

## بررسی تطابق تاریخچه یکی از مخازن ایران به کمک مدل های تراوایی نسبی و فشار مویینگی

محسن نوربخش،

الناز خدایانه، سید علیرضا طباطبایی نژاد

[m\\_nourbakhsh@sut.ac.ir](mailto:m_nourbakhsh@sut.ac.ir)

[ekhodapanah@yahoo.com](mailto:ekhodapanah@yahoo.com)

[tabalireza@yahoo.com](mailto:tabalireza@yahoo.com)

### چکیده

یکی از اساسی ترین اهداف استفاده از نرم افزار های شبیه سازی ، پیش بینی عملکرد آینده مخازن تحت سناریوهای مختلف تولید و تزریق می باشد. نرم افزارها نیز در صورتی می توانند عملکرد قابل قبولی داشته باشند که مدل استاتیکی و دینامیکی مناسبی از مخزن در اختیار داشته باشند. مدل مناسب مخزنی نیز با کمک تطابق تاریخچه حاصل می گردد. پارمترهای مخزنی گوناگونی که عدم قطعیت دارند در تطابق تاریخچه مورد استفاده قرار می گیرند. در این تحقیق تاثیر مقادیر فشار مویینگی و تراوایی نسبی حاصل از مدل های تراوایی نسبی (Brooks and Corey و Corey و Honarpour و Keodertize و Pirson و Rose) و فشار مویینگی (LET و Brutsaert) بر تطابق تاریخچه بررسی شده است. مدل های تراوایی نسبی و فشار مویینگی پارامترهایی از قبیل اشباع آب همزاد ، تخلخل ، تراوایی مطلق ، اشباع بحرانی گاز ، اشباع بحرانی نفت و ضریب توزیع اندازه منافذ که عدم قطعیت در مورد مقادیر آنها وجود دارد را در اختیار کاربر برای تطابق تاریخچه قرار می دهد. پارامتر تراوایی نسبی حاصل از تغییر اشباع آب همزاد ، پارامتری موثر بر تطابق تاریخچه شناسایی شد. و از آنجا که مقادیر تراوایی نسبی و فشار مویینگی آزمایشگاهی و مدلی نتایج فشاری یکسانی در شبیه سازی داشته اند، لزوم انجام تستهای آزمایشگاهی هزینه بر و زمانبر تراوایی نسبی و فشار مویینگی را کم رنگ می کند.

واژه های کلیدی : تطابق تاریخچه ، مدل فشار مویینگی ، مدل تراوایی نسبی ، شبیه سازی ، مخزن شکافدار

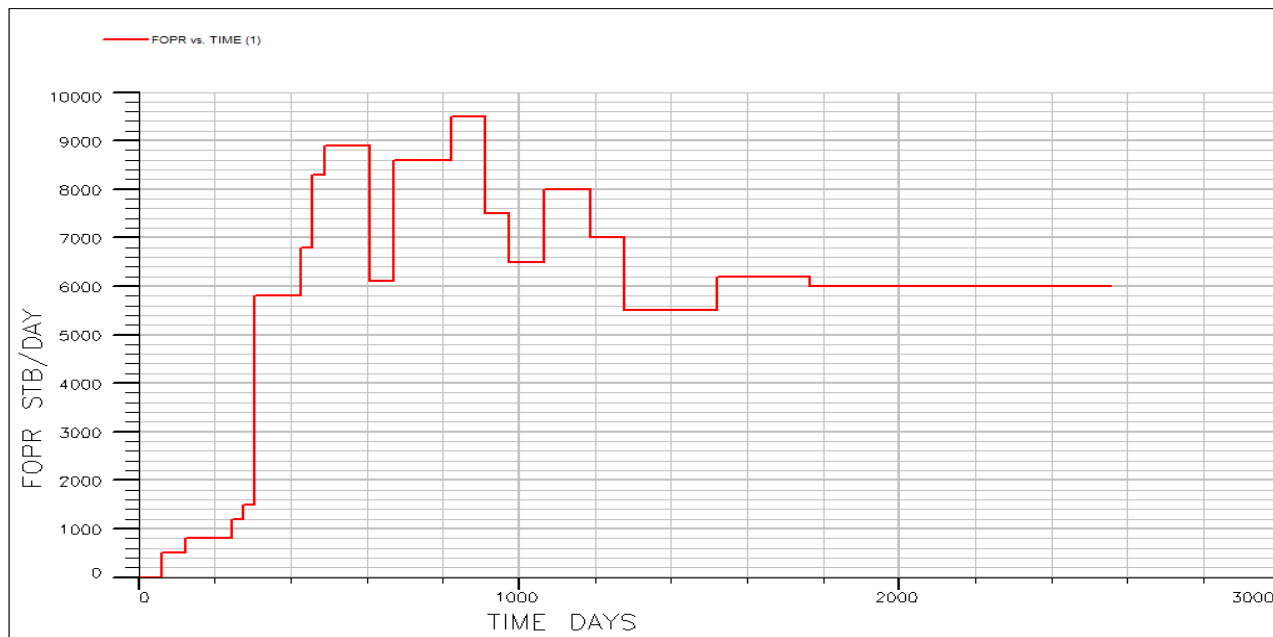
- ۱- دانشجوی کارشناسی ارشد
- ۲- استادیار
- ۳- دانشیار

