

بررسی ضریب پوسته در اطراف دهانه چاه در چاه‌های عمودی برای حالت‌های تک فازی و دو فازی با استفاده از شبیه‌سازی عددی

مریم بلوریان^۱، محمدرضا رسایی^{۲*} و علی نخعی^{۱،۲}

۱- گروه مهندسی نفت، پردیس بین‌المللی کیش، دانشگاه تهران، ایران

۲- انستیتو مهندسی نفت، دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۱۰/۶ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۱۲/۴

چکیده

آسیب سازند در اطراف دهانه چاه از مرحله حفاری چاه و تا برداشت از چاه با استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت ثالثیه می‌تواند اتفاق بی‌افتد. جهت حفظ توان تولید چاه و از بین بردن آسیب سازند نیاز به شناخت دقیق عوامل ایجادکننده آسیب است. در این مقاله، شبیه‌سازی عددی رفتار تولید در اطراف یک مشبک در حالت تک فاز و دو فاز و همچنین، بررسی تأثیر هندسه مشبک کاری در آسیب سازند با استفاده از تکنیک دینامیک سیالات محاسباتی مورد بررسی قرار گرفته است. علاوه بر این، میزان آسیب سازند به علت نفوذ گل حفاری در درون مشبک‌ها آنالیز شده است. نتایج شبیه‌سازی با استفاده از داده‌های موجود در مقالات اعتبارسنجی شد و نتایج از انطباق مناسبی برخوردار می‌باشند. مدل شبیه‌سازی جریان تک فاز سیال در اطراف مشبک‌ها و همچنین مدل‌سازی نفوذ فیلترات گل حفاری به داخل سازند با استفاده از نرم‌افزار کامسول انجام شده و شبیه‌سازی جریان دوفازی در اطراف مشبک‌ها و تخمین آسیب سازند ناشی از آنها با استفاده از مدل حجم سیال (VOF) و توسط نرم‌افزار فلونت انجام گرفته است. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که وجود ناحیه متراکم شده در اطراف مشبک تأثیر زیادی در افت فشار اضافی خواهد داشت. همچنین، تأثیر قطر و طول مشبک به خوبی آنالیز شده است. میزان افت فشار در اطراف مشبک هنگام وجود جریان چند فازی بیشتر از افت فشار جریان تک‌فازی است. پروفایل نفوذ فیلتراسیون گل حفاری در درون مشبک‌ها آنالیز گردید و نتایج نشان می‌دهند که در حالت مشبک‌های تمیز و با تراوایی بالا نفوذ فیلتراسیون عمیق‌تر است.

کلمات کلیدی: آسیب سازند، شبیه‌سازی عددی، مشبک کاری، نفوذ فیلتراسیون گل حفاری، جریان دو فازی

مقدمه

آسیب سازند یک پدیده اجتناب ناپذیر است که با رعایت اصول مهندسی می توان از شدت آن کاست و یا بروز آن را به تعویق انداخت. اما در بلندمدت، ترمیم سازند جهت حفظ توان تولید اقتصادی یک چاه لازم است که بدین منظور یا می بایست پوسته ایجاد شده در اطراف چاه را با انجام عملیات تحریک نمودن^۱ و اسیدکاری چاه آن را حذف کرد و یا به طریقی با عبور از آن ارتباط حفره چاه با بخش آسیب ندیده سازند را برقرار نمود. اولین در ترمیم سازند شناخت دقیق عوامل ایجاد آسیب، نوع و شدت آسیب است. اطراف دهانه چاه به دلایلی خواص فیزیکی خود را از دست داده و باعث ناهمگنی در سازند می شوند و وجود این ناهمگنی در اطراف چاه، باعث ایجاد افت فشار اضافه در نزدیکی چاه می گردد. میزان تراوایی این ناحیه متفاوت از تراوایی سازند است که در بیشتر موارد تراوایی کاهش می یابد. آسیب دیدگی سازند، در اطراف دهانه چاه به علت عوامل ذیل می تواند اتفاق بی افتد:

- آسیب دیدگی در اثر عملیات حفاری^۲، به علت نفوذ مواد جامد گل حفاری به داخل سازند، به علت نفوذ فیلترات (قسمت مایع گل حفاری) به داخل سازند و همچنین در اثر عملیات سیمان کاری^۳ ایجاد می شود [۱۴ و ۱۵]

- آسیب دیدگی در اثر عملیات ایجاد شکاف^۴ [۱۸]
- آسیب دیدگی در اثر آسیب دیدگی تکمیل و تعمیر چاه^۵ [۲، ۳، ۹، ۱۰]

- آسیب به علت جای گذاری نامناسب فیلتر شنی^۶ که ممکن است فضای بین لوله مغزی و لوله جداری به طور کامل توسط شن پر نشود و روزنه ها خالی بمانند [۱۱، ۱۵].

- آسیب در طول عملیات تولید: در طول عملیات تولید به علت بالا بودن دبی سیال تولیدی، ماسه های ریز و رسی شروع به حرکت می کنند و با توجه به اندازه و بزرگی باعث مسدود شدن کانال ها می شوند و یا به طرف دهانه چاه به حرکت خود

ادامه می دهند. در اثر تولید، فشار در مخزن کاهش می یابد و فشارهای وارد بر سنگ بیشتر از فشار منفذی می شود و این امر باعث کم شدن میزان تخلخل می گردد و همچنین، کم شدن فشار مخزن باعث تشکیل و رسوب مواد آلی از جمله آسفالتین و تهنشین شدن ذرات غیر آلی (معدنی) در اطراف دهانه چاه می شود [۱۱ و ۱۴].

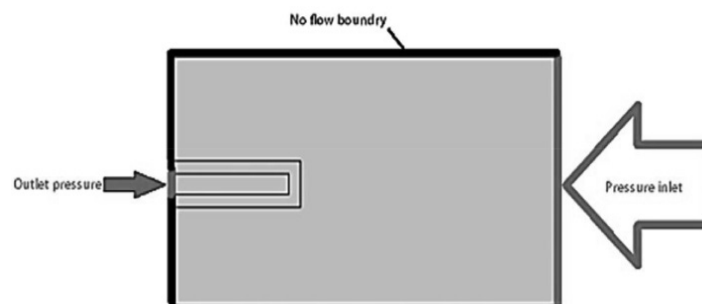
- آسیب در اثر عملیات انگیزش چاه^۷: در هنگام عملیات اسیدکاری و تمیزسازی چاه ممکن است موادی از جمله زنگ زدگی های موجود در وسایل سرچاهی و یا داخل خطوط لوله های مربوطه در عملیات اسیدکاری^۸ همراه با اسید و سایر سیالات به داخل سازند نفوذ کرده و باعث آسیب دیدگی سازند در اطراف دهانه چاه شوند [۱۱ و ۱۸]. نفوذ ذرات سیال حفاری به داخل سازند به قطر دهانه فضای خالی بستگی دارد و قبل از تشکیل اندود گلی در اطراف چاه توسط سیالات حفاری، میزان نفوذ گل، سیال و ذرات حفاری به سازند زیاد است که پس از تشکیل اندود گلی مؤثر میزان نفوذ سیالات حفاری به سازند با تراوایی آن کنترل شده و کاهش می یابد [۷، ۵، ۱۶]. بیشتر چاه های مخازن نفتی و گازی سیمان کاری و مشبک شده اند و این کار باعث ایجاد مقاومت تولیدی و کاهش کارایی تولید چاه می شود. کاهش کارایی تولید را با ضریب پوسته به علت مشبک کاری بیان می کنند. پارامترهای هندسه مشبک کاری از قبیل تعداد روزنه های تولیدی در یک فوت^۹، میزان نفوذ روزنه در سازند، زاویه روزنه ها^{۱۰} و قطر روزنه ها، بر میزان شاخص تولید از چاه و ضریب پوسته تأثیر می گذارند.

