

## عملکرد چاه‌های افقی در مخازن گاز میعانی و تاثیر آن بر شاخص تولید میدان مشترک پارس جنوبی و شمال قطر

سید علی موسوی<sup>۱</sup>، ولی احمد سجادیان

### چکیده

در مخازن گاز میعانی با افت فشار به زیر نقطه شبنم، حجمی از ترکیبات سنگین به مایع تبدیل می‌شود. تمرکز اصلی این مقاله در ارزیابی مشکل سد میعانی و افزایش بهره‌وری تولید چاه در مخزن گاز میعانی است. این نظریه که چاه افقی دارای افت فشار کمتری نسبت به چاه عمودی است و این افت فشار کمتر در چاه افقی منجر به تاخیر افتادن فشار به زیر فشار نقطه شبنم در مقایسه با چاه عمودی می‌باشد مورد مطالعه و شبیه‌سازی قرار گرفته است. از شبیه‌سازی *ECLIPS 300* برای شبیه‌سازی مخزن استفاده شده است. چاه افقی در مقایسه با چاه عمودی میزان تولید گاز را در شرایط تولیدی یکسان به مقدار  $7300000$  *MSCF* افزایش می‌دهد.

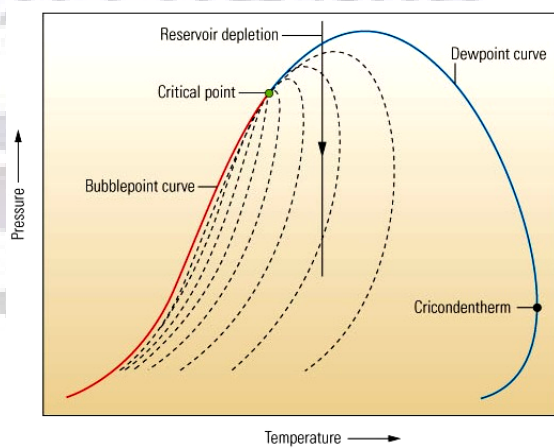
واژه‌های کلیدی: نقطه شبنم، سد میعانی، تغییر ترشوندگی، شاخص تولید

۱- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن هیدروکربوری دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات فارس

## ۱- مقدمه

متن مخازن گاز- میعانی عموماً در عمق بیشتر و در دما و فشاری بالاتر از مخازن نفتی یافت می‌شوند. مخازن گاز- میعانی را عموماً در قالب مخازن غیر معمول (Unconventional Reservoir) دسته بندی می‌کنند. دلیل نامگذاری این مخازن رفتار غیرمنتظر (Retrograde Behavior) سیالات هیدروکربوری موجود در آنهاست. در ابتدای بازه‌ی زمانی تولید، این مخازن مانند مخازن گازی تک فاز رفتار می‌کنند، اما با گذشت زمان و برداشت از مخزن، فشار کاهش یافته و اجزای سنگین تر از فاز گازی جدا شده و تجمعی از میعانات گازی را شکل می‌دهند. در شکل ۱ که نمودار فشار- دمای رفتار سیالات هیدروکربوری، ناحیه‌ی مربوط به سیالات با رفتار غیر منتظر، در حد فاصل دماهای بحرانی (Critical Point) و حداکثر دمای دو فازی (Cricodentherm) واقع شده است. اگر چه انتظار این است که با کاهش فشار گاز، گاز حالت خود را حفظ کرده و منبسط شود، اما برخلاف انتظار در این محدوده ( حد فاصل میان دمای بحرانی و حداکثر دمای دوفازی) با کاهش ایزوترمال (هم دما) فشار بر درصد مایع در مخلوط دو فازی افزوده می‌شود.

این روند، بسته به میزان اشباع گاز از ترکیبات میانی، ادامه یافته و سپس با کاهش بیشتر فشار معکوس شده و فاز مایع به تدریج ناپدید می‌شود. با رسیدن فشار مخزن به فشار نقطه شبنم، سیال در درون مخزن شروع به میعان کرده و هیدروکربور مایع به صورت قطراتی در محیط متخلخل پدیدار می‌شوند و به مرور به شکل یک لایه‌ی مایع به دیواره‌ی منافذ سنگ می‌چسبند (شکل ۱). به دلیل نرخ بالاتر افت فشار در نزدیکی چاه، تجمع میعانات در نزدیکی چاه بیشتر است.

