۱۴- محاسبه ذخیره هیدروکربن

محاسبه حجم ذخیره هیدروکربن از روی اطلاعات نمودار دارای اهمیت زیادی می‌باشد. باید توجه داشت که ارقام دقیق برای میزان ذخیره تنها بر داده‌های نمودار متکی نیست، بلکه اندازه و شکل مخزن بر اساس داده‌های لرزه‌ای یا داده‌های جمع‌آوری شده از روش‌های دیگر، که مستقل از نمودارها هستند، تعیین می‌شود. این داده‌ها ممکن است از یک یا چندین چاه باشد. بی‌تردید تطابق نمودارهای مربوط به چاه‌های یک میدان در تعیین اندازه، شکل و مرزهای یک نفتگیر زیرسطحی کمک خواهد کرد. به طور خلاصه، با استفاده از نمودار می‌توان گفت که مثلاً ده درصد حجم یک مخزن را نفت تشکیل داده است، ولی تعیین اندازه مخزن و در نتیجه حجم واقعی نفت از راه‌های دیگر صورت می‌گیرد.

۱۴-۱ محاسبه نفت و گاز درجا

فرض کنیم یک بلوک استوانه‌ای از سنگ متخلخل حجمی برابر V، تخلخلی برابر ϕ و آب اشباع‌شدگی برابر S_w دارد. نفت درجا در چنین بلوکی برابر $V\phi(1-S_w)$ است. ϕ و S_w کسری از یک هستند و اگر واحد V، فوت‌مکعب یا مترمکعب باشد، واحد حجم نفت نیز به همین صورت خواهد بود.

حال اگر ضخامت مخزنی h و سطح آن A باشد، در نتیجه حجم آن برابر $V=hA$ خواهد بود. در مخازن واقعی تخلخل و اشباع‌شدگی، هم در جهت عمودی و هم به طور جانبی تغییر می‌کند. یک کمیت مناسب برای محاسبات مربوط به نفت درجا (oil in place) استفاده از فاکتور hydrocarbon pore volume یا $HCPV$ است که به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

$$HCPV=(1-S_w)\,\phi$$

بنابراین اگر تخلخل و اشباع شدگی از نمودارها تعیین شوند، در هر عمق از چاه، تمرکز نفت درجا قابل تعیین است. به عنوان مثال، اگر تخلخل ۲۰ درصد و آب اشباع شدگی ۳۰ درصد باشد آنگاه:

$$HCPV = ۰/۲(۱-۰/۳) = ۰/۱۴$$

یعنی اینکه ۱۴ درصد از حجم کل مخزن، از نفت تشکیل شده است. ممکن است در نقطه مجاور در همین چاه میزان $HCPV$ متفاوت باشد، بنابراین برای محاسبه کل ذخیره نفت چنین عمل می‌شود:

$$OIP=\Sigma\phi(1-Sw)hA$$

معمولاً واحد h فوت و واحد A جریب است و واحد حجم نفت به صورت فوت-جریب بیان می‌شود. معمول است که محتوای مخزن به‌صورت تمرکز بیان می‌شود، یعنی مقدار نامعلوم A از معادله خارج می‌شود. در این صورت $HCPV$ کل، کسری از h و هم واحد با آن خواهد شد. وقتی $HCPV$ مربوط به اعماق مختلف با هم جمع شوند، این مجموع با واحد بشکه بر جریب یا مترمکعب بر هکتار نشان داده می‌شود. با جای‌گذاری ثابت‌های مربوط به تبدیل واحدها چنین خواهیم داشت:

یک فوت = ۷۷۵۷,۷۹ بشکه بر جریب

یک متر = ۱۰۰۰۰ مترمکعب بر هکتار

به عنوان مثال، اگر داده‌های نمودار $HCPV$ کل را ۱۰ فوت نشان دهد می‌توان آن را به‌صورت ۷۷۵۷۷/۹ بشکه بر جریب نشان داد. حال اگر مساحت مخزن معلوم باشد، میزان نفت مستقیماً قابل محاسبه است.

