C (p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (34-7)$$

برای محاسبه جریان غیر داری (جریان آشفته) در چاه‌های نفتی، فتکوویچ تابع n را در معادله (۳۵-۷) به صورت زیر اعمال کرد:

$$Q_o = C (p_r^2 - p_{wf}^2)^n \quad (35-7)$$

1- Performance Coefficient

مقدار n در بازه $۱/۰$ برای جریان کاملاً آرام تا $۰/۵$ برای جریان کاملاً آشفته قرار دارد.

معادله (۳۵-۷) دو مجهول دارد: ضریب عملکرد C و توان n ؛ بنابراین حداقل به دو آزمایش برای ارزیابی این دو پارامتر، با فرض این که \bar{p}_r معلوم باشد، نیاز است.

با گرفتن لگاریتم از هر دو طرف معادله (۳۵-۷) و حل آن نسبت به $\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ می‌توان عبارت زیر را به دست آورد:

$$\log(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) = \frac{1}{n} \log Q_o - \frac{1}{n} \log C$$

با رسم $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ بر حسب Q_o در مقیاس $\log - \log$ خطی راست با شیب $1/n$ و عرض از مبدأ C در $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) = 1$ به دست خواهد آمد. مقدار C را می‌توان با استفاده از هر نقطه‌ای روی نمودار خطی، زمانی که n معلوم باشد، با رابطه زیر به دست آورد:

$$C = \frac{Q_o}{(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)^n}$$

زمانی که مقادیر C و n از داده‌های آزمایش تعیین شدند، می‌توان از معادله (۳۵-۷) برای تولید یک IPR کامل استفاده کرد.

زمانی که فشار مخزن به فشار $(\bar{p}_r)_f$ افت می‌کند، فتکوویچ برای ساختن IPR آینده فرض کرده که ضریب عملکرد C تابعی خطی از فشار متوسط مخزن است و بنابراین مقدار C را با رابطه زیر برای آینده تطبیق می‌دهد:

$$(C)_f = (C)_p \left[\frac{(\bar{p}_r)_f}{(\bar{p}_r)_p} \right] \quad (۳۶-۷)$$

زیر نویس‌های f و p معرف شرایط آینده و حال‌اند.

فتکوویچ فرض کرده که مقدار توان n با تغییرات فشار مخزن تغییر نمی‌کند. بگز نیز بحث عالی و جامعی از روش‌های مختلف ساختن منحنی‌های IPR برای چاه‌های نفتی و گازی ارائه داده است. بگز از مثال زیر برای نمایش روش فتکوویچ در تولید IPR آینده و حال استفاده کرده است.

مثال ۹-۷

آزمایش جریان ثابت چهار نقطه در یک چاه در حال تولید در یک مخزن اشباع، که فشار متوسط آن 3600 psi است، اجرا شده است.

$Q_o, \text{ STB/day}$	$p_{wf}, \text{ psi}$
263	3170
383	2890
497	2440
640	2150

الف) با روش فتکوویچ یک IPR کامل را برای این چاه بسازید؛
ب) زمانی که فشار این مخزن به 2000 psi می‌رسد، IPR را تشکیل دهید.

جواب

قسمت (الف)

مرحله اول: تشکیل جدول زیر:

$Q_o, \text{ STB/day}$	$p_{wf}, \text{ psi}$	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2) \times 10^{-6}, \text{ psi}^2$
263	3170	2.911
383	2890	4.567
497	2440	7.006
640	2150	8.338

مرحله دوم: رسم $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ نسبت به Q_o در مقیاس $\log - \log$ (شکل ۷-۱۱) و تعیین توان n یا:

$$n = \frac{\log(750) - \log(105)}{\log(10^7) - \log(10^6)} = 0.854$$

مرحله سوم: به دست آوردن ضریب عملکرد C :

$$C = 0.00079$$

مرحله چهارم: تولید IPR با فرض مقادیر مختلف p_{wf} و محاسبه دبی جریان مربوطه با معادله (۷-۲۵):

$$Q_o = 0.00079(3600^2 - p_{wf}^2)^{0.854}$$

P_{wf}	$Q_o, STB/day$
3600	0
3000	340
2500	503
2000	684
1500	796
1000	875
500	922
0	937

منحنی IPR در شکل ۷-۱۲ نشان داده شده است. AOF یعنی $(Q_o)_{max}$ برابر $937 STB/day$ است.

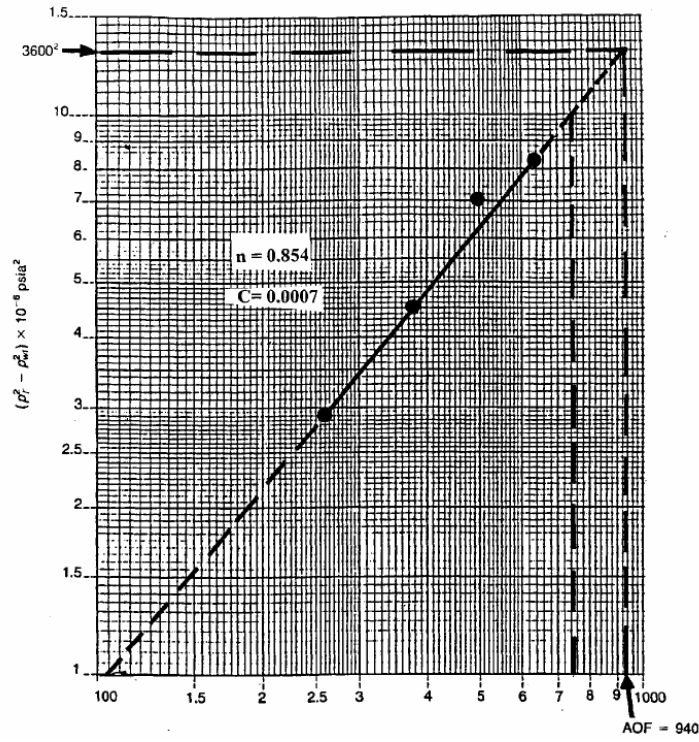
قسمت ب)

مرحله اول: محاسبه ضریب عملکرد آینده C با معادله (۷-۳۶):

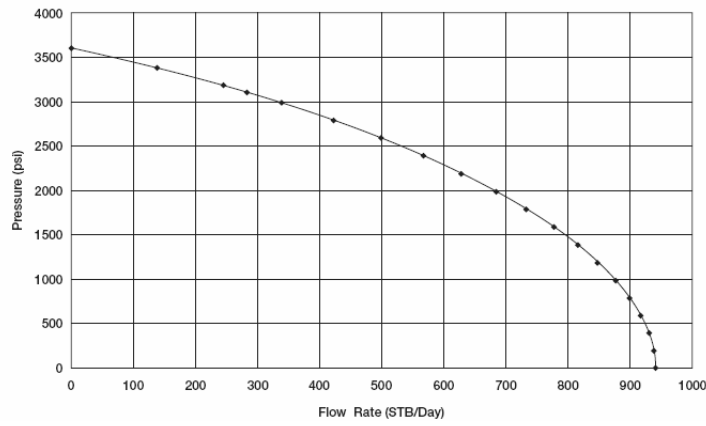
$$(C)_f = 0.00079 \left(\frac{2000}{3600} \right) = 0.000439$$

مرحله دوم: تشکیل منحنی IPR جدید در فشار $2000 psi$ با استفاده از C محاسبه شده جدید و استفاده از معادله جریان:

$$Q_o = 0.000439(2000^2 - p_{wf}^2)^{0.854}$$



شکل ۷-۱۱: داده‌های آزمایش جریان پشت جریان^۱ در مثال ۷-۹

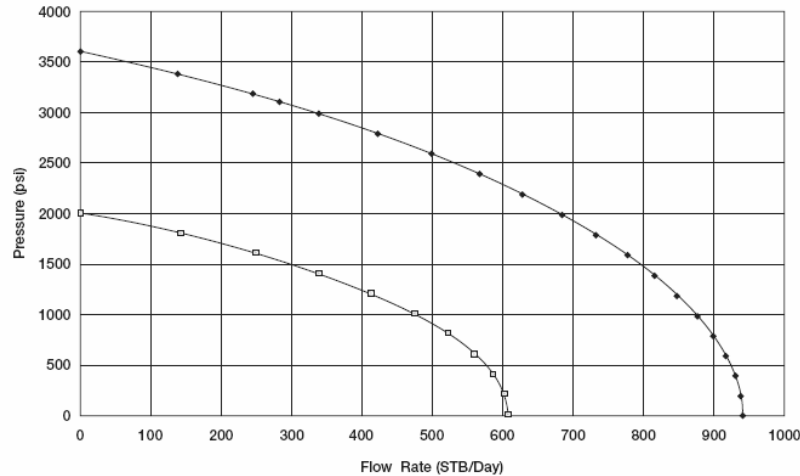


شکل ۷-۱۲: منحنی IPR در روش فتکوویچ

1- Flow-after-Flow Test

P_{wf}	Q_o
2000	0
1500	94
1000	150
500	181
0	191

هر دو IPR زمان حال و آینده در شکل ۷-۱۳ رسم شده‌اند.



شکل ۷-۱۳: منحنی IPR آینده در فشار 2000 psi

کلینز و کلارک روابطی تجربی را ارائه دادند که تغییرات ضریب عملکرد فتکوویچ C و توان جریان n با کاهش فشار مخزن را به هم ربط می‌دهند. این دو مشاهده کردند که توان n با تغییر فشار مخزن بسیار تغییر می‌کند. کلینز و کلارک نشان داده‌اند که مقادیر آینده $(n)_f$ و $(C)_f$ در فشار $(\bar{p}_r)_f$ با مقادیر C و n در فشار نقطه حباب مرتبط‌اند. آنها با علامت‌گذاری C_b و n_b به عنوان مقادیر ضریب عملکرد و توان جریان در فشار نقطه حباب p_b ، پارامترهای بدون بعد زیر را ارائه داده‌اند:

- ضریب عملکرد بدون بعد C/C_b ؛
- توان جریان بدون بعد n/n_b ؛

• فشار متوسط مخزن بدون بعد \bar{p}_r/p_b .

آنها روابط C/C_b و n/n_b را با فشار بدون بعد بیان کرده‌اند:

$$\left(\frac{n}{n_b}\right) = 1 + 0.0577\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right) - 0.2459\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^2 + 0.503\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^3 \quad (37-7)$$

و

$$\left(\frac{C}{C_b}\right) = 1 - 3.5718\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right) + 4.7981\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^2 - 2.3066\left(1 - \frac{\bar{p}_r}{p_b}\right)^3 \quad (38-7)$$

C_b ضریب عملکرد در فشار نقطه حباب؛

n_b توان جریان در فشار نقطه حباب؛

استفاده از روابط بالا برای تطبیق و تنظیم C و n با تغییرات فشار متوسط مخزن

به تفصیل در زیر توضیح داده شده است:

مرحله اول: محاسبه مقادیر کنونی C و n در فشار متوسط کنونی P مخزن \bar{P}_r با

استفاده از داده‌های موجود آزمایش جریان همراه با معادله فتکوویچ (معادله ۳۴-۷)؛

مرحله دوم: به دست آوردن مقادیر بدون بعد C/C_b و n/n_b با استفاده از مقدار

کنونی \bar{P}_r با معادلات (۳۷-۷) و (۳۸-۷)؛

مرحله سوم: حل ثابت‌های n_b و C_b با رابطه زیر:

$$n_b = \frac{n}{(n/n_b)} \quad (39-7)$$

$$C_b = \frac{C}{(C/C_b)} \quad (40-7)$$

اگر فشار کنونی مخزن معادل فشار نقطه حباب باشد، مقادیر n و C در مرحله

اول همان n_b و C_b هستند.

مرحله چهارم: فرض یک فشار متوسط آینده مخزن برابر با \bar{p}_r و به دست آوردن پارامترهای بدون بعد مربوطه (n_f/n_b) و (C_f/C_b) با معادله (۳۷-۷) و (۳۸-۷)؛
مرحله پنجم: به دست آوردن مقادیر آینده n_f و C_f با روابط زیر:

$$n_f = n_b \left(\frac{n_f}{n_b} \right)$$

$$C_f = C_b \left(\frac{C_f}{C_b} \right)$$

مرحله ششم: استفاده از n_f و C_f در معادله فتکوویچ برای تولید IPR آینده چاه در فشار متوسط دلخواه مخزن $(\bar{p}_r)_f$. حداکثر دبی جریان نفت $(Q_o)_{\max}$ در $(\bar{p}_r)_f$ به صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$(Q_o)_{\max} = C_f \left[(\bar{p}_r) \right]^{n_f} \quad (41-7)$$

مثال ۱۰-۷

با استفاده از اطلاعات مثال ۹-۹، داده‌های IPR آینده را در زمانی که فشار مخزن به 3200 psi می‌رسد محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: چون مخزن در فشار نقطه حبایش قرار دارد:

$$n_b = 0.854 \quad C_b = 0.00079$$

$$p_b = 3600 \text{ psi}$$

مرحله دوم: محاسبه پارامترهای بدون بعد آینده در فشار 3200 psi با معادلات (۳۷-۷) و (۳۸-۷):

$$\begin{aligned} \left(\frac{n}{n_b}\right) &= 1 + 0.0577\left(1 - \frac{3200}{3600}\right) - 0.2459\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^2 + 0.503\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^3 \\ &= 1.0041 \\ \left(\frac{C}{C_b}\right) &= 1 - 3.5718\left(1 - \frac{3200}{3600}\right) + 4.7981\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^2 - 2.3066\left(1 - \frac{3200}{3600}\right)^3 \\ &= 0.6592 \end{aligned}$$

مرحله سوم: به دست آوردن n_f و C_f :

$$n_f = (0.854)(1.0041) = 0.8575$$

$$C_f = (0.00079)(0.6592) = 0.00052$$

بنابراین معادله دبی جریان به صورت زیر حاصل می‌شود:

$$Q_o = 0.00052(3200^2 - p_{wf}^2)^{0.8575}$$

می‌توان مقدار AOF را با قرار دادن $p_{wf} = 0$ در معادله بالا به دست آورد:

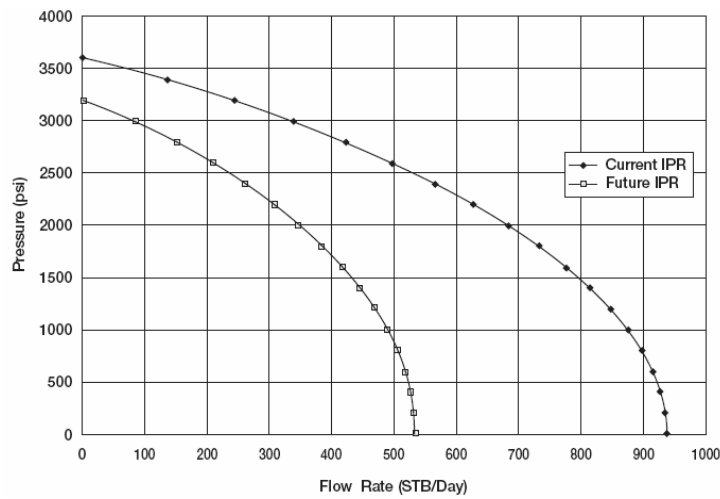
$$(Q_o)_{\max} = 0.00052(3200^2 - 0^2)^{0.8575} = 0.534 \text{ STB/day}$$

مرحله چهارم: تشکیل جدول زیر:

P_{wf}	Q_o
3200	0
2000	349
1500	431
500	523
0	534

در شکل ۷-۱۴ IPR های آینده و حال محاسبه شده در مثال های ۷-۹ و ۷-۱۰

با هم مقایسه شده‌اند.