1. Stimulation Jobs
2. Drilling Damage
3. Cementing Damage
4. Perforation Damage
5. Completion & Work Over Damage
6. Damage in Gravel Pack
7. Damage During Stimulation Treatment
8. Surface Facilities at Acidizing Jobs
9. Shot Density
10. Shot Phasing

شبیه‌سازی

معادلات حرکت سیال تک‌فازی یا دو فازی گاز-مایع درون محیط متخلخل، همان معادلات مومنتم هستند که با یک ضریب افت، میزان مقاومت حرکت سیال درون محیط متخلخل تصحیح می‌شود. برای مدل کردن جریان چندفازی، می‌توان از دو رویکرد متفاوت اویلر-لاگرانژ و اویلر-اویلر استفاده کرد که در این مطالعه از رویکرد اویلر-اویلر و مدل حجم سیال، برای جریان دوفازی گاز-مایع درون محیط متخلخل استفاده شده است [۸ و ۱۳]. در این تحقیق با استفاده از دو نوع روش حل عددی المان محدود و حجم محدود، جریان سیال در اطراف محیط مشبک‌ها شبیه‌سازی و تحلیل شده‌اند. هندسه مشبک‌ها و فضای متخلخل اطراف آن در شکل‌های ۱ و ۲ مشاهده می‌شود. برای تحلیل مسأله از هندسه دوبعدی و در حالت متقارن استفاده شده است. انتخاب حالت متقارن در کاهش زمان حل کمک شایانی می‌نماید و به‌علت افزایش پایداری در جواب مسأله، از نوع شبکه‌بندی مثلثی استفاده شده است. حساسیت‌سنجی نسبت به ابعاد و تعداد شبکه‌بندی‌ها نشان داد که دقت نتایج حاصله، مستقل از شبکه‌بندی هستند. در مدل جریان سیال، شرایط مرزی فشار ثابت در جهات مختلف در نظر گرفته شده است. چاه با پوشش جداری مدل شده و جریان در دیواره‌ها در نظر گرفته می‌شود. شکل ۱ انواع مختلف شرایط مرزی اعمالی را نشان می‌دهد.

فرآیند مشبک‌کاری سنگ مخزن باعث پودر شدن و یا فشرده شدن سنگ مخزن در نزدیک و یا اطراف روزنه‌ها شده و ناحیه آسیب‌دیده‌ای با تراوایی کمتر از سازند در اطراف روزنه‌ها ایجاد می‌کند. موسکات و مک داوول اثر مشبک‌کاری را بر روی شاخص تولید بررسی کردند [۱۲]. اسکار مولانیا تأثیر مشبک‌کاری و ناحیه آسیب‌دیده اطراف آن را بر کارایی و بازدهی چاه‌های گازی بررسی کردند. هانگ شاخص بهره‌وری را در اطراف چاه مشبک‌کاری شده بدون در نظر گرفتن ناحیه آسیب‌دیده بررسی کردند [۱۸]. محمد الشاواف تأثیر هندسه مشبک‌کاری بر میزان ضریب پوسته و افت فشار ناشی از آن را بررسی کردند [۲] و ژنگ و همکاران با استفاده از شبیه‌سازی عددی در حالت‌های تک‌فازی و دو فازی و همچنین، مطالعات آزمایشگاهی آسیب‌سازند به‌علت مشبک‌کاری را آنالیز نمودند [۱۸]. مسیحی و همکاران با استفاده از شبیه‌سازی عددی مدلی برای بررسی رفتار سیال در اطراف یک مشبک و ناحیه آسیب‌دیده ارائه نمودند [۱۲]. سان و همکاران با استفاده از تکنیک دینامیک سیالات محاسباتی میزان آسیب‌سازند در اطراف مشبک و ناحیه آسیب‌دیده را شبیه‌سازی و با مدل استفاده شده در نرم‌افزارها قیاس نمودند [۱۶]. در این مقاله، آسیب‌سازند در اطراف دهانه چاه و مشبک در حالت تک‌فاز و دوفاز و تأثیر هندسه مشبک‌کاری بر میزان ضریب پوسته و همچنین، تأثیر نفوذ گل حفاری در اطراف دهانه چاه بر مقدار آسیب‌سازند بررسی می‌شود.



شکل ۱ هندسه محیط متخلخل و مشبک و فضای زون فشرده به‌همراه شرایط مرزی مختلف

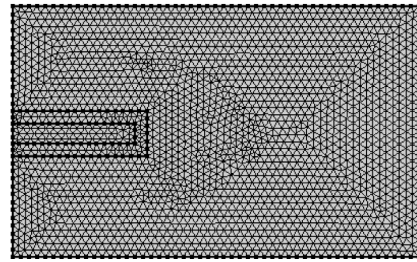
یک نمونه مغزه نگهدار به طول یک متر و قطر ۷۰ cm تشکیل شده است و مشبک‌ها با قطر و طول‌های مختلف در آن حفاری شده‌اند. شرایط مرزی نیز همانند شکل ۱ است.

اعتبارسنجی جریان دو فاز گاز مایع اطراف مشبک‌ها

افت فشار جریان دو فاز در اطراف مشبک‌ها با مدل حجم سیال شبیه‌سازی شده است که براساس هندسه مشبک موجود در مقاله آقای احمد و همکاران نتایج مدل دو فاز اعتبارسنجی شد [۱]. شکل ۷ نتایج اعتبارسنجی مدل دینامیک سیالات محاسباتی در حالت دو فاز را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشهود است فشار جریان دو فاز گاز-مایع با افزایش درصد فاز گاز، کاهش می‌یابد که ناشی از کاهش دراگ، به‌واسطه کاهش درصد حجمی فاز مایع است. جریان مایع در این جا آب بوده و جریان گاز همان جریان هوا قرار داده شده است.

اعتبارسنجی رخنه پساب سیال حفاری

برای تعیین صحت مدل ارائه شده دو مقایسه با استفاده از داده‌های آقای ین و همکاران انجام شد. عمق نفوذ پساب گل در مدت زمان ۳۰ min برای ۱۳ نمونه از یک مخزن تعیین گردید و همچنین، عمق نفوذ و ضریب پوسته برای یک چاه افقی محاسبه شد.



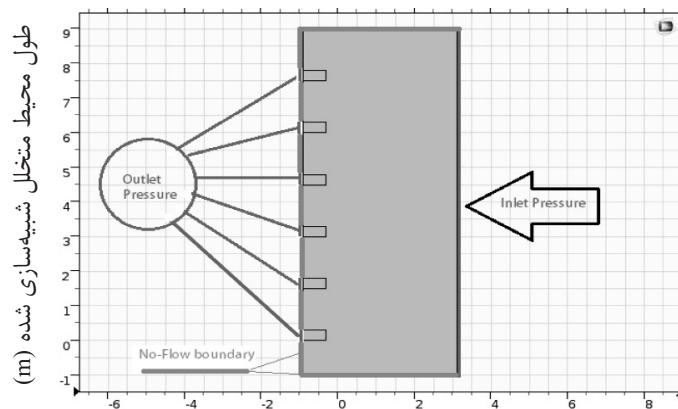
شکل ۲ انواع شبکه‌بندی ایجاد شده در هندسه حل

در شکل ۳ بخشی از ناحیه تولیدی به‌همراه مشبک‌های آن شامل شرایط مرزی و هندسه جریان نشان داده شده است. هدف از طراحی این مدل نشان دادن ازدحام یا تداخل جریانی اطراف مشبک‌ها است که سبب افت فشار بیشتر می‌گردد. این افت فشار وابسته به نحوه قرارگیری مشبک‌ها بوده که با بهینه‌نمودن فواصل مشبک‌کاری در طراحی اولیه می‌توان آن را کاهش داد. شکل ۴ توزیع شبکه‌بندی هندسه جریان در اطراف یک چاه را نشان می‌دهد.