تاکنون تنها در مورد حجم هیدروکربن یافت شده در یک نفتگیر بحث شد، اما در نهایت میزان نفت قابل استحصال از چنین نفتگیری مد نظر است که به صورت تعداد بشکه نفت درون تانک ذخیره (stock tank barrel, STB) در شرایط سطح زمین بیان می‌شود. تبدیل این حجم نفت محاسبه شده به چنین حجمی نیاز به دو داده اضافی، ضریب بازیافت (recovery factor, RF) و ضریب حجمی هیدروکربن (hydrocarbon volume factor, B)، دارد. ضریب بازیافت تابع نوع مخزن و مکانیسم رانش است و ضریب حجمی هیدروکربن تابع خصوصیات هیدروکربن و فشار و درجه حرارت مخزن است.

حجم قابل بازیافت (N) در واحد حجم درون تانک ذخیره در طی بازیافت اولیه به‌صورت زیر بیان می‌شود:

$$N=[C\Sigma\phi(1-Sw)hA*RF]/B$$

C ضریب ثابتی است که به واحدهای استفاده شده برای A و h بستگی دارد. جدول ۱۴-۱ مقادیر C را برای مخازن نفت و گاز در هر دو سیستم انگلیسی و متریک نشان می‌دهد.

جدول ۱۴-۱ - مقادیر C برای مخازن نفت و گاز در سیستم انگلیسی و متریک.

N	نوع هیدروکربن	h	A	C
MMSTB	نفت	فوت	جریب	$۷/۷۵۷۹\times۱۰^{-۳}$
BCF	گاز	فوت	جریب	$۴۳/۵۶\times۱۰^{-۶}$
MMm^3	نفت	متر	هکتار	۱۰×۱۰^{-۳}
MMm^3	گاز	متر	هکتار	۱۰×۱۰^{-۳}

متر مکعب $۱۰^{۶} = MMm^3$، فوت مکعب $۱۰^{۹} = BCF$، تانک ذخیره $۱۰^{۶} = MMSTB$

۱۴-۱-۱ ضریب بازیافت (Recovery Factor)

باید توجه داشت که تمامی نفت و گازی که در خلل و فرج سنگ مخزن قرار دارند قادر نیستند که توسط نیروی محرکه طبیعی از سنگ مخزن وارد چاه شوند و در داخل سازند باقی خواهند ماند. به طور متوسط فقط ۳۵٪ مواد نفتی و در مخازن گازی فقط ۷۰٪ گاز قادر است از سازند وارد چاه شود. ضریب بازیافت به عوامل مختلفی نظیر تخلخل، تراوایی، فاصله چاه‌ها از یکدیگر، همگنی و گسترش جانبی سنگ مخزن، نوع هیدروکربن و نوع نیروی محرکه سنگ مخزن بستگی دارد.

ضریب بازیافت تقریبی با استفاده از معادلات زیر، برای مخازن با مکانیسم آبران و مخازن با مکانیسم رانش گاز محلول، محاسبه می‌شود:

$$RF_{WD} = 54.9\left(\frac{\phi(1-S_W)}{B_o}\right)^a\left(\frac{K\mu_w}{\mu_w}\right)^b S_w{}^c\left(\frac{P_i}{P_a}\right)^d$$

که

RF_{WD} = ضریب بازیافت برای مخازن با مکانیسم آبران

a = ۰/۰۴۲۲

b = ۰/۰۷۷

c = -۰/۱۹۰۳

d = -۰/۲۱۵۹

B_o = ضریب حجمی نفت سازند

P_i = فشار اولیه مخزن بر حسب psi

P_a = فشار ترک مخزن بر حسب psi

μ_w = ویسکوزیته آب بر حسب سانتی‌پواز

μ_o = ویسکوزیته نفت بر حسب سانتی‌پواز

و

$$RF_{DGD} = 41.82\left(\frac{\phi(1-S_W)}{B_{ob}}\right)^a\left(\frac{K}{\mu_{ob}}\right)^b S_w{}^c\left(\frac{P_b}{P_a}\right)^d$$

که

RF_{DGD} = ضریب بازیافت برای مخازن با مکانیسم رانش گاز محلول

B_{ob} = ضریب حجمی نفت سازند در فشار نقطه حباب

$_{ob}$ = ویسکوزیته نفت در فشار نقطه حباب

P_b = فشار نقطه حباب

a = ۰/۱۶۱۱

b = ۰/۰۹۷۹

c = /۳۷۲۲

d = ۰/۱۷۴۱

در هر دو معادله K بر حسب دارسی و ϕ و Sw کسری از یک هستند.

