

# تقسیم‌بندی مخازن و سیالات نفتی

- عموماً مخازن بر اساس مکان نقطه‌ای که بیانگر فشار اولیه و دمای مخزن  $(T, P_i)$  بر روی نمودار  $P-T$  سیال آن مخزن است دسته‌بندی می‌شوند. با این تعریف مخازن در دو گروه زیر جا می‌گیرند :
- مخازن نفتی - اگر دمای  $(T)$  مخزن کمتر از دمای بحرانی  $(T_c)$  سیال مخزن باشد مخزن مورد نظر مخزن نفت خواهد بود.
  - مخازن گازی - اگر دمای  $(T)$  مخزن بیشتر از دمای بحرانی سیال هیدروکربوری باشد، مخزن به عنوان یک مخزن گازی خواهد بود.

## ۱-۱- مخازن نفتی

### ۱-۱-۱- مخزن نفتی زیر اشباع (Undersaturated)

اگر فشار اولیه مخزن  $(P_i)$  بالاتر از فشار نقطهٔ حباب  $(P_b)$  سیال مخزن باشد مخزن به عنوان مخزن نفتی *Undersaturated* خواهد بود.

### ۱-۱-۲- مخزن نفتی اشباع (Saturated)

اگر فشار اولیه مخزن معادل یا فشار نقطهٔ حباب باشد مخزن، یک مخزن نفتی *Saturated* خواهد بود.

# ازدیاد برداشت نفت با تزریق آب

## ۱۰-۱- رابطه نفوذپذیری نسبی با میزان سیر شدن

یکی از رایج‌ترین روش‌های افزایش تولید از یک مخزن نفت پس از مرحله مقدماتی، روش تزریق آب به مخزن است. در واقع در این روش آب مانند یک پیستون عمل کرده و نفت را به جلو می‌راند. چون آب و نفت امتزاج‌ناپذیر هستند این جابجایی را اصطلاحاً جابه‌جایی امتزاج‌ناپذیر نیز می‌گویند. مقدار  $k$  (نفوذپذیر مطلق) برای تمام سیالات در یک محیط متخلخل وقتی به تنهایی به میزان ۱۰۰ درصد محیط را پر کنند ثابت و مستقل از نوع سیال است. ولی اگر بیش از یک سیال در محیط باشد نظیر آب و نفت، در این صورت نفوذپذیری نسبت به هر فاز تغییر می‌کند و به آن نفوذپذیری مؤثر می‌گویند.

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P} \quad (1-10)$$

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P} \quad (2-10)$$

$k_w$  و  $k_o$  به ترتیب نفوذپذیری مؤثر نسبت به آب و نفت هستند. نسبت نفوذپذیری مؤثر به نفوذپذیری مطلق را نفوذپذیری نسبی گویند.

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (3-10)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (4-10)$$

هرگاه در یک محیط متخلخل، آب و نفت هر دو جریان داشته باشند نسبت این جریان‌ها به صورت زیر در می‌آید.

$$\frac{q_w}{q_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = M \quad (5-10)$$

$M$  نسبت تحرک‌هاست. هر قدر نسبت  $k_w/k_o$  که برابر  $k_{rw}/k_{ro}$  است بیشتر باشد آب با سرعت بیشتری نسبت به نفت حرکت می‌کند. بنابراین در حرکت نسبی آب و نفت در یک محیط، نسبت نفوذپذیری آنها دارای اهمیت است. نفوذپذیری نسبی یک سیال در یک محیط متخلخل با تغییر درجه سیر شدن فاز مربوطه تغییر می‌کند ولی این بستگی ساده نیست.

وقتی  $S_w = S_{wc}$  است یعنی میزان سیر شدن آب برابر مقدار اولیه آب همزاد باشد مقدار  $k_w = k_{wo}$  می‌شود. یعنی آب دارای حرکت نیست.

$$\text{نسبت باقیمانده در مخزن - نفت اولیه در مخزن} = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \times 100 = \frac{\text{نفت باقیمانده در مخزن}}{\text{نفت اولیه در مخزن}} \times 100 \quad (6-10)$$

یک رابطه نسبتاً تقریبی بین نسبت  $S_w$  و  $\frac{k_o}{k_w}$  به صورت زیر است.

$$\frac{k_o}{k_w} = a e^{-b S_w} \quad (7-10)$$

طبق رابطه بالا تغییرات  $\frac{k_o}{k_w}$  نسبت به  $S_w$  روی کاغذ نیمه لگاریتمی تقریباً به صورت یک خط مستقیم است.

## ۱۰-۲- خاصیت تر شوندگی

یکی از خواص بسیار مهم مخازن نفت که روی میزان بازیابی نفت در عملیات سیلابزنی نقش مؤثری دارد خاصیت تر شوندگی است. اگر یک سیال مانند آب روی شیشه‌ای قرار گیرد، هنگامی که سیستم به تعادل می‌رسد لایه نازکی از آب روی شیشه را می‌پوشاند و سطح آب با شیشه زاویه‌ای مانند  $\theta$  می‌سازد. همین پدیده در زیرزمین بین آب و نفت و سنگ مخزن به وجود می‌آید.

جایی که آب و نفت در زیر زمین قرار دارند نه تنها نیروی کشش سطحی بین آب و نفت بلکه بین سیال و جامد نیز وجود دارد. ترکیب تمام این نیروها خاصیت تر شوندگی و فشار موئینه را در یک سنگ مخزن تعیین می‌کند.

نیروی چسبندگی یک سیال با سطح جامد که تابعی از نیروی کشش سطحی است تعیین کننده این است که سیال سطح جامد را تر می‌کند.

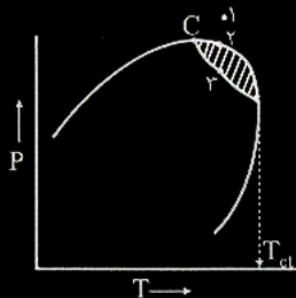
اگر فشار اولیه مخزن، پایین‌تر از فشار نقطه حباب سیال مخزن باشد مخزن به عنوان مخزن با کلاهک گازی یا دو فازی در نظر گرفته می‌شود. در این جا فاز گاز یا بخار از پایین توسط فاز نفت، محدود می‌شود. نسبت حجم کلاهک گازی به حجم نفت مخزن با کیفیت مربوطه مشخص می‌شود. در نمودار فازی نفت سیاه (Black Oil) خطوط کیفیت تقریباً در فواصل مساوی از هم قرار دارند. در نفت با کاهش حجم کم (Low-Shrinkage Crude Oil) خطوط کیفیت اکثراً در نزدیکی منحنی نقطه شبم قرار دارند.

در نفت خام فرار (High-Shrinkage or Volatile) خطوط کیفیت اکثراً در نزدیکی منحنی حباب قرار می‌گیرند. اگر دمای مخزن ( $T$ ) نزدیک به دمای بحرانی ( $T_c$ ) سیستم هیدروکربنی باشد مخلوط هیدروکربنی به عنوان نفت خام تقریباً بحرانی (Near-Critical) در نظر گرفته می‌شود.

## ۱-۲-۱- مخازن گازی

### ۱-۲-۱-۱- مخازن گاز - مایعات گازی برگشتی

اگر دمای مخزن ( $T$ ) بین دمای بحرانی ( $T_c$ ) و دمای کریکندترم قرار گیرد، مخزن به عنوان یک مخزن گاز - مایعات گازی برگشتی (Retrograde gas-condensate) در نظر گرفته می‌شود. این گروه از مخازن گازی، نوع منحصر به فردی از سیستم‌های هیدروکربنی است که رفتار ترمودینامیکی مخصوص سیال مخزن، عامل کنترل مهمی در فرآیند تجهیز و بهره‌برداری از مخزن است.



شکل ۱-۱- نمودار فازی نمونه یک سیستم برگشتی

فرض کنید شرایط اولیه یک مخزن گازی برگشتی توسط نقطه (۱) بر روی نمودار فازی  $p-T$  نشان داده شود. چون فشار مخزن، بیشتر از فشار نقطه شبم بالایی است، سیستم هیدروکربنی به صورت تک فاز (فاز گاز) در مخزن وجود دارد. با کاهش فشار مخزن در دمای ثابت در طول بهره‌برداری از فشار اولیه به فشار نقطه شبم بالایی (نقطه ۲) میعان آغاز می‌شود. با کاهش بیشتر فشار، برخلاف انتظار به جای انبساط گاز یا تبخیر فاز مایع، مخلوط شروع به میعان می‌کند این فرآیند تا هنگامی که تشکیل مایع به حداکثر مقدار خود برسد ادامه پیدا می‌کند.





شکل ۱-۲- منحنی نمونه تشکیل مایع

### ۲-۲-۱- مخزن گازی تر (Wet Gas)

در این مورد دمای مخزن، بالای دمای کریکاتدترم است به علت اینکه دمای مخزن و رای دمای کریکاتدترم است با تولید از مخزن در دمای ثابت، سیال مخزن همیشه به صورت فاز گاز خواهد بود. اما وقتی که گاز تولید شده به طرف سطح جریان پیدا می کند، فشار و دمای گاز کاهش می یابد اگر گاز وارد ناحیه دو فازی شود فاز مایع هم تشکیل شده که از طریق جداکننده های سطحی جمع آوری می شود.

### ۳-۲-۱- مخزن گازی خشک (Dry Gas)

مخلوط هیدروکربن، هم در مخزن و هم در تأسیسات سطحی به صورت گازی وجود دارد. تنها مایع همراه با گاز در مخزن گازی خشک، آب است.

طبق قرارداد، زاویه سطح تماس نفت با آب ( $\theta$ ) به طرف مایع سنگین تر اندازه گرفته می شود و بین  $0^\circ$  تا  $180^\circ$  تغییر می کند. اگر نیروی کشش سطحی بین آب و نفت و  $\sigma_{so}$  نیروی کشش سطحی بین سیال سبک تر و سطح جامد باشد، نیروی چسبندگی ( $A_T$ ) به صورت زیر است.

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \quad (A-10)$$

$\sigma_{sw}$  نیروی کشش سطحی بین جامد و آب است. اگر نیروی چسبندگی  $A_T$  مثبت باشد بدین معنی است که سیال سنگین تر بهتر سطح جامد را تر می کند. بزرگی نیروی  $A_T$  معرف قابلیت ترکنندگی سیال ترکننده نسبت به سطح جامد است که باعث پخش شدن سیال ترکننده روی سطح جامد می شود. هرگاه زاویه  $\theta$  کوچک ( $A_T$  بزرگ) باشد این عمل سبب می شود که سیال سنگین تر به سرعت سطح جامد را بپوشاند. اگر  $\theta < 90^\circ$  باشد سطح جامد نسبت به آب تر شونده است.

اگر  $\theta > 90^\circ$  باشد در این صورت سطح جامد نسبت به نفت تر شونده است. خاصیت تر شوندگی یک مخزن تأثیر مستقیمی روی عملکرد سیلابزنی با آب یا گاز دارد. سنگ ها ممکن است نسبت به آب و یا نفت تر شونده باشند. همچنین حالت های تر شوندگی حد میانه و یا مخلوط نیز وجود دارد.

اگر مخزنی قویاً نسبت به آب تر شونده باشد در عملیات سیلاب آبی بازدهی بهتری نسبت به مخزنی که قویاً نسبت به نفت تر شونده هستند دارد. برای مخزنی که دارای خاصیت تر شوندگی مخلوط هستند بهترین بازدهی استخراج در اثر تزریق آب به دست می آید.

در مخزنی که نسبت به نفت تر شونده هستند لازم است برای بازیابی بهتر نفت بعد از عملیات سیلابزنی با آب عمل سیلاب گازی (گاز حل شونده در نفت) نیز صورت گیرد.

### ۱۰-۳- فشار موئینه

یکی از نیروهایی که سبب حرکت سیال در محیط های متخلخل می شود نیروهای موئینه است.

$$P_c = \frac{\gamma \sigma \cos \theta}{r} \quad (9-10)$$

زاویه  $\theta$  در مخزنی که نسبت به آب خاصیت تر شوندگی دارند به صفر بسیار نزدیک است و عملاً  $\cos \theta = 1$  می شود.

$$P_c = \frac{\gamma \sigma_{wo}}{r} \quad (10-10)$$

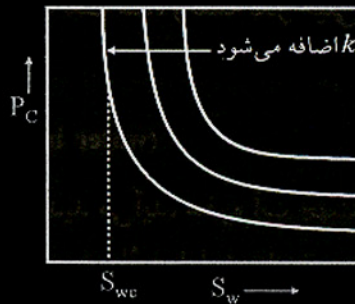
$\sigma_{wo}$  نیروی کشش سطحی بین نفت و آب است.

واضح است که هر چه  $r$  کوچکتر باشد (اندازه خلل و فرج ها در سنگ مخزن کوچک باشند) مقدار  $P_c$  بیشتر و مقدار  $h$  بیشتر می شود. در واقع  $r$  معرف درجه تخلخل است. هر چه  $r$  بیشتر باشد

نفوذپذیری نیز بیشتر می شود و فشار موئینه کاهش می یابد.

در حالت کلی فشار موئینه در مخزنی که شامل نفت و آب باشد، تابعی از درجه سیر شدن آب ( $S_w$ ) است. در  $S_w = S_{wc}$  یعنی جایی که درجه سیر شدن آب همزاد در مخزن داریم فشار موئینه بی نهایت است. در یک درجه سیر شدن معین هر چه نفوذپذیری مخزن بیشتر باشد فشار موئینه کمتر است و نفت آسانتر خارج می شود.

برای اینکه نفت به راحتی خارج شود لازم است نیروهای موئینه کاهش یابند. این کار را می توان با کاهش نیروی کشش سطحی ( $\sigma$ ) انجام داد با کاهش  $\sigma$  فشار  $P_c$  نیز کم می شود.



شکل ۱۰-۱- توزیع فشار موئینه با درجه سیر شدن آب

#### ۱۰-۴- معادله مقدار جریان جزئی نفت و آب

$$q_i = q_o + q_w = q_t \quad (9-10)$$

$q_t$  سرعت کل جریان نفت و آب بر حسب واحد حجم در مخزن نسبت به زمان است.  $q_o$  سرعت حجمی نفت،  $q_w$  سرعت حجمی آب و  $q_i$  سرعت تزریق آب است. جریان جزئی آب در هر نقطه مخزن به صورت زیر تعریف شده است.

