

# بررسی تاثیر خواص سیال بر پدیده مخروطی شدن آب در مخازن هیدروکربنی

غلامرضا بشیری و قربانعلی صبحی  
پژوهشگاه صنعت نفت ، مرکز پژوهشهای اکتشاف و تولید

## چکیده

در این مقاله تاثیر خواص سیال بر پدیده مخروطی شدن آب در مخازن ترکدار با استفاده از یک شبیه ساز عددی نفت سیاه<sup>1</sup> ، مورد بررسی قرار گرفته شده است. بدین منظور در ابتدا عوامل چگالی و گرانشی سیال هیدروکربنی و همچنین دانسیته فاز آب موجود در مخزن به عنوان خواص تاثیر گذار بر پدیده مذکور شناسایی شد. تاثیر هر یک از پارامترها به طور جداگانه و با ساخت مدل های مختلف مورد بررسی قرار گرفت. به منظور شبیه سازی محیط ترک و ماتریس در سیستم کرناته روش تخلخل دوگانه<sup>2</sup> انتخاب شد. سیستم مش بندی به صورت شعاعی در نظر گرفته شده است تا به نحو مطلوب حرکت سیال در اطراف چاه تولیدی شبیه سازی شود. نتایج شبیه سازی نشان می دهد که گرانشی و دانسیته سیال به طور مؤثری بر میزان تولید آب در مخازن ترکدار تأثیرگذار هستند. در خاتمه با توجه به تاثیر دو پارامتر فوق راهکارهایی به منظور حذف پدیده مذکور ارائه شده است.

## Evaluation of the Effect of Fluid Properties Effect on Water Coning in Hydrocarbon Reservoirs

Gh.R.Bashiri and Gh.A.Sobhi  
Research in Institute of Petroleum Industry  
P.O.Box: 18745-4163, Tehran, Iran

### ABSTRACT

*In this paper, the effect of hydrocarbon fluid properties on water coning in fractured reservoirs, using a black oil numerical simulator has been studied. Effect of each parameter has been investigated both separately and also with the construction of different models. using separate constructed models. Primarily the hydrocarbon fluid density, viscosity and also water density as effective parameters were identified.*

*The dual porosity technique was chosen for simulating the matrix and fracture in carbonate system. Mesh system as the radial model was used to simulate proper fluid flow around the production wells. The simulation results reveal that the fluid density and viscosity have remarkable effects on water coning in fractured reservoirs.*

*Regarding two mentioned parameters, a solution for eliminating water coning is offered at the end.*

---

1-Black Oil Model  
2- Dual Porosity

## مقدمه

بیش از شصت سال است که پدیده مخروطی شدن آب در چاههای نفتی شناخته شده است. به طور خلاصه می توان این پدیده را ناشی از گرادیان فشاری که بر اثر تولید از مخزن به وجود می آید، دانست.

اگر از مخزن با دبی کم و ثابت تولید شود؛ مخروط آب به صورت پایدار تا ارتفاع  $h_1$  بالا خواهد آمد. در این حالت نیروی ویسکوز و گراویتی در حالت تعادل می باشند. این تعادل را می توان با استفاده از رابطه مقابل نشان داد:

$$P_e - P_1 = 0.433 h_1 (\gamma_w - \gamma_o) \quad (1)$$

تمایل فاز آب به حالت مخروطی شدن به وسیله نیروی نقل کاهش می یابد. در مخازنی که دارای مکانیزم رانش آب قوی باشند امکان به وجود آمدن این پدیده بسیار زیاد است [۱]. به هنگام برداشت از یک میدان نفتی احتمال آن وجود دارد که تعادل عمودی بین فاز آب و نفت در سطح تماس دو فاز بر هم خورده و موجب شود که آب به طرف چاه تولیدی حرکت کند. حداکثر دبی تولید که کمتر از آن آب وارد چاه نمی شود به عنوان دبی بحرانی نامیده می شود. از زیانهای پدیده مخروطی شدن آب در چاهها می توان بالا رفتن هزینه تولید، مسائل زیست محیطی و همچنین کاهش کارایی مکانیزم تولید را نام برد.

