Archive of SID

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

بررسی نواحی جریان و پدیده لختگی سرعت در اطراف یکی از چاه‌های گاز میعانی جنوب ایران

سروش خاتمی[۱]، ابوالقاسم امامزاده[۲]، محمد جواد نبوی زاده[۳]
دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، دانشکده مهندسی نفت
Skh1366@gmail.com

چکیده

در مخازن گاز میعانی، تشکیل میعانات در مخزن در ناحیه اطراف چاه می‌تواند باعث تجمع میعانات و کاهش تراوایی نسبی و در نتیجه کاهش پتانسیل چاه شود. در سیستم های گاز میعانی عملکرد چاه به تراوایی نسبی، کشش سطحی و سرعت و همچنین رفتار فازی بستگی دارد. در نتیجه یک شبیه ساز مخزن می بایست این اثرات را لحاظ کند تا یک پیش‌بینی به‌حد کافی دقیق از عملکرد حاصل نماید. هدف این مقاله بررسی نواحی جریان و پدیده لختگی سرعت در اطراف یکی از چاه‌های گاز میعانی جنوب ایران با استفاده از شبیه‌سازی می‌باشد. به همین منظور ابتدا با استفاده از نرم‌افزار PVTi یک مدل ساخته شد و خواص مهم سیال مورد بررسی قرار گرفت. سپس یک مدل تک‌چاهی مخزن با استفاده از نرم افزار Eclipse300 شبیه‌سازی شد. در ساخت این مدل از اطلاعات موجود از خواص سنگ و سیال مخزن مورد مطالعه استفاده گردیده است. به منظور بررسی اثر عدد موییننگی با ثابت بودن کلیه خواص، یک مدل مشابه با در نظر گرفتن اثر موییننگی با فعال سازی گزینه‌های مربوط در نرم‌افزار ساخته شد و نواحی مختلف جریانی، تشکیل میعانات، نفوذپذیری نسبی فازهای مختلف و ... بررسی شد. نتایج نشان می‌دهند که بر اثر افت فشار در برخی نقاط مخزن مورد نظر فشار به زیر نقطه شبنم افتاده و در نتیجه میعانات در اطراف چاه تشکیل شده است. با رسم پروفایل اشباع میعانات تشکیل شده در اطراف چاه، اندازه نواحی جریانی مختلف تخمین زده شد. به علاوه در ناحیهٔ خیلی نزدیک چاه به‌دلیل سرعت بسیار بالای گاز، عدد موییننگی (Nc) افزایش می‌یابد و در نتیجهٔ آن اشباع میعانات در اطراف چاه کاهش و نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات افزایش می‌یابد. همچنین افزایش نرخ تولید گاز در محدوده عملی تأثیر زیادی بر کاهش تولید تجمعی میعانات ندارد.

واژه‌های کلیدی: مخازن گاز میعانی، نواحی جریانی، انسداد میعانی، پدیده لختگی

---

[۱] دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران
[۲] دانشیار دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران
[۳] استادیار دانشگاه آزاد اسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران

www.SID.ir

Archive of SID

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

۱- مقدمه

یک مخزن گاز میعانی می‌تواند توسط ارزشمندترین اجزای خود مسدود شود. مایع میعان می‌تواند در نزدیک چاه به‌دلیل افت فشار به زیر نقطه شبنم تجمع کرده و نهایتاً جریان گاز را محدود کند. انسداد نزدیک چاه می‌تواند بهره‌دهی یک چاه را تا حد زیادی کاهش دهد. این پدیده موسوم به انسداد میعانی یا تجمع میعانی از تلفیق عواملی شامل خواص فازی سیال، مشخصات جریان سازند و فشارهای در سازند و درون چاه منتج می‌شود. اگر این عوامل در آغاز توسعه میدان درک نشوند، دیر یا زود عملکرد تولید متحمل عواقب آن می‌گردد.

به‌عنوان مثال، بهره‌دهی چاه در میدان آرون در سوماترای شمالی اندونزی حدود ۱۰ سال بعد از شروع تولید به طور قابل توجهی کاهش یافت. از آنجایی که قابلیت تحویل‌دهی[۴] در نقطه حساس رساندن به میزان ضرورت‌های قراردادی تحویل‌دهی گاز قرار داشت، این مسئله امری جدی تلقی می‌شد. مطالعات روی چاه شامل آزمایش فشار گذار[۵] نشان داد که این کاهش ناشی از تجمع میعانات در اطراف چاه بوده است [۱].

بر خلاف مخازن گازی، در مخازن گاز میعانی دو فاز هیدروکربنی (گاز و میعان) می توانند در شرایط مخزن وجود داشته باشند. این مسئله رفتار فازی و جریانی را نسبت به مخازن گاز خشک کاملاً متفاوت می سازد. همچنین کاملاً مستند گردیده است که رفتار جریانی سیال سیستم های گاز میعانی نزدیک به بحرانی نسبت به سیستم های متداول نفت-گازی متفاوت می باشد؛ به ویژه در اطراف چاه ناحیه‌ای که به طور چشمگیری بر بهره دهی تاثیر میگذارد. به طوری که سیستم های گاز میعانی با کشش سطحی بسیار پایین مشخص می گردند. بنابراین تراوایی نسبی سیستم های گاز میعانی وابستگی منحصر به فردی نسبت به کشش سطحی (باردون و لانگرون ۱۹۸۰، اصار و هندی ۱۹۸۸) و سرعت (دانش و همکاران ۱۹۹۴، هندرسون و همکاران ۱۹۹۵، بلوم و همکاران ۱۹۹۷) دارد.