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{q_w}{q_t} \quad (10-10)$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_o}{k_w \mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (11-10)$$

یکی از مهم ترین پارامترها در تعیین میزان مؤثر بودن عمل سیلابزنی آبی، نسبت تحرک ها در نقطه پایانی است.

$$M = \frac{k'_{rw} / \mu_w}{k'_{ro} / \mu_o} \quad (12-10)$$

برای یک جریان افقی، حرکت پیستونی موقعی اتفاق می افتد که  $M \leq 1$  باشد. جایگزینی پیستون

مانند نفت با آب که گاهی به آن جابجایی باکلی لورت هم گفته می شود به بهترین وجه توسط پارامتر  $M_s$  مشخص می شود. پارامتر  $M_s$  نسبت تحرک ها در جهت شوک (*shock front*) که همان نقطه گذر آب است به صورت زیر تعریف می شود.

$$M_s = \frac{k_{r_o}(S_{wf})/\mu_o + k_{r_w}(S_{wf})/\mu_w}{k_{r_o}'/\mu_o} \quad (13-10)$$

نفوذپذیری های نسبی در صورت کسر در نقطه سیر شدن آب در جهت شوک ( $S_{wf}$ ) به دست می آیند. جایگزینی باکلی لورت موقعی پایدار است که  $M_s < 1$  باشد چنانچه این شرط برقرار نباشد آب به صورت کانال شکل وارد قسمت نفت شده و نقطه گذر خیلی زودتر از آنچه روشن ولج پیش بینی می کند اتفاق می افتد.

### ۱۰-۵- جریان آب ورودی (water influx)

در قبال افت فشاری که در مخزن پدید می آید، سفره آب جهت جبران یا کند کردن کاهش فشار، با وارد کردن یا رسوخ دادن آب به مخزن بواسطه عوامل زیر از خود عکس العمل نشان می دهد.  
الف - انبساط آب، ب - انبساط توده های دیگر هیدروکربنی شناخته یا ناشناخته موجود در سنگ سفره آب، ج - تراکم پذیری سنگ سفره آب، د - جریان آرتزین، جایی که سطح سفره آب مرتفع تر از سطح مخزن است.

$w_e$  مقدار آب ورودی و  $dw_e/dt$  شدت جریان آب ورودی در بسیاری موارد بصورت تابعی از زمان  $t$  و فشار مرزی  $p$ ، با دقت کافی از یکی از معادلات زیر بدست می آیند.

● معادله Schilthuis : حالت پایدار

$$\left. \begin{aligned} w_e &= k \int_0^t (p_i - p) dt \\ \frac{dw_e}{dt} &= k (p_i - p) \end{aligned} \right\} (14-10)$$

که در آن  $k$  ضریب ثابت آب ورودی برحسب  $bbl/day/psi$  و  $(p_i - p)$  افت فشار مرزی برحسب  $psi$  است.

● معادله Hurst : حالت پایدار تغییر یافته

$$\left. \begin{aligned} w_e &= c \int_0^t \frac{(p_i - p) dt}{\log at} \\ \frac{dw_e}{dt} &= \frac{c(p_i - p)}{\log at} \end{aligned} \right\} (15-10)$$

که در آن  $C$  ثابت آب ورودی برحسب  $bbl/day/psia$  و  $(p_i - p)$  افت فشار مرزی برحسب  $psia$  و  $a$  ثابت تبدیل زمان است که به آحاد زمان بستگی دارد.  
ج - معادله  $Everdingen$  و  $Hurst$ : حالت ناپایدار

$$W_e = B \sum \Delta p \times Q(t)$$

در این معادله  $B$  ثابت آب ورودی برحسب  $bbl/psi$ ،  $\Delta p$  نمو فشار برحسب  $psia$  و  $Q(t)$  مقدار بدون بعد آب ورودی است که تابعی از زمان بدون بعد می باشد.

# سنگهای مخازن نفت و گاز و خواص آنها

## ۲-۱- سنگهای رسوبی

سنگهای رسوبی سنگهایی هستند که در تشکیل آنها آب مؤثر می‌باشد. منشاء این سنگها، سنگهای آذرین است که در نتیجه تجزیه آنها و حمل مواد تجزیه شده توسط آب و جمع شده این مواد در ته دریاها و سپس سخت شدن و خروج از آب تشکیل می‌شوند. یکی از خواص اصلی سنگهای رسوبی لایه لایه بودن آنها است.

## ۲-۱-۱- انواع سنگهای رسوبی

سنگهای رسوبی را بر حسب منشاء تشکیل و ترکیب شیمیایی آنها به چند دسته تقسیم می‌نمایند: سنگهای سیلیسی - رستی - کربناته (از نظر ترکیب شیمیایی) سنگهای تبخیری - ارگانیک و سنگهای تخریبی (منشاء تشکیل)

## ۲-۲- نفت و چگونگی پیدایش آن

انسان از قرن‌ها پیش پی به وجود نفت برده بود و از این ماده روغنی شکل و سوزان برای مصارف مختلف استفاده می‌کرده است. در مورد چگونگی تشکیل نفت امروزه و فرضیه مورد بحث است. یک فرضیه، شیمیایی بودن منشاء نفت است. بر طبق این نظریه، نفت در زمین در اثر تجزیه‌های شیمیایی



$q =$  ذبی حجمی بر حسب  $cm^3/s$

$A =$  سطح مقطع بر حسب  $cm^2$

$\mu =$  ویسکوزیته بر حسب  $c.p$

$\frac{dp}{dx} =$  گرادیان هیدرولیکی بر حسب  $atm/cm$

نفوذپذیری مطلق یک محیط متخلخل مستقل از نوع سیال بوده و فقط به نوع مخزن بستگی دارد. نفوذپذیری از خواص مشخصه یک مخزن به شمار می‌رود. نفوذپذیری نیز ممکن است مانند درجه تخلخل از نقطه‌ای به نقطه دیگر در یک مخزن تغییر کند.

برای لایه‌های موازی :

$$k_{ave} = \frac{\sum_{j=1}^n k_j h_j}{\sum_{j=1}^n h_j} \quad (9-2)$$

برای لایه‌های سری :

$$k_{ave} = \frac{\sum_{i=1}^n L_i}{\sum_{i=1}^n (L/k)_i} \quad (10-2)$$

## ۱۲-۲- ضریب مقاومت الکتریکی مخازن

$$F = \frac{R_o}{R_w} > 1 \quad (11-2)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (12-2)$$

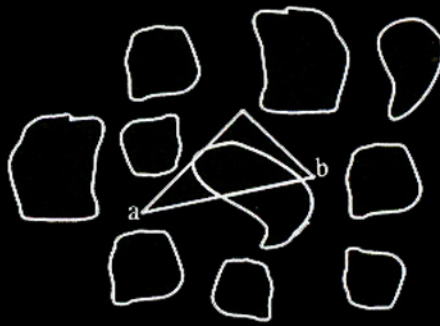
هرگاه یک سنگ مخزن به میزان ۱۰۰ درصد از محلول آب نمک پر شود دارای مقاومت  $R_o$  و خود این محلول نیز بدون وجود سنگ مخزن دارای مقاومت  $R_w$  است.

$a$  و  $m$  ثابت‌هایی هستند که به جنس سنگ مخزن بستگی دارند و از مخزنی به مخزن دیگر فرق می‌کنند. مقدار  $a$  خیلی نزدیک به یک است و مقدار  $m$  بسته به نوع مخزن می‌تواند از  $1/3$  تا  $2/2$  تغییر کند.

## ۱۳-۲- درجه پیچش (Tortuosity)

در واقع پیچش معرف نحوه ارتباط سوراخ‌ها در یک محیط متخلخل است.

$$\tau = \frac{\text{فاصله آزاد بین دو نقطه } a \text{ و } b}{\text{فاصله خط مستقیم بین دو نقطه } a \text{ و } b}$$



شکل ۱-۲- نمایش فاصله طی شده توسط یک مولکول در یک محیط متخلخل

البته با توجه به شکل ذرات در محیط متخلخل و همچنین نحوه ارتباط آنها با یکدیگر مقدار  $\tau$  متفاوت است و معمولاً در مخازن نفت به ۳ و یا حتی ۵ می‌رسد.

در یک مخزن مقدار  $\tau$  به ضریب مقاومت الکتریکی ویژه و درجه تخلخل آن مخزن بستگی دارد.

$$\tau = F\phi \quad (14-2)$$

یکی از موارد استفاده پیش از مهندسی مخازن، محاسبه ضریب نفوذ مؤثر است. به عنوان مثال در پروژه‌های تزریق گاز در مخازن که برای ازدیاد برداشت نفت صورت می‌گیرد مقداری از گاز تزریق شده در نفت موجود در مخزن نفوذ می‌کند.

## ۱۴-۲- قانون داریسی

در مخازن نفت و گاز قانون داریسی از معادلات اساسی است. اصول حرکت نفت و گاز در مخازن بر پایه همین قانون استوار است.

منظور از سرعت ظاهری سرعتی است که سیال می‌تواند بدون در نظر گرفتن محیط متخلخل داشته باشد.

$$U = \frac{q}{A} \quad (15-2)$$

سرعت واقعی سیال درون محیط متخلخل از این سرعت بیشتر است و نسبت آنها برابر درجه تخلخل است.

$$\text{سرعت واقعی} = \frac{\text{سرعت ظاهری}}{\text{درجه تخلخل}} \quad (16-2)$$

قانون داریسی فقط برای جریان‌های آرام صادق است.

$$\nu d = \nu \mu m^2 \quad (17-2)$$

دیمانسیون ضریب نفوذپذیری  $[L^2]$  است.

## ۲-۱۵- تحرک و نسبت تحرکها

اگر گرادیان فشار ثابت باشد ولی مقدار  $k$  و  $\mu$  هر دو به یک میزان چند برابر شوند در مقدار سرعت جریان تغییری حاصل نمی‌گردد. نسبت  $k$  به  $\mu$  را تحرک (*Mobility*) می‌نامند که با  $\lambda$  نشان داده می‌شود.

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (2-18)$$

یعنی سرعت حرکت سیال توسط تحرک به گرادیان فشار مربوط می‌شود. اگر در یک محیط متخلخل دو فاز مانند نفت و گاز جریان داشته باشند، نسبت تحرک این دو سیال یعنی،  $\lambda_g$  (تحرک گاز) به  $\lambda_o$  (تحرک نفت) را نسبت تحرک‌های گاز به نفت می‌نامند. این نسبت به میزان نسبت حجمی گاز به نفت بستگی دارد. این نسبت در استخراج نفت در عملیات رانش آب دارای اهمیت بسیاری است. اگر تحرک نفت بیشتر از تحرک آب در شرایط یکسان باشد ( $\lambda_o > \lambda_w$ ) نفت جلوتر از آب حرکت می‌کند و استخراج نفت ممکن می‌شود.

نیروهایی که در توزیع هیدروکربن‌ها در مخازن تأثیر می‌گذارند نیروی جاذبه و نیروهای مؤثنه و نیروهای ویسکوز (سرعت در اثر اختلاف فشار) هستند.

گاز و نفت می‌توانند امتزاج‌پذیر باشند اما امتزاج‌پذیری نفت و گاز با آب قابل اغماض است. آب نسبت به نفت در مقابل سنگ مخزن خاصیت ترکندگی دارد و به همین ترتیب نفت نسبت به گاز در سنگ مخزن خاصیت ترکندگی دارد. به عبارتی دیگر آب سعی می‌کند در حفره‌هایی که نفت موجود است خودش را به سمت بالا بکشد. به همین ترتیب نفت دوست دارد در حفره‌هایی که گاز موجود است خودش را به بالا بکشد که به این نیروها، نیروهای مؤثنه گویند. نیروهای مؤثنه با نیروهای جاذبه نسبت معکوس دارند. طی میلیون‌ها سال این‌ها به تعادل رسیده‌اند. ولی نیروهای جاذبه خیلی قویتر هستند.

کمترین فشاری که گاز با نفت یک فاز را تولید می‌کند (گاز در نفت حل می‌شود) را *MMP* گویند. اگر پایین *MMP* به مخزن گاز تزریق کنیم *immiscible Flooding* خواهیم داشت، در این موقع گاز به عنوان یک پیستون و هل دهنده نفت عمل خواهد کرد.

ممکن است مخزنی تخلخل بیشتری داشته باشد اما عبورپذیری کمتری داشته باشد. در خلل و فرج ما می‌توانیم هم آب، نفت یا گاز داشته باشیم. اینکه در هر مخزنی چقدر آب گاز و یا نفت داریم را *Saturation* مشخص می‌کند و از مخزنی به مخزن دیگر فرق می‌کند.

$$\sum_{i=o, g, w} S_i = 1 \quad (2-19)$$

آب همیشه در مخازن وجود دارد که به آن آب همزاد گویند.

اشباع (*Saturation*) یک خاصیت مخزن خاصی است که ما مطالعه می‌کنیم و خاصیت سیال نیست. سنگهای مخازن قبلاً پر از آب بوده‌اند که در اثر تشکیل هیدروکربن‌ها و مهاجرت‌شان آب را بیرون کرده و خود جایگزین آن شده‌اند بنابراین آب در همه مخازن وجود دارد.

## ۲-۱۶. خاصیت ترکنندگی (*Wettability*)

آب نسبت به نفت و گاز ترکننده است و گاز در مقابل نفت خاصیت *non-Wetting* دارد. در آزمایشگاه تحت شرایطی می‌توانند خاصیت ترکنندگی را عوض کنند. یک تئوری می‌گوید که ممکن است خاصیت ترکنندگی مخازن با زمان تغییر کند البته این موضوع ثابت نشده است.

$$P_c = P_{cw} - P_w = f(S_w) \quad (20-2)$$

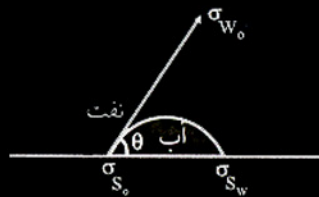
$$P_c = P_{oil} - P_w \quad (21-2)$$

اگر  $P_c = 0$  باشد هیچ *interface* بین دو لایه وجود ندارد.

$P_c = 0$  دلیل بر امتزاج بودن دو فاز نیست.

اگر  $k_x = k_y = k_z$  باشد مخزن را *isotropic* گویند.

اگر  $k_x \neq k_y \neq k_z$  باشد مخزن را *anisotropic* گویند.



شکل ۲-۲. پخش آب و نفت روی سطح جامد

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cdot \cos \theta \quad (22-2)$$

اگر  $A_T > 0$  فاز سنگین‌تر خاصیت ترکنندگی دارد. و اگر  $A_T = 0$  باشد هر دو فاز خاصیت ترکنندگی یکسانی دارند.  $\theta$  عامل کنترل کننده *wetting* است.

در  $\theta$  کوچک‌تر فاز سنگین‌تر دوست دارد به راحتی روی سطح پخش شود و سطح را بپوشاند.

در  $\theta$  بزرگ‌تر برای اینکه فاز سنگین‌تر روی سطح قرار بگیرد به نیروی خارجی لازم داریم چون فاز

سنگین‌تر دوست دارد جمع شود و نیرویی لازم است که این فاز سنگین را روی سطح پخش کند.