۲-۱-۱۴ ضریب حجمی نفت و گاز (Oil and Gas Volume Factor)

به دلیل وجود اختلاف فشار در مخزن و در سطح زمین، نفت و یا گاز صعود نموده از مخزن به سطح با تغییرات حجمی مواجه هستند. به طور مثال در مخازن گازی، گاز صعود نموده به سطح با انبساط حجمی همراه است که مقدار انبساط بستگی به فشار و عمق مخزن دارد. در حالی‌که نفت خام در طی تولید وقتی که به سطح می‌رسد از حجم آن کاسته می‌شود. به خاطر وجود گاز حل شده درون نفت تحت شرایط مخزن، حجم نفت بازیافت شده در سطح، به دلیل جدا شدن گاز محلول، کمتر از حجم نفت درون سازند است. این انقباض با ضریب حجمی نفت سازند نشان داده می‌شود و تابع وزن مخصوص گاز، نسبت گاز حل شده به نفت (gas oil ratio, GOR) و دما و فشار سازند است. ضریب حجمی نفت به طور متوسط بین ۱,۱ و ۱,۵ است.

تغییر حجم هیدروکربن‌ها، زمین‌شناسان و مهندسان نفت را بر آن داشته که روش‌هایی را برای پیش بینی و محاسبه ضریب حجمی نفت و گاز ابداع نمایند. یکی از فرمول‌های متداول برای محاسبه ضریب حجمی نفت عبارت است از:

$$Bo= 0.9759+0.00012X^{1.2}$$

$$X=Rs(\rho_g/\rho_o)^{0.5}+1.2T$$

Rs = نسبت گاز محلول در نفت خام در شرایط استاندارد به حجم یک بشکه نفت در تانک ذخیره

ρ_g = چگالی گاز

ρ_o = چگالی نفت

T = درجه حرارت مخزن، فارنهایت

به طور مثال ضریب حجمی نفت برای مخزنی با درجه حرارت ۲۰۰ درجه فارنهایت که دارای گاز محلول با چگالی ۰/۷ و نفت با درجه API ۳۰ است و تولید نسبت حجم گاز به نفت آن ۳۵۰ ft^3/bbl است، برابر ۱,۲۱ است.

ضریب حجمی گاز سازند عموماً کسری از یک بوده و به فشار سازند و دما و ضریب فوق تراکمی گاز، که برای هر گاز مقدار خاصی است، بستگی دارد. معمولترین روش محاسبه ضریب حجمی گاز، روش شبه بحرانی (pseudocritical) است که در چهار مرحله قابل اجراست:

- محاسبه فشار و حرارت شبه بحرانی (pseudo pressure & pseudo temperature) برای گاز با استفاده از فرمول‌های:

$$T_{pc} = ۱۶۷ + (۳۱۶/۶۷\ \rho_g)$$

$$P_{pc} = ۷۰۲/۵ - (۵۰\ \rho_g)$$

- محاسبه فشار و حرارت شبه نقصان (pseudoreduced) با استفاده از فرمول زیر:

$$T_{pr} = (T + ۴۶۰)/T_{pc}$$

$$P_{pr} = P/P_{pc}$$

T = درجه حرارت مخزن بر حسب فارنهایت

P = فشار مخزن بر حسب psi

- تخمین Z یا ضریب تراکم‌پذیری گاز با استفاده از چارت مخصوص (شکل ۱۴-۱)

- محاسبه ضریب حجمی گاز با استفاده از فرمول:

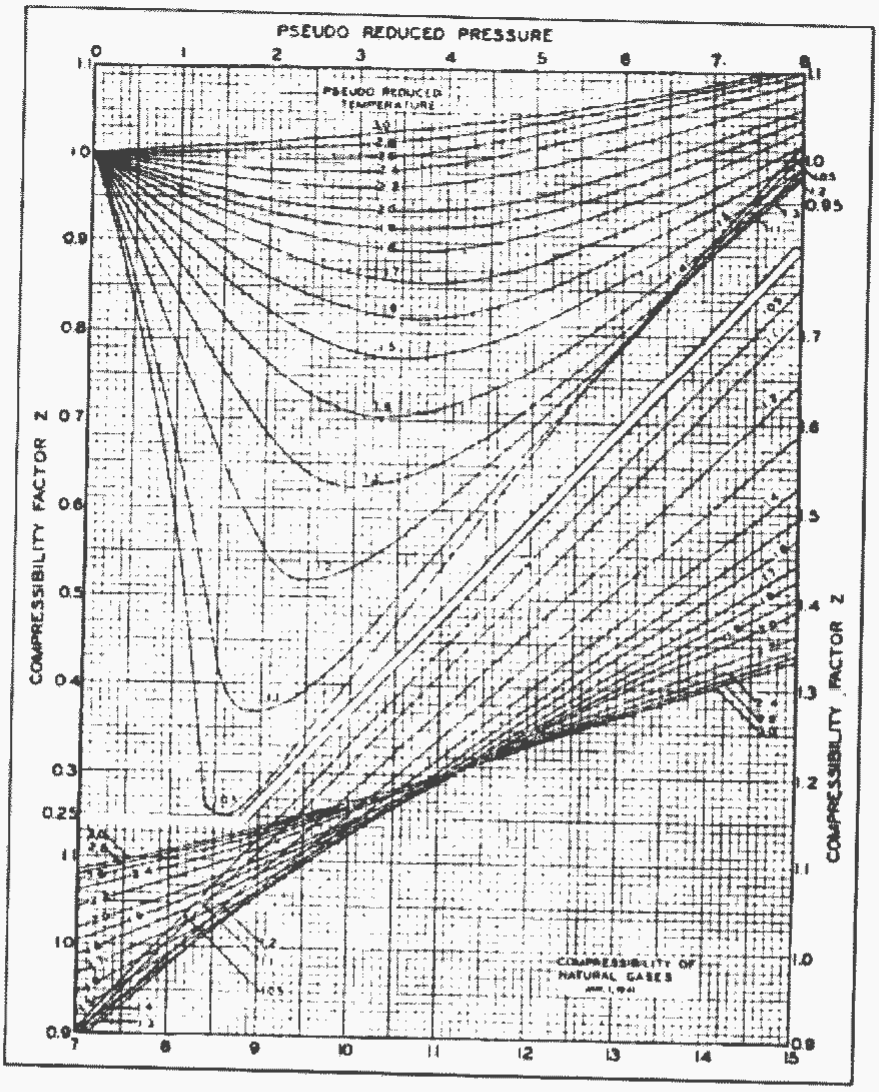
$$Bg = ۰/۲۸۲۹Z(T+۴۶۰)/P$$

به طور معمول ضریب حجمی گاز در محدوده بین ۰/۰۱ تا ۰/۰۰۱ rcf/scf متغیر است.

به طور مثال ضریب حجمی گاز برای مخزنی با فشار ۳۵۰۰ psi، درجه حرارت ۲۰۰ درجه فارنهایت حاوی گاز با چگالی ۰/۷، برابر ۰/۰۰۴۶ است.

۱۴-۱-۳ محاسبه زون تولید خالص (Net Pay)

در هنگام محاسبه زون تولید، محاسبه مواردی همچون زون ناخالص کل (gross section)، زون تراوا و متخلخل و زون تولید ناخالص (gross pay section) و زون تولید خالص (net pay section) نیز معمول است. با توجه به شکل ۱۴-۲ فاصله بین A-D زون ناخالص کل است. زون ناخالص کل، منهای شیل و قسمت‌های کم تراوا و کم تخلخل دیگر نظیر a، b و c، زون تراوا و متخلخل است. فاصله A-C منهای a و b زون تولید ناخالص است (که همه قسمت‌های هیدروکربن دار از بالای سازند تا مرز آب – نفت را به غیر از شیل‌ها شامل می‌شود). فاصله A-B منهای a و b نیز زون تولید خالص است (فقط قسمت‌های بالای منطقه حدواسط را که از آن انتظار تولید نفت بدون آب می‌رود، شامل می‌گردد). مقداری که در محاسبه *HCPV*، نفت درجا و نفت قابل استحصال به عنوان *h* در فرمول قرار می‌گیرد زون تولید خالص است.