بطور کلی، هیدروکربن‌ها در یک مخزن گاز میعانی در زمان اکتشاف به صورت تک فاز می باشند. تحت فرآیند همدمای تخلیه، با افت فشار به زیر فشار نقطه شبنم سیال، میعان برگشتی در مخزن آغاز شده و اشباع میعان با ادامه ی تخلیه افزایش می یابد. این افزایش تا مقدار بیشینه‌ای است معروف به بیشینه مایع ترک شده (MLDO) و بعد از آن اشباع میعان کاهش یافته و اگر تخلیه تا فشار معینی در نمودار فازی ادامه یابد، تبخیر می گردد.

به این ترتیب چالش اصلی در توسعه‌ی مخزن گاز میعانی این است که بازیافت سیال را به بیشترین و میعان معکوس در شرایط مخزن را به کمترین مقدار برسانیم. میعان در مخزن از آن جهت نا مطلوب است که که مایع برگشتی گران‌قیمت در مخزن از دست می‌رود و تقریباً دیگر تحت فرآیند تخلیه طبیعی بازیافت نخواهد شد. به‌علاوه میعان در مخزن می‌تواند باعث تجمع مایع در ناحیه اطراف چاه (انسداد میعان) و کاهش تراوایی نسبی و در نتیجه کاهش پتانسیل چاه شود. در سیستم های گاز میعانی عملکرد چاه به وابستگی تراوایی نسبی بر کشش سطحی و سرعت و همچنین رفتار فازی بستگی دارد. در نتیجه یک شبیه ساز مخزن می بایست این اثرات را لحاظ کند تا یک پیشبینی به‌حد کافی دقیق از عملکرد حاصل نماید.

با این حال اثرات تراوایی نسبی افزوده در ناحیه نزدیک چاه رخ می‌دهد؛ زیرا سرعت گاز و بنابراین نیروی گرانروی بسیار شدید است. نسبت نیروی گرانروی به نیروی مویینگی عدد مویینگی نامیده می‌شود. شرایط گرادیان فشاری ناشی از سرعت بالا یا کشش

[۴] Deliverability
[۵] Pressure Transient Testing

www.SID.ir

Archive of SID

سطحی پایین، اعداد مویینگی بالا دارند که نشان‌دهنده غالب بودن نیروهای گرانروی و بیشتر بودن تراوایی نسبی به گاز از این میزان در نرخ جریان‌های کمتر می‌باشد. حتی در سرعت‌های جریان بالاتر نزدیک‌تر به چاه، اثر لختگی یا فورچیمر تراوایی نسبی گاز را تا حدودی کاهش می‌دهد. اساس این اثر نیروی بازدارنده لختگی با افزایش سرعت سیال در عبور از گلوگاه‌های خلل و فرج و کاهش سرعت آن در بدنه خلل و فرج می‌باشد. نتیجه آن یک تراوایی ظاهری کمتر نسبت به تراوایی قابل انتظار از از قانون دارسی می‌باشد. این اثر معمولاً به جریان غیر دارسی ارجاع داده می‌شود.

برخی محققین (سعیدی و هندی ۱۹۷۴، گراویر و همکاران ۱۹۸۳، اصار و هندی ۱۹۸۸) گزارش داده اند که میعان در ناحیه اول بی حرکت خواهد بود تا زمانی که به یک اشباع بحرانی برسد که در آن نقطه می تواند جریان یابد. این مطالعات اشباع میعانی بسیار بحرانی را نشان دادند. دانش و همکاران ۱۹۹۳ به‌طور تجربی با میکرومدل‌ها اثبات کردندکه اشباع بحرانی میعان برابر یا خیلی نزدیک به صفر می باشد. آنها همچنین نشان دادند که میعان در خلل و فرج همراه گاز جریان می یابد اما تراوایی نسبی میعان در مقایسه با تراوایی نسبی گاز بسیار کم است. بنابراین سیستم اطراف چاه پس از زمانی معینی از تولید به یک شرایط پایدار می رسد. بدان معنی که میعان در اطراف چاه به‌دلیل اندازه کم تراوایی نسبی اش تجمع می نماید تا اینکه جریان به سمت چاه با جریان خروجی از چاه برابر شود.

در واقع اهمیت اثر تزویج مثبت[۶] و اینرسی منفی روی تراوایی نسبی گاز میعانی تابع پیچیده‌ای از پارامترهای بسیاری از قبیل خواص سنگ، خواص سیال (چگالی، گرانروی، غنی بودن سیال، کشش سطحی) و سرعت در خلل و فرج است. در عمل، این دو اثر مخالف همواره در رقابت با هم هستند.