اعتبارسنجی

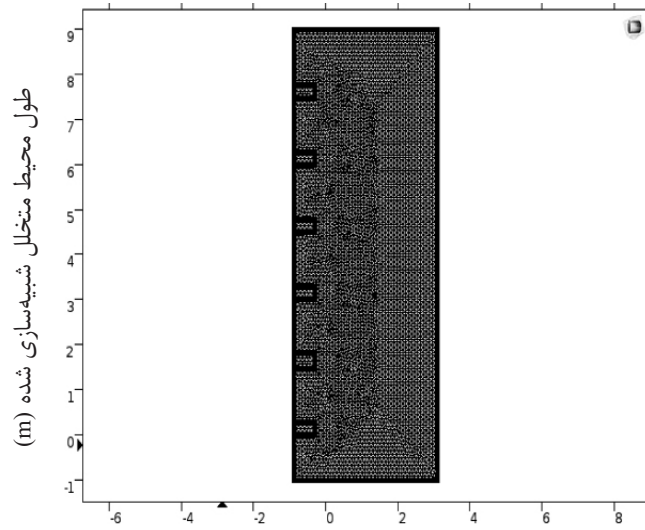
اعتبارسنجی جریان تک فاز اطراف مشبک

جهت اعتبارسنجی شبیه‌سازی‌های صورت گرفته، از نتایج کار آزمایشگاهی آقای نگویان استفاده شد [۱۳]. شکل‌های ۵ و ۶ تأثیر افزایش طول و قطر مشبک‌ها را بر افت فشار کلی سیستم نشان می‌دهد که نتایج مدل‌سازی با نتایج آزمایشگاهی تطابق مناسبی دارند. سیستم شبیه‌سازی شده از

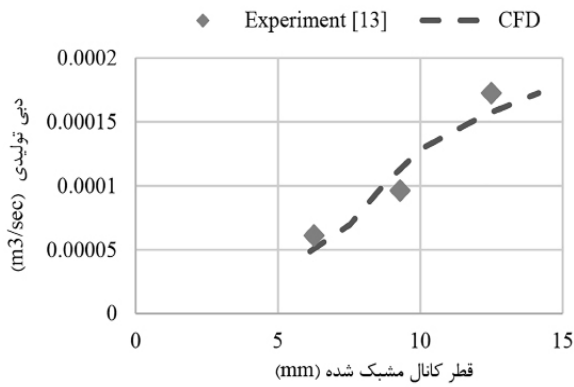


عرض محیط متخلل شبیه‌سازی شده (m)

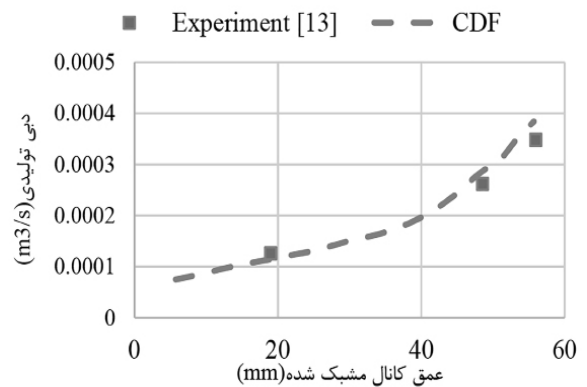
شکل ۳ توزیع مشبک‌ها در طول یک چاه به‌همراه شرایط مرزی آن



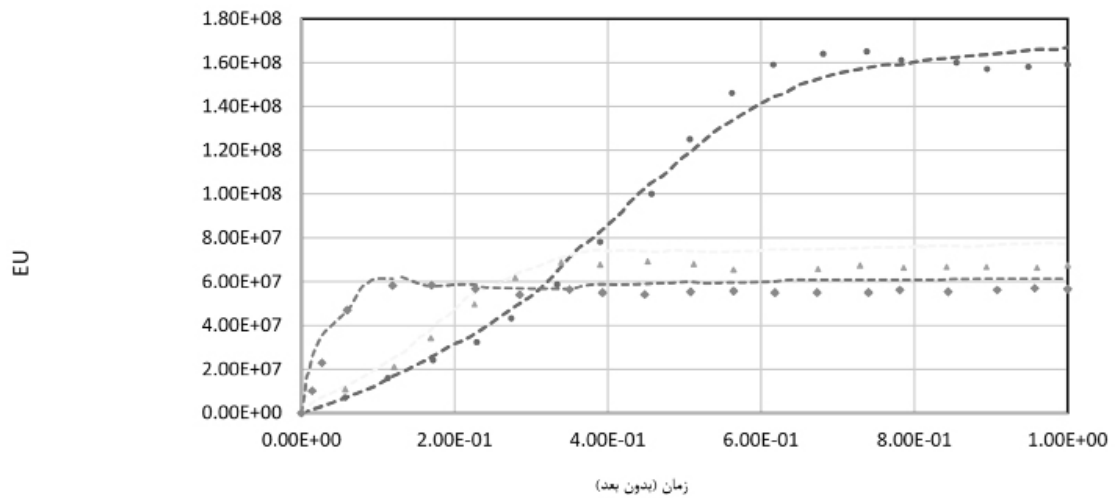
عرض محیط متخلل شبیه‌سازی شده (m)
 شکل ۴ شبکه‌بندی هندسه جریان در اطراف یک چاه



شکل ۶ تأثیر قطر کانال بر افت فشار کلی اطراف کانال



شکل ۵ تأثیر عمق کانال بر افت فشار کلی اطراف کانال



شکل ۷ نتایج اعتبارسنجی نتایج مدل دو فازی با استفاده از مقاله آقای احمد و همکاران

گراول به ترتیب در حدود ۶۳ و ۵۶۰ mD است. تنها راه ارتباطی گل حفاری و سازند از طریق ورودی کانال است. شکل ۱۰ توزیع غلظت پالایه گل حفاری نفوذ کرده با گذشت زمان را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود در ابتدا صرفاً وارد کانال شده و سپس به کل سازند نفوذ می‌کند. پروفایل نفوذ گل به درون سازند به صورت سهموی شکل است و با گذشت زمان پیش می‌رود. همان‌طور که دیده می‌شود درون تونل کانال به علت غالب بودن فرآیند همرفتی، نفوذ پالایه گل بیشتری صورت می‌پذیرد. شکل ۱۱ توزیع غلظت پالایه گل حفاری نفوذ کرده با گذشت زمان در اطراف یک چاه را نشان می‌دهد.

جریان تک فاز گاز در اطراف کانال

با روش حجم محدود، جریان تک‌فازی درون محیط متخلخل اطراف چاه شبیه‌سازی و تأثیر پارامترهای مختلف بررسی شد. شرایط مرزی اعمال شده در مدل به شرح ذیل است:

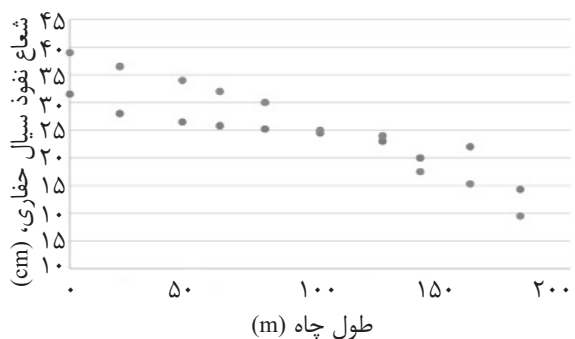
- حالت اول: فقط فشار در مرز ورودی هندسه ثابت است. حالت دوم: فشار علاوه بر مرز ورودی در مرزهای بالایی و پایینی هندسه ثابت هستند.
- فشار برای ورودی و خروجی از دهانه مشبک به ترتیب برابر با $10^6 \times 6$ و $10^6 \times 1$ psi لحاظ شده است.
تأثیر ناحیه فشرده اطراف مشبک

شکل ۱۲ توزیع فشار برای حالتی که نفوذپذیری محیط متخلخل و ناحیه فشرده شده با ضخامت ۱ اینچ و مشبک که با ذرات شن پر شده، به ترتیب ۳۰، ۳۰ و ۶۰۰ mD است. شکل ۱۳ توزیع سرعت را برای این نمونه نشان می‌دهد. جریان به صورت یکنواخت و در مرکز مشبک همگرا شده و به بیشترین سرعت در مرکز مشبک‌ها می‌رسد.