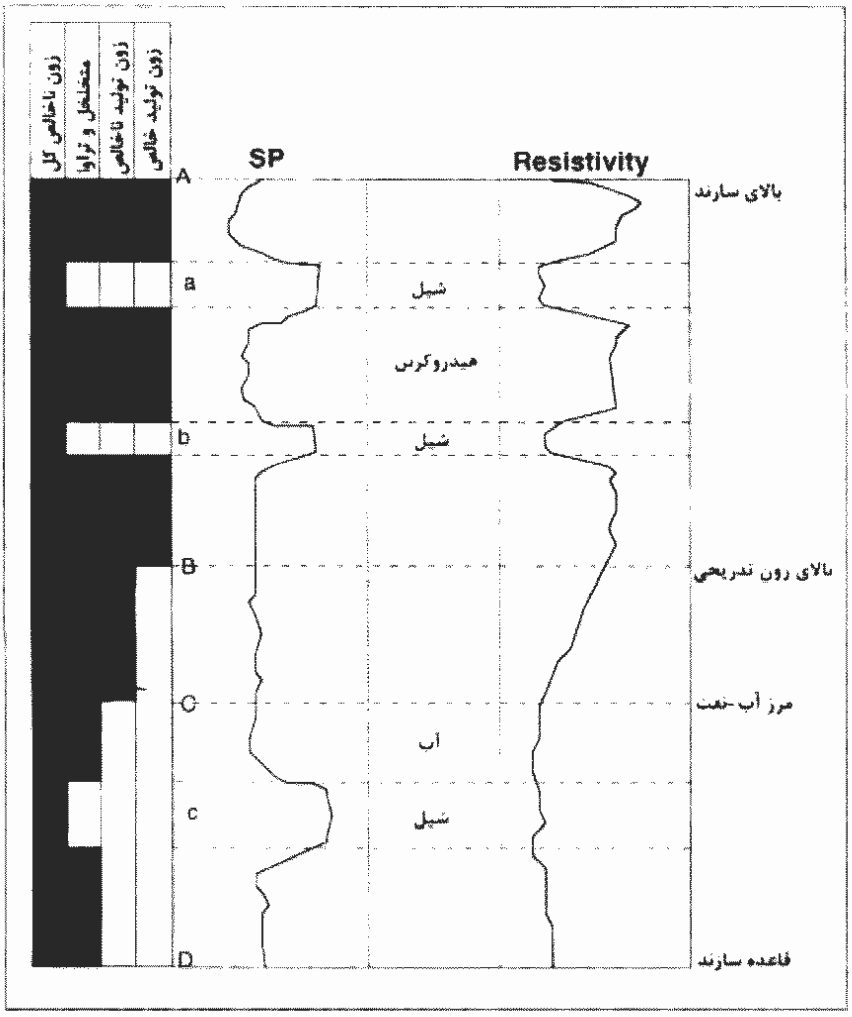


شکل ۱۴-۱ - ضریب تراکم‌پذیری برای گازهای طبیعی

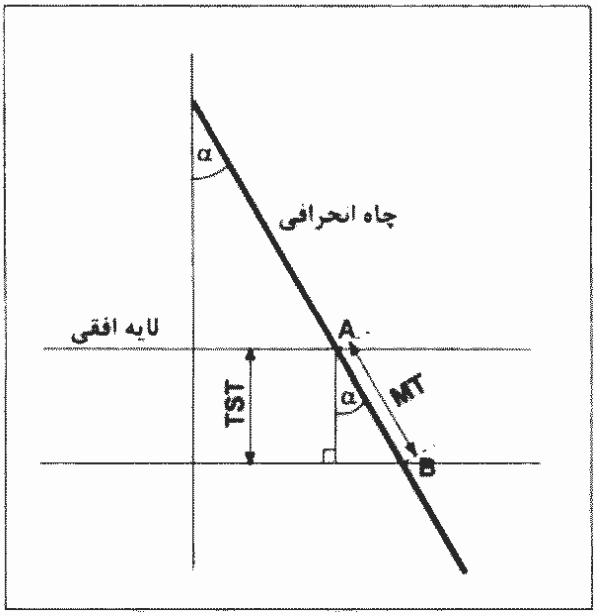
۱۴-۱-۳-۱ چاه‌های انحرافی و لایه‌های شیبدار