شکل ۷-۱۴: منحنی IPR

حالت سوم: $\bar{p}_r > p_b$ و $p_{wf} < p_b$

شکل ۷-۱۵ حالت سوم را با فرض $p_{wf} < p_b$ و $\bar{p}_r > p_b$ نشان می‌دهد. با بسط انتگرال موجود در معادله (۷-۲۵) می‌توان آن را به صورت زیر نوشت:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left[\int_{p_{wf}}^{p_b} f(p) dp + \int_{p_b}^{\bar{p}_r} f(p) dp \right]$$

با گذاشتن معادلات (۷-۲۷) و (۷-۱۸) در عبارت بالا:

$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left[\int_{p_{wf}}^{p_b} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) \left(\frac{p}{p_b} \right) dp + \int_{p_b}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_o B_o} \right) dp \right]$$

μ_o و B_o در فشار نقطه حباب p_b ارزیابی شده‌اند.

با آرایش مجدد عبارت بالا:

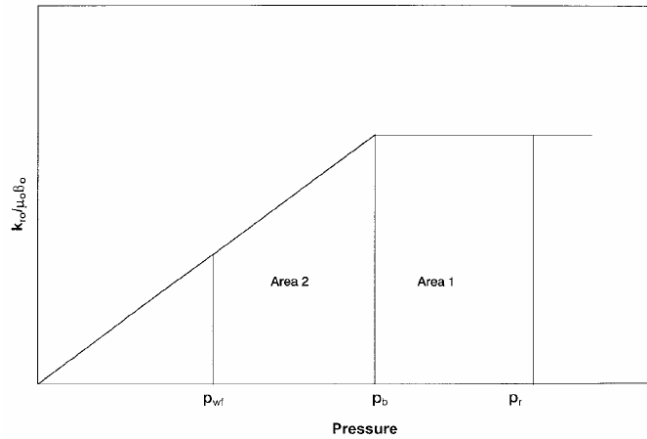
$$Q_o = \frac{0.00708kh}{\mu_o B_o \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \left[\frac{1}{p_b} \int_{p_{wf}}^{p_b} p dp + \int_{p_b}^{\bar{p}_r} dp \right]$$

انتگرال گیری و گذاشتن شاخص بهره‌دهی J در معادله بالا نتیجه می‌دهد:

$$Q_o = J \left[\frac{1}{2p_b} (p_b^2 - p_{wf}^2) + (\bar{p}_r - p_{wf}) \right]$$

یا:

$$Q_o = J(\bar{p}_r - p_{wf}) + \frac{J}{2p_b} (p_b^2 - p_{wf}^2) \quad (۴۲-۷)$$



شکل ۱۵-۷: $\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)$ بر حسب فشار برای حالت سوم

مثال ۱۱-۷

داده‌های مخزنی و آزمون جریان زیر برای یک چاه نفتی موجوداند:

$$p_{wf} = 3200 \text{ psi}$$

$$\bar{p}_r = 4000 \text{ psi}$$

$$Q_o = 280 \text{ STB/day}$$

$$p_b = 3200 \text{ psi}$$

داده‌های *IPR* این چاه را به دست آورید.

جواب

مرحله اول: محاسبه شاخص بهره‌دهی با داده‌های آزمون جریان:

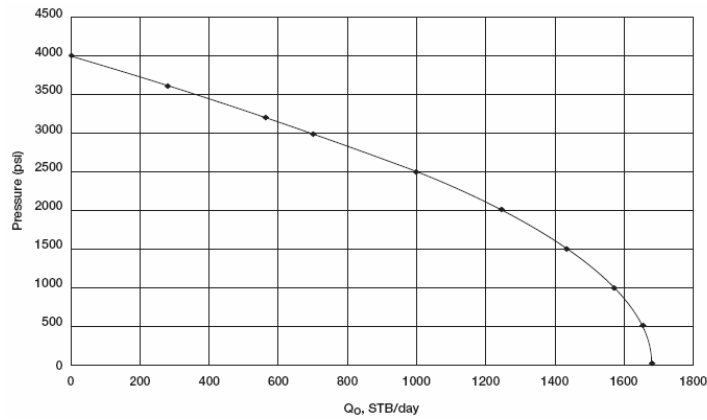
$$J = \frac{280}{4000 - 3600} = 0.7 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های *IPR* با معادله (۷-۳۰) زمانی که $p_{wf} > p_b$ و با معادله

(۷-۴۲) زمانی که $p_{wf} < p_b$ است:

p_{wf}	Equation	Q_o
4000	(7-30)	0
3800	(7-30)	140
3600	(7-30)	280
3200	(7-30)	560
3000	(7-42)	696
2600	(7-42)	941
2200	(7-42)	1151
2000	(7-42)	1243
1000	(7-42)	1571
500	(7-42)	1653
0	(7-42)	1680

نتایج محاسبات در شکل ۷-۱۶ نشان داده شده‌اند.



شکل ۷-۱۶: منحنی IPR با استفاده از روش فتکوویچ

باید توجه داشت که روش فتکوویچ یک مزیت بر روش فتکوویچ دارد: در این روش به محاسبات کسل کننده موازنه جرم برای پیش‌بینی درجات اشباع نفت در فشارهای متوسط آینده مخزن نیاز نیست.

روش کلینز - کلارک

کلینز و کلارک معادله جریانی شبیه رابطه ووگل ارائه داده‌اند که می‌توان از آن برای تخمین داده‌های آینده IPR استفاده کرد. برای بهبود قابلیت پیش‌بینی کننده معادله ووگل، آنها توان جدید d را در این معادله اعمال کردند و رابطه زیر را به دست آوردند:

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{\max}} = 1 - 0.295 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.705 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^d \quad (43-7)$$

$$d = \left[0.28 + 0.72 \left(\frac{\bar{p}_r}{p_b} \right) \right] (1.24 + 0.001 p_b) \quad (44-7)$$

مراحل محاسباتی روش کلینز و کلارک در زیر به صورت خلاصه توضیح داده شده‌اند:

مرحله اول: محاسبه توان d با معادله (۴۴-۷) با معلوم بودن فشار نقطه حباب و فشار کنونی مخزن؛

مرحله دوم: حل معادله (۴۳-۷) با استفاده از داده‌های جریان ثابت موجود (Q_o) و $(p_{wf})_{max}$ برای به دست آوردن $(Q_o)_{max}$ ؛

مرحله سوم: تشکیل IPR کنونی با فرض چندین مقدار p_{wf} و به دست آوردن مقادیر Q_o مربوط به هر p_{wf} در معادله (۴۳-۷).

عملکرد چاه نفتی افقی

از سال ۱۹۸۰، چاههای افقی وارد صنعت تولید نفت شدند و هر روز استفاده از آنها در تولید هیدروکربن افزایش یافته است. چاههای افقی، در مقایسه با چاههای عمودی، مزایایی دارند:

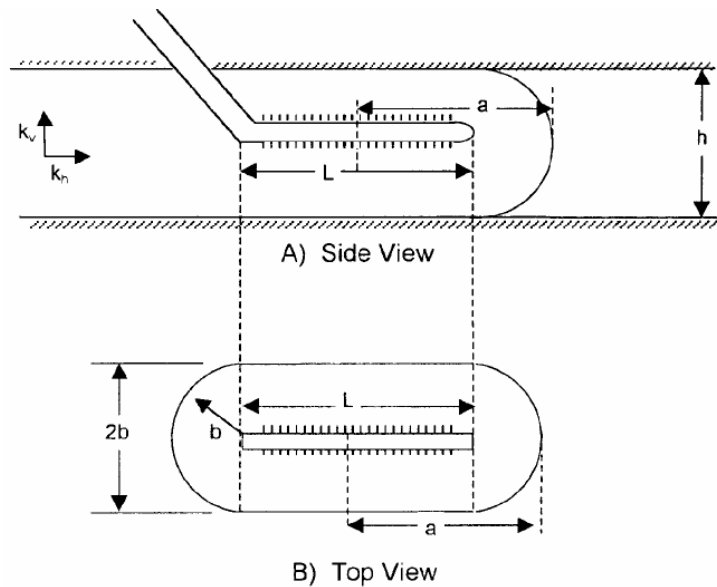
- حجم بیشتری از مخزن با هر چاه افقی قابل زهکشی است؛
- تولید بیشتر از لایه‌های نازک؛
- چاههای افقی مشکلات مربوط به نواحی آبدار یا گازدار را به حداقل می‌رسانند؛

• در مخازن با نفوذپذیری بالا که سرعت گاز در نزدیکی چاههای عمودی بالاست، می‌توان از چاههای افقی برای کاهش آشفته‌گی جریان و سرعت در نزدیکی چاه استفاده کرد؛

- در روش‌های ازدیاد برداشت مدرن (EOR) و روش‌های برداشت ثانویه، چاههای افقی تزریقی طولانی بهره‌دهی تزریقی^۱ بالاتری را مهیا می‌کنند؛
- در طول چاه افقی، امکان چندین برخورد با چندین صفحه فرکچر وجود دارد که بهره‌دهی را بسیار بالا می‌برد.

1- Injectivity

مکانیزم حقیقی تولید و رژیم‌های جریان مخزن در اطراف چاه افقی پیچیده‌تر از چاه عمودی‌اند (به خصوص اگر مقطع افقی چاه طول قابل ملاحظه‌ای داشته باشد). گونه‌های متفاوتی از ترکیب جریان‌های خطی و شعاعی در این مدل چاه وجود دارند که مشابه چاه شکافدار عمل می‌کنند. به گزارش چندین محقق شکل‌های *IPR* اندازه‌گیری شده در چاه‌های افقی مشابه آنهایی هستند که با روش‌های فتکویچ و ووگل پیش‌بینی شده‌اند. آنها نشان داده‌اند که بهره‌دهی حاصل از چاه‌های افقی به طول 1500 ft دو تا چهار برابر چاه‌های عمودی است.



شکل ۷-۱۷: ناحیه زهکشی چاه افقی

می‌توان یک چاه افقی را چندین چاه عمودی متوالی در نظر گرفت که حفر و در ضخامت محدود لایه تکمیل شده است (شکل ۷-۱۷). با در نظر گرفتن چاه افقی به صورت یک مستطیل، هر یک از دو سر چاه ناحیه نیم دایره‌ای به شعاع b را زهکشی می‌کند.

یوشی با در نظر گرفتن هر سر (انتهای) چاه افقی به صورت یک چاه عمودی که ناحیه‌ای نیم دایره‌ای به شعاع b را زهکشی می‌کند، دو روش را برای محاسبه مساحت ناحیه زهکشی یک چاه افقی ارائه داده است.

I روش

یوشی ناحیه زهکشی اطراف یک چاه افقی را بدین صورت تقسیم می‌کند: دو قسمت نیم دایره‌ای به شعاع b (معادل شعاع r_{ev} در چاه عمودی) ناشی از زهکشی دو سر (انتهای چاه افقی) و یک قسمت مستطیلی بین این دو نیم دایره به مساحت $L(2b)$. وی مساحت ناحیه زهکشی این چاه افقی را به دست آورد:

$$A = \frac{L(2b) + \pi b^2}{43,560} \quad (۴۵-۷)$$

A مساحت ناحیه زهکشی، $acres$ ؛

L طول چاه افقی، ft ؛

b نصف طول قطر کوچک یک بیضی، ft .

II روش

در این روش یوشی ناحیه زهکشی را یک بیضی فرض کرد و مساحت آن را به دست آورد:

$$A = \frac{\pi ab}{43,560} \quad (۴۶-۷)$$

$$a = \frac{L}{2} + b \quad (۴۷-۷)$$

a نصف طول قطر بزرگ یک بیضی است.

به گفته یوشی این دو روش دو مقدار مختلف A را به دست می‌دهند و پیشنهاد می‌کند که در محاسبات از مساحت میانگین این دو روش استفاده شود. اکثر معادلات دبی تولید به مقدار شعاع زهکشی چاه افقی نیاز دارند:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43,560A}{\pi}}$$

r_{eh} شعاع زهکشی چاه افقی، ft ؛

A مساحت ناحیه زهکشی چاه افقی، $acres$.

مثال ۱۲-۷

می‌خواهند مخزنی با مساحت $480acres$ را با ۱۲ چاه عمودی توسعه دهند. با این فرض که هر چاه عمودی کارایی زهکشی $40acres$ دارد، با استفاده از چند چاه افقی به طول $1000ft$ یا $2000ft$ می‌توان این مخزن را با همان کارایی تخلیه کرد.

جواب

مرحله اول: محاسبه شعاع زهکشی چاه عمودی:

$$r_{ev} = b = \sqrt{\frac{(43,560)(40)}{\pi}} = 745ft$$

مرحله دوم: محاسبه مساحت ناحیه زهکشی چاه افقی به طول $1000ft$ یا $2000ft$ با روش‌های یوشی:

* روش I

برای چاه افقی ۱۰۰۰ فوتی (معادله (۷-۴۵)):

$$A = \frac{(1000)(2 \times 745) + \pi(745)^2}{43,560} = 74acres$$

برای چاه افقی ۲۰۰۰ فوتی:

$$A = \frac{(2000)(2 \times 745) + \pi(745)^2}{43,560} = 108acres$$

* روش II

برای چاه افقی ۱۰۰۰ فوتی (معادله (۷-۴۶)):

$$a = \frac{1000}{2} + 745 = 1245 \text{ ft}$$

$$A = \frac{\pi(1245)(745)}{43,560} = 67 \text{ acres}$$

برای چاه افقی 2000 فوتی:

$$a = \frac{2000}{2} + 745 = 1745 \text{ ft}$$

$$A = \frac{\pi(1745)(745)}{43,560} = 94 \text{ acres}$$

مرحله سوم: محاسبه میانگین مقادیر حاصل از دو روش:

مساحت ناحیه زهکشی چاه 1000 فوتی:

$$A = \frac{74 + 67}{2} = 71 \text{ acres}$$

مساحت ناحیه زهکشی چاه 2000 فوتی:

$$A = \frac{108 + 67}{2} = 101 \text{ acres}$$

مرحله چهارم: محاسبه تعداد چاه‌های افقی به طول 1000 ft :

$$n_{1000 \text{ ft}} = \frac{480}{71} = 7$$

مرحله پنجم: محاسبه تعداد چاه‌های افقی به طول 2000 ft :

$$n_{2000 \text{ ft}} = \frac{480}{101} = 5$$

در این کتاب محاسبات عملکرد جریان چاه‌های افقی با دو شرط زیر بررسی

می‌شوند:

- جریان تک فازی حالت پایدار؛
- جریان دو فازی حالت شبه پایدار.