با توجه به مطالعات فی‌ونگ (۱۹۹۵)، جریان سیال در یک چاه تولیدی در یک مخزن گاز میعانی در طول تخلیه به سه ناحیه اصلی جریان تقسیم می‌شود. ناحیه‌ای است دور از چاه که فشار مخزن در آن بالاتر از نقطه شبنم است از این رو تنها حاوی گاز تک‌فاز است (ناحیه ۳). ناحیه‌ای که فشار مخزن زیر نقطه شبنم افتاده و میعانات در مخزن تشکیل شده است. با این حال، اشباع میعانات انباشته برای جریان فاز مایع به اندازه کافی بالا نیست. بنابراین، فاز در حال جریان در این ناحیه هنوز فقط تک‌فاز گاز است و گاز در حال جریان به دلیل ترک جزء سنگین‌تر به داخل مخزن، سبک‌تر می‌شود (ناحیه ۲) و یک ناحیه درونی نزدیک به چاه که در آن فشار مخزن بیشتر زیر نقطه شبنم افتاده و اشباع میعانات از حد بحرانی تجاوز کرده و بخش میعانات تجمع یافته متحرک می‌شود. تحرک‌پذیری[۷] فاز گاز به علت وجود فاز مایع به شدت دچار اختلال می‌شود (ناحیه ۱).

گریگارتن و همکاران (۲۰۰۰) به وجود ناحیهٔ چهارمی در نواحی خیلی نزدیک به چاه اشاره کردند و بیان کردند که در این ناحیه به‌دلیل سرعت بسیار بالای گاز و کاهش کشش سطحی، عدد مویینگی (Nc) افزایش می‌یابد، که نتیجهٔ آن کاهش اشباع میعانات در اطراف چاه و افزایش نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات است. وجود چنین پدیده‌ای باعث بهبود بهره‌برداری از یک مخزن در تولید گاز و میعانات می‌شود. مقدار عدد مویینگی متناسب با سرعت می‌یابد و بالاترین مقدار آن در ناحیهٔ نزدیک به چاه می‌باشد. اگر مقدار عدد مویینگی از یک حد پایه[۸] بالاتر باشد بهبود چشمگیری در مقدار جابجایی مایع توسط گاز رخ می‌دهد. عدد مویینگی پایه حد پایین تأثیرگذاری عدد مویینگی بر نفوذپذیری است. آزمایش‌ها نشان می‌دهند که عدد مویینگی پایه برای گازها در حدود 10^{-5} می‌باشد. معمولاً عدد مویینگی تا این اندازه بزرگ، در ناحیهٔ چند فوتی اطراف چاه اتفاق می‌افتد و سبب افزایش بهره‌دهی چاه می‌شود [۲]. امروزه نرم‌افزارهای شبیه‌ساز نیز گزینه‌هایی را برای در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی دارند.

---

[۶] Positive coupling

[7] mobility

[۸] Base Capillary Number

www.SID.ir

Archive of SID

هدف از این مطالعه شناسایی نواحی مختلف جریانی و خصوصاً ناحیهٔ چهارم (ناحیهٔ لختگی) در یکی از میدان‌های گاز میعانی جنوب ایران است که در ادامه مورد بحث و بررسی قرار می‌گیرد.

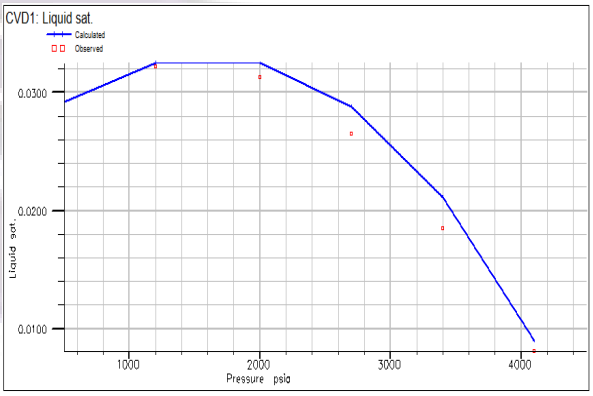
۲- مدل PVT

دما و فشار اولیهٔ مخزن به ترتیب ۲۲۰°F و ۵۳۰۰ psia هستند. فشار مخزن از فشار نقطهٔ شبنم (۴۶۰۰ psi) بالاتر می‌باشد و مخزن در شرایط اولیه در حالت تک‌فاز گاز قرار دارد. ترکیب اجزا سیال مخزن در جدول ۱ آورده شده است. به منظور کاهش Run time مدل، با استفاده از گروه‌بندی، اجزا سیال به ۷ شبه‌جزء کاهش یافت. سپس با وزن‌دهی به اطلاعات پارامترهای با قطعیت بالا و تغییر پارامترهای با قطعیت پایین همچون ضریب برهمکنش دوگانه، دمای بحرانی، فشار بحرانی برخی از ترکیبات و انجام رگرسیون پارامترهای معادلهٔ حالت برای مدل PVT سیال مخزن با استفاده از داده‌های آزمایش‌های CCE و CVD تنظیم شد.

