

عملیات اسیدکاری و تحریک چاه

دکتر علیرضا موذنی

www.petrolms.ir



عملیات اسیدکاری و تحریک چاه

دکتر علیرضا مودنی

ویرایش دوم

www.petrolms.ir

فهرست

۴	فهرست
۸	فهرست اشکال
۱۰	فهرست جداول
۱۱	فصل اول: اصول جریان سیال در داخل مخزن
۱۲	مقدمه
۱۲	انواع جریان سیال در داخل مخزن و روابط حاکم بر آنها (معادله دارسی)
۱۲	جریان خطی
۱۶	جریان شعاعی
۱۹	جریان نیم‌کروی
۱۹	توزیع فشار در مخزن
۲۰	انواع BOUNDARY
۲۳	مفهوم فشار متوسط مخزن
۲۴	فشار متوسط در شرایط جریان پایا
۲۵	فشار متوسط در شرایط جریان شبه پایا
۲۸	عملکرد چاه و مخزن
۲۸	نمودار IPR برای یک سیال تراکم ناپذیر
۲۹	نمودار IPR برای یک سیال تراکم پذیر
۳۰	COMPOSITE IPR
۳۷	ضریب پوسته
۴۰	FLOW EFFICIENCY

۴۰	DAMAGE RATIO
۴۰	APPARENT WELL RADIUS
۴۱	تمرین‌ها

۴۳ فصل دوم: آسیب‌های وارد به مخزن

۴۴	مقدمه
۴۴	آسیب‌های طبیعی
۴۴	مهاجرت ذرات
۴۴	متورم شدن رسها
۴۵	رسوبات حاصل از آب املاح دار
۴۶	رسوبات آلی
۴۶	امولسیونها
۴۶	آسیبهای القایی
۴۶	مسدود شدن القایی توسط ذرات
۴۶	تغییر تر شونده‌گی
۴۹	واکنشهای اسید و محصولات جانبی آن
۴۹	آسیب‌های ناشی از باکتری‌ها

۵۰ فصل سوم: MATRIX ACIDIZING

۵۱	مقدمه
۵۲	سیستم‌های اسیدی
۵۳	اسیدهای معدنی
۵۴	اسیدهای آلی رقیق شده
۵۴	اسیدهای آلی پودری
۵۴	اسیدهای مخلوط
۵۵	اسیدهای تاخیری
۵۵	توان انحلال جرمی (B)
۵۷	توان انحلال حجمی (X)
۵۸	تست‌های آزمایشگاهی
۵۸	THEORETICAL PRODUCTIVITY IMPROVEMENT FROM ACIDIZING

۶۳ فصل چهارم: عوامل موثر در شدت واکنش اسیدها

۶۴	فشار
۶۴	غلظت اسید

۶۵	دما
۶۵	نوع اسید
۶۵	غلظت محصولات
۶۶	نسبت سطح سنگ به حجم اسید
۶۷	فصل پنجم: افزایش‌های اسید
۶۸	CORROSION INHIBITORS
۶۸	SURFACTANTS
۶۹	SILICATE CONTROL AGENTS
۶۹	IRON PRECIPITATION AGENTS
۶۹	GELLING AND FLUID LOSS AGENTS
۷۰	RETARDING AGENTS
۷۱	فصل ششم: طراحی ماتریکس اسید در ماسه‌سنگ‌ها
۷۲	واکنش‌های شیمیایی بین اسید و سنگ
۷۴	طراحی ماتریکس اسید
۷۴	مرحله ۱: نوع و غلظت اسید
۷۶	مرحله ۲: نرخ تزریق اسید
۸۰	مرحله ۳: حداکثر فشار تزریق در سطح
۸۳	مرحله ۴: حجم اسید
۸۳	تعیین حجم PREFLUSH
۸۵	تعیین حجم اسید اصلی
۸۸	خلاصه
۹۱	فصل هفتم: طراحی ماتریکس اسید در سنگ‌های کربناته
۹۳	مرحله ۱: نوع و غلظت اسید
۹۴	مرحله ۲: نرخ تزریق اسید
۹۵	مرحله ۳: حداکثر فشار تزریق در سطح
۹۶	مرحله ۴: حجم اسید
۱۰۱	تمرین‌ها
۱۰۴	فصل هشتم: فشار شکست سازند

۱۰۵	لزوم یافتن
۱۰۶	تنش‌های موجود در زمین
۱۱۰	تخمین فشار شکست سازند
۱۱۲	LEAKOFF TEST

۱۱۴	فصل نهم: HYDRAULIC FRACTURING
۱۱۵	جهت شکاف
۱۱۵	خصوصیات سیال بوجود آورنده شکاف
۱۱۶	PROPPANTS
۱۱۷	FRACTURE GEOMETRY

۱۲۴	منابع:
-----	--------

۱۲۵	ضمیمه ۱: نمونه سوالات کارشناسی ارشد
-----	-------------------------------------

۱۲۵	ضمیمه ۲: نمونه سوالات امتحان پایان ترم
-----	--

فهرست اشکال

- شکل ۱: جریان خطی ۱۳
- شکل ۲: جریان شعاعی ۱۶
- شکل ۳: مفهوم منطقه ریزش ۱۸
- شکل ۴: نمای یک چاه با جریان شعاعی ۱۸
- شکل ۵: توزیع فشار در مخزن ۲۰
- شکل ۶: توزیع فشار در مخزن ۲۰
- شکل ۷: *constant pressure outer boundary* ۲۱
- شکل ۸: بوجود آمدن جریان پایا در مخازنی که در آنها فشار *boundary* ثابت است ۲۱
- شکل ۹: توزیع فشار در یک مخزن دارای *constant pressure outer boundary* ۲۱
- شکل ۱۰: نقش *Aquifer* در ثابت ماندن فشار *Boundary* ۲۲
- شکل ۱۱: *No flow outer boundary* ۲۲
- شکل ۱۲: بوجود آمدن جریان شبه پایا در مخازنی که در آنها فشار *boundary* ثابت نیست ۲۲
- شکل ۱۳: توزیع فشار در یک مخزن دارای *no flow outer boundary* ۲۳
- شکل ۱۴: مفهوم فشار متوسط حجمی ۲۳
- شکل ۱۵: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان پایا با فشار متوسط مخزن برابر است ۲۴
- شکل ۱۶: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان پایا با فشار متوسط مخزن برابر است ۲۵
- شکل ۱۷: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان شبه پایا با فشار متوسط مخزن برابر است ۲۵
- شکل ۱۸: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان شبه پایا با فشار متوسط مخزن برابر است ۲۶
- شکل ۱۹: چگونگی تغییر فشار مخزن در شرایط جریان شبه پایا با گذشت زمان ۲۷
- شکل ۲۰: نمودار *IPR* برای یک سیال تراکم ناپذیر ۲۹
- شکل ۲۱: نمودار *IPR* برای یک سیال تراکم پذیر ۳۰
- شکل ۲۲: نمودار *IPR* برای سیالی مثل نفت خام ۳۱
- شکل ۲۳: مفهوم ناحیه صدمه دیده در اطراف چاه ۳۷
- شکل ۲۴: افزایش افت فشار در ناحیه اطراف چاه به خاطر وجود آسیب ۳۸
- شکل ۲۵: تنش‌های سطحی بین سیال-سیال و تنش سطحی بین سیال-جامد و زاویه تماس (θ) ۴۷
- شکل ۲۶: زاویه تماس (a): سطح سلیکاتی (b): سطح کلسیتی ۴۸
- شکل ۲۷: مثالی از انواع مختلف تر کنندگی و زاویه تماس ۴۹
- شکل ۲۸: اسیدکاری ناحیه صدمه دیده در اطراف چاه ۵۲
- شکل ۲۹: تراوایی قسمت‌های صدمه دیده و صدمه ندیده اطراف چاه ۵۹
- شکل ۳۰: کاهش تولید در اثر آسیب‌های وارد به سازند [۱] ۶۱
- شکل ۳۱: اثر اسیدکاری یک سازند صدمه ندیده بر تولید ۶۲
- شکل ۳۲: اثر غلظت اسید بر شدت واکنش ۶۴
- شکل ۳۳: اثر سطح سنگ بر شدت واکنش ۶۶
- شکل ۳۴: چگونگی عملکرد مواد جلوگیری کننده از هرزروی ۷۰

- ۷۶ شکل ۳۵: اثر غلظت اسید بر پاسخ مغزه [۵]
- ۷۷ شکل ۳۶: اثر نرخ تزریق اسید بر پاسخ مغزه [۱]
- ۷۹ شکل ۳۷: تغییرات ویسکوزیته اسید کلریدریک بر حسب تغییرات دما [۱]
- ۸۶ شکل ۳۸: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با 100°F است [۶].
- ۸۶ شکل ۳۹: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با 150°F است [۶].
- ۸۷ شکل ۴۰: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با 200°F است [۶].
- ۸۸ شکل ۴۱: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با 250°F است [۶].
- ۹۲ شکل ۴۲: وجود آمدن Wormhole در اسیدکاری سنگهای کریناته
- ۹۳ شکل ۴۳: سوراخ‌های حلزونی ایجاد شده همگام اسیدکاری سنگ آهک [۹]
- ۱۰۵ شکل ۴۴: چگونگی تغییرات فشار سازند، فشار شکست سازند فشار چاه در یک سازند دارای فشار abnormal [۱۳]
- ۱۰۶ شکل ۴۵: چگونگی تغییر تنشهای اصلی با تغییر عمق [۱۳]
- ۱۰۷ شکل ۴۶: اثر تنشها بر نوع گسل خوردگی (Anderson, 1951)
- ۱۰۸ شکل ۴۷: بازکردن معبری داخل سنگ توسط سیال [۱۳]
- ۱۰۹ شکل ۴۸: چگونگی وجود آمدن شکاف با افزایش فشار سیال [۱۳]
- ۱۱۱ شکل ۴۹: matrix stress ratio [۱۳]
- ۱۱۲ شکل ۵۰: نمونه‌ای از نتایج leakoff test [۱۳]
- ۱۱۵ شکل ۵۱: جهت شکاف
- ۱۱۷ شکل ۵۲: چگونگی قرار گرفتن proppant
- ۱۱۷ شکل ۵۳: هندسه شکاف محاسبه شده توسط
- ۱۱۹ شکل ۵۴: typical API filter press test result
- ۱۱۹ شکل ۵۵: مدول برشی
- ۱۲۰ شکل ۵۶: تغییر شکل جسم در اثر نیروهای محوری
- ۱۲۱ شکل ۵۷: تغییر شکل جسم در اثر نیروهای محوری

فهرست جداول

۱۵	جدول ۱: ابعاد برخی از پارامترها در سیستم واحدهای مختلف
۴۸	جدول ۲: خاصیت تر کنندگی چند جفت سیال در تماس با یکدیگر در شرایط مخزن و آزمایشگاه
۴۸	جدول ۳: درجه بندی تر شونده‌گی با توجه به زاویه تماس
۵۶	جدول ۴: وزن ملکولی اسیدهای مختلف
۵۶	جدول ۵: وزن ملکولی مواد مختلف شرکت کننده در واکنش با اسیدها
۵۷	جدول ۶: توان انحلال برای اسیدهای مختلف [1]
۵۷	جدول ۷: چگالی برخی از عناصر واکنش دهنده با اسید
۶۸	جدول ۸: اثر دما و غلظت نوعی Corrosion inhibitor را بر مدت زمان تاثیر آن
۷۲	جدول ۹: واکنش‌های مهم هنگام اسید کاری ماسه سنگها ۳
۷۲	جدول ۱۰: توان انحلال جرمی و حجمی اسید هیدروفلوریک [۱۱]
۷۵	جدول ۱۱: نوع و غلظت اسید پیشنهاد شده برای اسیدکاری ماسه سنگها [۱۲]
۸۰	جدول ۱۲: وزن مخصوص محلول اسید کلریدریک بر حسب در صد اسید (در دمای 20°C) [2]
۹۳	جدول ۱۳: نوع و غلظت اسید پیشنهاد شده برای اسیدکاری ماسه سنگها [۱۲]

فصل اول: اصول جریان سیال در داخل مخزن

مقدمه

هر چند در ابتدای امر بحث اسیدکاری بسیار ساده به نظر می‌رسد ولی باید توجه داشت که این مبحث تلفیقی است از چند موضوع کاملاً مجزا و مهم و در حقیقت پل ارتباطی آنها است و بدون دانستن این مباحث و مطالب انجام عملیات اسیدکاری غیر ممکن به نظر می‌رسد. مواردی که باید قبل از انجام اسیدکاری از آنها اطلاع داشت عبارتند از مهندسی مخزن، مهندسی حفاری و مکانیک سنگ. جالب آنجاست که خود مبحث اسید کاری در شاخه‌ای از علم نفت به نام مهندسی بهره‌برداری مورد استفاده قرار می‌گیرد. اسید کاری شامل تزریق یک سیال به داخل مخزن می‌باشد و بدیهی است که تزریق سیال به داخل مخزن در مبحثی به نام مهندسی مخزن مورد توجه است و برای محاسبه افت فشار ایجاد شده در مخزن باید تمام خصوصیات مخزن مشخص باشد. همچنین صدمات وارد شده به مخزن و مقدار و نوع آنها بسیار حائز اهمیت است. از این رو قبل از وارد شدن به مبحث اسید کاری مروری بر معادله دارسی و بررسی آن در حالت‌های مختلف بسیار ضروری به نظر می‌رسد.

انواع جریان سیال در داخل مخزن و روابط حاکم بر آنها (معادله دارسی)

بسته به هندسه و شکل مخزن و محل و شکل چاه، جریان سیال از داخل مخزن به داخل چاه ممکن است به صورت جریان خطی^۱، جریان شعاعی^۲ و یا جریان نیمکره‌ای^۳ درآید. در زیر هریک از این جریان‌ها را بررسی کرده و روابط حاکم بر آنها را بسط می‌دهیم.

جریان خطی

هر چند این نوع جریان بسیار به ندرت در مخزن دیده می‌شود ولی در موارد نادری که یک چاه تزریقی و یک چاه تولیدی در مجاورت هم قرار داشته باشند و این دو چاه یک لایه نفتی با ضخامت کم را تحت تاثیر قرار داده باشند، می‌توان این نوع جریان را در داخل مخزن تصور کرد (شکل ۱).

در این نوع جریان خطوط جریان با هم موازی بوده و همدیگر را قطع نمی‌کنند. مقدار تولید از یک لایه که در آن جریان خطی برقرار است، به طول لایه، فشار مخزن، سطح مقطع لایه و خواص سنگ و سیال موجود در لایه بستگی دارد. طبق معادله دارسی مقدار سیال عبوری از یک سطح مقطع مشخص از این لایه در یک بازه زمانی مشخص به صورت زیر به دست می‌آید:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad (1-1)$$

که در آن:

-
- 1 - Liner flow
 - 2 - radial flow
 - 3 - hemi-spherical flow

q : دبی جریان بر حسب cc/sec

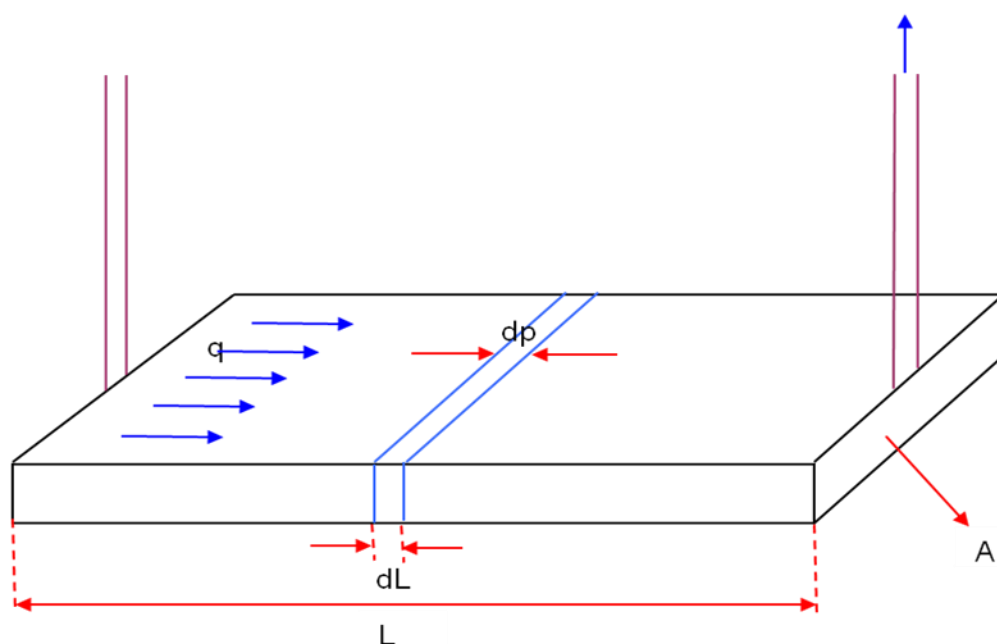
k : تراوایی سنگ مخزن بر حسب دارسی

μ : ویسکوزیته سیال موجود در سازند بر حسب سانتی پویز

dp : افت فشار ایجاد شده در المانی از سیال به طول dL بر حسب اتمسفر

dL : طول المان بر حسب سانتیمتر

A : سطح مقطع المان بر حسب سانتیمتر مربع



شکل ۱: جریان خطی

توجه داشته باشید که اگر طول لایه برابر L و فشار در دو سر آن به ترتیب p_e و p_{wf} باشد مقدار تولید از این لایه به صورت زیر خواهد بود (با انتگرال گیری از رابطه ۱-۱)

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{p_e - p_{wf}}{L} \quad (2-1)$$

که در آن:

p_e : فشار سیال در انتهای لایه بر حسب اتمسفر (atm)

p_{wf} : فشار سیال در نقطه‌ای چسبیده به دیواره چاه بر حسب اتمسفر (atm)

L : طول لایه بر حسب سانتی متر (cm)

این معادله بر حسب واحدهای نفتی به صورت زیر می‌باشد:

$$q = 1/127 \frac{kA}{\mu} \frac{(p_e - p_{wf})}{L} \quad (3-1)$$

که در آن:

q : دبی جریان بر حسب بشکه در روز (bbl/day)

k : تراوایی سنگ مخزن بر حسب دارسی (d)

μ : ویسکوزیته سیال در حال جریان بر حسب سانتی پویز (cp)

p_e : فشار سیال در انتهای لایه بر حسب psia

p_{wf} : فشار سیال در نقطه‌ای چسبیده به دیواره چاه بر حسب psia

L : طول لایه بر حسب فوت (ft)

نکته:

در معادله ۱-۳ تفاوتی نمی‌کند که واحد فشار psig باشد یا psia، چون در این معادله با عبارت $p_e - p_{wf}$ مواجه هستیم و کافیست که هر دوی این فشارها یا فشار مطلق باشند (psia) یا فشار نسبی (psig).

مثال:

در معادله جریان خطی برای تبدیل واحدها از سیستم SI به سیستم واحدهای نفتی ضریب ۱/۱۲۷ وارد می‌شود. صحت مقدار این ضریب را تحقیق کنید، یعنی ثابت کنید معادله‌های زیر یکسان هستند:

$$\begin{cases} q' = \frac{k}{\mu} \frac{A' \Delta p'}{\Delta L'} \\ q = \frac{1/127k}{\mu} \frac{A \Delta p}{\Delta} \end{cases}$$

where:

$q' \rightarrow \text{cc / sec}$

$q \rightarrow \text{bbl / day}$

$k \rightarrow \text{darcy}$

$\mu \rightarrow \text{cp}$

$$A' \rightarrow cm^2$$

$$A \rightarrow ft^2$$

$$\Delta L' \rightarrow cm$$

$$\Delta L \rightarrow ft$$

$$\Delta p' \rightarrow atm$$

$$\Delta p \rightarrow psi$$

حل:

$$q' \left(\frac{cc}{sec} \right) \times \left(\frac{1bbl}{159000cc} \right) \times \left(\frac{86400sec}{1day} \right) = q' \times 0/54 (bbl / day) = q (bbl / day)$$

$$\Rightarrow q' = \frac{q}{0/54} \quad (4-1)$$

$$\frac{k}{\mu} \frac{A' \Delta p'}{\Delta L'} \left(\frac{d \cdot cm^2 \cdot atm}{cp \cdot cm} \right) \left(\frac{1ft^2}{929cm^2} \right) \left(\frac{30/48cm}{1ft} \right) \left(\frac{14/7psi}{1atm} \right) = \frac{k}{\mu} \frac{A' \Delta p'}{\Delta L'} \times 0/482 \left(\frac{d \cdot ft^2 \cdot psi}{cp \cdot ft} \right)$$

$$= \frac{kA \Delta p}{\mu \Delta L} \left(\frac{d \cdot ft^2 \cdot psi}{cp \cdot ft} \right)$$

$$\Rightarrow \frac{k}{\mu} \frac{A' \Delta p'}{\Delta L'} = \frac{k}{\mu} \frac{A \Delta p}{\Delta L} \times \frac{1}{0/482} \quad (5-1)$$

از طرفی داشتیم:

$$q' = \frac{k}{\mu} \frac{A' \Delta p'}{\Delta L'} \quad (6-1)$$

با جایگذاری روابط (۴-۱) و (۵-۱) در رابطه (۶-۱) داریم:

$$\frac{q}{0/54} = \frac{\left(\frac{kA \Delta p}{\mu \Delta L} \right)}{0/482}$$

$$\Rightarrow q = 1/127 \frac{kA \Delta p}{\mu \Delta L}$$

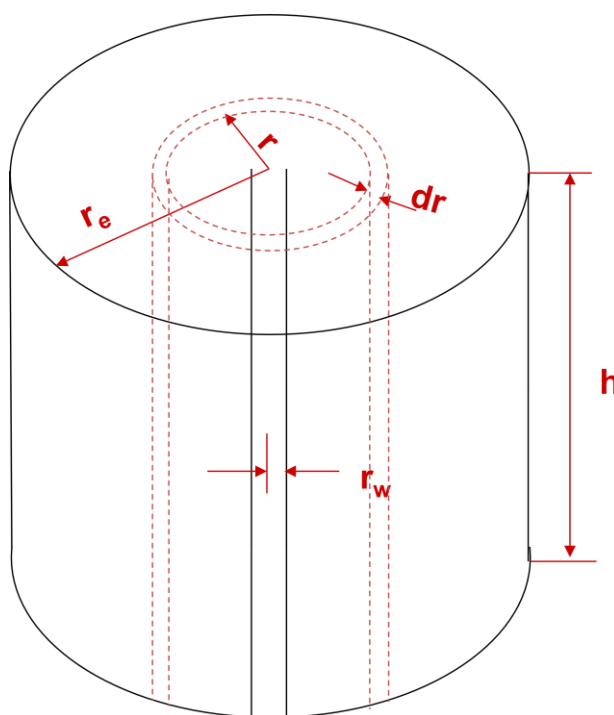
جدول ۱ واحدهای استفاده شده برای برخی از پارامترها در سیستم واحدهای مختلف را نشان می‌دهد:

جدول ۱: ابعاد برخی از پارامترها در سیستم واحدهای مختلف

Parameter	Symbol	Dimensions	Absolute units		Hybrid units	
			cgs	SI	Darcy	Field
Length	l	L	cm	metre	cm	ft
Mass	M	M	gm	kg	gm	lb
Time	t	T	sec	sec	sec	hr
Velocity	u	L/T	cm/sec	metre/sec	cm/sec	ft/sec
Rate	q	L^3/T	cc/sec	metre ³ /sec	cc/sec	$\begin{cases} \text{stb/d (liquid)} \\ \text{Mscf/d (gas)} \end{cases}$
Pressure	p	$(ML/T^2)/L^2$	dyne/cm ²	Newton/meter ² (Pascal)	atm	psia
Density	ρ	M/L^3	gm/cc	kg/metre ³	gm/cc	lb/cu.ft
Viscosity	μ	M/LT	gm/cm.sec (Poise)	kg/metre.sec	cp	cp
Permeability	k	L^2	cm ²	metre ²	Darcy	mD

جریان شعاعی

جریان موجود در اطراف یک چاه در اکثر حالات از مدل جریان شعاعی پیروی می‌کند، یعنی جریان نفت از نقاط دورتر از چاه به طرف چاه حرکت می‌کند. برای بدست آوردن معادله جریان در این حالت نیز کافی است المانی را به صورت زیر در نظر بگیریم:



شکل ۲: جریان شعاعی

در این حالت سطح مقطع المانی که سیال از آن عبور می‌کند برابر است با

$$A = 2\pi rh$$

در نتیجه معادله دارسی به صورت زیر خواهد بود:

$$q = 1/127 \frac{k(2\pi rh)}{\mu} \frac{dp}{dr}$$

با انتگرال گیری، این معادله به صورت زیر در خواهد آمد: (این انتگرال گیری به عنوان تمرین واگذار می شود)

$$q = \frac{7/08kh(p_e - p_{wf})}{\mu L n\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (7-1)$$

توجه داشته باشید که این معادله برای یک سیال تراکم ناپذیر مثل آب یا نفت صحت دارد و مقدار سیال تولید شده در ته چاه را بدست می دهد. از آنجا که فشار ته چاه خیلی بیشتر از فشار اتمسفر است و نیز با کاهش فشار سیال ممکن است مقداری گاز که به صورت محلول در سیال وجود دارد آزاد شود، مقدار تولید سیال در سطح (فشار اتمسفر) کمتر از تولید در ته چاه خواهد بود و این کاهش مقدار با ضریبی به نام formation volume factor, B، تصحیح می شود. در نتیجه معادله دارسی برای بدست آوردن مقدار تولید در سطح به صورت زیر در خواهد آمد:

$$q \text{ که در آن: } q = \frac{7/08kh(p_e - p_{wf})}{\mu B L n\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (8-1)$$

q: مقدار تولید (STB/day)

B: formation volume factor, (bbl/STB)

μ: ویسکوزیته (cp)

k: تراوایی (d)

h: ضخامت مخزن (ft)

p_e: فشار انتهای منطقه ریزش (psi)

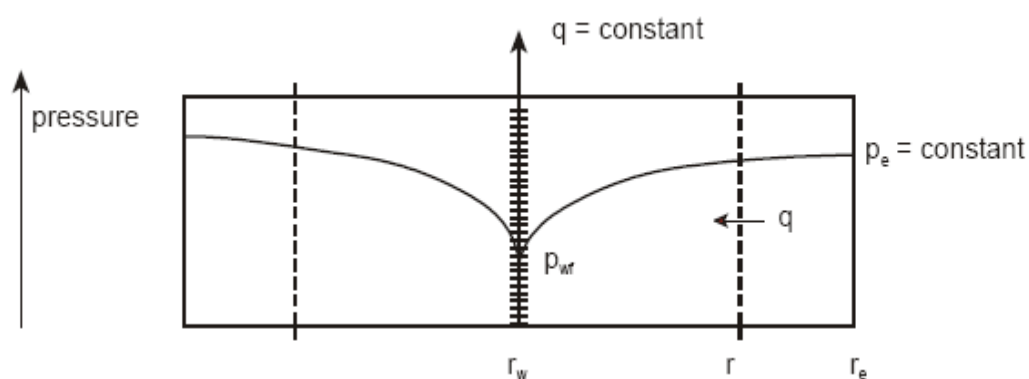
p_{wf}: فشار در دیواره چاه (psi)

r_e: شعاع منطقه ریزش (ft)

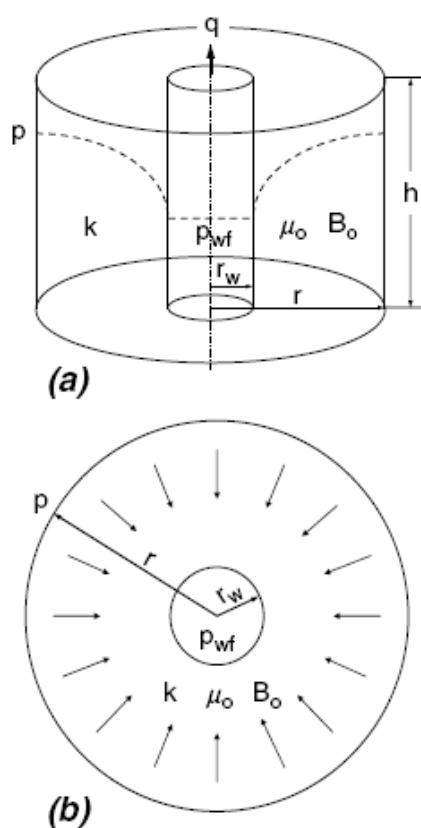
r_w: شعاع چاه (ft)

توجه داشته باشید که در یک مخزن تمام سیال به طرف یک چاه حرکت نمی کند. منطقه ای در اطراف چاه که سیال موجود در آن به طرف این چاه حرکت می کند منطقه ریزش^۱ و شعاع این منطقه، شعاع منطقه ریزش^۱ (r_e) نامیده می شود. مرزی که منطقه ریزش

یک چاه را از بقیه مخزن جدا می‌کند به نام boundary چاه شناخته می‌شود و فشار در این مرز فشار boundary نام دارد و با p_e نشان داده می‌شود.



شکل ۳: مفهوم منطقه ریزش



شکل ۴: نمای یک چاه با جریان شعاعی

جریان نیم‌کروی

برای یک سیال تراکم‌ناپذیر می‌توان معادله جریان نیم‌کروی را دقیقاً به روش ذکر شده برای جریان شعاعی بدست آورد (رابطه ۹-۱).

این نوع جریان در شرایطی که یک چاه در لایه‌ای ضخیم حفاری شود، ممکن است بوجود آید.

$$q = \frac{7/08k(p_e - p_{wf})}{\mu B \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right)} \quad (9-1)$$

که در آن:

q: مقدار تولید (STB/day)

B: formation volume factor, (bbl/STB)

μ: ویسکوزیته (cp)

k: تراوایی (d)

p_e: فشار انتهای منطقه ریزش (psi)

p_{wf}: فشار در دیواره چاه (psi)

r_e: شعاع منطقه ریزش (ft)

r_w: شعاع چاه (ft)

توزیع فشار در مخزن

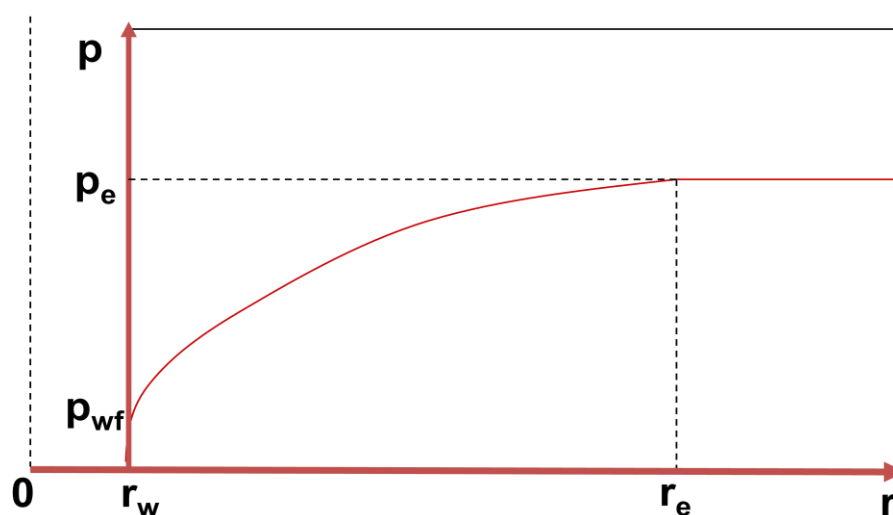
اگر معادله مربوط به جریان شعاعی (معادله ۸-۱) را یک‌بار دیگر در نظر بگیریم، می‌توانیم فشار در هر نقطه مخزن را به دست آوریم.

برای این کار کافی است به جای r_e شعاع نقطه مورد نظر را قرار دهیم:

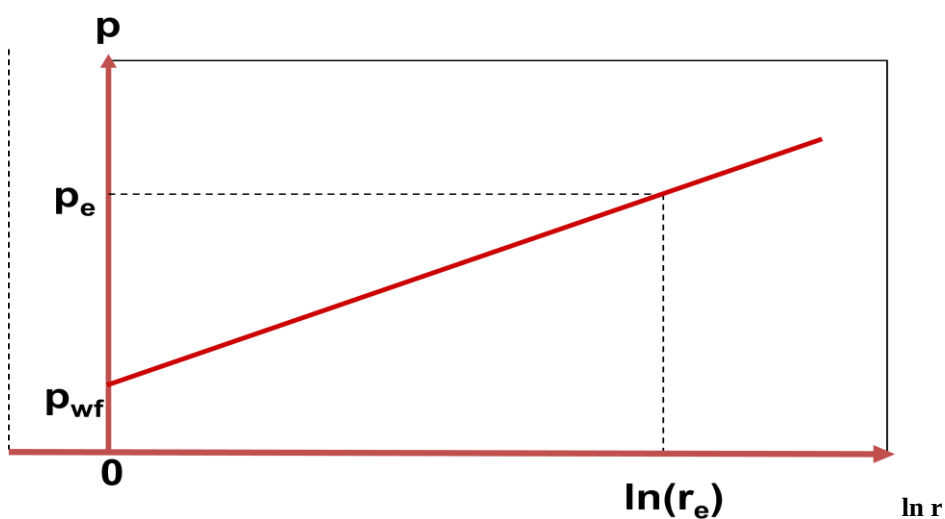
$$q = \frac{7/08kh(p - p_{wf})}{\mu B \ln\left(\frac{r}{r_w}\right)}$$

$$\Rightarrow p = p_{wf} + \frac{q\mu B}{7/08kh} \ln\left(\frac{r}{r_w}\right) \quad (10-1)$$

با رسم فشار بر حسب فاصله از دیواره چاه نمودار زیر بدست می‌آید:



شکل ۵: توزیع فشار در مخزن

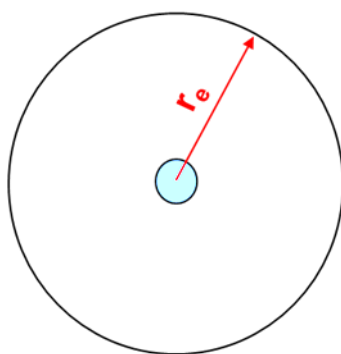


شکل ۶: توزیع فشار در مخزن

همانطور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود با نزدیک شدن به دیواره چاه، مقدار افت فشار در یک فاصله مشخص به شدت افزایش می‌یابد. این امر بدان علت است که با نزدیک شدن به دهانه چاه، سطح مقطعی که نفت از آن عبور می‌کند (A) کاهش می‌یابد، در نتیجه سرعت نفت به شدت افزایش می‌یابد و این افزایش سرعت باعث افت فشار بیشتر می‌شود.