اگر *Capillary Pressure* صفر باشد یعنی فشار دو تا فاز یکی است.

مختلف حاصل و ذخیره شده است. فرضیه دیگر، منشاء آلی (حیوانی) بودن نفت است. پیروان این نظریه بر این عقیده‌اند که نفت از تجزیه مواد آلی (باقیمانده‌های موجودات) در زیر زمین دور از دسترس هوا تشکیل شده است.

## ۲-۳- خواص فیزیکی نفت‌ها

نفت به حالت طبیعی مایعی است به رنگ سیاه متمایل به قهوه‌ای و یا قهوه‌ای متمایل به سبز. مایع نفتها نسبتاً غلیظ است و غلظت آنها بستگی به درصد کربورهای سنگین و یا سبک موجود در آنها دارد. هر چه ترکیبات کربورهای سنگین‌تر در نفت بیشتر باشد، غلظت آن بیشتر و در نتیجه وزن مخصوص آن بیشتر است.

از نظر زمین‌شناسی بیشتر نفت‌های موجود بر روی کره زمین متعلق به دوره کرتاسه و دوران سوم است.

## ۲-۴- سنگ مادر (SOURCE ROCK)

به طبقه‌ای از رسوبات گفته می‌شود که از مواد آلی غنی بوده و بر اثر تجزیه این مواد ترکیبات مختلف هیدروکربورها در آنها تشکیل می‌گردد. هیدروکربورهای تشکیل شده در سنگ مادر طی دوره‌ای بنام مهاجرت از درون سنگ‌های مادر خارج شده و به طرف سنگ مخزن می‌روند. این مهاجرت در دو مرحله صورت می‌گیرد :

### ۲-۴-۱- مهاجرت اولیه (Primary Migration)

که مهاجرت هیدروکربورها و آب همراه آنها از داخل سنگ مادر به طرف سنگ مخزن است.

### ۲-۴-۲- مهاجرت ثانویه (Secondary Migration)

که جدا شدن نفت از آب همراه آن و حرکت نفت به طرف قسمت‌های بالاتر سنگ مخزن است. سنگ مادر از جنس رسوبات بسیار ریز و نرم مانند شیل و مارل که به علت فشار زیاد دارای تراکم بالا است تشکیل شده است. به عنوان مثال در ایران سنگ مادر برای نفت تولیدی از لایه آسماری سازنده‌های پایده و گورپی و برای نفت تولیدی از لایه سروک سازند کژدمی است.

## ۲-۵- سنگ مخزن

هیدروکربورها پس از تشکیل در سنگ مادر به علت فشار موجود در لایه‌های سنگ مادر شروع به حرکت کرده و به طرف لایه‌های کم فشارتر و معمولاً لایه‌های فوقانی مهاجرت می‌نمایند. در این حرکت اگر بر سر راه هیدروکربورها سنگهایی که دارای مشخصات زیر باشد وجود داشته باشد، هیدروکربورها داخل آنها شده و تشکیل سنگهای مخزن را می‌دهند. مشخصات سنگهای مخزن عبارتند از :



## ۱-۵-۲- داشتن پوش سنگ (Cap Rock)

سنگ مخزن برای جلوگیری از ادامه مهاجرت نفت و فرار آن باید دارای یک لایه غیرقابل نفوذ بر روی خود باشد. این لایه معمولاً از جنس رسوباتی با درصد تخلخل بسیار کم مانند ایندریت و یا رسوباتی فاقد قابلیت نفوذپذیری است. مانند مارل که به عنوان سنگ پوش سنگ مخزن آسماری سازند گچساران که بیشتر از جنس مواد غیرقابل نفوذ مانند ایندریت و نمک است.

## ۲-۵-۲- Porosity

سنگ مخزن برای تجمع هر چه بیشتر نفت در خودش باید دارای درصد بالای خلل فرج و یا شکاف (*Fracture*) باشد.

## ۳-۵-۲- داشتن قابلیت نفوذپذیری (*Permeability*)

خلل و فرجهای موجود در سنگ مخزن باید به یکدیگر راه داشته باشند که مواد موجود در آنها به راحتی بتوانند حرکت نمایند.

## ۴-۵-۲- شکل مخزن

برای آنکه یک مخزن نفت دارای فشار کافی برای راندن هیدروکربن‌های درون خود به خارج باشد باید انحنا یا لایه‌های طاق‌دیس آن به اندازه کافی باشد. بدین معنی که اختلاف ارتفاع بین بالاترین نقطه و پایین‌ترین نقطه طاق‌دیس (*Clusure*) زیاد باشد. واضح است هر چه (*Clusure*) یک مخزن بیشتر باشد ارزش تولیدی آن مخزن بیشتر است.

## ۵-۵-۲- ضخامت و وسعت مخزن

با در نظر گرفتن اینکه هر چه گسترش یک مخزن و ضخامت آن بیشتر باشد امکان جمع شدن حجم بیشتری از هیدروکربن‌ها در آن است، اهمیت این دو عامل نیز در مخازن معلوم می‌گردد.

## ۲-۶- انواع مخازن نفت

مخازن نفتی را بر حسب عوامل مختلفی مانند شکل، نحوه تشکیل و جنس رسوبات تشکیل دهنده آنها تقسیم‌بندی می‌کنند.

## ۲-۶-۱- مخازن ساختمانی (*Structural Traps*)

این نوع مخازن به صورت طاق‌دیس (*Anticline*) است که بر اثر چین‌خوردگی و یا حرکات داخل زمین و شکستگی ایجاد می‌شوند. شاید بتوان مخازن عمده نفتی در ایران را از این دسته دانست. در این ساختمانها گاهی چندین مخزن (*Reservoir*) بر روی یکدیگر قرار گرفته‌اند. که هر مخزن توسط پوش سنگ متعلق به خودش از مخزن دیگری جدا می‌گردد. به عنوان مثال ساختمانهای نفتی اهواز و مارون که هر مخزن دارای مشخصات مربوط به خودش می‌باشد.



## ۲-۶-۲- مخازن چینه‌ای (Stratigraphical Traps)

این دسته از مخازن بر اثر تغییر جنس در رسوبات تشکیل دهنده آنها ایجاد شده‌اند. به عنوان مثال اگر در یک ناحیه طبقات پرتخلخل و نفوذپذیری و نفوذپذیری بر یک طبقه غیرقابل نفوذ ختم شوند یک مخزن چینه‌ای تشکیل می‌گردد. و یا اگر بر اثر شکستگی (Faults) در طبقات یک طبقه پرتخلخل و نفوذپذیر در مجاورت یک طبقه غیرقابل نفوذ قرار گیرد تشکیل یک مخزن چینه‌ای می‌دهد.

## ۲-۷-۲- مختصری درباره سنگ‌شناسی مخازن نفتی ایران

در این قسمت خلاصه‌ای درباره سنگ‌شناسی مخازن نفتی ایران حوزه جنوب غربی صحبت می‌شود. این سنگها به ترتیب از بالا به پایین و یا به عبارت دیگر از رسوبات جوان‌تر به رسوبات قدیمی‌تر شرح داده می‌شوند.

### ۲-۷-۲-۱- سازند بختیاری

جنس این طبقات از سنگهای جوش (Conglomerate) می‌باشد. این سازند لایه سطحی را تشکیل می‌دهد که در بیشتر مناطق شسته شده و از بین رفته است.

### ۲-۷-۲-۲- سازند آغاچاری

از جنس مارل قرمز و لایه‌های ماسه سنگ است. در بیشتر مناطق نفتی جنوبی ایران این سازند اولین لایه‌ای می‌باشد که در آن شروع به حفاری می‌کنند و معمولاً لوله‌های جداری سطحی (Surface Casing) در این تشکیلات گذاشته می‌شود. مانند میدانهای مارون و کوپال. شیب فشار در این سازند برابر  $0.43 \text{ psi/ft}$  است.

### ۲-۷-۲-۳- سازند میشان

جنس سنگهای این سازند بیشتر از مارل خاکستری رنگ به همراه لایه‌های سنگ آهک (Limestone) است. اغلب مشکلات حفاری سطحی در این سازند به وجود می‌آید که بیشتر بر اثر مارلهای چسبنده است. شیب فشار در این لایه برابر  $0.46 \text{ psi/ft}$  است. در مخزن گازی سرخون در ناحیه بندرعباس لایه سنگ آهک گوری (Guri Pay Zone) در این سازند تشکیل یک مخزن گاز داده است.

### ۲-۷-۲-۴- سازند گچساران

این سازند به ۷ قسمت تقسیم شده است که قسمت هفت آن در بالا و قسمت یک آن (یا پوش سنگ) در پایین قرار دارد. قسمت هفت این سازند به همراه سازندهای بالای آن قسمت کم فشار سطحی را تشکیل می‌دهد که توسط یک لوله جداری که در بخش تحتانی این قسمت گذاشته می‌شود،

## ۲-۶-۲- مخازن چینه‌ای (Stratigraphical Traps)

این دسته از مخازن بر اثر تغییر جنس در رسوبات تشکیل دهنده آنها ایجاد شده‌اند. به عنوان مثال اگر در یک ناحیه طبقات پرتخلخل و نفوذپذیری و نفوذپذیری بر یک طبقه غیرقابل نفوذ ختم شوند یک مخزن چینه‌ای تشکیل می‌گردد. و یا اگر بر اثر شکستگی (Faults) در طبقات یک طبقه پرتخلخل و نفوذپذیر در مجاورت یک طبقه غیرقابل نفوذ قرار گیرد تشکیل یک مخزن چینه‌ای می‌دهد.

## ۲-۷-۲- مختصری درباره سنگ‌شناسی مخازن نفتی ایران

در این قسمت خلاصه‌ای درباره سنگ‌شناسی مخازن نفتی ایران حوزه جنوب غربی صحبت می‌شود. این سنگها به ترتیب از بالا به پایین و یا به عبارت دیگر از رسوبات جوان‌تر به رسوبات قدیمی‌تر شرح داده می‌شوند.

### ۲-۷-۲-۱- سازند بختیاری

جنس این طبقات از سنگهای جوش (Conglomerate) می‌باشد. این سازند لایه سطحی را تشکیل می‌دهد که در بیشتر مناطق شسته شده و از بین رفته است.

### ۲-۷-۲-۲- سازند آغاچاری

از جنس مارل قرمز و لایه‌های ماسه سنگ است. در بیشتر مناطق نفتی جنوبی ایران این سازند اولین لایه‌ای می‌باشد که در آن شروع به حفاری می‌کنند و معمولاً لوله‌های جداری سطحی (Surface Casing) در این تشکیلات گذاشته می‌شود. مانند میدانهای مارون و کویال. شیب فشار در این سازند برابر  $0.43 \text{ psi/ft}$  است.

### ۲-۷-۲-۳- سازند میشان

جنس سنگهای این سازند بیشتر از مارل خاکستری رنگ به همراه لایه‌های سنگ آهک (Limestone) است. اغلب مشکلات حفاری سطحی در این سازند به وجود می‌آید که بیشتر بر اثر مارلهای چسبنده است. شیب فشار در این لایه برابر  $0.46 \text{ psi/ft}$  است. در مخزن گازی سرخون در ناحیه بندرعباس لایه سنگ آهک گوری (Guri Pay Zone) در این سازند تشکیل یک مخزن گاز داده است.

### ۲-۷-۲-۴- سازند گچساران

این سازند به ۷ قسمت تقسیم شده است که قسمت هفت آن در بالا و قسمت یک آن (یا پوش سنگ) در پایین قرار دارد. قسمت هفت این سازند به همراه سازندهای بالای آن قسمت کم فشار سطحی را تشکیل می‌دهد که توسط یک لوله جداری که در بخش تحتانی این قسمت گذاشته می‌شود،

از سایر قسمتهای پرفشار سازند گچساران جدا می‌گردد. شیب فشار در این قسمت بین  $0/43-0/7$  است. این سازند نقش پوش سنگ (*Cap Rock*) مخزن آسماری زیر خود را انجام می‌دهد. جنس سنگهای این سازند بیشتر از سنگهای تبخیری مانند ائیدریت و سنگ نمک و همچنین مارل‌هایی به رنگهای مختلف مانند قرمز، خاکستری و سبز به همراه لایه‌های نازک سنگ آهک است. با قرار دادن لوله جداری در پایین قسمت یک لایه پرفشار گچساران از مخزن آسماری جدا می‌گردد. شیب فشار در این قسمت  $0/81$  psi/ft است.

#### ۵-۷-۲- سازند آسماری

اولین سنگ مخزن (*Reservoir*) در مناطق نفت خیر ایران سازند آسماری است. جنس این تشکیلات سنگ آهک (*Limestone*) بیشتر به رنگ کرم و قهوه‌ای روشن به همراه لایه‌های ماسه سنگ و شیل است. در بیشتر میدانهای نفتی لایه‌های سنگ آهک تشکیل دهنده سنگ مخزن است مانند میدان‌های آغاچاری و گچساران و در بعضی نواحی لایه‌های ماسه سنگ نیز به همراه سنگ آهک تشکیل دهنده سنگ مخزن هستند مانند میدان‌های اهواز و مارون. شیب فشار در این سازند برابر  $0/24-0/49$  psi/ft است.

#### ۶-۷-۲- سازند پایده

جنس این سازند بیشتر از سنگهای رستی و شیل به همراه سنگ آهک است. معادل این طبقات در قسمت‌های فارس سازند جهرم است که از سنگ‌های آهکی تشکیل گردیده و در بعضی مناطق تشکیل سنگ مخزن را می‌دهد. مانند سازند جهرم در مخزن گازی سرخون که تولیدکننده گاز است.

#### ۷-۷-۲- سازند گورپی

بیشتر از جنس مارل و شیل لایه‌های سنگ آهک تشکیل گردیده است. این لایه به همراه تشکیلات پایده می‌تواند سنگ مادر برای نفت موجود در سنگ مخزن آسماری باشد. شیب فشار در این دو سازند بین  $0/50-0/54$  psi/ft است.

#### ۸-۷-۲- سازندهای ایلام و سروک

از جنس سنگ‌های آهکی است. این دو طبقه در بیشتر میدان‌های نفتی سنگ مخزن دوم را تشکیل می‌دهند. در اغلب میدان‌ها سازند ایلام فاقد هیدروکربن بوده و تنها سازنده سروک تولید کننده است. شیب فشار در این دو سازند حدود  $0/54$  psi/ft است.

#### ۹-۷-۲- سازند کژدمی

این سازند از شیل‌های سیاه و قهوه‌ای تیره تشکیل یافته و دارای فسیل‌های بسیار جانوران تک سلولی است. سازند کژدمی می‌تواند یک سنگ مادر برای مخزن نفتی سروک باشد.