بهره‌دهی چاه افقی تحت جریان حالت پایدار

راه حل تحلیلی حالت پایدار ساده‌ترین راه مسائل چاه افقی است. در این راه حل فشار در هر نقطه‌ای از مخزن باید با گذشت زمان ثابت باشد. معادله دبی جریان در شرط حالت پایدار به صورت زیر است:

$$Q_{oh} = J_h \Delta P \quad (48-7)$$

Q_{oh} دبی جریان چاه افقی، STB/day ؛

ΔP افت فشار از مرز ناحیه زهکشی تا چاه، psi ؛

J_h شاخص بهره‌دهی چاه افقی، $STB/day/psi$.

شاخص بهره‌دهی چاه افقی J_h همواره با تقسیم دبی جریان بر افت فشار به دست می‌آید:

$$J_h = \frac{Q_{oh}}{\Delta p}$$

چندین روش برای پیش‌بینی شاخص بهره‌دهی با استفاده از خواص سیال و مخزن طرح شده‌اند:

- روش بوریسف^۱؛
- روش گیگر-ریس-جوردن^۲؛
- روش یوشی؛
- روش رنارد - دوپای^۳.

روش بوریسف

بوریسف عبارت زیر را برای پیش‌بینی شاخص بهره‌دهی یک چاه افقی در مخزنی ایزوتروپ ($k_h = k_v$) پیشنهاد داده است:

-
- 1- Borisov's Method
 - 2- The Giger – Reiss – Jourdan Method
 - 3- The Renard – Dupuy Method

$$J_h = \frac{0.00708 k_h h}{\mu_o B_o \left[\ln \left(\frac{4r_{eh}}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (49-7)$$

h ضخامت، ft ؛

k_h نفوذپذیری افقی، mD ؛

k_v نفوذپذیری عمودی، mD ؛

L طول چاه افقی، ft ؛

r_{eh} شعاع زهکشی چاه افقی، ft ؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

J_h شاخص بهره‌دهی، $STB/day/psi$.

روش گیگر - ریس - جوردن

برای یک مخزن ایزوتروپ (همسانگرد) با نفوذپذیری عمودی k_v معادل با نفوذپذیری افقی k_h ، رابطه زیر برای تعیین J_h پیشنهاد شده است:

$$J_h = \frac{0.00708 k_h L}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{L}{h} \right) \ln(X) + \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (50-7)$$

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{L}{2r_{eh}} \right)^2}}{L/(2r_{eh})} \quad (51-7)$$

برای اعمال اثر آنیزوتروپی مخزن در محاسبات، رابطه زیر پیشنهاد شده است:

$$J_h = \frac{0.00708k_h}{\mu_o B_o \left[\left(\frac{1}{h} \right) \ln(X) + \left(\frac{B^2}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (52-7)$$

پارامتر B به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$B = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (53-7)$$

k_v نفوذپذیری عمودی، mD ؛

L طول مقطع افقی چاه، ft .

روش یوشی

در این روش عبارت زیر برای تخمین شاخص بهره‌دهی یک چاه افقی در مخازن

ایزوتروپ ارائه شده است:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (54-7)$$

$$R = \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{(L/2)} \quad (55-7)$$

a نصف طول قطر بزرگ بیضوی زهکشی است:

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5} \quad (56-7)$$

یوشی برای اعمال اثر آنیزوتروپی مخزن، نفوذپذیری عمودی k_v را در معادله (۵۴-۷) گنجانده است:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\ln(R) + \left(\frac{B^2 h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2r_w} \right) \right]} \quad (57-7)$$

پارامترهای R و B با معادلات (۵۳-۷) و (۵۵-۷) تعریف شده‌اند.

روش رنارد - دوپای

این دو محقق معادله زیر را برای محاسبه J_h ارائه داده‌اند:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{h}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]} \quad (58-7)$$

a نصف طول قطر بزرگ بیضی تخلیه است و با معادله (۵۶-۷) تعریف می‌شود. برای مخازن آنیزوتروپ رابطه زیر به کار می‌رود:

$$J_h = \frac{0.00708k_h h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{Bh}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w'} \right) \right]} \quad (59-7)$$

$$r_w' = \frac{(1+B)r_w}{2B} \quad (60-7)$$

پارامتر B با معادله (۵۳-۷) تعریف شده است.

چاه افقی به طول 2000 ft ناحیه‌ای به مساحت 120 acres را زهکشی می‌کند.
این مخزن ایزوتروپ با خواص زیر تعریف می‌شود:

$$h = 60\text{ ft} \quad B_o = 1.2\text{ bbl/STB}$$

$$k_v = k_h = 100\text{ mD}$$

$$p_e = 3000\text{ psi} \quad p_{wf} = 2500\text{ psi}$$

$$\mu_o = 0.9\text{ cp}$$

$$r_w = 0.30\text{ ft}$$

با فرض جریان حالت پایدار، دبی جریان را با روش‌های زیر به دست آورید:

- روش بوریسف؛
- روش گیگر - ریس - جوردن؛
- روش یوشی؛
- روش رنارد - دوپای.

جواب

الف) روش بوریسف؛

مرحله اول: محاسبه شعاع زهکشی چاه افقی:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{(120)(43,560)}{\pi}} = 1290\text{ ft}$$

مرحله دوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۴۹):

$$J_h = \frac{(0.00708)(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\ln\left(\frac{(4)(1290)}{2000}\right) + \left(\frac{60}{2000}\right) \ln\left(\frac{60}{2\pi(0.3)}\right) \right]}$$

$$= 37.4\text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم: محاسبه دبی جریان با معادله (۷-۴۸):

$$Q_{oh} = 37.4(3000 - 2500) = 18,700\text{ STB/day}$$

ب) روش گیگر - ریس - جردن

مرحله اول: محاسبه پارامتر X با معادله (۷-۵۱):

$$X = \frac{1 + \sqrt{1 + \left(\frac{2000}{2(1290)}\right)^2}}{2000/(2(1290))} = 2.105$$

مرحله دوم: به دست آوردن J_h با معادله (۷-۵۰):

$$J_h = \frac{0.00708(2000)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\left(\frac{2000}{60}\right) \ln(2.105) + \ln\left(\frac{60}{2(0.3)}\right) \right]}$$

$$= 44.57 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم: محاسبه دبی جریان:

$$Q_{oh} = 44.57(3000 - 2500) = 22,286 \text{ STB/day}$$

ج) روش یوشی

مرحله اول: محاسبه نصف طول بزرگ بیضی تخلیه با معادله (۷-۵۶):

$$a = \left(\frac{2000}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2(1290)}{2000}\right)^4} \right]^{0.5} = 1372 \text{ ft}$$

مرحله دوم: محاسبه پارامتر R با معادله (۷-۵۵):

$$R = \frac{1372 + \sqrt{(1372)^2 - (2000/2)^2}}{(2000/2)} = 2.311$$

مرحله سوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۴):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\ln(2.311) + \left(\frac{60}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 40.3 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله چهارم:

$$Q_{oh} = 40.3(3000 - 2500) = 20,154 \text{ STB/day}$$

(د) روش رنارد - دو پای

مرحله اول: محاسبه a با معادله (۷-۵۶):

$$a = 1372 \text{ ft}$$

مرحله دوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۸):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2(1372)}{2000} \right) + \left(\frac{60}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2\pi(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 41.77 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم:

$$Q_{oh} = 41.77(3000 - 2500) = 20,885 \text{ STB/day}$$

مثال ۷-۱۴

با استفاده از اطلاعات مثال ۷-۱۲ و با فرض مخزنی آنیزوتروپ با $k_v = 10 \text{ mD}$

و $k_h = 100 \text{ mD}$ ، دبی جریان را با روش‌های زیر محاسبه کنید:

- روش گیگر - ریس - جردن؛
- روش یوشی؛
- روش رنارد - دو پای.

جواب

(الف) روش گیگر - ریس - جردن:

مرحله اول: محاسبه نسبت نفوذپذیری B معادله (۷-۵۳):

$$B = \sqrt{\frac{100}{10}} = 3.162$$

مرحله دوم: محاسبه پارامتر X از مثال ۷-۱۲:

$$X = 2.105$$

مرحله سوم: تعیین J_h با معادله (۷-۵۲):

$$J_h = \frac{0.00708(100)}{(0.9)(1.2) \left[\left(\frac{1}{60} \right) \ln(2.105) + \left(\frac{3.162^2}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 18.50 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله چهارم: محاسبه Q_{oh} :

$$Q_{oh} = 18.50(3000 - 2500) = 9,252 \text{ STB/day}$$

(ب) روش یوشی:

مرحله اول: محاسبه نسبت نفوذپذیری B :

$$B = 3.162$$

مرحله دوم: محاسبه پارامترهای a و R :

$$a = 1372 \text{ ft}$$

$$R = 2.311$$

مرحله سوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۷):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\ln(2.311) + \left(\frac{3.162^2(60)}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2(0.3)} \right) \right]}$$

$$= 17.73 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله چهارم: محاسبه Q_{oh} :

$$Q_{oh} = 17.73(3000 - 2500) = 8,863 \text{ STB/day}$$

(ج) روش رنارد - دوپای:

مرحله اول: محاسبه r_w' با معادله (۷-۶۰):

$$r_w' = \frac{(1 + 3.162)(0.3)}{(2)(3.162)} = 0.1974$$

مرحله دوم: محاسبه J_h با معادله (۷-۵۹):

$$J_h = \frac{0.00708(60)(100)}{(0.9)(1.2) \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2(1372)}{2000} \right) + \left(\frac{3.162^2(60)}{2000} \right) \ln \left(\frac{60}{2\pi(0.1974)} \right) \right]}$$

$$= 19.56 \text{ STB/day/psi}$$

مرحله سوم: محاسبه Q_{oh} :

$$Q_{oh} = 19.65(3000 - 2500) = 9,825 \text{ STB/day}$$

بهره‌دهی چاه افقی تحت جریان حالت شبه پایدار

رژیم جریان پیچیده در اطراف یک چاه افقی احتمالاً مانع استفاده از روشی به سادگی روش ووگل برای تشکیل IPR یک چاه افقی در مخازن تحت رانش گاز محلول می‌شود. اگر حداقل دو دبی جریان ثابت موجود باشند، پارامترهای J و n را در معادله فتکوویچ (معادله (۷-۳۵)) می‌توان به دست آورد و برای تشکیل IPR چاه افقی استفاده کرد. در این حالت، مقادیر J و n تنها تأثیر آشفستگی جریان و درجه اشباع گاز را در اطراف چاه در بر نمی‌گیرند و اثرات رژیم جریان غیر شعاعی اطراف را نیز به حساب می‌آورند.

بنداخلیا و عزیز^۱ با استفاده از یک مدل مخزنی IPR تعدادی از چاه‌ها را ایجاد کرده و دریافته‌اند که ترکیب معادلات ووگل و فتکوویچ اگر به صورت زیر نمایش داده شود، انطباق کاملی با داده‌های نتیجه گرفته شده خواهند داشت:

1- Bendakhlia and Aziz

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = \left[1 - V \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]^n \quad (۶۱-۷)$$

$(Q_{oh})_{max}$ دبی حداکثر جریان چاه افقی، STB/day ؛

n توان در معادله فتکوویچ؛

V پارامتر متغیر .

در استفاده از این معادله، حداقل سه آزمایش دبی جریان ثابت برای ارزیابی سه مجهول $(Q_{oh})_{max}$ ، V و n در هر فشار متوسط معین مخزن \bar{p}_r لازم‌اند. در هر صورت بنداخلیا و عزیز نشان داده‌اند که پارامترهای V و n توابعی از فشار مخزن یا ضریب برداشت‌اند؛ بنابراین معادله (۶۱-۷) در یک مد پیش‌بینی کننده استفاده نمی‌شود.

چنگ^۱ براساس نتایج یک شبیه‌سازی عددی حالتی از معادله ووگل را برای چاه‌های افقی ارائه داده است:

$$\frac{Q_{oh}}{(Q_{oh})_{max}} = 1.0 + 0.2055 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 1.1818 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2 \quad (۶۲-۷)$$

مثال ۱۵-۷

چاهی افقی به طول 1000 ft در مخزنی تحت مکانیزم رانش گاز محلول حفر شده است. این چاه در دبی ثابت 760 STB/day و فشار چاه 1242 psi تولید می‌کند.

فشار متوسط کنونی مخزن 2145 psi است. داده‌های IPR این چاه افقی را با روش چنگ محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: استفاده از داده‌های جریان ثابت برای محاسبه بیشترین دبی جریان چاه افقی:

$$\frac{760}{(Q_{oh})_{\max}} = 1.0 + 0.2055 \left(\frac{1242}{2145} \right) - 1.1818 \left(\frac{1242}{2145} \right)^2$$

$$(Q_{oh})_{\max} = 1052 \text{ STB/day}$$

مرحله دوم: تولید داده‌های IPR با معادله (۶۲-۷):

P_{wf}	Q_{oh}
2145	0
1919	250
1580	536
1016	875
500	1034
0	1052

مسائل

۱) چاه نفتی در شرایط جریان حالت پایدار با دبی 300 STB/day در حال تولید است. فشار ته چاهی حین جریان 2500 psi ثبت شده است. داریم:

$$r_w = 0.25 \text{ ft} \quad \mu_o = 2.3 \text{ cp} \quad k = 50 \text{ mD}$$

$$s = 0.5 \quad r_e = 600 \text{ ft}$$

$$h = 23 \text{ ft}$$

$$B_o = 1.4 \text{ bbl/STB}$$

محاسبه کنید:

الف) فشار مخزن؛

ب) AOF ؛

ج) شاخص بهره‌دهی.