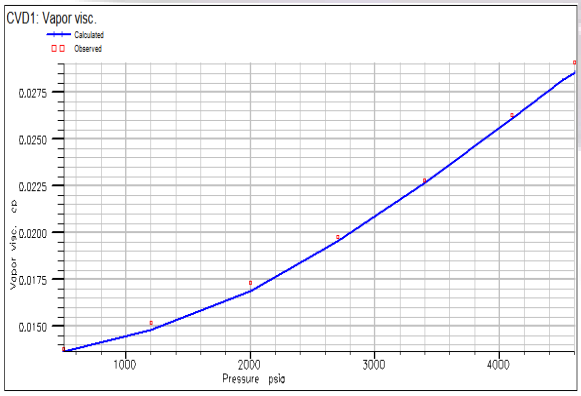
جدول ۱: ترکیب سیال مخزن

H_2S	CO_2	N_2	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	C_5	iC_5	nC_5	C_6	C_{7+}
0.15	1.92	3.18	82.9	5.23	1.95	0.42	0.72	0.01	0.32	0.29	0.4	2.51

یکی از مهم‌ترین خواصی که طی هر دو آزمایش اندازه‌گیری می‌شود حجم نسبی میعانات است که بیشترین مقدار آن به‌عنوان حداکثر مایع ترک شده (MLDO) شناخته می‌شود. همان‌طور که در شکل ۱ مشاهده می‌شود مقدار MLDO برای سیال مخزن در حدود ۳ درصد می‌باشد. خواص سیال پیش‌بینی شده توسط نرم‌افزار در شکل‌های ۱ تا ۴ آمده است.



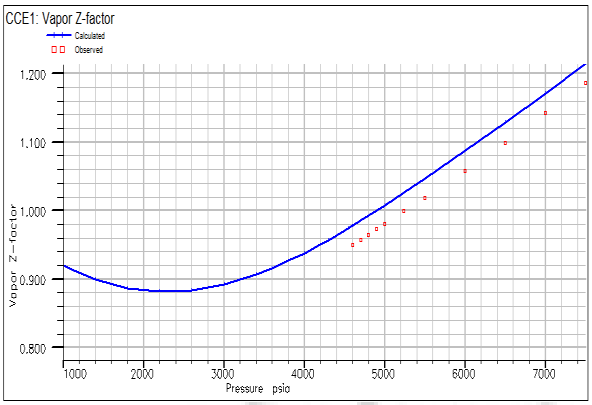
شکل ۱: تطابق داده‌های حجم مایع مشاهده شده با مدل PVT ساخته شده.



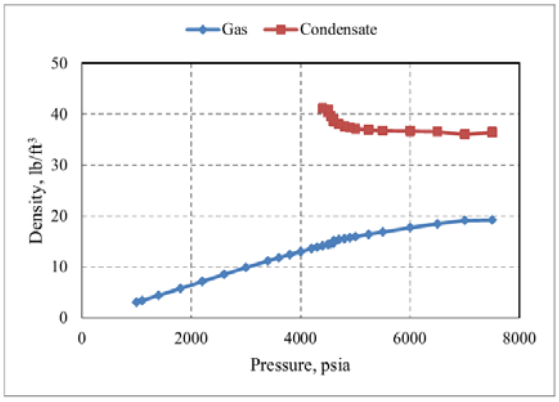
شکل ۲: گرانروی گاز بر حسب فشار.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۳: ضریب تراکم پذیری گاز (z) بر حسب فشار



شکل ۴: چگالی گاز و میعانات بر حسب فشار.

۳- مدل‌سازی مخزن

برای شروع مطالعه ابتدا با استفاده از نرم‌افزار Eclipse300 مدلی برای مخزن با داشتن یک چاه تولیدی عمودی ساخته شد. در ساخت این مدل از اطلاعات موجود از خواص سنگ و سیال مخزن استفاده شده است. این مدل به‌صورت استوانه‌ای و در مختصات شعاعی می‌باشد. پس از انجام آنالیز تأثیر تعداد گره‌ها بر نتایج شبیه‌سازی، تعداد بهینه گره‌ها (۱۰*۱*۴۰) انتخاب شدند. چاه تولیدی در مرکز مدل قرار دارد و قطر چاه و مقدار ضریب پوسته به ترتیب ۰/۵۸۳ فوت (۷ اینچ) و صفر در نظر گرفته شده است.

خواص پتروفیزیکی مدل که در جدول ۲ آورده شده است مربوط به مخزن مورد مطالعه می‌باشد که در مدل اعمال شده است.

جدول ۱: خواص پتروفیزیکی مدل

لایه‌های مخزن	تعداد لایه‌های مدل	ضخامت ft	نفوذپذیری md	تخلخل fraction	NTG fraction
A	۳	۳۵۰	۸	۰/۱	۰/۴۳
B	۱	۱۵۰	۸	۰/۰۸	۰/۷۰
C	۳	۴۰۰	۱۰	۰/۰۷	۰/۵۰
D	۳	۵۰۰	۱۰	۰/۱۵	۰/۸۲

در جدول بالا NTG نسبت لایهٔ تراوا به به کل لایه می‌باشد. سایر ویژگی‌های مهم مدل در جدول ۳ آمده است.

جدول ۲: خواص مدل شبیه‌سازی شده.