این گروه از سازندهای داریان، گدوان، فهلیان، هیت و سورمه تشکیل شده است. سازندهای داریان، فهلیان و سورمه از سنگ‌های کربناته تشکیل یافته‌اند. و در بعضی از مناطق سنگ مخزن سوم را تشکیل می‌دهند. مانند چاههای گازی مسجد سلیمان که از این سازند تولید می‌کنند. تشکیلات گدوان بیشتر از مارل و شیل تشکیل شده است. سازند هیت از سنگ‌های تبخیری انیدریت به همراه دولومیت درست شده است. معمولاً قبل از داخل شدن به سازند سورمه یک لوله جداری در انتهای سازنده هیت گذاشته می‌شود.

## ۲-۷-۱۱- گروه کازرون

شامل سازندهای نیریز و دشتک است. سازند نیریز بیشتر از سنگ آهک‌های رستی تشکیل شده است و در بعضی نقاط تولیدکننده گاز است، سازند دشتک از لایه‌های متمادی کربناته و انیدریت درست شده است و همانند سازند نیریز در بعضی نقاط مانند کوه دالان محتوی گاز است.

## ۲-۸- شرایط مخازن - تغییرات دما و فشار

دما و فشار خواص مهمی هستند که بر روی مخازن نفت و گاز تأثیر زیادی دارند. دما و فشار نشان دهنده‌ی شکلی از انرژی ذخیره شده در مخزن نفت و یا گاز هستند. عامل عمده فشار در یک مخزن یکی وزن آب بالای نقطه موردنظر و دیگری وزن سنگ‌های روی آن است. فشار ناشی از وزن آب نمکدار حدود  $45 \text{psi}$  برای  $100 \text{ft}$  ارتفاع است. ولی فشار ناشی از وزن زمین حدود  $1.0 \text{psi}/100 \text{ft}$  است. این فشار را فشار زمین می‌نامند. فشار ناشی از وزن ستون آب به فشار هیدرواستاتیکی معروف است. تغییرات دما در مخزن موجب انبساط و یا انقباض نفت، گاز و آب می‌شود که این تغییرات بیش از تغییر حجم خود سنگ مخزن است. تغییرات دما خود موجب تغییر فشار نیز می‌شود. با افزایش دما، فشار نیز زیاد می‌شود. یکی از عوامل مؤثر در ایجاد فشار و دما در زیر زمین، زمین لرزه است. عوامل شیمیایی و زیست شیمیایی نیز موجب تغییر فشار و دما می‌شوند.

گرادیان تغییر دما در زمین حدود  $2F/100 \text{ft}$  است. یعنی به طرف زمین به ازای هر  $100 \text{ft}$  حدود  $2F$  دما زیاد می‌شود. تغییرات دما همچنین به نوع سنگ و مخزن بستگی دارد. گرادیان دما نشان می‌دهد که انتقال گرما از زیرزمین به سطح زمین در جریان است. مهمترین اثر دما روی گرانیروی و چگالی نفت، گاز و آب است. تأثیر فشار روی خواص مایعات خیلی کمتر از تأثیر دما است. افزایش دما انحلال گاز در نفت را کاهش داده و همچنین سبب افزایش انحلال نمک‌ها در آب می‌شود.

## ۲-۹- سنگ مخزن

سنگ مخزن سنگی است که در آن نفت و گاز یافت می‌شود. به طور کلی سه نوع سنگ مخزن وجود



دارد که عبارتند از: سنگ‌های ماسه‌ای، آهکی و دولومیتی، سنگ‌های مخزن ممکن است فقط به مکان‌هایی محدود شوند که در آنجا نفت و یا گاز یافت می‌شوند و یا اینکه ممکن است فضای خیلی بیشتری را در اختیار بگیرند. سنگ‌های ماسه‌ای بیشتر از نوع کوارتز و یا سیلیس هستند. ساختار مولکولی این سنگ‌ها در ارتفاعات و مکان‌های مختلف تغییر می‌کند. بعضی مواقع سنگ منقطه‌ای را با نام آن منطقه نامگذاری می‌کنند. سنگ‌های آهکی و دولومیتی سوراخ‌های ریزتری دارند. میزان درجه تخلخل آنها کمتر است و دارای شکاف هستند. قسمت متخلخل این سنگ‌ها را ماتریکس می‌نامند و مخازن این نوع سنگ‌ها به نام مخازن شکاف‌دار طبیعی موسوم‌اند. این مخازن عمدتاً در ایران، عراق و دریای شمال یافت می‌شوند.

در سنگ‌های دولومیتی عمدتاً ترکیب  $CaMg(CO_3)_2$  وجود دارد و در نتیجه در این نوع مخازن، منیزیم یافت می‌شود. مخازن آهکی و دولومیتی خیلی مشابه یکدیگرند و در مخازن آهکی بیشتر کلسیت یا کلسیم کربنات وجود دارد. تنها تفاوت این دو مخزن در این است که نفوذپذیری مخازن دولومیتی از مخازن آهکی بیشتر است و در نتیجه نفت راحت‌تر جریان پیدا می‌کند. مخازن دولومیتی و آهکی خیلی نرم‌تر از مخازن نوع ماسه‌ای هستند. عمده‌ترین مخازن آهکی در ایران در منطقه آسماری واقع‌اند.

## ۲-۱۰- درجه تخلخل

از مهم‌ترین خواص سنگ‌های مخزن میزان درجه تخلخل آن است که در آنجا نفت و گاز جمع می‌شود. باید توجه داشت که متخلخل بودن به تنهایی کافی نیست و سوراخ‌ها باید به هم مرتبط باشند تا نفت و گاز بتواند جریان یافته و از چاه خارج شود. سوراخ‌ها موجود در سنگ را فضای خالی می‌گویند و حجم کل این سوراخ‌ها را حجم فضای خالی می‌گویند. میزان سوراخ‌ها و حجم فضای خالی به اندازه ذراتی بستگی دارد که محیط متخلخل را تشکیل می‌دهند، نحوه ارتباط ذرات و چیده شدن آنها روی هم نیز در میزان درجه تخلخل مؤثر است. یک محیط متخلخل از دانه‌هایی تشکیل می‌شود که فضای خالی بین آنها به اندازه ذرات و نحوه قرار گرفتن آنها بستگی دارد.

تخلخل یکی از مشخصات مهم سنگ مخزن است که معرف فضاهاى خالی است که در آنها امکان ذخیره نفت وجود دارد.

تخلخل عبارت است از نسبت فضاهاى خالی موجود در سنگ به حجم کل سنگ.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \times 100 = \frac{V_b - V_g}{V_b} \times 100 \quad (1-2)$$

$V_p$  = حجم قسمت متخلخل سنگ

$V_b$  = حجم کل سنگ

$V_g$  = حجم ذرات جامد سنگ

تخلخل بر دو نوع است: اولیه و ثانوی.

تخلخل اولیه هنگام ته‌نشینی مواد به وجود می‌آید، در حالی که تخلخل ثانوی در اثر بعضی پدیده‌های زمین‌شناسی نظیر گسستگی، انحلال و غیره پس از رسوب لایه ایجاد می‌شود.

$$\text{درجه تخلخل کلی} = \frac{\text{حجم کل فضای خالی}}{\text{حجم کل سنگ مخزن}} \quad (2-2)$$

$$\text{درجه تخلخل مؤثر} = \frac{\text{حجم فضا‌های خالی که به هم مرتبط هستند}}{\text{حجم کل سنگ مخزن}} \quad (3-2)$$

میزان درجه تخلخل در مخازن معمولاً بین ۱۰ تا ۲۰ درصد است. درجه تخلخل مخازن ماسه‌ای معمولاً کمتر از درجه تخلخل مخازن آهکی است. اگر مخزنی دارای تخلخل کمتر از ۵ درصد باشد از نظر اقتصادی برای حفاری مقرون به صرفه نیست چون نمی‌تواند نفت زیادی را در خود ذخیره نماید. برای اندازه‌گیری درجه تخلخل در مخازن نفت، نمونه‌ای از سنگ مخزن را به آزمایشگاه می‌آورند و با اندازه‌گیری مستقیم  $V_p$  و  $V_b$  مقدار  $\phi$  را طبق رابطه (۱-۲) تعیین می‌کنند. این اندازه‌گیری‌ها از طریق وزن کردن انجام شده و معمولاً از جیوه به عنوان سیال پرکننده حجم فضای خالی استفاده می‌شود.

$$\phi = \frac{\sum \phi_i}{n} \quad (4-2)$$

$$\phi = \frac{\sum \phi_i h_i}{\sum h_i} \quad (5-2)$$

$$\phi = \frac{\sum \phi_i A_i}{\sum A_i} \quad (6-2)$$

$$\phi = \frac{\sum \phi_i A_i h_i}{\sum A_i h_i} \quad (7-2)$$

## ۱۱-۲- درجه نفوذپذیری سنگ مخزن

نفوذپذیری یک سنگ قابلیت هدایت سیال توسط آن سنگ است یا امکان عبور دادن سیال از خلل و فرج مرتبط سنگ. اگر خلل و فرج سنگ به یکدیگر مرتبط نباشند نفوذپذیری وجود نخواهد داشت. بنابراین بین نفوذپذیری و تخلخل رابطه‌ای وجود دارد اما این رابطه همواره مستقیم نیست. واحد اندازه‌گیری نفوذپذیری یک سنگ در سیستم CGS، داریسی است که عبارت است از نفوذپذیری سنگی که در آن سیالی با ویسکوزیته یکی سانتی پواز با دبی یک سانتی متر مکعب در ثانیه از سطح مقطع یک سانتی متر مربع، تحت گرادیان فشار یک اتمسفر جابجا می‌شود.

$$q = \frac{k \cdot A}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} \quad (8-2)$$



# محاسبات اولیه در مهندسی مخازن

## ۱-۳- سیر شدگی

$$S_w = \frac{\text{حجم آب در فضای خالی}}{\text{حجم کل فضای خالی}} \quad (۱-۳)$$

$$S_o = 1 - S_w \quad (۲-۳)$$

گاهی  $S_w$  و  $S_o$  به صورت درصد بیان می‌شوند. درجه سیر شدن آب همزاد را با  $S_{wc}$  نشان می‌دهند.  $S_{wc}$  معمولاً بین ۱۰ تا ۲۵ درصد حجم فضای خالی را اشغال می‌کند. در هیچ مخزنی  $S_{wc}$  صفر نیست، بنابراین میزان نفت و یا گاز در یک مخزن در ابتدا نمی‌تواند ۱۰۰٪ باشد. این امر به دلیل خاصیت نیروی کشش سطحی بین آب و سنگ و یا نفت است. به همین دلیل وقتی عمل استخراج نفت شروع می‌شود مقدار  $S_o$  بتدریج در مخزن کم می‌شود ولی هیچ وقت به صفر نمی‌رسد یعنی امکان ندارد تمام نفت را از یک مخزن استخراج کرد. مقدار پس مانده نفت در مخزن را که با  $S_{or}$  نشان می‌دهند درجه سیر شدن نفت پس مانده می‌نامند.

هر قدر  $S_{or}$  کمتر باشد یعنی نفت بیشتری استخراج شده است. در روش‌های ازدیاد برداشت نفت همیشه سعی می‌شود مقدار  $S_{or}$  را تا حد امکان پایین آورند.

از آنجایی که آب همزاد عملاً غیر متحرک است، تأثیر آن فقط کم کردن میزان نفت در یک مخزن

است. هر گاه حجم مخزن  $V$  و درجه تخریخ آن  $\phi$  باشد حجم فضای خالی را که با  $pV$  نشان داده می شود. برابر  $pV = V\phi$  است. در این صورت مقدار نفت در جا که با  $OIp$  مشخص می شود عبارت است از

$$OIp = V\phi(1 - S_{wc}) \quad (۳-۳)$$

در حالت کلی که علاوه بر نفت، گاز هم در مخزن یافت می شود حجم  $V\phi(1 - S_{wc})$  معرف حجم کل نفت و گاز یا به طور کلی هیدروکربنهاست که به فضای خالی پر شده توسط هیدروکربنها موسوم است و به طور خلاصه با  $HCPV$  نشان داده می شود.

مقدار نفت در جا ( $OIP$ ) حجم نفتی است که در شرایط فشار و دمای مخزن محاسبه می شود. پس از استخراج و بالا آوردن نفت از چاه در اثر افت فشار مقداری از گاز حل شده در آن در جداساز جدا شده و حجم آن تغییر می کند. آنچه برای ما مهم است حجم نفت در شرایط بالای مخزن یعنی در سطح زمین یا به طور کلی در شرایط استاندارد است. معمولاً یک اتمسفر فشار و  $F = 60$  دما، شرایط استاندارد است. نفت در شرایط استاندارد را نفت تانک ذخیره می نامند که با  $sto$  نشان داده می شود. حجم یک بشکه نفت در این شرایط را با  $stb$  نشان می دهند که معرف یک بشکه نفت در تانک ذخیره است. حجم نفت اولیه در مخزن بر حسب شرایط بالای سطح زمین که با  $STOIIP$  نشان داده می شود به صورت زیر قابل محاسبه است.

$$STOIIP = V\phi(1 - S_{wc})/B_{oi} \quad (۴-۳)$$

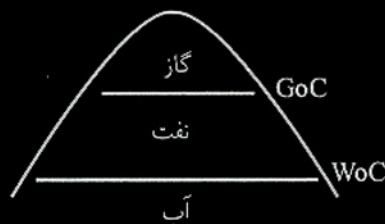
$B_{oi}$  ضریب حجمی اولیه نفت و معرف مقدار  $B_o$  در شرایط اولیه مخزن یعنی قبل از مرحله استخراج است.  $B_o$  که همان ضریب حجمی نفت است به صورت زیر تعریف می شود.

$$B_o = \frac{\text{حجم نفت در شرایط مخزن بر حسب بشکه}}{\text{حجم نفت در شرایط تانک ذخیره}} \frac{rb}{stb} \quad (۵-۳)$$

$rb$  معرف حجم نفت در شرایط مخزن در زیرزمین بر حسب بشکه است. طبق تعریف بالا  $B_o$  بدون بعد است و در واقع از آن برای تبدیل حجم نفت از شرایط مخزن به شرایط بالای مخزن و بالعکس استفاده می شود.

$B_o$  در واقع نشان می دهد که برای یک بشکه حجم نفت در تانک ذخیره بالای مخزن ( $sto$ ) چقدر حجم در شرایط مخزن زیرزمین لازم است. در شرایط مخزن مقداری گاز در نفت حل شده است که در شرایط تانک ذخیره به علت کاهش فشار این گاز خارج می شود. بنابراین حجم نفت کم شده و  $B_o$  از یک بزرگتر می شود.