مطالعات بسیاری بر روی پدیده مخروطی شدن آب در چاهها در مخازن معمولی صورت گرفته است. این مطالعات به صورت به کارگیری مدل های آزمایشگاهی و یا مدل های ریاضی و شبیه سازی عددی انجام شده است. [۲] متأسفانه اغلب این مطالعات در مورد مخازن هیدروکربنی کشورمان به دلیل آنکه از نوع مخازن شکافدار می باشد و از پیچیدگی خاص حرکت سیال بین ماتریس و ترک برخوردار می باشد کاربرد چندانی ندارد.

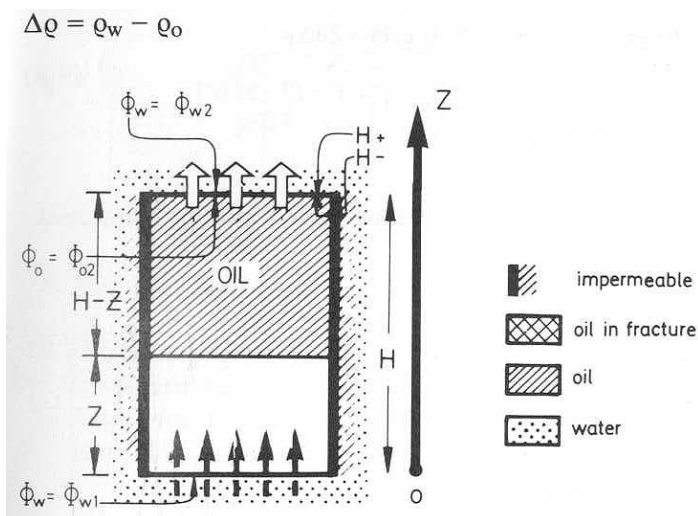
نفت اشباع شده و شکاف اطراف ماتریس به طور کامل در فاز آب قرار می گیرد. در حالت دوم بلوک ماتریس به وسیله نفت اشباع شده و قسمتی از شکاف اطراف در فاز آب قرار می گیرد. در هر دو حالت سنگ از نوع آب دوست<sup>۱</sup> در نظر گرفته شده است. در واقع بلوک های حالت اول مربوط به آن ناحیه از مخزن می شود که سطح آب در شکاف بالا آمده است و بنام (Water Invaded Zone) نامیده می شود و حالت دوم معرف بلوک هایی است که در نزدیک سطح تماس آب و نفت<sup>۲</sup> قرار گرفته است. [۳]

## حالت اول

در این حالت همانطوری که در نمودار ۱ دیده می شود بلوک ماتریس به طور کامل توسط آب احاطه شده است. شرایط مرزی به صورت زیر تعریف می شود:

$$Z = 0 \quad ; \quad \phi_w = \phi_{w1} \quad (1-2)$$

$$Z = H \quad ; \quad \phi_o = \phi_{o2} \quad (2-2)$$



## نمودار ۱- جابجایی نفت بوسیله آب در حالت غوطه وری کامل ماتریس در آب

1-Water- Oil contact

## جابجایی نفت به وسیله آب در مخازن ترکدار

در بحث جابجایی نفت به وسیله آب در مخازن ترکدار دو حالت مورد بررسی قرار می گیرد. در حالت اول بلوک ماتریس به وسیله

در رابطه فوق  $M = \frac{\left(\frac{\mu_o}{k_o}\right)}{\left(\frac{\mu_w}{k_w}\right)}$  و نسبت تحرک<sup>۱</sup> نامیده می شود.

با توجه به رابطه (۹-۲) ارتباط بین نیروی ثقل و نیروی موئینگی بصورت زیر می باشد:

$$P_c + G = P_c + (H - Z) g \Delta \rho = h_c \Delta \rho g + g(H - Z) \Delta \rho \quad (10-2)$$

در صورتی که  $G = (H - Z) g \Delta \rho \gg P_c$  باشد نیروی ثقل عمل جابجایی نفت را کنترل می کند و این در صورتی میسر می شود که بلوک ماتریس طول زیادی داشته باشد (پارامتر  $H$  نسبت به  $h_c$  بزرگ باشد) و یا اینکه ترشوندگی سنگ مخزن ضعیف باشد در این حالت  $P_c$  کوچک بوده و در نتیجه نیروی ثقل عامل کنترل کننده جابجایی نفت می شود.

در صورتی که رابطه  $P_c = h_c \times g \times \Delta \rho \gg (H - Z) g \Delta \rho$  برقرار باشد، نیروی موئینگی عمل جابجایی نفت را کنترل می کند. این پدیده در صورتی امکان پذیر است که طول بلوک ماتریس بسیار کوچک باشد ( $H \ll h_c$ ) و یا اینکه جبهه آب در داخل ماتریس بسیار نفوذ کرده باشد به صورتی که  $Z \approx H$  باشد.