اشباع آب همراه	0.05
تراکم پذیری سنگ مخزن در فشار ۴۴۰۰ پام	4.6×10^{-6}
نسبت نفوذپذیری عمودی به افقی	0.1
نرخ تولید اولیه	100 MMSCFD
کمترین فشار تولیدی چاه	1000 psi

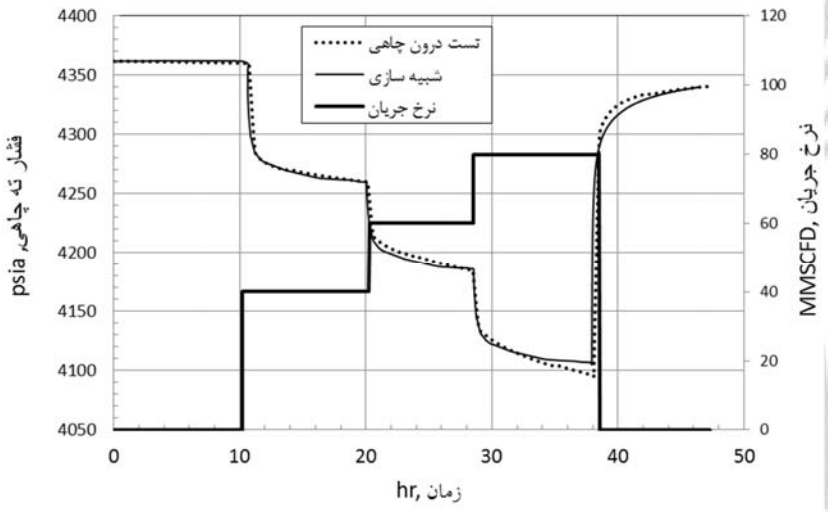
www.SID.ir

Archive of SID

۳-۱- اعتبار سنجی مدل

پس از ساخت مدل داده‌های نرخ و فشار یک تست درون‌چاهی از چاه‌های میدان مورد مطالعه با مدل مقایسه شد. این تست در سه دورهٔ جریانی در نرخ‌های ۴۰،۶۰ و ۸۰ میلیون فوت مکعب استاندارد بر روز و یک دورهٔ بسته بودن چاه انجام شده است. در طول این تست از تمام لایه‌های مخزن تولید شده است.

با تغییر پارامترهای با عدم قطعیت بالا، رفتار مدل به رفتار چاه واقعی نزدیک شد و همان‌طور که در شکل ۵ مشاهده می‌شود در نهایت تطابق قابل قبولی نتیجه شد.



شکل ۵: تطابق فشارهای مشاهده شده از تست درون چاهی با مدل.

۴- نتایج و بحث

به منظور بررسی اثر عدد مویینگی با ثابت بودن کلیه خواص، یک مدل مشابه با در نظر گرفتن اثر مویینگی با فعال سازی گزینه‌های مربوط در نرم‌افزار ساخته شده است و نواحی مختلف جریانی، تشکیل میعانات، نفوذپذیری نسبی فازهای مختلف و ... بررسی می‌شود. در ادامه نتایج شبیه سازی و بررسی اثر پارامترهای مختلف مورد بررسی قرار گرفته است.

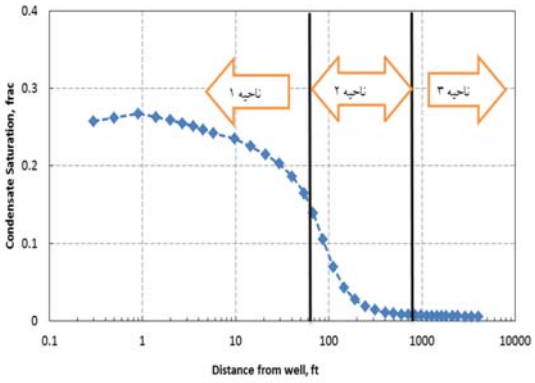
۴-۱- نواحی مختلف در اطراف چاه

شکل ۶ نواحی مختلف جریان در اطراف چاه بر اساس اشباع میعانات در سال ۲۰۱۰ را با در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل دیده می‌شود پس از ۵ سال تولید از مخزن، بر اثر افت فشار در برخی نقاط مخزن فشار به زیر نقطه شبنم افتاده و در نتیجه میعانات تشکیل شده است. در نواحی نزدیک‌تر به چاه اشباع میعانات از مقدار اشباع بحرانی بیشتر شده و میعانات قابلیت حرکت دارد. همان‌طور که قبلاً گفته شد این ناحیه به عنوان ناحیه ۱ شناخته می‌شود. در نواحی دورتر از چاه و در ناحیه ۲ میعانات تشکیل شده اما هنوز به اشباع آن به مقدار بحرانی نرسیده است. همچنین در نواحی بسیار دورتر از چاه (ناحیه ۳) هنوز فشار بالای نقطه شبنم است و هیچ مایعی تشکیل نشده است.

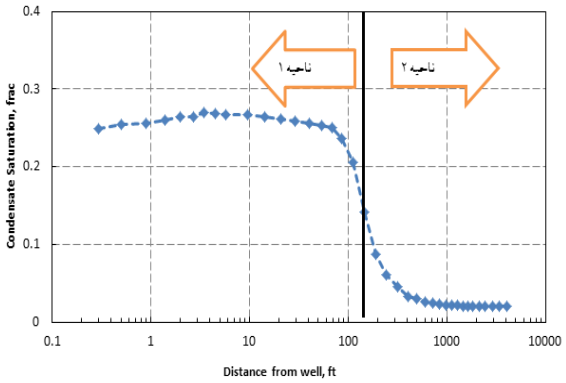
www.SID.ir

Archive of SID

شکل ۷ نواحی مختلف جریان در اطراف چاه بر اساس اشباع میعانات در سال ۲۰۱۵ برای حالتی که اثر عدد مویینگی در نظر گرفته شده است را نشان می‌دهد. همان‌گونه که در این شکل مشاهده می‌شود پس از گذشت ده سال از عمر تولیدی مخزن، بر اثر افت فشار در تمامی نقاط مخزن فشار به زیر نقطه شبنم افتاده و در نتیجه میعانات تشکیل شده و ناحیه سه دیگر وجود ندارد.