۲) چاهی از یک مخزن نفتی اشباع با فشار متوسط مخزن 3000 psig تولید می‌کند. داده‌های آزمایش جریان ثابت مشخص می‌کنند که این چاه می‌تواند 400 STB/day با فشار ته چاهی حین جریان 2580 psig تولید کند. محاسبه کنید:

الف) دبی جریان نفت در $p_{wf} = 1950\text{ psig}$ ؛

ب) تشکیل منحنی IPR کنونی در فشار متوسط مخزن؛

ج) تشکیل منحنی IPR با فرض یک J ثابت؛

د) رسم منحنی IPR زمانی که فشار مخزن 2700 psig است.

۳) چاهی در حال تولید از یک مخزن فوق اشباع است. فشار نقطه حباب 2230 psig محاسبه شده و فشار متوسط کنونی مخزن نیز 3500 psig است. داده‌های آزمون جریان نشان می‌دهند که این چاه با دبی 350 STB/day با فشار ته چاهی حین جریان 2800 psig تولید کرده است. داده‌های IPR کنونی را با روش‌های زیر به دست آورید:

الف) رابطه ووگل؛

ب) روش ویگینز؛

ج) منحنی IPR آینده را زمانی که فشار مخزن از 3500 psi به 2230 psi و 2000 psi می‌رسد رسم کنید.

۴) چاهی از یک مخزن نفتی اشباع واقع در فشار نقطه حباب 4500 psig با دبی ثابت 800 STB/day و $p_{wf} = 3700\text{ psig}$ در حال تولید است. محاسبات موازنه جرم پیش‌بینی‌های کنونی و آینده زیر را برای خواص PVT و درجه اشباع نفت ارائه داده‌اند:

	Present	Future
\bar{p}_r	4500	3300
μ_o, cp	1.45	1.25
$B_o, \text{ bbl/STB}$	1.23	1.18
k_{ro}	1.00	0.86

با روش استندینگ IPR آینده را برای این چاه در فشار 3300 psig حساب کنید.

۵) یک آزمون جریان ثابت چهار نقطه‌ای برای یک چاه در حال تولید در مخزنی اشباع با فشار متوسط 4320 psi اجرا شده است. داده‌های این آزمون در جدول زیر فهرست شده‌اند:

$Q_o, \text{ STB/day}$	$p_{wf}, \text{ psi}$
342	3804
498	3468
646	2928
832	2580

الف) IPR کاملی را با روش فتکوویچ بسازید؛

ب) IPR را زمانی که فشار مخزن به 2500 psi می‌رسد تشکیل دهید.

۶) داده‌های آزمون جریان ثابت و داده‌های مخزنی زیر برای یک چاه نفتی موجوداند:

$$\bar{p}_r = 3280 \text{ psi} \quad \text{داده‌های آزمون} \quad p_b = 2624 \text{ psi}$$

جریان

$$p_{wf} = 2952 \text{ psi} \quad \text{داده‌های آزمون} \quad Q_o = 800 \text{ STB/day}$$

جریان

داده‌های IPR این چاه را به دست آورید.

۷) یک چاه افقی به طول 2000 ft ناحیه‌ای به مساحت 120 acres را زهکشی می‌کند. این چاه در مخزنی ایزوتروپ با خصوصیات زیر حفر شده است:

$$h = 70\text{ ft} \quad B_o = 1.4\text{ bbl/STB}$$

$$k_v = k_h = 60\text{ mD}$$

$$p_e = 3900\text{ psi} \quad p_{wf} = 3250\text{ psi}$$

$$\mu_o = 1.9\text{ cp}$$

$$r_w = 0.30\text{ ft}$$

با فرض جریان حالت پایدار، دبی جریان را با روش‌های زیر محاسبه کنید:

الف) روش بوریسف؛

ب) روش گیگر - ریس - جوردن؛

ج) روش یوشی؛

د) روش رنارد - دوپای.

۸) چاه افقی به طول 2000 ft در مخزنی گاز محلول ران حفر شده و با دبی ثابت 900 STB/day و $p_{wf} = 1000\text{ psi}$ تولید می‌کند. فشار متوسط کنونی مخزن 2000 psi است. داده‌های IPR این چاه افقی را با روش چنج به دست آورید.

مراجع

1. Beggs, D., "Gas Production Operations," *OGCI*, Tulsa, Oklahoma, 1984.
2. Beggs, D., "Production Optimization Using NODAL Analysis," *OGCI*, Tulsa, Oklahoma, 1991
3. Bendakhlia, H., and Aziz, K., "IPR for Solution-Gas Drive Horizontal Wells," SPE Paper 19823, presented at the 64th Annual Meeting in San Antonio, Texas, October 8–11, 1989.
4. Borisov, Ju. P., "Oil Production Using Horizontal and Multiple Deviation Wells," Nedra, Moscow, 1964. Translated by J. Strauss. S. D. Joshi (ed.). Bartlesville, OK: Phillips Petroleum Co., the R & D Library Translation, 1984.
5. Cheng, A. M., "IPR For Solution Gas-Drive Horizontal Wells," SPE Paper 20720, presented at the 65th Annual SPE meeting held in New Orleans, September 23–26, 1990.
6. Fetkovich, M. J., "The Isochronal Testing of Oil Wells," SPE Paper 4529, presented at the SPE 48th Annual Meeting, Las Vegas, Sept. 30–Oct. 3, 1973.
7. Giger, F. M., Reiss, L. H., and Jourdan, A. P., "The Reservoir Engineering Aspect of Horizontal Drilling," SPE Paper 13024, presented at the SPE 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Sept. 16–19, 1984.
8. Golan, M., and Whitson, C. H., *Well Performance*, 2nd ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall, 1986.
9. Joshi, S., *Horizontal Well Technology*. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, 1991.

10. Klins, M., and Clark, L., "An Improved Method to Predict Future IPR Curves," *SPE Reservoir Engineering*, November 1993, pp. 243–248.

11. Muskat, M., and Evinger, H. H., "Calculations of Theoretical Productivity Factor," *Trans. AIME*, 1942, pp. 126–139, 146.

12. Renard, G. I., and Dupuy, J. M., "Influence of Formation Damage on the Flow Efficiency of Horizontal Wells," SPE Paper 19414, presented at the

13. Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, Feb. 22–23, 1990.

14. Standing, M. B., "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing by Solution-Gas Drive," *JPT*, (Nov. 1970, pp. 1399–1400.

15. Vogel, J. V., "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells," *JPT*, Jan. 1968, pp. 86–92; *Trans. AIME*, p. 243.

16. Wiggins, M. L., "Generalized Inflow Performance Relationships for Three- Phase Flow," SPE Paper 25458, presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, March 21–23, 1993.



عملکرد چاه های گازی

برای تعیین ظرفیت جریان یک چاه گازی¹ باید رابطه‌ای میان دبی جریان گاز و فشار جریانی ته چاه ایجاد کرد. این رابطه را با حل معادله داری می‌توان به دست آورد. حل قانون داری به شرایط جریان موجود در مخزن و یا رژیم جریان بستگی دارد. زمانی که یک چاه گازی بعد از مدتی انسداد در مدار تولید گذاشته می‌شود، جریان گاز در مخزن، تا رسیدن افت فشار به مرز ناحیه زهکشی چاه، رفتار حالت ناپایدار را دنبال خواهد کرد. بعد از این مرحله رفتار جریان دوره کوتاهی از انتقال را پشت سر می‌گذارد و وارد دوره حالت پایدار یا دوره حالت شبه پایدار می‌شود. هدف این فصل توصیف تجربی و تحلیلی عملکرد جریان در شرایط جریان حالت شبه پایدار است.

1- Gas Well

عملکرد چاه گازی عمودی^۱

حل کامل معادله دیفرانسیل داری برای سیالات تراکم‌پذیر در شرایط جریان حالت شبه پایدار قبلاً با معادله (۶-۱۵۰) ارائه شده است:

$$Q_g = \frac{kh[\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (1-8)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

k نفوذپذیری، mD ؛

$\bar{\psi}_r$ متوسط شبه فشار گاز واقعی مخزن، psi^2/cp ؛

T دما، $^{\circ}R$ ؛

S ضریب پوسته؛

h ضخامت؛

r_e شعاع ناحیه زهکشی؛

r_w شعاع چاه .

شاخص بهره‌دهی J^2 برای یک چاه گازی مشابه چاه نفتی است:

$$J = \frac{Q_g}{\bar{\psi}_r - \psi_{wf}} = \frac{kh}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (2-8)$$

یا:

$$Q_g = J(\bar{\psi}_r - \psi_{wf}) \quad (3-8)$$

1- Vertical Gas Well Performance

2- Productivity Index

پتانسیل جریان کاملاً باز (AOF) یا حداکثر دبی جریان گاز $(Q_g)_{max}$ به صورت زیر محاسبه می شود:

$$(Q_g)_{max} = J\bar{\psi}_r \quad (4-8)$$

$$J \text{ شاخص بهره دهی، } Mscf/day/psi^2/cp$$

$$(Q_g)_{max} = AOF$$

معادله (۳-۸) به صورت یک رابطه خطی نیز نمایش داده می شود:

$$\psi_{wf} = \bar{\psi}_r - \left(\frac{1}{J}\right)Q_g \quad (5-8)$$

این معادله نشان می دهد که ترسیم ψ_{wf} نسبت به Q_g خطی راست با شیب $(1/J)$ و عرض از مبدأ $\bar{\psi}_r$ را شکل می دهد (شکل ۱-۸). اگر دو دبی جریان تثبیت شده متفاوت موجود باشند، می توان این خط را برونیابی کرد و با شیب آن مقادیر J, AOF و $\bar{\psi}_r$ را تخمین زد.

می توان معادله (۱-۸) را به شکل یک تابع انتگرالی نیز نشان داد:

$$Q_g = \frac{kh}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{p_r} \left(\frac{2p}{\mu_g z} \right) dp \quad (6-8)$$

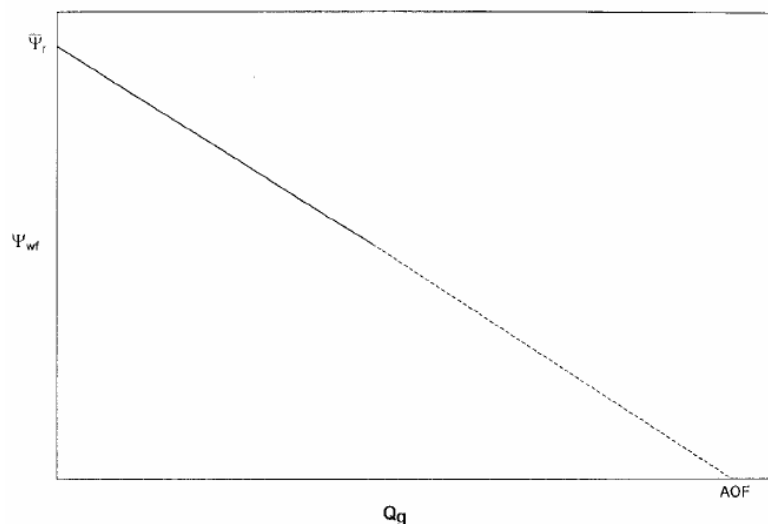
$(p/\mu_g z)$ مستقیماً متناسب با $(1/\mu_g B_g)$ است. B_g ضریب حجم سازند گاز است و به صورت زیر تعریف می شود:

$$B_g = 0.00504 \frac{zT}{p} \quad (7-8)$$

B_g ضریب حجمی گاز، bbl/scf

z ضریب تراکم‌پذیری گاز؛

T دما، $^{\circ}R$.



شکل ۱-۸: جریان حالت پایدار در چاه گازی

می‌توان معادله (۶-۸) را به صورت تابعی از B_g نوشت:

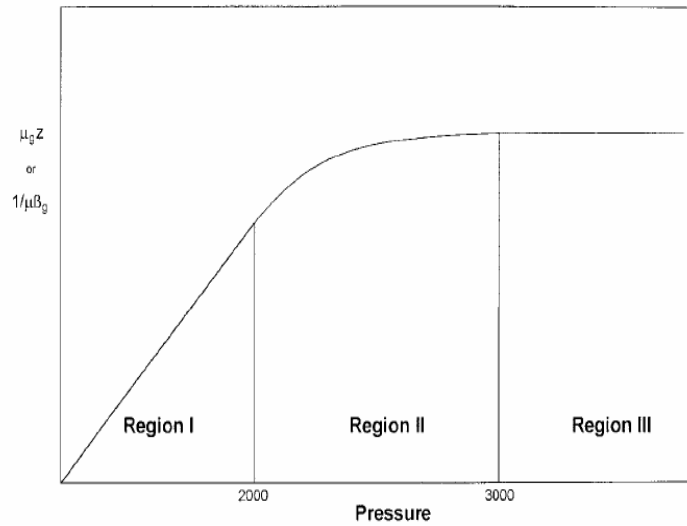
$$Q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} kh}{\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \int_{p_{wf}}^{\bar{p}_r} \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (۸-۸)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

μ_g ویسکوزیته گاز، cp ؛

k نفوذپذیری، mD .

شکل ۲-۸ نمودار معرفی از توابع فشاری گاز $2p/\mu_g z$ و $1/\mu_g B_g$ را بر حسب فشار نشان می‌دهد. انتگرال موجود در معادلات (۶-۸) و (۸-۸) معرف ناحیه زیر منحنی بین \bar{p}_r و p_{wf} است.



شکل ۲-۸: داده های PVT گاز

تابع فشار سه ناحیه مشخص کاربردی را نشان می دهد (شکل ۲-۸):

ناحیه III: ناحیه پرفشار^۱

زمانی که هر دو فشار p_{wf} و \bar{p}_r بالاتر از 3000 psi باشند، توابع فشار $2p/\mu_g z$ و $1/\mu_g B_g$ تقریباً ثابت اند؛ یعنی ترم فشار $1/\mu_g B_g$ در معادله (۸-۸) را می توان به صورت یک ثابت در نظر گرفت و به خارج از انتگرال انتقال داد. با این کار معادله (۸-۶) دوباره نویسی می شود:

$$Q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} kh (\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right]} \quad (9-8)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

B_g ضریب حجمی سازند گاز، bbl/scf ؛

k نفوذ پذیری، mD .