تأثیر نفوذپذیری کانال

شکل ۱۴ توزیع فشار برای حالتی که نفوذپذیری محیط متخلخل و نفوذپذیری ناحیه فشرده شده به همراه خود مشبک به ترتیب ۳۰ و ۳۰۰ mD است را نشان می‌دهد.

با نتایج داده‌های تجربی آقای ین و همکاران مقایسه شدند که انطباق مناسبی داشت. در هر دو حالت گل در حالت سکون قرار دارد و چرخش گل وجود ندارد [۱۷]. با حل معادلات، شعاع نفوذ پساب گل در طول چاه به صورت نمودار شکل ۸ است که از ۴۰ cm در ابتدای چاه تا ۱۰ cm در تقریباً انتهای چاه متغیر است. همان‌طور که دیده می‌شود مدل‌سازی انطباق مناسبی با داده‌های مرجع دارد و مقاله مورد نظر به درستی بازتولید شده است.

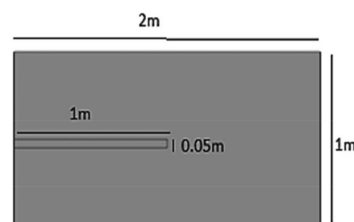


شکل ۸ نمودار شعاع نفوذ سیال حفاری در طول چاه
شعاع نفوذ سیال حفاری، شعاع نفوذ سیال حفاری، مدل مقاله (cm)

نتایج شبیه‌سازی

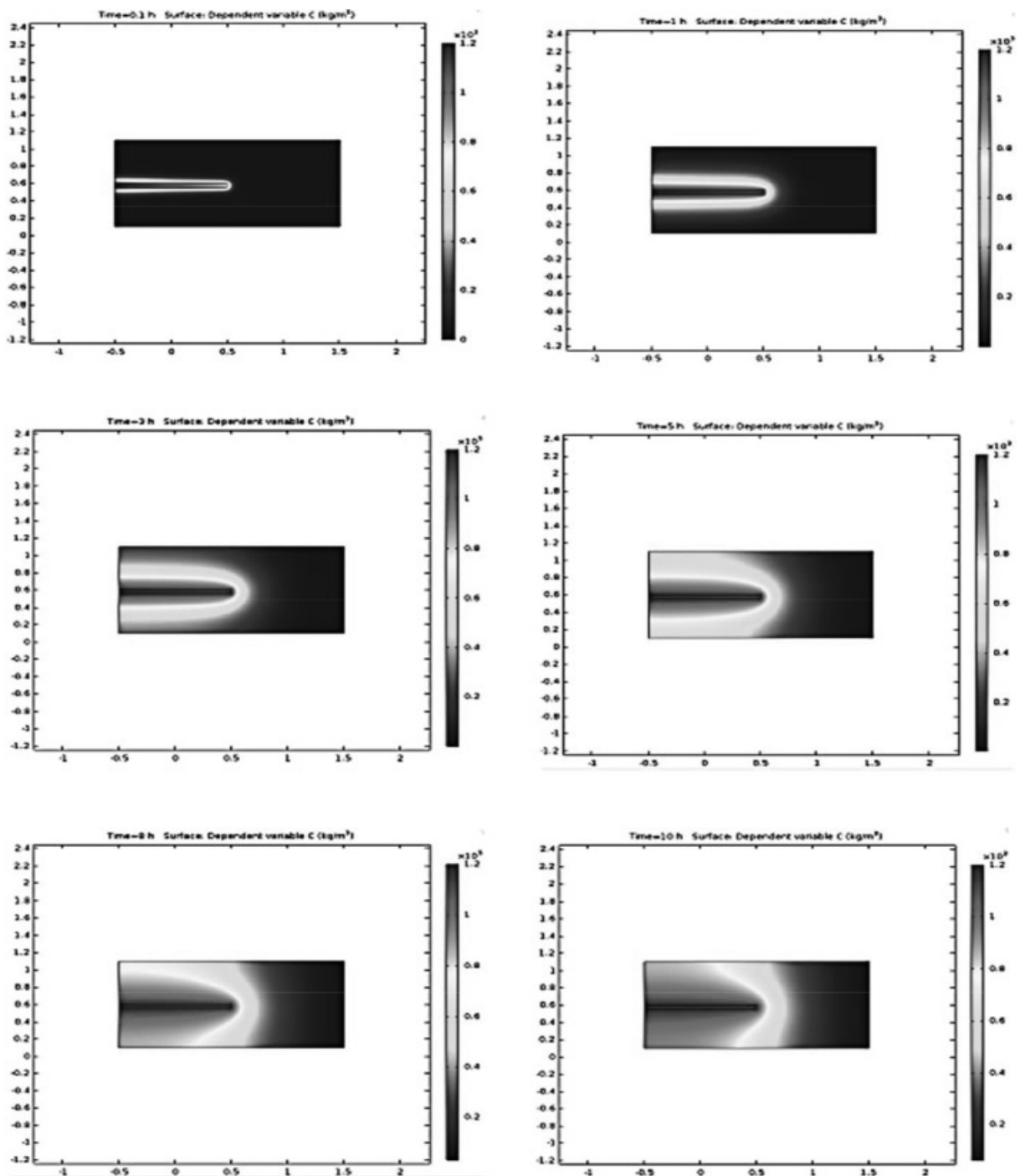
آسیب‌دیدگی به علت رخنه پساب سیال حفاری با حل دینامیک سیالات محاسباتی

با حل توزیع غلظت پالایه گل حفاری در اطراف یک مشبک، میزان آسیب ناشی از نفوذ گل حفاری درون مشبک‌ها تخمین زده می‌شود. شکل ۹ هندسه مشبک مورد نظر را نشان می‌دهد.

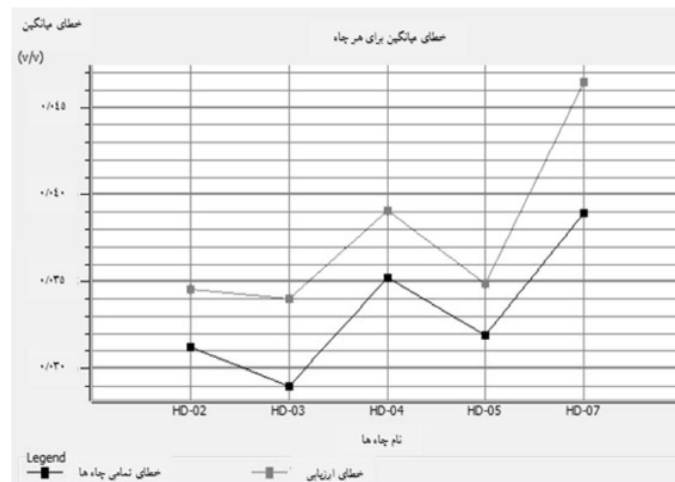


شکل ۹ هندسه مشبک جهت بررسی توزیع غلظت پالایه گل حفاری

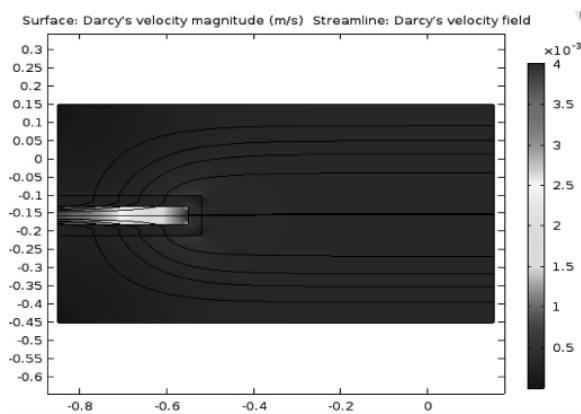
مشبک مورد نظر با ذرات شن پر شده است. میزان نفوذپذیری محیط متخلخل و مشبک پر شده با،