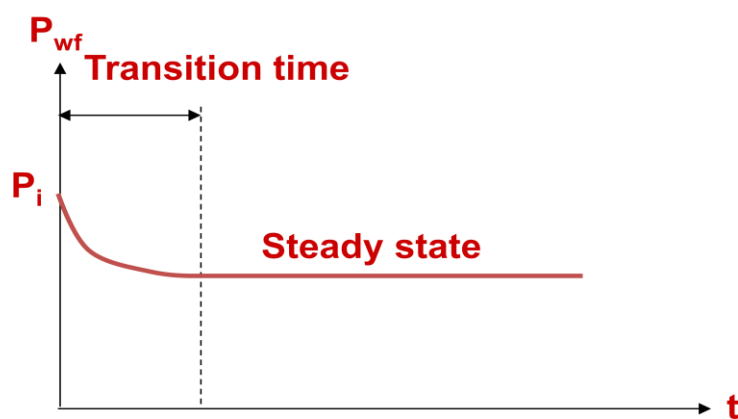
انواع boundary

Boundary $\begin{cases} 1 - \text{constant pressure outer boundary} \\ 2 - \text{No flow outer boundary} \end{cases}$

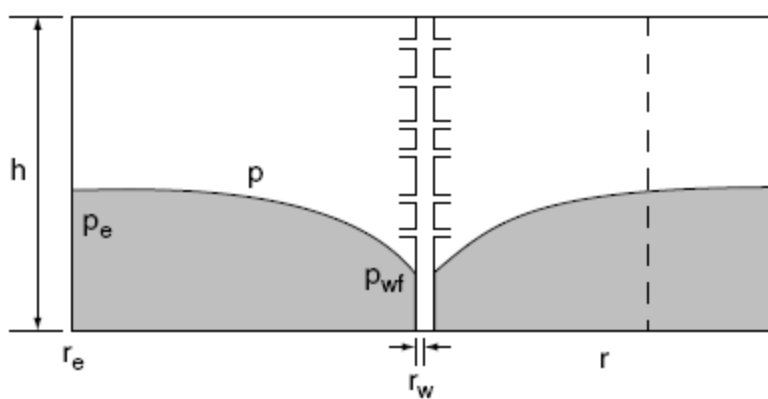


$$p_e = \text{cons.}$$

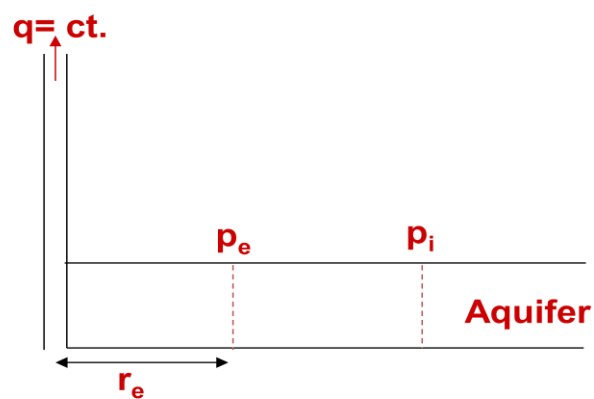
شکل 7: constant pressure outer boundary



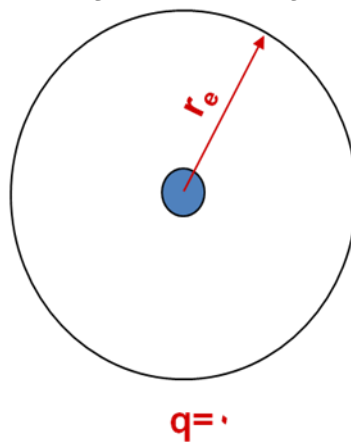
شکل 8: بوجود آمدن جریان پایا در مخازنی که در آنها فشار boundary ثابت است



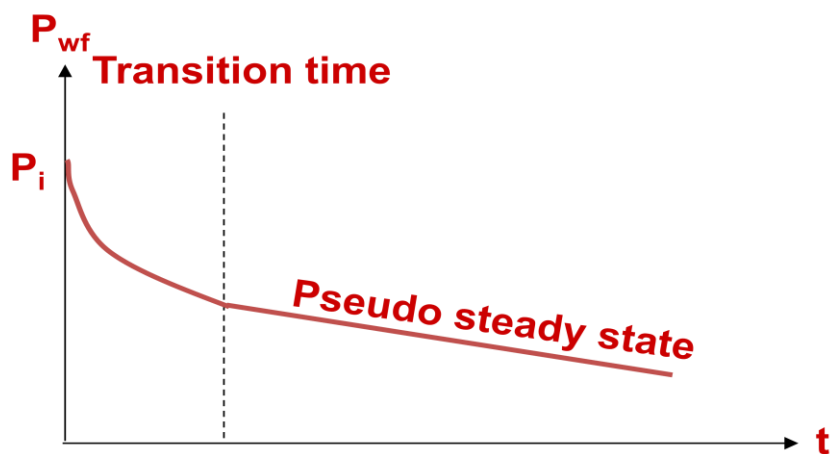
شکل 9: توزیع فشار در یک مخزن دارای constant pressure outer boundary



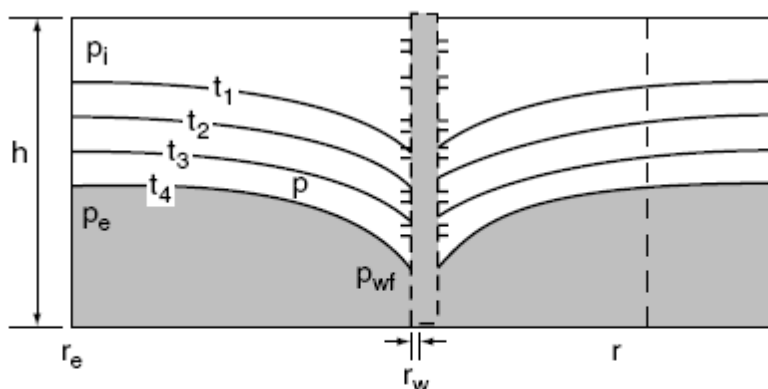
شکل 10: نقش Aquifer در ثابت ماندن فشار Boundary



شکل 11: No flow outer boundary



شکل ۱۲: بوجود آمدن جریان شبه پایا در مخازنی که در آنها فشار boundary ثابت نیست

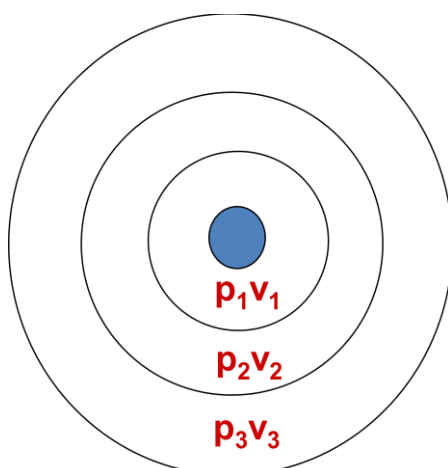


شکل 13: توزیع فشار در یک مخزن دارای no flow outer boundary

مفهوم فشار متوسط مخزن

$$q = \frac{7.08kh(p_e - p_{wf})}{\mu B L n\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

فشار به دست آمده از داده‌های چاه‌آزمایی^۱ فشار متوسط مخزن می‌باشد نه فشار مخزن در Boundary، بنابراین اکثراً در معادله داری از فشار متوسط مخزن استفاده می‌کنند.



شکل ۱۴: مفهوم فشار متوسط حجمی

$$P_r = \frac{\int_{r_e}^{r_w} p dv}{\int_{r_e}^{r_w} dv} \approx \frac{p_1 v_1 + p_2 v_2 + p_3 v_3 + \dots}{v_1 + v_2 + v_3 + \dots}$$

1 - well test

P_r : فشار متوسط حجمی

فشار متوسط در شرایط جریان پایا

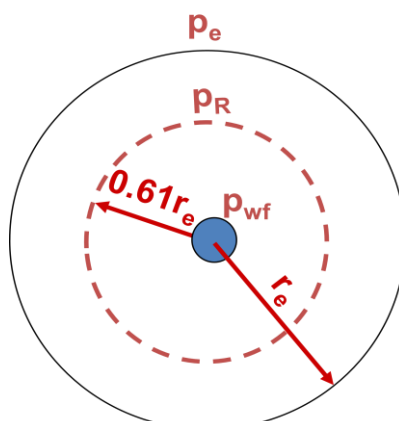
طبق نظر گرفت^۱ در شرایط جریان پایا، فشار متوسط مخزن برابر است با فشار مخزن در $r=0.61 r_e$ (شکل ۱۵ و ۱۶) بنابراین:

$$P @ (r = 0.61 r_e) = P_r = P_{wf} + \frac{q \mu B L n \left(\frac{0.61 r_e}{r_w} \right)}{7.08 k h}$$

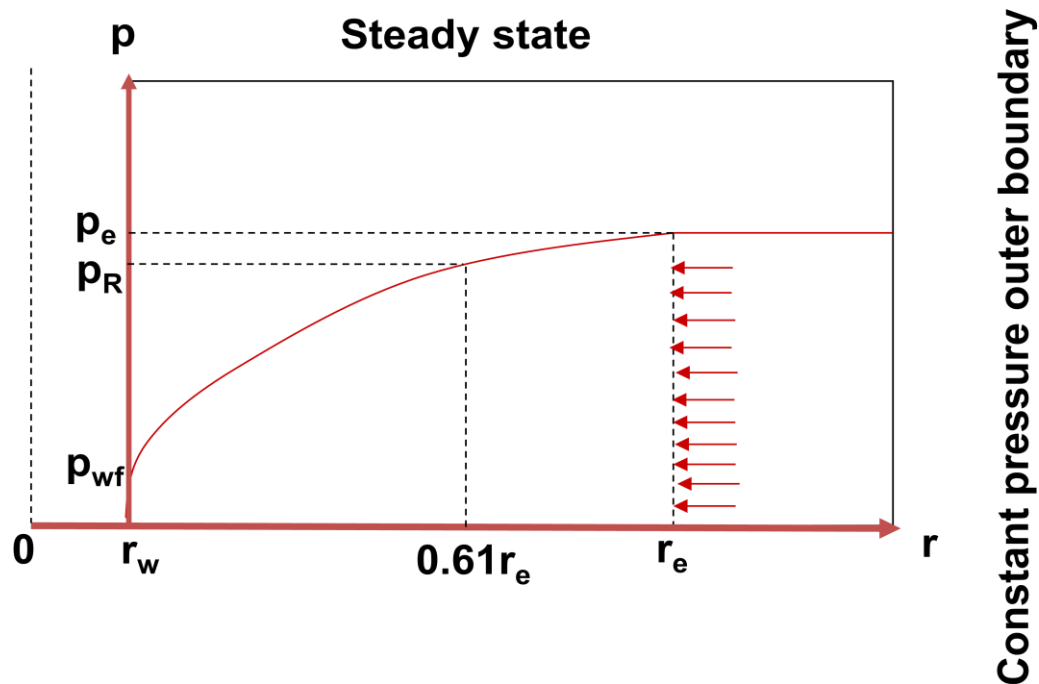
and

$$L n \left(\frac{0.61 r_e}{r_w} \right) = L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5$$

$$\Rightarrow q = \frac{7.08 k h (P_r - P_{wf})}{\mu B [L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5]} \quad (11 - 1)$$



شکل 15: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان پایا با فشار متوسط مخزن برابر است

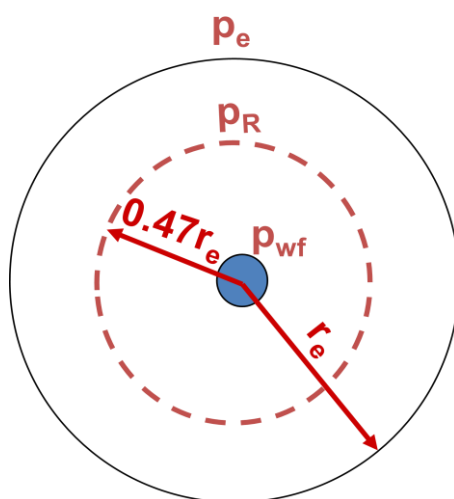


شکل 16: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان پایا با فشار متوسط مخزن برابر است

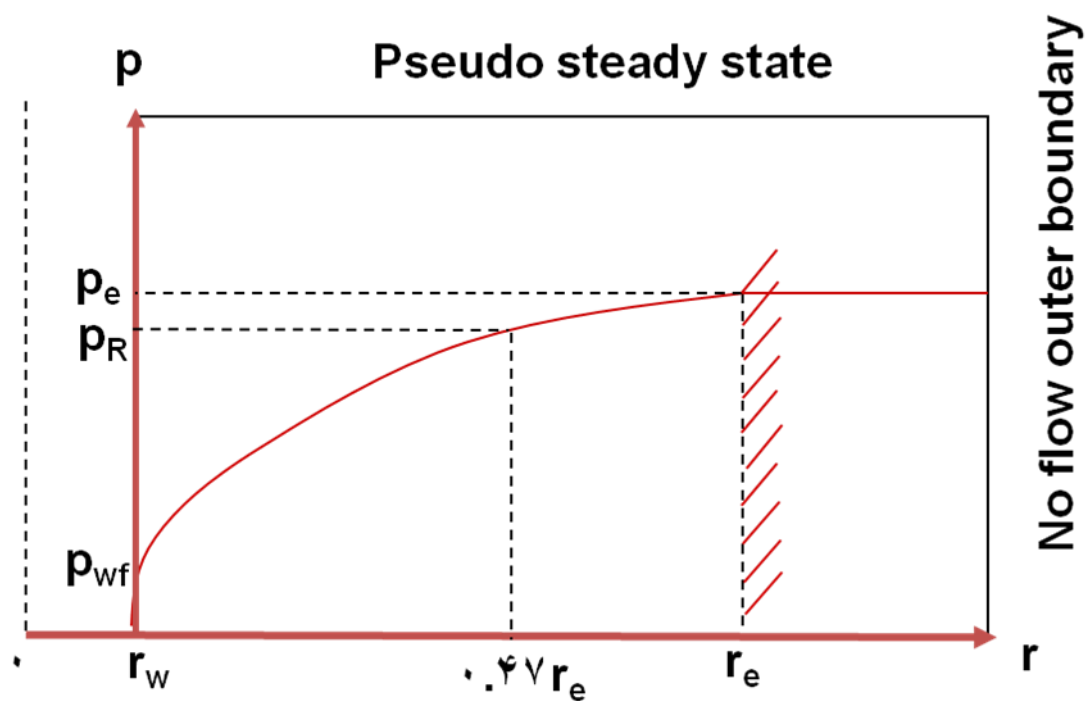
فشار متوسط در شرایط جریان شبه پایا

طبق نظر گرفت در شرایط جریان شبه پایا، فشار متوسط مخزن برابر است با فشار مخزن در $r = 0.47 r_e$ (شکل ۱۷ و ۱۸) بنابراین:

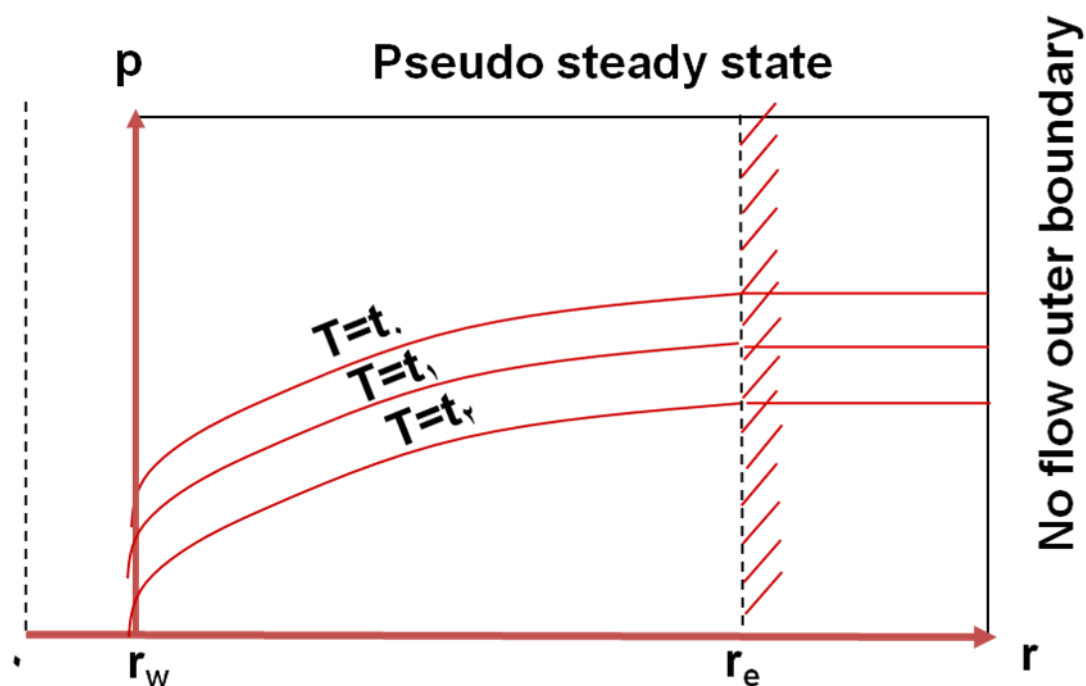
$$q = \frac{7.08kh(P_r - P_{wf})}{\mu B \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 \right]} \quad (12-1)$$



شکل 17: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان شبه پایا با فشار متوسط مخزن برابر است



شکل 18: نقطه‌ای از مخزن که فشار در آن نقطه در شرایط جریان شبه پایا با فشار متوسط مخزن برابر است



شکل ۱۹: چگونگی تغییر فشار مخزن در شرایط جریان شبه پایا با گذشت زمان

بنابراین به طور خلاصه می‌توان معادلات مربوط به جریان پایا و شبه پایا هنگامی که فشار متوسط مخزن در دست است را به صورت زیر نوشت:

$$\left\{ \begin{array}{l} q = \frac{7/08kh(P_r - P_{wf})}{\mu B [Ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0/5]} \rightarrow S.S.con \\ q = \frac{7/08kh(P_r - P_{wf})}{\mu B [Ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0/75]} \rightarrow PS.S.con \end{array} \right.$$

نکته: اشتباه استفاده کردن از این دو معادله خطای بسیار کوچکی ایجاد می‌کند (از نظر محاسباتی) ولی اشتباه گرفتن این دو حالت خطای بسیار بزرگی است چون در حالت جریان شبه پایا فشار متوسط مخزن در هر لحظه در حال کاهش است.

نکته: با استفاده از داده‌های چاه‌آزمایی حدوداً می‌توان مشخص کرد که مخزن در حالت پایا تولید خواهد کرد یا شبه پایا، با توسعه مخزن اطلاعات ما کامل‌تر خواهد شد و تصمیمات به صورت درست‌تری گرفته خواهد شد.

نکته: معادله دارسی مستقل از زمان^۱ است یعنی با استفاده از معادله دارسی دقیقاً می‌توان دبی را در یک لحظه مثل t بدست آورد ولی نمی‌توان مثلاً تولید پنج سال بعد را با آن بدست آورد مگر اینکه فشار مخزن را در آن زمان داشته باشیم.

عملکرد چاه و مخزن^۲

$$q = \frac{7/08kh(P_r - P_{wf})}{\mu\beta[Ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0/5]}$$

$$\Rightarrow q = j(P_r - P_{wf})$$

j به ویژگیهای چاه و مخزن بستگی دارد و برای هر چاه در حال تولید مقدار ثابتی دارد و به آن شاخص تولید^۳ گفته می‌شود^۴.

$$j = \frac{q}{P_r - P_{wf}} \left(\frac{STB}{Day.Psi} \right) \quad (13-1)$$

بنابراین با استفاده از مفهوم شاخص تولید معادله دارسی شکلی بسیار ساده‌تر و مفیدتر پیدا می‌کند (معادله 13-1). در رابطه بالا تنها دو متغیر وجود دارد (q, P_{wf}) که با تغییر یکی، دیگری نیز تغییر می‌کند. اگر بخواهیم مقدار تولید یک چاه را بر حسب تمام فشارهای ته‌چاهی داشته باشیم، می‌توانیم نمودار q بر حسب P_{wf} را رسم کنیم. این نمودار که بسیار سودمند نیز می‌باشد، نمودار IPR^۵ نامیده می‌شود. در زیر با این نمودار بیشتر آشنا می‌شوید.

نمودار IPR برای یک سیال تراکم ناپذیر

اگر سیال تولیدی تراکم‌ناپذیر باشد (مثل مخزن فوق اشباع) نمودار IPR کاملاً خطی است که شکل ۲۰ نمونه‌ای از آن را نشان می‌دهد.

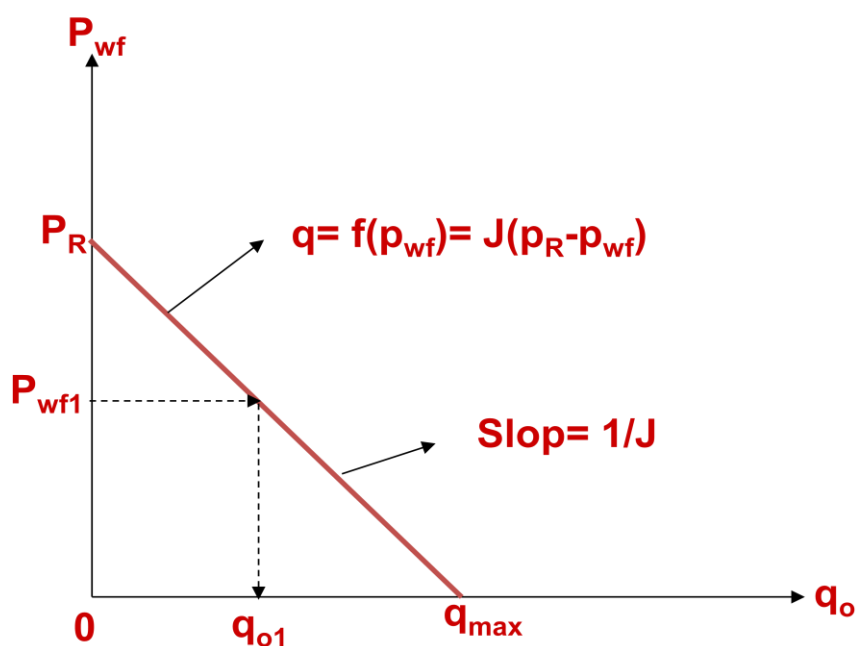
1 - time independent

2 - Reservoir well performance

3- productivity index

4 - j shows amount of oil which can be produced from the well within one day when pressure decreases one unit.

5 - inflow performance relationship

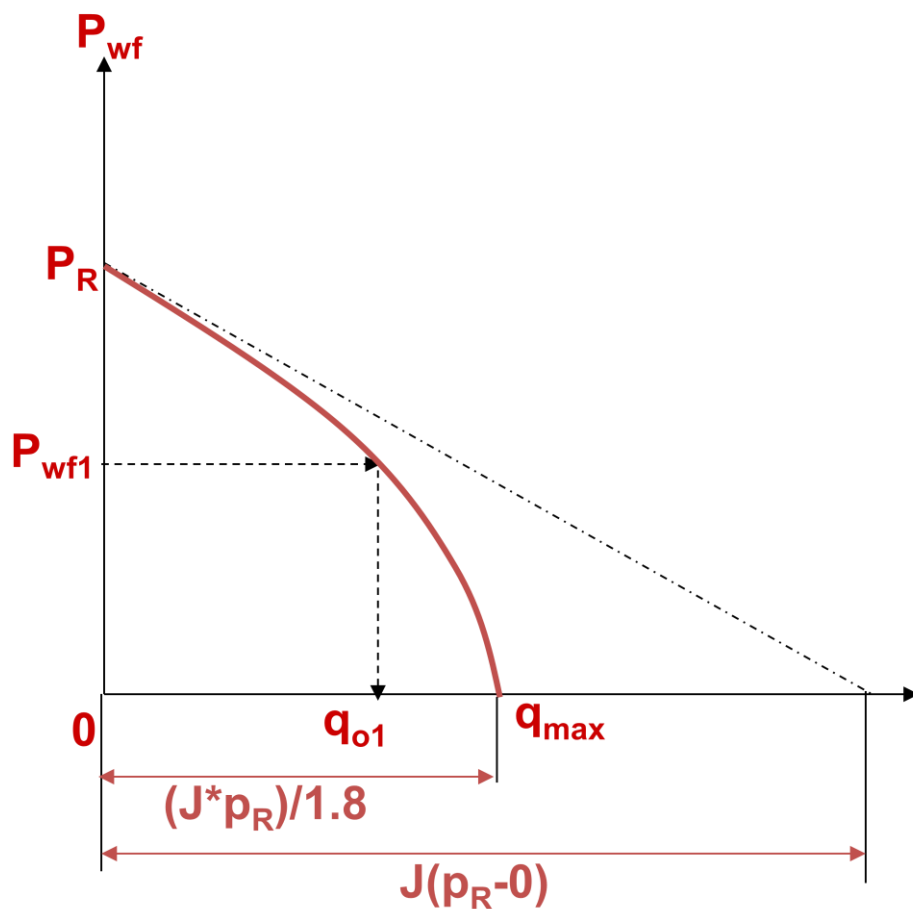


شکل ۲۰: نمودار IPR برای یک سیال تراکم ناپذیر

نمودار IPR برای یک سیال تراکم پذیر

اگر سیال تولیدی تراکم پذیر باشد (مثل گاز) نمودار IPR مربوط به آن همانند شکل ۲۱ خواهد بود و توسط یکی از معادلات تجربی زیر قابل رسم می باشد:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{vogel}) \\ q_{\max} = \frac{J \times P_r}{1.8} \\ q = c(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (\text{fetkovich}) \\ c \text{ \& } n \text{ from multirate test} \end{array} \right.$$



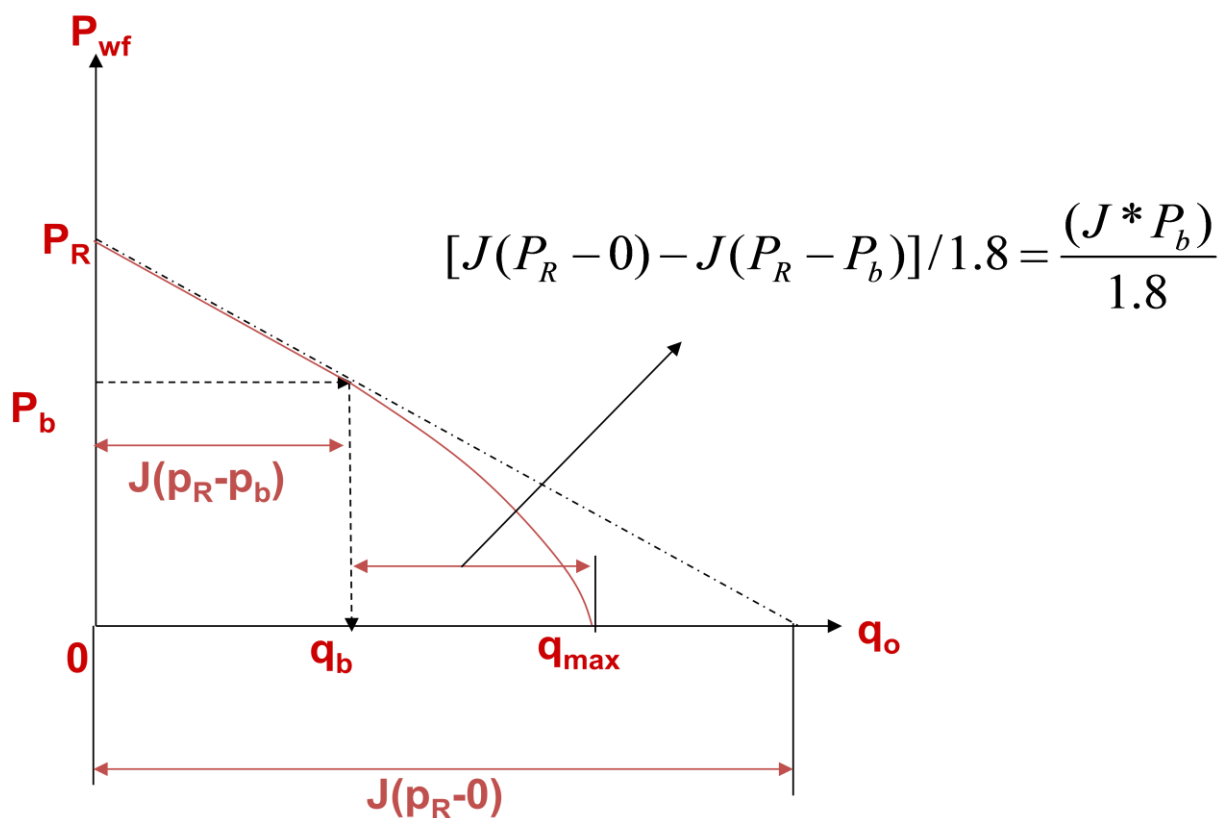
شکل ۲۱: نمودار IPR برای یک سیال تراکم پذیر

Composite IPR

در این حالت یعنی وقتی سیال تولیدی نفت خام می‌باشد تا زمانی که فشار ته چاه بالاتر از فشار نقطه حباب^۱ است، نمودار IPR از معادله دارسی پیروی می‌کند ولی به محض اینکه فشار ته چاه از فشار نقطه حباب کمتر شد حبابهای گاز در نفت تولیدی شروع به تولید می‌کنند و دیگر سیال تولیدی تراکم‌ناپذیر^۲ نمی‌باشد لذا از این به بعد نمودار IPR از معادله ووگل^۳ پیروی خواهد کرد.

$$\begin{cases} q = J \times (P_r - P_{wf}) & P_{wf} > P_b \\ q = q_b + \left(\frac{J \times P_b}{1/8} \right) \left[1 - 0/2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0/8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] & P_{wf} < P_b \end{cases}$$

1 - bubble point
2 - incompressible
3 - Vogel



شکل ۲۲: نمودار IPR برای سیالی مثل نفت خام

مثال:

چاهی عمودی در یک مخزن اشباع حفر شده است. اگر اطلاعات زیر در دست باشد، با استفاده از رابطه Vogel مقدار دبی چاه بر حسب STB/day در فشارهای داده شده در جدول زیر را بدست آورید.

P_{wf} (psi)	q (STB/day)
۵۶۵۱	
۵۰۰۰	
۴۰۰۰	
۳۰۰۰	
۲۰۰۰	
۱۰۰۰	
۵۰۰	
.	

ϕ (porosity) = 0/19

k (permeability)=8/2 md

h (reservoir thickness)=53 ft

p_r (average reservoir pressure) = 5651 psia

p_b (bubble point pressure)= 5651 psia

B_o (oil formation volume factor)= 1/1

μ_o (oil viscosity)=1/7 cp

C_t (total fluid compressibility)=0/0000129 psi⁻¹

A (drainage Area) = 640 acres

r_w (well radius) = 0/328 ft

s (skin factor) =0

Pseudo steady state flow.