## حالت دوم

در این حالت همانطوری که در نمودار ۲ دیده می شود قسمتی از بلوک ماتریس و شکاف اطراف در آب قرار گرفته است. در صورت صرف نظر از فشار موئینگی در سیستم ترک خواهیم داشت:

$$\phi_{w1} - \phi_{o2} = g H_w \Delta \rho \quad (11-2)$$

با جای گذاری رابطه (۱۱-۲) در رابطه (۷-۲) خواهیم داشت:

$$(12-2)$$

$$u = \frac{P_c - g(Z - H_w) \Delta \rho}{\frac{\mu_w}{K k_{rw}} [MH + (1 - M)Z]}$$

1-Mobility Ratio

در رابطه بالا  $H$  بیانگر طول بلوک و اعداد ۱ و ۲ نشان دهنده قسمت ورودی و خروجی فاز آب به بلوک ماتریس می باشد. طبق رابطه داری سرعت حرکت فاز ترشونده و غیرترشونده در محیط متخلخل به صورت زیر تعریف می شود:

$$u_w = - \frac{K K_{rw}}{\mu_w} \frac{\partial \phi_{nw}}{\partial Z} \quad (3-2)$$

$$u_{nw} = - \frac{K K_{rnw}}{\mu_{nw}} \frac{\partial \phi_{nw}}{\partial Z} \quad (4-2)$$

با انتگرال گیری از روابط فوق و با شرایط مرزی روابط (۱-۲) و (۲-۲) نتایج زیر حاصل می شود:

$$\phi_{w1} - \phi_{wZ} = u \frac{\mu_w}{K_w} Z \quad (5-2)$$

$$\phi_{oz} - \phi_{o2} = u \frac{\mu_o}{K_o} (H - Z) \quad (6-2)$$

در روابط فوق  $Z$  طول پیشروی جبهه آب از قسمت پائین بلوک ماتریس می باشد. با تلفیق دو رابطه فوق و با توجه به اینکه  $\phi_z = P + \rho g Z$  است خواهیم داشت:

$$(7-2)$$

$$\phi_{w1} - \phi_{o2} + P_c - gZ \Delta \rho = u \left[ \frac{\mu_w}{K_w} Z + \frac{\mu_o}{K_o} (H - Z) \right]$$

در رابطه فوق  $\Delta \rho = \rho_w - \rho_o$  می باشد.

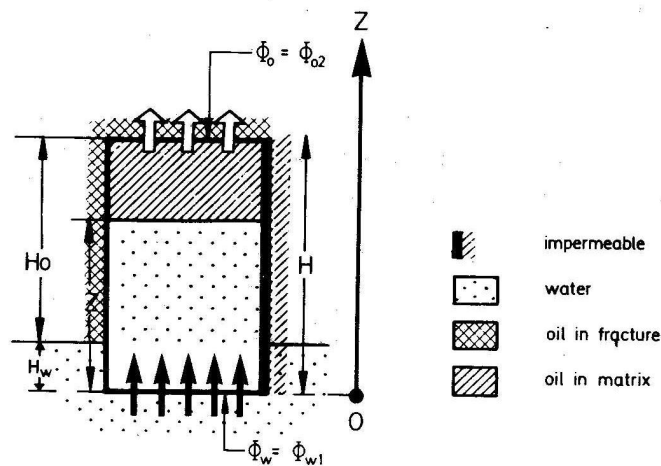
با فرض ناچیز بودن فشار موئینگی در قسمت خروجی سیال از بلوک ماتریس خواهیم داشت:

$$\phi_{o2} = \phi_{w2} - g H \Delta \rho \quad (8-2)$$

در حالت تعادل هیدرواستاتیک در فاز آب،  $\phi_{w2} = \phi_{w1}$  بوده و با جایگزینی رابطه (۸-۲) در رابطه (۷-۲) خواهیم داشت:

$$(9-2)$$

$$u = \frac{P_c + g(H - Z) \Delta \rho}{\frac{\mu_w}{K k_{rw}} Z + \frac{\mu_o}{K k_{ro}} (H - Z)} = \frac{P_c + g(H - Z) \Delta \rho}{\frac{\mu_w}{K k_{rw}} [MH + (1 - M)Z]}$$



## نمودار ۲- جابجایی نفت بوسیله آب در حالت نیمه غوطه وری ماتریس در آب

مخروطی شدن آب از این مدل با به کار گیری روش تخلخل دوگانه استفاده شده است.

