

نگاهی به فعالیت های انجمن علمی در سالی که گذشت مصاحبه با دانشجوی نخبه مهندسی نفت بررسی نخستین مسابقه مهندسی نفت



ز ف ق ا

نشریه علمی دانشجویان دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیرکبیر

زمستان ۹۶

نشانی: تهران، خیابان حافظ، روبه روی خیابان سمیه، دانشگاه صنعتی

امیرکبیر، دانشکده مهندسی نفت، طبقه دوم، دفتر انجمن علمی



Website : Sape.aut.ac.ir

Email : Sape@aut.ac.ir

مدیر مسئول	مهران فقفوری
سردبیر	بلال فعله گری
حمایت و پشتیبانی	انجمن علمی دانشگاه صنعتی امیرکبیر
صفحه آرایی	یاسر عبدالله فرد، فاطمه فصاحت، سیده محدثه موسوی
طراحی جلد	هادی مرادی نیک
تحریریه	یاسر عبدالله فرد، فاطمه فصاحت، بلال فعله گری، مهران فقفوری، بابک لطیفی شیردار، سیده محدثه موسوی
ویرایش	یاسر عبدالله فرد
با تشکر از	دکتر احمدی، دکتر خرسند موقر، دکتر رشیدی، دکتر عامری و دکتر فهیم پور



فهرست

پیشگفتار..... ۱

نخستین مسابقه دانشجویی مهندسی..... ۲

مصاحبه با دانشجوی نخبه..... ۵

فعالیت های انجمن علمی دوازدهم در یک نگاه..... ۹

مقاله علمی ۱..... ۱۲

مقاله علمی ۲..... ۲۲

مقاله علمی ۳..... ۲۷

سخن آخر..... ۵۱



بِسْغَفْتَار

نشریه علمی پژوهشی « نفتا » با همت اعضای فعال انجمن علمی دوازدهم و به کمک جمعی از دانشجویان فعال و همچنین با مشارکت اساتید محترم دانشکده نفت پس از چهار سال منتشر شد که دربرگیرنده مطالب و مسائل بروز « دانشکده و صنعت نفت » و همچنین سه مقاله علمی معتبر که در کنفرانس های داخلی و خارجی پذیرفته شده اند ، می باشد.

امید است با انتشار دوباره این نشریه، این روند ادامه پیدا کند و مورد توجه گروه های انجمن علمی آینده دانشکده قرار گیرد.

با تشکر



نخستین مسابقه دانشجویی مهندسی نفت

Iran PetroMatch



سخنان محمد جواد عامری دبیر

مسابقه: برگزاری مسابقات دانشجویی، با هدف بهره‌گیری از فضای پرنشاط و با انگیزه‌ی دانشجویان و دستیابی به راه‌حل‌ها و ایده‌های خلاق، همواره مورد توجه فعالان عرصه‌ی علم و پژوهش بوده است. با توجه به این که در حوزه‌ی مهندسی نفت، برگزاری مسابقات سراسری بیش از سایر رشته‌ها مورد غفلت قرار گرفته است، بر آن شدیم تا به همت جمعی از اساتید، دانشجویان و صاحب نظران این حوزه، در این عرصه گامی مؤثر برداریم.

از این رو «دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیرکبیر» مفتخر است در راستای پیشبرد اهداف عالی علمی و صنعتی کشور، و با هدف بهره‌گیری از نشاط دانشجویان، اولین دوره از مسابقات مهندسی نفت (IranPetroMatch) را با همکاری جمعی از متخصصین و اساتید گران قدر صنعت و دانشگاه، طراحی و به مرحله اجرا درآورد. هدف از برگزاری این مسابقه، استفاده از توان علمی دانشجویان و همکاری گروهی با متخصصین صنعت کشور می‌باشد تا بتوانند با استفاده از ایده‌های خلاق خود، از امکانات و مواد اولیه در دسترس استفاده کرده و نهایتاً راه‌حلهایی برای مشکلات صنعت ارائه دهند. راه‌حلهایی که شاید در نگاه اول، ساده به نظر برسد، اما چنانچه از آنها در مسیر درست استفاده شود، می‌تواند راه‌گشای بسیاری از مسائل و چالش‌ها باشد.

نخستین دوره مسابقات مهندسی نفت با هدف پیشبرد اهداف عالی علمی و صنعتی کشور در آذرماه سال جاری برگزار گردید.

موضوع نخستین مسابقه: طراحی سیال حفاری سبک

در بدنه فلزی: مهندسی نفت، مهندسی مکانیک، مهندسی پترو، مهندسی برق، مهندسی شیمی، مهندسی هوافضا، مهندسی عمران، مهندسی معدن، مهندسی کامپیوتر، مهندسی صنایع، مهندسی پلیمر، مهندسی مواد

جایزه مسابقه:

- سه عدد سکه تمام بهار آزادی
- سه عدد نیم سکه بهار آزادی
- سه عدد ربع سکه بهار آزادی

مهره ثبت نام: هزینه ثبت نام هر گروه ۲۰۰۰۰ تومان

مهلت ثبت نام: ۲۵ بهمن ماه

مکان: دانشگاه صنعتی امیرکبیر، دانشگاه مهندسی نفت

تلفن: 021-6454126

ایمیل: info@iranpetromatch.com

وبسایت: iranpetromatch.com

Site: iranpetromatch.com



خداوند منان را شاکریم که بار دیگر ما را مورد لطف و توجه خود قرار داد تا بتوانیم در این عرصه گام برداریم.

معاونت برنامه ریزی و تلفیق طرح‌ها و برنامه‌ها اعلام کرد: دانشکده مهندسی نفت دانشگاه امیرکبیر با هدف پیشبرد اهداف علمی و صنعتی کشور و با بهره‌گیری از فضای دانشگاه و صنعت اولین دوره از مسابقات مهندسی نفت (IranPetroMatch) را با همکاری جمعی از متخصصین و اساتید دانشگاه‌های کشور، طراحی و به مرحله اجرا گذاشت که اختتامیه آن در روز یکشنبه ۲۶ آذر سال جاری، با حضور مدیر محترم اکتشاف و مدیر محترم پژوهش و فناوری شرکت ملی نفت ایران در دانشگاه صنعتی امیرکبیر برگزار گردید.



به گزارش این معاونت؛ هدف از برگزاری این مسابقه استفاده از توان علمی دانشجویان با همکاری گروهی از متخصصین صنعت کشور بوده است تا بتوانند با استفاده از ایده‌های خلاق خود از امکانات و مواد اولیه در دسترس استفاده نموده و نهایتاً راه‌حل‌هایی برای مشکلات صنعت ارائه دهند تا راه‌گشای بسیاری از مسائل و چالش‌های صنعت نفت باشد.

در این میان یکی از مشکلات عملیات حفاری در میادین دارای فشار پایین، هرزروی گل حفاری در مخزن هیدروکربوری می‌باشد.

هرزروی زمانی اتفاق می‌افتد که فشار هیدرواستاتیک گل حفاری بیشتر از فشار سازندی باشد. بنابراین علت هرزروی استفاده از گل سنگین و وجود شکاف‌های طبیعی در مخازن تخلیه شده و دارای فشار پایین است. در سال‌های گذشته روش حفاری زیر فشار تعادلی به منظور کنترل هرزروی در میادین هیدروکربوری کشور به کار گرفته شده است لیکن هنوز کنترل آسیب‌وارده به مخزن که ناشی از مشکلات هرزروی است از مسائل مهم این حوزه می‌باشد.

کنترل هرزروی در مخازن دارای فشار پایین با استفاده از گل حفاری سبک می‌تواند مانع از هرزروی و در نتیجه کاهش هزینه‌های سنگین مواد استفاده شده و همچنین کاهش آسیب‌وارده به مخزن شود.

به گفته دبیر اجرایی اولین مسابقه مهندسی نفت (IranPetroMatch)، موضوع سبک‌سازی سیال حفاری یکی از سه موضوع چالش برانگیز کشور است که در این مسابقه سعی شد معضلات و مشکلات آن برطرف شود. مهندس نصیری، دبیر علمی مسابقه نیز با تأکید بر اهمیت موضوع سبک‌سازی سیال حفاری گفت: «مبنای داوری مسابقه رسیدن به وزن ۵۵PCF، پایداری حداقل سه روز و استفاده از مواد در دسترس و دوستدار محیط زیست بوده است.»

این معاونت در ادامه افزود: ۲۷ تیم شامل فعالان بخش صنعت و دانشجویان با حمایت پژوهشگاه صنعت نفت، شرکت MI و شرکت سیال حفاری PDF، در این مسابقه شرکت کردند که در اختتامیه سه تیم برگزیده این مسابقه معرفی و جوایز خود را دریافت کردند. در این مسابقه ۱۵ دانشگاه برتر کشور،



به تفکیک ۶ رشته دانشگاهی و همچنین ۱۰ شرکت دولتی و خصوصی فعال در زمینه صنعت نفت حضور داشتند.