تطابق تاریخچه و پیش بینی کردن (Forecasting) مخازن پیچیده ، از چالش های مدیریت بهینه مخزن می باشد. دلیل این امر نیز سطح بالای عدم قطعیت داده های موجود در مدل مخزن است. هدف تطابق تاریخچه تنظیم و کالیبره کردن مدل زمین شناسی و دینامیکی مخزن می باشد . این هدف با کمک داده های گوناگون از قبیل تخلخل ، تراوایی مطلق ماتریکس، ضریب شکل (shape factor) ، ارتفاع ماتریکس ، تراکم پذیری سنگ مخزن ، تراوایی و تخلخل شکاف انجام می پذیرد. و در نهایت مدل شبیه سازی شده باید توانایی تولید یک تاریخچه فشاری منطقی را داشته باشد. در این صورت می توان از مدل برای پیش بینی عملکرد آینده مخزن بهره برد. تطابق تاریخچه یک مسئله معکوس (inverse problem) است و جواب منحصر بفرد ندارد. بعبارت دیگر آرایش های گوناگون پارامترهای مخزن ، مدل های شبیه سازی مختلف منطبق با داده های گذشته را فراهم می آورند. تطابق تاریخچه معمول ، توسط فرایند حدس و خطا انجام می گیرد. عدم تطابق بین داده های حاصل از شبیه سازی و داده های مشاهده ای (واقعی مخزن) با تغییر دادن پارامترها و رساندن اختلاف دو مقدار (مشاهده ای و شبیه سازی) به حداقل ممکن صورت می گیرد [1].

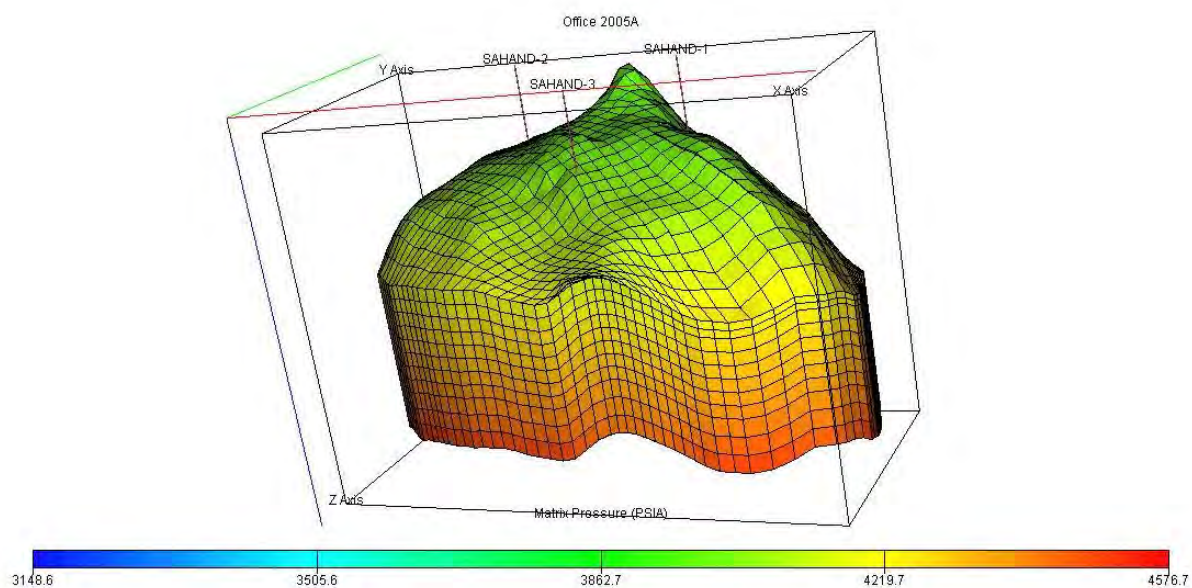
در تطابق تاریخچه از هر پارامتری که عدم قطعیت در مقدار آن وجود داشته باشد می توان استفاده کرد. در مراجع پارامترهای مذکور در بالا جهت تطابق تاریخچه معرفی گردیده اند. ولی از آنجا که مقادیر تراوایی نسبی ، فشار موینگی ، اشباع آب همزاد ، اشباع باقی مانده تخلخل و تراوایی در آزمایشگاه از یک مغزه حاصل می گردند و یک مغزه نماینده واقعی یک مخزن پیچیده و ناهمگن بزرگ نمی باشد به نظر می رسد می توان از این داده ها نیز در تطابق تاریخچه بهره برد. در این تحقیق اثر مقادیر تراوایی نسبی و فشار موینگی بر تاریخچه فشاری مخزن بررسی می گردد. مدل های تراوایی نسبی و فشار موینگی توابعی از مقادیر اشباع آب همزاد ، اشباع بحرانی ، اشباع باقی مانده ، خواص سنگ ، اندازه منافذ و غیره می باشند. بدین صورت که با تغییر این مقادیر می توان مقادیر تراوایی نسبی و فشار موینگی جدیدی بدست آورد.