1- High Pressure Region

ویسکوزیته گاز μ_g و ضریب حجمی سازند گاز B_g در فشار متوسط مخزن p_{avg} ارزیابی می‌شوند. این فشار به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$p_{avg} = \frac{\bar{p}_r + p_{wf}}{2} \quad (10-8)$$

روش تعیین دبی جریان گاز با معادله (۸-۹) معمولاً روش تقریب فشار نامیده می‌شود. مفهوم شاخص بهره‌دهی J را نمی‌توان در معادله (۸-۹) گذاشت زیرا این معادله تنها وقتی هر دو فشار p_{wf} و \bar{p}_r بالای 3000 psi باشند کاربرد دارد.

ناحیه II: ناحیه فشار متوسط^۲

بین فشارهای 2000 و 3000 psi ، تابع فشار یک انحنای مشخص را نشان می‌دهد. زمانی که فشار جریانی ته چاه و فشار متوسط مخزن هر دو بین 2000 و 3000 psi باشند، از رویه فشار گاز شبه فشار معادله (۸-۱) باید برای محاسبه دبی جریان گاز استفاده کرد.

ناحیه I: ناحیه کم فشار^۳

در فشارهای پایین، معمولاً کمتر از 2000 psi ، توابع فشار $2p/\mu_g z$ و $1/\mu_g B_g$ رابطه‌ای خطی با فشار از خود نشان می‌دهند. گلان و ویتسون^۴ نشان داده‌اند که حاصل ضرب $\mu_g z$ در زمان ارزیابی در هر فشار زیر 2000 psi حتماً ثابت است. با اعمال این مطلب در معادله (۸-۶) و انتگرال‌گیری از آن:

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T(\mu_g z)_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (11-8)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

k نفوذ پذیری، mD ؛

-
- 1- Reservoir Average Pressure
 - 2- Intermediate Pressure Region
 - 3- Low Pressure Region
 - 4- Golan-Whitson

T دما، R ؛

z ضریب تراکم پذیری گاز؛

μ_g ویسکوزیته گاز، cp .

توصیه شده است که مقادیر ضریب z و ویسکوزیته گاز در فشار متوسط p_{avg}

ارزیابی شوند:

$$p_{avg} = \sqrt{\frac{p_r^2 + p_{wf}^2}{2}}$$

روش محاسبه دبی جریان با معادله (۱۱-۸) اصطلاحاً تقریب مربع فشار^۱ نامیده

می شود. اگر هر دو فشار \bar{p}_r و p_{wf} کمتر از 2000 psi باشند، می توان معادله

(۱۱-۸) را به صورت تابعی از شاخص بهره دهی J نوشت:

$$Q_g = J(p_r^2 - p_{wf}^2) \quad (12-8)$$

$$(Q_g)_{\max} = AOF = J\bar{p}_r^2 \quad (13-8)$$

در این صورت:

$$J = \frac{kh}{1422T(\mu_g z)_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (14-8)$$

مثال ۱-۸

خواص PVT یک نمونه گازی گرفته شده از یک مخزن گاز خشک در جدول

زیر داده شده اند:

این مخزن در شرایط حالت شبه پایدار تولید می کند. اطلاعات اضافی زیر نیز

موجوداند:

$k = 65mD$	$h = 15ft$	$T = 600^{\circ}R$		
$r_e = 1000ft$	$r_w = 0.25ft$	$s = -0.4$		
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

دبی جریان گاز را در شرایط زیر محاسبه کنید:

الف) $\bar{p}_r = 4000 psi$ و $p_{wf} = 3200 psi$

ب) $\bar{p}_r = 2000 psi$ و $p_{wf} = 1200 psi$

از روش‌های تقریب استفاده و نتایج را با روش حل دقیق مقایسه کنید.

جواب

الف) محاسبه Q_g در $\bar{p}_r = 4000 psi$ و $p_{wf} = 3200 psi$

مرحله اول: روش تقریب مناسب را انتخاب کنید. \bar{p}_r و p_{wf} هر دو بالای

$3000 psi$ هستند پس باید از روش تقریب فشار (معادله ۸-۹)، استفاده کرد.

مرحله دوم: میانگین فشار مخزن را محاسبه کنید و خواص گاز مربوطه را به دست آورید.

$$\bar{p} = \frac{4000 + 3200}{2} = 3600 psi$$

$$\mu_g = 0.025$$

$$B_g = 0.000695$$

مرحله سوم: محاسبه دبی جریان گاز با معادله (۸-۹):

$$Q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} (65)(15)(4000 - 3200)}{(0.025)(0.000695) \left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4 \right]} = 44,490 Mscf/day$$

مرحله چهارم: محاسبه مجدد Q_g ، با معادله شبه فشار (معادله (۸-۱)):

$$Q_g = \frac{(65)(15)[950.0 - 678.0]10^6}{1422(600) \left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4 \right]} = 43,509 \text{ Mscf/day}$$

ب) محاسبه Q_g در $\bar{p}_r = 2000 \text{ psi}$ و $p_{wf} = 1200 \text{ psi}$
 مرحله اول: روش تقریب مناسب را انتخاب کنید. چون \bar{p}_r و p_{wf} هر دو از 2000 psi کمتراند، از روش تقریب مربع فشار استفاده می شود.
 مرحله دوم: محاسبه میانگین فشار و به دست آوردن مقادیر μ_g و z :

$$\bar{p} = \sqrt{\frac{2000^2 + 1200^2}{2}} = 1649 \text{ psi}$$

$$\mu_g = 0.017$$

$$z = 0.791$$

مرحله سوم: محاسبه Q_g با معادله مربع فشار (معادله (۸-۱)):

$$Q_g = \frac{(65)(15)(2000^2 - 1200^2)}{1422(600)(0.017)(0.791) \left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4 \right]} = 30,453 \text{ Mscf/day}$$

مرحله چهارم: مقایسه Q_g با مقدار دقیق معادله (۸-۱):

$$Q_g = \frac{(65)(15)[304.0 - 113.1]10^6}{1422(600) \left[\ln\left(\frac{1000}{0.25}\right) - 0.75 - 0.4 \right]} = 30,536 \text{ Mscf/day}$$

همه فرمول های ارائه شده تا این جا بر این فرض استوار بودند که شرایط جریان آرام (گرانرو) در حین جریان گاز برقراراند. در طول جریان شعاعی، سرعت جریان با

نزدیک شدن به چاه افزایش می‌یابد. این افزایش سرعت گاز ممکن است باعث گسترش جریانی آشفته در اطراف چاه شود. جریان آشفته در اطراف چاه باعث ایجاد افت فشاری مشابه با افت فشار حاصل از اثر پوسته مکانیکی در اطراف چاه می‌شود. در فصل ششم با معادلات (۶-۱۶۴) تا (۶-۱۶۶) توضیح داده شد که معادله جریان حالت شبه پایدار (نیمه پایدار) برای سیالات تراکم‌پذیر را می‌توان برای محاسبه افت فشار ناشی از آشفته‌گی جریان با احتساب ضریب پوسته وابسته به دبی DQ_g اصلاح کرد.

معادلات حالت شبه پایدار در سه حالت زیر به دست آمده‌اند:

حالت اول: حالت تقریب مربع فشار^۱

$$Q_g = \frac{kh(p_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T(\mu_g z)_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + DQ_g \right]} \quad (15-8)$$

D ضریب اینرسی یا ضریب جریان آشفته^۲ نامیده و، همان‌طور که قبلاً نیز در معادله (۶-۱۶۰) نشان داده شد، به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$D = \frac{Fkh}{1422T} \quad (16-8)$$

ضریب جریان غیرداریسی^۳ F نیز قبلاً با معادله (۶-۱۵۶) تعریف شده است:

$$F = 3.161 \times 10^{-12} \left[\frac{\beta T \gamma_g}{\mu_g h^2 r_w} \right] \quad (17-8)$$

F ضریب جریان غیر داریسی؛

k نفوذپذیری، mD ؛

1- Pressure Squared Approximation Form

2- Inertial or Turbulent Flow Factor

3- Non-Darcy Flow Coefficient

T دما، R ؛

γ_g گراویتی گاز؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

h ضخامت، ft ؛

β پارامتر آشفته‌گی که قبلاً در معادله (۶-۱۵۷) تعریف شده است:

$$\beta = 1.88 \times 10^{-10} k^{-1.47} \phi^{-0.53}$$

حالت دوم: حالت تقریب فشار^۱

$$Q_g = \frac{7.08 \times 10^{-6} kh(\bar{p}_r - p_{wf})}{(\mu_g B_g)_{avg} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s + DQ_g \right]} \quad (18-8)$$

حالت سوم: حالت پتانسیل گاز واقعی (شبه فشار)^۲

$$Q_g = \frac{kh[\bar{\psi}_r - \psi_{wf}]}{1422T \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s + DQ_g \right]} \quad (19-8)$$

معادلات (۸-۱۵)، (۸-۱۸) و (۸-۱۹) روابطی درجه دوم در Q_g هستند و بنابراین عبارات صریحی را برای محاسبه دبی جریان گاز نشان نمی‌دهند. دو رویه تجربی جداگانه برای نمایش مسائل جریان آشفته در چاه‌های گازی وجود دارند که هر دو روش، با درجات متفاوتی از تقریب، مستقیماً از سه شکل معادلات حالت شبه پایدار مشتق و فرمولبندی می‌شوند (معادلات (۸-۱۵) تا (۸-۱۷)). این دو رویه عبارت‌اند از:

- رویه عملیات ساده شده^۱؛

1- Pressure Approximation Form

2- Real Gas Potential (Pseudo-pressure) Form

- روش عملکرد آرام - اینرسی - آشفته (LIT)^۲.

رویه عملیات ساده شده

رولینز و شلهارت^۳ بر اساس تحلیل اطلاعات جریان تعداد زیادی چاه گازی ادعا کرده‌اند که می‌توان رابطه دبی جریان گاز و فشار را بیان کرد:

$$Q_g = C(p_r^{-2} - p_{wf}^2)^n \quad (۲۰-۸)$$

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

\bar{p}_r میانگین فشار مخزن، psi ؛

n توان؛

C ضریب عملکرد، $Mscf/day/psi^2$.

توان n برای تعمیم افت فشار اضافی ناشی از جریان گاز سرعت بالا در معادله وارد شده است. بسته به شرایط جریان، توان n از یک (برای جریان کاملاً آرام) تا 0.5 (برای جریان کاملاً آشفته) تغییر می‌کند. ضریب عملکرد^۴ C در معادله (۲۰-۸) برای اعمال خواص زیر در معادله گذاشته شده است:

- خواص سنگ مخزن؛
- خواص سیال؛
- هندسه جریان مخزن.

معمولاً معادله (۲۰-۸) را معادله قابلیت دهش^۵ یا معادله فشار بازگشتی^۶ می‌نامند.

اگر بتوان ضریب معادله (C و n) را تعیین کرد، دبی جریان گاز Q_g را در هر فشار جریان ته چاه p_{wf} می‌توان محاسبه و منحنی IPR را رسم کرد.

با لگاریتم گرفتن از هر دو طرف معادله (۲۰-۸):

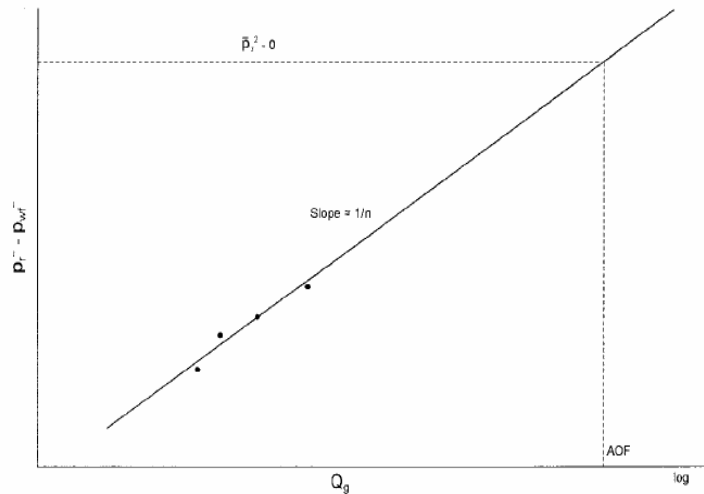
- 1- Simplified Treatment Approach
- 2- Laminar-Inertial-Turbulent (LIT) Treatment
- 3- Rawlins and Schellhardt
- 4- Performance Coefficient
- 5- Deliverability
- 6- Back-Pressure Equation

$$\log(Q_g) = \log(C) + n \log(p_r^{-2} - p_{wf}^2) \quad (21-8)$$

این معادله پیشنهاد می کند که نتیجه نمودار Q_g بر حسب $p_r^{-2} - p_{wf}^2$ در مقیاس $\log - \log$ خطی راست با شیب n است. در صنعت گاز طبیعی معمولاً $p_r^{-2} - p_{wf}^2$ را بر حسب Q_g در مقیاس $\log - \log$ رسم می کنند که در این صورت شیب خط $1/n$ است (شکل ۳-۸). این نمودار معمولاً گراف قابلیت دهش یا نمودار فشار بازگشتی نامیده می شود.

توان قابلیت دهش n را می توان با هر دو نقطه انتخابی روی این خط راست تعیین کرد. مثلاً با استفاده از دو نقطه $(Q_{g1}, \Delta p_1^2)$ و $(Q_{g2}, \Delta p_2^2)$:

$$n = \frac{\log(Q_{g1}) - \log(Q_{g2})}{\log(\Delta p_1^2) - \log(\Delta p_2^2)} \quad (22-8)$$



شکل ۳-۸: گراف قابلیت دهش چاه

با معلوم شدن n ، می‌توان از هر دو نقطه‌ای روی این خط راست برای محاسبه ضریب عملکرد C استفاده کرد:

$$C = \frac{Q_g}{\left(\frac{-2}{p_r - p_{wf}}\right)^n} \quad (23-8)$$

ضرایب معادله فشار بازگشتی یا هر معادله تجربی دیگر به صورت متعارف با تحلیل داده‌های آزمایش‌های فشار چاه‌های گازی تعیین می‌شوند. آزمون قابلیت دهش بیش از شصت سال است که در صنعت نفت برای تشخیص و تعیین پتانسیل جریان چاه‌های گازی استفاده می‌شود. سه نوع عمده از آزمون‌های قابلیت دهش در صنعت وجود دارند:

- آزمون‌های متعارف قابلیت دهش (آزمون فشار بازگشتی)؛
- آزمون متوازن؛
- آزمون متوازن اصلاح شده^۱.

این آزمون‌ها اصولاً شامل جریان دادن چاه‌ها با چندین دبی مختلف و اندازه‌گیری فشار جریانی ته چاه به صورت تابعی از زمان‌اند. زمانی که داده‌های ثبت شده به صورت قابل قبولی تحلیل شده باشند، تعیین پتانسیل جریان ممکن می‌شود و روابط عملکرد جریان چاه گازی نیز به دست می‌آیند. برای ارائه تکنیک‌های مهم تحلیل داده‌های آزمون قابلیت دهش در ادامه همین فصل این آزمون بیشتر بررسی خواهد شد.