وقتی چاه انحرافی یا لایه شیبدار و یا هر دو حالت وجود داشته باشد، تأثیر این‌ها برای محاسبه حجم مخزن باید در نظر گرفته شود. ضخامت سازند در چاه انحرافی با ضخامت چینه‌شناسی و ضخامت عمودی سازند متفاوت است. در این صورت زمین‌شناسانی که یک لایه را (با استفاده از نمودارها) در یک میدان بررسی می‌کنند با مشکل مواجه خواهند شد، چرا که تغییر ضخامت لایه بر روی نمودارها می‌تواند در اثر تغییرات واقعی ضخامت لایه یا ناشی از انحراف چاه و یا هر دو باشد. در هنگام محاسبه ذخیره قابل استحصال نیز چنین مشکلی رخ خواهد داد. شکل ۱۴-۳ حالتی را نشان می‌دهد که یک چاه انحرافی با زاویه α از حالت عمود، یک لایه افقی را قطع کرده و ضخامت MT (measured thickness) را نشان می‌دهد. اگر چاه در نقطه A وارد و در نقطه B از لایه خارج شود، ضخامت اندازه‌گیری شده AB است. ضخامت چینه‌شناسی TST (true stratigraphic thickness) از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$TST=MT\cos\alpha$$



شکل ۱۴-۲ - زون تولید ناخالص و خالص

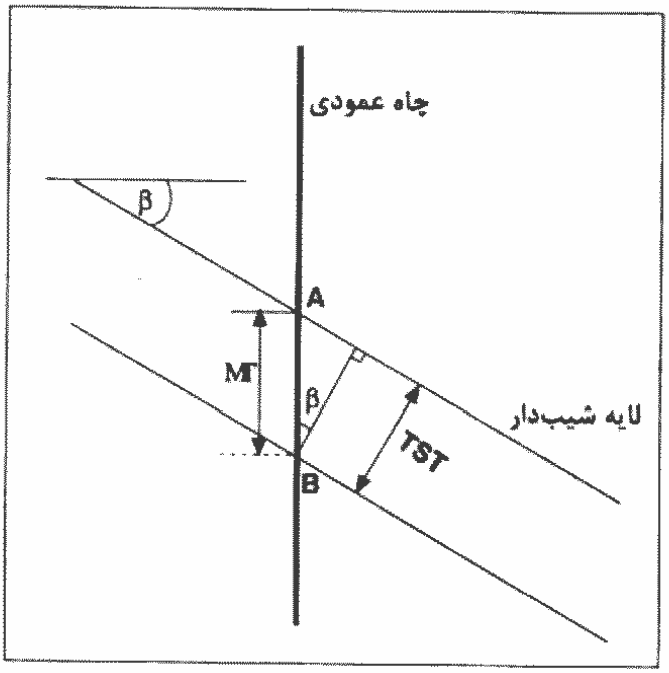


شکل ۱۴-۳ - چاه انحرافی و لایه افقی

شکل ۱۴-۴ حالتی را نشان می‌دهد که یک چاه عمودی یک لایه با شیب β را قطع کرده و ضخامت MT را نشان می‌دهد. اگر چاه در نقطه A وارد و در نقطه B از لایه خارج شود ضخامت اندازه‌گیری شده AB بوده و ضخامت چینه‌شناسی از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$TST=MT\cos\beta$$

توجه داشته باشید در دو مورد ذکر شده آزیموت لایه و چاه در محاسبات کاربردی ندارند.