## ۲- مخزن مورد مطالعه

یک مخزن نفتی اشباع شکافدار که دارای ۳ لایه نفتی می باشد مورد بررسی قرار گرفته شده است . این مخزن از اکتبر سال ۱۹۹۹ میلادی از سه چاه شروع به تولید کرده است (الگوی تولید مخزن در نمودار ۱) نمای مخزن در شکل ۱ قابل مشاهده است). لازم بذکر است که مدل شبیه سازی شده نیز مطابق الگوی مخزن واقعی طی ۷ سال تولید می کند. فشار اولیه مخزن ۴۱۰۰ psi می باشد. مقادیر فشار مخزن بمدت ۸ سال در منطقه عملیاتی در عمق مینا ثبت شده است (۱۹۹۹-۲۰۰۷). در مدل شبیه سازی شده نیز عمق مینای اندازه گیری فشار ، بلوک با مشخصه (۲۱، ۱۰، ۱۸) تعیین گردیده است. داده های فشاری ثبت شده مخزن تحت عنوان (Observation) در نمودارها قابل مشاهده است. این مخزن با کمک ۱۰۸۹۰ بلوک توسط نرم افزار اکلیپس شبیه سازی شده است.



نمودار ۱- نرخ تولید نفت مخزن در مدت ۲۶۰۰ روز



شکل ۱- نمای مخزن مورد مطالعه

مدل هایی که در این تحقیق برای محاسبه تراوایی نسبی و فشار موینگی استفاده کرده ایم مطابق جدول ۱ می باشند. همچنین مقادیر تراوایی نسبی و فشار موینگی که از آزمایشگاه بدست آمده اند در نمودار ها تحت عنوان (Experimental) مشخص شده اند.

جدول ۱ - مدل های مورد استفاده در تطابق تاریخچه

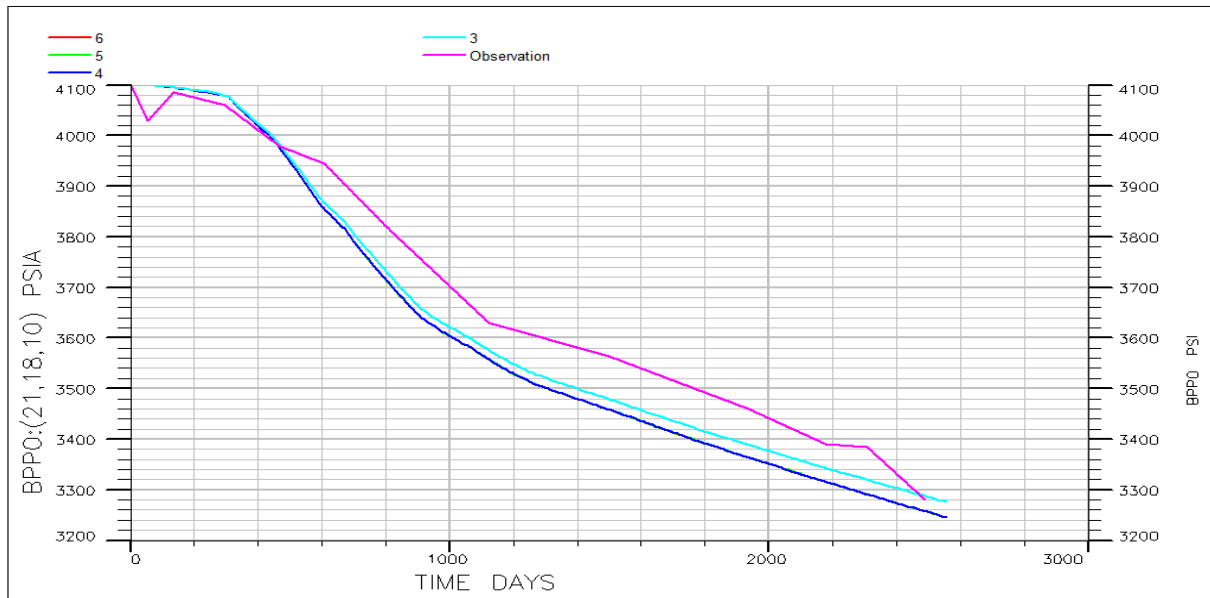
مدل	مدل
$K_{rg} = S^3(2 - S)$ $S = \frac{S_g}{1 - S_{wc}}$	$K_{ro} = (1 - S)^4$ <p>[2] ۱۹۵۴ Corey</p>
$K_{rg} = (1 - S_1^*)^2 \left[ 1 - (S_1^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right]$ $K_{rt} = (S_1^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}$	$S_1^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}}$ <p>[3] ۱۹۶۶ Brooks and Corey  <math>\lambda</math> معیاری از توزیع اندازه منافذ محیط است که از نمودار فشار موینگی بدست می آید.</p>
$K_{ro} = (S^*)^4$	$K_{rg} = (1 - S^*)^2(1 - S^{*2})$ $S^* = \frac{S_o}{1 - S_{wc}}$ <p>[4] ۱۹۸۰ Rose</p>
$K_{rog} = 0.93752 \left( \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \right)^4 \left( \frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wi} - S_{org}} \right)^2$ $K_{rg} = 1.8655 \frac{(S_g - S_{gc})(S_g)}{(1 - S_{wi})} K_{rg(sorg)} + 8.0053 * \frac{(S_g - S_{gc})(S_{org})^2}{(1 - S_{wi})} - 0.025890 (S_g - S_{gc})$ $* \left( \frac{1 - S_{wi} - S_{org} - S_{gc}}{1 - S_{wi}} \right) * \left( 1 - \frac{1 - S_{wi} - S_{org} - S_{gc}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \left( \frac{k_a}{\Phi} \right)$	<p>[5] ۱۹۸۲ Honarpour</p>
$S_1^* = \frac{\beta}{\beta + P_c \gamma}$ $S_1^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}}$	<p>[6] Brutsaert</p>
$P_{cog} = \frac{(P_{cog}^{fp} - P_{cog}^{tp})(1 - S_1^*)^L}{(1 - S_1^*)^L + E_{og}^{fp} S_1^{*T}}$ $S_1^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}}$	<p>[6] LET</p>
$S_1^* = 1 - \left( \frac{S_g}{1 - S_{ic}} \right)$ $S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - (S_{gc} + S_{ic})}$ $k_{rog}^* = 4.465936 S_1^{*2} - 0.252752 S_1^* - 22.93637 S_1^{*3} + 53.000956 S_1^{*4} - 55.19912 S_1^{*5} + 21.917911 S_1^{*6}$ $k_{rg}^* = 0.3296593 S_g^{*2} - 0.001723 k_a S_g^{*2} + 2.0568057 S_{wc} S_g^* + 1.2314265 \phi S_g^{*2}$	<p>[7] ۲۰۰۱ koederitz</p>
$K_{rl} = (S_{ID})^{\frac{1}{2}} S_1^3$ $S_{ID} = \frac{S_1 - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$ $K_{rg} = (1 - S_{ID}) \left( 1 - (S_{LD})^{\frac{1}{2}} (S_1)^{\frac{1}{2}} \right)^{\frac{1}{2}}$	<p>[8] ۱۹۵۸ Pirson</p>