حل:

$$J = \frac{7/08 kh}{\mu B \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s - 0/75 \right)}$$

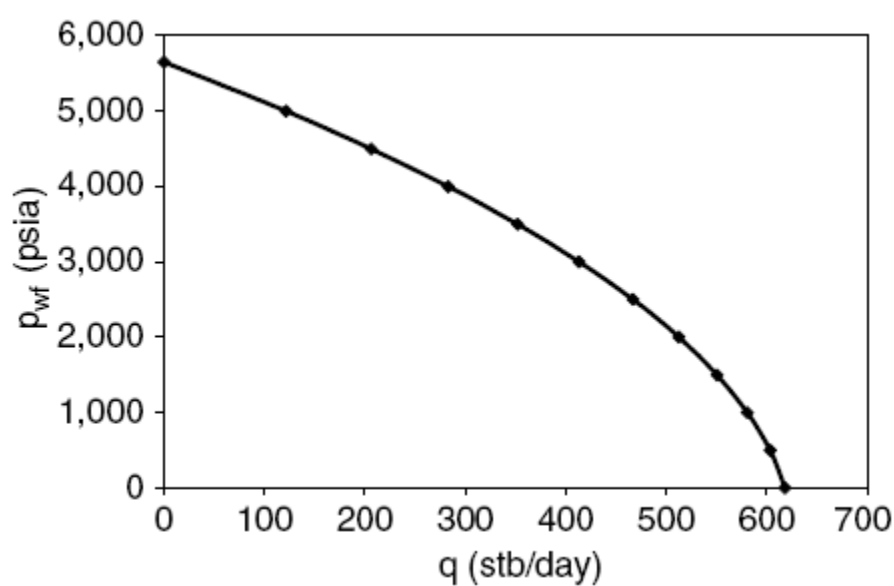
$$= \frac{7/08 \times 8/2 \times 10^{-3} \times 53}{1/1 \times 1/7 \times \left(\ln \frac{2980}{0/328} - 0/75 \right)} = 0/1968 \frac{\text{STB}}{\text{day} \cdot \text{psi}}$$

$$q_{\max} = \frac{J \times p_r}{1/8} = \frac{0/1968 \times 5651}{1/8} = 618 \text{ STB/day}$$

$$q = q_{\max} \left[1 - 0/2 \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right) - 0/8 \left(\frac{P_{wf}}{p_r} \right)^2 \right]$$

$$q = 618 \left[1 - 0/2 \left(\frac{P_{wf}}{5651} \right) - 0/8 \left(\frac{P_{wf}}{5651} \right)^2 \right]$$

p_{wf} (psi)	q_o (stb/day)
5,651	0
5,000	122
4,500	206
4,000	283
3,500	352
3,000	413
2,500	466
2,000	512
1,500	550
1,000	580
500	603
0	618



مثال:

اگر داده‌های زیر از یک چاه نفتی در دست باشد، موارد زیر را حساب کنید:

productivity index -a

absolute open flow -b

c- نمودار IPR مربوط به این چاه با استفاده از رابطه vogle و با فرض اینکه فشار نقطه حباب برابر با 2000psi است

داده‌ها:

تراوایی نسبت به نفت، $k_o = 30 \text{ md}$

ضخامت مخزن، $h = 40 \text{ ft}$

فشار متوسط مخزن، $p_r = 3000 \text{ psig}$

مساحت ناحیه زهکشی، $A = 160 \text{ acres}$

شعاع چاه، $r_w = 12/25 \text{ in}$

گرانروی نفت، $\mu = 0/8 \text{ cp}$

$s = 1$

$B_o = 1/2 \text{ bbl/STB}$

حل:

(a)

$$r_e = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{160 \times 43560}{\pi}} = 1490 \text{ ft}$$

$$J = \frac{7/08kh}{\mu B [\ln \frac{r_e}{r_w} - 0/75 + s]}$$

$$= \frac{7/08 \times 0/03 \times 40}{0/8 \times 1/2 \times (\ln \frac{1490}{1/02} - 0/75 + 1)} = 1/174 \frac{\text{STB}}{\text{day} \cdot \text{psi}}$$

(b)

$$q_{\max} = J \times (p_r - 0) = 3522/6 \text{ STB/day}$$

(c)

$$\begin{cases} q = J \times (P_r - P_{wf}) & P_{wf} > P_b \\ q = q_b + \left(\frac{J \times P_b}{1/8} \right) \left[1 - 0/2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0/8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] & P_{wf} < P_b \end{cases}$$

$$q_b = 1/174(3000-2000) = 1174 \text{ STB/day}$$

|

$$\begin{cases} q = 1/174 \times (3000 - P_{wf}) & P_{wf} > 2000 \\ q = 1174 + \left(\frac{1/174 \times 2000}{1/8} \right) \left[1 - 0/2 \left(\frac{P_{wf}}{2000} \right) - 0/8 \left(\frac{P_{wf}}{2000} \right)^2 \right] & P_{wf} < 2000 \end{cases}$$

$p_{wf}(\text{psi})$	$q \text{ (STB/day)}$
۳۰۰۰	۰
۲۰۰۰	۱۱۷۴
۱۵۰۰	۱۶۹۶
۱۰۰۰	۲۰۸۶
۵۰۰۰	۲۳۷۴
۰	۲۴۷۸

مثال:

نمودار IPR یک چاه قائم که در یک مخزن فوق اشباع و دارای مشخصات زیر حفر شده است را توسط رابطه vogle رسم کنید:

Porosity:	$\phi = 0/19$
Effective horizontal permeability:	$k = 8/2 \text{ md}$
Pay zone thickness:	$h = 53 \text{ ft}$
Reservoir pressure:	$p_r = 5,651 \text{ psia}$
Bubble point pressure:	$p_b = 3,000 \text{ psia}$
Fluid formation volume factor:	$B = 1/1$
Fluid viscosity:	$\mu = 1/7 \text{ cp}$
Total compressibility:	$c_t = 0/0000129 \text{ psi}^{-1}$
Drainage area:	$A = 640 \text{ acres}$ $(r_e = 2,980 \text{ ft})$
Wellbore radius:	$r_w = 0/328 \text{ ft}$
Skin factor:	$S = 0$

حل:

$$J = \frac{7/08kh}{\mu B [\ln \frac{r_e}{r_w} - 0/75 + s]}$$

$$= \frac{7/08 \times 8/2 \times 53}{1/1 \times 1/7 \times (\ln \frac{2980}{0/328} - 0/75 + 0)} = 0/1968 \frac{\text{STB}}{\text{day} \cdot \text{psi}}$$

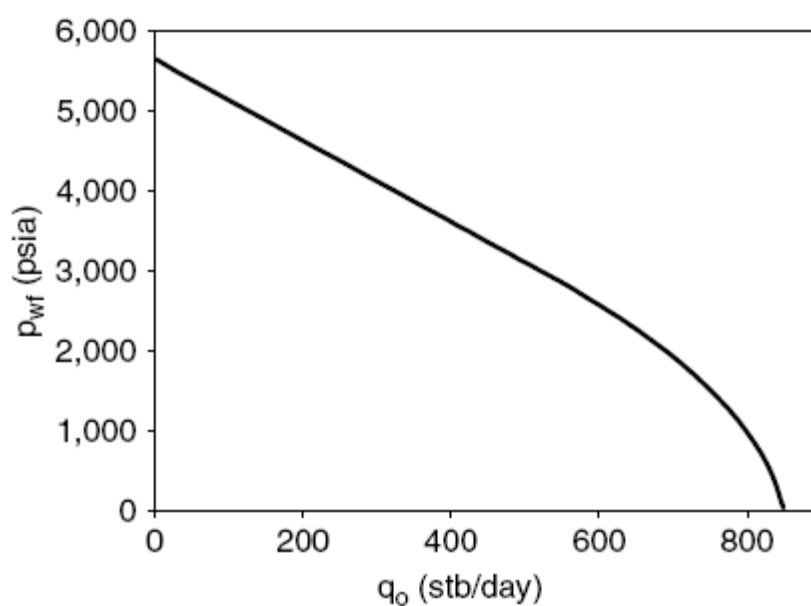
$$q_b = J(p_r - p_b) \\ = 0/1986(5651 - 3000) = 522 \text{ STB/day}$$

$$\begin{cases} q = 0/1986 \times (5651 - P_{wf}) & P_{wf} \geq 3000 \\ q = 522 + \left(\frac{0/1986 \times 3000}{1/8} \right) \left[1 - 0/2 \left(\frac{P_{wf}}{3000} \right) - 0/8 \left(\frac{P_{wf}}{3000} \right)^2 \right] & P_{wf} < 3000 \end{cases}$$

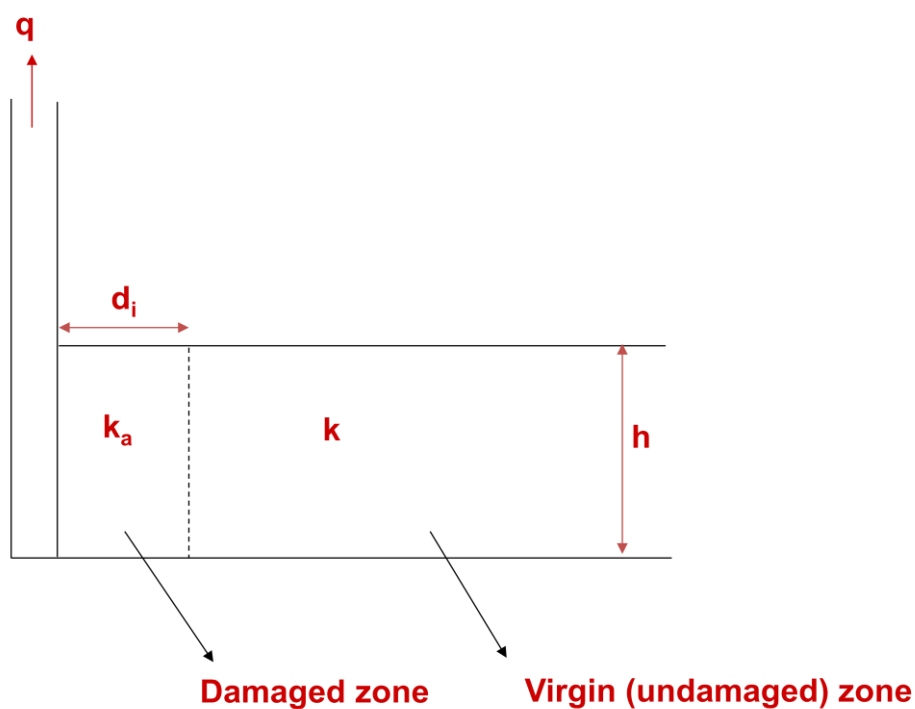
نقاط محاسبه شده توسط روابط بالا در جدول زیر داده شده است:

p_{wf} (psi)	q_o (stb/day)
0	850
565	828
1,130	788
1,695	729
2,260	651
2,826	555
3,000	522
5,651	0

نمودار IPR در شکل زیر رسم شده است:



ضریب پوسته^۱



شکل 23: مفهوم ناحیه صدمه دیده در اطراف چاه

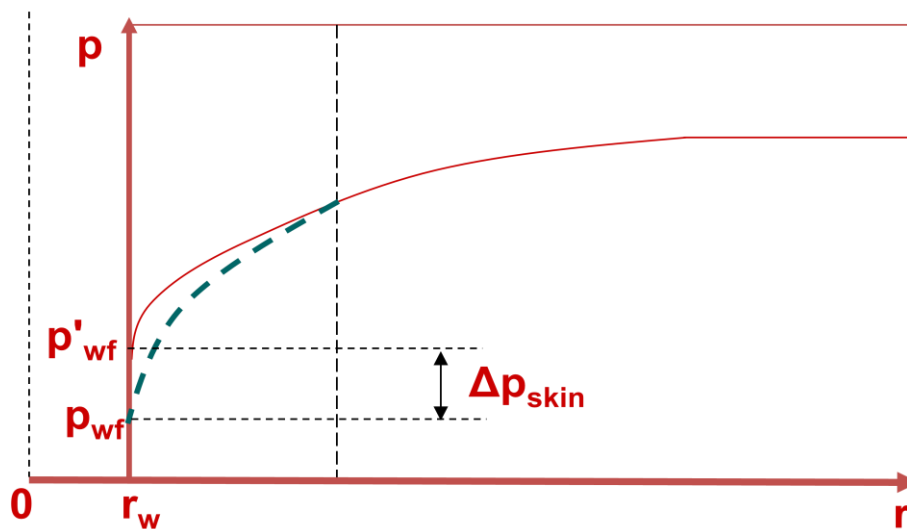
برخی از عوامل ایجاد صدمه به سازند:

- ۱- رسوب کردن ذرات جامد موجود در گل حفاری
 - ۲- تغییر ترشوندگی^۲ سنگ سازند به علت مواد شیمیایی موجود در گل حفاری
 - ۳- باد کردن ذرات رس^۳ موجود در سازند به علت آب موجود در گل حفاری
- عوامل ایجاد صدمه به سازند به طور کامل تر در فصل بعد مورد بررسی قرار می گیرند.

مقدار d_i بستگی دارد به:

- ۱- اختلاف فشار
- ۲- زمان
- ۳- خواص رئولوژیکی گل
- ۴- خواص فیزیکی سنگ مخزن

1 - Skin factor
2 - wettability
3 - clay swelling



شکل 24: افزایش افت فشار در ناحیه اطراف چاه به خاطر وجود آسیب

$$S \propto \Delta p_s$$

$$S = \frac{7/08kh\Delta p_s}{q\mu B}$$

$$\Rightarrow \Delta P_s = \frac{q\mu B}{7/08kh} S$$

$$\Rightarrow q = \frac{7/08kh(P_r - P_{wf})}{\mu B [\ln(\frac{r_e}{r}) - 0/75 + S]}$$

هر عاملی که باعث انحراف از معادله دارسی شود مثل توربولنسی، کم شدن سطح مقطع به علت مشبک کاری، تاثیر گل حفاری و غیره را تحت عنوان S وارد می کنیم.

$S > 0 \rightarrow$ restriction

$S < 0 \rightarrow$ stimulation

مقدار S تعیین نمی کند آیا ما باید اسید کاری انجام دهیم یا نه، بلکه باید ببینیم این S آیا تاثیر زیادی روی تولید گذاشته است یا خیر، یعنی اگر ΔP_s بزرگ است باید S را حذف کنیم.

مثال:

a- یک مخزن فوق اشباع چند سال است بدون تغییر در فشار متوسط مخزن در حال تولید است. تراوایی قسمت صدمه ندیده این مخزن توسط داده های چاه آزمایی برابر با ۱۰ میلی دارسی برآورد شده است. همچنین هنگامی که چاه با نرخ

1 - Perforation

80STB/day در حال تولید بوده است، فشار ته چاه برابر با 900 Psia اندازه گیری شده است. اگر اطلاعات زیر در دست

باشد، مقدار Δp_{skin} را محاسبه کنید:

- شعاع زهکشی چاه = 700ft

- شعاع چاه = 0/7 ft

- ضخامت متوسط مخزن = 6/9ft

- گرانیوی نفت داخل مخزن = 0/708 cp

- 1/25 bbl/STB = oil formation volume factor

b- اگر با اسیدکاری صدمه وارد شده به مخزن برداشته شود و فشار ته چاه همچنان 900 Psia بماند، تولید چاه چقدر خواهد شد؟

c- کل افت فشار در قسمت صدمه دیده چقدر خواهد بود اگر شعاع ناحیه صدمه دیده برابر با ۷ فوت در نظر گرفته شود؟

حل:

a- چون جریان پایا می باشد داریم:

$$q = \frac{7/08kh(P_e - P_{wf} - \Delta P_{skin})}{\mu B L n\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

$$\Rightarrow 80 = \frac{7/08 \times 0/01 \times 6/9 \times (2000 - 900 - \Delta P_{skin})}{0/708 \times 1/25 L n\left(\frac{700}{0/7}\right)}$$

$$\Rightarrow \Delta P_{skin} = 98/94 \text{ Psi}$$

b- اگر در رابطه بالا ΔP_{skin} را برابر با صفر قرار دهیم، داریم:

$$q = \frac{7/08 \times 0/01 \times 6/9 \times (2000 - 900 - 0)}{0/708 \times 1/25 L n\left(\frac{700}{0/7}\right)} = 88 \text{ STB/day}$$

c- کل افت فشار در قسمت صدمه دیده برابر است با افت فشار ناشی از حرکت سیال در این قسمت اگر فرض شود آسیب وجود ندارد بعلاوه افت فشار ناشی از آسیب:

$$\Delta p_{total} = \Delta p_1 + \Delta p_{skin}$$

$$\Delta p_{skin} \approx 99 \text{ psi}$$

$$q = \frac{7/08kh\Delta P_1}{\mu B L n\left(\frac{r}{r_w}\right)}$$

$$\Rightarrow 88 = \frac{7/08 \times 0/01 \times 6/9 \times \Delta P_1}{0/708 \times 1/25 \ln\left(\frac{7}{0/7}\right)}$$

$$\Rightarrow \Delta P_1 = 333/7 \text{ Psi}$$

$$\Rightarrow \Delta P_{total} = 333/7 + 99 = 432/7$$

Flow efficiency

$$E_f = \frac{q_{o \text{ actual}}}{q_{o \text{ ideal}}}$$

$$E_f = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0/75}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0/75 + s}$$

قائده سرانگشتی:

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \cong 6/5 \text{ to } 8/5$$

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0/75 \cong 7$$

$$\Rightarrow E_f \cong \frac{7}{7 + S}$$

Damage ratio

$$R_d = \frac{1}{E_f}$$

Apparent well radius

$$r_{wa} = r_w e^{-s}$$

تمرین‌ها

۱- پس از حفاری چاهی در منطقه نفتی یک مخزن (Oil Zone)، تست DST گرفته شد و داده‌های زیر بدست آمد:

- ✓ Average reservoir Pressure (P_R)= 2000 Psi,
- ✓ Average reservoir Permeability ($\bar{K}$)= 10 md,
- ✓ Effective Drainage radius (r_e)=750 ft,
- ✓ Formation skin factor = s ,
- ✓ Radius of skin (r_s) =5 ft.

از نمونه نفت بدست آمده از تست DST نیز داده‌های زیر بدست آمد:

- ✓ Reservoir oil viscosity (μ_o) =0.71 cp,
- ✓ Oil formation volume factor (B_o)=1.25 bbl/STB,
- ✓ Bobble point pressure (P_b) = 800 Psi.

مشخصات فیزیکی این چاه به صورت زیر می باشد:

- ✓ Well radius (r_w) = 0.5 ft,
- ✓ Average reservoir thickness (h)=70 ft,
- ✓ Reservoir depth (layer depth) = 9000 ft,

اگر تولید از چاه در حالت جریان پایا قرار داشته باشد، تولید چاه برحسب فشارته چاه چقدر است؟ نمودار IPR مربوطه را رسم کنید.

۲- برنامه کامپیوتری بنویسید که با توجه به تراکم‌پذیر یا تراکم‌ناپذیر بدون یک سیال نمودار IPR آن را رسم کند.

۳- موارد زیر را توضیح دهید.

a. علت افزایش افت فشار سیال در نزدیکی دیواره چاه

b. علت استفاده از فشار متوسط مخزن به جای فشار boundary مخزن در معادله داری

c. Absolute open flow

d. Skin factor

4- Construct IPR of a vertical well in an oil reservoir. Consider (1) steady-state flow, and (2) pseudo-steady-state flow. The following data are given:

Porosity,	$\phi = 0.25$
Effective horizontal permeability,	$k = 10 \text{ md}$
Pay zone thickness,	$h = 50 \text{ ft}$
Reservoir pressure,	$p_r = 5,000 \text{ psia}$
Bubble point pressure,	$p_b = 100 \text{ psia}$

Fluid formation volume factor,	$B = 1/2$
Fluid viscosity,	$\mu = 1/5 \text{ cp}$
Total compressibility,	$c_t = 0/0000125 \text{ psi}^{-1}$
Drainage area,	$A = 640 \text{ acres } (r_e = 2,980 \text{ ft})$
Wellbore radius,	$r_w = 0/328 \text{ ft}$
Skin factor,	$S = 5$

5- Construct IPR of a vertical well in a saturated oil reservoir using Vogel's equation. The following data are given:

Porosity,	$\phi = 0/2$
Effective horizontal permeability,	$k = 80 \text{ md}$
Pay zone thickness,	$h = 55 \text{ ft}$
Reservoir pressure,	$p_r = 4,500 \text{ psia}$
Bubble point pressure,	$p_b = 4,500 \text{ psia}$
Fluid formation volume factor,	$B = 1/1$
Fluid viscosity,	$\mu = 1/8 \text{ cp}$
Total compressibility,	$c_t = 0/000013 \text{ psi}^{-1}$
Drainage area,	$A = 640 \text{ acres } (r_e = 2,980 \text{ ft})$
Wellbore radius,	$r_w = 0/328 \text{ ft}$
Skin factor,	$S = 2$

6- Construct IPR of a vertical well in an unsaturated oil reservoir using generalized Vogel's equation.

The following data are given:

Porosity,	$\phi = 0/25$
Effective horizontal permeability,	$k = 100 \text{ md}$
Pay zone thickness,	$h = 55 \text{ ft}$
Reservoir pressure,	$p_r = 5,000 \text{ psia}$
Bubble point pressure,	$p_b = 3,000 \text{ psia}$
Fluid formation volume factor,	$B = 1/2$
Fluid viscosity,	$\mu = 1/8 \text{ cp}$
Total compressibility,	$c_t = 0/000013 \text{ psi}^{-1}$
Drainage area,	$A = 640 \text{ acres } (r_e = 2,980 \text{ ft})$
Wellbore radius,	$r_w = 0/328 \text{ ft}$
Skin factor,	$S = 5/5$

فصل دوم: آسیب‌های وارد به مخزن

مقدمه

آسیب دیدگی سازند^۱، تولید از چاه نفت و یا ظرفیت تزریق در سازند را کاهش می دهد و دفع آن یکی از اهداف مهم مهندسان نفت می باشد. همانطور که می دانیم نفوذ جامدات گل و کنده های حفاری و نیز مواد کنترل هرزروی^۲ می توانند تا 90% تراوایی سازند را کاهش دهند.

به هر عاملی که باعث محدود کردن جریان طبیعی سیال گردد formation damage گفته می شود. آسیب های وارد به مخزن را می توان به دودسته کلی آسیب های طبیعی و القایی تقسیم کرد.

- ✓ آسیب های طبیعی: به آن دسته از آسیب هایی گفته می شود که در اثر تولید از مخزن ایجاد می شوند،
- ✓ آسیب های القایی: به آن دسته از آسیب هایی گفته می شود که به علت انجام برخی از عملیات مثل حفاری، اسید کاری، تکمیل چاه، تزریق در چاه و غیره ایجاد می شوند.

آسیب های طبیعی

آسیب های طبیعی به مخزن می تواند علل گوناگونی داشته باشد مثل تورم رسها، مهاجرت ذرات و غیره که در زیر برخی از این علل را به طور مختصر بررسی خواهیم کرد.

مهاجرت ذرات^۳

در بسیاری از مخازن درصدی از ذرات تشکیل دهنده سنگ قابلیت حرکت دارند و با شروع به تولید از مخزن و افت فشار سیال داخل مخزن این ذرات شروع به حرکت در داخل فضاهای خالی سنگ مخزن می کنند. همچنین در اثر حرکت سیال در داخل مخزن نیز این ذرات شروع به حرکت می کنند که به راحتی می توانند برخی از گذرگاههای کوچک را مسدود کرده و باعث کاهش تولید شوند. به این ذرات کوچک fine گفته می شود که ممکن است شامل رسها و سیلتها باشند. این ذرات علاوه بر این که به مخزن آسیب وارد می کنند می توانند به سیستم های مقابله با تولید شن^۴ آسیب وارد کرده و باعث خوردگی در این سیستمها شوند. این ذرات ریز در اسید سولفوریک (H_2SO_4) حل می شوند.

متورم شدن رسها^۵

جذب آب توسط برخی از ملکولهای رسها باعث تورم آنها شده که این تورم باعث کوچک تر شدن فضاهای خالی موجود در سنگ می شود و در نهایت تراوایی سنگ مخزن کاهش می یابد. میزان حساسیت رس نسبت به آب، مقدار رس موجود در سنگ مخزن و

1 - Formation Damage
2 - Lost Circulation Material
3- Fine Migration
4 - Gravel Pack
5 - Clay Swelling

مکان قرار گیری رسها سه عامل مهم در میزان آسیب دیدگی یک مخزن توسط رسها می باشد. کانی اسمکتیت^۱ به شدت نسبت به آب حساس می باشد و در مجاورت آب ممکن است تا شش برابر حجم خود متورم شود. با استفاده از مخلوط اسید کلریدریک (HCl) و اسید فلوریک (HF) همراه با یک تعلیق کننده^۲ می توان رسهای متورم شده را بر طرف کرد.

رسوبات حاصل از آب املاح دار^۳

این رسوبات مواد شیمیایی محلول در آب هستند که به علت برخورد با آبهای ناسازگار مثل صافاب گل، آب تزریق شده به سازند و نیز آب وارد شده به سازند از aquifer و یا تغییر در شرایط تعادلی محلول مثل تغییر دما، فشار و میزان گاز محلول در نفت رسوب می کنند. شرایط ایجاد افت فشار و دما در سنگ مخزن در نزدیکی دیوار چاه، در داخل مشبک کاری^۴ و نیز در داخل لوله های مغزی^۵ بیشتر اتفاق می افتد و از این رو در این مناطق ایجاد scale با شدت بیشتری اتفاق می افتد. در زیر انواع scale و راههای برطرف کردن آنها آورده شده است:

✓ کلیست یا کربنات کلسیم^۶: که با خروج گاز CO₂ و افزایش PH محلول رسوب می کند. این گونه رسوبات با اسید کلریدریک (HCl) بر طرف می شوند.

✓ گچ^۷: که رایج ترین سولفات در صنعت نفت می باشد و با اتیلن دی آمین تترا استیک اسید (EDTA) بر طرف می شود.

✓ رسوبات آهن^۸: که شامل کربنات آهن و نیز سولفید آهن می باشد و به سختی قابل زدودن است. این رسوبات بیشتر در چاههایی که زمینه بیشتری برای حضور آهن داشته اند یافت می شوند. مثلاً در چاههایی که خوردگی آهن ناشی از لوله های حفاری بیشتر باشد یا در عملیات اسیدکاری به علت خورده شدن آهن توسط اسید، زنگهای آهن وارد مخزن شده باشند.

✓ رسوبات کلرید^۹: مانند کلرید سدیم ناشی از تغییر شرایط فشار و دما در آبهایی که حاوی این رسوبات می باشند. اینگونه رسوبات با اسید کلریدریک ضعیف یا آب^{۱۰} بر طرف می شوند.

✓ سولفات باریم (BaSO₄): از نظر کمیت کمترین مقدار و از نظر کیفیت از سخت ترین نوع رسوبات می باشد.

¹ - Smectite

² - Suspending Agent

³ - Scales

⁴ - Perforation

⁵ - Tubing

⁶ - CaCO₃

⁷ - Gypsum , [CaSO₄.2H₂O]

⁸ - Iron Scales

⁹ - Chloride Scales

¹⁰ - Water Fresh

✓ رسوبات سیلیکا^۱: علت به وجود آمدن این نوع رسوبات تزریق آب داغ می باشد.

رسوبات آلی^۲

رسوبات عالی شامل آسفالتن، پارافین و قیر می باشند که تحت تاثیر کاهش فشار یا دما در سنگ مخزن، لوله های مشبک و یا لوله های مغزی ایجاد می شوند. این نوع از رسوبات را می توان با استفاده از حلال های آلی^۳ بر طرف کرد.

امولسیونها^۴

ترکیباتی از دو یا چند سیال غیر قابل امتزاج^۵ هستند که به صورت ملکولی در داخل یکدیگر پخش نمی شوند. امولسیونها از یک فاز پیوسته^۶ و یک فاز ناپیوسته^۷ تشکیل شده اند بطوریکه فاز ناپیوسته به صورت قطراتی کوچک در فاز پیوسته معلق است. اسید کلریدریک یکی از اسیدهایی است که هنگام عملیات اسید کاری ممکن است با ایجاد امولسیون، مشکل ساز شود و باعث مسدود شدن بعضی از گلوگاههای موجود در سنگ مخزن شود. راه تضعیف حالت پایدار امولسیون، استفاده از امولسیون شکنها^۸ می باشد. این مواد در حقیقت کشش سطحی بین دو سیال را کاهش می دهند و باعث حل شدن دو سیال در یکدیگر می شوند. همانطور که مشاهده کردید بحث آسیب های سازند بسیار گسترده است و آنچه تا بدینجا بحث شد تنها مختصری بود در مورد آسیب دیدگی های طبیعی، و اما ادامه مطلب در مورد آسیبهای القایی:

آسیبهای القایی

همانطور که قبلاً اشاره شد این آسیبها هنگام انجام برخی از عملیات مثل حفاری، اسید کاری، مشبک کاری و... ایجاد می شوند.

مسدود شدن القایی توسط ذرات

علاوه بر ذرات مهاجرت کننده نظیر دانه های رسی و ذرات ریز دانه^۹ که قبلاً بررسی شدند، در حین عملیات حفاری، تکمیل، اسیدکاری و غیره بسیاری از ذرات خارجی ممکن است وارد سنگ مخزن شوند و باعث ایجاد صدمه به سنگ مخزن در اطراف دیواره چاه شوند.

تغییر تر شوندگی^{۱۰}

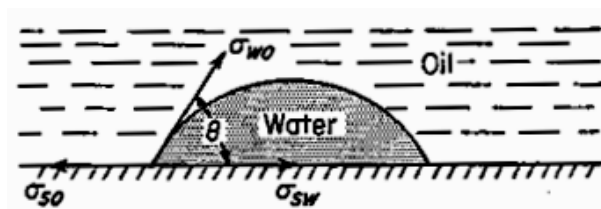
قبل از هر کاری باید بدانیم تر شوندگی چیست ؟

- 1 - Silica Scales
- 2 - Organic Deposits
- 3 - Organic Solvent
- 4 - Emulsions
- 5 - Immiscible
- 6 - Continues Phase
- 7 - Discontinuous Phase
- 8 - Demulsion
- 9 - Fine
- 10 - Wettability Change

واژه تر شوندگی^۱ به صورت زیر تعریف می شود:

" تمایل یک سیال برای پخش شدن بر یا چسبیدن به سطح یک جسم جامد در حضور سیالات غیر قابل امتزاج دیگر "

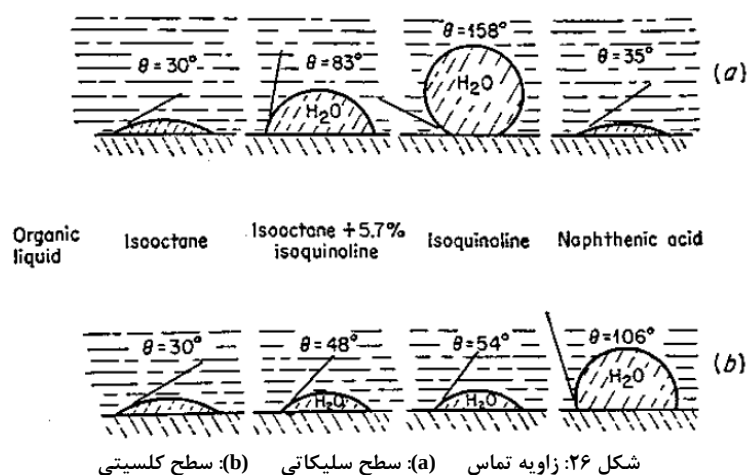
برای ارزیابی ترشوندگی یک مخزن می توان تنش های سطحی موجود در مخزن یعنی تنش های سطحی بین سیال-سیال و تنش سطحی بین سیال-جامد و زاویه تماس (θ) آنها را اندازه گرفت. توجه داشته باشید که ترشوندگی یک خاصیت و رفتار میکروسکو پیک است و اندازه گیری آن توسط روشهای آزمایشگاهی در مقیاس میکرو امکان پذیر است. زاویه θ در حقیقت زاویه ای است که بین سطح جامد و خط مماس بر سطح دو سیال در نقطه تماس دو سیال و جسم جامد وجود دارد. شکل ۲۵ تنش های سطحی بین سیال-سیال و تنش سطحی بین سیال-جامد و زاویه تماس (θ) را نشان می دهد.



شکل ۲۵: تنش های سطحی بین سیال-سیال و تنش سطحی بین سیال-جامد و زاویه تماس (θ)

زاویه θ معمولاً در فاز چگالتر اندازه گیری می شود و مقدار آن می تواند خاصیت تر شوندگی آن سیال را توصیف کند. اگر θ کمتر از ۹۰ درجه باشد گفته می شود فاز چگالتر فاز تر کننده^۲ است. مثلاً در شکل ۲۵ سطح مورد نظر نسبت به آب تر^۳ و نسبت به نفت غیر تر^۴ است. همانطور که در شکل ۲۶ نشان داده شده است، خاصیت تر کنندگی که یکی از خاصیت های بسیار موثر در تولید نفت یا گاز از چاه های نفت و گاز می باشد، علاوه بر جنس سطح جامد به نوع سیال های در تماس با آن هم بستگی دارد. همانطور که در این شکل دیده می شود، هنگامی که آب و ایزو اکتان استفاده می شوند، آب هر دو سطح تشکیل شده از کلیست و سیلیکات را تر می کند. هنگامی که آب و اسید نفتنیک^۵ استفاده می شوند، آب سطح سیلیکاتی را تر می کند در حالیکه در مورد سطح کلیستی، اسید نفتنیک فاز تر کننده می باشد. دو سیستم دیگر یعنی آب و ایزواکتان بعلاوه ایزوکوینولین^۶ و آب و ایزوکوینولین نتایجی شبیه به دو آزمایش قبل به دست می دهند. این آزمایشات وابستگی خاصیت تر شوندگی را به جنس سیالات در تماس با هم و نیز جنس سطح جامد در تماس با آنها نشان می دهد. همچنین از این آزمایشات می توان دریافت که بسته به جنس سنگ مخزن و سیالات موجود در آن، سنگ مخزن ممکن است آب دوست^۷ یا نفت دوست^۸ باشد.

- 1 - Wettability
- 2 - Wetting Phase
- 3 - Wet
- 4 - Non Wet
- 5 - Naphthenic Acid
- 6 - Isoquinoline
- 7 - Water Wet
- 8 - Oil Wet



شکل ۲۶: زاویه تماس (a) سطح سیلیکاتی (b) سطح کلسیتی

جدول ۲ خواص تر کنندگی چند جفت سیال در تماس با یکدیگر را در شرایط مخزن و آزمایشگاه نشان می دهد.

جدول ۲: خاصیت تر کنندگی چند جفت سیال در تماس با یکدیگر در شرایط مخزن و آزمایشگاه

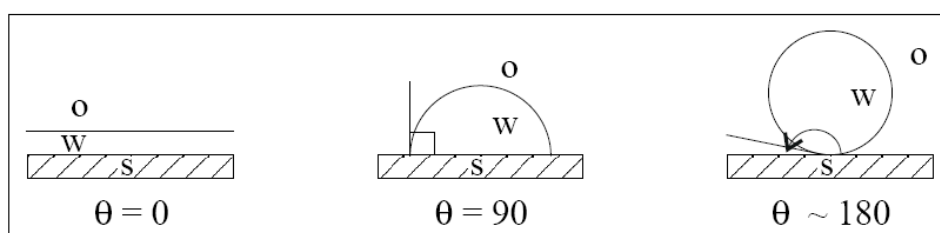
System		Conditions		
Wetting phase	Non-wetting phase	T = temperature P = pressure	θ	σ (dynes/cm)
Brine	Oil	Reservoir, T, P	30	30
Brine	Oil	Laboratory, T, P	30	48
Brine	Gas	Laboratory, T, P	0	72
Brine	Gas	Reservoir, T, P	0	(50)
Oil	Gas	Reservoir, T, P	0	4
Gas	Mercury	Laboratory, T, P	140	480

مقادیر مختلف زاویه تماس^۱ هنگامی که دو سیال در مجاورت یکدیگر قرار می گیرند، مقادیر متفاوتی از ترشوندگی را نشان می دهد

و با قانون سر انگشتی نشان داده شده در جدول ۳ و شکل ۲۷ قابل تفسیر می باشد.

جدول ۳: درجه بندی تر شوندگی با توجه به زاویه تماس

Contact angle values	Wettability preference
0 – 30	Strongly water wet
30 – 90	Preferentially water wet
90	Neutral wettability
90 – 150	Preferentially oil wet
150 – 180	Strongly oil wet



شکل ۲۷: مثالی از انواع مختلف تر کنندگی و زاویه تماس

برای به دست آورد بیشترین ظرفیت جریان، سنگ مخزن باید آب دوست باشد ولی متأسفانه به علت وجود برخی از مواد موجود در سیال حفاری، سنگ مخزن در اطراف دیواره چاه از آب دوست به نفت دوست تبدیل می شود که همین عامل باعث کاهش تراوایی سنگ در اطراف دیواره چاه می شود.

واکنشهای اسید و محصولات جانبی آن

در اثر اسید کاری ممکن است مشکلات بسیار زیادی بوجود آید که از جمله آنها می توان به موارد زیر اشاره کرد:

- ✓ ورود مواد آسیب زننده توسط اسید به داخل سنگ مخزن
- ✓ تغییر تر شوندگی سنگ مخزن از حالت آب دوست به نفت دوست بر اثر اضافه شدن موادی نظیر مواد جلوگیری کننده از خوردگی^۱
- ✓ انسداد گلوگاههای موجود در سنگ مخزن توسط آب
- ✓ رسوب آسفالتن یا پارافین هنگامی که حجم زیادی از اسید به داخل سنگ مخزن تزریق می شود.