مقادیر  $\phi$  و  $S_{wc}$  برای یک مخزن از روی آنالیز اطلاعات فیزیکی و  $V$  (حجم مخزن) از روی اطلاعات زمین شناسی و فشار سیال تعیین می شوند.



شکل ۱-۳- مخزن نفت

منبع عظیم آب که در قسمت زیر نفت قرار گرفته به نام سفره آب معروف است این آب شامل آب همزاد نیست زیر آب همزاد ( $S_{WC}$ ) معرف آبی است که در مخزن قرار گرفته و با نفت داخل مخزن همراه است.

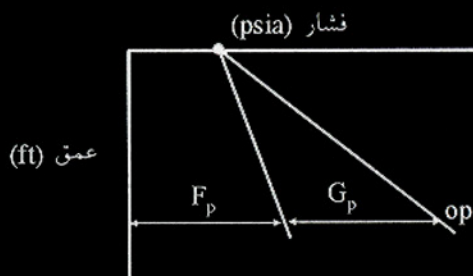
$GOC$  سطح مشترک نفت و گاز و  $WOC$  سطح مشترک آب و نفت است. در قسمت سفره آبی میزان درجه سیر شدن آب ۱۰۰٪ است.

### ۲-۳- فشار در مخازن نفت و گاز

در هر عمقی از مخزن، کل فشار از مجموع دو فشار تشکیل شده است: یکی فشار ناشی از وزن لایه‌های زمین ( $GP$ ) و دیگر، فشار ناشی از وزن سیال اعم از آب، نفت و یا گاز که فشار سیال ( $FP$ ) نام دارد. مجموع این دو فشار را فشار طبقات پوشنده ( $OP$ ) می‌گویند.

$$Op = Fp + Gp \quad (۶-۳)$$

اگر فشار سیال ( $Fp$ ) کم شود فشار  $Gp$  زیاد می‌شود.



شکل ۲-۳- انواع فشار در یک مخزن

مقدار گرادیان فشار در سیالات مخزن به صورت زیر است:

$$\left(\frac{dp}{dD}\right)_w = 0.45 \text{ psi/ft} \quad (۷-۳)$$

$$\left(\frac{dp}{dD}\right)_o = 0.35 \text{ psi/ft} \quad (۸-۳)$$

$$\left(\frac{dp}{dD}\right)_g = 0.08 \text{ psi/ft} \quad (۹-۳)$$

نسبت گرادیان فشار برای نفت به گرادیان فشار برای آب همان نسبت چگالی آنها و یا برابر چگالی نسبی نفت است.

### ۳-۳- ضریب بازیابی نفت

میزان استخراج نهایی نفت را می‌توان به کمک مقدار تعیین شده  $STOIIP$  و ضریب بازیابی ( $RF$ ) تعیین نمود:

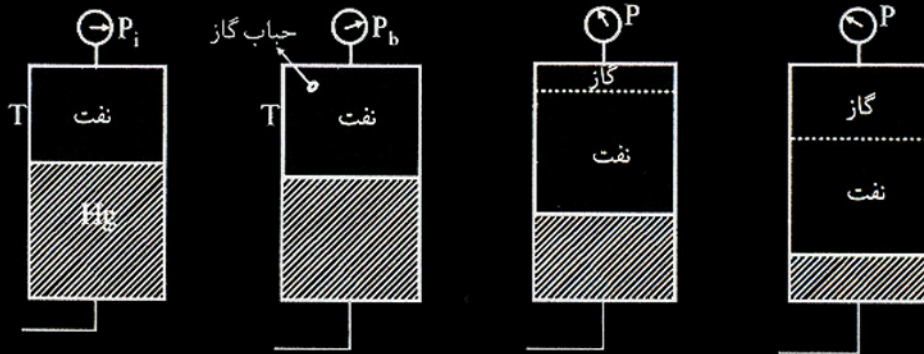
$$\text{بازیابی نهایی} = \left[ V\phi(1 - S_{wc})/B_{oi} \right] \times RF \quad (۱۰-۳)$$

$C_0$  و  $C_w$  به علت پایین بودن مقدارشان روی استخراج نفت وقتی تأثیر خواهند داشت که مقادیر  $V_0$  و  $V_w$  زیاد باشد. در مورد گاز چون  $C_g$  خیلی بالا است حتی حجم کمی از گاز در میزان تولید نفت بسیار مؤثر است. بنابراین هر چند تولید گاز هم به عنوان انرژی مفید است ولی باید سعی شود از گاز بیشتر برای استخراج نفت استفاده شود و سپس از استخراج نفت از گاز استخراج به عمل آید. از این رو هنگام حفر چاه بایستی سعی شود که چاه به منطقه نفت برخورد کند. در عمل وقتی فشار گاز به حد کافی پایین آمده باشد با تزریق گاز سعی شود فشار آن را مجدداً زیاد کنند تا نفت در مرحله دوم استخراج شود.

# فرآیندهای جداسازی

## ۱-۴ آزادسازی آنی (Flash Liberation)

در فرآیند آزادسازی آنی، گازی که در هنگام کاهش فشار آزاد می‌شود، در تماس با نفت، باقی می‌ماند.



شکل ۱-۴ آزمایش آزادسازی آنی

این آزمایش در دمای مخزن و در فشاری بالاتر از فشار اشباع انجام می‌گیرد.



شکل ۲-۴- نمودار  $P-V$  آزادسازی آنی

اطلاعات آزمایشگاهی که از *Flash Liberation* به دست می‌آیند عبارتند از :

الف - فشار نقطه حباب

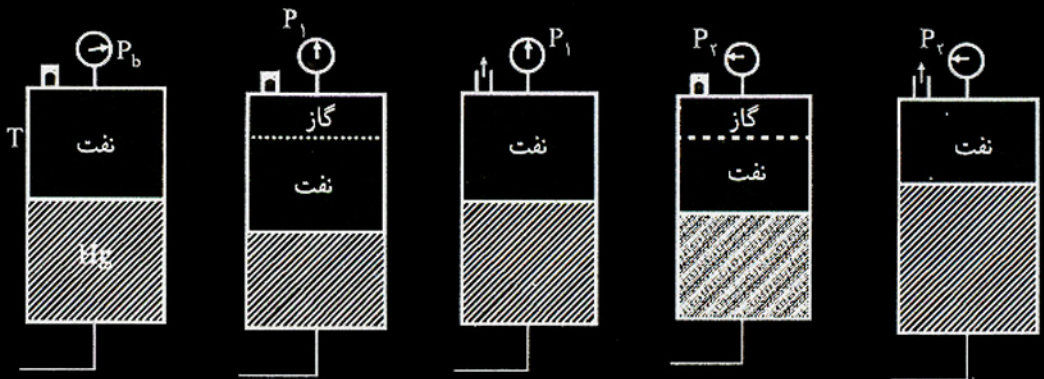
ب - تراکم‌پذیری همدمای فاز مایع در فشار بالای نقطه حباب

ج - در زیر نقطه حباب، حجم دو فازی به عنوان تابعی از فشار، اندازه‌گیری می‌شود.

در فرآیند آزادسازی آنی چون هیچ‌گازی از سلول *PVT* خارج نمی‌شود ترکیب کلی سیستم ثابت خواهد ماند. این فرآیند مراحل آزادسازی گاز در مخزن را که در فشارهای پایین‌تر از نقطه حباب اتفاق می‌افتد، شبیه‌سازی می‌کند. این موضوع با در نظر گرفتن این واقعیت که گاز آزاد شده در حفره‌ها بی‌حرکت است و در تماس با نفت تا رسیدن به درجه اشباع بحرانی گاز باقی می‌ماند توجیه می‌شود. فرآیند جداسازی گاز از مایع را در *Seperator* به بهترین وجه می‌توان با فرآیند آزادسازی آنی نشان داد.

#### ۲-۴- آزادسازی جزئی (*Differential Liberation*)

در فرآیند آزادسازی جزئی، گاز محلولی که در هنگام کاهش فشار از نمونه نفت آزاد شده است، به طور پیوسته و قبل از رسیدن به تعادل با فاز مایع، از تماس با نفت جدا می‌شود.



شکل ۳-۴- آزمایش آزادسازی جزئی



اطلاعاتی که از انجام این آزمایش به دست می آید :

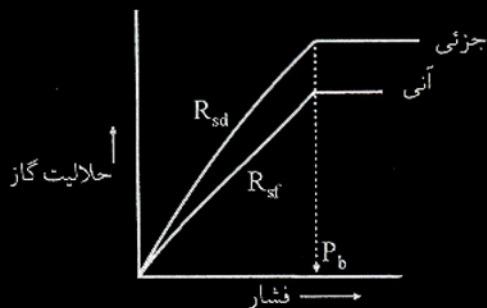
الف - مقدار گاز در حالت معلوم به عنوان تابعی از فشار

ب - کاهش حجم نفت به عنوان تابعی از فشار

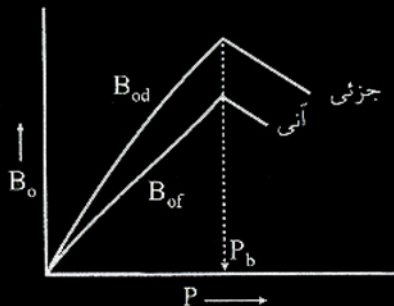
ج - خواص گاز خارج شده، شامل ترکیب گاز آزاد شده، ضریب تراکم پذیری و چگالی نسبی گاز

د - جرم ویژه نفت باقی مانده، به عنوان تابعی از فشار

آزمایش آزادسازی جزئی، فرآیند جداسازی را که در مخزن اتفاق می افتد بهتر توصیف کرده و همچنین از نظر شبیه سازی رفتار جریان سیست‌های هیدروکربنی در شرایط بالای درجه اشباع بحرانی گاز بیشتر مورد توجه است.



شکل ۴-۴- مقایسه حالت ایده آل حلالیت گاز بین روش آنی و جزئی



شکل ۴-۵- مقایسه حالت ایده آل  $B_o$  در فرآیندهای آزادسازی آنی و جزئی

# آزمایش‌های انجام یافته بر روی نمونه‌های هیدروکربنی مخازن

سه نوع آزمایش بر روی نمونه‌های هیدروکربنی مخازن انجام می‌شود.

## ۵-۱- آزمایش‌های مقدماتی

هدف از انجام این آزمایش‌ها تعیین چگالی نسبی و نسبت گاز به نفت برای سیالات هیدروکربنی تولید شده است.

## ۵-۲- آزمایش‌های تفصیلی

هدف از انجام آزمایش‌ها تعیین ترکیب سیال، وزن مولکولی، گرانشی، تراکم‌پذیری، فشار اشباع، ضریب حجمی حلالیت، آزادسازی جزئی گاز، تخلیه در حجم ثابت (CVD) و انبساط با ترکیب ثابت (CCE) است.

## ۵-۲-۱- آزمایش‌های تخلیه در حجم ثابت (CVD)

با کمک آزمایش CVD می‌توان خواص زیر را در آزمایشگاه به دست آورد :

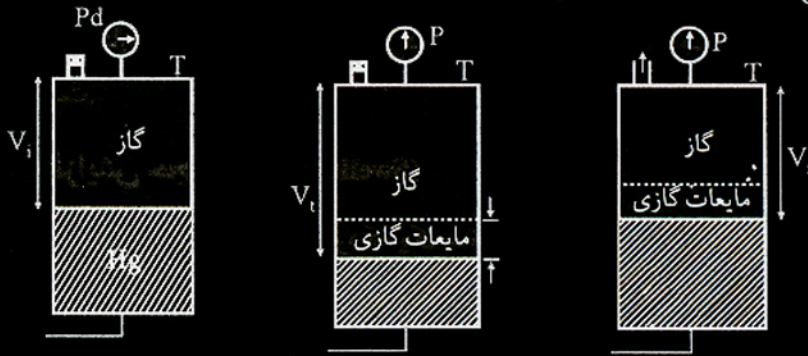
الف - فشار نقطه شبنم

ب - تغییرات ترکیب فاز گاز با کاهش فشار

ج - ضریب تراکم‌پذیری در دما و فشار مخزن

د - میزان بازیافت از هیدروکربن‌های موجود اولیه در هر فشار

ه - میزان تجمع مایعات گازی در مخزن (Liquid Saturation)



شکل ۵-۱- نمایش آزمایش تخلیه در حجم ثابت (CVD)

۲-۲-۵- آزمایش انبساط با ترکیب ثابت (CCE)

با کمک آزمایش CCE می‌توان خواص زیر را در آزمایشگاه به دست آورد.

الف - فشار اشباع (فشار نقطه حباب یا شبنم)

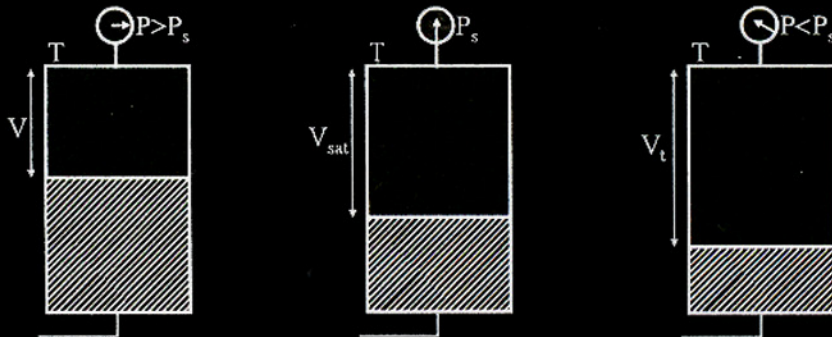
ب - تراکم‌پذیری هم‌دما برای سیال تک‌فاز در فشارهایی بیشتر از فشار اشباع

ج - ضریب‌های تراکم‌پذیری فاز گاز

د - حجم کل سیستم هیدروکربنی به عنوان تابعی از فشار

در این آزمایش، نمونه سیال هیدروکربنی (گاز یا نفت) در دمای مخزن و فشاری بالاتر از فشار اولیه

مخزن وارد سلول PVT می‌شود.



شکل ۵-۲- نمایش آزمایش انبساط با ترکیب ثابت (CCE)

### ۳-۲-۵- آزمایش آزادسازی ترکیبی (Composite Liberation Test)

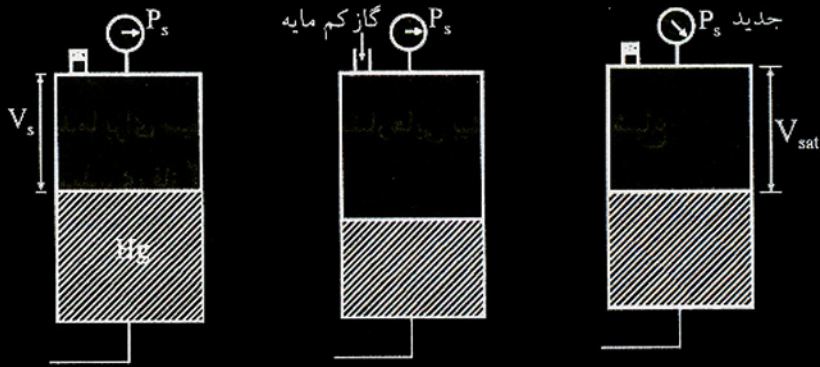
این آزمایش جهت تعیین  $B_0$  و  $R_s$  به عنوان تابعی از فشار است و ترکیبی از فرآیندهای آزادسازی جزئی (Differential) و آزادسازی آنی (Flash) است. این آزمایش با وجود اینکه برای سیستم‌های هیدروکربنی پیچیده رفتار  $PVT$  دقیقی را ارائه می‌دهد اما مشکل‌تر و پرهزینه‌تر از آزمایش‌های آزادسازی دیگر است.