### ساخت مدل مخزن

به منظور بررسی تاثیر خواص سیال در پدیده مخروطی شدن آب در مخازن شکافدار یک مخزن فرضی که دارای یک آبران قوی در قسمت تحتانی می باشد در نظر گرفته شده است. فشار مخزن مورد نظر بالاتر از فشار نقطه حباب بوده و دو فاز آب و نفت در آن وجود دارد. مشخصات مخزن مورد نظر در جداول ۱ تا ۳ درج شده است. تغییرات تراوایی نسبی فاز آب و نفت و همچنین فشار موینگی نسبت به درصد اشباع اب در نمودارهای ۳ و ۴ نشان داده شده است. [۴]

با توجه به رابطه فوق تا زمانی که  $Z < H_w$  باشد، نیروی ثقل به جابجایی نفت از بلوک ماتریس کمک می کند. ولی در حالتی که  $Z > H_w$  باشد نیروی ثقل به صورت نیروی مخالف جابجایی نفت از بلوک ماتریس عمل می کند.

### شبیه ساز مورد استفاده

درحال حاضر شبیه سازهای تجاری بسیاری به منظور بررسی مشکلات و مدل سازی رفتار مخازن هیدروکربنی به کار گرفته می شود. یکی از این شبیه سازها تحت عنوان (IMEX) می باشد. این شبیه ساز یک مدل نفت سیاه و محصول شرکت کانادایی (CMG) می باشد. [۴] در بررسی عوامل مؤثر در پدیده

**جدول ۱- توزیع دانه بندی و مشخصات مربوط به سنگ در مدل**

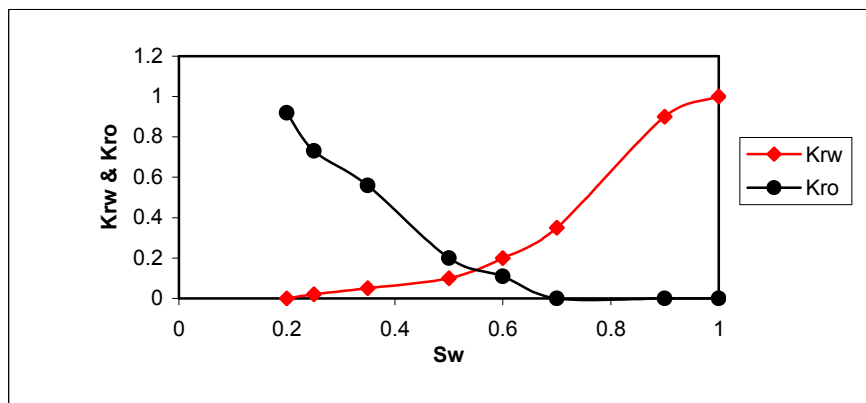
شعاعی	نوع دانه بندی
۱۵×۱×۱۵	تعداد گریدها
۲۹۹/۶۵-۱۳۱/۲۳-۶۵/۶۱-۳۲/۸۰-۱۳/۱۲-۶/۵۰-۳/۲۸-۰/۹۸۵ ۳۳۰۰۰-۱۶۴۰۴-۶۵۶۱/۶۰-۲۹۵۲/۷۲-۱۳۱۲/۳۲-۶۵۶/۱۶-۳۹۳/۶۹	ابعاد گریدها در جهت افقی (فوت)
۵۲-۴۵-۲۵-۳۸-۳۰	ابعاد گریدها در جهت عمودی (فوت)
۰/۱۳۰-۰/۱۰۵-۰/۱۲۰-۰/۱۱۶-۰/۱۵۷	تخلخل محیط ماتریس
۰/۰۱	تخلخل محیط ترک
۲/۳-۱/۵-۲-۱/۸-۳	تراوایی محیط ماتریس در تمام جهات (میلی داریسی)
۱۰۰۰	تراوایی محیط ترک در تمام جهات (میلی داریسی)