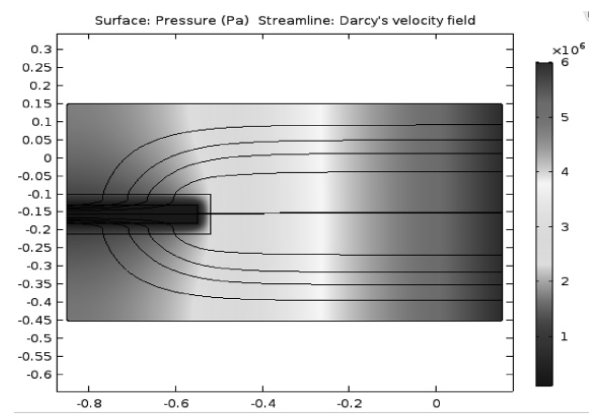
شکل ۱۰ توزیع غلظت پالایه گل حفاری نفوذ کرده با گذشت زمان در اطراف یک کانال



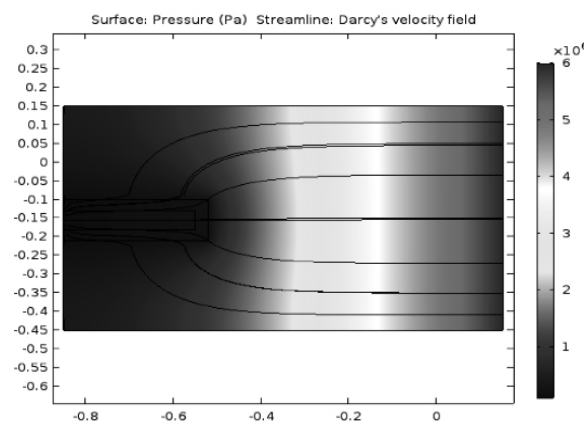
شکل ۱۱ توزیع غلظت پالایه گل حفاری نفوذ کرده در اطراف یک چاه با گذشت زمان



شکل ۱۳ توزیع سرعت در اطراف مشبک ایجاد شده با حضور ناحیه فشرده شده



شکل ۱۲ توزیع فشار در اطراف مشبک ایجاد شده با وجود ناحیه فشرده شده



شکل ۱۴ توزیع فشار در حالت مشبک با تراوایی کمتر

ابتدا به صورت ثابت بوده و در نزدیکی مشبک و ناحیه فشرده به سمت آنها همگرا می شوند. سرعت سیال در ناحیه فشرده و مشبک، افزایش و افت فشار قابل توجهی نیز در این دو ناحیه کاملاً مشهود است.

این حالت معمولاً وقتی پدید می آید که دهانه مشبکها کاملاً تمیز ناست و درون سوراخ مشبک از نخاله و سایر مواد پر است. شرایط مرزی در شکل های ۱۲، ۱۳ و ۱۴ مشابه است و خطوط توزیع جریان و تغییرات فشار و سرعت در محیط متخلخل

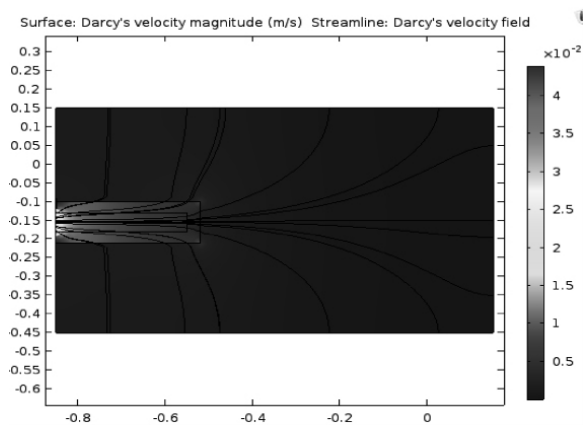
مشبک شده، کاهشی و به صورت یکپارچه است. سرعت سیال در مشبک به حداکثر مقدار خود می رسد ولی توزیع و بیشینه سرعت سیال در هر کدام از مشبکها به علت تداخل جریانی مابین آنها، متفاوت است. با وجود اینکه مرزهای جانبی محیط متخلخل فشار ثابت هستند ولی توزیع خطوط جریان در محیط متخلخل نشان دهنده این است که اولین و آخرین مشبک در سیستم تحت تاثیر این شرایط مرزی قرار دارند و رفتار سیال در اطراف سایر مشبکهای میانی، همانند حالتی است که مرزهای جانبی غیر جریانی، وجود داشته باشد. لذا، طراحی نحوه چیدمان مشبکها در چاه، جهت جلوگیری از تداخل خطوط جریانی مابین مشبکها و کاهش تحمیل افت فشار اضافه به سیستم و به حداقل رساندن ضریب پوسته ناشی از مشبک کاری، حائز اهمیت است.

بررسی میزان آسیب سازند و ضریب پوسته

از یک هندسه دوبعدی از محیط متخلخل مطابق با شکل ۹ جهت بررسی عوامل مؤثر بر میزان فاکتور آسیب سازند و ضریب اسکین استفاده شد.

تعیین ضریب پوسته در میزان نفوذ گل حفاری

میزان نفوذ گل حفاری در طول ۲۰ min برای طولهای مختلف مشبک، شبیه سازی گردید.



شکل ۱۶ توزیع سرعت برای حالت مرزهای فشار ثابت در اطراف نمونه

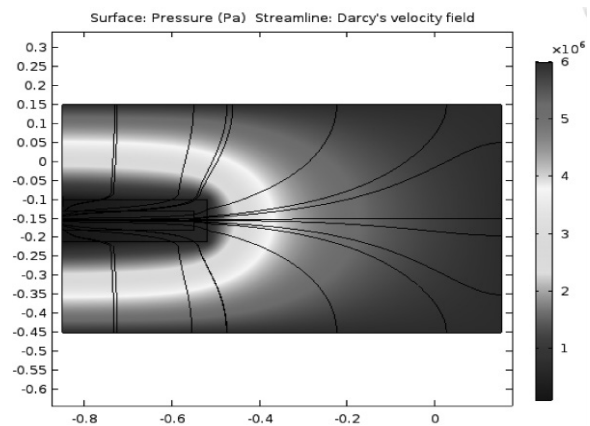
وجود ناحیه فشرده و مشبک کثیف با تراوایی خیلی کم، باعث تحمیل افت فشار اضافه قابل توجهی به محیط متخلخل شده است (شکل ۱۴). لذا، اسیدکاری و تمیزسازی چاه در ابتدای در سرویس قرار گرفتن آن در مدار تولید، کاملاً الزامی است.

تأثیر شرایط مرزی جریان

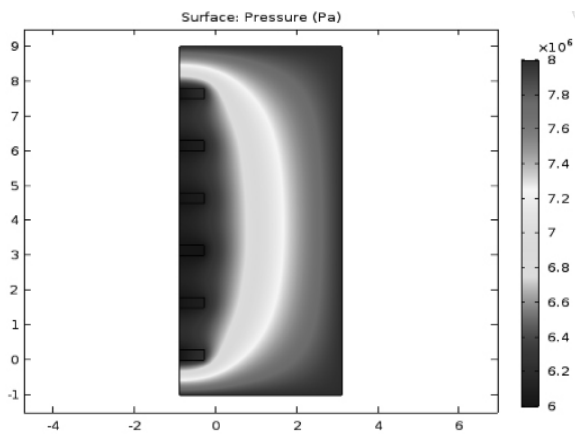
به منظور بررسی تأثیر شرایط مرزی، شبیه سازی در دو حالت فشار ثابت فقط در مرز ورودی هندسه شکل های ۱۲ و ۱۳ و فشار ثابت در مرزهای بالایی و پایینی هندسه علاوه بر مرز ورودی شکل های ۱۵ و ۱۶ انجام شد. در شکل های ۱۵ و ۱۶ خطوط توزیع جریان، سرعت و فشار از همان ابتدای ورودی در مرزها، به سمت ناحیه فشرده و مشبک همگرا می شوند و تحت تأثیر حضور آن نواحی قرار گرفته اند. میزان کاهش فشار در محیط متخلخل به علت تأمین فشار از تمامی مرزها، نسبت به حالت شکل ۱۲ کمتر است. حضور ناحیه فشرده اطراف مشبک و مشبک باعث تحمیل افت فشار اضافه به سیستم شده است.