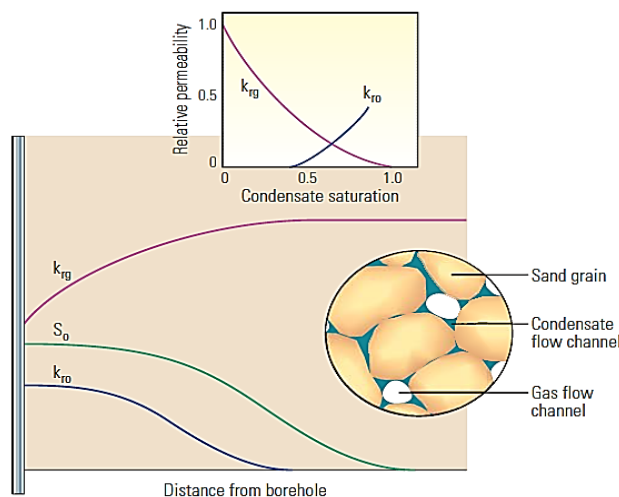


شکل ۱- نمودار فشار- دمای رفتار فازی سیالات هیدروکربوری

## ۲- سد میعانی

در یک مخزن گاز میعانی در اثر افت فشار در نزدیکی دهانه چاه به زیر فشار نقطه شبنم، اجزای سنگین (و با ارزش) سیال مخزن تبدیل به مایع شده و باعث محدود شدن جریان گاز در اطراف چاه و نهایتاً کاهش بهره‌دهی چاه می‌گردد. این پدیده که به آن Condensate Blockage یا Condensate Banking گفته می‌شود، نتیجه ترکیب چند عامل از جمله خواص فازی سیال، مشخصه‌های جریانی سازند، فشار سازند و فشار دهانه چاه می‌باشد. اگر این عوامل در ابتدای توسعه میدان در نظر گرفته نشوند دیر یا زود عملکرد تولید مختل خواهد شد.

درصد اشباع مایعات به علت بیشتر، در ناحیه نزدیک به دهانه چاه افزایش میابد. نفوذپذیری نسبی نفت با افزایش درصد اشباع مایعات، افزایش و در مقابل نفوذپذیری نسبی گاز در این ناحیه کاهش میابد و بدین ترتیب پدیده بلوک شدن گاز توسط مایعات یعنی Condensate blockage اتفاق می‌افتد.



شکل ۲- پدیده سد میعانی

### ۳- مدل سازی

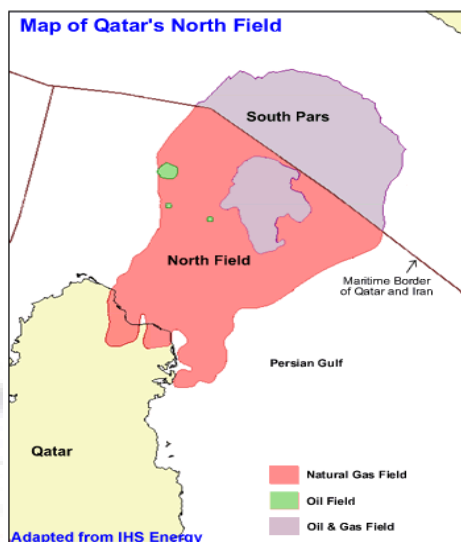
برای پیش بینی عملکرد میدان‌های گاز میعانی از مدل‌های شبیه‌سازی مخازن استفاده می‌شود. مدل‌ها خواص سنگ و سیال را برای پیش بینی اثر دینامیکی Condensate Blockage بر روی تولید گاز و میعانات گازی ترکیب می‌کنند. استفاده از گرید بلاک معمولی FFM (Full-Field Model) می‌تواند خیلی بزرگتر از منطقه انباشت (Blockage Zone) باشد و لذا چنین مدل بزرگی ممکن است بهره‌دهی چاه‌ها را بسیار بیشتر از مقدار واقعی تخمین زند. دقیقترین روش در تعیین رفتار میدان گاز میعانی استفاده از شبیه‌سازی با گریدهای کوچک (Find Grid) است و دو روش برای این کار وجود دارد: استفاده از یک مدل (FFM) که گریدها در موضعی کوچکتر شده باشند Local Grid Refinement (LGR) استفاده از مدل تک چاهی (Single-Well Model) که در آن ناحیه نزدیک چاه به گریدهای کوچک تقسیم شده است. LGR به این معنی است که بسیاری از جزئیات در شبکه بندی قرار می‌گیرد. هر یک از گریدها از شبکه بندی کوچک در کنار هم تشکیل شده است. شبیه‌سازی جدید مانند Eclipse 300 دارای LGR هستند. در این نرم افزار می‌توان از گرید بلاک‌های کوچک برای شبیه‌سازی نزدیک دهانه چاه یا عوارض دیگری مانند گسل‌ها استفاده کرد به طوری که بتواند جریان موضعی را در این نواحی شبیه‌سازی کند. گرید بلاک‌های دور از این عوارض به همان اندازه معمولی مدل FFM هستند. استفاده از مدل LGR گاهی اوقات زمان محاسبات کامپیوتر را افزایش می‌دهد.

### ۴- توصیف مخزن مورد مطالعه

مخزن مورد مطالعه از میدان گازی نفتی پارس جنوبی می‌باشد. بزرگترین ساختمان حاوی گاز در دنیا یعنی میدان پارس

جنوبی- شمال قطر در بین ایران و قطر مشترک می‌باشند. این میدان دارای ذخیره عظیمی از گاز در سازندهای فراقون- دالان- کنگان (سازند خوف) می‌باشد.

مخزن مورد مطالعه دارای چهار لایه زمین شناسی غیرمرتبط می‌باشد. K1 که در حدود ۲۰۴ فوت ضخامت، K2 که ۳۲۷ فوت ضخامت، K3 که ۲۵۵ فوت ضخامت و K4 که ۶۴۵ فوت ضخامت، می‌باشند. لایه غیر برقراری ارتباط بین K1 و K2 از ۳،۲۸ فوت انیدریت ساخته شده است. ۳،۲۸ فوت لایه ضخیم غیر برقراری ارتباط که K2 و K3 جدا می‌کند شامل مادستون انیدریت می‌باشد. لایه غیر برقراری ارتباط که K3 و K4 جدا می‌کند متشکل از ۱۴۲،۸۶ فوت انیدریت است. نفوذپذیری بالا در لایه‌های با ضخامت کم که شامل حفره و شکستگی می‌باشد از ویژگی‌های مهم زمین شناسی این سازند هستند.