در این مسابقات تیم "کارا" شامل آقایان عبدالصمد رحمتی از شرکت ملی نفت و علی میرزا علیان و علیرضا سلیمانیان از دانشگاه صنعتی شریف **رتبه اول**؛ تیم "Green Light" شامل مجید ولی زاده و حبیبه شیخ رستم آبادی از پژوهشگاه صنعت نفت و میثم بهرامی از دانشگاه صنعتی امیرکبیر **رتبه دوم**؛ و تیم "GRAX LEM" متشکل از محسن طالب کیخاه، و محمد لوران اصفهانی از دانشگاه صنعتی امیرکبیر و فرزانه طالب کیخاه از دانشگاه صنعتی شریف، **رتبه سوم** را به خود اختصاص دادند.

عبدالصمد رحمتی از شرکت ملی نفت ایران و به عنوان سرگروه تیم کارا پیرامون این مسابقه گفت: «موضوع طراحی سیال سبک یکی از چالش‌های مخازن تخلیه شده به خصوص در مناطق نفت خیز جنوب بوده و هدف ما از طراحی سیال فقط توجه و

دستیابی به وزن سبک نبوده است، زیرا با توجه به این که موضوع مسابقه طراحی و پیشنهاد گل سبک به صنعت بوده است، ما به دنبال طراحی گلی بودیم که قابلیت استفاده در صنعت را نیز داشته باشد.» وی در خصوص گل طراحی شده افزود: «با آزمایش‌های انجام شده در آزمایشگاه‌های دانشگاه صنعتی شریف و صنعتی امیرکبیر آن هم با ابتدایی‌ترین تجهیزات و مواد استفاده شده، گل طراحی شده قابلیت کاهش وزن حتی تا ۳۰PCF را داشت لیکن موضوع استفاده در صنعت برای تیم ما بیشتر مطرح بود به همین دلیل با بهینه سازی طراحی سیال و استفاده از مواد دوستدار محیط زیست نهایتاً به وزن ۴۳PCF رسیدیم که این گل پایداری در حالت استاتیک آن حتی تا ۳ هفته نیز می‌باشد. همچنین موضوع حفظ خصوصیات رئولوژیکی نیز از دیگر آیتم‌های مدنظر تیم ما بود که در این خصوص نیز با طراحی انجام شده و با گذشت زمان تغییر زیادی در آن به وجود نمی‌آید.»

رحمتی در ادامه عنوان نمود: «با توجه به اینکه موضوع استفاده از ساده‌ترین تجهیزات برای ساخت سیال حفاری سبک بود میکسری با ۶۰۰ دور بر دقیقه از طریق و سایل ساده طراحی گردید که نهایتاً قیمت تمام شده آن نیز بسیار پایین بود اما ملاک امتیازدهی در مسابقه نبود تا این قسمت از کار نیز مورد ارزیابی قرار بگیرد.»

در نهایت امید است با ادامه برگزاری چنین مسابقات علمی در سطح مهندسی نفت فضای مناسب شاهد شکوفایی ایده‌های نوین جوانان این مرزوبوم باشیم.





مصاحبه با دانشجوی نخبه دکتری

عبدالحسین همتی



باسلام. لطفا خودتون رو معرفی کنید. از چه سالی وارد دانشگاه شدید و در چه گرایشی تحصیل کردید؟

با عرض سلام و ادب خدمت شما و همه دانشجویان عزیز.

عبدالحسین همتی هستم. سال ۸۶ دوران کارشناسی رو در رشته مهندسی نفت دانشگاه امیرکبیر شروع کردم. در سال ۹۰ وارد مقطع ارشد دانشگاه صنعتی شریف شدم و مقطع دکتری رو در سال ۹۲ در دانشگاه امیرکبیر آغاز کردم و هم اکنون ترم آخر دکتری هستم. دوران کارشناسی گرایش نداشتیم ولی در ارشد و دکتری مهندسی مخازن هیدروکربوری رو انتخاب کردم.

هدفتون در ابتدا از انتخاب این رشته چه بود؟

کشور ایران به عنوان دومین کشور جهان از لحاظ منابع گاز محسوب شده و از لحاظ منابع نفتی نیز جز ۴ کشور اول جهان است و در مجموع نفت و گاز بیشترین منابع رو در دنیا دارد. که این موضوع خود اهمیت رشته نفت و گاز را در کشور ایران نشان می دهد. بنده در سال کنکور در مورد رشته های مختلف تحقیق کردم و بعد از آمدن نتایج کنکور بین دو رشته مهندسی پلیمر و مهندسی نفت مردد بودم که در

نهایت رشته مهندسی نفت را انتخاب کردم. بحث بازار کار و همچنین اهمیت حیاتی این رشته برای کشور بنده رو به سمت این رشته سوق داد.

از فراز و نشیب های دوران کارشناسی تان برایمان بگویید؟

دوران کارشناسی دوران بسیار پرفراز و نشیبی بود. و فکر میکنم مدیریت کردن این دوران در موفقیت و آینده دانشجویان بسیار موثر هست. در ابتدای دوران کارشناسی به علت دوری از خانواده و ورود به فضای جدید دچار مشکلاتی شده بودم. و نتوانستم در ترم اول نتیجه مورد نظر را بگیرم. ترم های دوم تا چهارم از لحاظ درسی و وضعیتم بهتر بود ولی در حد معمول مطالعه میکردم. در این سه ترم به فعالیت های جانبی و فرهنگی بیش از حد توجه میکردم و براشون وقت میگذاشتم که باعث شده بود به درسم به اندازه کافی توجه نکنم ولی از ترم ۵ برای درس خواندن به صورت جدی تصمیم گرفتم و از آن به بعد بحمدالله وضع معدل و شرایط تحصیلی ام بهتر شد. سعی کردم در کنار خواندن جزوات، کتاب های انگلیسی منبع را نیز مطالعه کنم و درک عمیق تری از مفاهیم داشته باشم. در کنار این موارد آموزش زبان انگلیسی را نیز بسیار جدی شروع کردم و در یک دوره ۹ ماهه میانگین روزی ۳ ساعت زبان خواندم که خیلی در پیشرفت سطح زبانم تأثیرگذار بود. از تابستان بعد از ترم ۶ نیز



برای کنکور ارشد کم کم خود را آماده کردم و از اول ترم ۷ به صورت جدی برای کنکور خواندم و توانستم دانشگاه صنعتی شریف برای دوره ارشد پذیرش بگیرم.

به نظر شما، دانشجویان دوره ی کارشناسی باید چه ملاک هایی رو برای موفقیت مد نظر قرار دهند؟

دانشجویان دوره کارشناسی باید سعی کنند در همان روز های اول دانشگاه خود را با شرایط جدید وفق دهند و با دوری از خانواده و سختی شرایط خوابگاه کنار بیایند و برای اهدافی که در سر دارند تلاش کنند.

برای دانشجویان دوره کارشناسی بدست آوردن معدل بالا خیلی مهم هست چون در مقاطع بعدی و استخدام به شدت تاثیرگذار است. معدل ۱۷ به بالا معدل خیلی خوبی هست و معدل بالای ۱۵ قابل قبول هست.

بحث زبان انگلیسی از اهمیت حیاتی برخوردار است و دانشجویانی که زبان انگلیسی قوی تری دارند مطمئناً برای پیشرفت فرصت های بسیار بیشتری برای شان فراهم می شود. دانشجویان سعی کنند در کلاس زبان شرکت کنند و کتب درسی را به زبان انگلیسی بخوانند.

در ترم های نزدیک کنکور همه تمرکزشان را روی کنکور بگذارند و از فعالیت های جانبی حتی الامکان پرهیز کنند. همچنین همت خود را بکار بگیرند که نرم افزار های مورد نیاز رشته شان را یاد بگیرند.

در فعالیت های جانبی در حدی که به درشان آسیب نزنند شرکت کنند و سعی کنند مهارت های اجتماعی خود را در تشکل های دانشجویی بهبود ببخشند.

افراط و تفریط در فعالیت های جانبی میتوانند موجب از دست رفتن بسیاری از موقعیت ها شود. هم چنین باید

تلاش کنند تا میتوانند با اساتید و دانشجویان مقاطع بالاتر ارتباط بگیرند و از تجربیات آنها استفاده کنند.

دانشجویان دوره کارشناسی اگر معدل خوبی داشته باشند و دوره ارشد نیز فعال باشند و سوابق علمی خود را بهبود دهند میتوانند به راحتی از طریق بنیاد ملی نخبگان از مزایای انجام یک طرح پژوهشی بجای خدمت سربازی استفاده کنند. همچنین جوایزی برای استخدام در نهاد های مختلف نیز وجود دارد که با کمی تلاش می توان به آنها دست یافت.

دانشجویان کارشناسی ارشد باید بیشتر روی چه فعالیت هایی تمرکز کنند؟

در مقطع کارشناسی ارشد مانند دوران کارشناسی معدل اهمیت ویژه ای دارد. ولی در مقطع ارشد فعالیت های پژوهشی نیز بسیار مهم هستند و کسی که فعالیت پژوهشی خوبی نداشته باشد از ادامه تحصیل باز می ماند.