آسیب های ناشی از باکتری ها

باکتری ها موجودات میکروارگانیسمی هستند که ممکن است هنگام حفاری، تکمیل چاه یا اسید کاری و غیره به همراه فاز آبی سیال مورد استفاده وارد سنگ مخزن شوند. این باکتری ها در شرایط زیر می توانند رشد کنند:

دما: 120-250 °F

PH: 1-11

شوری: 30%

فشار: <2500 psi

باکتری‌ها ممکن است هوازی^۱، بی هوازی^۲ یا مخلوطی از این دو حالت باشند. باکتری‌ها به طور طبیعی در آبهای سطحی و آبهای دریا موجود هستند و ماده جانبی ناشی از فعالیت باکتری‌ها سولفید هیدروژن (H_2S) است که خاصیت خوردگی دارد و همچنین کیفیت نفت را به شدت پایین می آورد.

فصل سوم: Matrix acidizing

مقدمه

عملیات تحریک چاه^۱

به کلیه عملیاتی که باعث کاهش آسیب‌های وارد به سازند و اثر پوسته^۲ شود، تحریک چاه گفته می‌شود. عملیات تحریک ممکن است به دو صورت بر آسیب‌های وارد به سازند اثر بگذارد:

۱- با کاهش دادن یا برطرف کردن آسیب‌های وارد به سازند (مثل اسیدکاری)

۲- با عبور^۳ از آسیب‌های وارد به سازند (مثل لایه شکافی^۴)

سه روش اصلی برای تحریک چاه عبارتند از:

۱- اسیدکاری سازند^۵ ← باعث کاهش یا برطرف شدن آسیب می‌شود.

۲- لایه شکافی اسیدی^۶ ← باعث برطرف شدن و عبور از آسیب می‌شود.

۳- لایه شکافی هیدرولیکی^۷ ← باعث برطرف شدن آسیب می‌شود.

اسیدکاری سازند که در سازندهای ماسه سنگی کاربرد زیادی دارد باعث کاهش یا از بین رفتن آسیب^۸ می‌شود. در این روش تولید پس از اسید کاری از تولید اولیه (وقتی که skin وجود نداشته) خیلی بیشتر نخواهد شد. با داشتن h , d_i و نیز ϕ حجم اسید لازم برای پر کردن ناحیه صدمه دیده بدست می‌آید (شکل ۲۸).

در لایه شکافی اسیدی و لایه شکافی هیدرولیکی با ایجاد شکاف از نواحی صدمه دیده عبور می‌کنیم، چون شکاف دارای تراوایی^۹ بسیار بالایی است و سیال عملاً از آن عبور می‌کند.

فرآیند دیگری به نام شستشوی اسیدی^{۱۰} وجود دارد که از آن فقط برای تمیز کردن محیط داخل چاه استفاده می‌شود (مانند گراولها^{۱۱} و مشبک کاری^{۱۲}) در شستشوی اسیدی عملیات اسید کاری سازند مد نظر نیست بلکه تنها مقدار کمی اسید به داخل

1 - Stimulation Process

2 - Skin Effect

3 - Bypassing

4 - Fracturing

5 - Matrix Acidizing

6 - Acid Fracturing

7 - Hydraulic Fracturing

8 - Damage

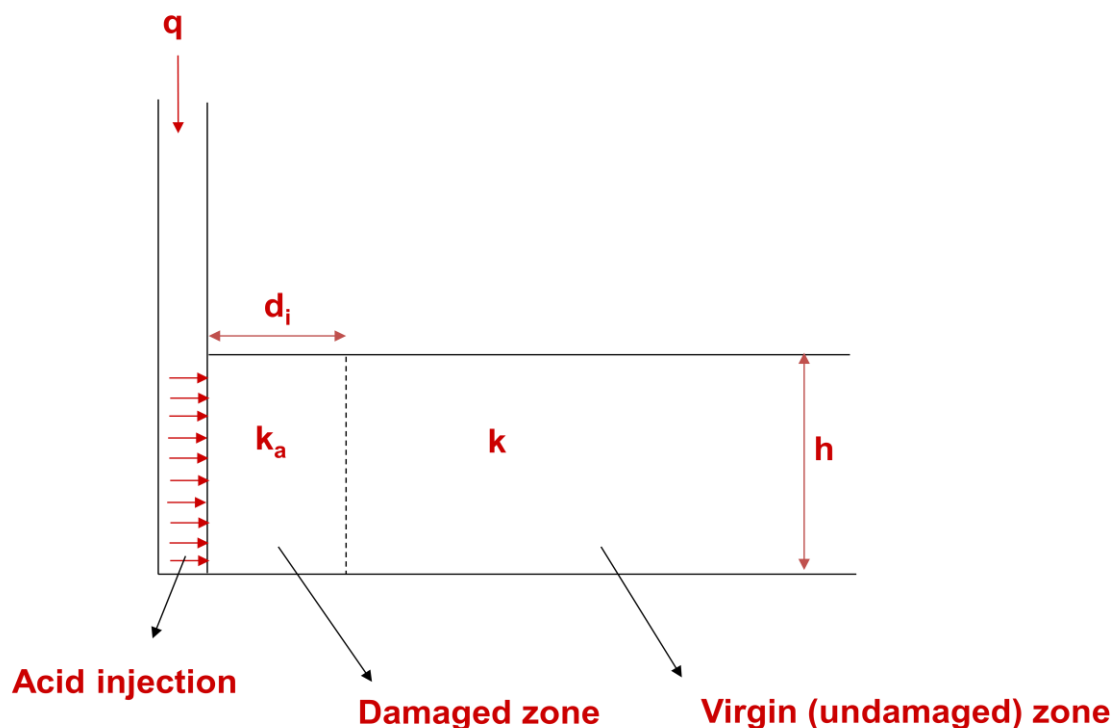
9 - Permeability

10 - Acid Wash

11 - Gravels

12 - Perforation

مشبک کاری تزریق می شود. از این فرآیند برای حذف گچ^۱ داخل لوله ها نیز استفاده می شود که حتماً باید از اسید مناسب استفاده شود.



شکل ۲۸: اسیدکاری ناحیه صدمه دیده در اطراف چاه

سیستم های اسیدی

اسیدهایی را که ممکن است در عملیات اسیدکاری سازند استفاده شوند می توان به صورت زیر طبقه بندی کرد:

۱- اسیدهای معدنی^۲

✓ اسید هیدروکلریک^۳ (HCl)

✓ اسید هیدروکلریک-هیدروفلوریک^۴ (HCl-HF)

۲- اسیدهای آلی رقیق شده^۵

✓ اسید فرمیک^۶ (HCOOH)

- 1 - Scale
- 2 - Mineral Acids
- 3 - Hydro Chloric Acid
- 4 - Hydro Chloric-Hydro Fluoric Acid
- 5 - Dilute Organic Acids
- 6 - Formic Acid

✓ اسید استیک^۱ (CH_3COOH)

۳- اسیدهای آلی پودری^۲

✓ اسید سولفامیک^۳

✓ اسید کلرواستیک^۴

۴- اسیدهای مخلوط^۵

✓ اسید استیک-هیدروکلریک^۶

✓ اسید فرمیک-هیدروکلریک^۷

✓ اسید فرمیک-هیدروفلوریک^۸

۵- اسیدهای تاخیری^۹

✓ اسیدهای ژلی^{۱۰}

✓ اسیدهای امولسیون^{۱۱}

اسیدهای معدنی

✓ اسید هیدروکلریک

از بین اسیدهای معدنی اسید هیدروکلریک بیشترین استفاده را دارد که اگر به صورت محلول 15wt% با آب مورد استفاده قرار گیرد به آن regular Acid می‌گویند. غلظت 15wt% به این دلیل استفاده می‌شود که در شروع استفاده از این اسید امکان جلوگیری از خوردگی وجود نداشت. با ساخته شدن مواد جلوگیری کننده از خوردگی^{۱۲}، این اسید با غلظت‌های بالاتر نیز (تا حدود 30wt%) مورد استفاده قرار گرفت. از غلظت‌های پائین‌تر (3%) قبل از تزریق محلول HF-HCl استفاده می‌شود.

اسید هیدروکلریک با سنگ‌های کربناته تولید CaCl_2 و CO_2 می‌نماید که هر دو در آب محلول هستند. نکته منفی هنگام استفاده از اسید هیدروکلریک خاصیت خوردندگی بسیار زیاد آن است. در دمای بالا تر از 100°C کنترل خوردگی توسط این اسید بسیار مشکل است. این اسید تاثیر بسیار زیادی بر آلومینیوم و فلزات پوشش داده شده با کرم دارد که معمولاً در پمپ‌ها استفاده می‌شود.

-
- 1 - Acetic Acid
 - 2 - Powdered Organic Acids
 - 3 - Sulfamic Acid
 - 4 - Cholero Acetic
 - 5 - Mixed Acids
 - 6 - Acetic-Hydro Choleric Acid
 - 7 - Formic- Hydro Choleric Acid
 - 8 - Formic -Hydro Fluoric Acid
 - 9 - Retarded Acids
 - 10 - Gelled Acids
 - 11 - Emulsified Acids
 - 12 - Corrosion Inhibitors

✓ اسید هیدروکلریک-هیدروفلوریک

این محلول برای سازندهای ماسه‌سنگی استفاده می‌شود. این محلول در محل از افزودن NH_4F_2 به اسید کلریدریک 15wt% تهیه می‌شود. آنقدر به اسید کلریدریک 15wt%، NH_4F_2 اضافه می‌شود تا اسید 3wt%HF و اسید 12wt%HCl بدست آید. مخلوط دیگری از اسید هیدروکلریک-هیدروفلوریک با غلظت‌های 6wt%HF و 9wt%HCl نیز ممکن است مورد استفاده قرار گیرد. خوردگی محلول HF-HCl مانند HCl به تنهایی است.

اسیدهای آلی رقیق شده

استفاده از این اسیدها به علت خوردگی کمتر آنهاست. از این اسیدها در فرآیندهایی که لازم است اسید و لوله‌ها به مدت طولانی در تماس قرار گیرند استفاده می‌شود. از اسید استیک به صورت محلول 10wt% در آب استفاده می‌شود. در این غلظت محصولات واکنش استاتهای کلسیم و منیزیم است که در باقی مانده اسید قابل حل است. استفاده از اسید استیک گران‌تر از اسید هیدروکلریک و اسید هیدروفلوریک است.

اسید فرمیک دارای کمترین وزن ملکولی و کمترین هزینه برای حل کردن واحد حجم سنگ در بین اسیدهای آلی می‌باشد. بسیار قوی‌تر از اسید استیک است، قیمت آن مناسب است ولی جلوگیری از خوردگی توسط آن سخت‌تر است.

اسیدهای آلی پودری

اسیدهای مورد استفاده از این گروه سولفامیک اسید و کلرواستیک اسید است. این اسیدها به صورت کریستال‌های سفید رنگ هستند که در آب بسیار محلول هستند. پودر این اسیدها در محل با آب مخلوط شده و محلول مورد نظر تهیه می‌گردد. این اسیدها گران‌تر از اسید هیدروکلریک هستند ولی حمل و نقل و نگهداری آنها بسیار ساده‌تر است. کلرواستیک اسید پایدارتر و قوی‌تر از سولفامیک اسید است. سولفامیک اسید در 80°C تجزیه می‌شود، بنابراین استفاده از آنها در سازندهایی که دمای آنها بیش از 80°C باشد توصیه نمی‌شود.

اسیدهای مخلوط

استیک-هیدروکلریک و فرمیک-هیدروکلریک مخلوط‌های اسیدی هستند که برای سازندهای کربناته مناسب هستند. استفاده از این اسیدها منحصر به سازندهای با دمای بالا می‌باشد. در دماهای بالا استفاده از اسید هیدروکلریک باعث خوردگی می‌شود و ممانعت از خوردگی توسط این اسید در دماهای بالا گران است. باید توجه داشت CO_2 حاصل از واکنش اسید هیدروکلریک با سنگ سازند معمولاً باعث کاهش تاثیر اسیدهای آلی بر سنگ سازند می‌شود.

مخلوط اسید فرمیک-هیدروفلوریک برای سازندهای ماسه‌سنگی مناسب است و در دمای بالا به کار می‌رود که خوردگی آن از مخلوط HF-HCl کمتر است.

اسیدهای تاخیری

سرعت واکنش اسیدها را با سنگ مخزن می‌توان کاهش داد، این کار به طرق مختلف انجام می‌شود، مثلاً افزایش ویسکوزیته اسید و ژله‌ای کردن آن، به این ترتیب پخش‌شدگی^۱ اسید بر روی سنگ سازند کاهش می‌یابد و حتی اسید می‌تواند خود را به مناطق دورتر برساند. راه دیگر تهیه امولسیون از اسید و نفت خام است که در این صورت هنگامی واکنش رخ می‌دهد که قطره اسید با سنگ سازند در تماس قرار گیرد. هر کدام از این روشها نکات منفی خاص خود را دارد، مثلاً ژله ای کردن باعث افزایش فشار تزریق می‌گردد.

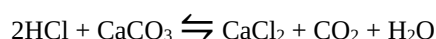
نکته:

از تمامی سیستم‌های اسیدی گفته شده در بالا به جز سیستم هیدروکلریک-هیدروفلوریک و فرمیک-هیدروفلوریک برای سنگ‌های کربناته استفاده می‌شود و تنها این دو سیستم برای ماسه سنگ‌ها استفاده می‌شوند.

توان انحلال جرمی^۲ (β)

طبق تعریف توان انحلال جرمی عبارت است از نسبت جرم سنگ حل شده به جرم اسید مورد استفاده.

واکنش سنگ آهک و اسید هیدروکلریک:



$$\beta = \left[\frac{1 \text{ mol } \text{CaCO}_3}{2 \text{ mol } \text{HCl}} \right] \times \left[\frac{\text{MW of } \text{CaCO}_3}{\text{MW of } \text{HCl}} \right] \times C_a$$

واکنش دولومیت و اسید هیدروکلریک:



1 - Diffusion

2 - Gravimetric Dissolving Power

$$\beta = \left[\frac{1 \text{ mol } \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2}{4 \text{ mol } \text{HCl}} \right] \left[\frac{\text{MW of } \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2}{\text{MW of } \text{HCl}} \right] \times C_a$$

که در روابط بالا:

C_a : غلظت اسید

MW: وزن ملکولی (از جدول ۴ و ۵)

mol: تعداد مولهای شرکت کننده در واکنش

جدول ۴: وزن ملکولی اسیدهای مختلف

Acid type	MW
Choleric Acid (HCL)	36/45
Formic Acid (HCOOH)	46/03
Acetic Acid (CH ₃ COOH)	60/05

جدول ۵: وزن ملکولی مواد مختلف شرکت کننده در واکنش با اسیدها

Compound	MW
CaCO ₃	100/09
CaMg(CO ₃) ₂	184/3
CaCl ₂	110/99
MgCl ₂	95/3
CO ₂	44/01
H ₂ O	18/02

مثال:

توان انحلال جرمی اسید کلریدریک ۳۰ درصد وزنی را هنگامی که با دولومیت واکنش می دهد محاسبه کنید:

حل:

$$\beta = \frac{1}{4} \times \frac{184/3}{36/45} \times \frac{30}{100} = 0/379 \quad \text{Mass of dolomite / Mass of Acid}$$

یعنی هر کیلو از این اسید 379 گرم دولومیت را حل می کند.

توان انحلال حجمی^۱ (X)

$$X = \beta \times \frac{\rho_{acid}}{\rho_{rock}}$$

که در این رابطه ρ نشان دهنده چگالی است (جدول ۷).

معمولاً غلظت اسید مورد استفاده به صورت اندیس زیر β یا X نشان داده می شود، مثلاً β_{100} به این معنی است که اسید 100% وزنی استفاده شده است.

جدول ۶ مقادیر β_{100} و X_5 ، X_{10} ، X_{15} و X_{30} را برای برخی از اسیدها نشان می دهد:

جدول ۶: توان انحلال برای اسیدهای مختلف [1]

Formation	Acid	β_{100}	X_5	X_{10}	X_{15}	X_{30}
Lime stone	HCL	1/37	0/026	0/053	0/082	0/175
Lime stone	Formic	1/09	0/020	0/041	0/062	0/129
Lime stone	Acetic	0/83	0/016	0/031	0/047	0/096
Dolomite	HCL	1/27	0/023	0/046	0/071	0/152
Dolomite	Formic	1/00	0/018	0/036	0/054	0/112
Dolomite	Acetic	0/77	0/014	0/027	0/041	0/083

جدول ۷: چگالی برخی از عناصر واکنش دهنده با اسید

Formation	Density
Lime stone	2/ 716 gr/cm3
Dolomite	2/87 gr/cm3

مثال:

حجم اسید فرمیک مورد نیاز برای ۱۰ برابر کردن نفوذپذیری یک سازند آهکی در منطقه‌ای به شعاع 1/5 متر از اطراف چاه چقدر است اگر اطلاعات زیر در دست باشد؟

در ضمن پاسخ نفوذپذیری^۲ سازند به اسیدکاری به صورت زیر داده می شود که k_0 و ϕ_0 مربوط به قبل از اسیدکاری است:

$$h = 10 \text{ m}$$

$$r_w = 0/2 \text{ m}$$

$$\phi_{0=0/1}$$

$$X_{10} \text{ (اسید فرمیک)} = 0/041$$

$$\frac{K}{K_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^{10} \quad (\text{آزمایشگاه})$$

حل:

- 1 - Gravimetric Dissolving Power
2 - Permeability Response

$$\frac{K}{K_0} = 10 = \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^{10} \Rightarrow \left(\frac{\phi}{0/1}\right)^{10} = 10 \Rightarrow \phi = 0/1266$$

حجمی از سنگ مخزن که باید حل شود:

$$V = \pi(r_{acid}^2 - r_w^2)(\phi - \phi_0)h$$

$$\Rightarrow V = \pi[(1/5)^2 - (0/2)^2] \times (0/126 - 0/1) \times 10 = 1/8 \text{ m}^3 \text{ of rock}$$

$$x = \frac{V_{rock}}{V_{Acid}} \Rightarrow V_{acid} = \frac{1/8}{0/041} = 44 \text{ m}^3$$

تست‌های آزمایشگاهی

معمولاً آزمایشهای زیر قبل از اسیدکاری انجام می شود تا اثر اسید روی سنگ مخزن بررسی شود، چه بسا وجود برخی از کانی‌ها در سنگ باعث شود که اسید کاری اثر معکوس روی تراوایی سنگ مخزن داشته باشد. این آزمایشها ممکن است روی core یا خرده‌های حفاری انجام شود.

۱- آزمایش تخلخل: برای بدست آوردن میزان تخلخل سنگ مخزن

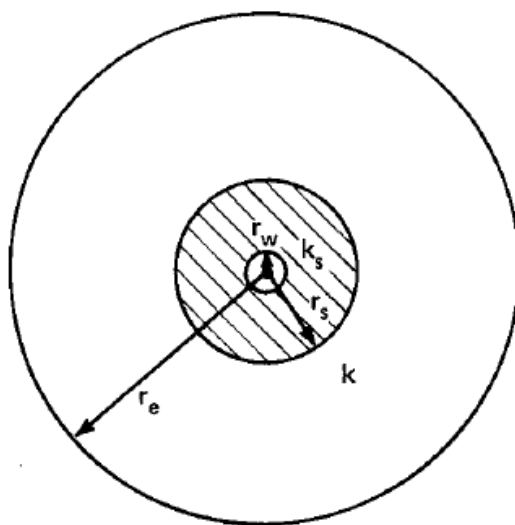
۲- آزمایش تراوایی: برای بدست آوردن میزان تراوایی سنگ مخزن

۳- آزمایش اشباع: برای بدست آوردن درصد آب و نفت موجود در سنگ مخزن

۴- انحلال پذیری در اسید: در این آزمایش نمونه‌ای از سنگ مخزن در اسید HCl غوطه‌ور می‌شود و اجازه داده می‌شود تا سنگ برای یک ساعت در اسید بماند، بعد از آن تمام قسمت‌های حل نشده سنگ جدا شده و پس از خنک شدن وزن می‌شود. در صورت وجود سیلیکات‌ها در باقیمانده سنگ، آزمایش بار دیگر توسط مخلوط HF-HCl انجام می شود.

Theoretical productivity improvement from acidizing

فرض می شود که یک منطقه صدمه دیده با نفوذپذیری کاهش یافته k_s بوجود آید و شعاع زهکشی^۲ چاه برابر r_e باشد (شکل ۲۹):



شکل ۲۹: تراوایی قسمت‌های صدمه دیده و صدمه ندیده اطراف چاه

بنا به معادله Dake

$$\frac{\bar{k}}{k} = \frac{\frac{k_s}{k} \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\log\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \left(\frac{k_s}{k}\right) \log\left(\frac{r_e}{r_s}\right)} \quad (1-3)$$

یا

$$\frac{j_d}{j_u} = \frac{\frac{k_s}{k} \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\log\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \left(\frac{k_s}{k}\right) \log\left(\frac{r_e}{r_s}\right)} \quad (2-3)$$

که در این روابط:

j_d : شاخص تولید در حالتی که مخزن صدمه دیده است

j_u : شاخص تولید در حالتی که مخزن صدمه ندیده است

k : تراوایی قسمت صدمه ندیده مخزن

k_s : تراوایی قسمت صدمه دیده مخزن

$\bar{k}$: تراوایی متوسط مخزن

r_e : شعاع boundary

r_w : شعاع چاه

r_s : شعاع منطقه صدمه دیده

توجه داشته باشید که در صورت داشتن r_s ، k و k_s می‌توان مقدار skin در یک سازند را توسط رابطه زیر برآورد کرد:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) \quad (3-3)$$

مثال:

یک چاه به شعاع 0/1 متر که اطراف آن صدمه دیده است را در نظر بگیرید. skin برابر با 15+ برآورد می‌شود و $r_s = 0/4m$ است. میزان افزایش تولید چاه را در صورتی که آسیب بر طرف شود بدست آورید اگر تراوایی قسمت صدمه ندیده برابر 10md باشد:

حل:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right)$$

$$\Rightarrow 15 = \left(\frac{10}{k_s} - 1\right) \ln\left(\frac{0/4}{0/1}\right)$$

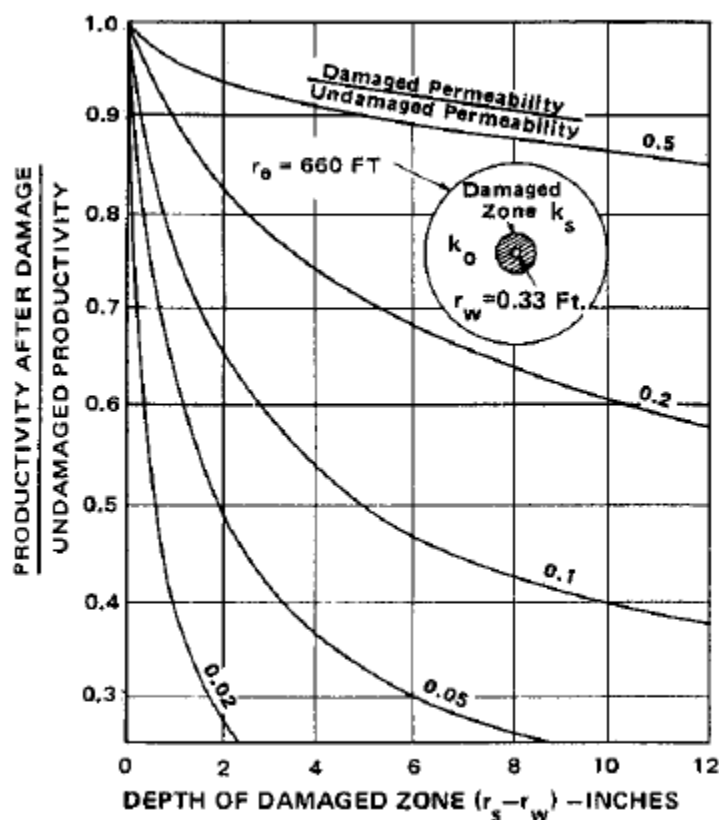
$$\Rightarrow k_s = 0/85md$$

$$\frac{j_d}{j_u} = \frac{\frac{k_s}{k} \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\log\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \frac{k_s}{k} \log\left(\frac{r_e}{r_s}\right)}$$

$$\Rightarrow \frac{j_d}{j_u} = \frac{\frac{0/85}{10} \log\left(\frac{200}{0/1}\right)}{\log\left(\frac{4}{0/1}\right) + \left(\frac{0/85}{10}\right) \log\left(\frac{200}{0/4}\right)}$$

$$\Rightarrow j_u = 2/96 j_d$$

یعنی در صورت برداشته شدن damage قابلیت تولید چاه تقریباً سه برابر می‌شود. شکل ۳۰ مقدار کاهش تولید در اثر ایجاد مقادیر مختلف آسیب در یک چاه خاص را نشان می‌دهد:



شکل ۳۰: کاهش تولید در اثر آسیب‌های وارد به سازند [۱]

توجه داشته باشید چنانچه چاهی اسیدکاری شود که سازند آن صدمه ندیده است قابلیت تولید آن افزایش زیادی نخواهد داشت.

مثال:

در مثال قبل قابلیت تولید چقدر افزایش خواهد یافت اگر سازند صدمه ندیده باشد و در اثر اسیدکاری نفوذ پذیری اطراف چاه به شعاع ۰/۴ متر ده برابر شود؟

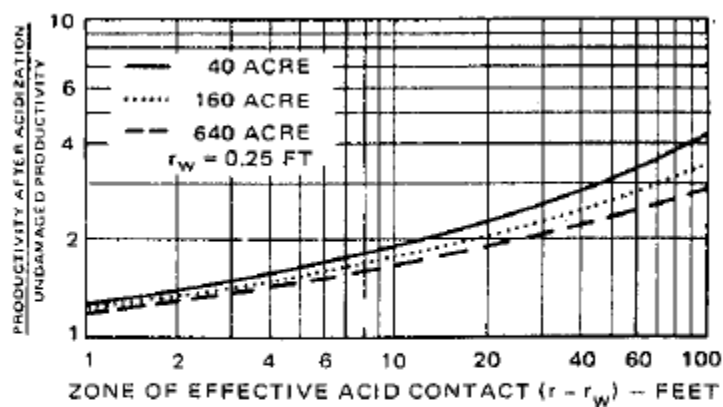
$$\frac{j_d}{j_u} = \frac{\frac{k_s}{k} \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\log\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \frac{k_s}{k} \log\left(\frac{r_e}{r_s}\right)}$$

$$\frac{k_s}{k} = 10$$

حل:

$$\Rightarrow \frac{j_d}{j_u} = \frac{10 \log\left(\frac{200}{0/1}\right)}{\log\left(\frac{0/4}{0/1}\right) + 10 \log\left(\frac{200}{0/4}\right)} = 1/2$$

به این ترتیب مشخص می‌شود با اینکه نفوذپذیری اطراف چاه ۱۰ برابر شده است، تولید به میزان قابل توجهی افزایش نیافته است. شکل ۳۱ اثر افزایش شعاعی از چاه که تحت تاثیر اسید قرار می‌گیرد بر مقدار تولید یک چاه صدمه ندیده را نشان می‌دهد:



شکل ۳۱: اثر اسیدکاری یک سازند صدمه ندیده بر تولید

فصل چهارم: عوامل موثر در شدت واکنش اسیدها

فشار^۱

با افزایش فشار شدت فعل و انفعالات در یک مجموعه کاهش می‌یابد برای درک بهتر واکنش زیر را در نظر بگیرید:

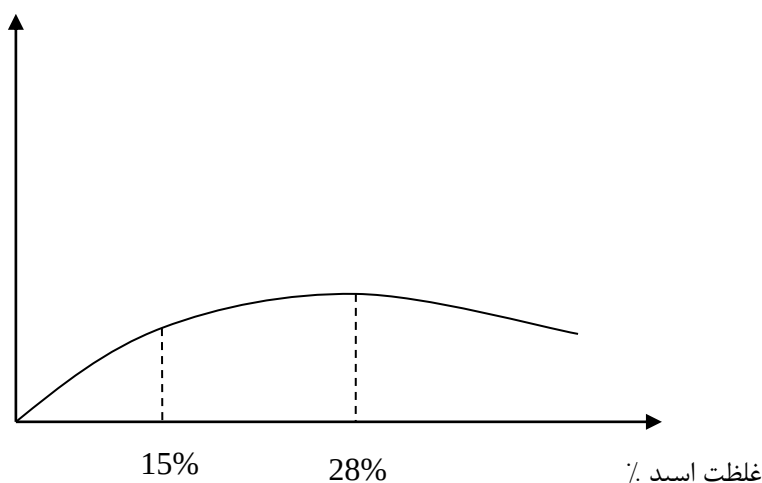


اگر فشار وارد بر محیطی که واکنش بالا در آن انجام می‌گیرد کم باشد، CO_2 می‌تواند به راحتی و به صورت گاز از محیط خارج شود که به این ترتیب غلظت محصولات کاهش می‌یابد و واکنش به طرف جبران این کاهش غلظت حرکت می‌کند. علاوه بر این، حرکت CO_2 و خارج شدن آن باعث هم زدن محیط آزمایش می‌شود که به این ترتیب یونهای H^+ بیشتر در مجاورت ملکول‌های سنگ قرار می‌گیرند و شدت فعل و انفعالات بیشتر می‌شود.

غلظت اسید^۲

همانطور که در شکل ۳۲ دیده می‌شود با افزایش غلظت اسید تا یک حد مشخص (حدود ۲۸ wt% برای اسید کلریدریک) شدت فعل و انفعالات افزایش می‌یابد ولی با افزایش بیشتر غلظت اسید، شدت فعل و انفعالات شروع به کاهش می‌کند. علت این امر این است که با افزایش غلظت اسید، غلظت محصولات نیز افزایش می‌یابد که این امر باعث به تعادل رسیدن واکنش می‌شود.

شدت فعل و انفعالات



شکل ۳۲: اثر غلظت اسید بر شدت واکنش

1 - Pressure

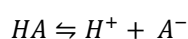
2 - Acid Concentration

دما^۱

با افزایش درجه حرارت شدت فعل و انفعالات به طور چشم‌گیری افزایش می‌یابد و به این ترتیب دمای بالای مخزن عاملی است در جهت افزایش شدت فعل و انفعالات.

نوع اسید^۲

واکنش زیر را در نظر بگیرید:



ثابت تعادل این واکنش به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$K_{HA} = \frac{[H^+] \times [A^-]}{[HA]}$$

که در این رابطه داریم:

$[H^+]$: غلظت H^+ پس از تعادل

$[A^-]$: غلظت A^- پس از تعادل

$[HA]$: غلظت HA پس از تعادل

هر چه یک اسید قوی‌تر باشد غلظت H^+ آزاد شده توسط آن اسید بیشتر خواهد بود و در نتیجه ثابت تعادل مقدار بیشتری خواهد داشت که در این صورت شدت واکنش بیشتر خواهد بود. به طور مثال:

$K_{HCL} = 10 \rightarrow$ اسید قوی

$K_{H-COOH} = 2 \times 10^{-4} \rightarrow$ اسید ضعیف

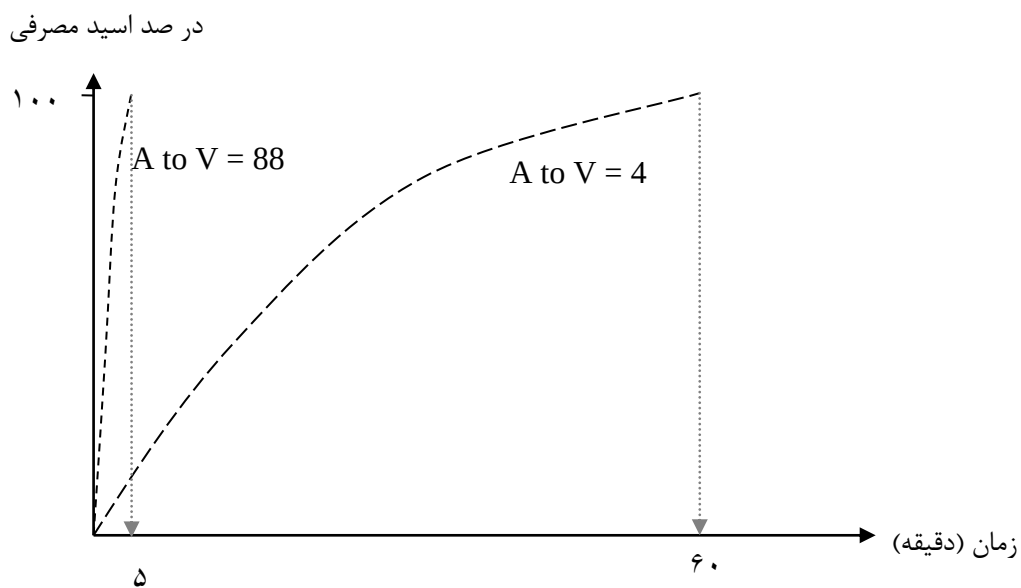
غلظت محصولات^۳

با افزایش غلظت محصولات، واکنش به تعادل خواهد رسید یعنی با وجود اسید و نیز سنگ، این دو دیگر باهم واکنش نخواهند داد و از این رو مقداری از مواد اولیه دست‌نخورده باقی خواهند ماند. به طور مثال در یک شرایط یکسان پس از مصرف 99/5% از HCl

-
- 1 - Temperature
 - 2 - Acid Type
 - 3 - Concentration Of Products

واکنش به تعادل رسیده است در صورتی که در همان شرایط پس از مصرف 46% از اسید استیک واکنش به تعادل رسیده است. در هر یک از این دو آزمایش می‌توان واکنش‌ها را تا انتها پیش برد به شرطی که محصولات را از محیط آزمایش خارج کنیم.

نسبت سطح سنگ به حجم اسید^۱



شکل ۳۳: اثر سطح سنگ بر شدت واکنش

با افزایش سطح تماس شدت واکنش افزایش خواهد یافت (شکل ۳۳).