در تطابق تاریخچه انجام شده مقادیر پارامترها طبق جدول ۲ تغییر یافته اند. مقادیر پارامترها در یک محدوده ی منطقی و قابل قبول تغییر یافته اند.و اثر این تغییرات بر مقادیر تراوایی نسبی و فشار موینگی در نمودار های ۲ تا ۸ قابل مشاهده است .

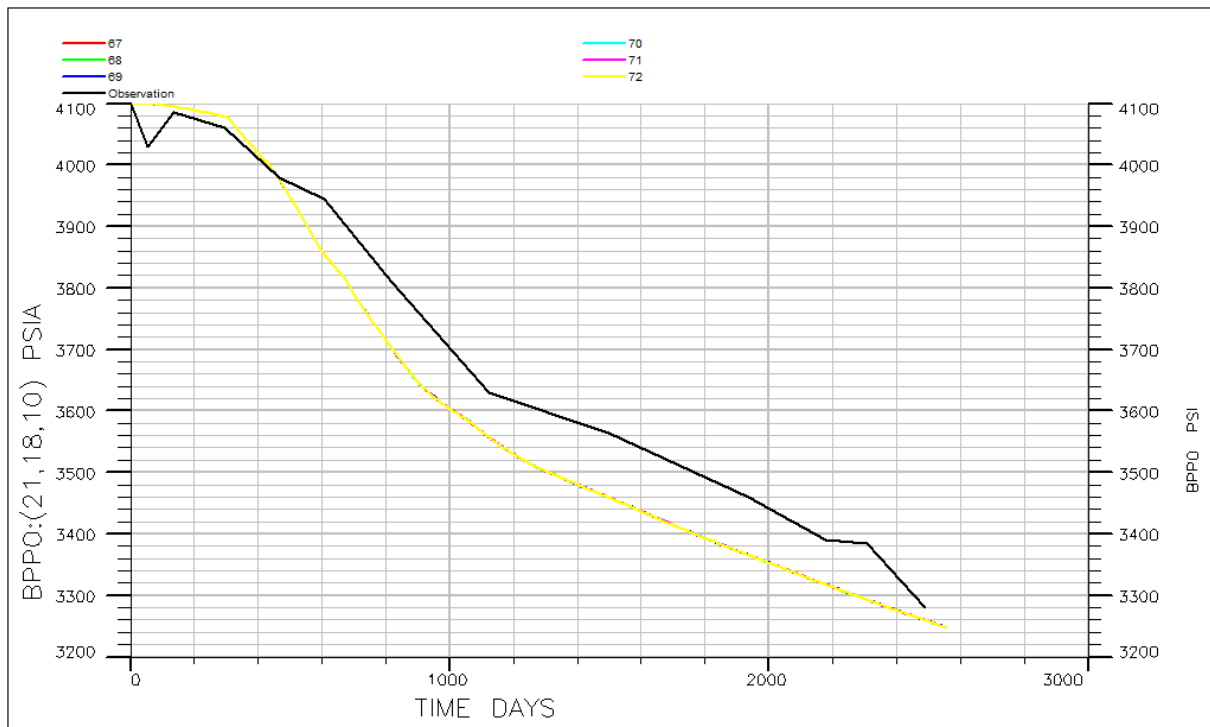
جدول ۲ مقادیر پارامترمدلها

مدل فشار موینگی	پارامتر	مقدار اولیه		مقدار حداکثر		مقدار حداقل	
LET	L	۵۸	۰/۲۳۳۳	۵۹	۰/۴۶۴۵	۶۰	۰/۰۰۲۰۶۱
	E	۶۱	۲/۱۱۸	۶۲	۳/۲۴۸	۶۳	۰/۹۸۸
	T	۶۴	۱/۹۱	۶۵	۲/۴۴۴	۶۶	۱/۳۷۶
Brutsaert	a	۶۷	۰/۸۶	۶۸	۰/۹۹۹	۶۹	۰/۷۲۱
	b	۷۰	۳/۰۳۸	۷۱	۳/۵۴۳	۷۲	۲/۵۳۳