### ۳-۵- آزمایش افزایش حجم (Swelling Test)

آزمایش افزایش حجم موقعی انجام می‌شود که یک مخزن در شرایط تزریق گاز یا چرخه گاز خشک قرار دارد. آزمایش  $Swelling$  را می‌توان بر روی نمونه‌های گاز-مایعات گازی یا نفت خام انجام داد. هدف از این تجربه آزمایشگاهی، تعیین درجه حلالیت گاز پیشنهادی برای تزریق در مخلوط هیدروکربنی است. به کمک این آزمایش می‌توان داده‌های زیر را در آزمایشگاه به دست آورد:

الف - رابطه فشار اشباع با حجم گاز تزریق شده

ب - حجم مخلوط سیال اشباع در مقایسه با حجم سیال اشباع اولیه



شکل ۳-۵- آزمایش افزایش حجم

# مهندسی مخازن گاز

## ۱-۶- اشکال مختلف وجود گاز در مخزن



شکل ۱-۶- اشکال های مختلف وجود گاز در مخازن زیرزمینی

در حالت (الف) گاز به تنهایی در مخزن بالای قسمت سفره آبی وجود دارد و مخزن دارای نفت نیست. در حالت (ب) گاز آزاد وجود ندارد ولی مقدار گاز در نفت حل شده است که با کاهش فشار در سطح زمین آزاد می شود. در این حالت، فشار مخزن از فشار سیر شدن و یا فشار نقطه حباب بیشتر است. هر گاه فشار مخزن از این فشار کمتر شود گاز آزاد می گردد. در حالت (ج) فشار مخزن معادل فشار سیر شدن سیستم است.



## ۶-۲- ضریب انبساط گاز

نسبت حجم گاز در شرایط استاندارد به حجم گاز در شرایط واقعی را ضریب انبساط گاز می‌نامند.

$$E = \frac{V_{sc}}{V} \left( \frac{scf}{cf} \right) \quad (۱-۶)$$

$E$  بدون واحد است و ضریبی است که هرگاه در حجم گاز ضرب شود حجم گاز در شرایط استاندارد به دست می‌آید. چون در شرایط مخازن، فشار از حالت استاندارد خیلی بیشتر است حجم  $V$  همیشه از  $V_{sc}$  کمتر و ضریب  $E$  از یک بزرگتر است.

$$E = ۳۵/۳۷ \frac{P}{ZT} \quad (۲-۶)$$

## ۶-۳- چگالی گازها

طبق تعریف، چگالی برابر نسبت جرم گاز به حجم آن است.

$$\rho = \frac{MP}{ZRT} \quad (۳-۶)$$

نسبت چگالی گاز به چگالی هوا چگالی نسبی گاز است.

$$\gamma = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{M_g}{M_{air}} = \frac{M}{۲۸/۹۷} \quad (۴-۶)$$

## ۶-۴- ضریب حجمی گاز

$$B_g = \frac{\text{حجم گاز در شرایط مخزن}}{\text{حجم گاز در شرایط استاندارد}} = \frac{V}{V_{sc}} = \frac{1}{E} \quad (۵-۶)$$

با این تعریف  $B_g$  همیشه کوچکتر از یک است.

## ۶-۵- حجم اولیه گاز در جا

$$G = V\phi(1 - S_{wc})/B_{gi} \quad (۶-۶)$$

در بعضی موارد حجم مخزن را بر حسب ایکرفوت بیان می‌کنند. ایگر - فوت معادل  $۴۳۵۶۰ \text{ ft}^3$  است.

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \quad (۷-۶)$$

برای گاز ایده آل  $Z=1$  است بنابراین :

$$C_g = \frac{1}{P} \quad (۸-۶)$$

## ۶-۶- ضریب تراکم‌پذیری سنگ مخزن

بر اثر تغییر فشار زیاد ممکن است فاصله بین سنگ‌ها تغییر کند. تراکم‌پذیری سنگ مخزن که گاهی آنرا تراکم‌پذیری فضای خالی نیز می‌نامند را با  $C_f$  نشان می‌دهند.

$$C_f = \frac{1}{V_f} \frac{\partial V_f}{\partial P} \quad (۹-۶)$$

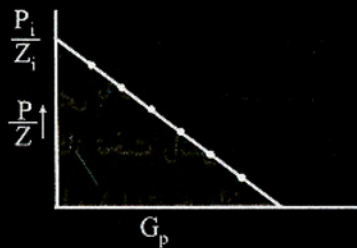
$V_f$  حجم فضاهاى خالی است و حجم کل مخزن نیست. با کاهش فشار داخل مخزن، حجم خود سنگ‌ها زیاد شده و در نتیجه حجم فضای خالی کم می‌شود.  $C_f$  از مخزنی به مخزن دیگر متفاوت است و به طور کلی تابعی از درجهٔ تخلخل مخزن است.

## ۶-۷- ضریب بازیابی گاز

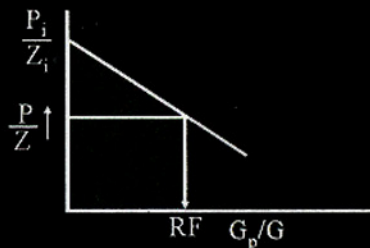
مکانیسم استخراج گاز بر دو پایه قرار دارد. اول اینکه با کاهش فشار، حجم گاز در مخزن زیاد شده در نتیجه قسمتی از گاز از چاه خارج می‌شود (استخراج در اثر انبساط گاز) دیگر اینکه با کاهش فشار، مقداری از آبی که در قسمت سفرهٔ آب قرار دارد منبسط شده و وارد قسمت مخزن گاز می‌شود. این امر باعث هدایت گاز به چاه خروجی می‌گردد. حالتی را که آب از قسمت سفرهٔ آبی به قسمت مخزن وارد می‌شود را حالت آب ورودی می‌نامند.

$$RF = \frac{G_p}{G} = 1 - \frac{E}{E_i} \quad (۱۰-۶)$$

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} \left( 1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (۱۱-۶)$$



شکل ۲-۶- نمودار  $G_p$  بر حسب  $\frac{P}{Z}$



شکل ۳-۶- نمودار  $G_p/G$  بر حسب  $\frac{P}{Z}$

هرگاه بر اساس اطلاعات استخراج گاز، تغییرات  $P/Z$  بر حسب  $G_p$  به صورت خط مستقیم نباشد حتماً آب ورودی خواهیم داشت.

● محاسبه بازیابی واحد از مخازن حجمی گاز

$$RF = \frac{100(G - G_a)}{G} = \frac{100(B_{g_i} - B_{g_a})}{B_{g_i}} \% \quad (12-6)$$

● محاسبه بازیابی واحد از مخازن گاز تحت رانش آب

$$RF = \frac{100[(1 - S_{w_i})B_{g_i} - S_{g_a}B_{g_a}]}{(1 - S_{w_i})B_{g_i}} \% \quad (13-6)$$

● شیب گاز

$$\rho_g = \frac{28/97 \times SG \times p}{ZRT} \quad (14-6)$$

$$\text{شیب} = \frac{0.1875 \times SG \times P}{ZT} P_{si} / ft \quad (15-6)$$

● فشار ساکن ته چاه

$$P_{ws} = P_{wh} \times e^{\frac{0.1875 \times SG \times D}{Z_{avg} \times T_{avg}}} \quad (16-6)$$

وقتی یک چاه گاز به علت تولید زیاد آب، متروکه می شود مقدار قابل توجهی گاز بازیابی نشده در لایه های کم تراوا باقی می ماند. به علت وجود چنین عواملی می توان نتیجه گرفت که میزان بازیابی گاز بوسیله رانش آب، معمولاً از میزان بازیابی با تخلیه حجمی کمتر است، اما در مورد بازیابی نفت نمی توان چنین نتیجه ای گرفت. مخازن گاز تحت رانش آب در مقایسه با مخازن حجمی این امتیاز را دارند که در آنها فشار جریان سر چاه ها و شدت جریان چاه ها بیشتر می باشد. البته علت این امر آن است که در نتیجه ورود آب به مخزن، فشار مخزن در حد بالائی باقی می ماند.

## مهندسی مخازن نفت

### ۷-۱- تعریف پارامترهای اصلی PVT برای نفت و گاز

اگر فشار مخزن از فشار حباب  $P_{bp}$  برای نفت بیشتر باشد تمام نفت به صورت مایع در مخزن است ولی اگر فشار در مخزن از  $P_{bp}$  کمتر باشد گاز آزاد به همراه نفت در مخزن وجود دارد. هنگامی که نفت از مخزن به سطح بالای زمین می‌رسد در اثر کاهش فشار، گازهای حل شده در نفت توسط یک جداسازی جدا می‌شود که این گاز را گاز محلول می‌گویند نفت جدا شده از جدا ساز در یک مخزن ذخیره می‌شود. به این نفت، نفت تانک ذخیره می‌گویند که با علامت اختصاری  $STO$  نشان داده می‌شود. نفت استخراج شده در تانک ذخیره در شرایط سطح زمین نگهداری می‌شود. حجم این نفت غیر از آن حجمی است که در شرایط مخزن دارا بوده است. اگر فشار مخزن کوچک‌تر از فشار حباب باشد ( $P < P_{bp}$ ) دو فاز مایع و گاز که در مخزن هستند در حال تعادل ترمودینامیکی هستند. در این حالت گاز حاصل از جداساز، مجموع گاز آزاد از مخزن و گاز محلول است.

نسبت حجم گاز حل شده در نفت در شرایط استاندارد به حجم یک بشکه نفت در تانک ذخیره را نسبت گاز محلول به نفت می‌نامند که با  $R_g$  نشان داده می‌شود.  $R_g$  در حقیقت تعداد  $SCF$  گاز محلول در یک بشکه نفت است هنگامی که هر دو به شرایط مخزن در زیر زمین برده شوند، بدین ترتیب  $R_g$  دارای واحد ( $STB$  نفت /  $SCF$  گاز) است و  $STB$  به مفهوم حجم یک بشکه نفت در شرایط تانک ذخیره است.

هر سه پارامتر  $R_s$ ،  $B_0$  و  $B_g$  (یا  $E$ ) قویاً تابع فشار مخزن هستند.  
 GOR نسبت حجم گاز در شرایط استاندارد به حجم نفت بر حسب بشکه در شرایط استاندارد  
 تانک ذخیره (sto) است.

## ۷-۲. انواع مخلوط هیدروکربن ها در مخازن

مخلوط هیدروکربن ها به سه شکل در مخزن یافت می شوند :

الف - گاز خشک

ب - گاز میعانی (GC)

ج - نفت سیاه (BO)

اگر دمای مخزن از دمای کریکاتندترم بیشتر باشد در مخزن فقط گاز خشک وجود دارد ولی اگر دمای مخزن بین دمای کریکاتندترم و دمای بحرانی باشد مخلوط به صورت گاز میعانی (GC) است. اگر دمای مخزن کمتر از دمای بحرانی مخلوط باشد نفت سیاه (BO) خواهیم داشت. چون دمای مخازن معمولاً برای تمام مخازن تقریباً مشابه است بنابراین موقعی مخلوطی به صورت نفت سیاه خواهیم داشت که مواد نسبتاً سنگین تر داشته باشیم در GC مخلوط از مواد سبک تر تشکیل شده است. به همین ترتیب اجزای تشکیل دهنده گاز، سبک تر از اجزای تشکیل دهنده GC هستند.

## ۷-۳. مکانیسم های تولید نفت

عوامل مؤثر در خروج نفت را می توان به صورت زیر در نظر گرفت :

الف - رانش گاز حل شده هنگامی که  $P > P_{bp}$  باشد.

ب - رانش گاز بالای نفت هنگامی که  $P < P_{bp}$  باشد.

ج - آب ورودی به مخزن به صورت طبیعی

در حالت (الف) هنگامی که فشار مخزن از فشار سیر شده یا نقطه حباب ( $P_{bp}$ ) بیشتر باشد گاز آزاد در بالای نفت در مخزن وجود ندارد و عامل عمده در خروج نفت، گازهای حل شده در خود نفت است. در حالت (ب) که فشار مخزن کمتر از  $P_{bp}$  است، گاز آزاد در قسمت بالای نفت وجود دارد و انبساط این گاز در اثر کاهش فشار عامل مؤثر در بیرون راندن نفت از مخزن است. در حالت (ج)، ورود آب از قسمت سفره آبی از قسمت سفره آبی به داخل مخزن باعث خروج نفت می شود و به این حالت، آب ورودی طبیعی می گویند که با روش های تزریق آب در مرحله (ب) متفاوت است.

$$M = \frac{\text{حجم اولیه گاز در قسمت گاز آزاد}}{\text{حجم اولیه نفت}} \quad (1-7)$$

$$R_p = \frac{\text{مجموع گاز تولید شده}}{\text{مجموع نفت تولید شده}} \quad (2-7)$$



$$RF = \frac{N_p}{N} \quad (3-7)$$

● بازیابی نفت در مخازنی که تحت کنترل حجمی هستند

$$RF = 1 - \frac{(1 - S_w - S_g)}{(1 - S_w)} \times \frac{B_i}{B_o} \quad (4-7)$$

● بازیابی نفت با رانش فعال آب

$$RF = \frac{(1 - S_w - S_{rn})}{(1 - S_w)} \quad (5-7)$$

مخازنی که مقدار آب ورودیشان صفر یا ناچیز است حجم ثابتی دارند و مخازن حجمی می‌باشند. اگر نفت مخازن بدو از زیر اشباع باشد محتویات مخزن در ابتدا آب همزاد و نفت بانضمام گاز محلولشان خواهد بود؛ اما قابلیت حل گاز در آبهای مخزن عموماً بسیار کم است که از آن صرف‌نظر می‌شود. همچنین تولید آب از مخازن حجمی معمولاً کم یا ناچیز است که مقدار آن را صفر در نظر می‌گیریم.

$$NB_i = (N - N_p)B_o \quad (6-7)$$

$$N = \frac{B_o N_p}{B_o - B_i} \quad (7-7)$$

$$RF = \frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_i}{B_o} \quad (8-7)$$

اگر فشار مخزن زیر نقطه حباب باشد یعنی مخزن از نوع اشباع باشد:

$$NB_i = (N - N_p)B_o + G_f B_g \quad (9-7)$$

که در آن،  $N$  نفت اولیه مخزن برحسب بشکه‌های منبع،  $B_o$  و  $B_i$  ضرایب حجمی نفت به ترتیب در فشار اولیه و فشار نهایی  $p$ ،  $G_f$  گاز آزاد موجود در مخزن در فشار  $p$  برحسب فوت مکعب استاندارد و  $B_g$  ضریب حجمی گاز در فشار  $p$  برحسب  $bbl/scf$  می‌باشد. گاز آزاد  $G_f$  را ممکن است با توجه به اینکه در فشار  $p$  گاز اولیه  $NR_{s_i}(scf)$  به سه قسمت زیر تقسیم می‌شود، پیدا کرد:

الف - گازی که هنوز در نفت باقیمانده در مخزن محلول است،  $(N - N_p)R_s$

ب - گاز استخراج شده  $N_p R_p$

ج - گاز آزاد موجود در مخزن  $G_f$

$$G_f = N R_{si} - (N - N_p) R_s - N_p R_p \quad (10-7)$$

$$RF = \frac{B_o - B_{oi} + B_g (R_{si} - R_s)}{B_o + B_g (R_p - R_s)} \quad (11-7)$$

$R_p$  نسبت خالص گاز به نفت تولید شده انباشتی، خارج قسمت تمام گاز استخراج شده به تمام نفت استخراج شده از مخزن است، یعنی  $R_p = G_p / N_p$  در بعضی مخازن مقداری از گازی که استخراج می‌گردد مجدداً به همان مخزن برگردانده می‌شود، در این صورت گاز خالص استخراج شده فقط آن مقدار از گاز محسوب می‌شود که به مخزن برگردانده نشده است. جایی که تمامی گاز استخراج شده به مخزن برگردانده می‌شود  $G_p$  و در نتیجه  $R_p$  مساوی صفر است.