**جدول ۲- مشخصات سیال وضخامت لایه نفت**

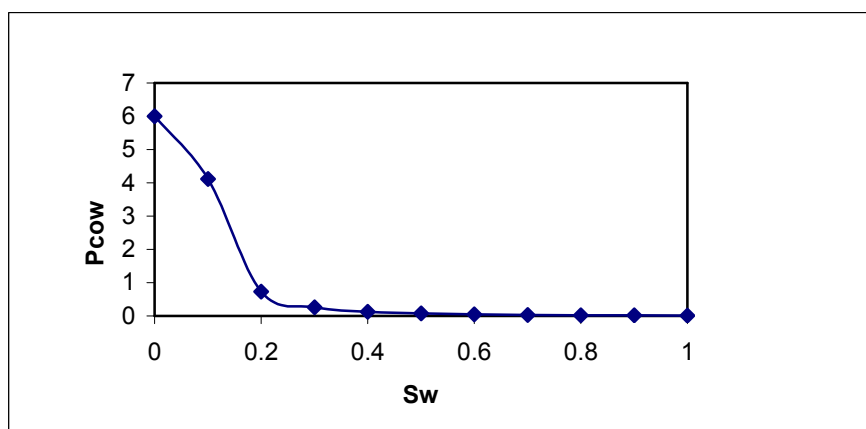
۴۹/۵	چگالی نفت (lbm/ft <sup>3</sup> )
۶۲/۴	چگالی آب (lbm/ft <sup>3</sup> )
۳۰۷۶	فشار اشباع (Psia)
۵۱۰۰	فشار اولیه (Psia)
۱۹۰	ضخامت لایه نفت (ft)

**جدول ۳- مشخصات آبران و محل مشبک کاری چاه در مدل**

۷۵۰	ضخامت (فوت)
۰/۱۸	تخلخل (درصد)
۱۰۰۰	تراوایی (میلی داریسی)
بلوک ۱	محل مشبک کاری



نمودار ۳- تغییرات تراوایی نسبی فاز آب و نفت نسبت به درصد اشباع آب



نمودار ۴- تغییرات فشار موینگی بین فاز آب و نفت نسبت به درصد اشباع آب

و یکی از مشخصه های اصلی مخازن ایران می باشد. سیستم دانه بندی<sup>۳</sup> به صورت شعاعی در نظر گرفته شده است تا به نحو مطلوبتری حرکت سیال در اطراف چاه تولیدی، شبیه سازی شود.

سعی شده است مشخصات مخزن به شکلی در نظر گرفته شود که بیانگر رفتار یک مخزن لایه ای<sup>۱</sup> باشد. بدین منظور سازند<sup>۲</sup> به پنج لایه با مشخصات مختلف تقسیم شده است. این مشخصه جز

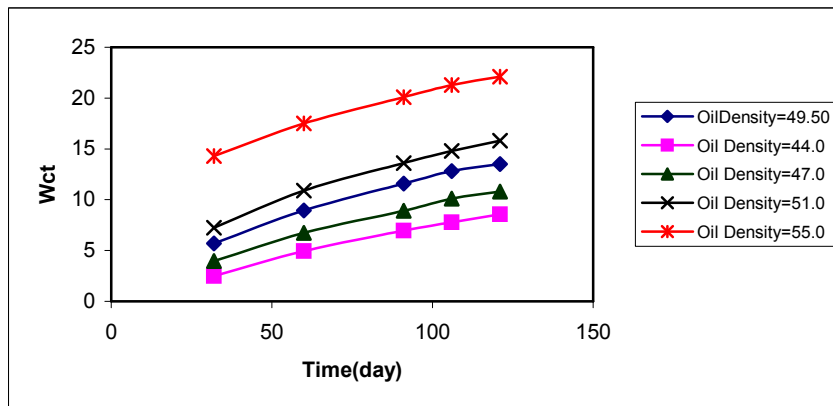
اصلی این مدل ها شبیه به یکدیگر بوده و تنها در چگالی سیال متفاوت می باشد. جدول ۴ چگالی فاز نفت و آب به کار گرفته در هریک از مدل ها را نشان می دهد. نتایج حاصل از اجرای شبیه ساز در نمودار ۵ نشان داده شده است.