-
- 1- Isochronal Test
 - 2- Modified Isochronal Test

روش عملکرد آرام - اینرسی - آشفته

سه حالت معادله حالت شبه پایدار را با معادلات (۸-۱۵)، (۸-۱۸) و (۸-۱۹) می توان دوباره به شکل های درجه دوم برای تفکیک ترم های آرام و اینرسی - آشفته تشکیل دهنده این معادلات آرایش کرد:

الف) حالت درجه دوم مربع فشار^۱

می توان معادله (۸-۱۵) را به شکل ساده تری نشان داد:

$$p_r^{-2} - p_{wf}^2 = aQ_g + bQ_g^2 \quad (24-8)$$

$$a = \left(\frac{1422T\mu_g z}{kh} \right) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right] \quad (25-8)$$

$$b = \left(\frac{1422T\mu_g z}{kh} \right) D \quad (26-8)$$

a ضریب جریان آرام؛

b ضریب جریان اینرسی - آشفته؛

Q_g دبی جریان گاز، $Mscf/day$ ؛

z ضریب انحراف گاز؛

kD نفوذ پذیری، mD ؛

μ_g ویسکوزیته گاز، cp .

ترم aQ_g در معادله (۸-۲۶) افت مربع فشار ناشی از جریان آرام را نشان می دهد در حالی که bQ_g^2 افت مربع فشار ناشی از اثرات جریان اینرسی - آشفته است. می توان معادله (۸-۲۴) را با تقسیم طرفین معادله بر Q_g به معادله ای خطی تبدیل کرد:

$$\frac{p_r^2 - p_{wf}^2}{Q_g} = a + bQ_g \quad (27-8)$$

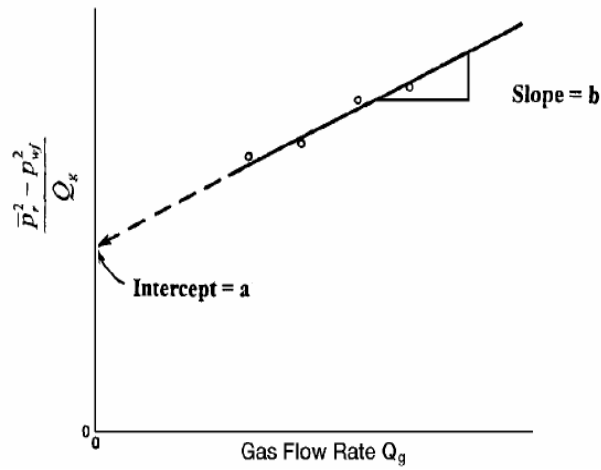
ضرایب a و b با رسم $\frac{p_r^2 - p_{wf}^2}{Q_g}$ بر حسب Q_g در مقیاس کارتیزین به دست می‌آیند. با رسم این نمودار، خطی راست با شیب b و عرض از مبدأ a به دست می‌آید. در ادامه خواهیم دید که داده‌های آزمون‌های قابلیت دهش برای تشکیل یک رابطه خطی استفاده می‌شوند (شکل ۸-۴).

با معلوم شدن مقادیر a و b ، معادله جریان درجه دوم (معادله ۸-۲۴)، نسبت به Q_g به ازای هر p_{wf} ، با معادله زیر حل می‌شود:

$$Q_g = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(p_r^2 - p_{wf}^2)}}{2b} \quad (28-8)$$

همچنین با فرض مقادیر مختلف p_{wf} و محاسبه Q_g مربوطه با معادله (۸-۲۸)، IRP کنونی چاه گازی در فشار کنونی مخزن \bar{p}_r به دست می‌آید. فرضیات زیر در ارائه معادله (۸-۲۴) مد نظر بوده‌اند:

- جریان تک فازی در مخزن؛
 - سیستم مخزنی همگن و ایزوتروپ؛
 - وابستگی نفوذپذیری به فشار؛
 - ثابت بودن مقدار حاصل ضرب ضریب تراکم پذیری گاز و ویسکوزیته.
- این روش برای فشارهای زیر 2000 psi پیشنهاد می‌شود.



شکل ۴-۸: گراف داده های مربع فشار

ب) حالت درجه دوم فشار^۱

می توان معادله تقریب فشار (معادله ۸-۱۸) را دوباره آرایش کرد و به شکل

درجه دوم زیر نمایش داد:

$$\bar{p}_r - p_{wf} = a_1 Q_g + b_1 Q_g^2 \quad (29-8)$$

$$a_1 = \frac{141.2 \times 10^{-3} (\mu_g B_g)}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right] \quad (30-8)$$

$$b_1 = \left[\frac{141.2 \times 10^{-3} (\mu_g B_g)}{kh} \right] D \quad (31-8)$$

ترم $a_1 Q_g$ معرف افت فشار ناشی از جریان خطی و $b_1 Q_g^2$ معرف افت فشار اضافی ناشی از شرایط جریان آشفته است. در شکل خطی، معادله (۸-۱۷) به صورت زیر نمایش داده می‌شود:

$$\frac{\bar{p}_r - p_{wf}}{Q_g} = a_1 + b_1 Q_g \quad (۳۲-۸)$$

ضریب جریان آرام a_1 و ضریب جریان اینرسی - آشفته b_1 با نمودار خطی معادله بالا به دست می‌آیند (شکل ۸-۵).
با معلوم بودن ضرایب a_1 و b_1 ، دبی جریان گاز را در هر فشاری می‌توان محاسبه کرد:

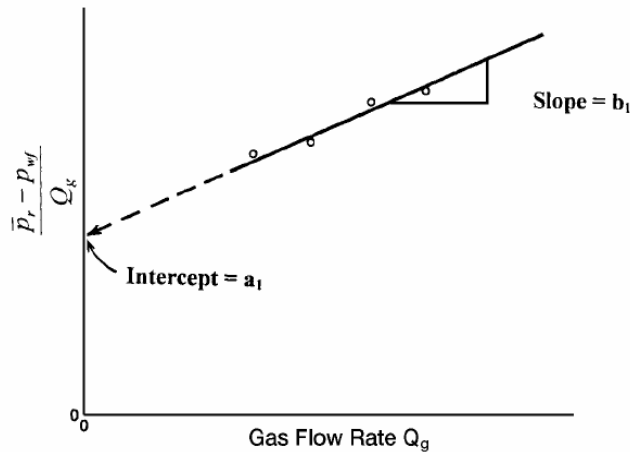
$$Q_g = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4b_1(\bar{p}_r - p_{wf})}}{2b_1} \quad (۳۳-۸)$$

دسته‌ای از فرضیات گفته شده برای روش مربع فشار کاربرد معادله (۸-۲۹) را محدود می‌کنند. به هر حال از روش فشار در فشارهای بالاتر از 3000 psi می‌توان استفاده کرد.

ج) رویکرد درجه دوم شبه فشار^۱

می‌توان معادله (۸-۱۹) را به صورت زیر نیز نوشت:

$$\bar{\psi}_r - \psi_{wf} = a_2 Q_g + b_2 Q_g^2 \quad (34-8)$$



شکل ۵-۸: گراف داده‌های روش فشار

$$a_2 = \left(\frac{1422}{kh} \right) \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + s \right] \quad (35-8)$$

$$b_2 = \left(\frac{1422}{kh} \right) D \quad (36-8)$$

ترم $a_2 Q_g$ در معادله (۲۴-۸) معرف افت شبه فشار ناشی از جریان آرام و ترم $b_2 Q_g^2$ معرف افت شبه فشار ناشی از اثرات جریان اینرسی - آشفته است.

معادله (۳۴-۸) با تقسیم طرفین معادله بر Q_g به یک معادله خطی تبدیل می‌شود:

$$\frac{\bar{\psi}_r - \psi_{wf}}{Q_g} = a_2 + b_2 Q_g \quad (37-8)$$

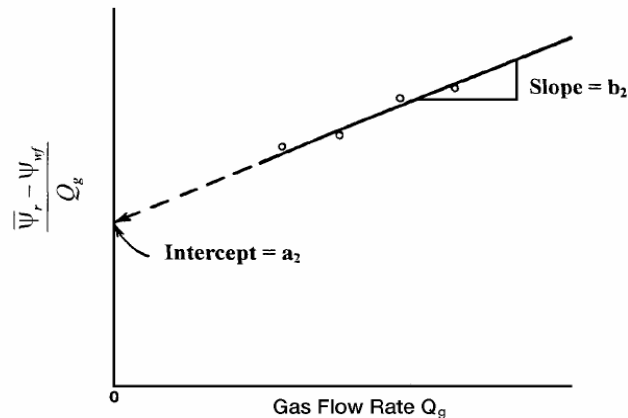
رسم نمودار $\frac{\bar{\psi}_r - \psi_{wf}}{Q_g}$ نسبت به Q_g در مقیاس کارتزین خطی راست را با شیب

b_2 و عرض از مبدأ a_2 نتیجه می‌دهد (شکل ۵-۸).

با معلوم بودن a_2 و b_2 ، دبی جریان گاز در هر p_{wf} با رابطه زیر به دست می‌آید:

$$Q_g = \frac{-a_2 + \sqrt{a_2^2 + 4b_2(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})}}{2b_2} \quad (388)$$

کاربرد رویکرد شبه فشار از دو روش بالا بیشتر است و از آن در همه حوضه‌های فشاری می‌توان استفاده کرد.



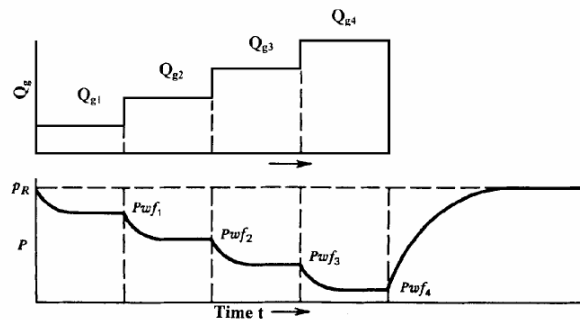
شکل ۶-۸: گراف داده های شبه فشار گاز واقعی

آزمایش فشار بازگشتی

رولینز و شلهارت روشی را برای آزمایش کردن چاههای گازی با اندازه‌گیری توانایی چاه به جریان دادن سیال در مقابل فشارهای بازگشتی ارائه داده‌اند که معمولاً آزمایش متعارف قابلیت دهش نامیده می‌شود. فرایند اجرای این آزمایش شامل مراحل زیر است:

مرحله اول: بستن چاه گازی برای مدتی نسبتاً طولانی برای به تعادل رسیدن فشار سازند در فشار حجمی متوسط مخزن \bar{p}_r ؛

مرحله دوم: تولید از چاه با یک دبی ثابت جریان Q_{g1} برای زمانی کافی تا فشار جریانی ته چاه در p_{wf} تثبیت شود (به حالت شبه پایدار برسد)؛
 مرحله سوم: تکرار مرحله دوم با چندین دبی مختلف و ثبت کردن فشار جریانی تثبیت شده ته چاه مرتبط با هر دبی جریان. اگر در این آزمون از سه یا چهار دبی مختلف جریان استفاده شود، آزمون جریان سه نقطه یا چهار نقطه‌ای^۱ نامیده می‌شود.
 تاریخچه دبی جریان و فشار یک آزمون چهار نقطه‌ای در شکل ۷-۸ داده شده است. این شکل توالی نرمال تغییرات دبی را در این گونه آزمایش‌ها نمایش می‌دهد. دبی جریان هر مرحله از مرحله قبل بیشتر است. تجربه نشان داده که توالی نرمال دبی جریان داده‌های بهتری را در اکثر چاهها نتیجه داده است.



شکل ۷-۸: آزمایش متعارف فشار بازگشتی

مهمترین عامل در اجرای یک آزمایش متعارف قابلیت دهش طول دوره‌های جریان است. هر دبی جریان باید تا اندازه‌ای نگه داشته شود که چاه به ثبات برسد (به حالت شبه پایدار برسد). زمان لازم برای به ثبات رسیدن چاهی در مرکز یک ناحیه زهکشی دایره‌ای یا مربعی را می‌توان با رابطه زیر تخمین زد:

$$t_s = \frac{1200\phi S_g \mu_g r_e^2}{k p} \quad (39-8)$$

t_s زمان ثبات، hr ؛

ϕ تخلخل؛

μ_g ویسکوزیته گاز، cp ؛

S_g درجه اشباع گاز؛

k نفوذپذیری مؤثر گاز، mD ؛

\bar{p}_r فشار متوسط مخزن، psi ؛

r_e شعاع ناحیه زهکشی، ft .

کاربرد داده‌های آزمون فشار بازگشتی برای تعیین ضرایب همه معادلات تجربی جریان در مثال زیر نمایش داده شده است.

مثال ۲-۸

یک چاه گازی با آزمون متعارف قابلیت دهش سه نقطه‌ای آزمایش شده است. داده‌های ثبت شده در این آزمون عبارت‌اند از:

p_{wf} , psia	ψ_{wf} , psi^2/cp	Q_g , Mscf/day
$\bar{p}_r = 1952$	316×10^6	0
1700	245×10^6	2624.6
1500	191×10^6	4154.7
1300	141×10^6	5425.1

شکل ۸-۸ شبه فشار گاز ψ را به صورت تابعی از فشار نشان می‌دهد. IPR

کنونی این مخزن را با روش‌های زیر به دست آورید:

الف) عملیات ساده شده؛

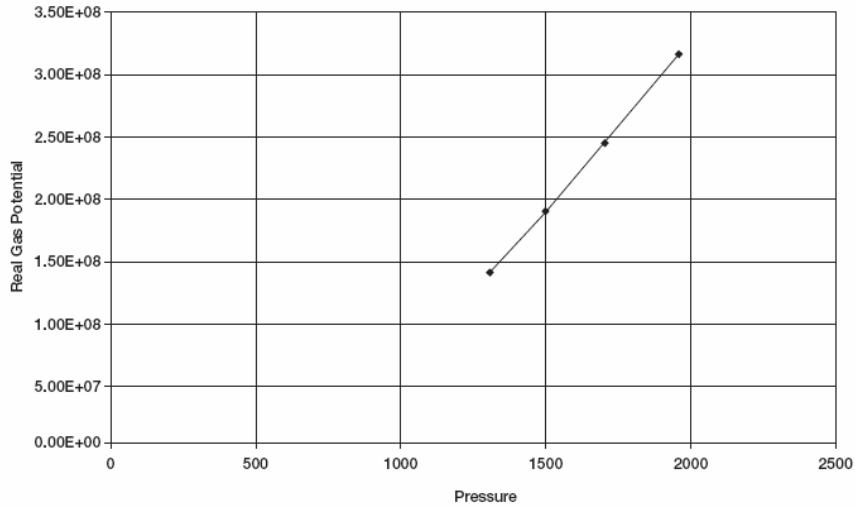
ب) عملکرد آرام - اینرسی - آشفته (LIT)؛

i. مربع فشار (معادله ۸-۲۹)؛

ii. رویکرد فشار (معادله ۸-۳۳)؛

iii. رویکرد شبه فشار (معادله ۸-۲۶).