فصل پنجم: افزایش‌های اسید

Corrosion inhibitors

موادی هستند که نرخ واکنش اسید با قطعات فلزی مثل پمپها، لوله‌های جداری و لوله‌های مغزی را کاهش می‌دهند ولی تأثیری روی واکنش اسید با سنگ مخزن ندارند. این مواد واکنش اسید را برای مدت زمانی مشخص متوقف می‌کنند که این مدت زمان به صورت قابل توجهی تحت تأثیر دمای محیط واکنش است (با افزایش دما این زمان کاهش می‌یابد). غلظت اضافه کردن این مواد به اسید نیز تأثیر زیادی بر مدت زمان دوام آنها در اسید دارد. جدول ۸ اثر دما و غلظت این مواد را بر مدت زمان تأثیر آنها نشان می‌دهد:

جدول ۸: اثر دما و غلظت نوعی Corrosion inhibitor را بر مدت زمان تأثیر آن

غلظت %	دما (°F)	مدت زمان جلوگیری از خوردگی (hr)
۰/۶	175	24
1	250	6
2	300	6
۲	350	4

Surfactants

موادی هستند که کشش سطحی^۱ یا کشش بین سطحی^۲ را کاهش می‌دهند. وجود این مواد باعث می‌شود که اسید (که عمدتاً از آب تشکیل شده است) به راحتی در سیال سازند (که عمدتاً نفت می‌باشد) حل شود. این اتفاق باعث نتایج زیر می‌شود:

- ✓ نفوذ بهتر اسید در سنگ سازند
- ✓ اسید به راحتی لایه‌های نازک نفت موجود روی سنگ را بر طرف می‌کند و با سنگ سازند واکنش می‌دهد.
- ✓ برگشت راحت‌تر اسید پس از انجام واکنش (با فشاری کمتر)
- ✓ بر طرف شدن قطرات امولسیون
- ✓ تبدیل سنگ سازند از نفت‌دوست^۳ به آب‌دوست^۴

اتیلن گلیکول منوبوتیل اتر یکی از surfactant‌هایی است که در ماسه‌سنگ‌ها استفاده می‌شود. نوع و غلظت این مواد برای حالت‌های مختلف باید در آزمایشگاه تعیین شود.

1 - Surface Tention
2 - Interfacial Tension
3 - Oil Wet
4 - Water Wet

Silicate control agents

ترکیبات زیادی از سیلیکات‌ها که عموماً silt و clay نامیده می‌شود در اکثر سنگ‌های آهکی و دولومیتی وجود دارند. این ترکیبات هنگامی که مقداری از آهک یا دولومیت در اسید حل می‌شوند در فضاهای خالی^۱ سنگ رها می‌شوند و می‌توانند با جذب آب موجود در اسید باعث پدیده‌ای به نام تورم رسها^۲ شوند که بدین ترتیب گلوگاههای موجود در سنگ را بسته و باعث کم‌شدن تراوایی سنگ مخزن می‌شوند. Silicate control agents ترکیباتی هستند که به ذرات سیلیکات آزاد شده اجازه جذب آب را نمی‌دهند. این مواد PH محیط را در یک نقطه مناسب (عموماً بین ۲ تا ۳) ثابت نگه می‌دارند که در این PH جذب آب توسط سیلیکات‌ها به کمترین حد خود می‌رسد.

Iron precipitation agents

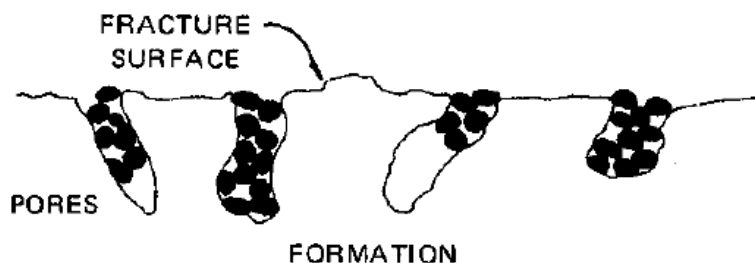
یونهای آهن حل شده در اسید هنگام عبور از قطعات فلزی می‌توانند در داخل سازند رسوب کنند و باعث صدمه‌زدن به سازند شوند. کاری که برای جلوگیری از این مشکل انجام می‌شود استفاده از کاهنده‌هایی است که Fe^{++} را به Fe^{+++} کاهش می‌دهند که این یون در PH زیر ۷ رسوب نمی‌کند (PH اسید در محیط سازند به بالاتر از ۶/۵ نمی‌رسد). اسید سیتریک، لاکتیک و استیک همچنین و رسوبات موادی هستند که به صورت ترکیب با هم می‌توانند باعث کاهش یون Fe^{++} شوند.

Gelling and fluid loss agents

پلیمرها گاهی به اسید اضافه می‌شوند تا با بالا بردن ویسکوزیته اسید از پیشروی اسید در قسمت‌های دارای تراوایی بالا جلوگیری کنند. بنابراین وجود پلیمر باعث می‌شود که اسید به صورت یکنواخت در تمام قسمت‌های مد نظر برای اسیدکاری نفوذ کند. توجه داشته باشید همانطور که قبلاً گفته شد، گاهی از پلیمر برای تاخیری کردن اسید جهت اسیدکاری نقاط دورتر مخزن استفاده می‌شود. همچنین گاهی از دانه‌های ریز ماسه^۳ هنگام اسیدکاری سنگ‌های آهکی استفاده می‌شود تا از هرزروی اسید در شکاف‌ها جلوگیری کند. همچنین می‌توان از دانه‌های خرد شده رزین‌های قابل انحلال در نفت هنگام اسیدکاری ماسه سنگ‌ها برای جلوگیری از هرزروی استفاده کرد (شکل ۳۴).

1 - Pore Space
2 - Clay Swelling
3 - Sand
4 - Fracture

A. SOLID PARTICLES ENTER AND BRIDGE IN PORES



B. SOLID ADDITIVE GELATINOUS MATERIAL PLUGS PORES IN



شکل ۳۴: چگونگی عملکرد مواد جلوگیری کننده از هرزروی

Retarding Agents

گاهی تمایل بر این است که سرعت واکنش اسید با سنگ به نحوی کاهش داده شود تا اسید فرصت یابد به مناطقی دورتر از دیواره چاه نیز نفوذ کند و صدمات وارد شده به آن نواحی را نیز برطرف کند. برای این کار از یکی از روشهای زیر می توان استفاده کرد:

۱- استفاده از اسیدهای ضعیف تر مثل HCOOH

۲- افزودن موادی به اسید قوی که این مواد بتوانند تماس بین اسید و سنگ را محدود کنند. مثلاً اگر از امولسیون اسید در

نفت استفاده کنیم (حداقل 20% از امولسیون باید نفت باشد) نفت یک لایه خیلی نازک روی سنگ ایجاد می کند و از

واکنش سریع اسید با سنگ جلوگیری می کند.

۳- بالا بردن ویسکوزیته اسید با استفاده از پلیمرها

۴- بالا بردن غلظت اسید: با بالا بردن غلظت اولاً مقدار اسید بیشتری برای واکنش وجود دارد و اسید می تواند به نواحی دورتر

برسد و ثانیاً افزایش غلظت محصولات، سرعت واکنش را پایین می آورد. برای همین است که گاهی از اسید کلریدریک

28% به جای 15% استفاده می شود.

فصل ششم: طراحی ماتریکس اسید در ماسه سنگ‌ها

واکنش‌های شیمیایی بین اسید و سنگ

به این دلیل از مخلوط HF-HCl استفاده می‌شود که HF با مواد رسی و فلدسپات‌ها واکنش‌هایی را ایجاد می‌کند که ممکن است به کاهش نفوذپذیری و مسدود شدن سنگ مخزن منجر شود. دو ماده معدنی مهم که در ماسه سنگ‌ها امکان حضور دارند عبارتند از کوارتز (SiO₂) و کلسیت (CaCO₃) که مقدار کلسیت کمتر است. البته کانی‌های دیگری مثل مونت‌موریلونیت^۱ (بنتونیت)، کائولینیت^۲، دولومیت^۳، سیدریت^۴، آلبیت^۵ و ارتوکلاز^۶ نیز ممکن است در فضاهای خالی موجود در ماسه سنگ‌ها یافت شوند [۳]. واکنش شیمیایی هریک از این مواد با اسید هیدروکلریک یا اسید هیدروفلوریک در جدول ۹ آورده شده است. جدول ۱۰ توان انحلال حجمی و جرمی اسید هیدروفلوریک در غلظت‌های مختلف هنگامی که با کوارتز و آلبیت واکنش می‌دهد را نشان می‌دهد.

جدول ۹: واکنش‌های مهم هنگام اسید کاری ماسه سنگها [۳]

Montmorillonite (Bentonite)-HF/HCl:	$Al_4Si_8O_{20}(OH)_4 + 40HF + 4H^+ \leftrightarrow 4AlF_2^+ + 8SiF_4 + 24H_2O$
Kaolinite-HF/HCl:	$Al_4Si_8O_{10}(OH)_8 + 40HF + 4H^+ \leftrightarrow 4AlF_2^+ + 8SiF_4 + 18H_2O$
Albite-HF/HCl:	$NaAlSi_3O_8 + 14HF + 2H^+ \leftrightarrow Na^+ + AlF_2^+ + 3SiF_4 + 8H_2O$
Orthoclase-HF/HCl:	$KAlSi_3O_8 + 14HF + 2H^+ \leftrightarrow K^+ + AlF_2^+ + 3SiF_4 + 8H_2O$
Quartz-HF/HCl:	$SiO_2 + 4HF \leftrightarrow SiF_4 + 2H_2O$
	$SiF_4 + 2HF \leftrightarrow H_2SiF_6$
Calcite-HCl:	$CaCO_3 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + CO_2 + H_2O$
Dolomite-HCl:	$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl \rightarrow CaCl_2 + MgCl_2 + 2CO_2 + 2H_2O$
Siderite-HCl:	$FeCO_3 + 2HCl \rightarrow FeCl_2 + CO_2 + H_2O$

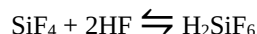
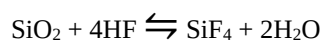
جدول ۱۰: توان انحلال جرمی و حجمی اسید هیدروفلوریک [۱۱]

Acid concentration (wt%)	Quartz (SiO ₂)		Albite (NaAlSi ₃ O ₈)	
	β	X	β	X
2	0.015	0.006	0.019	0.008
3	0.023	0.010	0.028	0.011
4	0.030	0.018	0.037	0.015
6	0.045	0.019	0.056	0.023
8	0.060	0.025	0.075	0.030

Notes: β = mass of rock dissolved/mass of acid reacted, X = volume of rock dissolved/volume of acid reacted

معادلاتی که واکنش HF و SiO₂ را شرح می‌دهند عبارتند از:

- 1 - Montmorillonite
- 2 - Kaolinite
- 3 - Dolomite
- 4 - Siderite
- 5 - Albite (Sodium Feldspar)
- 6 - Orthoclase



محصولات واکنش یعنی SiF_4 و H_2SiF_6 در آب کاملاً محلول هستند.

مثال:

توان انحلال حجمی یک مخلوط اسید 12wt% HCl و 3wt% HF که یک سازند شنی (سازند از کوارتز تشکیل شده است) را مورد تاثیر قرار می دهد در دو حالت بدست آورید:

۱- بیشتر محلول SiF_4 باشد.

۲- بیشتر محصول H_2SiF_6 باشد.

حل:

(1)

$$\beta_{100} = \left[\frac{1 \text{ mol SiO}_2}{4 \text{ mol HF}} \right] \left[\frac{60 \text{ gr}}{20 \text{ gr}} \right] = \frac{1}{4} \times \frac{60}{20} = 0.75$$

$$\Rightarrow \beta_{100} = 0.75 \frac{\text{kg SiO}_2}{\text{kg HF}}$$

$$\rho_{\text{SiO}_2} = 2420 \text{ kg/m}^3$$

$$\rho_{\text{HF}} = 1070 \text{ kg/m}^3$$

$$x = \beta_{3\%} \times \frac{\rho_{\text{HF}}}{\rho_{\text{SiO}_2}} = 0.75 \times 0.03 \times \frac{1070}{2420} = 0.01 \frac{\text{m}^3 \text{ rock}}{\text{m}^3 \text{ Acid}}$$

(۲)

$$\beta_{100} = \left[\frac{1}{6} \right] \times \left[\frac{60}{20} \right] = \frac{0.5 \text{ kg SiO}_2}{1 \text{ kg HF}}$$

$$x = 0.5 \times 3\% \times \frac{1070}{2420} = 0.0066 \frac{\text{m}^3 \text{ rock}}{\text{m}^3 \text{ Acid}}$$

از این مثال نتیجه می شود که x به محصولات واکنش بستگی دارد.

مثال:

یک سازند ماسه سنگی با تخلخل 0/2 حاوی 5% آلبیت می باشد. کمترین حجم 3wt% HF لازم برای حل کردن تمام آلبیت تا فاصله ۶ اینچ از دیواره چاهی به شعاع 3 اینچ چقدر است؟

حل:

$$v_{albit} = \pi(r_s^2 - r_w^2) \times h \times (1 - \phi) \times C_{albit}$$

$$= \pi(0.75^2 - 0.25^2) \times 1 \times (1 - 0.2) \times 5\% = \frac{0.063 ft^3}{ft} albit$$

با استفاده از جدول 10 توان انحلال حجمی اسید هیدروفلوریک 3wt% هنگامی که با آل بیت واکنش می دهد برابر با 0/011 بدست می آید، بنابراین:

$$x = \frac{V_{acid}}{V_{rock}}$$

$$0/011 = \frac{V_{acid}}{0/063}$$

$$V_{acid} = 5/7 ft^3/ft$$

طراحی ماتریکس اسید

قبل از انجام اسیدکاری سازند باید چهار فاکتور زیر را به طور کامل و دقیق مشخص کرد:

۱- نوع سیال یا سیالات مورد نیاز

۲- نرخ تزریق این سیالات

۳- فشار تزریق این سیالات

۴- حجم این سیال یا سیالات

به این منظور موارد ذکر شده در بالا را به صورت مرحله به مرحله در زیر توضیح خواهیم داد:

مرحله ۱: نوع و غلظت اسید

هنگام اسیدکاری ماسه سنگ ها به طور معمول از سه نوع سیال استفاده می شود:

✓ Preflash: معمولاً مقداری اسید کلریدریک 5-15% به منظور جابه جایی connate water (جلوگیری از واکنش بین HF

و یونهای پتاسیم و سدیم موجود در آب سازند) و ایجاد جدایش بین سیال سازند و اسید HF-HCl قبل از تزریق اسید

اصلی در داخل چاه تزریق می شود. همچنین اسید HCl می تواند با کانی های رسی واکنش دهد و آنها را حذف کند و از

واکنش HF با آنها و ایجاد عناصری که خود می توانند باعث ایجاد صدمه به سازند شوند جلوگیری کند.

✓ اسید اصلی (معمولاً 3wt% HF و 12wt% HCl): در این مخلوط HF با عناصر رسی، ماسه‌ای، ذرات مربوط به سیال حفاری و سیمان‌کاری واکنش می‌دهد ولی HCl تنها PH محیط را پایین نگه‌می‌دارد و از رسوب کردن محصولات واکنش HF و موارد گفته شده جلوگیری می‌کند. برای انتخاب اسید اصلی می‌توان از جدول 11 که توسط McLeod (۱۹۸۴) ارائه شده است کمک گرفت. توجه داشته باشید که این جدول تنها به عنوان یک راهنما برای شروع اسیدکاری در یک میدان نفتی می‌تواند استفاده شود و نوع و مقدار اسید مناسب را می‌توان پس از اسیدکاری چند چاه در این میدان و نیز انجام آزمایشات پاسخ مغزه^۱ بدست آورد [۳]. شکل 35 نمونه‌ای از نمودار بدست آمده از آزمایشات مربوط به پاسخ مغزه را نشان می‌دهد.

✓ After flash: این ماده برای جلوگیری از مخلوط شدن سیال استفاده شده برای جابه‌جایی اسید اصلی، و اسید اصلی به کار می‌رود. همچنین این ماده می‌تواند سنگ سازند را آب‌دوست کرده و تولید را بهبود بخشد. برای این منظور در چاه‌های نفتی می‌توان از یک هیدروکربن مثل گازوئیل یا اسید کلریدریک 15wt% استفاده کرد. در چاه‌های تزریقی آب می‌توان از اسید کلریدریک 15wt% استفاده کرد و در چاه‌های گازی می‌توان از اسید کلریدریک یا یک گاز (مثل گاز نیتروژن یا گاز طبیعی) استفاده کرد.

جدول 11: نوع و غلظت اسید پیشنهاد شده برای اسیدکاری ماسه سنگ‌ها [۱۲]

HCL solubility > 20% → use only HCL

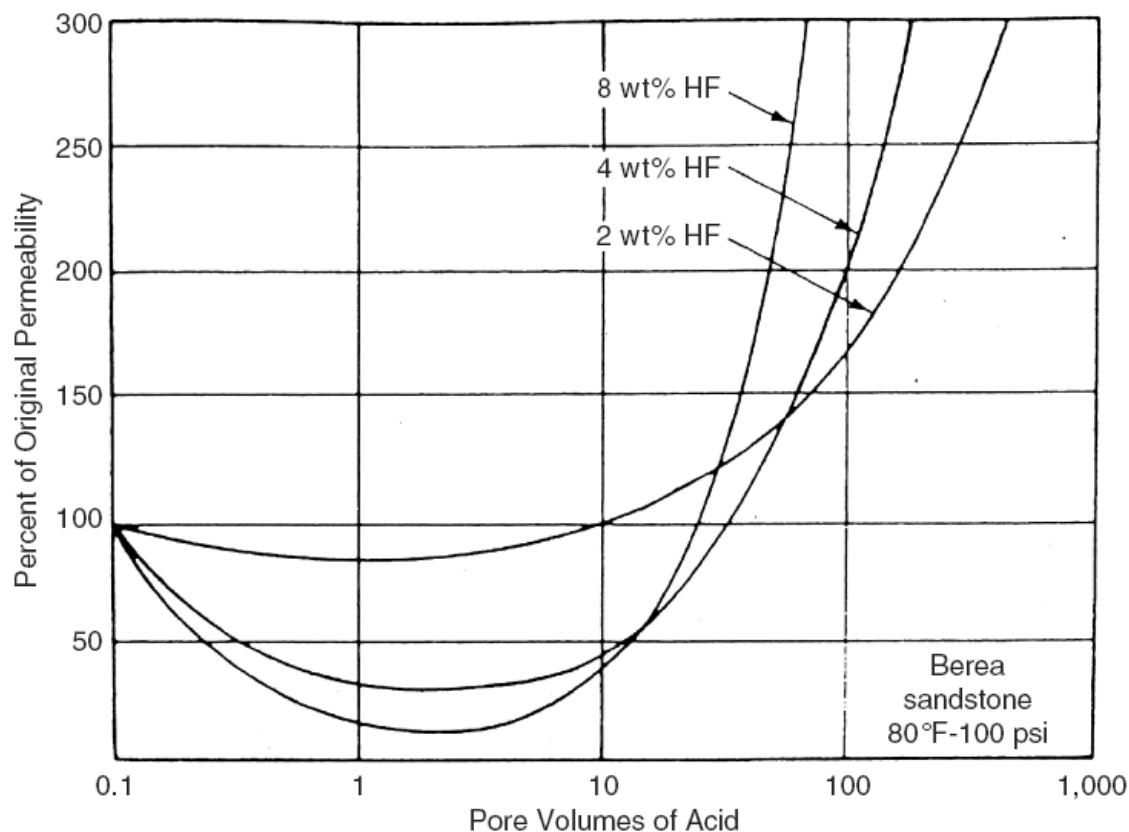
High permeability sand (k > 100 md)

High Quartz (>80%) , low Clay (<5%)	→ 10% HCL, 3% HF ^a
High Feldspar (>20%)	→ 13/5% HCL, 1/5% HF ^a
High Clay (>10%)	→ 6/5% HCL, 1% HF ^b
High Iron chloride clay	→ 3% HCL, 0/5% HF ^b

Low permeability (k < 10 md)

Low Clay (<5%)	→ 6% HCL – 1/5% HF ^c
High Chloride	→ 3% HCL – 0/5% HF ^d

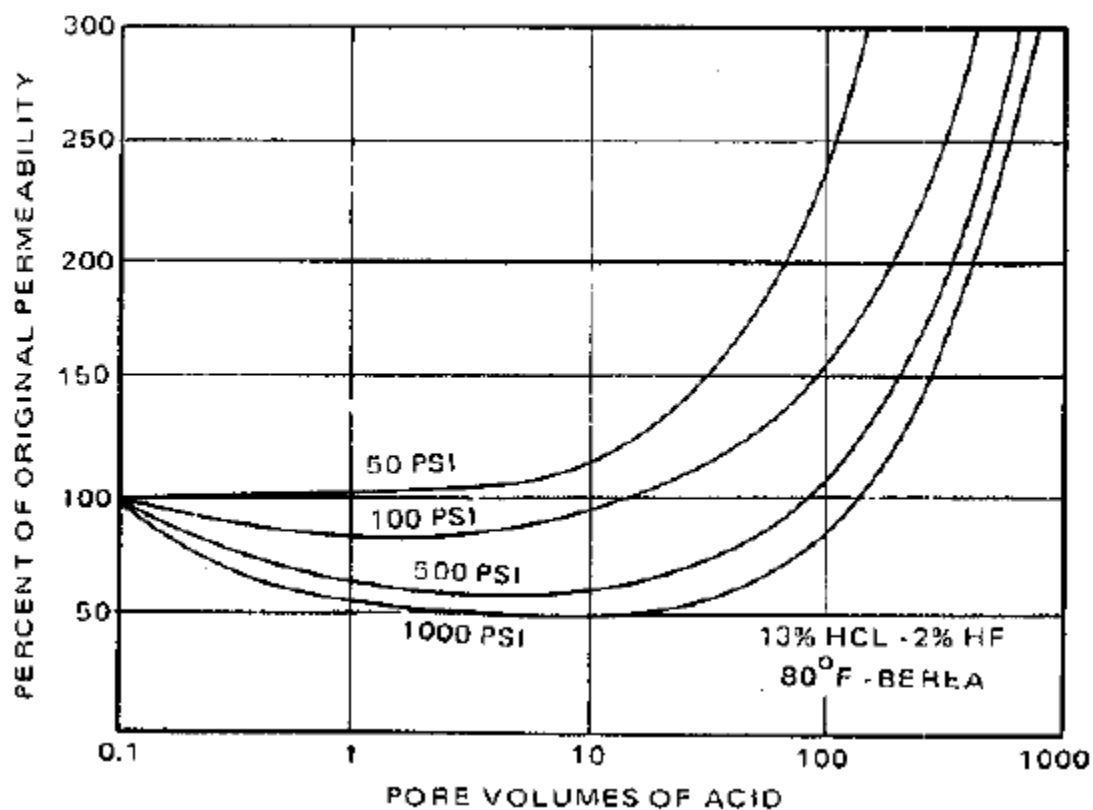
- a- Preflash with 15 wt % HCL
- b- Preflash with 5wt% HCL
- c- Preflash with 7/5wt% HCL or 10% Acetic Acid
- d- Preflash with 5wt% acetic acid



شکل 35: اثر غلظت اسید بر پاسخ مغزه [۵]

مرحله ۲: نرخ تزریق اسید

بدست آوردن نرخ تزریق بهینه به دلیل وجود ابهامات در نوع کانیه‌ها، نوع آسیب و نیز عمق آسیب کار بسیار مشکلی است. شکل ۳۶ اثر نرخ تزریق اسید HF-HCl بر تراوایی نهایی بدست آمده در یک نمونه مغزه را نشان می‌دهد. همانطور که مشاهده می‌شود با افزایش نرخ تزریق مقدار اسید بیشتری لازم است تا مقدار تراوایی مغزه به یک مقدار مشخص برسد. البته تحقیقات اخیر نشان می‌دهد که عملیات اسیدکاری انجام شده با بیشترین نرخ تزریق بهترین نتیجه را دربرداشته است [۷] و [۸].



شکل ۳۶: اثر نرخ تزریق اسید بر پاسخ مغزه [۱]

بیشترین نرخ تزریق توسط فشار شکست سازند کنترل می‌شود. بهترین راه برای تعیین فشار شکست سازند استفاده از داده‌هایی است که توسط leak off test (فصل هشتم را ببینید) بدست آمده است. همچنین می‌توان با استفاده از روابط تجربی داده شده (فصل هشتم را ببینید) نیز مقدار فشار شکست سازند را بدست آورد. اگر فشار شکست یک سازند در فشار سازندی متفاوت با فشار فعلی سازند (یا عمق متفاوت سازند) در دست باشد می‌توان مقدار آن را با استفاده از رابطه زیر تصحیح کرد:

$$FG = \alpha + (OG - \alpha) \frac{p}{d}$$

که در این رابطه:

✓ FG: گرادیان فشار شکست سازند (psi/ft)

✓ OG: گرادیان فشار overburden (psi/ft)

✓ p: فشار مخزن (psi)

✓ d: عمق سازند (ft)

✓ α: ضریبی است که برای هر سنگ مخزن مقدار ثابتی دارد.

با داشتن FG، d و فشار مخزن (در زمان اندازه‌گیری FG) می‌توان α (ضریبی است که برای هر سنگ مخزن مقدار ثابتی دارد) را بدست آورد. حال با داشتن α می‌توان فشار شکست همین سازند را در فشارهای مختلف سازند یا عمق‌های دیگر برای همین سازند بدست آورد.

معادله تزریق یک سیال داخل مخزن دقیقاً مشابه معادله تولید سیال از آن مخزن است با این تفاوت که در اینجا فشار ته چاه از فشار مخزن بیشتر است. بنابراین می‌توان معادله تزریق سیال داخل مخزن را به صورت زیر نوشت:

$$i_{\max} = \frac{7/08kh(p_{wi} - p_e)}{\mu[\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s]} \times (\frac{1}{1440})$$

که در این معادله:

p_{wi} : فشار سیال تزریقی در ته چاه (psi)

p_e : فشار مخزن (psi)

$i_{\max}$: نرخ تزریق سیال (bbl/min)

μ : ویسکوزیته سیال تزریقی (cp)

k : تراوایی قسمت صدمه ندیده مخزن (d)

h : ضخامت مخزن (ft)

r_e : شعاع زهکشی (ft)

r_w : شعاع چاه (ft)

s : ضریب پوسته^۱

نکته: اگر به جای k ، تراوایی متوسط ($\bar{k}$) مخزن در دست بود می‌توان معادله تزریق را به صورت زیر نوشت:

$$i_{\max} = \frac{7/08\bar{k}h(p_{wi} - p_e)}{\mu \ln(\frac{r_e}{r_w})} \times (\frac{1}{1440})$$

نکته: اگر به جای فشار مخزن، فشار متوسط مخزن (p_r) در دست بود، می‌توان تزریق را به صورت جریان شبه‌پایا^۲ در نظر گرفت و

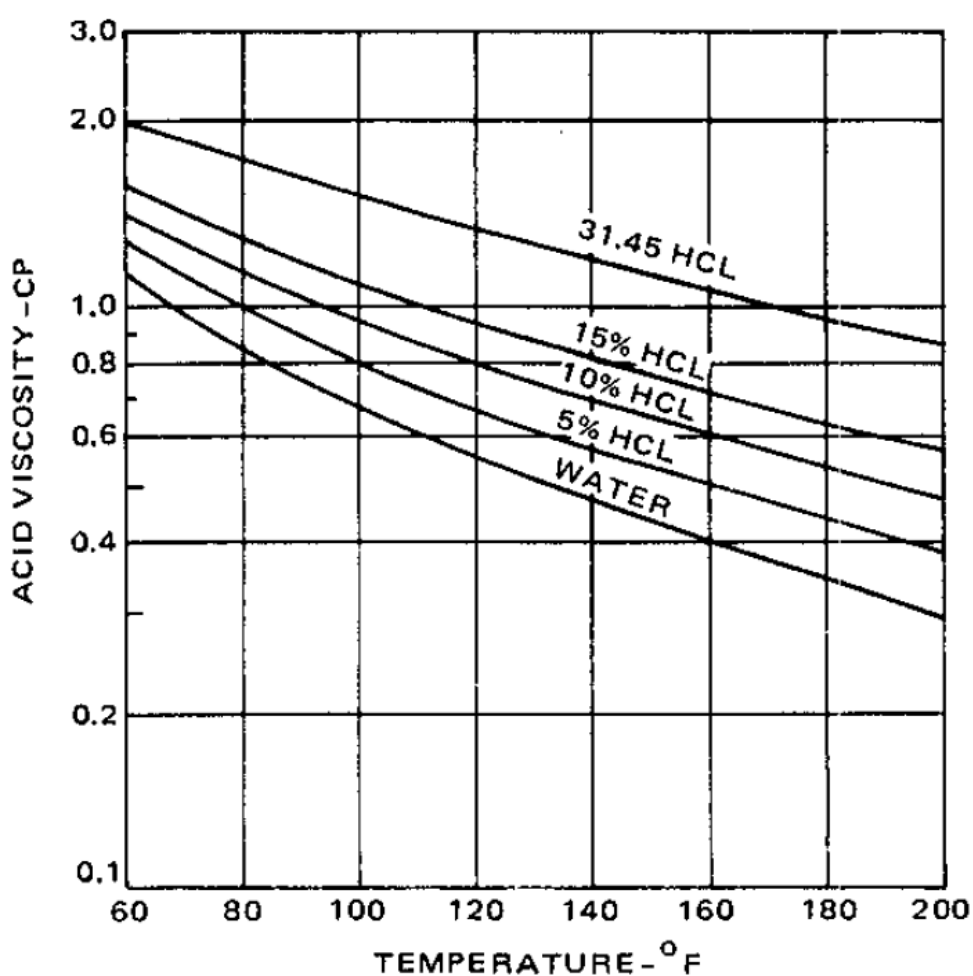
معادله تزریق را به صورت زیر نوشت:

$$i_{\max} = \frac{7/08kh(p_{wi} - p_r)}{\mu[\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s - 0/75]} \times (\frac{1}{1440})$$

با استفاده از یکی از معادلات بالا می‌توان نرخ تزریق سیال بر حسب فشار تزریق را در ته چاه در مقابل سازند محاسبه کرد.

نکته: در عمل اسید حداکثر با 90% نرخ تزریق بدست آمده از روابط بالا به داخل چاه تزریق می‌شود تا از شکسته شدن سازند جلوگیری شود.

نکته: ویسکوزیته اسید مورد استفاده را می‌توان با توجه به دمای سازند توسط شکل ۳۷ بدست آورد.



شکل ۳۷: تغییرات ویسکوزیته اسید کلریدریک بر حسب تغییرات دما [۱]

مرحله ۳: حداکثر فشار تزریق در سطح

$$P_{\max} = P_{wi} - \Delta P_{\text{hydrostatic}} + \Delta P_{\text{tubing}}$$

$$\Rightarrow P_{\max} = FG \times \text{Depth} - (0.052 \times \rho_{\text{Acid}} \times \text{TVD}) + \Delta P_{\text{tubing}}$$

9

$$\Delta p_{\text{tubing}} = \frac{97 \rho^{0.79} i^{1.79} \mu^{0.207}}{1000 D^{4.79}} l$$

که در این روابط:

$P_{\max}$ = حداکثر فشار تزریق در سطح، psia

P_{wi} = حداکثر فشار تزریق در ته چاه، psia

$\Delta P_{\text{hydrostatic}}$ = افت فشار هیدرواستاتیک ناشی از ستون اسید، psia

ΔP_{tubing} = افت فشار ناشی از حرکت اسید در چاه، psia

ρ = چگالی اسید، ppg

i = نرخ تزریق، bbl/min

μ = ویسکوزیته اسید، cp

D = قطر لوله مغزی، in

l = طول لوله مغزی، ft

جدول 12: وزن مخصوص محلول اسید کلریدریک بر حسب در صد اسید (در دمای 20°C) [2]

وزن مخصوص	در صد HCl
1/0032	۱
1/0082	۲
1/0181	۴
1/0279	۶
1/0376	۸
1/0474	۱۰
1/0574	۱۲
1/0675	۱۴
1/0776	۱۶
1/0878	۱۸
1/0980	۲۰
1/1083	۲۲
1/1187	۲۴

۲۶	1/1290
۲۸	1/1392
۳۰	1/1493
۳۲	1/1593
۳۴	1/1691
۳۶	1/1789
۳۸	1/1885
۴۰	1/1980

در عمل می‌توان از ΔP_{tubing} (افت فشار ناشی از حرکت اسید در چاه) صرف نظر می‌شود تا فشار تزریق از فشار شکست سازند کمتر شود، بنابراین:

$$P_{max} = FG \times Depth - (0/052 \times \rho_{Acid} \times TVD)$$

اگر تزریق در کمتر از این فشار میسر نباشد، می‌توان فشار را بالاتر برد و به محض شروع عملیات تزریق، فشار را کاهش داد. جدول 12 وزن مخصوص اسید کلریدریک را بر حسب غلظت آن بدست می‌دهد.

مثال:

یک مخزن از جنس ماسه سنگ به ضخامت ۶۰ فوت و دارای تراوایی 50md در عمق 9500ft قرار است با استفاده از لوله مغزی سیار (coil-tubing) به قطر داخلی 2" توسط اسیدی با وزن مخصوص 1/07 و گرانیوی 1/5 cp اسیدکاری شود. اگر گرادیان فشار شکست سازند 0/7 psi/ft، شعاع چاه 0/328 ft، فشار سازند 4000psi، شعاع boundary چاه 1000ft، skin factor برابر ۱۵ باشد، موارد زیر را محاسبه کنید:

a- حداکثر نرخ تزریق اسید با فرض Safety margin برابر با 300psi

b- حداکثر فشار تزریق مورد انتظار در سطح پس از اعمال حداکثر نرخ تزریق

حل:

a- نرخ تزریق ماکسیمم:

$$i_{max} = \frac{7/08kh(p_{wi} - p_r - \Delta p_{sf})}{\mu[\ln(\frac{r_e}{r_w}) + s - 0/75]} \times (\frac{1}{1440})$$

$$= \frac{7/08}{1440} \times \frac{50 \times 10^{-3} \times 60 \times (0/7 \times 9500 - 4000 - 300)}{1/5 \times (\ln \frac{1000}{0/328} - 0/75 + 15)}$$

$$= 1/04 \text{ bbl/min}$$

b- حداکثر فشار تزریق مورد انتظار در سطح

$$P_{wi} = P_{bd} - \Delta P_{sf} = (0/7 \times 9500) - 300 = 6350 \text{ psia}$$

$$\Delta P_{Hydrostatic} = 0/052 \times (8/33 \times 1/07) \times 9500 = 4401 \text{ psi}$$

$$\Delta p_{tubing} = \frac{97 \rho^{0/79} i^{1/79} \mu^{0/207}}{1000 D^{4/79}} l$$

$$= \frac{97 \times (1/07 \times 8/33)^{0/79} (1/04)^{1/79} (1/5)^{0/207}}{1000 (2)^{4/79}} \times 9500 = 218 \text{ psi}$$

$$P_{max} = P_{wi} - \Delta P_{hydrostatic} + \Delta P_{tubing}$$

$$= 6350 - 4401 + 218 = 2176 \text{ psia}$$

مثال

نرخ تزریق اسید در چاهی با مشخصات زیر را بدست آورید:

k = 10md
h = 60ft
D (عمق لایه) = 9220ft
P_e = 3880 psi
μ_{acid} = 0/3 cp
r_e = 660 ft
r_w = 0/5 ft
FG = 0/71 psi/ft
s = 5
SF = 200

حل:

$$P_{wi} = FG \times D - 200$$

$$= 0/71 \times 9220 - 200 = 6346 \text{ psi}$$

$$P_{wi} - P_e = \frac{i \mu}{7/08 K h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]$$

$$\Rightarrow i = \frac{7/08 k h (p_{wi} - p_e)}{\mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}$$

$$\Rightarrow i = \frac{7/08 \times 0/01 \times 60 \times (6436 - 3880)}{0/3 \times \left[\ln \left(\frac{660}{0/5} \right) + 5 \right]} = 3165 \text{ bbl / day}$$

$$\Rightarrow i = 2/2 \text{ bbl / min}$$

مرحله ۴: حجم اسید

حجم اسید باید به اندازه کافی زیاد باشد تا تمام صدمات وارد شده به سازند برطرف شود ولی در عین حال به اندازه کافی کم باشد تا هزینه‌ها کاهش یابد. حجم اسید لازم شدیداً تحت تاثیر عمق صدمه وارد شده به سازند است که در اکثر موارد این عمق نامشخص است. از طرف دیگر اسید تزریق شده به صورت یکنواخت در اطراف چاه پخش نمی‌شود [۳]. بنابراین محاسبه حجم اسید لازم کاری بسیار مشکل است.