شکل ۶: نواحی مختلف جریانی با در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی در سال ۲۰۱۰.



شکل ۷: نواحی مختلف جریانی با در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی در سال ۲۰۱۵.

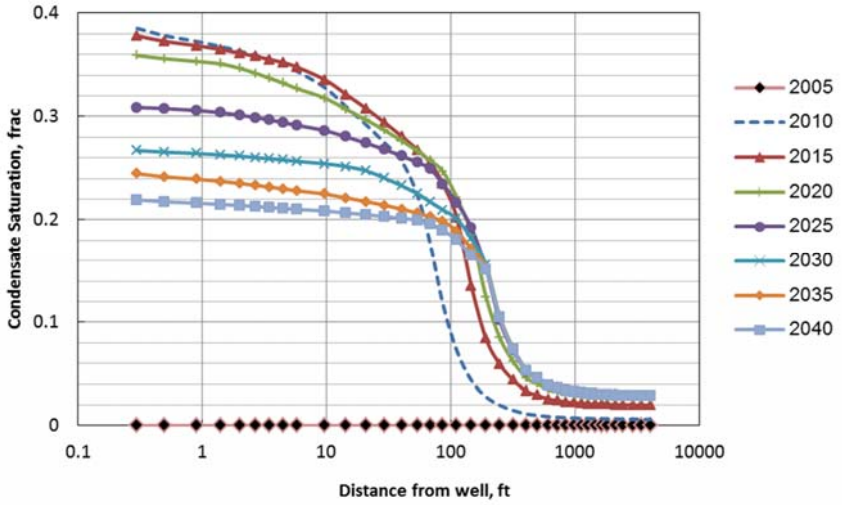
۴-۲- اشباع میعانات در اطراف چاه عمودی

با گذشت زمان و در اثر افت فشار ناشی از تولید، فشار نواحی اطراف چاه رفته رفته کاهش می‌یابد. هنگامی‌که فشار در نزدیکی چاه به فشار نقطهٔ شبنم برسد در اطراف چاه میعانات شروع به تشکیل شدن می‌کند و با گسترش افت فشار به نواحی دورتر، در نواحی دیگر هم میعانات تشکیل می‌شود.

شکل ۸ نواحی از اطراف چاه را نشان می‌دهد که پس از ۱۰ سال تولید در اثر افت فشار و رسیدن به فشاری کمتر از فشار نقطه شبنم در این نواحی میعانات تشکیل شده است.

www.SID.ir

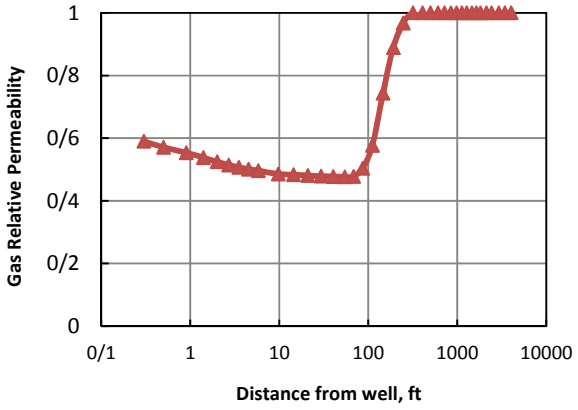
Archive of SID



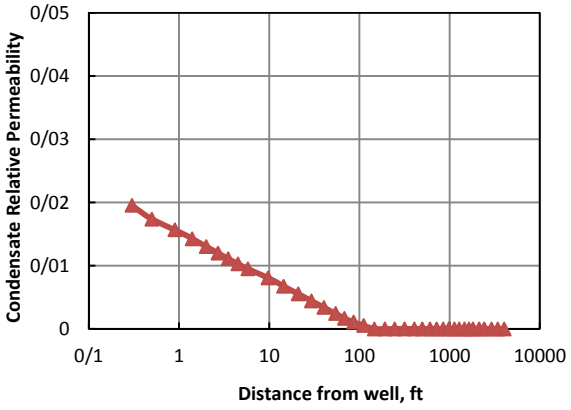
شکل ۸: اشباع میعانات در اطراف چاه عمودی در زمان‌های مختلف (بدون در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی)

۴-۳- نفوذپذیری نسبی در اطراف چاه

نمودار نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات بر حسب فاصله از چاه برای حالتی که اثر عدد مویینگی در نظر گرفته شده است، به ترتیب در شکل‌های ۹ و ۱۰ آورده شده است. در نواحی بسیار نزدیک به چاه در اثر غلبه تزویج مثبت بر اثر منفی اینرسی، اشباع میعانات کاهش می‌یابد و در نتیجه آن نفوذپذیری نسبی افزایش می‌یابد.