در این دوره باید در کنار درس به فعالیت های پژوهشی نیز توجه ویژه داشت. استخراج مقاله از پایان نامه و همچنین کارهای جانبی در مقطع ارشد نقش تعیین کننده ای در ادامه تحصیل دانشجویان در مقطع دکتری دارد.

در مقطع ارشد دانشجویان سعی کنند که کارهای تیمی را تقویت کنند و با همکاری یکدیگر به فعالیت های پژوهشی بپردازند. مهارت های لازم برای مقاله نوشتن را بیاموزند و حتی الامکان چند مقاله از فعالیت های پژوهشی دوران ارشد استخراج کنند.



بنظر بنده کار تیمی انجام دادن در مقطع ارشد و استفاده از راهنمایی های یک استاد خیره می تواند موفقیت دانشجویان را بسیار تسریع کند. دوستانی که مهارت زبانی زیادی ندارند در این دوره با مشکلات عمده ای رو به رو می شوند و باید این مهارت را هر چه سریعتر تقویت کنند. دانشجویانی که مقطع ارشد را همراه با مقالات خوب پشت سر بگذارند میتوانند با سهمیه استعداد درخشان یا جوایز بنیاد ملی نخبگان بدون کنکور در مقطع دکتری ادامه تحصیل دهند و یا اینکه برای ادامه تحصیل به خارج کشور بروند. همچنین به جای رفتن به خدمت سربازی می توانند از طریق بنیاد نخبگان یک طرح پژوهشی انجام دهند.

آزمون کارشناسی ارشد به چه شکل بود و چرا دانشگاه شریف رو انتخاب کردید؟

آزمون ارشد سخت بود و با توجه به اینکه بعضی درس هایی که در آزمون بود رو نگذرانده بودم، شرایط کمی سخت بود. همچنین در ترم ۷ که نزدیک کنکور بود ۲۰ واحد درس داشتم که کار رو برای بنده سخت می کرد. کنکور در آن سال ها، بهمن ماه برگزار میشد. خدا رو شکر با برنامه ریزی منظم و مطالعه در تابستان توانستم از پس این مشکلات بر بیایم و رتبه مورد نظر رو به دست بیارم. دانشگاه شریف در رشته مخزن بهترین دانشگاه بود و اساتیدی بسیار باسواد داشت که هر کسی را ترغیب می کند تا در این دانشگاه درس بخواند

چرا بعد از دوران کارشناسی یا کارشناسی ارشد apply نکردید و نظرتون راجع به apply چیست؟

بنده بعد از دوران ارشد برای تحصیل در مقطع دکتری در خارج کشور درخواست دادم. به علت تحریم رشته نفت امکان تحصیل برای بنده در کشور آمریکا وجود نداشت و بهترین گزینه برای دانشجوین رشته نفت دانشگاه های کانادا می شدند. خوشبختانه از دانشگاه کلگری کانادا که بهترین دانشگاه کانادا در رشته نفت محسوب میشود پذیرش گرفتم و بالاترین اسکولارشیپ ممکن این دانشگاه بنام Eyes High Doctoral Recruitment Scholarship

که به میزان ۳۰ هزار دلار در سال و به مدت ۴ سال بود را برنده شدم ولی به دلایل شخصی تصمیم گرفتم در ایران در مقطع دکتری تحصیل کنم.

البته به علت عدم رفتن بنده به کانادا این اسکولارشیپ لغو شد و بنده آن را دریافت نکردم. به نظرم تحصیل در خارج کشور بسیار وابسته به شرایط شخص می باشد و نمیتوان توصیه کرد که خوب است یا بد. بستگی دارد فرد از چه دانشگاهی پذیرش میگیرد، چه میزان fund دارد یا فت میکند، استادش کیست، چه کشوری هست و...!!

ولی در کل تجربه تحصیل در خارج کشور میتواند در پیشرفت دانشجویان بسیار موثر باشد. متأسفانه هنوز در کشور ما افرادی که خارج کشور درس خوانده اند عموماً در اولویت هستند.

در داخل کشور چون دانشجویان دکتری هزینه برای امرار معاش دریافت نمی کنند مجبورند که در بیرون دانشگاه کار کنند که طبیعتاً می تواند عملکرد آنها را ضعیف کند.

از طرفی تجهیزات به سختی در دسترس می باشد و مشکلات خاص خود را دارد. البته بعضی اوقات دانشجویان دکتری که همراه با تحصیل در بیرون دانشگاه کار میکنند تجربه خوبی بدست می آورند که



با تشکر از وقتی که به این مصاحبه
اختصاص دادید. امیدواریم در همه ی عرصه
های زندگی بدرخشید.

می تواند برای اشتغالشان بعد از تحصیل بسیار مفید
باشد.

در کل، نمی توان نسخه کلی برای درس خواندن در
داخل یا خارج کشور داد.





فعالیت انجمن علمی دوازدهم در یک نگاه



اعضای فعال انجمن علمی:

آقای مهران فقفوری

آقای بلال فعله گری

آقای محسن طالب کیخاه



بازدیدهای سالانه:

بازدید از پژوهشگاه صنعت نفت (۲ مرتبه)

بازدید از سایت های مخزن سراجه قم (۲ مرتبه)

بازدید از نمایشگاه بین المللی نفت و گاز

بازدید دانشجویان ورودی ۹۶ از آزمایشگاه های دانشکده

بازدید از مناطق رسوبی و کوه نمکی سمنان

کارگاه های نرم افزار های تخصصی

کارگاه آموزشی نرم افزار ژئولاگ مقدماتی (۳ مرتبه)

کارگاه آموزشی نرم افزار ژئولاگ پیشرفته (۲ مرتبه)

دوره مقدماتی شبیه سازی مخزن به کمک نرم افزار

Eclipse(مرتبه)

کارگاه آموزشی شبکه های عصبی مصنوعی

کارگاه آموزشی MATLAB(۲مرتبه)

دوره آموزشی روش المان محدود (FEM)





دوره آموزشی شبیه سازی دینامیک مخزن به کمک نرم افزار Petrel

دوره آموزشی مدلسازی رفتار فازی سیالات به کمک WINPROP و PVTi

کارگاه آموزشی نرم افزار Drilling office

سمینار و کارگاه های تخصصی

سمینار پایداری دیواره چاه در سازند های شیلی

سمینار تخصصی میدان دارخوین

سمینار سیال حفاری سبک

سلسله کارگاه های ایده تا نتیجه

کلاس Free Discussion

سمینار آشنایی با اقتصاد دانش بنیان در حوزه صنایع نفت

نخستین مسابقه مهندسی نفت

IRANPETROMATCH

راه اندازی سایت آموزش مجازی نرم

افزار های نفتی mbookdl







تعیین پنجره ایمن گل حفاری با استفاده از روش های تجربی ،

شبکه های عصبی مصنوعی و سیستم استنتاجی فازی



- ۱-بابک لطیفی دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت ، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران ایران
- ۲-یاسر ارجمند دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت ، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران ایران
- ۳-امیر حسین آل بویه دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت ، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران ایران
- ۴-رسول خسروانیان استادیار گروه مهندسی نفت ، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران ایران

خلاصه

واقعی قیاس گردیده است که در بین آن ها ، روش های تجربی بی شترین تطابق را با حالت واقعی داشته اند.

یکی از موارد تعیین کننده در بحث حفاری چاه های نفت و گاز نوع سیال مورد استفاده جهت حفاری می باشد .

مقدمه

ارزیابی دقیق مقادیر فشار های تحت الارضی اساس برنامه ریزی در حفاری چاه است. درک درستی از مقادیر فشار منفذی و فشار شکست سازند که حد بالا و پایین پنجره ایمن سیال حفاری را تشکیل میدهند، منجر به انتخاب مناسب نقاط تعبیه لوله جداري، طراحی بهینه لوله های جداري، تعیین بهترین مسیر حفاری، جلوگیری از ناپایداری دیواره چاه، جلوگیری از هرزروی سیال حفاری و خطرات ناشی از فوران چاه می شود [۱].