ج) نتایج با هم مقایسه کنید.



شکل ۸-۸: پتانسیل گاز واقعی بر حسب فشار

جواب

الف) معادله فشار بازگشتی

مرحله اول: تشکیل جدول زیر:

p_{wf}	$p_{wf}^2, \text{psi}^2 \times 10^3$	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2), \text{psi}^2 \times 10^3$	$Q_g, \text{Mscf/day}$
$\bar{p}_r = 1952$	3810	0	0
1700	2890	920	2624.6
1500	2250	1560	4154.7
1300	1690	2120	5425.1

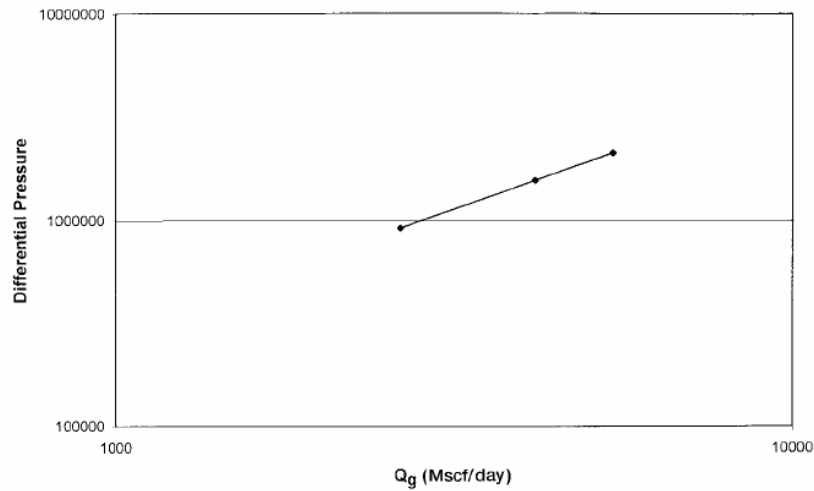
مرحله دوم: رسم منحنی $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)$ بر حسب Q_g در مقیاس $\log - \log$ (شکل ۸-۹) و ترسیم بهترین خط گذرا از بین نقاط.

مرحله سوم: استفاده از دو نقطه دلخواه روی این خط راست و محاسبه توان n با معادله (۸-۲۲):

$$n = \frac{\log(4000) - \log(800)}{\log(1500) - \log(600)} = 0.87$$

مرحله چهارم: تعیین ضریب عملکرد C با معادله (۸-۲۳) (می توان از مختصات هر نقطه روی این خط راست استفاده کرد):

$$C = \frac{1800}{(600000)^{0.87}} = 0.0169 \text{ Mscf} / \text{psi}^2$$



شکل ۹-۸: منحنی فشار بازگشتی

مرحله پنجم: حل معادله فشار بازگشتی:

$$Q_g = 0.0169(3,810,000 - p_{wf}^2)^{0.87}$$

مرحله ششم: به دست آوردن داده‌های *IPR* با فرض مقادیر مختلف و محاسبه Q_g های مربوطه:

p_{wf}	$Q_g, \text{Mscf/day}$
1952	0
1800	1720
1600	3406
1000	6891
500	8465
0	8980 = AOF = $(Q_g)_{\max}$

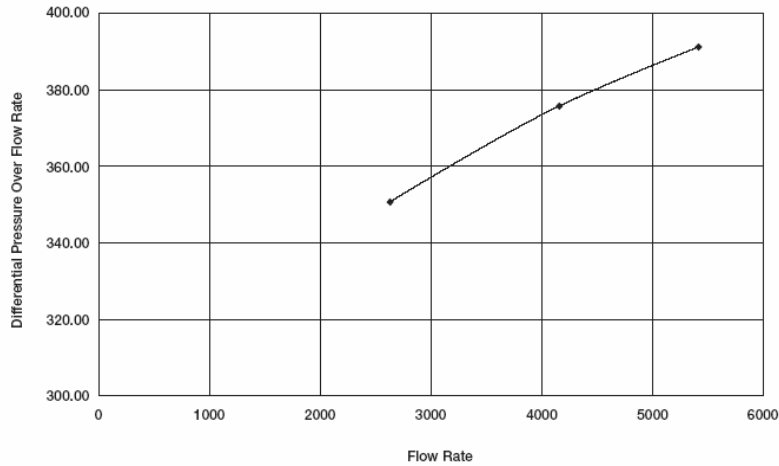
(ب) روش *LIT*

i. روش مربع فشار

مرحله اول: تشکیل جدول زیر:

p_{wf}	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2), \text{psi}^2 \times 10^3$	$Q_g, \text{Mscf/day}$	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)/Q_g$
$\bar{p}_r = 1952$	0	0	—
1700	920	2624.6	351
1500	1560	4154.7	375
1300	2120	5425.1	391

مرحله دوم: رسم نمودار $(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)/Q_g$ بر حسب Q_g در مقیاس کارتیزین و رسم بهترین خط گذرا از بین نقاط حاصله (شکل ۸-۱۰).



شکل ۸-۱۰: روش مربع فشار

مرحله سوم: تعیین عرض از مبدأ و شیب خط راست:

- عرض از مبدأ $a = 318$

- شیب $a = 0.01333$

مرحله چهارم: محاسبه شکل درجه دوم رویه مربع فشار:

$$(3,810,000 - p_{wf}^2) = 318Q_g + 0.01333Q_g^2$$

مرحله پنجم به دست آوردن داده های IPR با فرض مقادیر مختلف p_{wf} و حل

معادله (۸-۲۸) نسبت به Q_g :

P_{wf}	$(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2), \text{psi}^2 \times 10^3$	$Q_g, \text{Mscf/day}$
$\bar{p}_r = 1952$	0	0
1800	570	1675
1600	1250	3436
1000	2810	6862
500	3560	8304
0	3810	8763 = AOF = $(Q_g)_{\max}$

ii. روش تقریب فشار

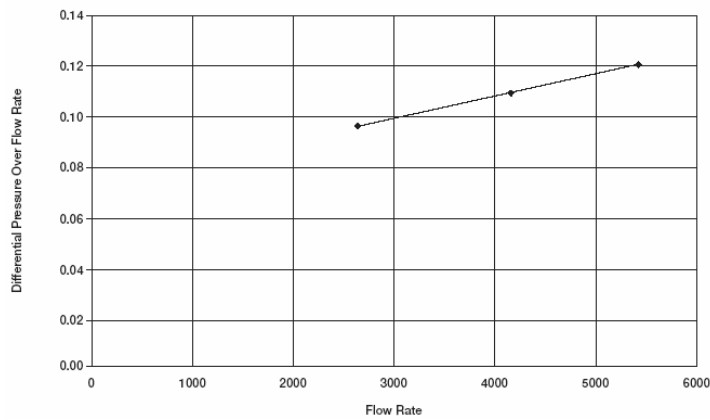
مرحله اول: تشکیل جدول زیر:

P_{wf}	$(\bar{p}_r - p_{wf})$	$Q_g, \text{Mscf/day}$	$(\bar{p}_r - p_{wf})/Q_g$
$\bar{p}_r = 1952$	0	0	—
1700	252	262.6	0.090
1500	452	4154.7	0.109
1300	652	5425.1	0.120

مرحله دوم: رسم نمودار $(\bar{p}_r - p_{wf})/Q_g$ بر حسب Q_g در مقیاس کارتیزین (شکل ۸-۱۱). انتخاب بهترین خط گذرا از بین نقاط حاصله و تعیین عرض از مبدأ و شیب این خط:

$$a_1 = 0.06$$

$$b_1 = 1.111 \times 10^{-5}$$



شکل ۸-۱۱: روش تقریب فشار

مرحله سوم: تشکیل درجه دوم روش تقریب فشار:

$$(1952 - p_{wf}) = 0.06Q_g + 1.111 \times 10^{-5} Q_g^2$$

مرحله چهارم: به دست آوردن داده های IPR با معادله (۸-۳۳):

p_{wf}	$(\bar{p}_r - p_{wf})$	$Q_g, \text{Mscf/day}$
1952	0	0
1800	152	1879
1600	352	3543
1000	952	6942
500	1452	9046
0	1952	10827

iii. رویکرد شبه فشار

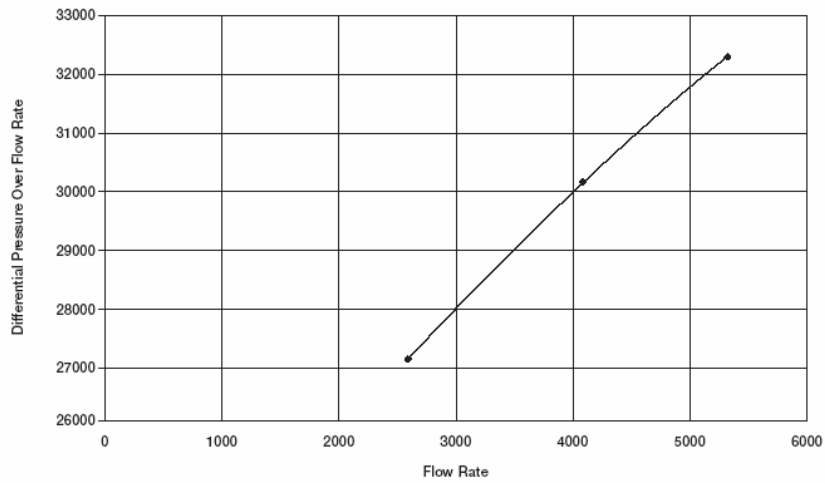
مرحله اول: تشکیل جدول زیر:

p_{wf}	$\psi, \text{psi}^2/\text{cp}$	$(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})$	$Q_g, \text{Mscf/day}$	$(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})/Q_g$
$\bar{p}_r = 1952$	316×10^6	0	0	—
1700	245×10^6	71×10^6	262.6	27.05×10^3
1500	191×10^6	125×10^6	4154.7	30.09×10^3
1300	141×10^6	175×10^6	5425.1	32.26×10^3

مرحله دوم: رسم نمودار $(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})/Q_g$ بر حسب Q_g در مقیاس کارتزین (شکل ۸-۱۲) و تعیین بهترین خط گذرا از بین نقاط حاصله:

$$a_2 = 22.28 \times 10^3$$

$$b_2 = 1.727$$



شکل ۸-۱۲: روش شبه فشار

مرحله سوم: تشکیل درجه دوم روش شبه فشار گاز:

$$(316 \times 10^6 - \psi_{wf}) = 22.28 \times 10^3 Q_g + 1.727 Q_g^2$$

مرحله چهارم: به دست آوردن داده‌های IPR با فرض مقادیر مختلف p_{wf} (ψ_{wf}) و محاسبه Q_g های مربوطه با معادله (۸-۳۸):

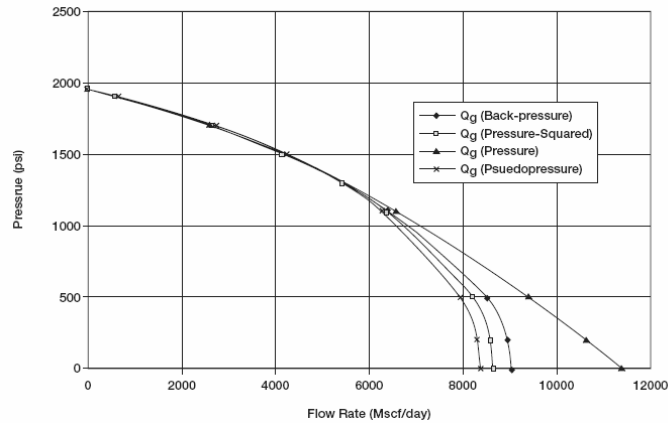
p_{wf}	ψ	$\bar{\psi}_r - \psi_{wf}$	$Q_g, \text{ Mscf/day}$
1952	316×10^6	0	0
1800	270×10^6	46×10^6	1794
1600	215×10^6	101×10^6	3503
1000	100×10^6	216×10^6	6331
500	40×10^6	276×10^6	7574
0	0	316×10^6	$8342 = AOF (Q_g)_{max}$

ج) مقایسه دبی‌های جریان گاز به دست آمده از چهار روش بالا. نتایج محاسبه

IPR در زیر فهرست شده‌اند:

Gas Flow Rate, Mscf/day				
Pressure	Back-pressure	p ² -Approach	p-Approach	ψ-Approach
19520	0	0	0	0
1800	1720	1675	1879	1811
1600	3406	3436	3543	3554
1000	6891	6862	6942	6460
500	8465	8304	9046	7742
0	8980	8763	10827	8536
	6.0%	5.4%	11%	—

چون روش تحلیل شبه فشار صحیح ترین روش است و معمولاً بیشترین کاربرد را نیز دارد، صحت هر یک از روش های پیش بینی داده های *IPR* با رویکرد شبه فشار مقایسه می شوند (شکل ۸-۱۳). نتایج نشان می دهند که معادله مربع فشار داده های *IPR* را با میانگین خطای 5.4% تولید کرده است. این خطای متوسط در معادله فشار بازگشتی و روش تقریب فشار به ترتیب به ۶ درصد و ۱۱ درصد می رسد. باید گفت که روش تقریب فشار در عمل به فشارهای بیشتر از 3000 *psi* محدود می شود.



شکل ۸-۱۳: منحنی های *IPR* همه روش ها

روابط عملکرد جریان (IPR) آینده^۱

زمانی که چاهی آزمایش شد و معادله عملکرد جریان با قابلیت دهش متناسب با آن تعیین شد، داده‌های IPR باید به صورت تابعی از فشار متوسط مخزن پیش‌بینی شوند. ویسکوزیته گاز μ_g و ضریب تراکم‌پذیری گاز z پارامترهایی هستند که با تغییر فشار متوسط مخزن \bar{p}_r بیشترین تغییر را از خود نشان می‌دهند. فرض کنید فشار متوسط کنونی مخزن \bar{p}_{r1} ، ویسکوزیته گاز μ_{g1} و ضریب تراکم‌پذیری گاز z_1 باشند و μ_{g2} و z_2 ، در یک فشار متوسط مخزن انتخابی در آینده \bar{p}_{r2} ، خواص گاز را نشان می‌دهند. برای تقریب زدن اثر تغییرات فشار مخزن (از \bar{p}_{r1} تا \bar{p}_{r2}) بر ضرایب معادله قابلیت دهش روش‌های زیر توصیه می‌شوند:

معادله فشار بازگشتی

ضریب عملکرد C پارامتری وابسته به فشار است و نسبت به هر تغییری در فشار مخزن به صورت زیر تصحیح می‌شود:

$$C_2 = C_1 \left(\frac{\mu_{g1} z_1}{\mu_{g2} z_2} \right) \quad (40-8)$$

مقدار n اصولاً ثابت در نظر گرفته می‌شود.