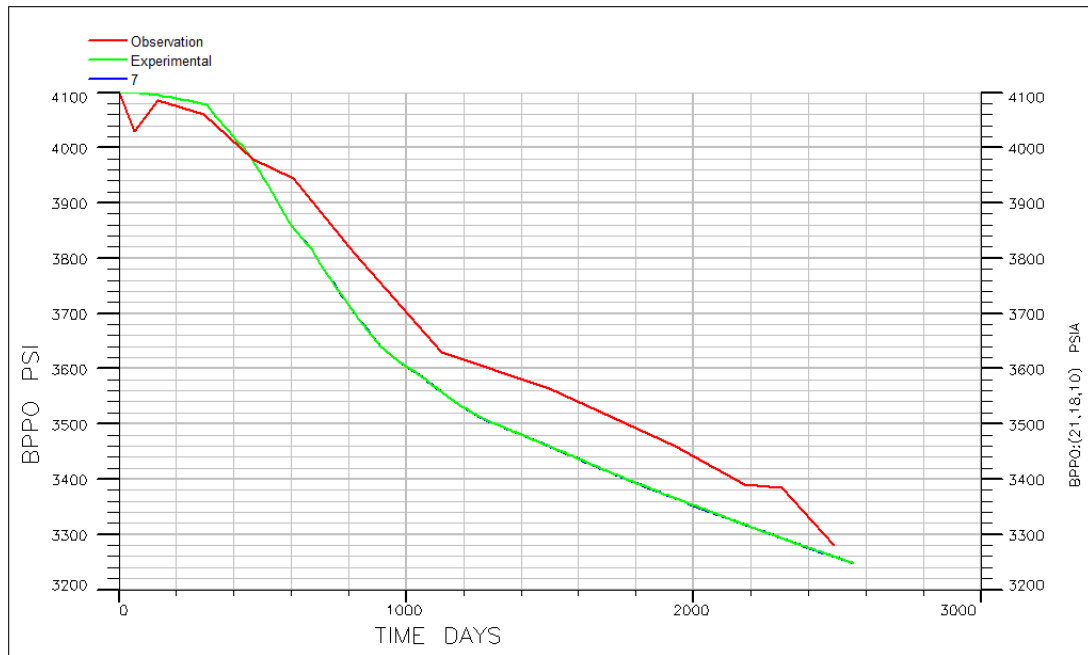
مدل تراوایی نسبی	پارامتر	مقدار اولیه		مقدار حداکثر		مقدار حداقل	
Brooks and Corey	Swc	۱	۰/۲۱۵	۲	۰/۲۴	۳	۰/۱
	$\lambda$	۴	۰/۹۸۲	۵	۲	۶	۰/۱۵
Corey	Swc	۷	۰/۲۱۵	۸	۰/۲۴	۹	۰/۱
Honarpour	Ka/ md	۱۰	۱/۹۶	۱۱	۳/۳۷	۱۲	۰/۷۱۸
	$\phi$	۱۳	۰/۰۶۵۷	۱۴	۰/۰۸۷	۱۵	۰/۰۳۳۵
	Sgc	۱۶	۰/۱۰۳	۱۷	۰	۱۸	۰/۱۵
	Swc	۱۹	۰/۲۱۵	۲۰	۰/۲۴	۲۱	۰/۱
	Sorg	۲۲	۰/۰۵۲	۲۳	۰/۱۵	۲۴	۰
KEODERTIZ-MODIFY	Swc	۲۵	۰/۲۱۵	۲۶	۰/۲۴	۲۷	۱,۰
	Ka/ md	۲۸	۱/۹۶	۲۹	۳/۳۷	۳۰	۰/۷۱۸
	$\phi$	۳۴	۰/۰۶۵۷	۳۵	۰/۰۸۷	۳۶	۰/۰۳۳۵
Pirson	Swc	۴۳	۰/۲۱۵	۴۴	۰/۲۴	۴۵	۰/۱
Rose	Swc	۴۶	۰/۲۱۵	۴۷	۰/۲۴	۴۸	۰/۱