سیال حفاری به عنوان یکی از مهم ترین پارامتر های حفاری چاه بوده که انتخاب نوع و مقدار آن بیشترین تاثیر را در عملیات حفاری خواهد داشت. از دغدغه های مورد بحث پیرامون سیال حفاری، انتخاب وزن مناسب آن جهت حفاری سازند های زیر زمین می باشد. وزن گل پارامتری است متأثر از خواص گل، خواص سنگ و نوع عملیات حفاری. انتخاب وزن مناسب گل حفاری در یک بازه صورت می پذیرد که به آن پنجره ایمن گل می گویند. در این پژوهش پنجره ایمن گل برای یکی از چاه های نفتی ایران، با سه روش مختلف طراحی شده است که عبارتند از: ۱- روش های تجربی ۲- روش هوش مصنوعی و استفاده از شبکه های عصبی و ۲- استفاده از سیستم استنتاجی فازی. هر یک از روش های مذکور مورد بررسی قرار گرفته و نتایج حاصل از هر کدام با مقادیر

فشار منفذی به فشار سیال درون حفرات سنگ گفته می شود که از کمیت های مهم در بحث اکتشاف و حفاری منابع هیدروکربنی است و می توان آن را از طریق محاسبه تفاضل فشار مؤثر (فشار وارده بر ساختار سنگ) از فشار روباره (فشار ناشی



از وزن لایه ها و سیال درون آنها در قسمت های بالایی عمق) به دست آورد. این رابطه به عنوان رابطه ترزاقی شناخته شده است. بر اساس اصل ترزاقی، فشار روباره که ناشی از مجموع وزن ماتریکس سنگ و سیال درون حفرات سنگ است، به فشار مؤثر (تنش ماتریکس) و فشار منفذی سازند تقسیم میشود. در واقع در هر عمق، بخشی از فشار روباره (فشار لیتواستاتیک) توسط فشار منفذی و بخش باقی مانده توسط تماس بین ذرات (فشار مؤثر) مقابله می شود.

فشار شکست به حد بالایی تحمل سنگ های تشکیل دهنده دیواره چاه در مقابل فشار وارده به آن گفته می شود. فشار وارد شونده بر دیواره چاه متشکل از عوامل مختلفی از جمله چگالی گل، ارتفاع عمودی ستون گل، خرده های حمل شده، افت فشار ناشی از راندن و خارج کردن لوله حفاری و ورود سیالات دیگر مانند گاز، هوا، نفت یا آب است. این فشار بر حسب واحد psi/ft یا psi نشان داده می شود.

در شرایط ایستا، فشار گل حفاری به شکل هیدرواستاتیک و ناشی از چگالی و ارتفاع عمودی ستون سیال است. در زمان گردش گل حفاری، به دلیل اصطکاک بین گل با اجزای سیستم گردش شامل لوله های سطحی، رشته حفاری، جت نازل ها و فضای حلقوی، نیاز به اعمال فشار توسط پمپ است. فشار تولید شده توسط پمپ معمولاً معادل مجموع افت فشار ناشی از اصطکاک در هر یک از بخش های فوق است. از آنجا که فشار جبرانی مربوط به اصطکاک فضای حلقوی در ارتباط با سازند های اطراف قرار می گیرد، فشار اعمالی به دیواره چاه در حالت گردش گل کمی بیشتر از حالت استاتیک است.

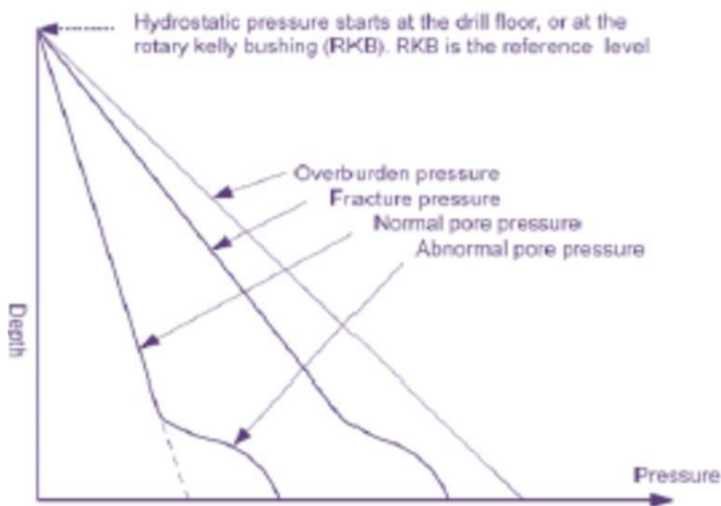
اندازه چگالی معادل گردش گل به صورت فرمول ۱ بیان می شود [۱]:

$$ECD = MW + \frac{\sum APL}{0.052 * TVD}$$

چگالی گل حفاری در طول گردش گل ثابت نمی ماند به عنوان مثال وزن خرده های حمل شده در فضای حلقوی باعث افزایش اثر چگالی گل حفاری می شود. از طرف دیگر ورود گاز یا هوا از طریق سازند به درون سیال حفاری می تواند باعث کاهش چگالی گل حفاری شود. در طول عملیات حفاری بعد از هر ۳۰ فوت حفاری نیاز به اضافه کردن یک لوله حفاری است برای این کار، رشته حفاری بایست چند متر بالا آورده شود که این می تواند باعث مکیده شدن گاز به زیر مجموعه ته چاهی شود. از طرف دیگر در این زمان رشته حفاری در سطح زمین از هوا پر می شود. زمانی که گل به داخل رشته حفاری پمپ می شود، با گاز یا هوا مخلوط شده و در نتیجه چگالی گل حفاری کاهش می یابد. [۲]

فشار وارده بر دیواره چاه بیشتر در بازه بین فشار منفذی و فشار شکست قرار داده می شود که این بازه تحت عنوان پنجره ایمن گل حفاری شناخته می شود. در برخی موارد فشار اعمالی به دیواره چاه را خارج از این بازه انتخاب میکنند. مثلاً در سازندهای هرز پذیر و دارای نفوذ پذیری زیاد، وزن گل را زیر فشار منفذی انتخاب می کنند تا از خطرات ناشی از هرزروی جلوگیری شود. به طور کلی، اگر فشار وارده بر دیواره چاه کم تر از فشار سازند باشد، این اجازه به سیالات سازند داده می شود که به درون چاه شارش کنند و اگر فشار وارده بر دیواره چاه بیشتر از فشار سازند باشد، امکان ایجاد درزو شکاف در سنگ دیواره چاه و در نتیجه هرزروی سیال حفاری به درون سازند





شکل ۱ - تغییرات انواع فشار در داخل سازند بر حسب عمق

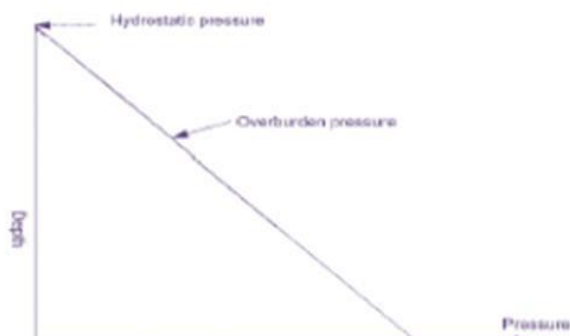
فشار سرباره: عبارت است از فشار حاصل از وزن سازند قرار گرفته در بالای عمق مورد نظر. فشار سرباره را میتوان از رابطه ۲ بدست آورد [۶]:

$$\text{Overburden pressure} = \frac{\text{matrix weight} + \text{fluid weight}}{\text{Area}}$$

تنش های درجای (in-situ) سازند به دو دسته تقسیم بندی می شوند:

۱. تنش نرمال ۲. تنش غیر نرمال

در ناحیه یا تنش نرمال، تنش عمودی (σ_z) بزرگترین مقدار است و توسط تنش های سرباره ایجاد می شود. مقدار دو تنش افقی σ_H و σ_h معمولاً برابر در نظر گرفته می شود. برای سازند های سخت و سیمانی، فشار سرباره به صورت خطی (با شیب حدود ۱ پام بر فوت) با عمق افزایش پیدا می کند.



وجود دارد. گاه گاهی دیده شده که هرزروی به صورت کامل صورت گرفته و باعث از دست داد کامل چاه شده است. حفاری در هر دو حالت، با مشکل روبرو می شود که برای عملیات و شرکت های حفاری امری خطرناک است [۲].

تعیین پنجره ایمن گل حفاری

به منظور تعیین حد بالا و پایین پنجره ایمن گل حفاری می بایست مقادیر فشار منفذی و فشار شکست سازند که بیانگر این حدود هستند، تخمین زده شوند. در تخمین فشار منفذی، از ویژگی های سازند مانند فشردگی، تخلخل و حرکت سیال استفاده می شود. هرگونه تغییر در فشار منفذی طبیعی در یک ناحیه زمین شناسی منجر به تغییر در برخی از این ویژگی ها می شود. بنابراین، هر نوع پارامتر قابل اندازه گیری که به نحوی بتواند این تغییرات را نشان دهد، میتواند به منظور ارزیابی کمی فشار منفذی سازند مورد استفاده قرار گیرد. [۶]

سازند های متخلخل در فضاهای خالی دارای فشار هستند. به این فشار pore pressure می گویند. فشار فضاهای خالی بسته به نوع سیال موجود در آن تغییر می کند. در حالت عادی یا افزایش عمق، فشار و دما افزایش می یابد. با تشخیص گرادیان فشار و دما، مخصوصاً فشار، می توان روش های مختلفی برای کنترل چاه ارائه داد. برای تعیین مدل ابتدا باید انواع فشار در سازند های رسوبی را شناخت. [۶]

انواع فشار در سازند های متخلخل:

فشار سرباره (overburden pressure)

فشار نرمال سازند (normal pressure)

فشار ناهنجار یا غیرنرمال (abnormal pressure)

فشار شکاف (fracture pressure)



مقدار h از رابطه ی زیر حاصل می شود.

h : بیانگر جهت x

H : بیانگر جهت y

Z : بیانگر جهت z

μ : نشانگر نسبت پواسون است.