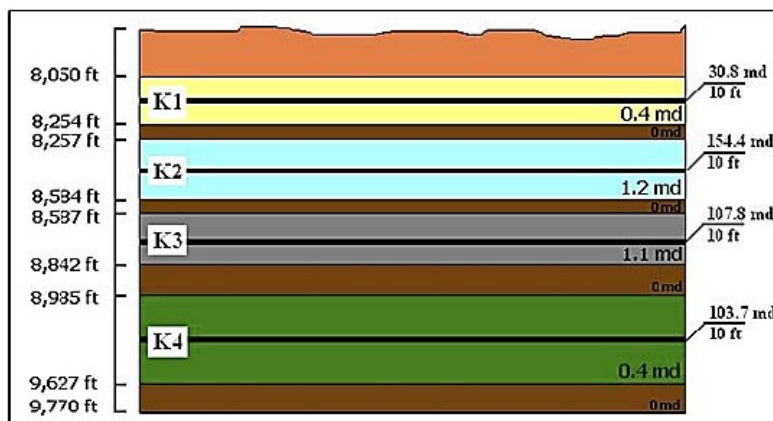
شکل ۳- موقعیت میدان پارس جنوبی- شمال قطر

جدول ۱ خواص سنگ بدست آمده از Witson and Kuntadi ۲۰۰۵ را نشان می‌دهد. K1 و K1 دارای تخلخل ثابت ۰،۱۰ در حالی که K2 و K3 دارای تخلخل ثابت ۰،۱۵ می‌باشند. سطح بالایی سازند ۸۰۵۰ فوت می‌باشد. شکل ۴ توزیع تروایی افقی را نشان می‌دهد. هر واحد زمین شناسی (K1, K2, K3, K4) ۱۰ فوت ضخامت دارد، نفوذپذیری بالا در مرکز لایه‌ها می‌باشد. این نفوذپذیری بالا بوسیله خطوط باریک سیاه در شکل ۴ نشان داده شده است. ناحیه‌های با نفوذپذیری کم در بالا و پایین ناحیه نفوذپذیری بالا (۱۰ فوت) در هر واحد زمین شناسی قرار دارد. نفوذپذیری در جهت X برابر به نفوذپذیری در جهت Y است، در حالی که نفوذپذیری در جهت عمودی ۰،۱ نفوذپذیری در جهت افقی می‌باشد. جدول ۲- نقطه انتهایی نفوذپذیری نسبی را نشان می‌دهد.

جدول ۱- خواص سنگ

مقدار	خواص سنگ
0.10	تخلخل K1
0.15	تخلخل K2
0.15	تخلخل K3
0.10	تخلخل K4
5.00E-06	تراکم پذیری سنگ (1/psi)
220.0	دمای مخزن (F)

50۵\*8.0 ضخامت بالا، سا: ند (ft)



شکل ۴- نفوذپذیری عمودی مخزن

جدول ۲- نفوذپذیری نسبی

Connate Water Saturation (Swc)	0.2
Residual Oil Saturation to Water (Sorw)	0.2
Residual Oil Saturation to Gas (Sorg)	0.2
Critical Gas Saturation (Sgc)	0.1
Water Relative Permeability at Sw=1-Sorw, Sg=0 (krwo)	0.5
Gas Relative Permeability at Sw=Swc, So=Sorg (krgro)	۰,۳
Oil Relative Permeability at Sw=Swc, So=0 (krowc)	0.9

جدول ۴ خواص سیال مخزن را نشان می‌دهد. جدول ۴ ترکیب مایع به دست آمده برای هر چهار لایه هیدروکربن K1، K2، K3 و K4 را نشان می‌دهد. جدول ۵ نشان می‌دهد که K4 و K1 در ترکیب مشابه هستند، و K2 و K3 نیز ترکیب مشابهی دارند.

جدول ۴- خواص سیال

خواص سیال	
تراکم پذیری آب (1/psi)	2.64E-۰۶
Water FVF (rb/stb)	1.0375
دانسیتته آب (lbs/cuft)	62.37
ویسکوزیته آب (cp)	0.65

جدول ۵- ترکیب سیال

K4 (% moles)	K3 (% moles)	K2 (% moles)	K1 (% moles)	Component
3.349	3.349	3.349	3.349	N2
0.529	3.029	3.029	0.529	H2S
1.755	1.755	1.755	1.755	CO2
83.265	80.765	80.765	83.265	C1
5.158	5.158	5.158	5.158	C2
1.907	1.907	1.907	1.907	C3
0.409	0.409	0.409	0.409	iC4
0.699	0.699	0.699	0.699	nC4
0.280	0.280	0.280	0.280	iC5
0.280	0.280	0.280	0.280	nC5
0.390	0.390	0.390	0.390	C6
0.486	0.486	0.486	0.486	C7
0.361	0.361	0.361	0.361	C8
0.266	0.266	0.266	0.266	C9
0.201	0.201	0.201	0.201	C10
0.153	0.153	0.153	0.153	C11
0.116	0.116	0.116	0.116	C12
0.089	0.089	0.089	0.089	C13
0.068	0.068	0.068	0.068	C14
0.052	0.052	0.052	0.052	C15
0.040	0.040	0.040	0.040	C16
0.073	0.073	0.073	0.073	C17-19
0.063	0.063	0.063	0.063	C20-29
0.011	0.011	0.011	0.011	C30+