جریان تک فاز گاز اطراف چاه عمودی مشبک شده

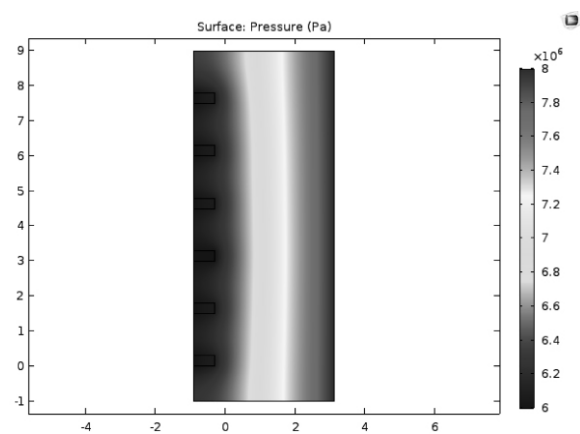
توزیع فشار در اطراف مشبکهای چاه برای مرزهای جانبی غیر جریانی در شکل ۱۷ و برای مرزهای جانبی فشار ثابت در شکل ۱۸ نشان داده شده است. رفتار فشاری سیال در محیط متخلخل تحت تأثیر ناحیه



شکل ۱۵ توزیع فشار برای حالتی که مرزهای اطراف فضای متخلخل مرز فشار ثابت باشند



شکل ۱۸ توزیع فشار در اطراف مشبکها برای حالتی که مرزهای بالا و پایین دارای فشار ثابت هستند



شکل ۱۷ توزیع فشار در اطراف سیستم مشبکها

آسیب سازند در اثر زیاد شدن قطر مشبک کم می‌شود. این اثر به دلیل وجود مسیر باز در برابر جریان سیال و کاهش افت فشار آن است.

هندسه محیط متخلخل را تغییر داده و ارتفاع آن را ۱۰ m افزایش می‌دهیم و اثر تعداد مشبکها با طول ۰/۵ m و قطر ۵ cm را بر میزان فاکتور آسیب بررسی می‌کنیم. شکل ۲۲ تغییرات ضریب پوسته با افزایش چگالی مشبک کاری را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود با افزایش چگالی مشبک کاری میزان فاکتور آسیب سازند به علت بازتر بودن مسیر جریان بیشتر می‌گردد.

تعیین ضریب پوسته در جریان دو فاز با تغییرات طول و قطر مشبک

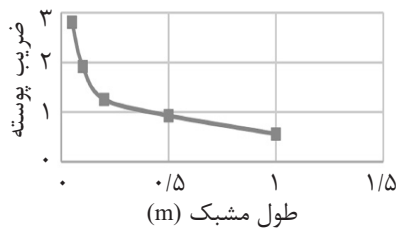
مشابه با عملیات صورت گرفته برای جریان تک فاز با هندسه مشخص شده، برای جریان دو فاز نیز اثر طول و قطر مشبک را بررسی کرده ایم. شکل‌های ۲۳ و ۲۴ میزان تغییرات فاکتور آسیب سازند با افزایش طول و قطر مشبک برای جریان دو فاز را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود مشابه با جریان تک‌فازی میزان فاکتور آسیب سازند با افزایش طول و قطر مشبک کاهش می‌یابد.

سپس با توجه به رابطه آسیب سازند برای غلظت نفوذی گل حفاری میزان ضریب پوسته تعیین شد. شکل ۱۹ نمودار ضریب پوسته را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود با افزایش طول مشبک اسکین ناشی از گل حفاری افزایش می‌یابد چرا که با افزایش طول میزان سطح تماس گل حفاری با سازند بیشتر می‌شود.

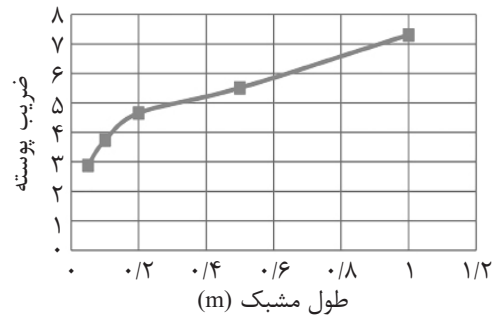
تعیین میزان ضریب پوسته در طول، قطر و چگالی متفاوت مشبکها

در ابتدا اثر طول مشبک بر میزان آسیب (بدون وجود نفوذ گل حفاری) بررسی شد. برای این کار یک مشبک با قطر ۵ cm با طول‌های مختلف درون محیط متخلخل در نظر گرفته شد. همان‌طور که در شکل ۲۰ دیده می‌شود میزان آسیب سازند در اثر زیاد شدن طول مشبک کم شده که این اثر به دلیل وجود مسیر باز در برابر جریان سیال و کاهش افت فشار آن است.

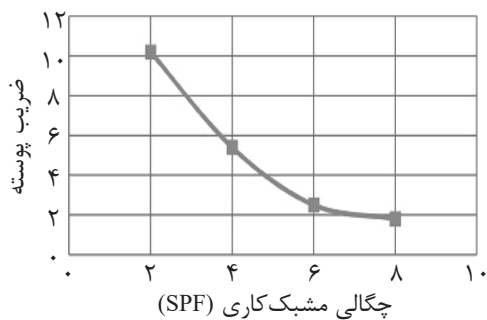
برای بررسی اثر قطر مشبک بر میزان آسیب (بدون وجود نفوذ گل حفاری)، یک مشبک با طول ۱ m و با قطرهای مختلف درون محیط متخلخل اعمال گردید. شکل ۲۱ میزان فاکتور آسیب را نشان می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود میزان



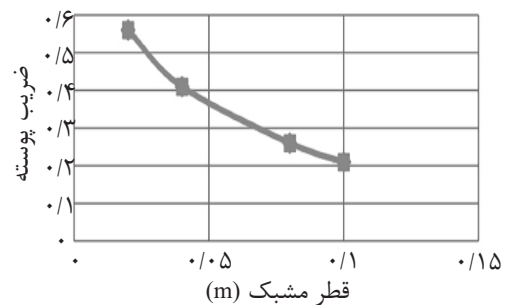
شکل ۲۰ تغییرات ضریب پوسته با افزایش طول مشبک در حالت تک فاز



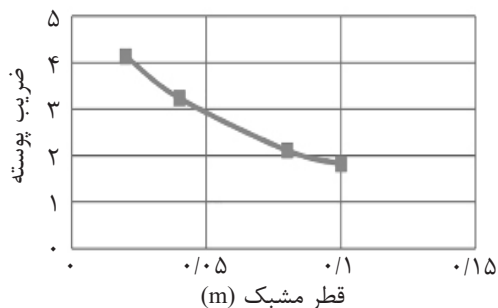
شکل ۱۹ تغییرات ضریب پوسته با افزایش طول مشبک در اثر نفوذ سیال حفاری



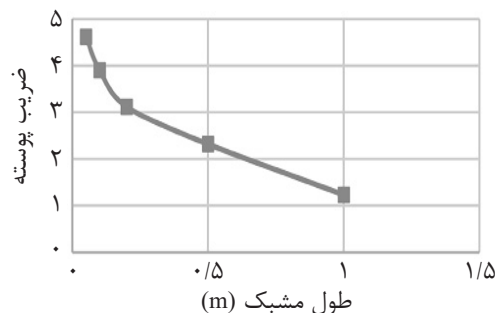
شکل ۲۲ تغییرات ضریب پوسته با افزایش چگالی مشبک کاری