تعیین حجم preflush

هرچند معمولاً هنگام اسیدکاری ماسه‌سنگ‌ها، حجم سیال preflush برابر با ۵۰۰ گالن در نظر گرفته می‌شود اما می‌توان با استفاده از رابطه زیر نیز این حجم را محاسبه کرد [۳]:

$$v_a = \frac{v_m}{x} + v_p + v_m$$

که در این رابطه:

v_a = مینیمم حجم سیال preflush لازم، ft^3

v_m = حجم کانی‌هایی که باید حل شوند، ft^3

v_p = حجم فضاهای خالی اولیه، ft^3

x = توان انحلال حجمی اسید مورد استفاده

و

$$v_m = \pi(r_a^2 - r_w^2)(1 - \phi)c_m$$

$$v_p = \pi(r_a^2 - r_w^2)\phi$$

که در این روابط:

r_a = شعاع آن قسمت از مخزن که باید اسیدکاری شود، ft

r_w = شعاع چاه، ft

ϕ = تخلخل، نسبت

c_m = درصد کانی‌هایی که باید حل شوند، نسبت

مثال:

یک سازند ماسه سنگی با تخلخل ۰/۲ که حاوی ۱۰ درصد حجمی کلسیت (CaCO_3) می باشد قرار است توسط مخلوط اسید HF/HCl اسیدکاری شود. بنابراین تصمیم براین شد که مقداری اسید 15wt% HCl به عنوان Preflush به داخل سازند تزریق شود. اگر لازم باشد حداکثر تا فاصله ۱ فوتی از دیواره چاه تمام کربناتهای کلسیم موجود توسط اسید Preflush حل شوند، حداقل حجم اسید 15wt% HCl لازم برحسب گالن بر فوت مخزن چقدر است؟

$$r_w = 0/328 \text{ ft}$$

$$MW_{\text{CaCO}_3} = 100/1$$

$$MW_{\text{HCl}} = 36/5$$

$$\rho_{\text{HCl}} = 66/8 \text{ pcf}$$

$$\rho_{\text{CaCO}_3} = 169 \text{ pcf}$$

حل:

حجمی از CaCO_3 که باید برطرف شود:

$$\begin{aligned} v_m &= \pi(r_a^2 - r_w^2)(1 - \phi)c_m \\ &= \pi(1/328^2 - 0/328^2)(1 - 0/2)(0/1) \\ &= 0/42 \text{ ft}^2 \text{ CaCO}_3 / \text{ft payzone} \end{aligned}$$

حجم فضاهای خالی اولیه:

$$\begin{aligned} v_p &= \pi(r_a^2 - r_w^2)\phi \\ &= \pi(1.328^2 - 0.328^2)(0.2) = 1.05 \text{ ft}^3 / \text{ft pay zone} \end{aligned}$$

توان انحلال جرمی مربوط به اسید کلریدریک 15 wt%

$$\begin{aligned} \beta &= C_a \frac{v_m MW_m}{v_a MW_a} \\ &= (0.15) \frac{(1)(100.1)}{(2)(36.5)} \\ &= 0.21 \text{ lb}_m \text{ CaCO}_3 / \text{lb}_m \text{ 15 wt\% HCl solution} \end{aligned}$$

توان انحلال حجمی مربوط به اسید 15 wt% HCl

$$\begin{aligned} X &= \beta \frac{\rho_a}{\rho_m} \\ &= (0.21) \frac{(1.07)(62.4)}{(169)} \\ &= 0.082 \text{ ft}^3 \text{ CaCO}_3 / \text{ft}^3 \text{ 15 wt\% HCl solution} \end{aligned}$$

کمترین حجم HCl لازم:

$$\begin{aligned}
 V_a &= \frac{V_m}{X} + V_P + V_m \\
 &= \frac{0.42}{0.082} + 1.05 + 0.42 \\
 &= 6.48 \text{ ft}^3 \text{ 15 wt\% HCl solution/ft pay zone} \\
 &= (6.48)(7.48) \\
 &= 48 \text{ gal 15 wt\% HCl solution/ft pay zone}
 \end{aligned}$$

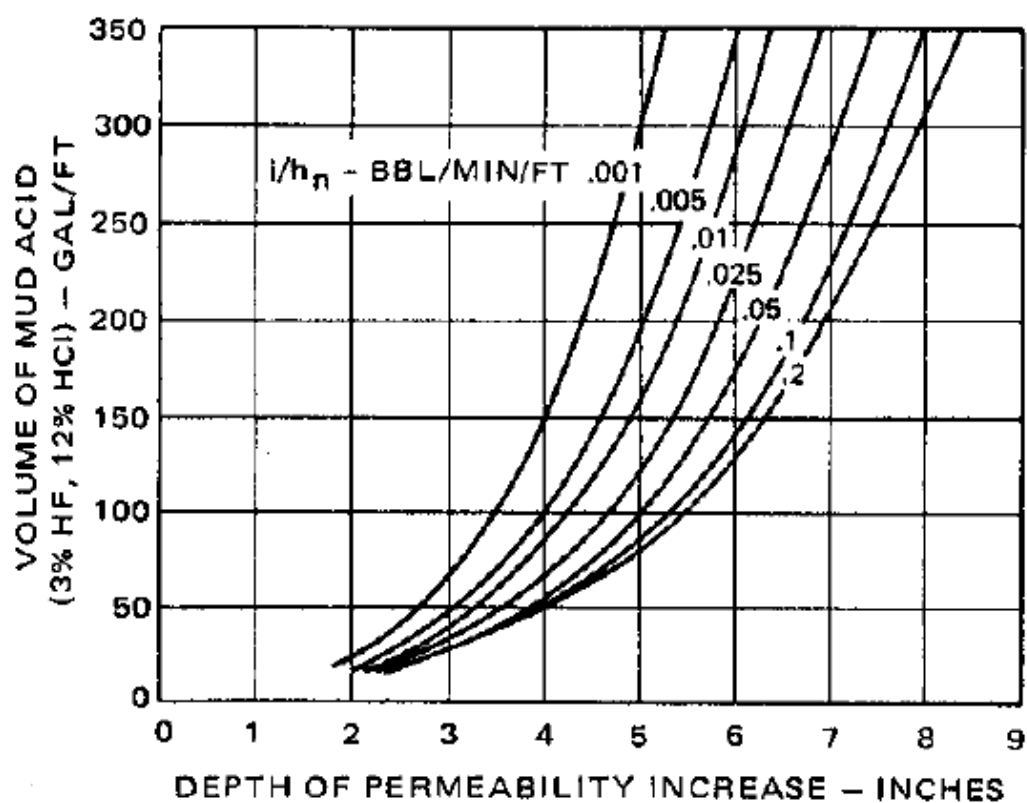
تعیین حجم اسید اصلی

حجم اسید اصلی لازم به نوع آسیب، عمق آسیب و نوع و غلظت اسید مورد استفاده بستگی دارد. به طور کلی بین ۷۵ تا ۱۰۰ گالن اسید ۳-۱۳/۵ wt% HCl و ۰/۵-۳% HF به ازای هر فوت از مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد. تلاش‌های زیادی برای بدست آوردن کمترین حجم اسید لازم انجام شده است. یکی از این روشها روش گرافیکی است که توسط ویلیامز [۶] در سال ۱۹۷۵ ارائه شد. چگونگی بدست آوردن حجم اسید از این روش به قرار زیر است:

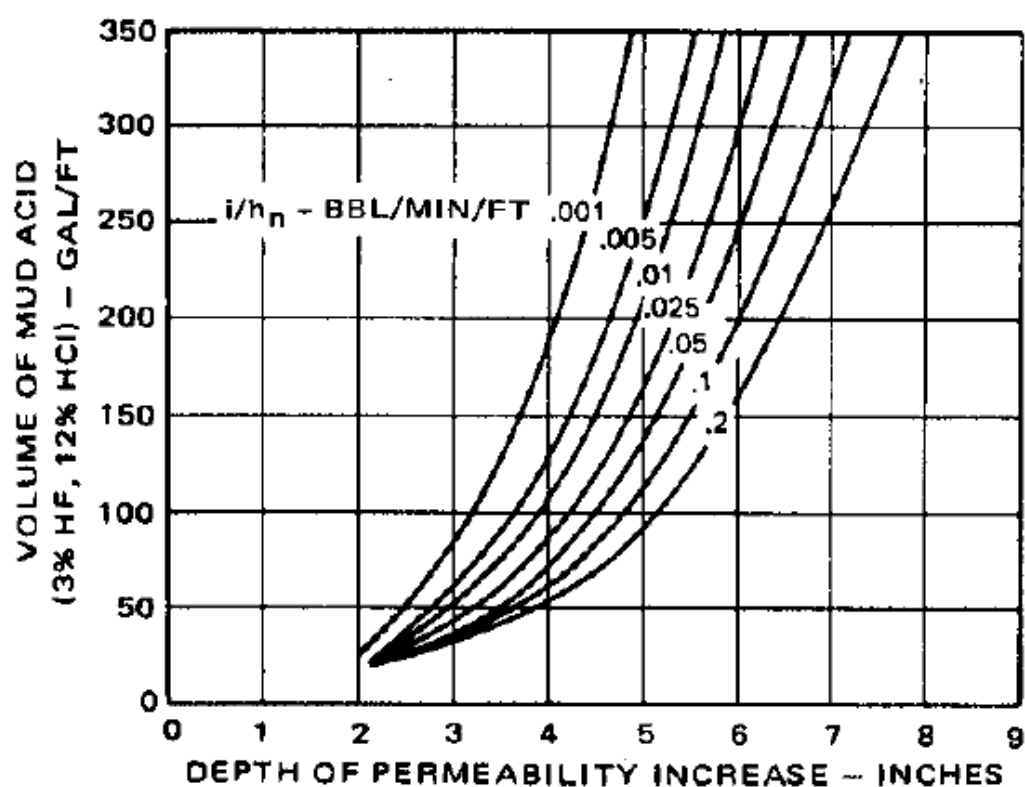
- ✓ با تقسیم نرخ تزریق لازم (به دست آمده در مرحله ۲) بر ضخامت مخزن (یا طولی از لوله مغزی که مشبک شده است) می‌توان نرخ تزریق مخصوص^۱ را بر حسب bbl/min.ft بدست آورد (i/h).
- ✓ شعاع منطقه صدمه دیده را به دست آورید (r_s)، اگر داده‌های چاه‌آزمایی^۲ موجود نباشد می‌توان به صورت سرانگشتی از قانون زیر استفاده کرد:

$$\begin{cases} k < 5 \text{ md} & r_s = 3" \\ k > 5 \text{ md} & r_s = 6" \end{cases}$$

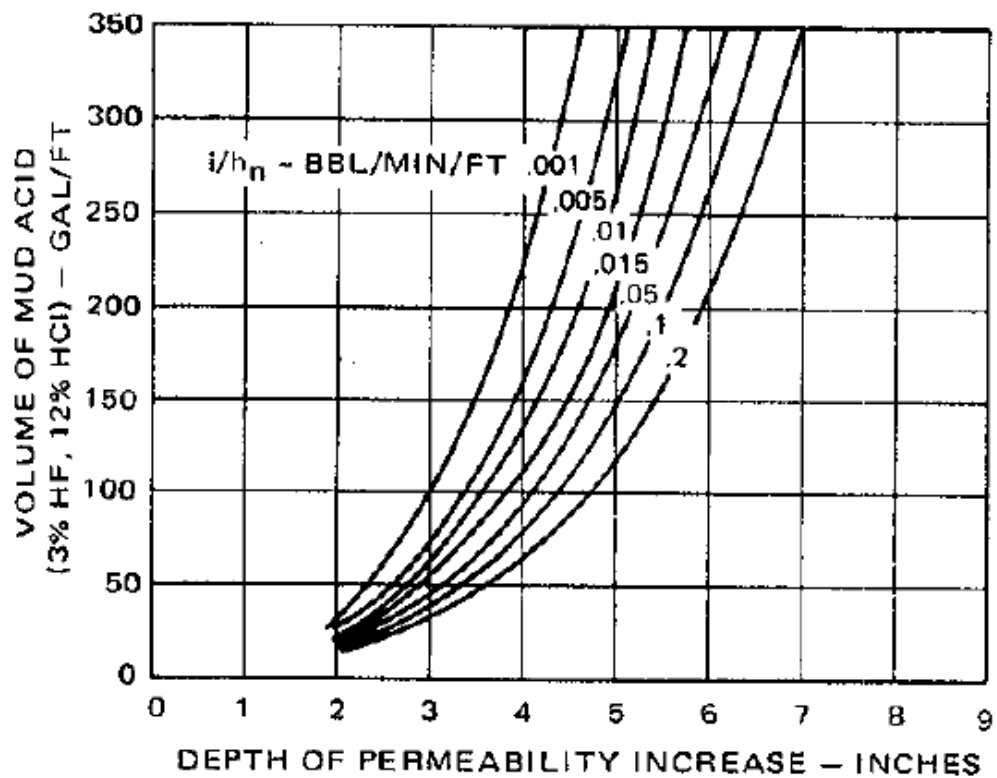
- ✓ دمای سازند را مشخص کنید (بر حسب °F)
- ✓ از اشکال ۳۸ تا ۴۱ شکلی که با دمای سازند هم‌خوانی بیشتری دارد را انتخاب کنید. با داشتن شعاع منطقه صدمه دیده (r_s) و نیز (i/h) و استفاده از شکل انتخاب شده می‌توان حجم اسید لازم (3wt%HF-12wt%HCl) را برای چاهی با شعاع ۳ اینچ بدست آورد.



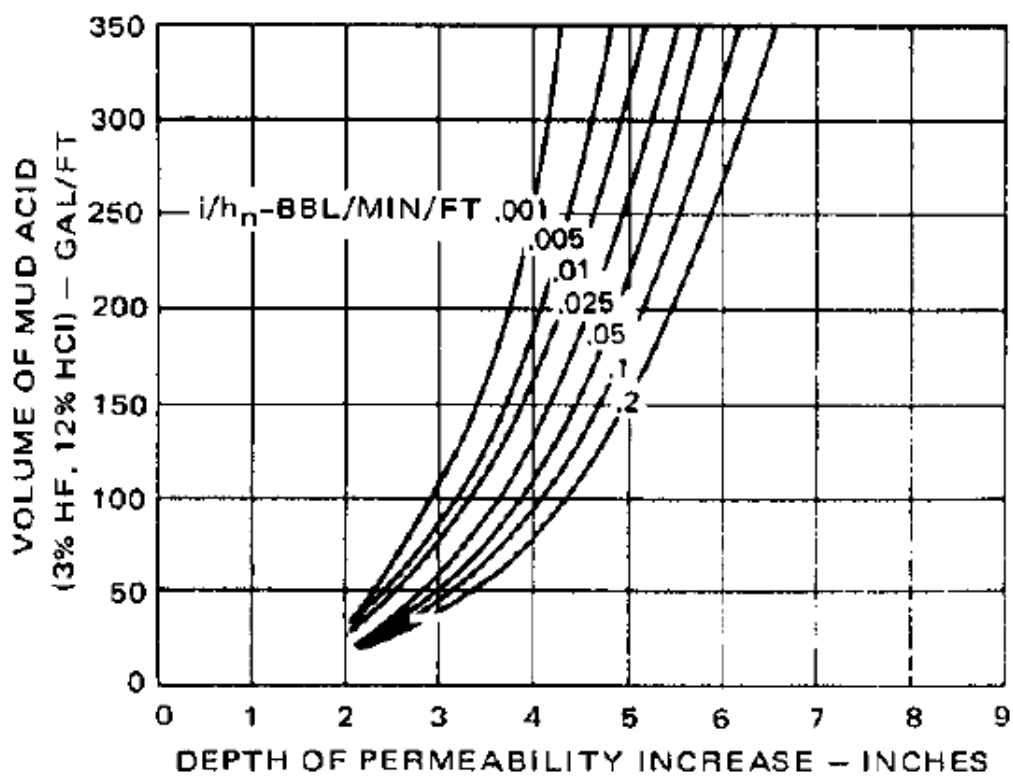
شکل ۳۸: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با ۱۰۰°F است [۶].



شکل ۳۹: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با ۱۵۰°F است [۶].



شکل ۴۰: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با ۲۰۰°F است [۶].



شکل ۴۱: حجم اسید لازم برای تزریق در چاهی با شعاع ۳ اینچ وقتی دمای سازند برابر با 250°F است [۶].

✓ اگر درصد اسید هیدروفلوریک مورد استفاده بیشتر و یا کمتر از 3% بود می توان حجم اسید لازم را به صورت زیر تصحیح کرد:

$$V = V_o \times \left(\frac{3\%}{\text{در صد اسید هیدرو فلوریک در محلول مورد استفاده}} \right)$$

که در آن V_o حجم اسید به دست آمده از نمودار و V حجم اسید مورد نیاز می باشد.

✓ اگر شعاع چاه بیشتر یا کمتر از 3" بود می توان حجم اسید لازم را به صورت زیر تصحیح کرد:

$$V = V_o \left(\frac{r_s^2 - r_w^2}{r_s^2 - 9} \right) \quad (۶-۱)$$

که در آن:

r_w : شعاع چاه

V_o : حجم اسید به دست آمده در مرحله قبل

r_s : شعاع منطقه صدمه دیده

V : حجم اسید لازم

خلاصه

✓ Preflash: حجمی از اسید هیدروکلریک 5 تا 15wt% برابر با مقدار بدست آمده در قسمت تعیین حجم preflash مرحله ۴

✓ اسید HF-HCL: برابر با حجم بدست آمده در قسمت تعیین حجم اسید اصلی در مرحله ۴

✓ After flush: در چاههای نفتی از حجمی از اسید کلریدریک 15wt% یا گازوئیل معادل حجم مخلوط HF-HCL محاسبه شده در قسمت قبل استفاده شود.

در چاههای گازی یا تزریقی آب از حجمی از اسید کلریدریک 15wt% معادل حجم HF-HCL محاسبه شده در قسمت قبل استفاده شود.

✓ سیالات طراحی شده باید با دبی و فشاری کمتر از مقادیر محاسبه شده در مرحله ۲ و ۳ به داخل چاه تزریق شوند.

✓ پس از اتمام عملیات تزریق، بلافاصله باید بهره برداری از چاه را آغاز کرد تا اسید تزریق شده از داخل چاه خارج شده و خود باعث ایجاد صدمه به سازند نشود.

مثال:

اسید کاری چاهی با اسید 3wt%HF-12wt%HCL با مشخصات زیر مد نظر است. محاسبات لازم برای تزریق شامل حجم اسید و سیالات لازم دیگر، فشار و دبی تزریق را انجام دهید:

Formation depth = 5000'

Perforated interval = 10'

$\bar{k}=50\text{md}$

$T=150^{\circ}\text{F}$

$\mu_o = 1\text{cp @ reservoir conditions}$

$\mu = 0.78\text{cp (viscosity of 15wt\% HCL @ } 150^{\circ}\text{F)}$

$FG=0.7 \text{ psi/ft (@ initial pressure of 2000 psi)}$

$P_{\text{reservoir}} = 1000\text{psi (current reservoir pressure)}$

Over burden gradient = 1 psi /ft

Wellbore radius = 3"

Drainage radius = 660 ft

$\rho_{\text{acid}} = 9\text{ppg}$

حل:

(۱): بدست آوردن FG در فشار فعلی مخزن:

$$FG = \alpha + (OG - \alpha) \frac{p}{d}$$

$$0.7 = \alpha + (1 - \alpha) \times \frac{2000}{5000}$$

$$\rightarrow \alpha = 0.5$$

$$\Rightarrow FG = 0.5 + (1 - 0.5) \times \frac{1000}{5000}$$

$$\rightarrow FG = 0.6 \text{ psi / ft}$$

(۲): i_{max}

$$i_{\text{max}} = \frac{7.08 \bar{k} h (P_{wi} - P_e)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \times \left(\frac{1}{1440}\right)$$

$$\Rightarrow i_{\max} = \frac{4/917 \times 10^{-3} \times 0/05 \times 10 \times ((5000 \times 0/6) - 1000)}{0/78 \ln\left(\frac{660}{0/25}\right)}$$

$$= 0/8 \text{ bbl / min}$$

$$\Rightarrow \frac{i_{\max}}{h} = \frac{0/8}{10} = 0/08 \text{ bbl / min . ft}$$

در عمل با 90% این دبی کار خواهیم کرد یعنی $i/h=0/072$

$P_{\max}$: (۳)

$$P_{\max} = FG \times Depth - (0/052 \times \rho_{Acid} \times TVD) + \Delta p_{tubing}$$

به علت نداشتن قطر لوله مغزی از افت فشار داخل آن صرف نظر می‌شود:

$$= 0/6 \times 5000 - (0/052 \times 9 \times 5000) + 0 = 650 \text{ psi}$$

(۴) حجم اسید اصلی مورد نیاز برای بر طرف کردن آسیب دیدگی تا فاصله 6' از دیواره چاه: (با استفاده از شکل ۳۹)

$$V = 220 \text{ gal/ft of perforated interval}$$

$$\Rightarrow V = 2200 \text{ gal}$$

(۵) طراحی عملیات:

Preflash: 500gal (15wt% HCL)

Acid: 2200 gal (3wt% HF – 12wt% HCL)

After flash: 2200 gal (90% diesel oil + 10% EGMBE)

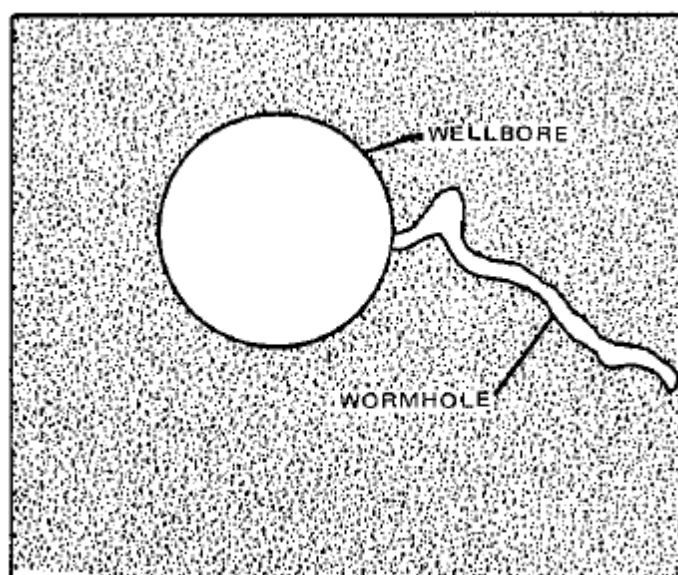
تمام سیال با فشاری کمتر از 650psi در سطح به داخل سازند تزریق شوند.

فصل هفتم: طراحی ماتریکس اسید در سنگ‌های کربناته

بر خلاف ماسه سنگها هدف از اسیدکاری سنگهای کربناته برطرف کردن آسیب‌های وارد شده در اطراف چاه نیست، بلکه هدف ایجاد سوراخهایی در سنگ به نام سوراخ‌های حلزونی^۱ (شکل ۴۲) می‌باشد به‌طوری‌که نفت یا گاز بتواند از این سوراخ‌های حلزونی حرکت کند و در نهایت تولید شود [۳]. شکل ۴۳ سوراخ‌های حلزونی ایجاد شده هنگام اسیدکاری یک نمونه مغزه کربناته در آزمایشگاه را نشان می‌دهد [۹]. هنوز مشخص نیست که چند سوراخ حلزونی بوجود می‌آید و نقاط تشکیل آن‌ها کجاست. طول سوراخ‌های حلزونی از چند سانتیمتر تا چند متر متغیر است. در سازندهایی که به صورت شکافدار^۲ هستند اسید می‌تواند وارد شکاف‌های موجود شود به این ترتیب می‌توان انتظار داشت که دبی بیش از حالت صدمه ندیده^۳ شود.

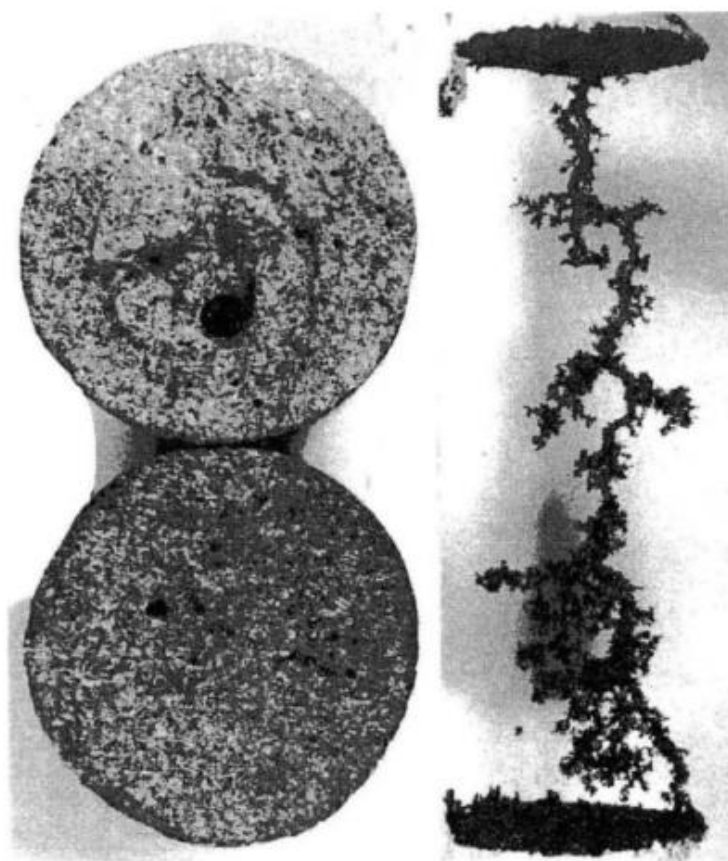
طراحی ماتریکس اسید در سنگ‌های کربناته خیلی مشکل‌تر از ماسه سنگها می‌باشد چون در اینجا مکان و تعداد سوراخ‌های حلزونی بوجود آمده کاملاً نامشخص است. شکل و ساختار سوراخ‌های بوجود آمده به عامل‌های زیادی مثل نرخ تزریق سیال، نوع جریان و چگونگی انجام واکنش بستگی دارد [۳].

در سنگ‌های کربناته نیز همانند ماسه سنگ‌ها باید نوع سیال، حجم سیال، نرخ تزریق و فشار تزریق سیال مورد نظر را تعیین کنیم. در مورد دبی و فشار تزریق سیال، روال کار دقیقاً مشابه همان چیزی است که در ماسه سنگ‌ها انجام شد.



شکل ۴۲: بوجود آمدن Wormhole در اسیدکاری سنگهای کربناته

- 1 - Worm Hole
- 2 - Fractured
- 3 - Undamaged



شکل ۴۳: سوراخ‌های حلزونی ایجاد شده همگام اسیدکاری سنگ آهک [۹]

مرحله ۱: نوع و غلظت اسید

برای انتخاب اسید اصلی می‌توان از جدول ۱۳ که توسط McLeod (۱۹۸۴) ارائه شده است کمک گرفت. توجه داشته باشید که این جدول تنها به عنوان یک راهنما برای شروع اسیدکاری در یک میدان نفتی می‌تواند استفاده شود و نوع و مقدار اسید مناسب را می‌توان پس از اسیدکاری چند چاه در این میدان و نیز انجام آزمایشات پاسخ مغزه^۱ بدست آورد [۳].

جدول ۱۳: نوع و غلظت اسید پیشنهاد شده برای اسیدکاری ماسه سنگ‌ها [۱۲]

Perforation fluid	5 wt% acetic acid
Damaged perforation	9 wt% Formic Acid
	10 wt% Acetic Acid
	15 wt% HCL
	15 wt% HCL
Deep wellbore damage	28 wt% HCL
	Emulsified HCL

مرحله ۲: نرخ تزریق اسید

همانطور که هنگام طراحی ماتریکس اسید برای ماسه سنگها در قسمت قبل اشاره شد، بیشترین نرخ تزریق توسط فشار شکست سازند کنترل می‌شود. بهترین راه برای تعیین فشار شکست سازند استفاده از داده‌هایی است که توسط leak off test (فصل هشتم را ببینید) بدست آمده است. همچنین می‌توان با استفاده از روابط تجربی داده شده (فصل هشتم را ببینید) نیز مقدار فشار شکست سازند را بدست آورد. اگر فشار شکست یک سازند در فشار سازندی متفاوت با فشار فعلی سازند (یا عمقی از سازند متفاوت با عمق فعلی) در دست باشد می‌توان مقدار آن را با استفاده از رابطه زیر تصحیح کرد:

$$FG = \alpha + (OG - \alpha) \frac{p}{d}$$

که در این رابطه:

✓ FG: گرادیان فشار شکست سازند (psi/ft)

✓ OG: گرادیان فشار overburden (psi/ft)

✓ p: فشار مخزن (psi)

✓ d: عمق سازند (ft)

✓ α : ضریبی است که برای هر سنگ مخزن مقدار ثابتی دارد.

با داشتن FG، d و فشار مخزن (در زمان اندازه‌گیری FG) می‌توان α (ضریبی است که برای هر سنگ مخزن مقدار ثابتی دارد) را بدست آورد. حال با داشتن α می‌توان فشار شکست همین سازند را در فشارهای مختلف سازند یا عمق‌های دیگر برای همین سازند بدست آورد.

بنابراین با فرض جریان شبه پایا بیشترین فشار تزریق توسط یکی از روابط زیر بدست می‌آید:

$$i_{\max} = \frac{7/08 \bar{k} h (p_{wi} - p_e)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \times \left(\frac{1}{1440}\right)$$

$$i_{\max} = \frac{7/08 k h (p_{wi} - p_e)}{\mu [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s]} \times \left(\frac{1}{1440}\right)$$

$$i_{\max} = \frac{7/08 k h (p_{wi} - p_r)}{\mu [\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s - 0.75]} \times \left(\frac{1}{1440}\right)$$

که در این روابط:

$$i_{\max} = \text{ماکسیمم نرخ تزریق (bbl/min)}$$

$$h = \text{ضخامت مخزن (ft)}$$

$$\bar{k} = \text{تراوایی متوسط مخزن (d)}$$

$$k = \text{تراوایی قسمت صدمه ندیده مخزن (d)}$$

$$p_{wi} = \text{بیشترین فشار مجاز در ته چاه (psi)}$$

$$p_e = \text{فشار مخزن (psi)}$$

$$p_r = \text{فشار متوسط مخزن (psi)}$$

$$\mu = \text{ویسکوزیته اسید}$$

$$r_w = \text{شعاع چاه (ft)}$$

$$r_e = \text{شعاع زهکشی چاه (ft)}$$

$$S = \text{ضریب پوسته}$$

نکته: در عمل اسید حداکثر با 90% نرخ تزریق بدست آمده از روابط بالا به داخل چاه تزریق می‌شود تا از شکسته شدن سازند جلوگیری شود.

مرحله ۳: حداکثر فشار تزریق در سطح

$$P_{\max} = P_{wi} - \Delta P_{\text{hydrostatic}} + \Delta P_{\text{tubing}}$$

$$\Rightarrow P_{\max} = FG \times \text{Depth} - (0.052 \times \rho_{\text{Acid}} \times \text{TVD}) + \Delta P_{\text{tubing}}$$

و

$$\Delta p_{\text{tubing}} = \frac{97 \rho^{0.79} i^{1.79} \mu^{0.207}}{1000 D^{4.79}} l$$

که در این روابط:

$$P_{\max} = \text{حداکثر فشار تزریق در سطح، psia}$$

$$P_{wi} = \text{حداکثر فشار تزریق در ته چاه، psia}$$

$$\Delta P_{\text{hydrostatic}} = \text{افت فشار هیدرواستاتیک ناشی از ستون اسید، psia}$$

$$\Delta P_{\text{tubing}} = \text{افت فشار ناشی از حرکت اسید در چاه، psia}$$

$$\rho = \text{چگالی اسید، ppg}$$

$$i = \text{نرخ تزریق، bbl/min}$$

$$\mu = \text{ویسکوزیته اسید، cp}$$

$$D = \text{قطر لوله مغزی، in}$$

$$l = \text{طول لوله مغزی، ft}$$

در عمل می‌توان از ΔP_{tubing} (افت فشار ناشی از حرکت اسید در چاه) صرف نظر کرد تا فشار تزریق از فشار شکست سازند کمتر شود، بنابراین:

$$P_{max} = FG \times Depth - (0/052 \times \rho_{Acid} \times TVD)$$

مرحله ۴: حجم اسید

معمولاً بین ۵۰ تا ۲۰۰ گالن اسید HCL (15% تا 28%) به ازای هر فوت از مخزن استفاده می‌شود. و در حالت کلی در سازندهایی که احتمال آسیب شدید وجود دارد از مقدار بیشتری اسید استفاده می‌شود. اما اگر بخواهیم مقدار اسید لازم را به صورت دقیق‌تر محاسبه کنیم، می‌توانیم به دو روش عمل کنیم: ۱- مدل انتشار سوراخ‌های حلزونی که توسط داکورد^۱ [۱۰] ارائه شده است ۲- استفاده از روش حجمی. هرچند روش اول مقدار بهینه اسید لازم را بدست می‌دهد اما به نظر می‌رسد روش دوم به واقعیت نزدیک‌تر باشد.