جدول 6 پارامترهای مورد استفاده معادله حالت برای مدل‌سازی این مخزن را نشان می‌دهد. ضریب خارج از مرکزی  $W_i$  در ستون 5 برای تعریف مخلوط بدست آمده است. تغییرات حجم،  $\Delta V$ ، در ستون هفتم از جدول 5 اطلاعات ورودی برای تغییر ضرایب بفوگاسیته می‌باشد.  $[P]$  Parachors، در ستون شش جدول 5 برای تعیین کشش سطحی فازمایع و بخاراز مخلوط چندترکیب است. جدول 6 ضرایب بر هم کنش دوگانه را نشان می‌دهد.

جدول ۶- پارامترهای معادله حالت

Zc	Volume Shifts	Parachors	Acentric Factors	Tc (R)	Pc (psia)	MW	Component
0.29	-	59.1	0.037	227.	492.	28.0	N2
0.28	0.10	80.1	0.09	672.	1299	34.0	H2S
0.27	0.21	80	0.225	547.	1069	44.0	CO2
0.28	-	71	0.011	343.	667.	16.0	C1
0.27	0.05	111	0.099	549.	706.	30.0	C2
0.27	0.09	151	0.152	665.	616.	44.0	C3
0.28	0.10	188.8	0.186	734.	527.	58.1	i-C4
0.27	0.11	191	0.2	765.	550.	58.1	n-C4
0.27	0.09	227.4	0.229	828.	490.	72.1	i-C5
0.26	0.11	231	0.252	845.	488.	72.1	n-C5
0.27	0.13	232.57	0.237	924.	491.	82.3	C6
0.26	0.14	263.86	0.271	988.	457.	95.3	C7
0.26	0.15	296.05	0.309	1043	422.	108.	C8
0.25	0.16	327.55	0.350	1094	389.	121.	C9
0.25	0.18	358.48	0.389	1138	361.	134.	C10
0.24	0.20	389.21	0.429	1178	336.	147.	C11
0.24	0.21	419.72	0.468	1215	315.	160.	C12
0.24	0.23	449.99	0.506	1249	296.	172.	C13
0.24	0.24	480.01	0.544	1280	279.	185.	C14
0.23	0.25	509.77	0.581	1309	264.	197.	C15
0.23	0.26	539.27	0.617	1336	251.	210.	C16
0.22	0.28	595.13	0.685	1383	229.	233.	C17-19
0.21	0.32	753.83	0.871	1493	184.	299.	C20-29
0.20	0.11	1180.62	1.041	1616	167.	477.	C30+

مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی‌کیما ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir

جدول ۶- ظرایب برهم‌کنش دوتایی

<i>H2S</i>	<i>CO2</i>	<i>N2</i>	<i>Component</i>
0.12	0	0	<i>N2</i>
0.12	0	0	<i>CO2</i>
0	0.12	0.12	<i>H2S</i>
0.07	0.12	0.02	<i>C1</i>
0.06	0.15	0.06	<i>C2</i>
0.06	0.15	0.08	<i>C3</i>
0.06	0.15	0.08	<i>iC4</i>
0.06	0.15	0.08	<i>nC4</i>
0.06	0.15	0.08	<i>iC5</i>
0.06	0.15	0.08	<i>nC5</i>
0.05	0.15	0.08	<i>C6</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C7</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C8</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C9</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C10</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C11</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C12</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C13</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C14</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C15</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C16</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C17-19</i>
0.03	0.15	0.08	<i>C20-29</i>

## ۵- مدل‌سازی چاه

دو مدل چاه بکار گرفته شده است. یک مدل چاه عمودی و یک مدل چاه افقی. مدل چاه عمودی در مختصات شعاعی مدل‌سازی شد، در حالی که چاه افقی با مختصات کارتیزین مدل‌سازی شده است.