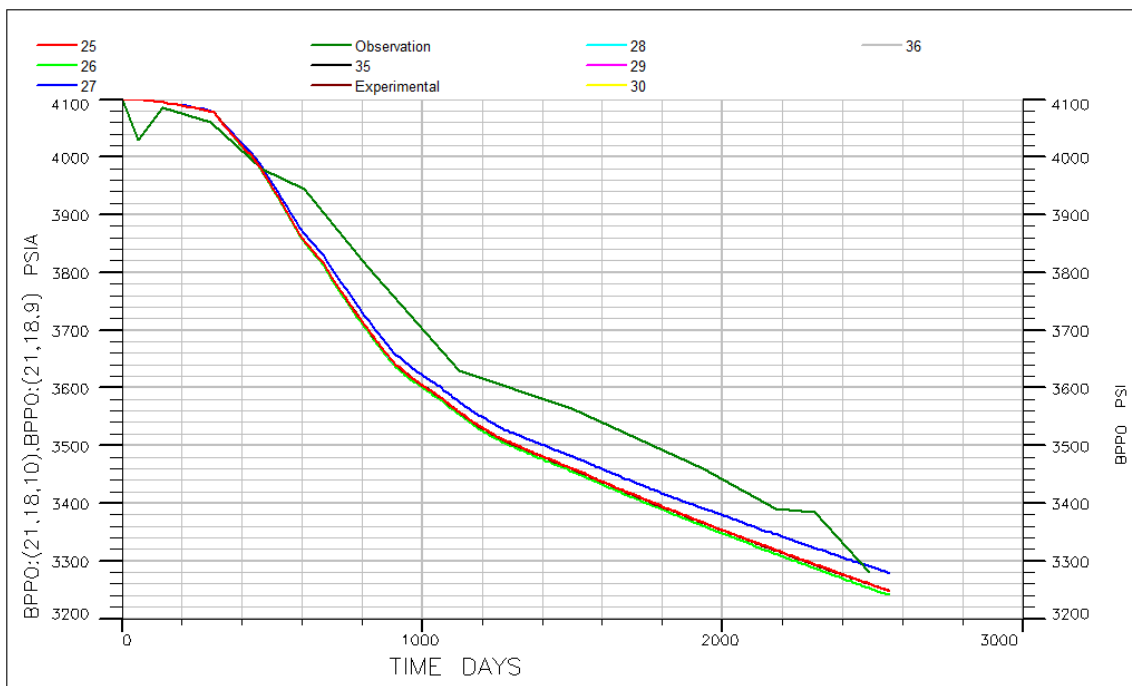
نمودار ۲- فشار مینا بر حسب زمان ( حالات مختلف پارامترهای مدل Brooks corey و اثر آن برمدل شبیه سازی )



نمودار ۳- فشار مینا بر حسب زمان ( حالات مختلف پارامترهای مدل فشار مویینگی Brutsaert و اثر آن برمدل شبیه سازی )

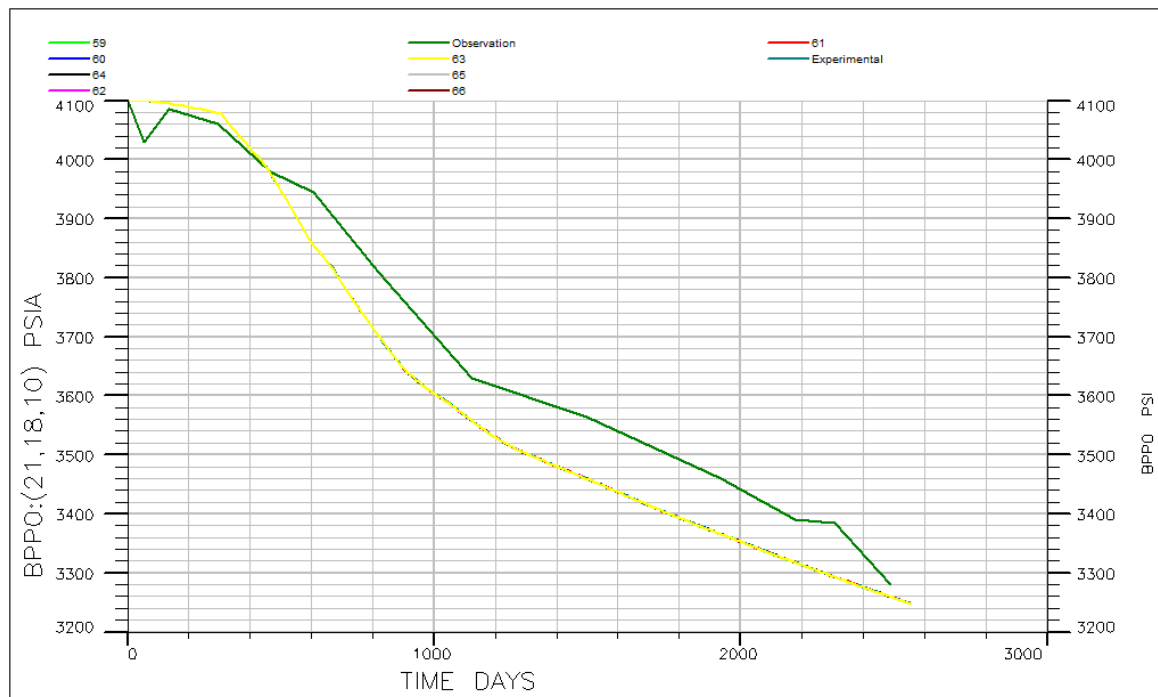


نمودار ۴ - فشار مینا بر حسب زمان (حالات مختلف پارامترهای مدل Corey و اثر آن برمدل شبیه سازی)