شکل ۹: نفوذپذیری نسبی گاز در اطراف چاه در سال ۲۰۱۵(با در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی)



شکل ۱۰: نفوذپذیری نسبی میعانات در اطراف چاه در سال ۲۰۱۵(با در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی)

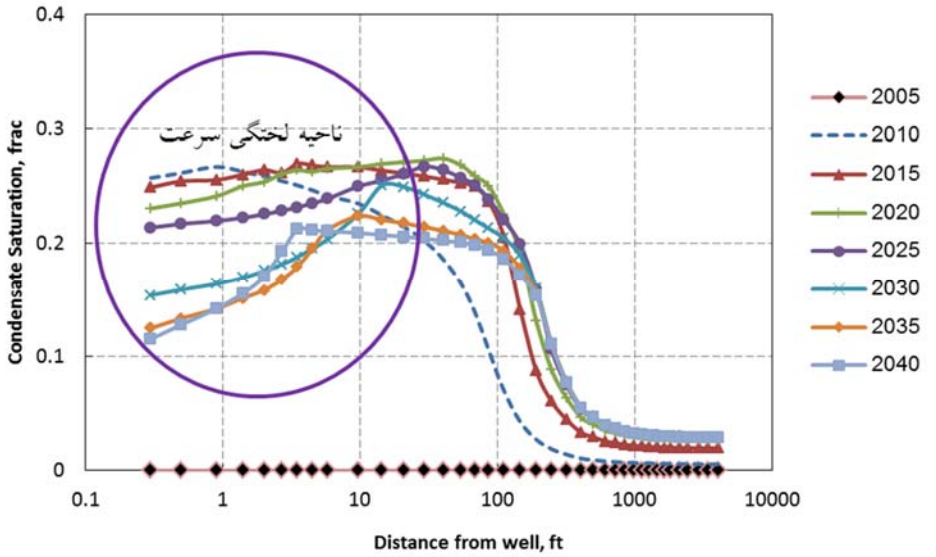
۴-۴- ناحیه لختگی سرعت (ناحیه چهارم)

در این مطالعه مقدار عدد مویینگی پایه برابر 2×10^{-6} (پیش فرض Eclipse300) در نظر گرفته شده است. شکل ۱۱ پروفایل اشباع میعانات بر حسب فاصله از چاه را برای حالتی که اثر عدد مویینگی در نظر گرفته شده است نشان می‌دهد. همان‌طور که در

www.SID.ir

Archive of SID

این شکل مشاهده می‌شود، در ناحیه حدود ده فوتی چاه اشباع میعانات در اثر عدد مویینگی بالا و در واقع اثر مثبت تزویج مثبت کاهش می‌یابد و این امر سبب افزایش بهره‌دهی چاه خواهد شد.



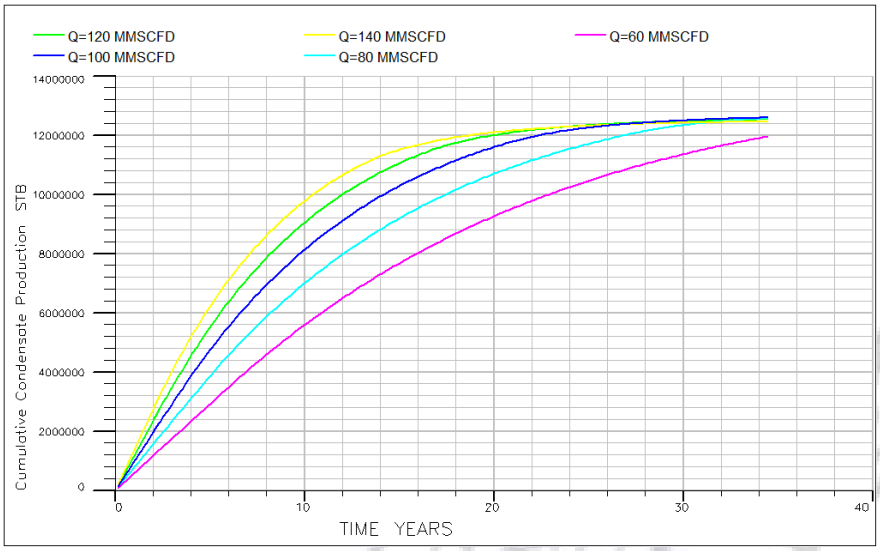
شکل ۱۱: پروفایل اشباع میعانات بر حسب فاصله از چاه با در نظر گرفتن اثر عدد مویینگی.

۴-۵- اثر نرخ تولید

در این قسمت مدل در نرخ‌های تولید گاز ۶۰، ۸۰، ۱۰۰، ۱۲۰ و ۱۴۰ میلیون فوت مکعب بر روز اجرا شد. نتایج شبیه‌سازی همان‌طور که در شکل۱۲ آمده است، نشان می‌دهد که افزایش نرخ تولید گاز در محدوده عملی تأثیر زیادی بر کاهش تولید تجمعی میعانات ندارد. بنابراین پیشنهاد می‌شود چاه‌های میدان مورد نظر با بیشترین میزان تولید از نظر عملیاتی، تولید کنند.

www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۱۲: اثر نرخ تولید گاز بر تولید تجمعی میعانات.