فشار نرمال: فشار هیدرواستاتیکی ناشی از سیال موجود در فضای متخلخل بالای عمق مورد نظر چگالی سیال تاثیر مستقیم بر این فشار دارد. سازند های دارای فشار نرمال، توسط محیط های متخلخل به سفره های آب متصل هستند. [۶]

فشار ناهنجار: فشار بیش از فشار نرمال در فضای متخلخل سازند. فشار ناهنجار در سازند به دلایل زیر ممکن است به وجود آید

بستر آب آرتزین (Artesian Water)

رسوب سریع رس

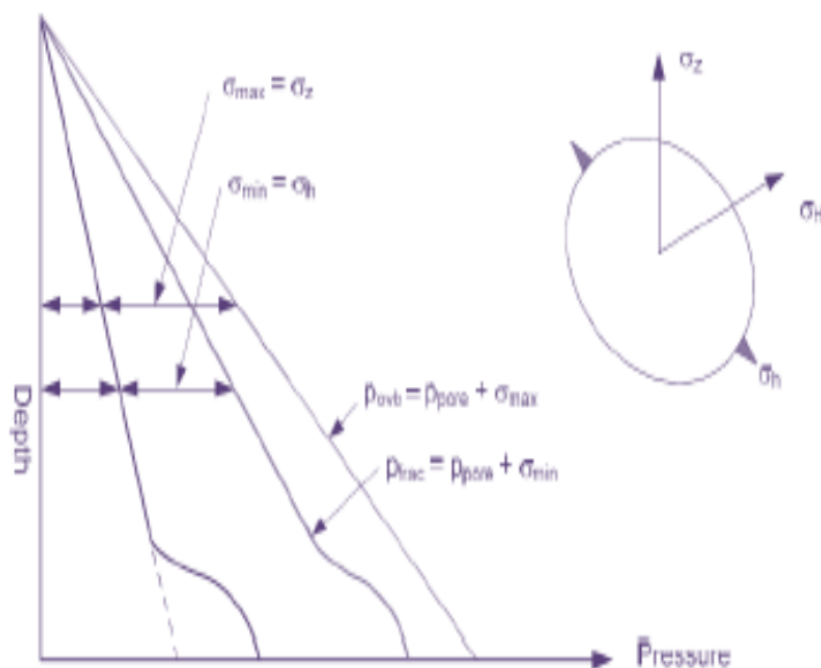
سازندهای شارژ شده توسط سیالات

زمانی که فشار چاه از فشار سازند بیشتر باشد شکاف رخ می دهد. جهت شکاف، عمود بر صفحه کمترین تنش افقی خواهد بود. شکاف زمانی پدید می آید که:

$$\sigma_h = \sigma_{\min} = \frac{\mu}{1-\mu} \cdot \sigma_z$$

$$\mu = \frac{\epsilon_h}{\epsilon_z}$$

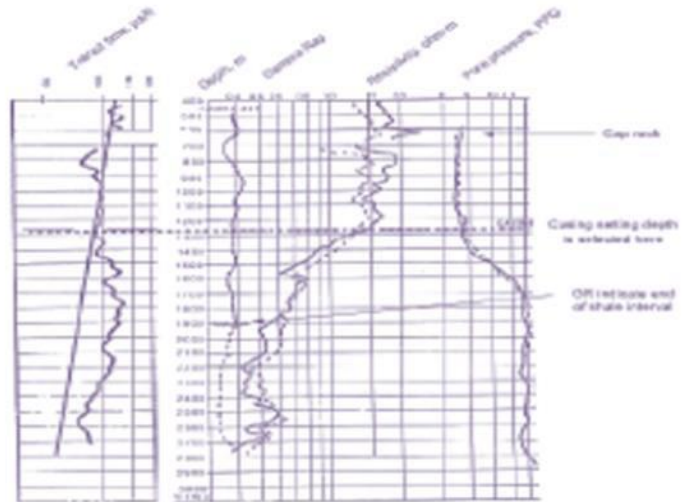
$$P_{\text{frac}} = P_{\text{pore}} + \sigma_{\min}$$



تعیین فشار ناهنجار توسط نمودارهای صوتی:

شکل مقابل چگونگی کاربرد نمودارهای مقاومت و صوتی را در تشخیص فشار ناهنجار سازند نشان می دهد.

شکل ۳ تغییرات فشار ناهنجار با استفاده از نمودارهای صوتی



Eaton روابط زیر را برای سه پارامتر مختلف حاصل از نمودارگیری ارائه کرد:

$$\rho_{pore} = \rho_{ovb} - ((\rho_{ovb} - \rho_{normal}) (\Delta t / \Delta t_{normal})^3)$$

$$\rho_{pore} = \rho_{ovb} - ((\rho_{ovb} - \rho_{normal}) (R / R_{normal})^{1.2})$$

$$\rho_{pore} = \rho_{ovb} - ((\rho_{ovb} - \rho_{normal}) (d_c / d_{c,normal})^{1.2})$$

در این روابط X normal بیانگر مقدار X خوانده شده از خط نرمال در عمق مورد نظر است.

۳. روش های آزمایش

طبق توضیحات داده شده، برای تعیین وزن گل مناسب جهت حفظ پایداری دیواره چاه باید از روش های مختلف موجود بتوان فشار منفذی هر عمق از چاه را محاسبه کرد. لذا در این مقاله با توجه به

اطلاعات میدانی یکی از چاه های مناطق جنوب ایران و با استفاده از روش های زیر به تعیین فشار منفذی مناسب و تا ممکن دقیق پرداخته شده است. روش های استفاده شده عبارتند از:

۱. روش d-exponent

۲. استفاده از الگو های پیش بینی شبکه عصبی

۳. استفاده از منطق فازی

۴. روش d-exponent

این روش مبتنی بر ارتباط بین متغیر های حفاری است که ما با داشتن این رابطه که در این روش موجود است، می توانیم نرخ تغییر فشار را در سازند های حال حفاری بدست آورده و از این طریق به وزن گل مناسب جهت حفاری سازندهای بعد می رسیم. این روش به ارتباط بین نرخ نفوذ مته، سرعت چرخش مته، وزن روی مته و قطر مته می پردازد و از این طریق متغیری به نام توان (d) را محاسبه می کند که در واقع به نوعی بیانگر توان مته برای حفاری سازند می باشد. از طریق بررسی مقدار توان (d) در عمق های مختلف می توان به وزن گل مناسب در اعماق مورد نظر رسید.

$$ROP = K \cdot RPM \left(\frac{WOB}{d_{bit}} \right)^d \quad d = \frac{\log \frac{ROP}{60 RPM}}{\log \frac{12 WOB}{10^4 d_{bit}}}$$

در این رابطه:

ROP: سرعت حفاری (ft/hr)

RPM: سرعت دورانی مته (دور بر دقیقه)



K: ثابت قابلیت حفاری سازند (نشانگر سختی سازند است)

روش Eaton برای محاسبه فشار منفذی:

$$PP = \sigma_{ov} - (\sigma_{ov} - P_n) \times \left(\frac{d_{co}}{d_{cn}} \right)^{1.2}$$

WOB: وزن روی مته (Ibf)

d_{bit}: قطر مته (in)

روش نسبی (Ratio) برای محاسبه فشار منفذی

D: توان وزن مته (مقدار آن بین ۰٫۶ تا ۲)

مقدار d بدست آمده از رابطه فوق را با استفاده از فرمول زیر برای وزن گل حفاری به کار برده شده اصلاح میکنند