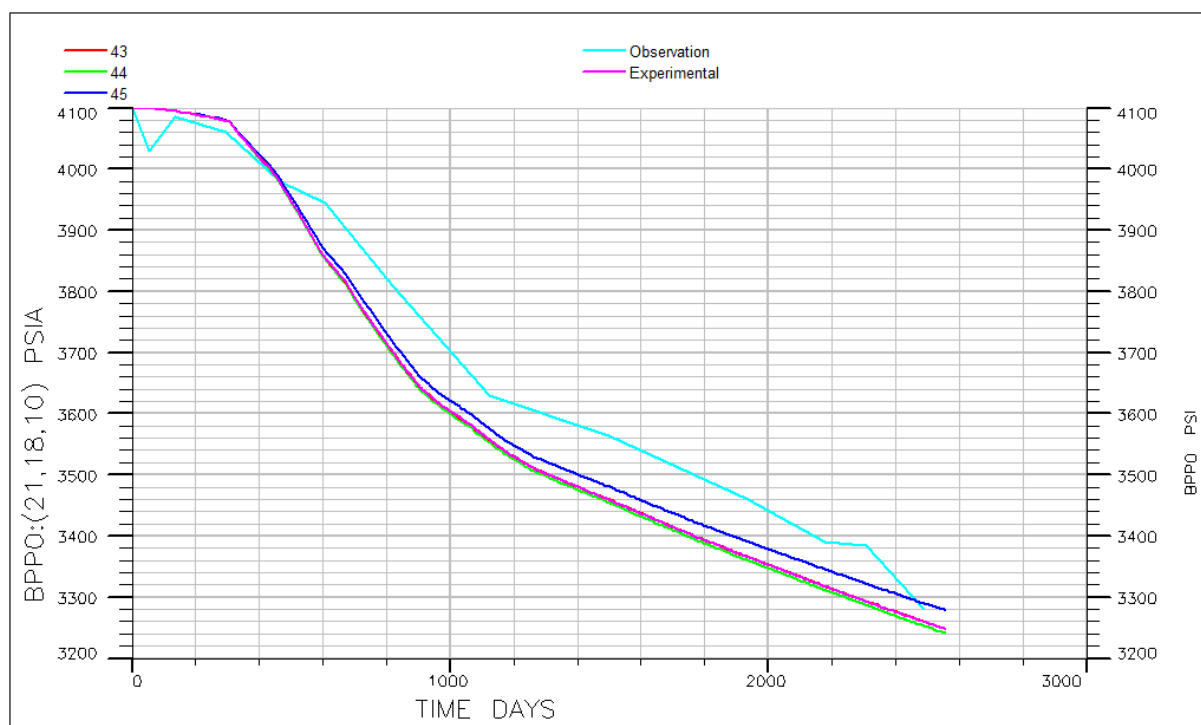


نمودار ۵ - فشار مینا بر حسب زمان (حالات مختلف پارامترهای مدل Keodrtize و اثر آن برمدل شبیه سازی)

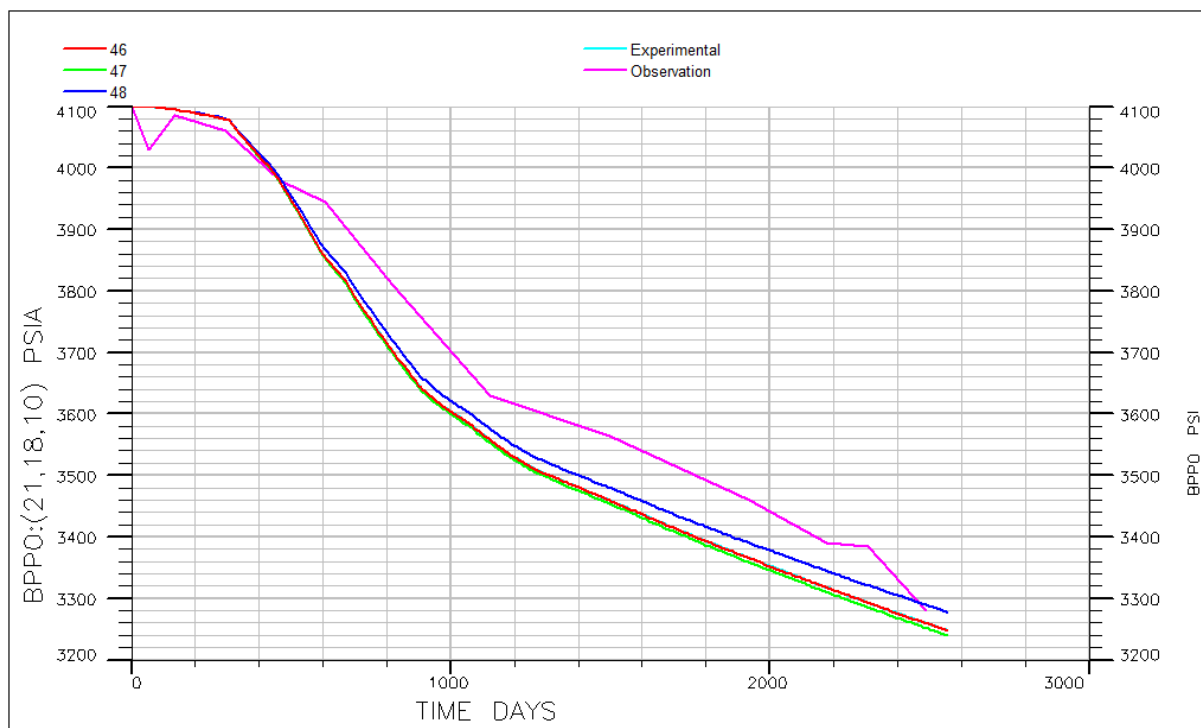




نمودار ۶- فشار مینا بر حسب زمان (حالات مختلف پارامترهای مدل فشار مویبندی LET و اثر آن بر مدل شبیه سازی)



نمودار ۷- فشار مینا بر حسب زمان (حالات مختلف پارامترهای مدل Pirson و اثر آن بر مدل شبیه سازی)



نمودار ۸ - فشار مبنا بر حسب زمان (حالات مختلف پارامترهای مدل Rose و اثر آن بر مدل شبیه سازی)