شکل ۲۱ تغییرات ضریب پوسته با افزایش قطر مشبک در حالت تک فاز



شکل ۲۴ تغییرات ضریب پوسته با افزایش قطر مشبک در حالت دو فاز



شکل ۲۳ تغییرات ضریب پوسته با افزایش طول مشبک در حالت دو فاز

مشبک‌ها و حضور توامان دوفاز گاز-مایع مورد بررسی و آنالیز قرار گرفت و همچنین رفتار جریان سیال در اطراف مشبک در حالت تک فاز و دو فاز با استفاده از دینامیک سیالات محاسباتی شبیه‌سازی شد. نتایج شبیه‌سازی با استفاده از داده‌های موجود در مقالات اعتبارسنجی شدند که نتایج از انطباق مناسبی برخوردار بودند. هندسه مشبک کاری و طراحی آن تأثیر مهمی در میزان افت فشار کلی دارد و همچنین، وجود ناحیه فشرده شده در اطراف

نتیجه‌گیری

آسیب‌دیدگی سازند در اطراف دهانه چاه باعث کاهش تراوایی سازند، ایجاد افت فشار اضافه در نزدیکی چاه و کاهش راندمان تولید می‌گردد لذا به منظور حفظ توان تولید چاه و از بین بردن آسیب سازند، شناخت دقیق عوامل ایجادکننده آسیب ضروری است. در این مقاله جهت شناخت دقیق عوامل موثر بر فاکتور ضریب پوسته، آسیب سازند به علت نفوذ گل حفاری، گوناگونی هندسه

- سرعت سیال در مشبک به حداکثر مقدار خود می‌رسد ولی توزیع و بیشینه سرعت سیال در هر کدام از مشبک‌ها به علت تداخل جریانی ما بین آنها، متفاوت است.

- توزیع خطوط جریان در محیط متخلخل نشان‌دهنده این است که اولین و آخرین مشبک در سیستم، تحت تأثیر شرایط مرزی قرار دارند و رفتار سیال در اطراف سایر مشبک‌های میانی، همانند حالتی است که مرزهای جانبی غیرجریانی وجود داشته باشد. پس تقریباً رفتار سیال در چاه مستقل از رفتار فشاری سیال در مرزهای جانبی محیط متخلخل است.

- با افزایش تعداد مشبک‌ها افت فشار اعمالی بر مخزن کاهش می‌یابد.

- طراحی و نحوه چیدمان مشبک‌ها در چاه، جهت جلوگیری از تداخل خطوط جریانی مابین مشبک‌ها و کاهش تحمیل افت فشار اضافه به سیستم و به حداقل رساندن ضریب پوسته ناشی از مشبک‌کاری حائز اهمیت است و حداکثر مقدار ۶ (سوراخ در هر فوت) مناسب است.

مشبک‌ها، به عنوان عامل تعیین‌کننده در افت فشار کلی سیستم شناخته می‌شود.

- نفوذ گل حفاری در ۲۰ cm ابتدایی مشبک، تأثیر به‌سزایی بر افزایش ضریب پوسته می‌گذارد.

- افزایش طول و قطر مشبک باعث کاهش ضریب پوسته می‌شود. به منظور کاهش هزینه عملیات مشبک‌کاری و جلوگیری از تحمیل هزینه گزاف به سیستم، حداکثر طول و قطر به ترتیب ۲۰ و ۸ cm پیشنهاد می‌گردد.

- در جریان چندفازی داخل مخزن وجود فاز دوم افت فشار بیشتری به سیستم اعمال می‌کند. طراحی صحیح و بهینه مشبک‌ها در کنترل جریان چند فازی اثر مهمی دارد.

- وجود ناحیه فشرده و مشبک کثیف با تراوایی خیلی کم، باعث تحمیل افت فشار اضافه و قابل توجه به سیستم می‌شود. لذا، اسیدکاری و تمیزسازی چاه در ابتدای در سرویس قرار گرفتن آن در مدار تولید، کاملاً الزامی می‌باشد.

اثر متقابل مشبک‌ها در جریان تولیدی از مخزن و چاه به صورت توأمان آنالیز گردید و پروفایل‌های جریان تولیدی چاه مورد بررسی قرار گرفت.

مراجع

- [1]. Ahmmad M J, Rahman M A, Zheng L, Alam J M, Butt S D (2017) Numerical investigation of tow- phase flow in a perforated tunnel, Journal of Natural Gas Science and Engineering.
- [2]. Alshawaf Mohammed H A (2013) Impact of completion on wellbore skin effect, EAGE Annual Conference and Exhibition incorporating, (SPE) Europe, London, UK.
- [3]. Carnegie A (1997) Application of computer models to optimize perforating efficiency, Asia Pacific Oil and Gas Conference (SPE), Kuala Lumpur.
- [4]. Civan F, Liu.X (1993) Characterization and prediction of formation damage in two-phase flow system, SPE Society of Petroleum Engineers, OnePetro.
- [5]. Civan F, Engler W T (1994) Drilling mud filtrate invasion—improved model and solution, Journal of Petroleum Science and Engineering, 11, 3: 183-193
- [6]. Civan F (1994) Evaluation and comparison of the formation damage models, Formation Damage Control Symposium, (SPE) Lafayette, Louisiana, USA.
- [7]. Donaldson E C, Chernoglazov V (1987) Characterization of drilling mud fluid invasion, Journal of Petroleum Science and Engineering, 1, 1: 3-13.
- [8]. Fluent, Inc.,(2006),FLUENT 6.3 User's Guide, Fluent Documentation, 1-44.
- [9]. Furui K (2004) A comprehensive skin factor model for well completion based on finite element simulations, Doctor of Philosophy, University of Texas at Austin.
- [10]. Ghahri P, Jamiolahmady M, Sohrabi M S (2009) A new skin factor formulation for flow around horizontal wells including anisotropy, In Comsol Multi-physic Conference.

- [11]. Movahedi H, Vasheghani Farahani M, Masihi M (2020) Development of a numerical model for single and two-phase flow simulation in perforated porous media, *Journal of Energy Resources Technology*, ASME.
- [12]. Muskat M (1943) The Effect of casing perforations on well productivity, *AIME*, 151, 1: 175–187.
- [13]. Nguyen t,(1986) Experimental study of Non-darcy flow through perforations, In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, OnePetro.
- [14]. Pucknell J K, Clifford P J(1991) Calculation of total skin factors, *Offshore Europe Conference (SPE)*, Aberdeen.
- [15]. Soroush M, Roostaie M, Mohammadtabar M, Hosseini S A, Mahmoudi M, Sadrzadeh M, Ghalambor A, Fattahpour V (2020) Design for reliability: purpose driven sand control methods for cased and perforated wells, *Annual Technical Conference and Exhibition (SPE)*, Denver, Colorado, USA, 1-27.
- [16]. Sun D, Li B, Gladkikh M, Satti R, Evans R (2011) Comparison of skin factors for perforated completions calculated with computational fluid dynamics software and a semi-analytical model, In *SPE European formation damage conference*, Netherlands, OnePetro.
- [17]. Yan J, Jiang G, Wang F, Fan W, Su C (1998) Characterization and prevention of formation damage during horizontal drilling, *SPE Drilling and Completion*, 243-249.
- [18]. Yildiz T (2006), Assessment of total skin factor in perforated wells, *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 9, 01: 61-76.



Investigation of Skin Factor around the Wellbore of Vertical Wells using the Developed Numerical Model for Single-phase and Two-phase States

Maryam Bolorian¹, Mohammad Reza Rasaei^{2*} and Ali Nakhaee^{1,2}

1. Department of Petroleum Engineering, Kish International Campus, University of Tehran, Iran

2. Institute of Petroleum Engineering, School of Chemical Engineering, University of Tehran, Iran

mrasaei@ut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2021.4379.2982

Received: December/10/2020

Accepted: February/22/2021

Introduction

Formation damage has always been a major challenge in several branches of the petroleum industry such as reservoir engineering and production technology, particularly during drilling, completion, production, and workover operations. It usually affects the near-wellbore area, it can potentially extend deep into the formation. During drilling and completion, formation damage is mainly caused by the invasion of drilling and/or completion fluid to the pay zone and the compaction of rock due to perforation. Given the fact that the productivity of the well is influenced by near-wellbore permeability, formation damage may adversely reduce the productivity of the well. Hence, it is essential to mitigate the impact of formation damage on the well productivity by recognizing the damage mechanisms which entails understanding the fluid flow in the vicinity of the wellbore [1,2].