روش‌های LIT

ضریب جریان آرام a و ضریب جریان اینرسی - آشفته b هر روش LIT قبلی معادلات (۲۴-۸)، (۲۹-۸) و (۳۴-۸) مطابق با روابط ساده زیر اصلاح می‌شوند:

روش مربع فشار

ضرایب a و b مربع فشار در رابطه با تغییر فشار مخزن از \bar{p}_{r1} تا \bar{p}_{r2} با روابط زیر اصلاح می‌شوند:

$$a_2 = a_1 \left(\frac{\mu_{g2} z_2}{\mu_{g1} z_1} \right) \quad (41-8)$$

$$b_2 = b_1 \left(\frac{\mu_{g2} z_2}{\mu_{g1} z_1} \right) \quad (42-8)$$

اندیس‌های 1 و 2 شرایط را در فشار مخزن \bar{p}_{r1} تا \bar{p}_{r2} نشان می‌دهند.

روش تقریب فشار

$$a_2 = a_1 \left(\frac{\mu_{g2} B_2}{\mu_{g1} B_1} \right) \quad (43-8)$$

$$b_2 = b_1 \left(\frac{\mu_{g2} B_2}{\mu_{g1} B_1} \right) \quad (44-8)$$

B_g ضریب حجمی سازند گاز است.

رویکرد شبه فشار

ضرایب a و b رویه شبه فشار اصولاً از فشار مخزن مستقل‌اند و می‌توان آنها را به صورت ثابت در نظر گرفت.

مثال ۳-۱

علاوه بر اطلاعات مثال ۲-۸ اطلاعات زیر نیز موجوداند:

• $(\mu_g z) = 0.01206$ در فشار 1952 psi.

• $(\mu_g z) = 0.01180$ در فشار 1700 psi.

با استفاده از روش‌های

الف) فشار بازگشتی

ب) مربع فشار

ج) شبه فشار

اگر فشار مخزن از 1952 psi به 1700 psi افت کند، داده‌های *IPR* را برای

این چاه به دست آورید.

جواب

مرحله اول: اصلاح ضرایب a و b در هر معادله:

معادله فشار بازگشتی:

با استفاده از معادله (۸-۴۰):

$$C = 0.0169 \left(\frac{0.01206}{0.01180} \right) = 0.01727$$

$$Q_g = 0.01727 (1700^2 - p_{wf}^2) 0.87$$

روش مربع فشار:

اصلاح a و b با معادلات (۸-۴۱) و (۸-۴۲):

$$a = 318 \left(\frac{0.01180}{0.01206} \right) = 311.14$$

$$b = 0.01333 \left(\frac{0.01180}{0.01206} \right) = 0.01304$$

$$(1700^2 - p_{wf}^2) = 311.14 Q_g + 0.01304 Q_g^2$$

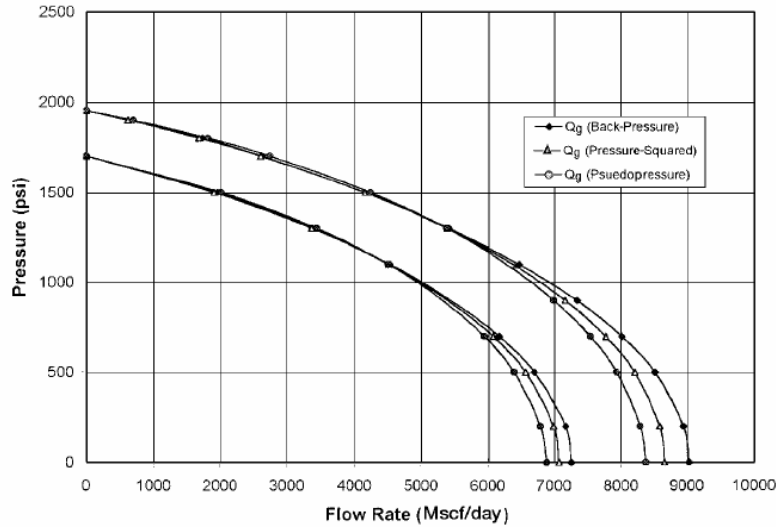
روش شبه فشار:

لازم نیست اصلاحی انجام شود.

مرحله دوم: تولید داده‌های *IPR*:

Gas Flow rate Q_g , Mscf/day			
p_{wf}	Back-Pressure	p^2 -Method	ψ -Method
$\bar{p}_r = 1700$	0	0	0
1600	1092	1017	1229
1000	4987	5019	4755
500	6669	6638	6211
0	7216	7147	7095

در شکل ۸-۱۴ داده های IPR پیش بینی شده با روش های بالا مقایسه شده اند.



شکل ۸-۱۴: مقایسه IPR

عملکرد چاه گازی افقی^۱

برخی مخازن گازی به علت نفوذپذیری پایین با دبی های بسیار کم تولید می کنند و غیراقتصادی محسوب می شوند. اکثر چاه های عمودی حفر شده در مخازن گازی سفت و فشرده با شیوه شکافدار کردن هیدرولیکی و یا عملیات اسید کاری برای رسیدن به یک دبی جریان اقتصادی تحریک می شوند. به علاوه، برای تخلیه یک مخزن گازی متراکم و سفت چاه های عمودی باید در فواصل مناسبی، و به تعداد زیاد،

1- Horizontal Gas Well Performance

برای تخلیه مخزن حفر شوند. در این چنین مخازنی، چاه‌های افقی چاره‌ای مناسب برای تخلیه مؤثر مخازن گازی سفت و فشرده‌اند و دبی‌های جریان نسبتاً بالایی را نتیجه می‌دهند. یوشی نشان داده که چاه‌های افقی را در هر دو دسته مخزن با نفوذپذیری پایین و بالا می‌توان استفاده کرد.

در محاسبه دبی جریان گاز یک چاه افقی، یوشی مفهوم شعاع مؤثر چاه r_w' را در معادله جریان گاز قرار داده است. شعاع مؤثر چاه به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$r_w' = \frac{r_{eh}(L/2)}{a \left[1 + \sqrt{1 - (L/2a)^2} (h/2r_w)^{h/L} \right]} \quad (45-1)$$

$$a = \left(\frac{L}{2} \right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + (2r_{eh}/L)^4} \right]^{0.5} \quad (46-1)$$

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43,560A}{\pi}} \quad (47-1)$$

L طول چاه افقی، ft ؛

h ضخامت، ft ؛

r_w شعاع چاه، ft ؛

r_{eh} شعاع زهکشی چاه افقی، ft ؛

a نصف قطر بزرگ بیضی زهکشی، ft ؛

A مساحت ناحیه زهکشی، acres.

روش‌های محاسبه مساحت ناحیه زهکشی چاه افقی A در فصل هفتم با معادلات (۴۵-۷) و (۴۶-۷) نشان داده شده‌اند.

یوشی معادله جریان آرام داری را در جریان حالت شبه پایدار به دو شکل ارائه داده است:

* شکل مربع فشار

$$Q_g = \frac{kh(\bar{p}_r^2 - p_{wf}^2)}{1422T(\mu_g z)_{avg} \left[\ln\left(\frac{r_{eh}}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (488)$$

\$Q_g\$ دبی جریان گاز، Mscf/day؛

\$s\$ ضریب پوسته؛

\$k\$ نفوذپذیری، mD؛

\$T\$ دما، \$^\circ R\$.

* شکل شبه فشار

$$Q_g = \frac{kh(\bar{\psi}_r - \psi_{wf})}{1422T \left[\ln\left(\frac{r_{eh}}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]} \quad (498)$$

مثال ۴-۱

چاه گازی افقی به طول 2000 ft ناحیه‌ای به مساحت 120 acres را زهکشی

می‌کند. اطلاعات زیر دربارهٔ مخزن و چاه موجوداند:

$$\bar{\psi}_r = 340 \times 10^6 \text{ psi}^2 / cp$$

$$\psi_r = 128 \times 10^6 \text{ psi}^2 / cp \quad s = 0.5$$

$$r_w = 0.3 \text{ ft} \quad k = 1.5 \text{ mD}$$

$$T = 180^\circ F$$

$$\bar{p}_r = 2000 \text{ psi}$$

$$p_{wf} = 1200 \text{ psi}$$

$$(\mu_g z)_{avg} = 0.011826$$

$$h = 20 \text{ ft}$$

با فرض جریان حالت شبه پایدار، دبی جریان گاز را با روش‌های مربع فشار و

شبه فشار محاسبه کنید.

جواب

مرحله اول: محاسبه شعاع زهکشی چاه افقی:

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{43,560(120)}{\pi}} = 1290 \text{ ft}$$

مرحله دوم: محاسبه نصف قطر اصلی بیضی تخلیه با معادله (۸-۴۶):

$$a = \left(\frac{2000}{2}\right) \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2(1290)}{2000}\right)^4} \right]^{0.5} = 1495.8$$

مرحله سوم: محاسبه شعاع مؤثر r_w' چاه با معادله (۸-۴۵):

$$\left(\frac{h}{2r_w}\right)^{h/L} = \left(\frac{20}{2(0.3)}\right)^{20/2000} = 1.0357$$

$$1 + \sqrt{1 - (L/2a)^2} = 1 + \sqrt{1 - \left(\frac{2000}{2(1495.8)}\right)^2} = 1.7437$$

با استفاده از معادله (۸-۴۵):

$$r_w' = \frac{1290(200/2)}{1495.8(1.7437)(1.0357)} = 477.54 \text{ ft}$$

مرحله چهارم: محاسبه دبی جریان با تقریب مربع فشار و روش شبه فشار:

* مربع فشار

$$Q_g = \frac{1.5(20)(2000^2 - 1200^2)}{1422T(640)(0.011826) \left[\ln\left(\frac{1290}{477.54}\right) - 0.75 + 0.5 \right]} = 9,594 \text{ Mscf/day}$$

* روش شبه فشار

$$Q_g = \frac{1.5(20)(340-128) \times 10^6}{1422(640) \left[\ln\left(\frac{1290}{477.54}\right) - 0.75 + 0.5 \right]} = 9396 \text{ Mscf/day}$$

در جریان آشفته، معادله داری برای در نظر گرفتن افت فشار اضافی ناشی از جریان غیرداری با در بر گرفتن ضریب پوسته وابسته به دبی DQ_g اصلاح می شود. در عمل، معادله فشار بازگشتی و رویه LIT برای محاسبه دبی جریان و تشکیل منحنی IPR چاه افقی استفاده می شود. آزمایش های چندجریان (دبی های مختلف)، یا آزمون های قابلیت دهش، باید برای تعیین ضرایب معادله جریان انتخابی در چاه افقی انجام شوند.

مسائل

۱) یک چاه گازی در یک فشار ته چاهی ثابت در حال جریان 1000 psi تولید می کند. وزن مخصوص گاز تولید شده 0.65 است. اطلاعات زیر نیز موجوداند:

$$\begin{aligned} r_w &= 0.33 \text{ ft} & r_e &= 1000 \text{ ft} & k &= 20 \text{ mD} \\ T &= 140^\circ \text{ F} & s &= 0.40 \\ p_i &= 1500 \text{ psi} \\ h &= 20 \text{ ft} \end{aligned}$$

دبی جریان گاز را با روش های زیر محاسبه کنید:

الف) رویه شبه فشار گاز واقعی؛

ب) تقریب مربع فشار.

۲) داده های زیر از آزمایش فشار بازگشتی یک چاه به دست آمده اند:

Q_g , Mscf/day	p_{wf} , psi
0	481
4928	456
6479	444
8062	430
9640	415

الف) مقادیر C و n را محاسبه کنید؛

ب) AOF را تعیین کنید؛

ج) منحنی‌های IPR را در فشارهای مخزن 481psi تا 300psi به دست آورید.

۳) اطلاعات آزمایش فشار بازگشتی زیر موجوداند:

$Q_g, \text{Mscf/day}$	p_{wf}, psi
0	5240
1000	4500
1350	4191
2000	3530
2500	2821

داریم:

$$0.78 = \text{وزن مخصوص}$$

$$12\% = \text{تخلخل}$$

$$S_{wi} = 15\%$$

$$T = 281^\circ F$$

الف) منحنی IPR کنونی مخزن را با:

i. معادله فشار بازگشتی ساده شده

ii. روشهای آرام - اینرسی - آشفته (LIT) با

- رویکرد مربع فشار،

- رویکرد تقریب فشار،

- رویکرد شبه فشار.

به دست آورید.

ب) قسمت الف را برای فشار آینده مخزن 4000ft تکرار کنید.

۴) مساحت تقریبی زهکشی یک چاه افقی به طول 3000ft ، 180acres است.

داریم:

$$p_i = 2500 \text{ psi}$$

$$T = 120^\circ F$$

$$\gamma_g = 0.65$$

$$p_{wf} = 1500 \text{ psi}$$

$$r_w = 0.25 \text{ ft}$$

$$k = 25 \text{ mD}$$

$$h = 20 \text{ ft}$$

دبی جریان گاز را محاسبه کنید.

مراجع

1. Earlougher, Robert C., Jr., *Advances in Well Test Analysis*. Monograph Vol. 5, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, TX: Millet the Printer, 1977.
2. ERCB. *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*, 3rd ed. Calgary: Energy Resources Conservation Board, 1975.
3. Fetkovich, M. J., "Multipoint Testing of Gas Wells," SPE Mid-continent Section Continuing Education Course of Well Test Analysis, March 17, 1975.
4. Golan, M., and Whitson, C., *Well Performance*. International Human Resources Development Corporation, 1986.
5. Joshi, S., *Horizontal Well Technology*. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company, 1991.
6. Lee, J., *Well Testing*. Dallas: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.
7. Matthews, C., and Russell, D., "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells." Dallas: SPE Monograph Series, 1967.
8. Rawlins, E. L., and Schellhardt, M. A., "Back-Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practices." U.S. Bureau of Mines Monograph 7, 1936.