$$PP = P_n \times \left(\frac{d_{cn}}{d_{co}} \right) :$$

$$d_c = d \cdot \frac{\rho_{normal}}{\rho}$$

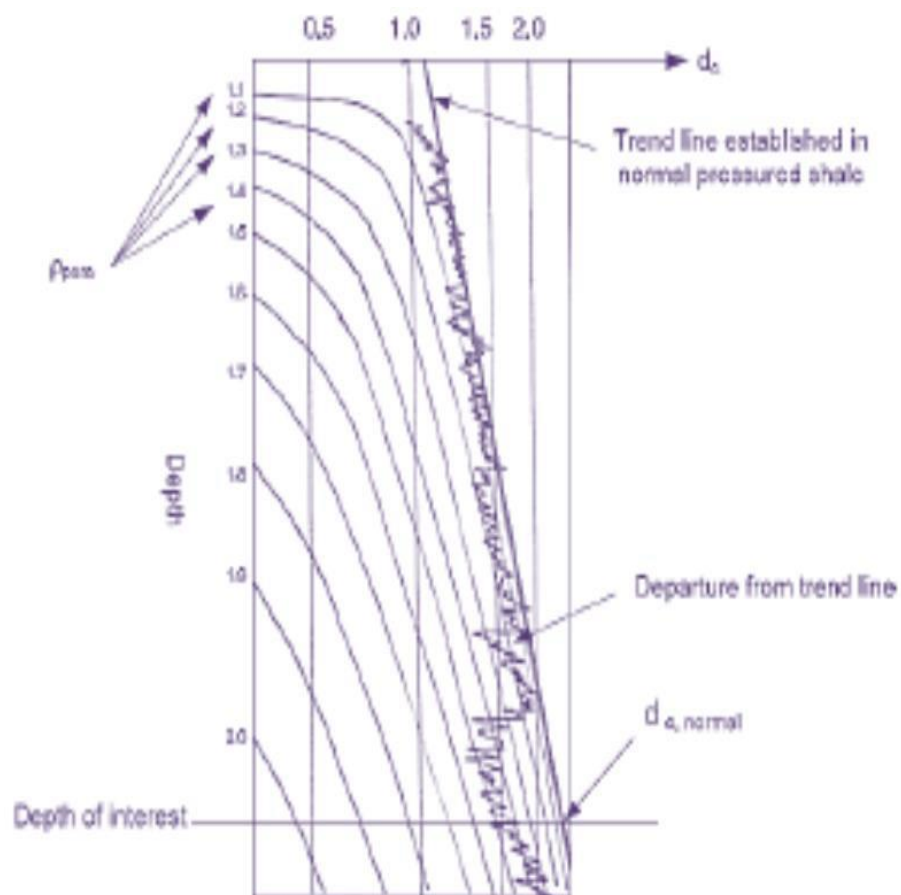
PP= Pore pressure (ppg)

σ_{ov}= Overburden (ppg)

P_n= Normal pore pressure gradient (ppg)

d_{co}= Observed value of d_c at depth of interest

d_{cn}= Normal trendline value of d_c at depth of interest



$$FG = \left(\frac{v}{1-v} \right) \left(\frac{(\sigma_v - P_f)}{D} \right) + \frac{P_f}{D}$$

گل بر اساس حالات فوق الذکر در شکل شماره ۵ نمایان شده است.

۵. شبکه عصبی:

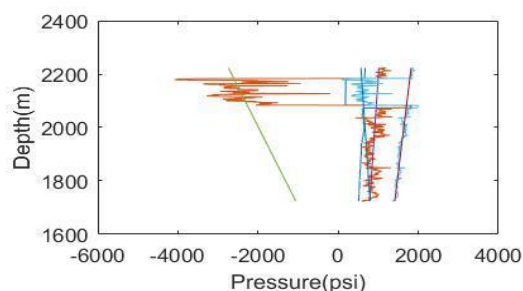
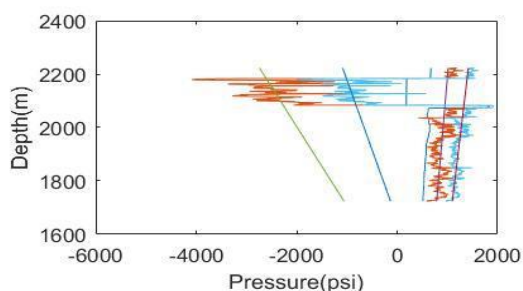
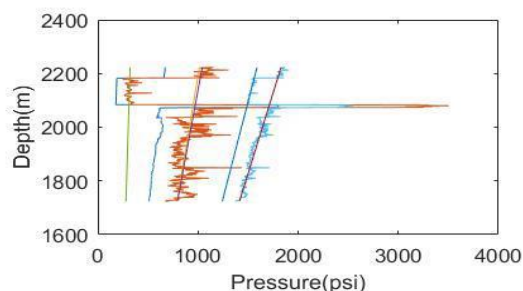
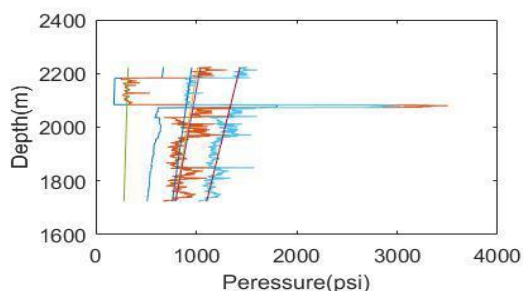
شبکه های عصبی مصنوعی (Artificial Neural Network – ANN) یا به زبان ساده تر شبکه های عصبی سیستم ها و روش های محاسباتی نوینی هستند برای یادگیری ماشینی، نمایش دانش، و در انتها اعمال دانش به دست آمده در جهت پیش بینی پاسخ های خروجی از سامانه های پیچیده (ایده اصلی این گونه شبکه ها) تا حدودی الهام گرفته از شیوه کارکرد سیستم عصبی زیستی، برای پردازش داده ها، و اطلاعات به منظور یادگیری و ایجاد دانش قرار دارد. عنصر کلیدی این ایده، ایجاد ساختارهایی جدید برای سامانه پردازش اطلاعات است. این سیستم از شمار زیادی عناصر پردازشی فوق العاده بهم پیوسته با نام نورون تشکیل شده که برای حل یک مسأله با هم هماهنگ عمل می کنند و توسط سیناپس ها

روش Eaton برای محاسبه گرادیان شکست سازند:

باید توجه داشت که وزن گل مورد نظر، در بازه تعریف شده پنجره گل باشد تا از آسیب سازند جلوگیری شود و همچنین احتمال فوران سیال مخزن را تا حد امکان کاهش دهد.

۴. نتایج روش:

جهت طراحی پنجره ایمن گل با استفاده از روش های Eaton و Ratio مقدار فشار منفذی از روی داده های حفاری واقعی یک میدان نفتی در جنوب ایران (شامل d, ROP, RPM, WOB, \dots) استفاده گردید و کد محاسباتی آن در نرم افزار متلب نوشته شد. این اطلاعات مربوط به ۵۰۰ متر از یک چاه حفاری شده می باشد که نتایج حاصله از روش های تجربی با نتایج واقعی تطبیق داده شد و در حدود ۸۰٪ موارد وزن گل پیش بینی شده توسط روش های تجربی در بازه وزن گل مورد استفاده در حین حفاری قرار داشت. کد متلب استفاده شده در روش در قسمت ضمیمه فایل قرار گرفته است. نتایج حاصله در قالب ۴ بازه پنجره

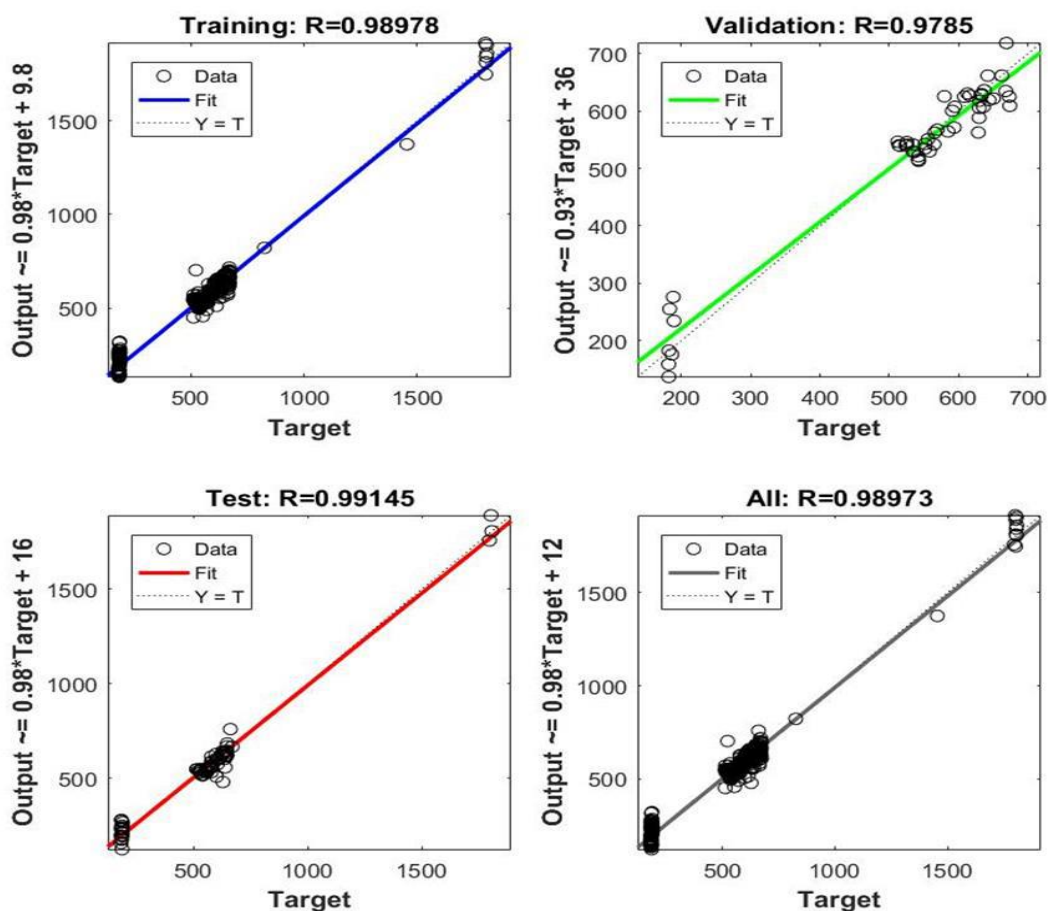


دادن ورودی های جدید، سیستم پاسخ درستی تولید کند.