### تأثیر چگالی سیال هیدروکربنی

به منظور بررسی تأثیر دانسیته سیال هیدروکربنی بر چگونگی بروز پدیده مخروطی شدن، پنج مدل مختلف ساخته شد. مشخصات

جدول ۴- چگالی فاز نفت ، آب و اختلاف چگالی دو فاز

مدل شماره	دانسیته نفت (lbm/ft <sup>3</sup> )	دانسیته آب (lbm/ft <sup>3</sup> )	اختلاف دانسیته دو فاز (lbm/ft <sup>3</sup> )
مدل شماره ۱	۴۹/۵	۶۲/۴	۱۲/۹
مدل شماره ۲	۴۴	۶۲/۴	۱۸/۴
مدل شماره ۳	۴۷	۶۲/۴	۱۵/۴
مدل شماره ۴	۵۱	۶۲/۴	۱۱/۴
مدل شماره ۵	۵۵	۶۲/۴	۷/۴



نمودار ۵- تأثیر دانسیته فاز نفت بر درصد برش آب

$$\text{Water Cut} = \frac{q_{\text{water}}}{q_{\text{total}}} \quad (3)$$

چنانچه نتایج نشان می دهد هرچه چگالی نفت بیشتر باشد میزان تولید آب افزایش یافته و امکان به وجود آمدن پدیده مخروطی شدن بیشتر می شود.

به منظور بررسی پدیده مخروطی شدن، میزان درصد برش آب<sup>۱</sup> در فواصل زمانی مشخص برای هر یک از مدل ها ثبت شده است. تعریف درصد برش آب نیز بدین صورت می باشد:

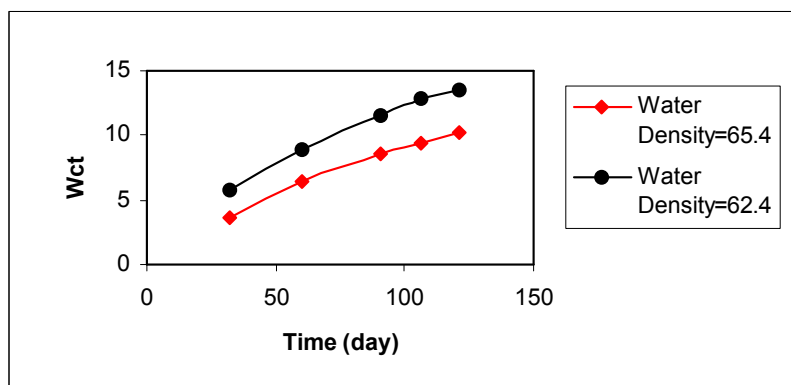
## تأثیر چگالی فاز آب

بر اثر وجود املاح معدنی، چگالی آب موجود در مخزن قابل تغییر بوده و امکان تأثیر گذاری بر پدیده مخروطی شدن را دارد. به منظور بررسی تأثیر این پارامتر؛ دو مدل مختلف که تنها تفاوت آنان در مقدار چگالی آب موجود در مخزن می باشد در نظر گرفته

شد. جدول ۵ مشخصات این دو مدل را نشان می دهد. با توجه به نتایج شبیه سازی، هر چه میزان املاح آب موجود در مخزن بیشتر باشد؛ درصد برش و مقدار آب تولید شده از چاه کاهش می یابد، نتایج حاصل از شبیه سازی در نمودار ۶ نشان داده شده است.

جدول ۵- دانسیته فاز آب، نفت و اختلاف دانسیته دو فاز

مدل شماره ۱	دانسیته نفت (lbm/ft <sup>3</sup> )	دانسیته آب (lbm/ft <sup>3</sup> )	اختلاف دانسیته دو فاز (lbm/ft <sup>3</sup> )
مدل شماره ۱	۴۹/۵	۶۲/۴	۱۲/۹
مدل شماره ۲	۴۹/۵	۶۵/۴	۱۵/۹



نمودار ۶- تأثیر چگالی فاز آب بر درصد برش آب

با توجه به نتایج شبیه سازی مشخص می شود که با افزایش نسبت گرانروی نفت به آب، میزان تولید آب نیز افزایش یافته است نتایج حاصل از شبیه سازی در نمودار ۷ نشان داده شده است با توجه به نمودار مشخص می شود که با افزایش نسبت گرانروی نفت نسبت به گرانروی آب، میزان تولید آب افزایش یافته و پدیده مخروطی شدن سریعتر اتفاق می افتد.

## تأثیر گرانروی سیال

به منظور بررسی تأثیر گرانروی سیال هیدروکربنی سه مدل مختلف ساخته شد. مشخصات این مدل ها در جدول ۶ درج شده است.