### ۳- نتیجه گیری

- طبق نمودار ۲ می توان نتیجه گرفت که تغییر مقدار ضریب اندازه منافذ در مدل Brooks & Corey تاثیری بر تطابق تاریخچه فشاری ندارد. همچنین می توان نتیجه گرفت که تغییر مقدار اشباع آب همزاد در مدل به ۰,۱ باعث بهبود فشار حاصل از مدل شبیه سازی می شود.
- طبق نمودار ۳ تغییر مقادیر فشار موینگی توسط مدل Brutsaert هیچ تاثیری بر تطابق تاریخچه فشاری مخزن ندارد.
- طبق نمودار ۴ تراوایی نسبی حاصل از مدل Corey و تست آزمایشگاهی نتیجه فشاری مشابهی در مدل شبیه سازی دارند. این نتیجه موفقیت مدل را بر تست های هزینه بر و زمانبر آزمایشگاهی نشان می دهد.
- طبق نمودار ۵ در مدل Keodertize تغییر مقدار Swc به ۰/۱ باعث بهبود پیش بینی فشاری مدل می شود و بر تطابق تاریخچه اثر مثبت دارد همچنین این نمودار نشان می دهد که تغییر مقادیر تراوایی مطلق، تخلخل و اشباع بحرانی گاز بر تطابق تاریخچه تاثیری ندارند.
- طبق نمودار ۶ تغییر مقادیر فشار موینگی حاصل از مدل LET تاثیری بر تطابق تاریخچه ندارد. همچنین بدلیل انطباق خوب داده های فشاری حاصل از مدل LET با داده های آزمایشگاهی Experimental فشار موینگی، می توان نتیجه گرفت مدل LET جایگزین مناسبی برای تست های آزمایشگاهی است.
- طبق نمودار ۷ در مدل Pirson تغییر مقدار اشباع آب همزاد به ۰,۱ نتیجه مثبتی بر تطابق تاریخچه فشاری مدل شبیه سازی دارد. همچنین این مدل نیز انطباق بسیار خوبی با حالت آزمایشگاهی تعیین تراوایی نسبی دارد.
- طبق نمودار ۸ در مدل Rose تغییر اشباع آب همزاد به مقدار ۰,۱ تاثیر خوبی بر تطابق تاریخچه فشاری مدل مخزن دارد. همچنین می توان دریافت که این مدل نیز تطابق فشاری خوبی با روش آزمایشگاهی تعیین تراوایی نسبی دارد.

- در تمامی مدل های تراوایی نسبی ، پارامتر اشباع آب همزاد ( SWC ) تاثیر چشمگیری بر تطابق تاریخچه فشاری مدل مخزن دارد .لذا استفاده از ساده ترین مدل تراوایی نسبی (مدلی که کمترین پارامتر را دارد ) ، Rose , Corey , Pirson پیشنهاد می شود.

### فهرست علائم:

$S_{org}$ اشباع نفت باقی مانده در حضور گاز	$K_{ro}$ تراوایی نسبی فاز نفت md
$S_{gc}$ اشباع بحرانی گاز	$K_{rg}$ تراوایی نسبی فاز گاز md
$K_{rg(sorg)}$ تراوایی نسبی گاز در اشباع باقی مانده نفت	$S_g$ اشباع فاز گاز
$k_a$ تراوایی هوا md	$S_{wi}$ و $S_{wc}$ اشباع آب همزاد
$\phi$ تخلخل	$S$ اشباع نرمالایز شده گاز
$S_{ID}$ اشباع نرمالایز شده مایع	$K_{rl}$ تراوایی نسبی فاز مایع (آب همزاد و نفت) md
$S_l$ اشباع مایع	$S_l^*$ اشباع نرمالایز شده فاز مایع
$K_{rog}^*$ تراوایی نسبی نفت md	$\lambda$ توزیع اندازه منافذ محیط متخلخل
$S_g^*$ اشباع نرمالایز شده گاز	$S_o$ اشباع فاز نفت
$k_a$ تراوایی مطلق md	$S^*$ اشباع نرمالایز فاز نفت
$S_l^*$ اشباع نرمالایز شده مایع (آب همزاد و نفت)	$K_{rog}$ تراوایی نسبی نفت در حضور گاز md
$S_{lc}$ اشباع بحرانی مایع	$S_{OD}$ اشباع نرمالایز فاز نفت

### مراجع

- 1- Marco A. Cardoso, April 2011, History Matching and Forecasting , JPT
- 2- Corey A .T,1954, The Interrelation between gas and oil Relative Permeabilities, Prod., Mon, 19,38.
- 3-Brooks, R.H ,1966, Properties of Porous Media Affecting Fluid Flow, J. Irrig Drain. Div,6,61
- 4-Rose,W, 1980,Some problems in applying the Hassler relative permeability method, Pet. Technol,8,1161.
- 5-Honarpour,M.M., KoederitzL. F., and Harvey, A. H, 1982, Empirical equations for estimating two-phase relative permeability in consolidated rock,Trans, AIME,273,2905.
- 6- J. Chen, J.W. Hopmans\* & M.E. Grismer,1988, Parameter estimation of two-fluid capillary pressure-saturation and permeability functions,elsevier, Advances in Water Resources Vol. 22, No. 5, pp. 479-493, 1999.
- 7- L.F. Koederitz,2001, Two-Phase Steady-State and Unsteady-State Relative Permeability Prediction Models, SPE 68065
- 8- Pirson, S.J. 1958, Oil Reservoir Engineering. McGraw-Hill, New York.