بر اساس مدل انتشار سوراخ‌های حلزونی ارائه شده توسط داکورد و همکارانش در سال ۱۹۸۹، حجم اسید لازم به ازای واحد ضخامت سازند توسط رابطه زیر قابل تخمین زدن است:

$$V_h = \frac{\pi \phi D^{2/3} q_h^{1/3} r_{wh}^{d_f}}{b N_{Ac}}$$

$$N_{Ac} = \frac{\phi \beta \gamma_a}{(1 - \phi) \gamma_m},$$

که در روابط بالا:

V_h : حجم اسید لازم به ازای واحد ضخامت سنگ، (m^3/m)

ϕ : تخلخل سنگ، نسبت

q_i : نرخ تزریق به ازای واحد ضخامت سازند، ($m^3/sec.m$)

D : ضریب انتشار ملکولی^۲، (m^2/s)

r_{wh} : شعاعی از چاه که باید اسیدکاری شود، m

N_{Ac} : عدد موپینگی اسید^۳، بدون بعد

d_f : 1/6

b : $1/5 \times 10^{-5}$

β : توان انحلال جرمی اسید

γ_a : وزن مخصوص اسید

γ_m : وزن مخصوص کانیهای که باید حل شوند.

1 - Daccord

2 - Molecular Diffiusion Equation

3 - Acid Capillary Number

حجم اسید لازم بر اساس مدل حجمی به ازای واحد ضخامت سازند از رابطه زیر قابل تخمین خواهد بود [۳]:

$$V_h = \pi \phi (r_{wh}^2 - r_w^2) (pv)_{bt}$$

که در این رابطه $(pv)_{bt}$ عبارت است حجم اسید تزریق شده بر حسب فضاهای خالی^۱ در یک نمونه آزمایشگاهی در زمانی که اسید خود را به انتهای مغزه رسانده است، بنابراین مشخص است که در این روش به داده‌های آزمایشگاهی نیاز است.

مثال:

در نظر است برای اسیدکاری یک سازند کربناته تا فاصله ۳ فوتی از دیواره چاهی به شعاع 0/328 فوت از اسید هیدروکلریک 28wt% استفاده شود. اگر در آزمایشگاه حجم اسید لازم برای ایجاد اولین سوراخ حلزونی در یک نمونه مغزه گرفته شده از همین سازند 1/5 برابر حجم فضاهای خالی این نمونه باشد، حجم اسید لازم برای اسیدکاری این سازند را به دو روش a (مدل داکورد و b) روش حجمی محاسبه کنید. اطلاعات زیر نیز در دست است:

✓ وزن مخصوص سنگ سازند = 2/71

✓ تخلخل سازند = 15%

✓ نرخ تزریق = 1 bbl/min.ft

✓ ضریب انتشار ملکولی = $10^{-9} m^2/s$

✓ وزن مخصوص اسید مورد استفاده = 1/14

حل:

(a) Daccord's model:

$$\begin{aligned}\beta &= C_a \frac{v_m M W_m}{v_a M W_a} = (0.28) \frac{(1)(100.1)}{(2)(36.5)} \\ &= 0.3836 \text{ lb}_m \text{ CaCO}_3 / \text{lb}_m \text{ 28 wt\% HCl solution.} \\ N_{Ac} &= \frac{\phi \beta \gamma_a}{(1 - \phi) \gamma_m} = \frac{(0.15)(0.3836)(1.14)}{(1 - 0.15)(2.71)} = 0.0285 \\ q_h &= 0.1 \text{ bbl/min-ft} = 8.69 \times 10^{-4} \text{ m}^3 / \text{sec-m} \\ r_{wh} &= 0.328 + 3 = 3.328 \text{ ft} = 1.01 \text{ m} \\ V_h &= \frac{\pi \phi D^{2/3} q_h^{1/3} r_{wh}^{d_f}}{b N_{Ac}} \\ &= \frac{\pi (0.15)(10^{-9})^{2/3} (8.69 \times 10^{-4})^{1/3} (1.01)^{1.6}}{(1.5 \times 10^{-5})(0.0285)} \\ &= 0.107 \text{ m}^3 / \text{m} = 8.6 \text{ gal/ft}\end{aligned}$$

(b) Volumetric model:

$$\begin{aligned}V_h &= \pi \phi (r_{wh}^2 - r_w^2) (PV)_{bt} \\ &= \pi (0.15)(3.328^2 - 0.328^2)(1.5) \\ &= 7.75 \text{ ft}^3 / \text{ft} = 58 \text{ gal/ft.}\end{aligned}$$

مثال:

ماتریکس اسید را برای چاهی با مشخصات زیر طراحی کنید:

$\bar{k}h = 200 \text{ md-ft}$
Perforated interval = 20 ft
Formation depth = 7500 ft
FG = 0.7 psi/ft (در فشار اولیه برابر با 3075 psi)

Over burden gradient = 1 psi / ft
Reservoir pressure = 2000 psi
Acid viscosity (at reservoir temperature) = 0.4 cp
Drainage radius = 660 ft
Well radius = 0.25 ft

حل:

FG = ?

$$0/7 = \alpha + (1 - \alpha) \frac{3075 \text{ psi}}{7500 \text{ ft}}$$

$$\Rightarrow \alpha = 0/49$$

$$\Rightarrow FG = 0/49 + (1 - 0/49) \frac{2000 \text{ psi}}{7500 \text{ ft}}$$

$$\Rightarrow FG = 0/63 \text{ psi / ft}$$

$$i_{\max} = ?$$

$$i_{\max} = \frac{7/08 \bar{k} h (P_{wf} - P_e)}{\mu \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \times \left(\frac{1}{1440}\right)$$

$$= \frac{7/08 \times \frac{200}{1000} \times ((0/63 \times 7500) - 2000)}{0/4 \times \ln\left(\frac{660}{0/25}\right)} \times \frac{1}{1440}$$

$$= 0/85 \text{ bbl / min}$$

$$i_{\text{مورد استفاده}} = 0/85 \times 90\% = 0/77 \text{ bbl/min}$$

$$P_{\max} = ?$$

با صرف نظر کردن از افت فشار ناشی از حرکت سیال داریم:

$$P_{\max} = FG \times TVD - (0/052 \times \rho_{\text{Acid}} \times TVD)$$

$$= 0/63 \times 7500 - (0/052 \times 1 \times 7500)$$

$$= 1500 \text{ psi}$$

حجم اسید:

در این مثال چون اطلاعات داده شده برای محاسبه حجم اسید به روش داکور یا روش حجمی کافی نیست می‌توان به صورت

تخمینی حدود 100 gal/ft اسید در چاه تزریق کرد.

بنابراین:

✓ ۲۰۰۰ گالن اسید 28wt% HCl با حداکثر نرخ 0/77 bbl/min در چاه تزریق کنید.

- ✓ فشار در سطح نباید از 1500psi تجاوز کند.
- ✓ از افزایشهای جلوگیری کننده از خوردگی^۱ در حد مورد نیاز استفاده کنید.
- ✓ اسید تزریق شده در چاه را با حجم آبی بیشتر از حجم tubing جا به جا کرده و وارد سازند کنید.
- ✓ هر چه زودتر تولید از چاه را آغاز کنید.

تمرین‌ها

۱- علت هر مورد را توضیح دهید:

- ✓ استفاده از اسید کلریدریک همراه با اسید فلوریدریک هنگام اسیدکاری سازندهای ماسه سنگی
- ✓ کاهش شدت واکنش اسید با افزایش فشار و غلظت محصولات

۲- موارد زیر را توضیح دهید:

- Stimulation process ✓
- ثابت تعادل ✓
- Preflash fluid ✓

۳- رابطه Dake را به طور کامل اثبات کنید.

۴- چاهی با مشخصات زیر در یک مخزن نفتی که جنس آن عمدتاً سنگ آهک است حفر شده است:

k (permeability) = 30 md

h (reservoir thickness) = 10 ft

d (reservoir depth) = 7000 ft

FG (formation fracture pressure gradient @ initial formation pressure of 3000 psi and depth of 5000 ft)
= 0/7 psi/ft

Over burden pressure gradient = 1 psi/ft

p_r (average reservoir pressure) = 2500 psi

μ_a (acid viscosity @ reservoir temperature) = 0/4 cp

C_t (total fluid compressibility) = 0/0000129 psi-1

r_e (drainage radius) = 660 ft

r_w (well radius) = 0/25 ft

بلافاصله پس از اتمام حفاری این چاه، قرار شد عملیات اسیدکاری انجام شود. موارد زیر را تعیین کنید:

- a. گرادیان فشار شکست سازند در شرایط عمق و فشار فعلی
- b. نرخ تزریق ماکسیمم اسید
- c. حداکثر فشار تزریق مورد انتظار در سطح
- d. نوع و غلظت اسید مورد نیاز
- e. حجم اسید لازم

۵- پس از حفری چاهی در منطقه نفتی یک مخزن (Oil Zone)، تست DST گرفته شد و داده‌های زیر بدست آمد:

- ✓ Average reservoir Pressure (P_r)= 2000 Psi,
- ✓ Average reservoir Permeability ($\bar{K}$)= 10 md,
- ✓ Effective drainage radius (r_e)=750 ft,
- ✓ Formation skin factor = ۳,
- ✓ Radius of skin (r_s) =5 ft.

از نمونه نفت بدست آمده از تست DST نیز داده‌های زیر بدست آمد:

- ✓ Reservoir oil viscosity (μ_o) =0.71 cp,
- ✓ Oil formation volume factor (B_o)=1.25 bbl/STB,
- ✓ Bobble point pressure (P_b) = 800 Psi.

مشخصات فیزیکی این چاه به صورت زیر می باشد:

- ✓ Well radius (r_w) = 0.5 ft,
- ✓ Average Reservoir thickness (h)=70 ft,
- ✓ Reservoir depth (layer depth) = 9000 ft,

همچنین از روی آزمایشات انجام شده بر روی نمونه مغزه گرفته شده از مخزن، خواص سنگ مخزن به صورت زیر بدست آمد:

- ✓ Initial porosity (ϕ_o)= 0.1
- ✓ Relation between initial and new porosity and permeability

$$\frac{K}{K_o} = \left(\frac{\phi}{\phi_o}\right)^2$$

- ✓ Rock type: Lime stone

حجم اسید کلریدریک 15% وزنی لازم برای بر طرف کردن Skin چقدر است؟

$$\rho_{Limestone} = 2.87 \text{ gr/cm}^3$$

$$MW_{HCl} = 36.45$$

$$MW_{CaCO_3} = 100.09$$

(MW: Molecular Weight ρ : Density)

6- For the reaction between 20 wt% HCl solution and calcite, calculate the gravimetric and volumetric dissolving power of the acid solution.

7- For the reaction between 20 wt% HCl solution and dolomite, calculate the gravimetric and volumetric dissolving power of the acid solution.

8- A sandstone with a porosity of 0.18 containing 8 vol% calcite is to be acidized with HF/HCl mixture solution. A preflush of 15 wt% HCl solution is to be injected ahead of the mixture to dissolve the carbonate minerals and establish a low-PH environment. If the HCl preflush is to remove all

- carbonates in a region within 1/5 ft beyond a 0/328-ft-radius wellbore before the HF/HCl stage enters the formation, what minimum preflush volume is required in terms of gallon per foot of pay zone?
- 9- A sandstone with a porosity of 0/15 containing 12 v% dolomite is to be acidized with HF/HCl mixture solution. A preflush of 15 wt% HCl solution is to be injected ahead of the mixture to dissolve the carbonate minerals and establish a low-PH environment. If the HCl preflush is to remove all carbonates in a region within 1/2 feet beyond a 0/328-ft-radius wellbore before the HF/HCl stage enters the formation, what minimum preflush volume is required in terms of gallon per foot of pay zone?
- 10- A 30-ft thick, 40-md sandstone pay zone at a depth of 9,000 ft is to be acidized with an acid solution having a specific gravity of 1/07 and a viscosity of 1/2 cp down a 2-in. ID coil tubing. The formation fracture gradient is 0/7 psi/ft. The wellbore radius is 0/328 ft. Assuming a reservoir pressure of 4,000 psia, drainage area radius of 1,500 ft and skin factor of 10, calculate
- The maximum acid injection rate using safety margin 200 psi.
 - The maximum expected surface injection pressure at the maximum injection rate.
- 11- A 40-ft thick, 20-md sandstone pay zone at a depth of 8,000 ft is to be acidized with an acid solution having a specific gravity of 1/07 and a viscosity of 1/5 cp down a 2-in. ID coil tubing. The formation fracture gradient is 0/65 psi/ft. The wellbore radius is 0/328 ft. Assuming a reservoir pressure of 3,500 psia, drainage area radius of 1,200 ft, and skin factor of 15, calculate
- The maximum acid injection rate using a safety margin of 400 psi.
 - The maximum expected surface injection pressure at the maximum injection rate.
- 12- A 20 wt% HCl is needed to propagate wormholes 2 ft from a 0/328-ft radius wellbore in a limestone formation (specific gravity 2/71) with a porosity of 0/12. The designed injection rate is 0/12 bbl/min-ft, the diffusion coefficient is $10^{-9} m^2/sec$, and the density of the 20% HCl is 1/11 g/cm³. In linear core floods, 1/2 pore volume is needed for wormhole breakthrough at the end of the core. Calculate the acid volume requirement using (a) Daccord's model and (b) the volumetric model.
- 13- A 25 wt% HCl is needed to propagate wormholes 3 ft from a 0/328-ft radius wellbore in a dolomite formation (specific gravity 2/87) with a porosity of 0/16. The designed injection rate is 0/15 bbl/min-ft, the diffusion coefficient is $10^{-9} m^2/sec$, and the density of the 25% HCl is 1/15 g/cm³. In linear core floods, 4 pore volumes is needed for wormhole breakthrough at the end of the

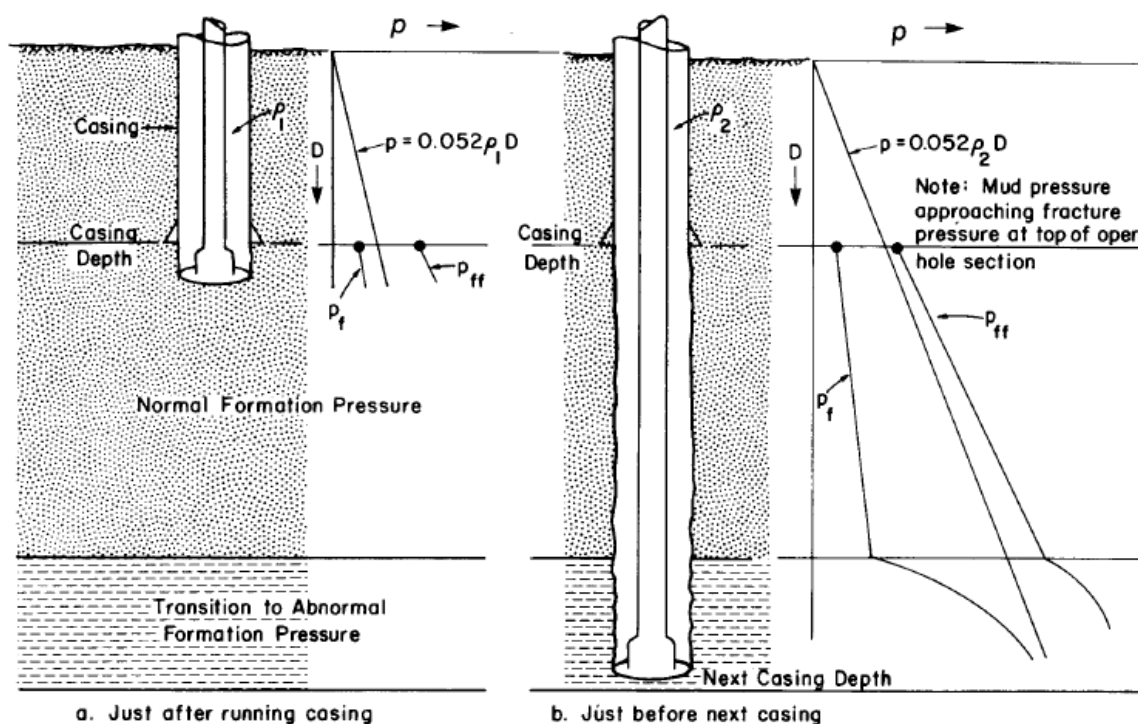
core. Calculate the acid volume requirement using (a) Daccord's model and (b) the volumetric model.

فصل هشتم: فشار شکست سازند

لزوم یافتن

هنگامی که داریم چاهی را حفاری می‌کنیم ممکن است در طول حفاری به یک لایه با فشار بالا^۱ برخورد کنیم. برای حفاری این لایه باید وزن گل را اضافه کنیم ولی نمی‌توانیم وزن گل را هر چقدر که می‌خواهیم اضافه کنیم چرا که لایه‌های کم فشار بالایی ممکن است شکسته شوند و به گفته دیگر در آنها شکاف^۲ ایجاد شود. یعنی از طرفی مجبوریم وزن گل را اضافه کنیم تا بر لایه‌های پر فشار پائینی غلبه کنیم و از طرفی وزن زیاد گل باعث شکسته شدن لایه‌های بالایی می‌شود. در این صورت از این نقطه به بعد نمی‌توان حفاری کرد و باید جابه‌ای اندیشید.

تنها راه ممکن استفاده از لوله جداری^۳ می باشد. برای اینکه بدانیم آیا فشار گل باعث شکافته شدن لایه در زیر کفشک^۴ خواهد شد یا نه باید مقدار گرا دیان شکست سازنده^۵ (FG) را محاسبه کنیم.



شکل ۴۴: چگونگی تغییرات فشار سازند، فشار شکست سازند فشار چاه در یک سازند دارای فشار abnormal [۱۳]

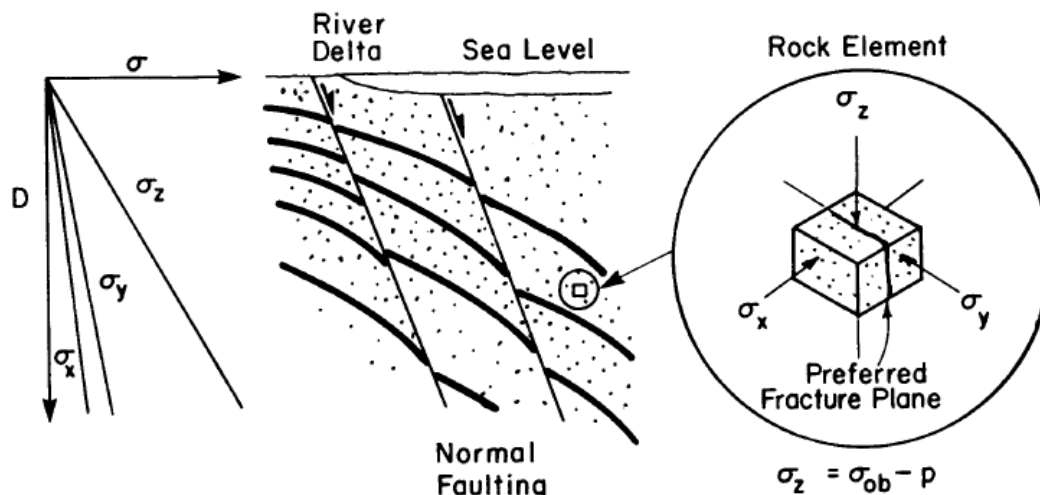
از موارد دیگری که لزوم محاسبه گزاردیان شکست سازند را دو چندان می کند هنگام اسیدکاری است که در این مورد باید فشار وارد بر سازند کمتر از فشار شکست سازند باشد.

مورد سومی که لازم است مقدار فشار شکست سازند را محاسبه کنیم هنگام انجام عملیات hydraulic fracturing است که در این حالت باید فشار وارد بر سازند از فشار شکست سازند بیشتر باشد.

- 1 - Abnormal Pressure
2 - Fracture
3 - Casing
4 - Casing Shoe
5 - Fracture Gradient

تنش‌های موجود در زمین

اگر یک المان دلخواه را در یک عمق دلخواه از زمین در نظر بگیریم تنش‌های اصلی وارد بر آن به صورت زیر خواهد بود:



شکل ۴۵: چگونگی تغییر تنش‌های اصلی با تغییر عمق [۱۳]

توجه داشته باشید که تنش‌ها عبارتند از برآیند نیروی عمودی وارد بر سطح المان

$$\sigma = \frac{\Delta F}{A}$$

و چون نیروهای ناشی از وزن سیال در همه جهات وارد می‌شوند و به هر دو طرف هر یک از صفحات بالا به طور مساوی وارد می‌شوند، پس تنش‌های هیدرو استاتیک جزو این تنش‌ها نمی‌باشند:

در سنگ‌های رسوبی که رفتاری الاستیک از خود نشان می‌دهند (در اعماق کم زمین) داریم:

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z$$

$$\mu = \text{Poisson's ratio (1/8-0/27)}$$

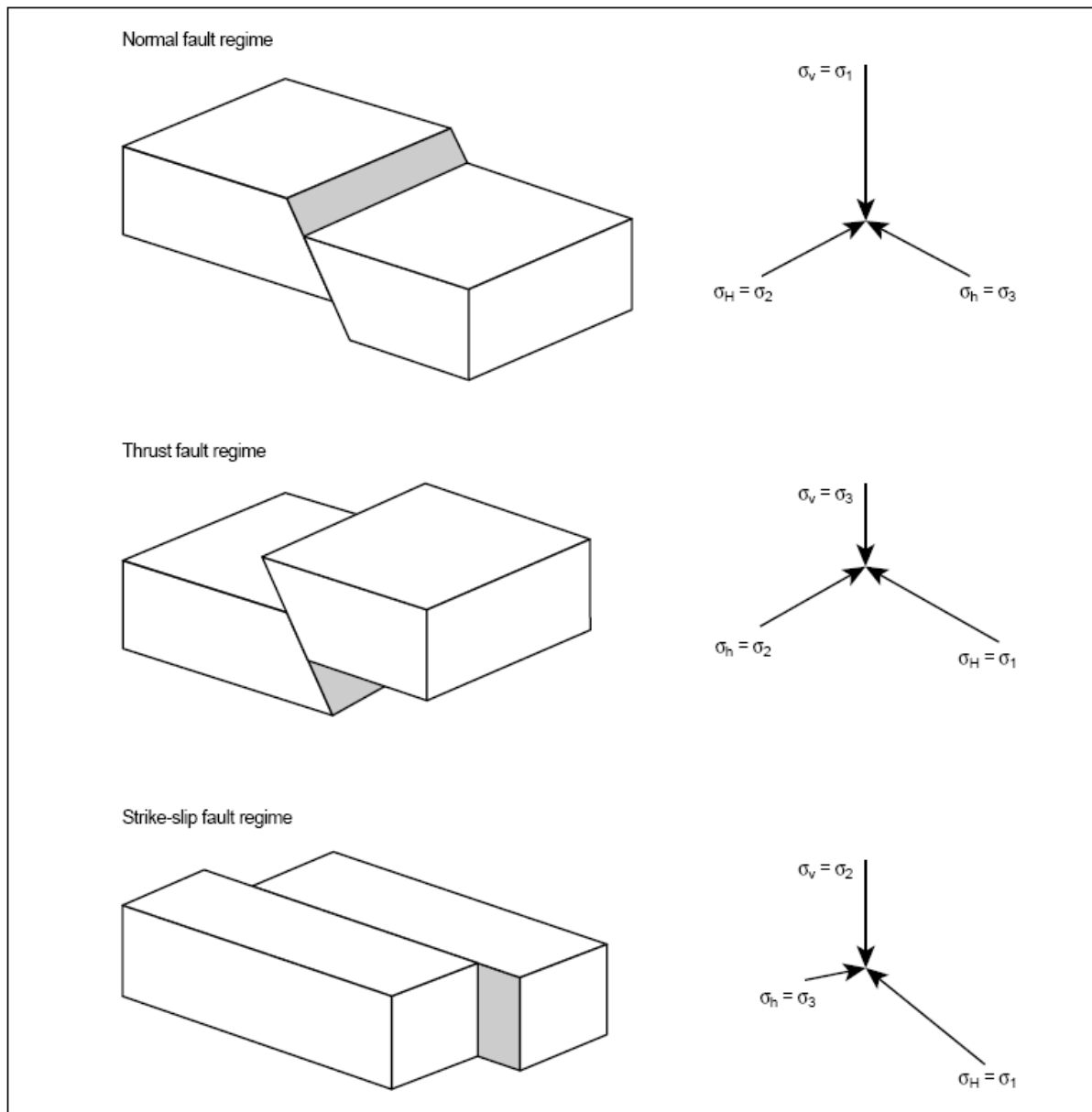
نکته: اگر یک جسم صلب با ابعاد یکسان را در جهت Z فشرده کنیم، این جسم در جهت Z به اندازه Δx کوتاهتر می‌شود ولی در عوض در جهت X و Y به اندازه Δx و Δy درازتر می‌شود بنابراین می‌توان μ را چنین تعریف کرد:

$$\mu = \frac{\Delta x}{\Delta z} = \frac{\Delta y}{\Delta z}$$

در اعماق زیاد تر زمین ممکن است سنگ‌ها رفتاری غیر لاستیک از خود نشان دهند و در این نواحی ممکن است σ_H مقدار

زیادتری داشته باشد. مثلاً در مناطقی که چنین خوردگی یا گسل معکوس وجود دارد مقدار σ_H حتی تا سه برابر σ_Z خواهد بود:

بر عکس در مناطقی که گسل نرمال وجود دارد مقدار σ_Z بیشتر از σ_H خواهد بود.



شکل ۴۶: اثر تنشها بر نوع گسل خوردگی (Anderson, 1951)

در یک نقطه دلخواه از زمین سه نوع تنش را می‌توان در جهت قائم از هم تمیز داد:

تنش ناشی از وزن سنگهای بالایی (lithostatic pressure) σ_Z :

فشار ناشی از سیال موجود در سازند (pore pressure) P_{por} :

فشار ناشی از وزن سیال + سنگ (overburden pressure) P_{ob} :

$$\Rightarrow \sigma_z = P_{ob} - P_{por}$$

In normal conditims:

$$\begin{cases} P_{ob} = \gamma_{ob} * D & \& \gamma_{ob} = 1 \text{psi} / \text{ft} \\ P_{pore} = \gamma_{pore} * D & \& \gamma_{pore} = 0.465 \text{psi} / \text{ft} \\ \sigma_z = \gamma_{lithostatic} * D & \& \gamma_{lithostatic} = 0.535 \text{psi} / \text{ft} \end{cases}$$

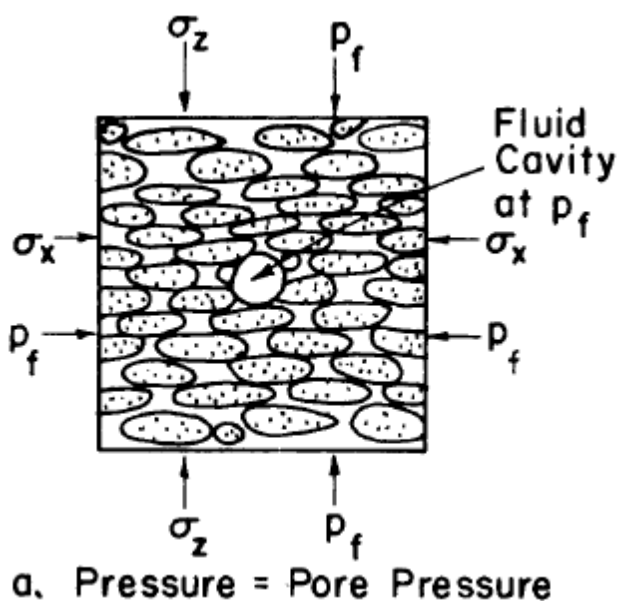
که در این روابط:

γ_{ob} : گرادیان فشار overburden

γ_{pore} : گرادیان فشار سیال داخل مخزن

$\gamma_{lithostatic}$: گرادیان فشار ناشی از وزن لایه‌های بالایی

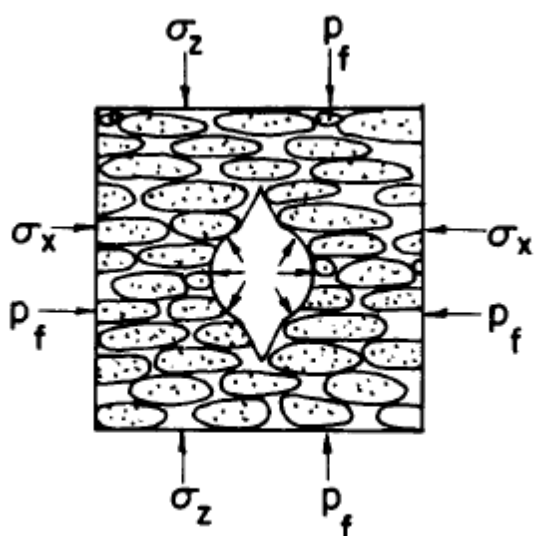
اگر خواسته باشیم در یک سنگ شکاف ایجاد کنیم ابتدا باید فشار سیال تزریقی بر فشار سیال داخل سازند غلبه کند با افزایش فشار سیال وارد سازند می شود و شروع به باز کردن معبری برای خود می کند. (شکل ۴۷)



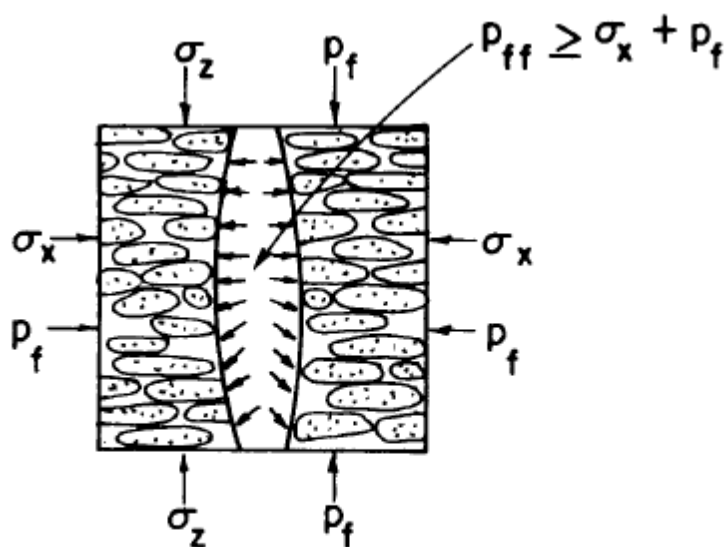
شکل ۴۷: بازکردن معبری داخل سنگ توسط سیال [۱۳]

با افزایش فشار این معبر بزرگتر می شود و دو طرف معبر به صورت شکافی از هم دور می شوند و در نهایت شکافی صفحه‌ای بوجود

می آید که به آن fracture گفته می شود این صفحه غالباً بر تنش اصلی می نیمم عمود می باشد: (شکل ۴۸)



b. Pressure > Pore Pressure



c. Pressure = Fracture Pressure

شکل ۴۸: چگونگی بوجود آمدن شکاف با افزایش فشار سیال [۱۳]

نکته: اگر صفحه ای را در یک نقطه از زمین و به صورت افقی در نظر بگیریم این صفحه با تنش مثل σ_{ob} به طرف پایین و با تنشی

مثل σ_{pore} به طرف بالا رانده می شود بنابراین تنش وارد بر این صفحه برابر $\sigma_{ob} - \sigma_{pore}$ خواهد بود.