(ارتباطات الکترومغناطیسی) اطلاعات را منتقل میکنند. یادگیری در این سیستم ها به صورت تطبیقی صورت میگیرد، یعنی با استفاده از مثال ها وزن سیناپس ها به گونه های تغییر میکند که در صورت

۵/۱. نتایج روش

در این روش ابتدا ۵ متغیر ROP, WOB, RPM, Dc, Depth با ۵۰۰ رقم تکرار در قالب یک ورودی به شبکه عصبی تزریق شده و خروجی شبکه داده (mud weight) قرار گرفت. با استفاده از شبکه عصبی پرسپترون ۱۰ لایه با الگوریتم scaled conjugate gradient داده ها به میزان ۷۰٪ مورد آموزش، ۱۰٪ مورد اعتبار سازی و ۲۰٪ مورد ارزیابی قرار گرفتند. نتایج حاصله با ضریب همبستگی کل ۹۸٪ حاکی از موثر بودن شبکه ایجاد شده برای این سیستم می باشد. شکل شماره ۶ نمایانگر نتایج حاصل از شبکه ایجاد شده برای داده های چاه مرود مطالعه می باشد.



نتایج حاصل از روش شبکه عصبی در تعیین پنجره ایمن گل حفاری



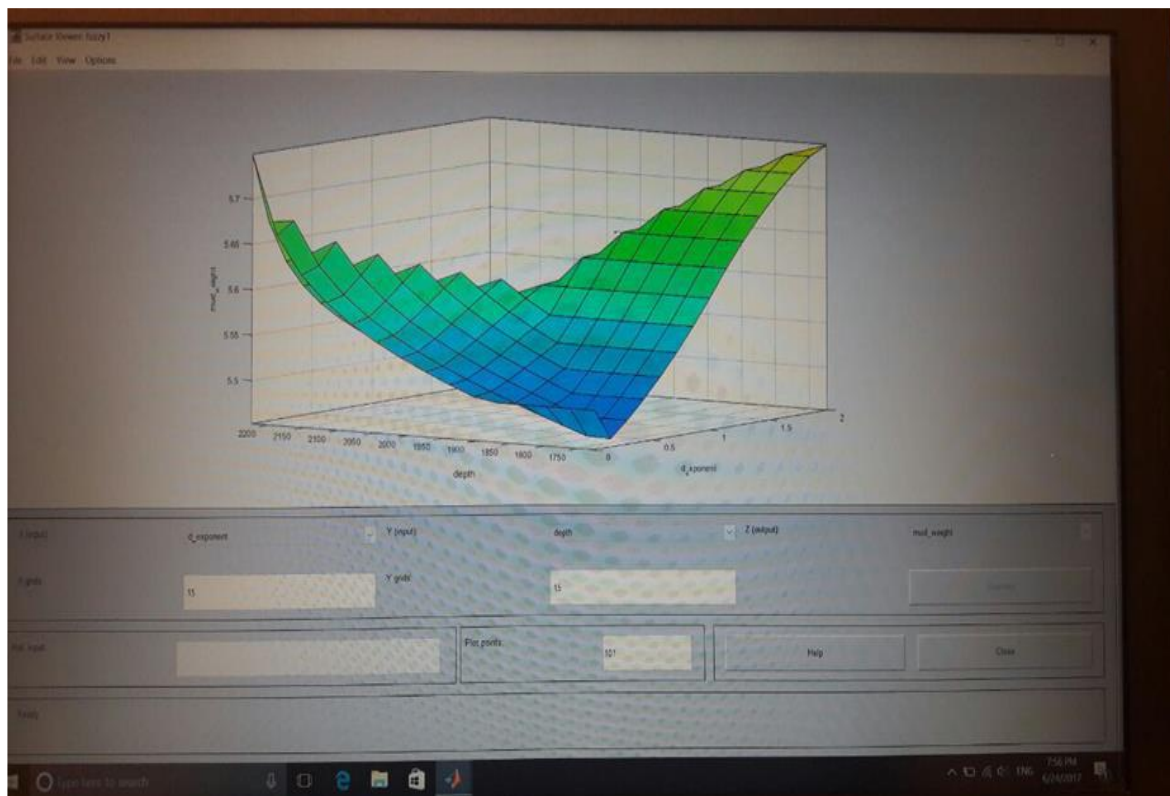
۶. منطق فاز

واژه فازی در فرهنگ لغت آکسفورد به صورت مبهم، گنگ و نادقیق تعریف شده است. اگر بخواهیم نظریه مجموعه های فازی را تعریف کنیم، باید بگوییم که نظریه ای است برای اقدام در شرایط عدم اطمینان؛ این نظریه قادر است بسیاری از مفاهیم و متغیرها و سیستم هایی را که نادقیق هستند، صورت بندی ریاضی ببخشد و زمینه را برای استدلال، استنتاج، کنترل و تصمیم گیری در شرایط عدم اطمینان فراهم آورد. نظریه فازی به وسیله پروفیسور لطفی زاده در سال ۱۹۶۵ در مقاله ای به نام مجموعه های فازی معرفی شد. ایشان قبل از کار بر روی نظریه فازی، یک استاد برجسته در نظریه را که اساس نظریه کنترل مدرن را شکل می دهد، توسعه داد. استاد لطفی زاده پس از معرفی حالت کنترل بود. او مفهوم مجموعه فازی در سال ۱۹۶۵، مفاهیم الگوریتم فازی را در سال ۱۹۶۸، تصمیم گیری فازی را در سال ۱۹۷۰ و ترتیب فازی را در سال ۱۹۷۱ ارائه نمود. ایشان در

سال ۱۹۷۳ اساس کار کنترل فازی را بنا کرد این مبحث باعث تولد کنترل کننده های فازی برای سیستم های واقعی بود؛ ممدانی (Mamdani) و آسیلیان (Assilian) چهارچوب اولیه ای را برای کنترل کننده فازی مشخص کردند. در سال ۱۹۷۸ هولمبلاد (Holmblad) و اوسترگارد (Ostergaard) اولین کنترل کننده فازی را برای کنترل یک فرایند صنعتی به کار بردند که از این تاریخ، با کاربرد نظریه فازی در سیستم های واقعی، دیدگاه شک برانگیز درباره ماهیت وجودی این نظریه کاملاً متزلزل شد.

۶.۱. نتایج روش

در استفاده از این روش ابتدا در تولباکس فازی نرم افزار متلب یک سیستم فازی MAMDANI با ورودی ۲ متغیره و خروجی تک متغیره تعریف گردید. ورودی ها شامل توان حفاری و عمق حفاری (از روی داده های واقعی) می باشد. خروجی سیستم وزن گل



تطابق ۶۰٪ بین داده های واقعی و نتایج حاصل از آزمایش داشت. نمودار سه بعدی surface سیستم فازی طراحی شده در شکل شماره ۷ نشان داده شده است.

پیش بینی شده برای ورودی ها است. داده های ورودی با استفاده از سیستم فازی ۲ زیر لایه ای مورد تفسیر قرار گرفته و در خروج نیز از یک سیستم فازی ۳ زیر لایه ای استفاده گردید. نتایج حاصله حاکی از

۷. نتیجه گیری

تعیین پنجره ایمن برای طراحی یک گل حفاری مناسب، بسته به نوع سازند مورد حفاری، شرایط زمینی و هوایی، وضعیت ابزار آلات حفاری و روش حفاری سنگ می تواند متغیر باشد. در این پژوهش، مقایسه ای بین روش های تئوری و اکادمیک و نیز روش های تجربی جهت تخمین وزن مناسب گل حفاری، انجام شد. نتایج حاکی از این دارند که روش های تجربی مقادیر نسبتا دقیق تری را ارائه می دهند. توصیه می شود جهت کسب نتایج بیشتر و رده بندی اهمیت هر یک از روش های تعیین پنجره ایمن گل حفاری، روش های اکادمیک بیشتری مانند الگوریتم ژنتیک، به همراه روش های تجربی دیگر استفاده شده و نتایج آن ها با یکدیگر قیاس شوند، تا دقت هر یک از آن ها در تعیین وزن گل حفاری، به درستی مشخص شود.

مراجع

۱. Workover Fluids. ۲۰۰۴. World Oil ۲۲۵ (۶): F-

۲. A. R. Ismail, A. Kamis, San Boon Engineering; K. S. Foo, University Teknologi Malaysia: Performance of the Mineral Blended Ester Oil-Based Drilling Fluid Systems, ۲۰۰۱-۰۴۴, <http://dx.doi.org/۱۰.۲۱۱۸/۲۰۰۱-۰۴۴>.