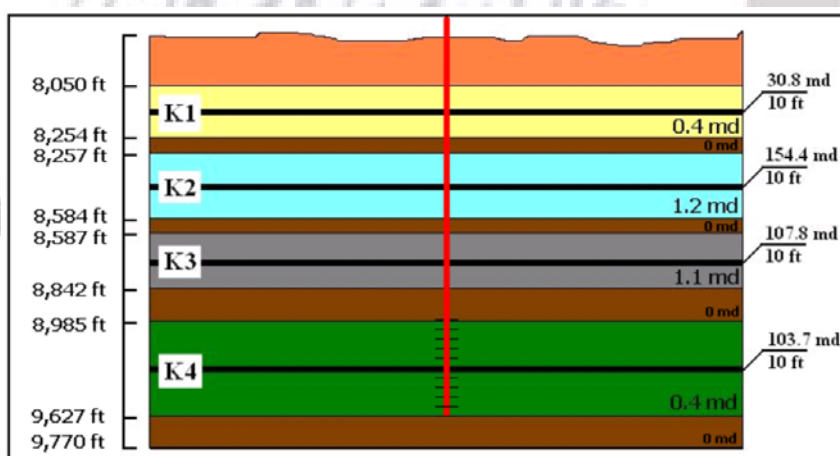
### ۵-۱ چاه عمودی



شکل ۶ و شکل ۷ مدل چاه عمودی مخزن را نشان می‌دهد. چاه عمودی به قطر ۱,۱۱۶ فوت، و گسترش ۱,۷۲۰,۲۴ فوت مدلسازی شده است. مختصات شعاعی استفاده شده ۴۰۰ بلوک می‌باشد. حلقه بزرگ سبز رنگ (در وسط مدل مخزن) و حلقه بزرگ قرمز رنگ (در پایین مدل مخزن) لایه‌های غیر مرتبط به اندازه ۱۴۲,۸۶ فوت از هر کدام برای مختصات عمودی می‌باشد.

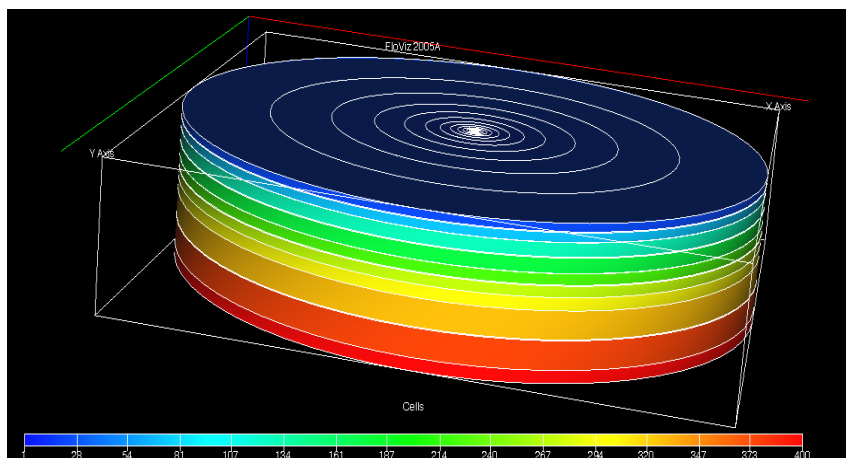
### ۲-۵ چاه افقی

شکل ۸ و شکل ۹ مدل چاه چند افقی را نشان می‌دهد. چاه افقی به قطر ۰,۵۸۳ فوت و طول ۹۴۵ فوت می‌باشد. شکل ۳-۸ مدل مخزن چاه افقی را نشان می‌دهد. چاه عمودی، چاه افقی در مرکز مخزن قرار گرفته است، و تعداد کل بلوک‌های شبکه بندی شده مورد استفاده در مدل مخزن چاه افقی ۱۳۴۵۶ است.

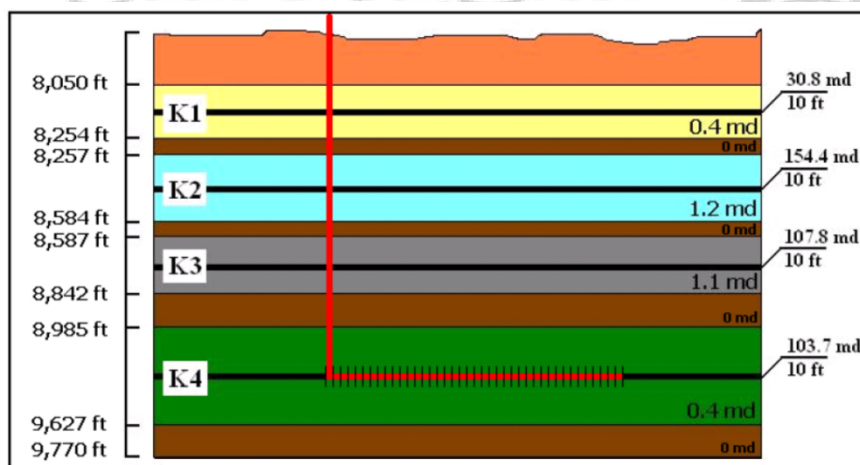


شکل ۶- مدل چاه عمودی

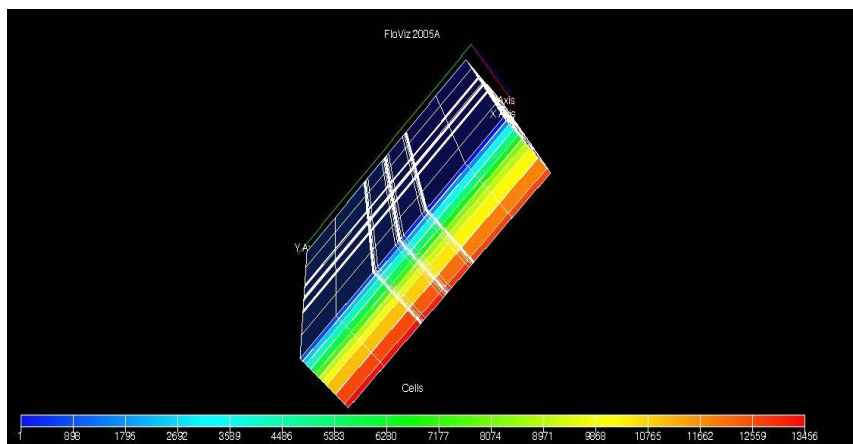
مجموعه مقالات چهارمین کنفرانس ملی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی  
 ۷ خرداد ۱۳۹۴، ایران، تهران، مرکز همایش‌های صدا و سیما  
 مجری: هم‌اندیشان انرژی کیمیا ۸۸۶۷۱۶۷۶ - ۰۲۱  
 www.Reservoir.ir