تخمین فشار شکست سازند

روشهای زیادی برای محاسبه گرادیان فشار شکست سازند ارائه شده است که در اینجا به یکی از آنها به نام روش Matthews و Kelly اشاره می‌کنیم:

در این روش که بیشتر برای سازندهای دارای فشار abnormal کاربرد دارد، با داشتن مقدار فشار سازند^۱ در یک عمق مشخص و استفاده از یک گراف می‌توانیم گرادیان فشار شکست سازند را به دست آوریم. در حالت نرمال داریم:

$$P_{op} = \gamma_{ob} \times D = 1 \times D = D$$

همچنین می‌دانیم:

$$\sigma_z = P_{ob} - P_{pore}$$

با قرار دادن P_{ob} از رابطه اول در رابطه اخیر داریم:

$$\sigma_z = D - P_{pore}$$

اما مقدار σ_z چقدر است؟ در حالت نرمال $\sigma_z = 0.535 \times D$ ، اما چون فرض بر این است که شرایط abnormal است، می‌توانیم یک عمق مجازی مثل D_i را طوری در نظر بگیریم که:

$$\sigma_z = 0.535 \times D_i$$

$$\Rightarrow 0.535 \times D_i = D - P_{pore}$$

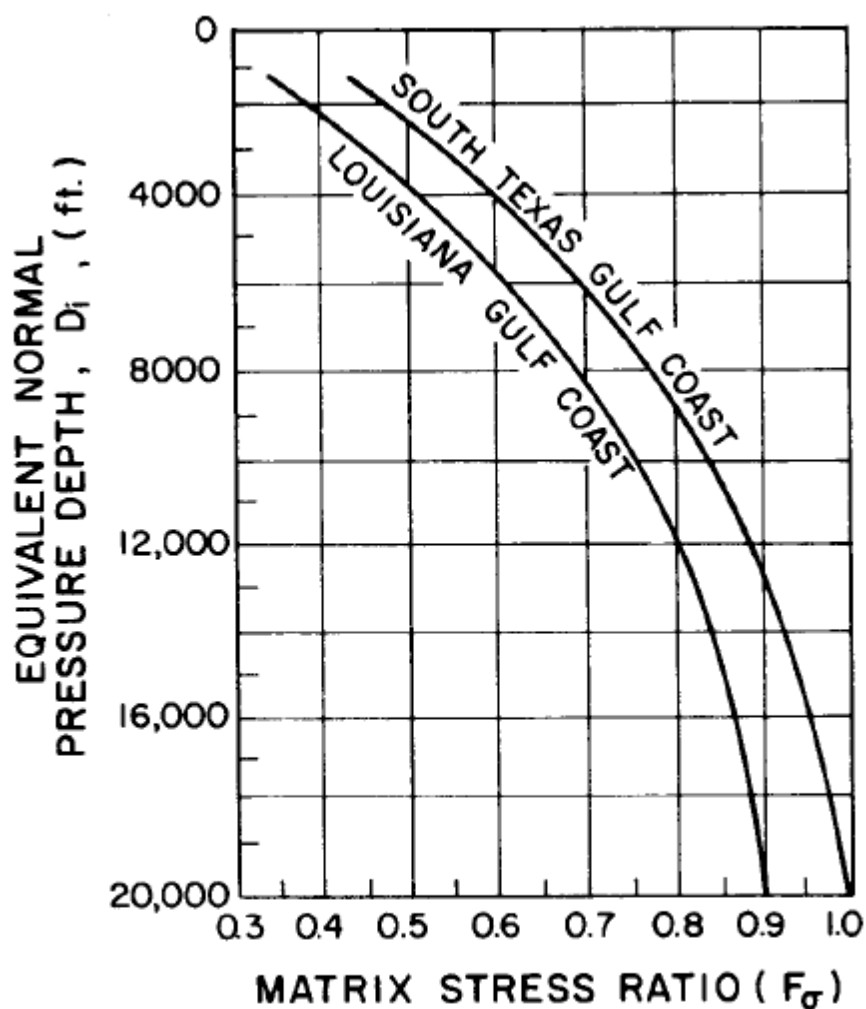
$$\Rightarrow D_i = \frac{D - P_{pore}}{0.535}$$

حال با داشتن D_i و با استفاده از شکل زیر که توسط Matthews و Kelly ارائه شده است می‌توان ضریبی به نام matrix stress ratio، (F_σ) را به دست آورد. با استفاده از این ضریب می‌توان رابطه بین تنش اصلی مینیمم و تنش عمودی را به صورت زیر نوشت:

$$\Rightarrow \sigma_{min} = F_\sigma \times \sigma_z = F_\sigma \times (D - P_{pore}) = F_\sigma \times (D - P_{pore})$$

$$\Rightarrow P_{frac} = \sigma_{min} + P_{pore}$$

$$\Rightarrow \gamma_{frac} = \frac{P_{frac}}{D}$$



شکل ۴۹: matrix stress ratio [۱۳]

مثال:

سازندگی در south texas gulf در عمق 10000ft دارای فشاری برابر 8000psi می باشد. گرادیان فشار شکست سازند چقدر است؟

$$P_{ob} = 10000 \text{ ft} \times 1 \text{ psi/ft} = 10000 \text{ psi}$$

$$D_i = \frac{P_{ob} - P_{pore}}{0.535} = \frac{10000 - 8000}{0.535} = 3738 \text{ ft}$$

$$\text{From graph} \rightarrow F_\sigma = 0.59$$

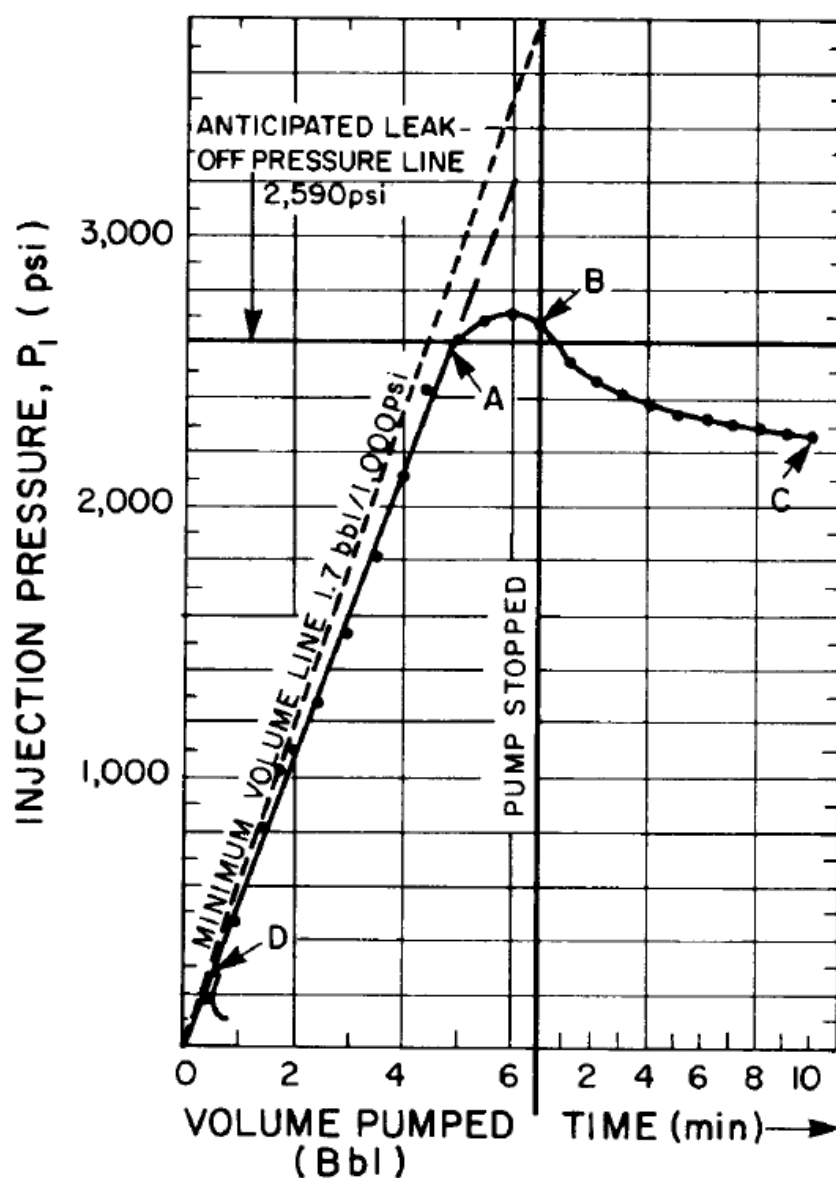
$$\Rightarrow \sigma_{min} = 0.59 \times (10000 - 8000) = 1180 \text{ psi}$$

$$P_{frac} = \sigma_{min} + P_{pore} = 1180 + 8000 = 9180 \text{ psi}$$

$$\gamma_{frac} = \frac{9180}{10000} = 0.918 \text{ psi/ft}$$

Leakoff test

معمولاً بعد از سیمان کاری casing و برای اطمینان از سیمان کاری و نیز به دست آوردن γ_{frac} در لایه زیر casing shoe این آزمایش استفاده می شود. در این آزمایش با بستن BOP های موجود در سر چاه، چاه بسته می شود پمپها با نرخ حدود ۱۰ تا 60 gpm روشن می شوند، با این کار گل حفاری وارد چاه می شود و فشار چاه شروع به افزایش می کند. با افزایش فشار، سازند در نقطه ای شروع به شکستن می کند و گل وارد آن می شود که فشار در این نقطه leakoff pressure، P_L نامیده می شود.



شکل ۵۰: نمونه ای از نتایج leakoff test [۱۳]

$$\rightarrow P_{\text{frac}} = P_L + 0.052 \times MW \times \text{TVD}$$

$$\gamma_{\text{frac}} = \frac{P_{\text{frac}}}{D}$$

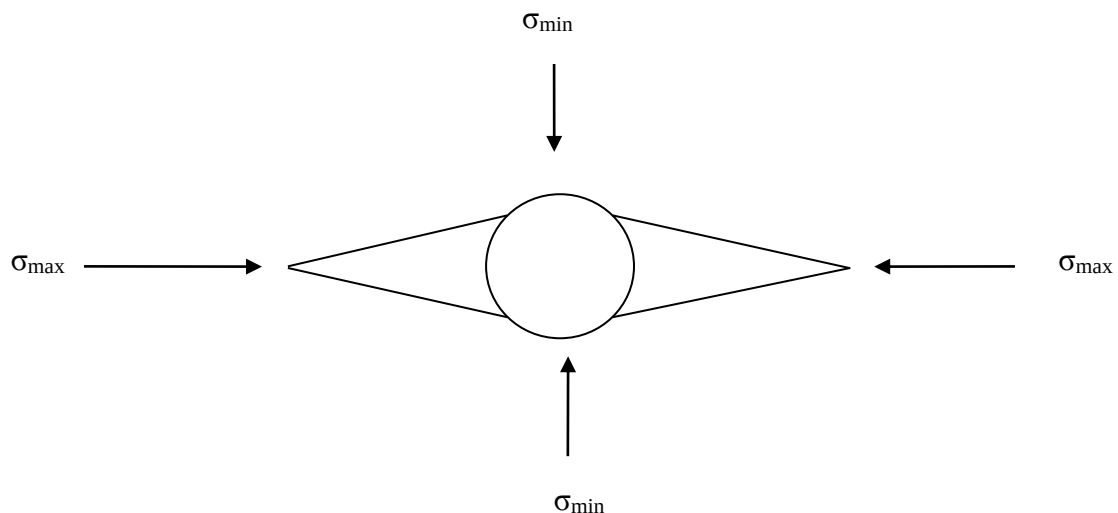
بهتر است قبل از انجام تست، مقدار leak of pressure را توسط روش ذکر شده در قبل پیش بینی کنیم. این مقدار پیش بینی شده کمک زیادی می کند تا بتوانیم مقدار واقعی آن را دقیق تر محاسبه کنیم.

فصل نهم: Hydraulic fracturing

یک علم جدید است که حدود ۵۰ سال است که مورد استفاده قرار می‌گیرد. در انجام لایه شکافی هیدرولیکی^۱، نوع و خصوصیات سیال، خصوصیات دانه بندی دانه‌های مورد استفاده جهت جلوگیری از بسته شدن (proppants) fracture، خصوصیات و geometry شکاف بوجود آمده (ارتفاع، عمق و عرض شکاف) و نیز جهت شکاف بوجود آمده از اهمیتی ویژه برخوردار است.

جهت شکاف

جهت شکاف بوجود آمده عمود بر جهت تنش اصلی می‌نیمم خواهد بود. در اکثر مناطق تنش قائم مقدار بیشتری نسبت به تنش‌های اصلی افقی دارد و بنابراین شکاف بوجود آمده در این مناطق معمولاً به صورت قائم خواهد بود. در این صورت شکاف بوجود آمده به صورت زیر خواهد بود:



شکل ۵۱: جهت شکاف

یعنی دو شکاف در دو طرف چاه با خصوصیات یکسان بوجود می‌آید.

خصوصیات سیال بوجود آورنده شکاف^۲

سیالی که برای بوجود آوردن شکاف استفاده می‌شود باید در سطح ویسکوزیته کمی داشته باشد تا هنگام عبور از tubing افت فشار کمی ایجاد کند ولی همین سیال در ته چاه باید دارای ویسکوزیته زیادی باشد تا بتواند proppant‌ها را به خوبی جابه‌جا کرده و وارد شکاف کند. همچنین پس از انجام لایه شکافی باید بتوان به راحتی این سیال را از داخل شکاف به بیرون راند.

Water base fluid

آب همراه با یک پلیمر مثل hydroxy propyl guar (HPG) با غلظت حدود 20-80lb/1000gal می‌تواند به عنوان یک سیال بسیار خوب جهت انجام لایه شکافی مورد استفاده قرار گیرد. البته در دمای مخزن ویسکوزیته این سیال به شدت کاهش می‌یابد. برای زیاد کردن ویسکوزیته در دمای مخزن از موادی به نام corsslinker استفاده می‌شود این مواد می‌توانند ملکولهای مجزای پلیمر را به هم متصل کنند و ویسکوزیته سیال را به شدت افزایش دهند. تا دماهای کمتر از 250 °F می‌توان از بورات استفاده کرد و در دماهای بالاتر تیتانیم و زیر کنیم این عمل را به خوبی انجام می‌دهند. می‌توان زمان واکنش این مواد با پلیمر را با استفاده از موادی به نام delaying agents به تاخیر انداخت تا سیال مورد نظر از tubing عبور کند و به مخزن برسد.

Oil base fluid

بسیار گران بوده و کار کردن با آنها خطرناک است و تنها در سازندهایی استفاده می‌شوند که نسبت به آب حساس هستند. ویسکوزیته این سیال را می‌توان با استفاده از پلیمری به نام Aluminium phosphate ester زیاد کرد.

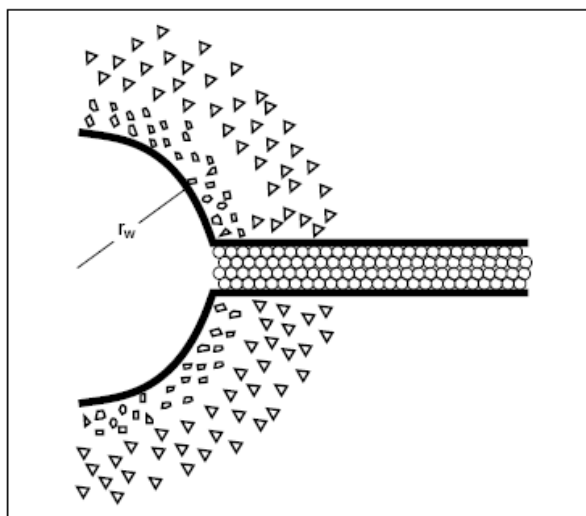
Multiple phase fluids

می‌توان از امولسیون آب و نفت نیز استفاده کرد، شایعترین نوع امولسیون استفاده شده از 67% هیدروکربن و 33% آب تشکیل شده است. ویسکوزیته این سیال بسیار بالاست ولی افت فشار زیادی در tubing ایجاد می‌کند و هزینه آن نیز زیاد است.

proppants

شکاف بوجود آمده تا زمانی باز می‌ماند که پمپ روشن باشد، بلافاصله پس از خاموش کرد پمپ، دهانه شکاف بسته می‌شود که برای جلوگیری از این کار موادی با دانه بندی مشخص را وارد شکاف می‌کنند. این مواد proppant نامیده می‌شوند و خصوصیتی مثل مقاومت استحکامی، اندازه ذرات و نیز تراوایی بوجود آمده توسط آنها بسیار مهم است (شکل 52).

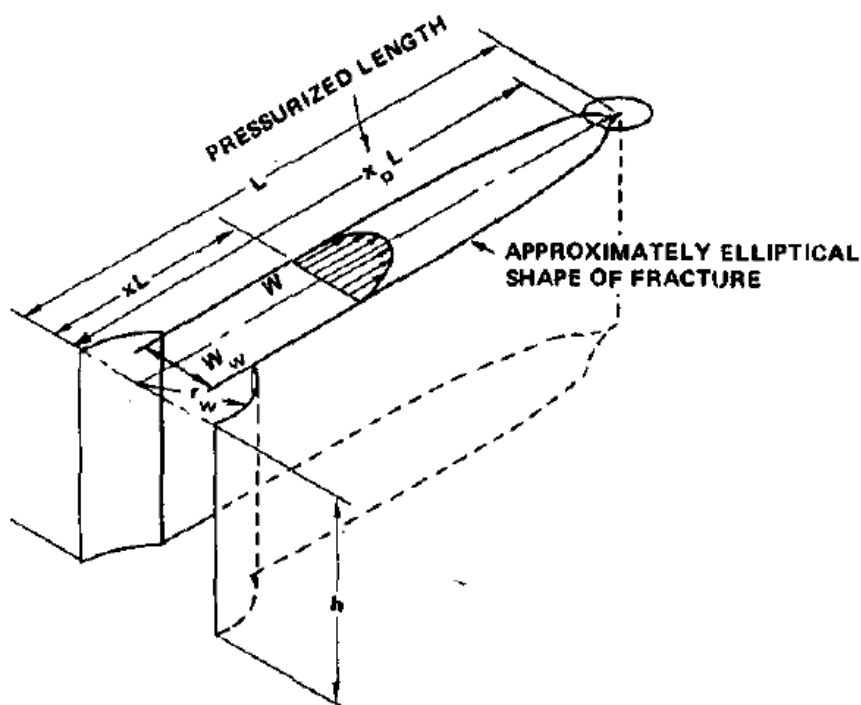
بوکسیت، sand و ISP (intermediate strength proppant) موادی هستند که به عنوان proppant مورد استفاده قرار می‌گیرند. رابطه تراوایی این مواد با دانه‌بندی آنها در جدولی داده شده است. (production operation, Allen, volume 2)



شکل ۵۲: چگونگی قرار گرفتن proppant در داخل شکاف

Fracture geometry

روابط بسیار زیادی برای محاسبه خصوصیات یک شکاف گسترش داده شده است و افراد زیادی روی این موضوع کار کرده اند هر یک از این دسته از روابط یک شکاف با مشخصات متفاوتی را شبیه سازی می کنند که همه این اختلافات به علت ساده سازی هایی است که در فرضیات مسئله انجام شده است. از جمله این روابط می توان به روابطی که توسط Gredsmas & Clerk بوجود آمده اشاره کرد (شکل ۵۳).



شکل ۵۳: هندسه شکاف محاسبه شده توسط Gredsmas و Clerk

این روابط بر پایه فرضیات زیر بنا شده است:

✓ سازند هموزن و Isotropic است

✓ تغییر شکل‌های بوجودآمده در سازند از مدل الاستیک خطی پیروی می‌کند

✓ سیال مربوط به fracturing مثل یک سیال خالص (بدون gel , proppant) فرض می‌شود

✓ جریان سیال در داخل شکاف خطی است

✓ شکل شکاف قائم به صورت مستطیل است

در تمام روشهای موجود باید ارتفاع شکاف (h) را حدس زد و بنابراین حدس مقدار عرض شکاف (w) و طول شکاف (L) را محاسبه کرد

$$w = \sqrt[4]{\frac{84(1-\nu)\mu QL^2}{\pi Gh}} \quad (1)$$

$$L = \frac{Q}{32\pi h C^2} (\pi w + 8S_p) \times \left(\frac{2\alpha_L}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{I^2} \times \operatorname{erfc}(\alpha_L) \right) \quad (2)$$

$$\alpha_L = \frac{8C\sqrt{\pi t}}{\pi w + 8S_p} \quad (3)$$

$$G = \frac{E}{2(1-\nu)} \quad (4)$$

Where:

C = fluid loss coefficient, $ft/\sqrt{min}$

G = shear modulus, psi

h = fracture height, ft

L = fracture length, ft

Q = injection rate, bbl/min

S_p = spurt loss coefficient, gal/ft²

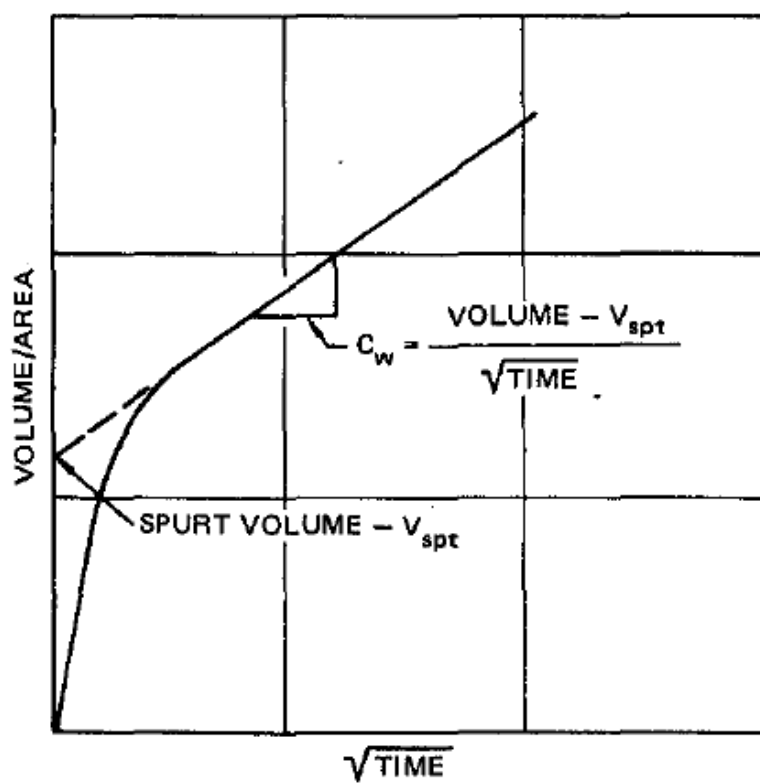
t = pumping time, min

w = fractures wide at well bore, in

μ = Apperent fluid viscosity, cp

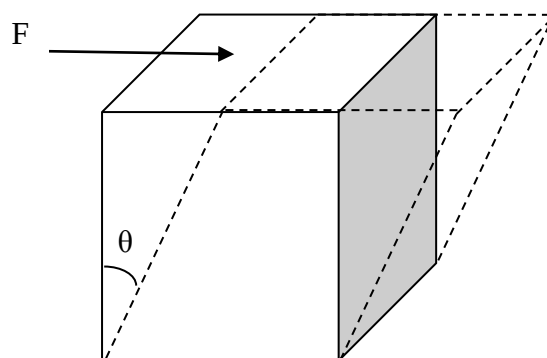
ν = poisson's ratio

نکته ۱: (S_p & C_w)



شکل ۵۴: typical API filter press test result

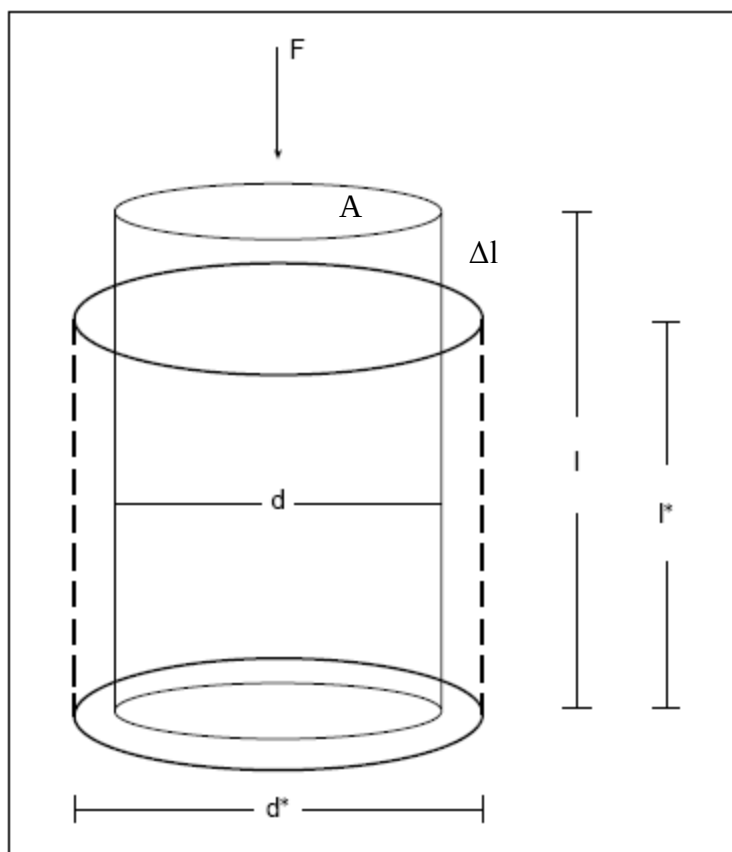
نکته ۲: (G)



شکل ۵۵: مدول برشی

$$G = \frac{\frac{F}{A}}{(radians)\theta} = \frac{\text{تنش برشی}}{\text{تغییر زاویه}}$$

نکته ۳: (ضریب یانگ)



شکل ۵۶: تغییر شکل جسم در اثر نیروهای محوری

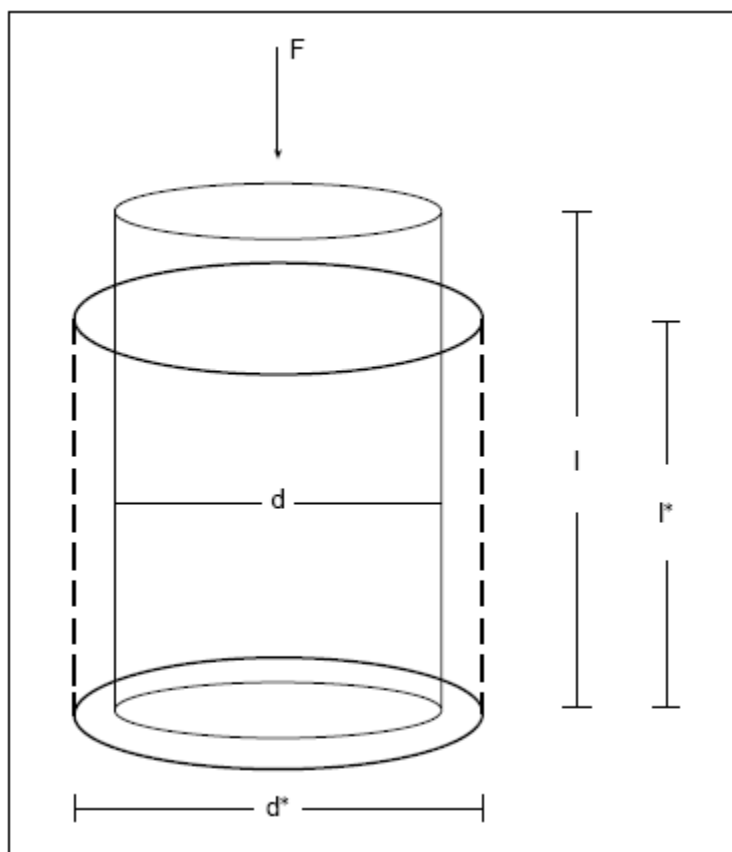
$$\sigma = \frac{F}{A}$$

$$\epsilon = \frac{\Delta l}{l}$$

$$E = \frac{\sigma}{\epsilon} = \frac{\text{stress}}{\text{strain}} = \frac{[lb/in^2]}{in/in} = psi$$

نکته ۴: (نسبت پواسون)

$$\nu = \frac{\text{lateral strain}}{\text{axial strain}} = \frac{[in/in]}{[in/in]}$$



شکل ۵۷: تغییر شکل جسم در اثر نیروهای محوری

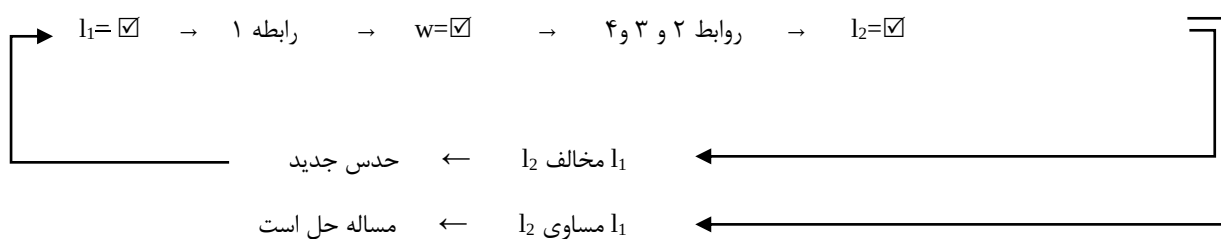
$$\varepsilon_y = \frac{\Delta d}{d}$$

$$\varepsilon_x = \frac{\Delta l}{l}$$

$$\vartheta = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x}$$

نکته ۵:

هدف از حل روابط (۱) تا (۴) به دست آوردن مقدار l و w می باشد ولی همانطور که از روابط دیده می شود w و l خودشان در طرف دوم این روابط وجود دارند، لذا برای حل آنها باید از روش آزمایش و خطا استفاده کرد بدین ترتیب که ابتدا مقدار l را حدس می زنیم:



نکته ۶:

روابط بالا را می‌توان به روش گرافیکی و طبق روابط زیر حل کرد:

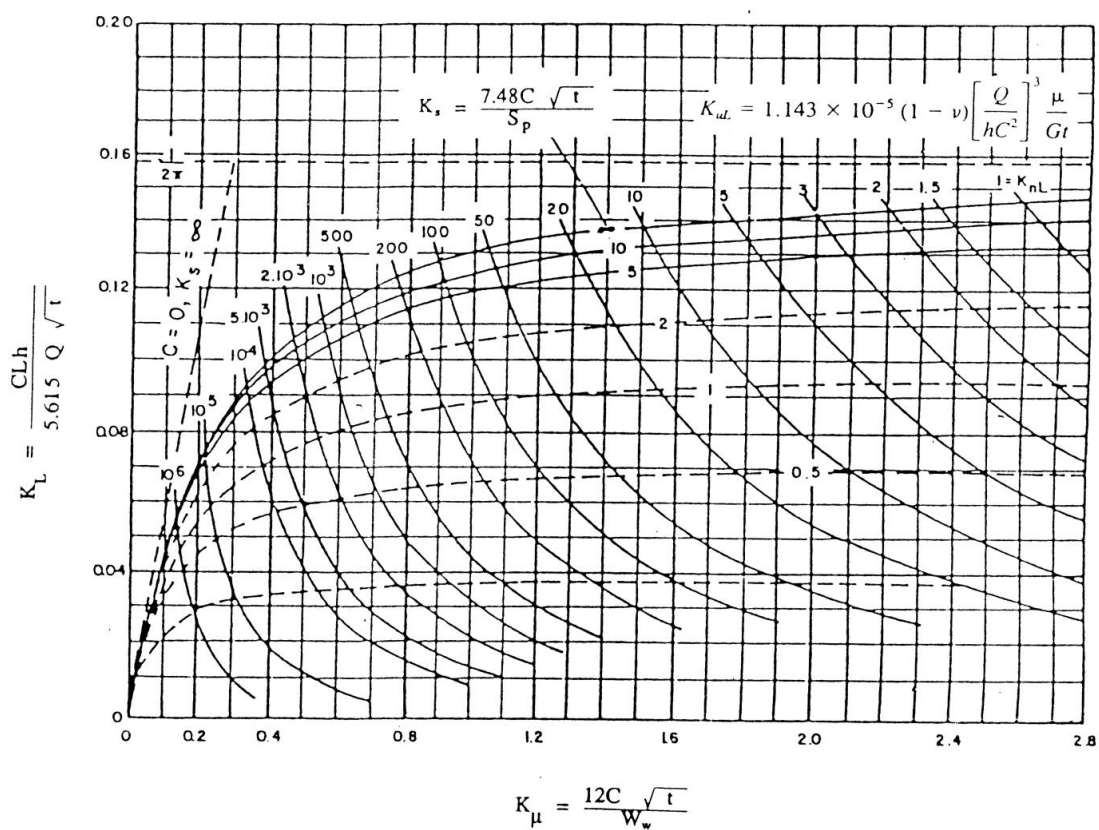
$$K_s = \frac{7/48C\sqrt{t}}{S_p} \quad (5)$$

$$K_{ul} = 1/143 \times 10^{-5} (1-\nu) \left[\frac{Q}{hc^2} \right]^3 \frac{\mu}{Gt} \quad (6)$$

$$K_L = \frac{CLh}{5/615Q\sqrt{t}} \quad (7)$$

$$K_u = \frac{12C\sqrt{t}}{w} \quad (8)$$

در روابط بالا ابتدا K_s و K_{ul} را محاسبه می‌کنیم و از گراف زیر K_L و K_u را به دست می‌آوریم:



با به دست آوردن K_L و K_u از گراف و با استفاده از روابط (۷) و (۸) می‌توان به راحتی L , w را به دست آورد.

مثال:

مطلوب است محاسبه طول و عرض fracture ایجاد شده با پمپ کردن 200000gal از یک fracture Fluid با نرخ 15 bpm:

Fluid properties:

$$\mu = 175 \text{ cp}$$

$$C = 0.002 \text{ ft} / \sqrt{\text{min}}$$

$$S_p = 0.015 \text{ gal} / \text{ft}^2$$

Rock properties:

$$\nu = 0.2$$

$$G = 1/15 \times 10^6 \text{ psi}$$

همچنین ارتفاع fracture حدود 200ft تخمین زده شده است.

حل: (روش گرافیکی)

$$t = \frac{200000/42}{15} = 317 \text{ min}$$

$$K_s = \frac{7/48 C \sqrt{t}}{S_p}$$

$$= \frac{7/48 \times (0.002) \sqrt{317}}{0.015} = 17.76$$

$$K_{ul} = 1/143 \times 10^{-5} (1-\nu) \left[\frac{Q}{hc^2} \right]^3 \frac{\mu}{Gt}$$

$$= 1/143 \times 10^{-5} \times (1-0.2) \left[\frac{15}{200 \times (0.002)^2} \right]^3 \times \frac{175}{1/5 \times 10^6 \times 317}$$

$$= 22.2$$

از روی گراف:

$$\begin{cases} K_u = 1/25 \\ K_L = 0.135 \end{cases}$$

$$K_u = \frac{12c\sqrt{t}}{w} \Rightarrow 1/25 = \frac{12 \times (0.002) \sqrt{317}}{w}$$

$$\Rightarrow w = 0.34 \text{ in}$$

$$K_L = \frac{CLh}{5.615Q\sqrt{t}} \Rightarrow 0.135 = \frac{(0.002) \times L \times 200}{5.615 \times 15 \times \sqrt{317}}$$

$$\Rightarrow L = 506 \text{ ft}$$

منابع:

- 1- B.B.Williams, G.L.Gidley, R.S.Schechter "Acidizing Fundamental", SPE, 1979.
- 2- Handbook of Chemistry and Physics, 48th ed., the Chemical Rubber Co., Cleveland, Ohio, 1967.
- 3- Boyan Guo, William C. Lions, Ali Ghalambore "petroleum production engineering" Elsevier, 2007.
- 4- mcleod, h.o., jr. Matrix acidizing. JPT 1984.
- 5- Smith, c.f., and Hendrickson, A.R. Hydrofluoric acid stimulation of sandstone reservoirs. JPT Feb. 1965.
- 6- Williams, B. B.: "Hydrofluoric Acid Reactions with Sandstone Formations," J. Eng. Ind. (Feb. 1975) ASME, 252-258.
- 7- Paccaloni, g., tambini, m., and galoppini, m."Key factors for enhanced results of matrix stimulation treatment" Presented at the SPE Formation Damage Control Symposium held in Bakersfield, California on February 8–9, 1988. SPE Paper 17154.
- 8- paccaloni, g. and tambini, m. "Advances in Matrix Stimulation Technology" JPT 1993.
- 9- Hoefner, m.l. and Fogler, h.s. "Pore evolution and channel formation during flow and reaction in porous media" AIChE J. Jan. 1988.
- 10- Daccord, g., Touboul, e., and Lenormand, r. "Carbonate acidizing: toward a quantitative model of the wormholing phenomenon" SPEPE Feb. 1989.
- 11- Michael J. Economides, Kenneth G. Nolte "reservoir stimulation" wiley, 2000.
- 12- mcleod, h.o., jr. Matrix acidizing. JPT 1984; 2055–2069.
- 13- Adam T. Bourgouyne, Keith K. Millheim, Martin E. Chenevert, F.S. Young; "Applied Drilling Engineering" SPE, 1984.