$R_p$  تابع فشار نیست و از خواص سیال به شمار می‌رود.

هرچقدر  $R_p$  بزرگتر باشد میزان بازیابی کمتر است و بالعکس.

## جریان سیالات در مخازن

قانون دارسی که حاکم بر حرکت سیالات در مخازن است به صورت زیر بیان می شود :

$$U = \frac{q}{A} = - \frac{1}{127} \frac{k}{\mu} \left[ \frac{dp}{dx} - 0.433 SG \cdot \cos \theta \right] \quad (1-8)$$

در این رابطه  $q$  بر حسب بشکه در روز،  $k$  بر حسب دارسی،  $A$  بر حسب فوت مربع و  $\mu$  بر حسب سانتی پویز است.  $SG$  چگالی نسبی نفت نسبت به آب در  $60^\circ$  درجه فارنهایت و  $\theta$  زاویه ای است که جهت جریان سیال با امتداد قائم می سازد. چون در یک مخزن، مقداری گاز حل شده در نفت موجود است با تغییر فشار مخزن میزان این گاز در نفت تغییر می کند و در نتیجه اثر قابل توجهی روی گرانیوی نفت دارد. وقتی  $P < P_{bp}$  باشد با کاهش فشار، گاز بیشتری از نفت خارج می گردد و در نتیجه گرانیوی آن به گرانیوی مایع بدون گاز نزدیک تر شده و افزایش می یابد. هنگامی که  $P > P_{bp}$  باشد با افزایش فشار، میزان گاز موجود در نفت تغییر نمی کند ولی چون با افزایش فشار مولکول های مایع به هم نزدیک تر می شوند گرانیوی نفت افزایش می یابد، ولی این تأثیر خیلی شدید نخواهد بود.

### ۸-۱- انواع جریان

به طور کلی جریان یک سیال اعم از نفت و یا گاز در مخزن می تواند به یکی از سه صورت خطی، شعاعی و کروی باشد. نحوه هر یک از این جریان ها به شکل مخزن، نحوه حفر چاه و محل برخورد چاه

با مخزن بستگی دارد. هر گاه چاه در وسط مخزن نفت حفر شود جریان نفت از اطراف به طرف محل چاه است و جریان شعاعی به وجود می آید. در اکثر مواقع این نوع جریان در مخازن وجود دارد. هرگاه تعداد زیادی چاه در فواصل کوتاه از هم حفر شوند احتمالاً خطوط جریان موازی بوده و جریان خطی به وجود می آید. در حالتی که نقطه اتصال چاه به مخزن در جایی بالای مخزن باشد مخزن نفت تقریباً به شکل نیم کره بوده و جریان کروی پدید می آید.

جریان همچنین می تواند به صورت پایا یا ناپایا باشد. در لحظات اولیه پس از حفر چاه، حرکت سیال آغاز می شود و جریان ناپایاست ولی پس از مدتی که آن را با  $t_R$  نشان می دهیم جریان به صورت پایا در می آید.

هر گاه شعاع مخزن نفت را با  $r_e$  و شعاع چاه را با  $r_w$  نشان دهیم،  $t_R$  از رابطه زیر محاسبه می شود:

$$t_R = \frac{0.4 \mu C \phi r_e^2}{k} \quad (2-8)$$

در این رابطه  $t_R$  زمان لازم برای رسیدن به حالت پایا بر حسب روز،  $C$  تراکم پذیری مؤثر بر حسب  $psi^{-1}$ ، شعاع بیرونی مخزن نفت بر حسب فوت،  $\phi$  درجه تخلخل،  $k$  نفوذپذیری بر حسب دارسی و  $\mu$  گرانیوی بر حسب سانتی پویز ( $cp$ ) است.

هر چه  $r_e$  بیشتر باشد  $t_R$  نیز بیشتر می شود.  $t_R$  برای گاز کمتر از  $t_R$  برای نفت است، این امر از روی کم بودن  $\mu$  گاز نسبت به  $\mu$  نفت نیز مشهود است.

## ۸-۲- جریان خطی سیالات تراکم ناپذیر در حالت پایا

منظور از سیالات تراکم ناپذیر، سیالاتی مانند آب و نفت هستند که چگالی آنها با فشار تغییر نمی کند.

$$q = \frac{\sqrt{127kA(P_1 - P_2)}}{\mu L} \quad (3-8)$$

در این رابطه فرض می شود که  $q$  و  $k$  و  $\mu$  تابعی از فشار  $P$  نیستند و  $P_1$  بزرگتر از  $P_2$  است.

اگر سیال تراکم پذیر باشد (مانند گاز) بهتر است  $q$  بر حسب  $SCF$  در روز بیان شود.

$$q_{sc} = \frac{111/92kA(P_1^2 - P_2^2)}{TZ\mu L} \quad (4-8)$$

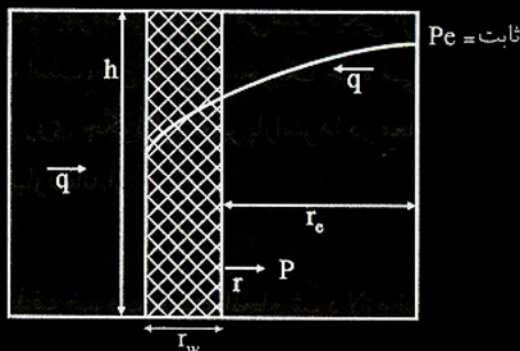
$T$  بر حسب  $^{\circ}R$  و  $L$  بر حسب  $ft$  است.

## ۸-۳- جریان شعاعی در حالت پایا

اگر شعاع بیرونی چاه  $r_e$  و در این شعاع فشار مخزن ثابت و برابر  $P_e$  باشد و در شعاع  $r$  از مرکز چاه،

فشار مخزن  $P$  و در محل چاه فشار  $P_{wf}$  و شعاع چاه  $r_w$  باشد قانون داری در جهت شعاعی برای فاز نفت عبارت است از :

$$q = \frac{1/\gamma \nu k A}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (5-8)$$



شکل ۸-۱- شمای جریان شعاعی در حالت پایا

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu}{\gamma/\nu \cdot kh} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (6-8)$$

هنگام حفر چاه مقداری از گل و لای حفاری سوراخ‌های اطراف چاه را پر می‌کنند و باعث کاهش نفوذپذیری در اطراف چاه به فاصله شعاعی مانند  $r_a$  می‌شوند این منطقه از اطراف چاه یعنی از فاصله  $r_w$  تا  $r_a$  را منطقه آسیب دیده می‌نامند. آسیب وارده به چاه موجب می‌شود که فشار بیش از آنچه معادله (۶-۸) نشان می‌دهد در جهت چاه کاهش یابد. اختلاف فشار در محل حفر چاه ( $r=r_w$ ) را با  $\Delta P_s$  نشان می‌دهند.  $S$  ضریب پوسته است.

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{\gamma/\nu \cdot kh} S \quad (7-8)$$

در واقع اختلاف فشار  $\Delta P_s$  به دلیل کاهش نفوذپذیری در منطقه اطراف چاه به وجود آمده است. پارامتر  $S$  بدون بعد است.

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu}{\gamma/\nu \cdot kh} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right] \quad (8-8)$$

اگر بخواهیم  $q$  بر حسب  $stb/day$  و  $k$  بر حسب میلی داری باشد.

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu B_o}{\gamma/\nu \cdot \times 10^{-2} kh} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} + S \right] \quad (9-8)$$

که  $B_o$  ضریب تشکیل نفت بر حسب  $(rb/stb)$  است.



## ۸-۴- شاخص بهره‌دهی - تحریک چاه

$$PI = \frac{q}{P_c - P_{wf}} = \frac{\text{میزان تولید نفت (stbid)}}{\text{اختلاف فشار (psi)}} = \frac{\sqrt{0.8 \times 10^{-3}} kh}{\mu_{B_0} \left( \ln \frac{r_c}{r_w} + S \right)} \quad (۱۰-۸)$$

طبق تعریف  $PI$  شاخص تولید یا بهره‌دهی نامیده می‌شود. یکی از هدف‌های مهندسی تولید، بالا نگه داشتن  $PI$  برای یک چاه نفت است، این عمل را تحریک چاه می‌نامند. روش‌هایی که طی آن می‌توان یک چاه را تحریک کرد از روی چگونگی تغییر پارامترها در معادله (۸-۱) برای بالا بردن ( $PI$ ) مشخص می‌گردند. این روش‌ها عبارت‌اند از:

### الف) حذف ضریب پوسته

قبل از اینکه عمل کاهش یا حذف ضریب پوسته انجام شود لازم است مطمئن شویم که آیا چاه به هنگام حفاری آسیب دیده است؟ این عمل به کمک آزمایش ساخت فشار و افت فشار صورت می‌گیرد که بلافاصله پس از پایان حفاری انجام می‌شود. اگر مشخص شود که  $S$  مثبت است، میزان آسیب‌دیدگی چاه را می‌توان با ریختن مقداری اسید در چاه کاهش داد. نوع اسید مورد استفاده به طبیعت سنگ مخزن و نوع موادی که لازم است از بین برود بستگی دارد. اگر سنگ مخزن از نوع آهکی باشد برای برطرف کردن اثر پوسته، هیدروکلریک اسید مناسب است. این امر به این دلیل است که سنگ آهک در اسید حل می‌شود. در مخازن ماسه‌ای که در هیدروکلریک اسید قابل حل نیستند از نوعی اسید که به اسیدهای گلی ( $HF+HCl$ ) موسومند استفاده می‌شود. اگر عمل اسید زدن چاه با موفقیت صورت گیرد می‌توان ضریب پوسته را به صفر و یا حتی به مقداری منفی کاهش داد.

### ب) افزایش نفوذپذیری ( $k$ )

افزایش لگاریتمی فشار با شعاع موجب می‌شود که قسمت اعظم اختلاف فشار در قسمت نزدیک به چاه صورت می‌گیرد. بنابراین هرگاه در این منطقه نزدیک چاه نفوذپذیری زیاد شود میزان بهره‌دهی را می‌توان به مقدار قابل ملاحظه‌ای افزایش داد. این امر با ایجاد شکاف‌های مصنوعی توسط سیال فشار بالا می‌تواند صورت گیرد. شکاف‌های مصنوعی در مخازن آهکی با اسید زدن ایجاد می‌شوند.

### ج) کاهش گرانروی ( $\mu$ )

اگر گرانروی نفت خیلی بالا باشد سرعت جریان نفت در مخزن به میزان قابل توجهی پایین خواهد بود و در نتیجه زمان بهره‌وری بالا است. گرانروی نفت را می‌توان با افزایش دما به مقدار زیادی کاهش داد. این امر با تزریق بخار آب که به تحریک گرمایی چاه موسوم است انجام می‌شود.

### د) کاهش ضریب تشکیل نفت ( $B_0$ )

ضریب  $B_0$  ( $rb/stb$ ) را در سطح بالای چاه می‌توان با انتخاب جداساز مناسب به مقدار حداقل رسانید.

هـ- کاهش نسبت  $r/r_w$  و افزایش  $h$

نسبت  $r/r_w$  به صورت لگاریتمی ظاهر می شود، بنابراین تأثیر آن روی  $PI$  قابل ملاحظه نیست. با افزایش عمق چاه در قسمت مخزن نیز می توان  $PI$  را افزایش داد، ولی معمولاً  $h$  دارای مقداری مشخص برای یک مخزن است. روش های ذکر شده برای تحریک چاه هر چند سرعت تولید نفت را افزایش می دهند ولی باعث افزایش در بهره وری نهایی نمی شوند. به هر حال این روش ها را نمی توان جزو روش های ازدیاد برداشت نفت ( $EOR$ ) محسوب کرد.

## ۸-۵- جریان دو فازی - نفوذپذیری مطلق، مؤثر و نسبی

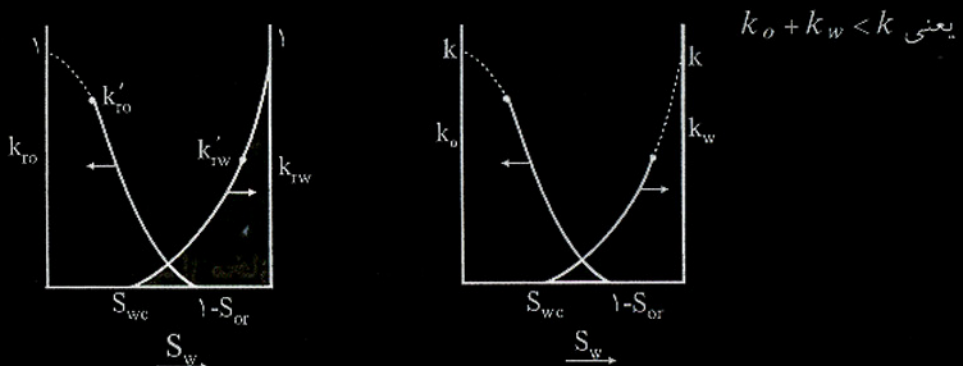
در بیان قانون داریسی فرض بر این است که نفوذپذیری از خواص سنگ مخزن و مستقل از جنس سیال است. این فرض در صورتی صحیح است که تمام سنگ مخزن به طور  $100\%$  درصد از یک سیال پر شده باشد و این نفوذپذیری را نفوذپذیری مطلق می نامند.