پارامتر  $M$  به عنوان نسبت گرانروی فاز نفت به فاز آب در نظر گرفته شده است.

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (4)$$

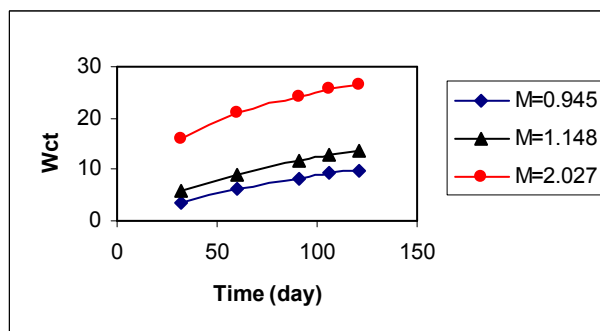


## جدول ۶-نسبت گران روی نفت به گران روی آب در مدل ها

مدل ها	$M = \frac{\mu_o}{\mu_w}$
مدل شماره ۱	۱/۱۴۸
مدل شماره ۲	۲/۰۲۷
مدل شماره ۳	۰/۹۴۵

این حالت چگالی و

گرانروی نفت کاهش می یابد. همچنین عملیات حرارتی نیز باعث کاهش ویسکوزیته نفت شده و بروز پدیده مخروطی شدن را به تعویق خواهد انداخت.



## نمودار ۷- تاثیر نسبت گرانروی فاز نفت به فاز آب بر درصد برش آب

### نتایج و پیشنهادات

چگالی نفت به طور قابل توجهی بر روی درصد برش آب تاثیر گذار می باشد زیرا بروز این پدیده در اثر غلبه نیروی ویسکوز بر نیروی گراویته می باشد و افزایش دانسیته نفت طبق رابطه (۱) سبب سهولت غلبه نیروی ویسکوز گشته و در نتیجه مقدار آب تولیدی افزایش می یابد.

دانسیته آب آبران نیز بر روی پدیده مخروطی شدن تاثیر گذار می باشد. افزایش دانسیته آب طبق رابطه (۱) باعث تقویت نیروی گراویته گشته و در نتیجه مقدار تولید آب کاهش می یابد.

تاثیر گران روی نفت بر روی بروز پدیده مذکور نیز شایان توجه می باشد. تغییر گرانروی نفت به طور مستقیم بر روی مقدار نیروی ویسکوز اثر گذار بوده و موجب به وجود آمدن عدم تعادل بین نیروی ویسکوز و گراویته می شود.

با توجه به نتایج به دست آمده کاهش چگالی و گرانروی سیال هیدروکربنی از به وجود آمدن پدیده مخروطی شدن جلوگیری می

کند بنا براین یک روش به منظور جلوگیری از بروز پدیده مخروطی شدن، تزریق گاز به صورت امتزاجی می باشد. زیرا در

### علائم اختصاری

$P_e$	فشار در مرز مخزن
$P_1$	فشار در نقطه بالائی مخروط
$\gamma_w$	چگالی آب (g/cc)
$\gamma_o$	چگالی نفت (g/cc)
$\Delta P$	افت فشار (Psi)
$Q$	دبی (BdL/day)
$A$	ثابت معادله (Psi/BbL/day)
$B$	ثابت معادله $\text{Psi}/(\text{BbL}/\text{day})^2$
$Z$	ارتفاع مخروط (بدون بعد)
$q_o$	دبی تولید (STB/day)
$\Delta \rho$	اختلاف دانسیته آب و نفت (g/cc)
$B_o$	ضریب حجمی نفت (BbL/STB)
$\mu_o$	گران روی نفت (Centipose)
$\mu_w$	گران روی آب
$K_h$	تراوایی در جهت عمودی (md)
$h$	ضخامت لایه نفت (ft)
$h_1$	ارتفاع مخروط در بالای سطح تماس آب و نفت (ft)

## منابع

- [1].Muskat, M, and Wychoff, R. (1935).”An approximate theory of water coning in oil production” , Trans Aime,(1935).
- [2].Van golf racht,TD, and Sonier fernand. ”Water coning in fractured resrvoir.”Sosity of petrolume engineering (SPE # 28572),1994.
- [3].Van golfracht,TD .”Fundamental of fractured reservoir,” Elsevier publication, (1989).
- [4].Computer modeling group. ”Technical manual of Imax black oil simulator”, (1995).