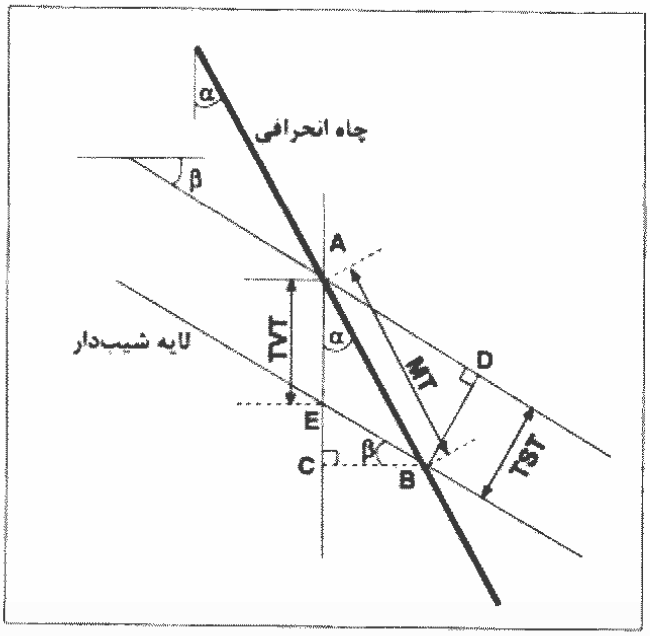
شکل ۱۴-۴ - چاه عمودی و لایه شیبدار

شکل ۱۴-۵ حالتی را نشان می‌دهد که یک چاه انحرافی با زاویه α نسبت به عمود، لایه با شیب β از حالت افقی را قطع کرده است. در این‌صورت خواهیم داشت:

$$TST=MT\cos(\alpha+\beta)$$

$$TVT=TST/\cos\beta=[MT\cos(\alpha+\beta)]/\cos\beta$$

TVT = ضخامت عمودی واقعی (true vertical thickness)



شکل ۱۴-۵ - چاه انحرافی و لایه شیبدار

مجدداً لازم به ذکر است که این معادلات در صورتی که آزیموت چاه و لایه انحرافی یکسان باشند معتبر است. عموماً آزیموت چاه و لایه یکی نیست. در این‌گونه موارد دو کار می‌توان انجام داد. اول آنکه با استفاده از استریونت چاه را عمودی کرد و شیب لایه را در حالت جدید به دست آورد و از معادلات مربوطه استفاده کرد. در حالت دوم با کمک استریونت لایه افقی می‌شود و زاویه انحراف چاه در حالت جدید به دست می‌آید و از معادله مربوط محاسبات انجام می‌گیرد. البته می‌توان به جای استریونت از راه حل‌های ریاضی استفاده کرد.

در محاسباتی که تاکنون ذکر شد فرض بر این است که ضخامت چینه‌شناسی در نقطه ورود چاه به لایه و درنقطه خروج چاه از لایه یکسان است. همچنین میزان انحراف چاه و آزیموت آن در حین عبور از لایه تغییری نمی‌کند.

۱۴-۱-۴ حجم مخزن

با استفاده از نقشه‌های هم‌ضخامت می‌توان حجم مخزن را محاسبه نمود. بعد ازحفاری چاه‌های متعدد، امکان تهیه نقشه‌های هم‌ضخامت (isopach map) به وجود می‌آید. شکل ۱۴-۶ برشی از یک نفتگیر را نشان می‌دهد که با یک نقشه هم‌ضخامت زون تولید بالای مرز آب-نفت همراه است. وقتی چنین نقشه‌ای رسم شد، مساحتی که توسط هر کنتور احاطه می‌شود با پلانی‌متر اندازه‌گیری می‌شود. بعد از این حجم به راحتی محاسبه می‌شود.

متداول‌ترین روش برای محاسبه حجم سنگ مخزن از روی نقشه‌های هم ضخامت و استفاده از قانون ترپوزویدال (Trapezoidal Rule) است. این قانون به‌صورت زیر است:

$$V=(h/2)[A_0+2A_1+2A_2+.....2A_{n-1}+A_n]+h_nA_n/2$$

V = حجم کل مخزن

h = فاصله کانتوری

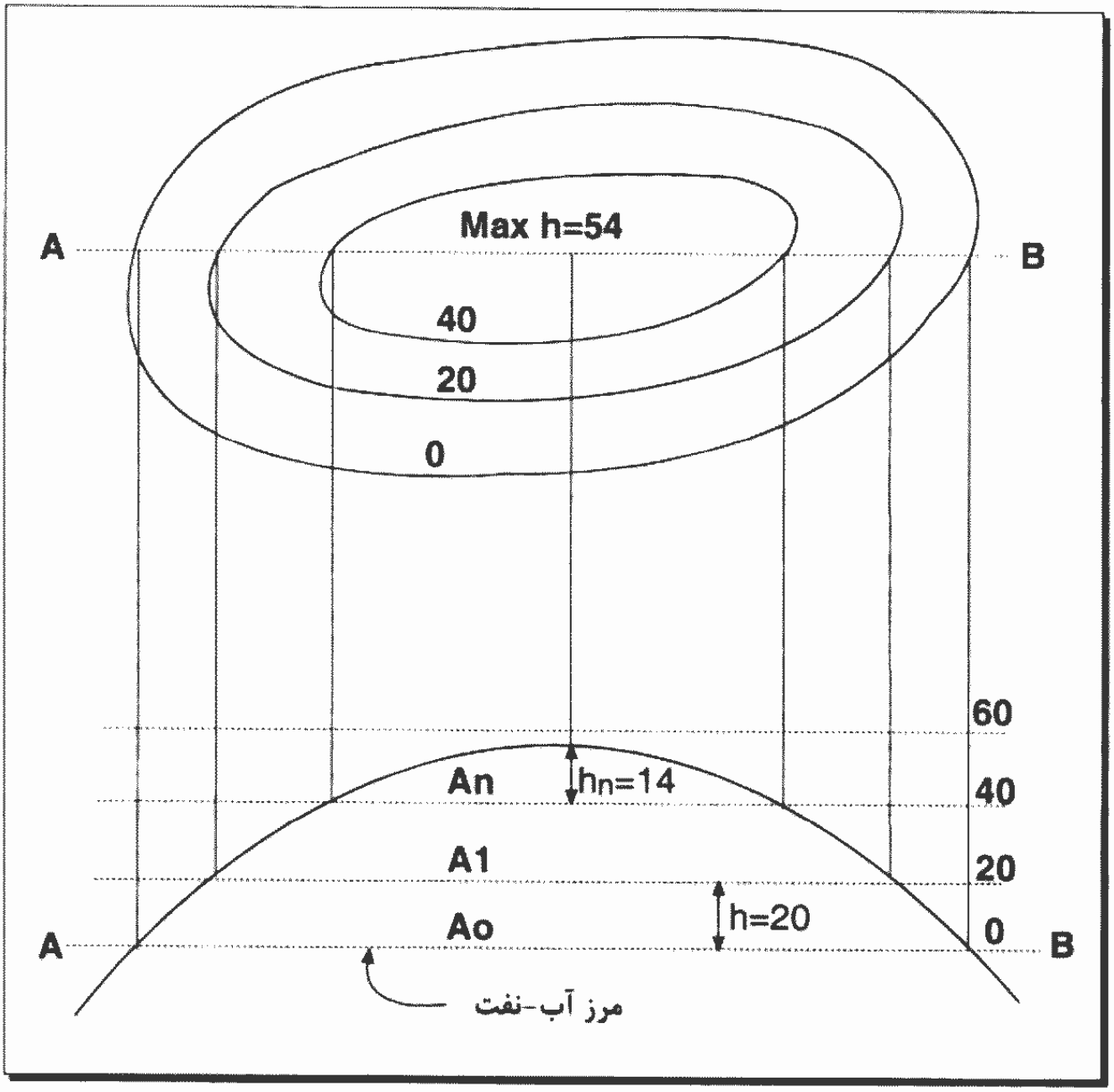
A_0 = سطح در بر گرفته شده توسط کانتور صفر

A_1 = سطح در بر گرفته شده توسط اولین کانتور

A_{n-1}= سطح در بر گرفته شده توسط کانتور ماقبل فوقانی‌ترین کانتور

A_n = سطح در بر گرفته شده توسط فوقانی‌ترین کانتور

h_n = فاصله عمودی از فوقانی ترین کانتور تا بالای مخزن



شکل ۱۴-۶ - نقشه هم‌ضخامت ستون نفت در یک ساختار طاقدیسی