اگر در یک محیط متخلخل دو سیال متفاوت مانند آب و نفت و یا نفت و گاز به طور همزمان جریان داشته باشند هر یک از این سیال ها دارای یک نفوذپذیری مخصوص به خود به نام نفوذپذیری مؤثر است. نفوذپذیری مؤثر تابعی از درجه سیر شدن آن سیال است.

در نقطه  $S_w = S_{wc}$  یعنی در نقطه ای که درجه سیر شدن آب حداقل و برابر درجه سیر شدن آب همزاد است جریان آب وجود ندارد و  $k_w = 0$  است. همچنین در  $S_w = 1$  که تمام محیط توسط آب پر شده است نفوذپذیری مؤثر نسبت به آب ( $k_w$ ) با نفوذپذیری مطلق سنگ مخزن برابر است یعنی  $k_w = k$ .

برای نفت وقتی  $S_w = 0$  ( $S_o = 1$ ) باشد  $k_o = k$  و اگر درجه سیر شدن نفت به حداقل  $S_{or}$ ، درجه سیر شدن پسمانده برسد دیگر حرکت نفت متوقف شده و  $k_o = 0$  می شود.

همیشه مجموع نفوذپذیری های مؤثر نسبت به دو فاز از نفوذپذیری مطلق سنگ مخزن کمتر است



شکل ۸-۲- الف) نفوذپذیری مؤثر (ب) نفوذپذیری نسبی آب و نفت بر حسب درجه سیر شدن آب در جریان همزمان نفت و آب در یک محیط متخلخل

عامل عمده در روند تغییرات نفوذپذیری مؤثر با درجه سیر شدن خاصیت تر شونده گی سیال مربوطه است که تا چه میزان سطح سنگ مخزن را تر می کند. نسبت نفوذپذیری مؤثر به نفوذپذیری مطلق را نفوذپذیری نسبی می گویند.

$$k_{ro}(S_w) = \frac{k_r(S_w)}{k}, \quad k_{rw}(S_w) = \frac{k_w(S_w)}{k} \quad (11-8)$$

$k_{rw}$  و  $k_{ro}$  در فاصله صفر تا یک تغییر می کنند.

نسبت نفوذپذیری مؤثر دو فاز با نسبت نفوذپذیری نسبی آن دو فاز برابر است.

$$S_{wc} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (12-8)$$

$$MOV = PV(1 - S_{or} - S_{wc}) \quad (13-8)$$

در این رابطه  $MOV$  حجم نفت قابل حرکت و  $PV$  حجم فضای خالی است.

$$M = \frac{\text{تحرك سيال جايگزين شونده}}{\text{تحرك سيال جايگزين شده}} = \frac{k'_{rd}/\mu_d}{k'_{ro}/\mu_o} \quad (14-8)$$

روش هایی که طی آنها می توان  $M$  را طوری کنترل کرد که کمتر از یک گردد روش های کنترل تحرک نام دارند.

الف) سیلاب پلیمری (افزایش  $\mu_d$ )

پلیمرها مانند پلی ساکرید در آب تزریقی حل شده و موجب افزایش گرانروی سیال جایگزین شوند. ( $\mu_d$ ) می شوند. تزریق محلول پلیمری به چاه سرعت تولید نفت را افزایش می دهد. با این عمل امکان اینکه سرعت حرکت سیال تزریق شده بیشتر از سرعت حرکت نفت باشد خیلی کم خواهد شد.

ب) روش های گرمایی (کاهش نسبت  $\mu_o/\mu_d$ )

بزرگی نسبت  $\mu_o/\mu_d$  در نفت هایی که دارای گرانروی بالا هستند می تواند چند هزار باشد. این امر بدان معنی نیست که  $M$  بسیار زیاد است. آب در این گونه موارد برای تزریق به چاه سیال مناسبی نیست. گرانروی نفت را می توان به کمک تزریق آب داغ، تزریق بخار آب و احتراق در جا کاهش داد. در روش های گرمایی، افزایش دمای نفت علاوه بر کاهش تحرک نسبی ( $M$ ) موجب انبساط نفت و در نتیجه افزایش بازیابی نفت می شود.

## ۸-۶- مکانیسم های تولید از مخازن هیدروکربوری

در مخازن هیدروکربوری نیرویی که باعث جریان هیدروکربنها از مخزن به چاه می شود را نیروی محرک (*driving force*) می گویند. مکانیسم های مختلفی از نیروی محرک وجود دارد که عبارتند از مکانیسم های: آبران (*water drive*)، گاز محلول ران (*solution gas drive*) کلاسهک گازی ران (*gas cap drive*)، ثقلی (*gravity Drainage*) و مکانیسم های مرکب



نیروی هیدرودینامیکی مهمترین عامل مکانیسم آبران برای تولید هیدروکربن است. در طی تولید از یک مخزن با نیروی محرکه آبران، فشار مخزن به آرامی کاهش می‌یابد و نسبت گاز به نفت ( $GoR$ ) و سرعت جریان تقریباً ثابت مانده، اما تولید آب با افزایش تولید آب کاهش می‌یابد. مکانیسم آبران از مکانیسم‌های مؤثر با فاکتور بازیافتی ( $Recovery Factor$ ) بیش از ۶۰ درصد است.

### ۱-۶-۲- Gas Cap Drive Mechanism

در مخازن هیدروکربوری اشباع شده ( $Saturated\ reservoir$ ) جایی که کلاهک گازی ( $gas\ cap$ ) به طور مجزا روی ستون نفت قرار گرفته است، بعد از حفر چاه انبساط کلاهک گازی نیرویی را به ستون نفت اعمال می‌کند. این فشار مکانیسم اصلی تولید بوده که رانش توسط کلاهک گازی نامیده می‌شود. در طی تولید از این‌گونه مخازن، فشار مخزن و تولید نفت به طور یکنواخت کاهش یافته ولی  $GoR$  افزایش می‌یابد. این مکانیسم با فاکتور بازیافتی حدود ۲۵ تا ۵۰ درصد نقش ضعیف‌تری نسبت به مکانیسم آبران دارد.

### ۱-۶-۳- Solution gas Drive Mechanism

در مخازن زیر اشباع که فاقد کلاهک گازی هستند، نیروی رانش توسط گازهای محلول در نفت حاصل می‌شود. در چنین مخازنی هنگامی که یک چاه حفر می‌گردد، در اثر کاهش فشار، گاز محلول در نفت انبساط یافته و نفت را از سازند به داخل چاه می‌راند. بعد از گذشت مدتی از تولید و کاهش فشار مخزن، ممکن است یک فاز گازی به صورت کلاهک گازی در بالای ستون نفت تشکیل شود. این وضعیت را نقطه بحرانی اشباع گاز می‌نامند ( $Critical\ gas\ saturation$ ) که در آستانه آن تولید نفت به شدت کاهش می‌یابد بنابراین باید حتی الامکان رسیدن به این نقطه را به تأخیر انداخت. برای این منظور برداشت از مخزن باید با سرعت مناسب صورت گیرد و یا برای حفظ فشار اولیه مخزن، گاز تولیدی را مجدداً به داخل مخزن تزریق کرد. این مکانیسم با فاکتور بازیافتی در حدود ۷ تا ۱۵٪ در مقایسه با مکانیسم‌های کلاهک گازران و آبران کارایی کمتری دارد.

### ۱-۶-۴- Gravity Drainage

زمانی که کلاهک گاز ثانویه از بالای ستون نفت ناپدید می‌شود و اگر رانش آبران از زیر وجود نداشته باشد، نفت باقیمانده تحت تأثیر هیچ نیرویی به جز نیروی ثقل قرار ندارد. بنابراین نفت به سمت پایین مخزن حرکت می‌کند. نفتی را که به سمت پایین حرکت کرده و داخل چاه می‌شود می‌توان به وسیله پمپاژ کردن بازیافت کرد. این مکانیسم نوعی رانش نیست چرا که هیچ عامل حرکتی بر روی نفت اثر نمی‌گذارد و در واقع نیروی ثقل یک زهکشی در مخزن ایجاد می‌کند. به هر حال این فرآیند

بازیافت چون بسیار آهسته است زیاد اقتصادی نیست مگر اینکه چندین شرایط استثنایی نظیر آبدوست بودن مخزن، ویسکوزیته پایین نفت و نفت اشباع شدگی زیاد، وجود داشته باشد. میدان‌های با مخازن شکسته شده (*Fracture*) ممکن است زهکشی ثقلی خوبی داشته باشند. نهایتاً اینکه یک زهکشی ثقلی مؤثر، احتیاج به یک سنگ مخزن با شییبی قابل ملاحظه دارد.

### ۵-۶-۸. Combination Drive Mechanism

بسیاری از میدان‌ها با بیشتر از یک نوع مکانیسم تولید می‌کنند. معمولی‌ترین ترکیب از رانش‌ها، رانش گاز محلول (با یا بدون کلاهک گازی) به اضافه یک رانش آبی ضعیف است. یک کلاهک رانش گازی بزرگ یا یک رانش آبی قوی به‌طور مؤثر به عنوان یک مکانیسم رانش منفرد در نظر گرفته می‌شود، حتی اگر کمی هم گاز محلول شرکت داشته باشد. کارایی بیشتر رانش مرکب هنگامی است که کلاهک آزاد گازی با رانش آبی فعال همراه شود.



## معادلات دیفرانسیل برای جریان شعاعی در محیط‌های متخلخل

### ۹-۱- فرضیات حاکم بر معادلات جریان سیالات در حالت‌های پایا و گذرا

الف - مخزن را از نظر خواص سنگ مخزن مانند نفوذپذیری و درجه تخلخل کاملاً همگن فرض می‌کنیم.

ب - فرض می‌شود که چاه تولید نفت تمام ضخامت مخزن را از بالا تا پایین به طور کامل می‌پوشاند. در این صورت فرض شعاعی بودن جریان سیال کاملاً صحیح است.

ج - فرض می‌شود که مخزن از یک سیال (نفت یا گاز) به تنهایی سیر شده است.

### ۹-۲- بررسی حالت‌های مختلف جریان

#### ۹-۲-۱- حالت گذرا

استفاده آن مربوط به زمان کوتاه اولیه است.

$$p = g(r, t) \quad (1-9)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = f(r, t) \quad (2-9)$$

#### ۹-۲-۲- حالت نیمه پایا

برای چاه‌هایی قابل استفاده است که مدتی دارای تولید بوده و فشار در  $r=r_c$  تحت تأثیر تولید قرار می‌گیرد.

$$p = g(r, t) \quad (۳-۹)$$

$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0 \quad \text{در } r=r_e \quad (۴-۹)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{ثابت} \quad \text{برای تمام } r \text{ و } t \quad (۵-۹)$$

### ۹-۲-۳- حالت پایا

بعد از حالت گذرا به وجود می آید.

$$p = p_e \quad \text{در } r=r_e \quad (۶-۹)$$

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0 \quad \text{در تمام } r \text{ و } t \quad (۷-۹)$$

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (۸-۹)$$

یا

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (۹-۹)$$

$$\frac{k}{\phi \mu c} = \eta \quad (۱۰-۹)$$

$\eta$  ثابت نفوذ است.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (۱۱-۹)$$

$$\eta = \frac{6/32 \times k}{\mu \phi c} \quad (۱۲-۹)$$

$t$  بر حسب روز،  $\mu$  بر حسب  $c_p$ ،  $c$  بر حسب  $psi^{-1}$  و  $k$  بر حسب داریسی است.

اگر یک مخزن دارای شعاع بی نهایت باشد ( $r_e = \infty$ )

$$p = p_e + \frac{q \mu B_o}{14/16 kh} E_i \left[ \frac{-r^2}{4 \eta t} \right] \quad (۱۳-۹)$$

$E_i(-x)$  انتگرال نمایی است.

### ۹-۳- معادله حرکت سیال در جریان شعاعی برای حالت نیمه پایا

$$p_e - p_{wf} = \frac{q \mu}{14/16 kh} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + s \right] \quad (۱۴-۹)$$

$$pI = \frac{q}{P_e - P_{wf}} = \frac{\sqrt{\rho} \Lambda k h}{\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{\gamma} + S \right)} \quad (15-9)$$

$$\text{نسبت شاخص بهره‌دهی} = \frac{pI \text{ برای چاه تحریک شده}}{pI \text{ برای چاه تحریک نشده}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_h} + \frac{\mu_o h}{\mu_{oc}} \ln \frac{r_h}{r_w}} \quad (16-9)$$

#### ۹-۴- آسیب‌دیدگی اطراف چاه

$$P_e - P_{wf} = \frac{q\mu}{\sqrt{\rho} \Lambda k_e h} \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{\gamma} + S \right) \quad (17-9)$$

$$S = \frac{k_e - k_a}{k_a} \ln \frac{r_a}{r_w} \quad (18-9)$$

$$pI = \frac{\sqrt{\rho} \Lambda k_e h}{\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{\gamma} + S \right)} \quad (19-9)$$

#### ۹-۵- جریان شعاعی گازها در حالت پایا

$$q_{sc} = \frac{\sqrt{\rho} \Lambda k h (P_e^{\gamma} - P_{wf}^{\gamma})}{\mu T Z \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (20-9)$$

$$q_{sc} = C \left[ P_e^{\gamma} - P_{wf}^{\gamma} \right]^n \quad (21-9)$$

هرگاه  $\log q_{sc}$  بر حسب  $\log (P_e^{\gamma} - P_{wf}^{\gamma})$  رسم شود خط مستقیمی به دست می‌آید که شیب آن  $n$  و عرض از مبدأ آن  $\log C$  است. این معادله مبنای عملیات آزمایش چاه گاز (back pressure) را تشکیل می‌دهد.

$$\text{Flow efficiency} = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{P}_r + P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P}_r - P_{wf}} \quad (22-9)$$

$$\text{damageratio} = \frac{J_{ideal}}{J_{actual}} \quad (23-9)$$

$$\text{damage Factor} = \frac{\Delta P_s}{\bar{P}_r - P_{wf}} = 1 - \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} \quad (24-9)$$

$$r_{wa} = r_w e^{-S} \quad (25-9)$$

$r_{wa}$  شعاع ظاهری است.