شکل ۷- مدل مخزن برای چاه عمودی



شکل ۸- مدل مخزن برای چاه افقی



شکل ۹- مدل مخزن برای چاه افقی

## ۶- مطالعات شبیه‌سازی

این بخش به توسعه مدل چاه‌های افقی براساس دیتاهای بیان شده به منظور مطالعه این نظریه که چاه افقی توانایی کاهش انسداد میعانی (تجمع میعانات) بیشتر از چاه‌های عمودی را دارد، و به این وسیله می‌توان تولید گاز را افزایش داد، می‌پردازد.

### ۶-۱ مقایسه افت فشار

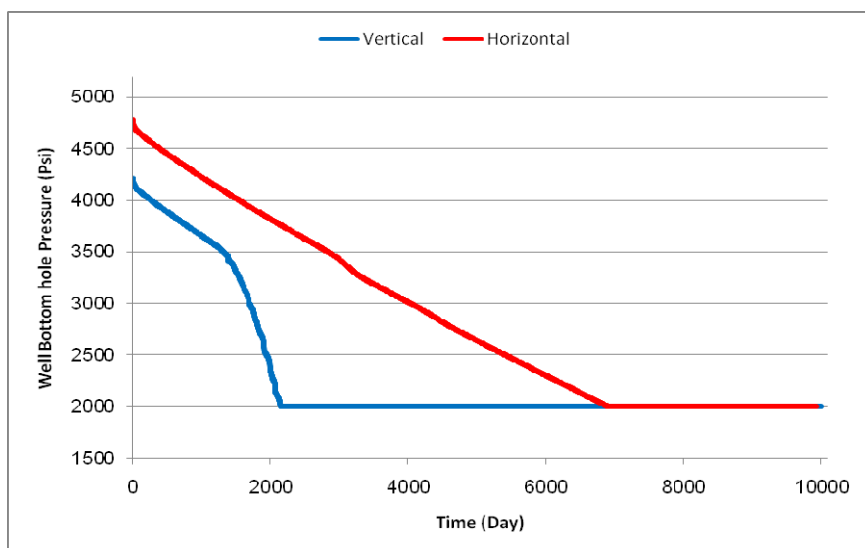
نمودار ۱ مقایسه افت فشار بین چاه‌های افقی و عمودی را نشان می‌دهد. خط قرمز رنگ فشار ته چاهی برای چاه‌های افقی، و خط آبی رنگ فشار ته‌چاهی برای چاه‌های عمودی را نشان می‌دهد. نمودار ۱ افت فشار برای چاه‌های عمودی را بیشتر از افت فشار در چاه‌های افقی نشان می‌دهد. طبق نمودار هر دو چاه عمودی و افقی با نرخ ثابت  $125000 \text{ MSCF/day}$  تا فشار جریان ته چاهی  $2000 \text{ psi}$  تولید می‌کند. چاه افقی به دلیل دراز بودن افت فشار کمتر دیرتر به فشار  $2000$  می‌رسد.

### ۶-۲ مقایسه اشباع نفت (میعانات گازی)

افت فشار بالا برای چاه‌های عمودی نمودار ۱ یک دلیل بسیار مهم است که چرا اشباع بلوک نفت (انسداد میعانی) دارای یک مقیاس بزرگتر برای چاه‌های عمودی از چاه‌های افقی می‌باشد، همانطور که در نمودار ۲ نشان داده شده است، افت فشار

بالا برای چاه‌های عمودی دلیلی بر رسیدن زود هنگام به نقطه شبنم در این چاه‌های نسبت به چاه‌های افقی است (برای چاه‌های عمودی ۱۲۴۴ روز و چاه‌های افقی ۲۹۶۰ روز).

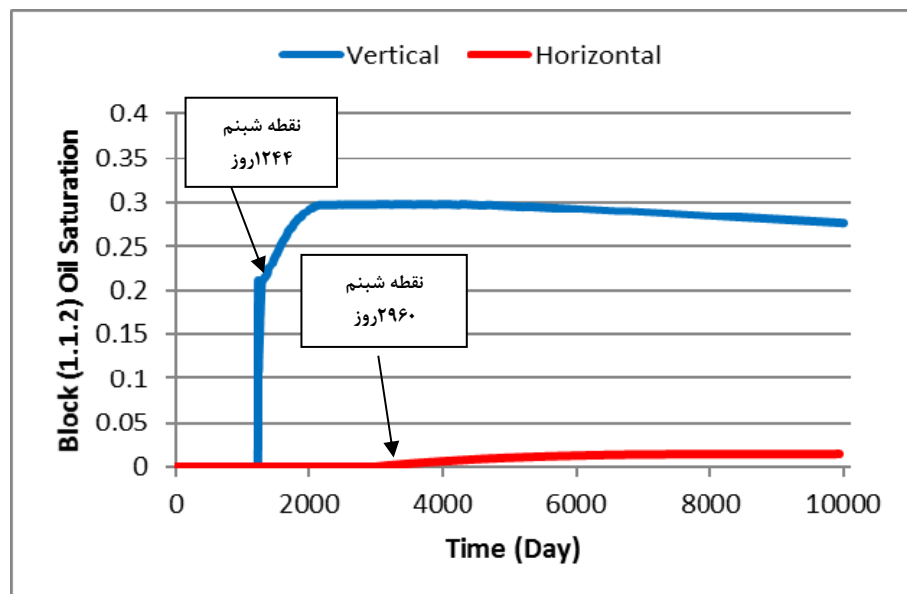
نمودار ۲ نشان می‌دهد با افزایش نقطه شبنم، اشباع نفت در نزدیکی چاه شروع به افزایش می‌کند. منطقه نزدیک چاه بعنوان ضخامت شبکه بندی نزدیک چاه در لایه تکمیل شده با نفوذپذیری بالا تعریف می‌شود.