۵- نتیجه‌گیری

مهم‌ترین نتایج این مقاله عبارتند از:

۱. بیشترین مقدار مایع ترک شده (MLDO) سیال مخزن مورد مطالعه در حدود سه درصد می‌باشد.
۲. بر اثر افت فشار در برخی نقاط مخزن مورد نظر فشار به زیر نقطه شبنم افتاده و در نتیجه میعانات در اطراف چاه تشکیل شده است.
۳. با رسم پروفایل اشباع میعانات تشکیل شده در اطراف چاه، اندازه نواحی جریانی مختلف تخمین زده شد.
۴. در ناحیهٔ خیلی نزدیک چاه به‌دلیل سرعت بسیار بالای گاز، عدد مویینگی (Nc) افزایش می‌یابد و در نتیجهٔ آن اشباع میعانات در اطراف چاه کاهش و نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات افزایش می‌یابد.
۵. افزایش نرخ تولید گاز در محدوده عملی تأثیر زیادی بر کاهش تولید تجمعی میعانات ندارد.

۶- منابع

1. Li Fun, et al. "Understanding Gas Condensate Resevoirs",College Station,Texas,USA,Winter 2005/2006
2. Robert Mott: “Calculating Well Productivity in Gas Condensate Reservoirs,” Presented at the IBC Technical Services Conference on Optimization of Gas Condensate Fields, Aberdeen, 26-27 June 1997, 15 Pages.
3. Ali J.K., McGauley P.J. and Wilson C.J., Oct. 1997: The Effects of High Velocity Flow and PVT Changes near the Wellbore on Condensate Well Performance, SPE 38923, Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, pp. 823-838.
4. Asar H. and Handy L.L. , Feb 1988: Influence of Interfacial Tension on Gas/Oil Relative in a Gas-Condensate System, SPE 11740, SPERE 3(1), 264-275.
5. Bardon C. and Longeron D.G. ,Oct 1980: Influence of Very Low Interfacial Tension on Relative Permeability, SPEJ 20(3), 391-401.
6. Besson, J., 22-24 Oct. 1990: Performance of Slanted and Horizontal Wells on Anisotropic Medium, SPE 20965, Presented at Europec 90, The Hague, the Netherlands.
7. Bloom S.M.P, Hagoort J. and Seotekouw D.P.N., Oct. 1997: Relative Permeability near the Wellbore Conditions, SPE 38935, Proc. of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, pp. 957-967.

www.SID.ir

Archive of SID

8. Danesh, A., Henderson, G.D. and Peden J.M. , Aug. 1991: Experimental investigation of critical condensate saturation and its dependence on connate saturation in water wet rocks, SPE 19695, SPE Journal of Reservoir Engineering, pp.336-342.
9. Danesh, A., Khazam, M., Henderson G.D., Tehrani, D.H. and Peden J.M., June 1994: Gas condensate recovery studies, presented at Proceedings of the UK DTI Improved Oil Recovery and Research Dissemination Seminar, London.
10. Fevang, O. (1995). "Gas Condensate Flow Behavoir and Sampling". Ph.D. thesis, University of Trondheim.
11. Fevang, O. and Whitson, C. (1996). "Modeling Gas-Condensate Well Deliverability".SPE Reservoir Engineering, pp 221–230.
12. Gravier, J.F., Lemouzy, P., Barroux, C. and Abed A.F., 1983: Determination of Gas Condensate Relative Permeability on Whole Cores under Reservoir Conditions, SPE 11493-PA.
13. Forchheimer, P., 1914: Hydraulik, Chapter15, pp. 116-8, Leipzik and Berlin.
14. Henderson G.D., Danesh A., Tehrani D.H. and Al-Shaidi S., June 1996: Measurement and Correlation of Gas Condensate Relative Permeability by the Steady State Method, SPE Journal, 191-201.
15. Henderson, G.D., Danesh, A., Tehrani, D.H. and Badr Al-kharusi, 3-6 Oct. 2000: The Relative Significance Of Positive Coupling And Inertial Effects On Gas Condensate Relative Permeabilities At High Velocity, SPE 62933, Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 193-202.
16. Jamiolahmady M., Danesh A, Henderson G.D. and Tehrani D.H., September 2003: Variations of Gas Condensate Relative Permeability with Production Rate at Near Wellbore Conditions: A general Correlation, SPE 83960, presented at SPE offshore Europe Conference, Aberdeen, UK.
17. Jamiolahmady M., Sohrabi M., Ireland S. and Ghahri P., 2009: A Generalized Correlation for Predicting Gas-Condensate Relative Permeability at near the Wellbore Conditions, Journal of Petroleum Science and Engineering.
18. Panteha Ghahri (2009),Modelling of Gas-Condensate Flow around Horizontal and Deviated wells and Cleanup Efficiency of Hydraulically Fractured Wells, Ph.D. thesis, Heriot-Watt University.
19. Roussennac, B. (2001). "Gas Condensate Well Test Analysis". Master's thesis, Stanford University, Stanford, CA.
20. Saeidi A. and Handy L.L. , 4-5 April 1974: Flow and Phase Behaviour of Gas Condensate and Volatile Oils in Porous Media, paper SPE 4891 presented at the 1974 SPE California Regional Meeting, San Francisco.

www.SID.ir