Drilling mud pressure is maintained higher than formation pressure in an overbalance drilling. The pressure difference causes invasion of mud filtrate into the formation. The invasion of mud filtrate into a reservoir will increase water saturation in a near-wellbore zone. This zone is called the invaded zone (the skin zone) or the damaged zone. Moreover, gas saturation in this zone will decrease. Hence, gas effective permeability of formation will decrease. Many researchers have developed models to estimate drilling mud filtrate invasion into a well [3,4]. In this

paper, a mathematical model is presented for a water-based mud filtration into a horizontal well, including the presence of the mud cake layer and irreducible water saturation.

There have been many research studies conducted to better understand the fluid flow in the vicinity of the wellbore, particularly around the perforation tunnels. The first analytical model to predict the fluid flow and pressure drop through perforation was developed by Muskat [6]. Civan et al described the single-phase fluid flow through an ideal perforation in the steady-state conditions by proposing a two-dimensional analytical model. They also investigated the effect of different boundary conditions on the core flow efficiency and evaluated the accuracy of the model by comparing the results with that of the FLUENT software [2, 5]. Nguyen performed an experimental study of non-Darcy fluid flow through perforation using water and air as the injected fluids. He presented the flow rate and pressure drop as functions of the perforation geometry and gravel permeability [7].

In his model, the perforations were considered as the mathematical sinks distributed spirally around the wellbore not extended into the formation. The fluid flow in a perforated porous media by applying the FVM on the governing equations in 2D schemes have been simulated. The single-phase simulations for each phase have been conducted under the steady-state condition. The simulations for two-phase flow

in different inlet circumstances have been performed under the transient conditions.

Modeling and Validation

Single-Phase Fluid Flow

The averaging volume method can be used to derive equations governing the single phase flow in porous media. The standard Navier–Stokes equation is required to be modified in order to model the fluid flow in porous media by adding a momentum source term. The source term includes a viscous loss term correcting the pressure drop in the porous medium and an inertial loss term would be added to the momentum equation when the fluid flow is turbulent.

There are number of assumptions for the single-phase fluid flow simulations which are expressed here: Porous media was initially saturated with the fluid, the simulation was performed at steady-state condition and there was no gravity-driven flow in the system.

Multiphase Fluid Flow

The VOF method was employed to model the immiscible two-phase flow in the studied perforated porous medium. The method considers a volume fraction for each phase occupying a computational cell. The volume fractions of all phases in each control volume must be equal to unity. The interfaces between the phases can be monitored by solving a continuity equation for the volume fraction of the phases. Momentum equations should also be solved throughout the domain to obtain the velocity profiles which are shared among the phases. Conventional numerical approaches to simulate the multiphase flow in porous media should be modified with a relative permeability function to include an additional pressure drop due to the interaction between the phases flowing in the medium. However, this additional pressure drop is already taken into account in the VOF method and automatically calculated through solving the momentum equations, which has been used in our developed model. The system has been idealized as a homogeneous medium with identical pores. Therefore, the capillary pressure would be even throughout the domain. It must be noted that for heterogeneous systems, an additional equation should be considered to link the pore size distribution with the capillary pressure. Our assumptions for the two-phase fluid flow simulations are the pressure-based solver was used, a single-phase initial condition was considered for all the cell zones, the secondary gas phase was considered as a compressible fluid and there was no gravity-driven flow in the system.

Mud Filtrate Distribution Model

In order to measure the extent of formation damage, a well-known skin factor parameter, s , from Hawkins is used. This skin factor depends on two parameters,

invasion depth of mud filtrate and permeability reduction in the invaded zone. To estimate these parameters, mud filtrate distribution in the invaded zone must be considered. Mud filtrate distribution is simulated and investigate the effect of drilling mud filtrate on increasing the skin factor.

This model is validated by using the published data from Yan et al. (1997). In this test, invasion depths of drilling fluid were measured from 30 min of filtration in 14 core samples [8]. The estimation results from the model are compared to the measured results and to Yan et al.'s empirical correlation. The invasion depth predicted by the model is in good agreement with the published result

Modeling

A perforation tunnel surrounded by a porous medium was considered as our physical model, similar to the core sample used by Nguyen [7]. A 2D schematic of the perforation tunnel, the space between the casing wall and the wellbore filled with the gravel, and the porous zone. We utilized the GAMBIT software to create consistent geometries and mesh.

A first-order upwind discretization scheme was implemented to solve the momentum and volume fraction equations with convergence criteria based on the residual values of the calculated parameters. The threshold values were set to 0.000001 times the initial residual value of each variable. The phase-coupled semi implicit method for pressure-linked equations (SIMPLE) algorithm, an extension of the SIMPLE algorithm for multiphase flow, was also used to couple the pressure and velocity terms. The time step for the unsteady state conditions was considered as 0.001 s. The grid independence analysis and the optimized number of grids were achieved by checking the variations in the velocity values and the volume fractions as the objective parameters. As the variations in the calculated objective parameters were within 2%, the number of grid cells was assumed to be optimum. The optimum number of grid cells has been obtained as 56,000 for the 2D geometry. The applicability of the CFD model has been investigated by comparing the simulation results with the experimental data provided by Nguyen and Ahmmed. Good agreements are observed between the simulation results and the experimental data [1,5].

Conclusions

In this paper, numerical simulation of production behavior around a perforation interval in one-phased and two-phased state is studied. The effect of perforation geometry in formation damage studied by using CFD (computational fluid dynamic) method. The damage caused by drilling mud penetration in perforation intervals was analyzed. Simulation results are validated by using available data in the literature

and the evaluation results are acceptable.

One-phased state model simulation around perforation intervals and drilling mud penetration model into formation is done by using COMSOL software, and two-phased flow simulation around perforation interval and formation damage estimation caused by that modeled by Fluent software, using volume of fluid method.

Evaluation results show that geometry of perforations and its design have a significant effect in system pressure drop. Compact zone around perforations is a key factor in pressure drop system.

Drilling mud penetration in first 20 cm of perforation has a huge effect on increasing skin.

Increasing length and diameter of perforations causes decreasing skin. In order to reduce cost of perforation bullets in perforation operation, the 20 cm length is suggested at most.

In multi-phase flow in reservoir, the second phase causes more pressure drop. Suitable and optimum perforation design has an important role in controlling multi-phase flow.

The mutual effect of perforations in production flow of reservoir and well is analyzed and production flow profile of well is studied. As perforation numbers increased then pressure drop of reservoir decreased. Design and arrangement of perforations are important to prevent the overlap of flow lines between perforations and to reduce additional pressure drop on the system and minimize e skin factor around well

bore. A Maximum of 6 (holes per foot) is appropriate.

References

1. Ahmmad M J, Rahman M A, Zheng L, Alam J M, Butt S D (2017) Numerical investigation of tow- phase flow in a perforated tunnel, Journal of Natural Gas Science and Engineering.
2. Civan F, Liu X (1993) Characterization and prediction of formation damage in two-phase flow system, Society of Petroleum Engineers(SPE).
3. Civan F, Engler W T (1994) Drilling mud filtrate invasion—improved model and solution, Journal of Petroleum Science and Engineering, 183-193.
4. Donaldson E C, Chernoglazov V (1987) Characterization of drilling mud fluid invasion, Chernoglazov, 1, 3: 13.
5. Fluent Inc (2006) FLUENT 6.3 User's Guide, Fluent Documentation.
6. Muskat M, (1943) The effect of casing perforations on well productivity, AIME, 151, 1: 175–187.
7. Nguyen T (1986) Experimental study of non-darcy flow through perforations, Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers (SPE).
8. Yan J, Jiang F, Wang W, Fan C (1998), Characterization and prevention of formation damage during horizontal drilling (SPE), 243-249.