نمودار ۱- مقایسه افت فشار بین چاه‌های افقی و عمودی

### ۳-۶ مقایسه گاز تولیدی

نمودار ۳ مقایسه گاز تولیدی بین چاه‌های افقی و عمودی را نشان می‌دهد. منحنی آبی رنگ برای چاه عمودی و منحنی قرمز رنگ برای چاه افقی می‌باشد. طبق نمودار بعد از ۱۰۰۰۰ روز تولید از مخزن با نرخ تولیدی  $125000 \text{ MSCF/day}$  مقدار  $1.04E+09$   $\text{MSCF}$  گاز تولید شده است. در مدت زمان و نرخ تولیدی مشابه برای چاه‌های افقی مقدار  $3040000 \text{ MSCF}$  گاز تولید شده است. بنابراین در شرایط مشابه تولیدی چاه افقی  $3040000 \text{ MSCF}$  تولید گاز را نسبت به چاه عمودی افزایش می‌دهد.



نمودار ۲- مقایسه اشباع نفت

#### ۴-۶ مقایسه گاز تولیدی

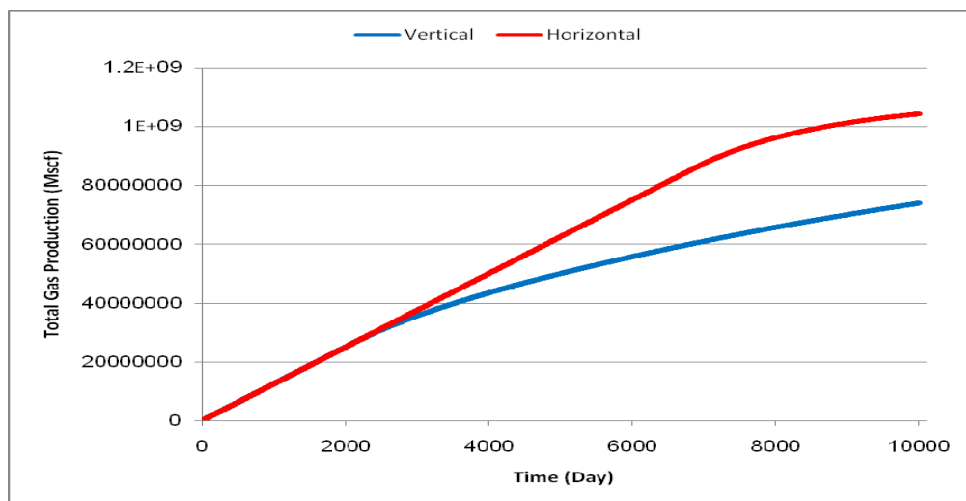
نمودار ۳ مقایسه گاز تولیدی بین چاه‌های افقی و عمودی را نشان می‌دهد. منحنی آبی رنگ برای چاه عمودی و منحنی قرمز رنگ برای چاه افقی می‌باشد. طبق نمودار بعد از ۱۰۰۰۰ روز تولید از مخزن با نرخ تولیدی ۱۲۵۰۰۰ MSCF/day مقدار ۷۳۰۰۰۰۰۰ MSCF گاز تولید شده است. در مدت زمان و نرخ تولیدی مشابه برای چاه‌های افقی مقدار  $1.04E+09$  MSCF گاز تولید شده است. بنابراین در شرایط مشابه تولیدی چاه افقی ۳۰۴۰۰۰۰۰ MSCF تولید گاز را نسبت به چاه عمودی افزایش می‌دهد.

#### ۷- شاخص تولید

شاخص تولید درجه ارتباط بین چاه و مخزن را توصیف می‌کند، و از داده‌های میدانی قابل محاسبه است. شاخص تولید، یا  $PI$ ، با تحرک سیال در چاه متفاوت خواهد بود. در شرایط حالت پایدار شاخص تولید به عنوان نرخ تولیدی فاز مورد نظر تقسیم بر افت فشار تعریف می‌شود. شاخص تولیدی برای چاه‌های افقی را می‌توان براساس معادله زیر محاسبه نمود:

$$I = \frac{Q_p}{P_d - P_w}$$

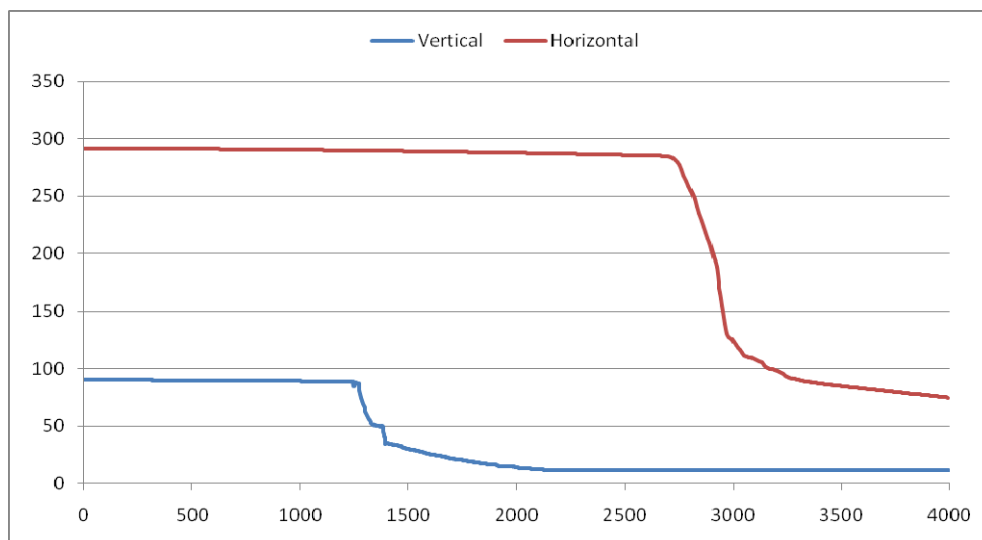
$J$  شاخص تولید،  $Q_p$  نرخ تولید فاز انتخابی،  $P_d$  فشار در شعاع ریزش،  $P_w$  فشار ته چاهی است. نمودار ۴ نشان می‌دهد که شاخص تولید در چاه‌های افقی بسیار بیشتر از شاخص تولید در چاه‌های عمودی است.



نمودار ۳- مقایسه کل گاز تولیدی

همانطور که بیان شد در شرایط حالت پایدار شاخص تولید به عنوان نرخ تولیدی فاز مورد نظر تقسیم بر افت فشار تعریف می‌شود. طبق معادله داری برای تولید بیشتر به افت فشار کمتری نیاز است، بنابراین هر چقدر سطح مقطع چاه بزرگتر باشد افت فشار کمتری اعمال می‌گردد. در چاه‌های افقی به دلیل دارا بودن سطح مقطع بزرگتری با مخزن دارای افت فشار کمتری نسبت به چاه عمودی می‌باشد.

نقطه شبنم در چاه‌های عمودی در حدود ۱۲۴۴ روز، در حالی که نقطه شبنم در چاه‌های افقی در حدود ۲۹۶۰ روز رخ می‌دهد. نمودار ۴ نشان می‌دهد که در چاه‌های عمودی زمانی که نقطه شبنم افزایش پیدا می‌کند، شاخص تولید، کاهش می‌یابد. PI برای چاه‌های افقی تحت تاثیر نقطه شبنم قرار نمی‌گیرد زیرا PI قبل از رسیدن فشار نقطه شبنم، و بعد از رسیدن به این فشار ثابت باقی می‌ماند. طبق نمودار ۴ با وجود اینکه بعد از ۳۰۰۰ روز فشار هر دو چاه عمودی و افقی به زیر فشار شبنم افتاده ولی با این وجود باز هم چاه افقی با شاخص تولید بالاتری به دلیل افت فشار کمتر در حال تولید است.



نمودار ۴- شاخص تولید در چاه‌های افقی

## ۸- نتیجه‌گیری

این بخش با استفاده از مدل چاه افقی در مطالعه این نظریه که چاه افقی دارای افت فشار کمتری نسبت به چاه عمودی است، این افت فشار کمتر در چاه افقی منجر به تاخیر افتادن فشار به زیر فشار نقطه شبنم در مقایسه با چاه عمودی می‌باشد. پس از رسیدن به فشار نقطه شبنم و تشکیل میعانات در مخزن، مقدار تشکیل میعانات در نزدیکی دهانه چاه افقی ۶٫۵ برابر کمتر از چاه عمودی است. بعد از ۱۰۰۰۰ روز تولید از چاه افقی با نرخ تولیدی ۱۲۵۰۰۰ MSCF/day مقدار ۷۳۰۰۰۰۰۰ MSCF گاز تولید شده است. در مدت زمان و نرخ تولیدی مشابه برای چاه‌های افقی مقدار  $1.04E+09$  MSCF گاز تولید شده است. شاخص تولید تحت تاثیر رسیدن فشار به نقطه شبنم است و بعد از رسیدن کاهش پیدا می‌کند، اما در چاه‌های افقی حتی بعد از رسیدن به نقطه شبنم PI هیچ تغییری نمی‌کند و نشان می‌دهد که نقطه شبنم تاثیری بر PI چاه افقی ندارد.

## مراجع

1. Li, K. and Firoozabadi, A. (June 2000). Phenomenological Modeling of Critical Condensate Saturation and Relative Permeabilities in Gas Condensate Systems, SPEJ 5 (2):138-147.
2. Li, K. and Firoozabadi, A. (April 2000). Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects, SPEREE 3 (2):139-149.
3. Whitson, C., and Kuntadi, A. (2005). Khuff Gas Condensate Development. Paper IPTC10692 presented at International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, November 21-23.