۳. Jorden, J.R. and Shirley, O.J.: "Application of Drilling Performance Data to Detection", Journal of Petroleum Technology, p۱۳۸۷-۱۳۹۴, Vol. ۱۸, No. ۱۱, Nov ۱۹۶۶. Overpressure

۴. Trifunac, M. D. (۱۹۷۰), "Wind and Microtremor Induced Vibration of a ۲۲ Story Steel Frame Building," Earthquake Engineering Research Lab., Report EERL ۷۰-۰۱, California Institute of Technology, Pasadena California.

۵. McCulloch, Warren; Walter Pitts (۱۹۴۳). "A Logical Calculus of Ideas Immanent in Nervous Activity". Bulletin of Mathematical Biophysics. ۵ (۴): ۱۱۵-۱۳۳. doi:۱۰.۱۰۰۷/BF۰۲۴۷۸۲۵۹

۶. Mouchet, J.P. and Mitchell, A. ۱۹۸۹. Abnormal Pressures While Drilling: Origins, Prediction, Detection, Evaluation. Paris: Elf EP-Editions, Editions Technip, ۲۵۵.





تاثیر ضرایب کیفیت امواج طولی و عرضی در مدل سازی انتشار امواج کشسانی دارای میرایی



فرهاد نفیسی: دانشجوی کارشناسی ارشد دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی

امیر کبیر، تهران، ایران، nafisi.aut@gmail.com

عبدالرحیم جواهریان: استاد دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیر کبیر، استاد بازنشسته موسسه

ژئوفیزیک، دانشگاه تهران، تهران، ایران، javaherian@aut.ac.ir

چکیده:

وجود سیالات در مخازن هیدروکربوری و همچنین وجود سازند های نمکی، به دلیل ویژگی ذاتی آن ها، خاصیت کشسانی دارای میرایی ایجاد می کند و دامنه و فاز امواج لرزه ای تحت تاثیر آن قرار می گیرد. در این مقاله، مدل سازی انتشار امواج کشسانی دارای میرایی در محیط نیمه بینهایت زمین به روش اجزا طیفی انجام شده است. همچنین، تاثیر ضرایب کیفیت موج طولی و عرضی در انتشار موج در مدل کلون-ویجت بررسی شده است. به منظور مدل سازی مدل بینهایت از مرز جاذب مرتبه اول استفاده شده است. استفاده از این نوع جاذب نیز موجب خروج بخش زیادی از انرژی موج از مرز های مدل سازی مدل بینهایت خواهد شد.

موج با استفاده از روش های عددی مطرح می گردد (فیتچنر، ۲۰۱۱، ص. ۱۳). در مطالعات لرزه نگاری فرض بر این است که محیط کاملاً کشسان است. وجود نفت، گاز و آب در مخازن هیدروکربوری و وجود سازند های نمکی خمیری شکل، باعث تضعیف انرژی امواج لرزه ای می گردد که برای ژئوفیزیک اکتشافی حائز اهمیت است (کارسیونی و همکاران، ۲۰۰۳، دوور کین و مافکو، ۲۰۰۶). در نتیجه دامنه و فاز امواج دریافت شده تحت تاثیر سیالات مخزن قرار میگیرد. بنابراین در مدل سازی انتشار موج، باید اثرات میرایی را در نظر گرفت (ژو و کارسیونی، ۲۰۱۴). در این صورت، محیط دارای دو ویژگی کشسانی و میرایی است که به آن خاصیت کشسانی دارای میرایی گفته می شود.

۲. معادلات حاکم

یک محیط زمانی کشسان دارای میرایی است که میزان تنش و کرنش اعمال شده در محیط با زمان تغییر کند. این رفتار سک خصوصیت رایج در مخازن هیدروکربوری است که باعث تضعیف انرژی می شود. یکی از مدل های رایج برای بیان خاصیت کشسانی همراه میرایی مدل کلون-ویجت است. رابطه بین تنش و کرنش در این مدل عبارت است از (مکدونالد، ۲۰۱۲، ص. ۱۱۴):

۱. مقدمه:

مدل سازی لرزه ای در واقع به معنی حل معادله موج برای مدل زمین شناسی مورد نظر است. در بسیاری از الگوریتم های مورد استفاده در لرزه نگاری اکتشافی مانند وارون سازی کامل میدان موج، تمرکز بر نواحی با ناهمگنی بسیار شدید و پیچیده است که وش های ردیابی پرتو نیز قابل استفاده نیست. بنابراین در این نواحی حل معادلات



$$\sigma = E\varepsilon + \eta \dot{\varepsilon}, \quad \varepsilon_{ij}(\mathbf{u}) = \frac{1}{2}(\partial_j u_i + \partial_i u_j), \quad \partial_i u_j = \frac{\partial u_j}{\partial x_i}, \quad (8)$$

$\dot{\varepsilon}$ مشتق اول کرنش نسبت به زمان، η مدول میرایی محیط و E مدول کشسانی است.

رابطه تنش و کرنش در مدل کلوین-ویجت و رابطه کرنش و جابه جایی به صورت زیر خواهد بود:

$$\sigma_{ij} = \lambda \nabla \cdot \mathbf{u} \delta_{ij} + 2\mu \varepsilon_{ij}(\mathbf{u}) + \lambda' \nabla \cdot \dot{\mathbf{u}} \delta_{ij} + 2\mu' \varepsilon_{ij}(\dot{\mathbf{u}}), \quad (2)$$

$$\lambda = \rho V_p^2 - 2\mu, \quad \mu = \rho V_s^2, \quad \lambda' = \frac{1}{\omega} \left(\frac{\lambda + 2\mu}{Q_p} - \frac{2\mu}{Q_s} \right), \quad \mu' = \frac{1}{\omega Q_s}, \quad (3)$$

که ρ چگالی، V_p سرعت موج طولی، V_s سرعت موج عرضی، Q_p ضریب کیفیت موج طولی، Q_s ضریب کنترل موج عرضی و ω بسامد زاویه ای می باشند (مکدونالد، ۲۰۱۲، ص. ۱۱۵).

برای یک محیط کشسانی دو بعدی در حالت عام، معادله حاکم بر انتشار موج عبارت است از:

$$\rho \ddot{u}_i = \sigma_{ij,j} + f_i, \quad i, j = (x, y), \quad (4)$$

که ρ بیانگر چگالی، u_i بیانگر جابه جایی ذرات در راستای i ام، σ_{ij} مولفه i ام تنش و f_i بیانگر مولفه اثر منبع انرژی در راستای i ام. همچنین $\sigma_{ij,j}$ ، \ddot{u}_i به ترتیب، نشان دهنده مشتق تنش نسبت به راستای j ام و مشتق دوم جابه جایی نسبت به زمان می باشند. شکل انتگالی معادله حاکم بر انتشار امواج کشسانی برای یک محیط پیوسته با استفاده از تغییرات به صورت زیر خواهد بود (مکدونالد، ۲۰۱۲، ص. ۸۹):

$$\iint_{\Omega} \sigma_{ij} \delta \varepsilon_{ij} d\Omega + \iint_{\Omega} \rho \ddot{u}_i \delta u_i d\Omega = \iint_{\Omega} f_i \delta u_i d\Omega + \iint_{\Gamma} \sigma_{ij} n_j \delta u_i d\Gamma, \quad i, j = 1, 2 \text{ and } 3, \quad (5)$$

که Ω بیانگر محدوده انتگرال گیری یا هندسه مسئله است و می تواند دو بعدی و یا سه بعدی باشد و Γ بیانگر مرز مسئله است. σ_{ij} تنش و ε_{ij} کرنش و u_i جابه جایی ذرات محیط، δ عملگر تغییرات و n_j بیانگر بردار عمود بر سطح j است معادله ۵ حالت عام معادله انتشار موج است. بنابراین با جایگذاری رابطه ۲ در معادله ۵ معادله حاکم بر امواج کشسانی میرایی به دست می آید. پس از گسسته سازی مکانی معادلات، معادله جابجایی حاکم بر حرکت امواج لرزه ای به یک دستگاه معادله دیفرانسیل زمانی تبدیل می شود که به صورت زیر قابل بیان است:

$$M_{n \times n} \ddot{\mathbf{u}}_{n \times 1} + A_{n \times n} \dot{\mathbf{u}}_{n \times 1} + K_{n \times n} \mathbf{u}_{n \times 1} = F_{n \times 1}, \quad (6)$$

که M و A و K به ترتیب ماتریس های جرم، میرایی و سختی مدل مورد نظر هستند. N درجه آزادی یا تعداد متغیرهای مجهول در مدل u_i بردار جابه جایی (در هر گروه) و F_i بردار نیروی خارجی وارد بر گره های مدل است.

۳. روش عددی اجزای طیفی برای حل معادله

در روش طیفی به دلیل استفاده از چندجمله‌ای‌های مرتبه بالا، دقت این روش برای هندسه‌های پیچیده بسیار خوب است. در این روش، نقاط گرهی و نقاط انتگرال‌گیری عددی یکسان است که منجر به تک قطری شدن ماتریس جرم و کاهش قابل ملاحظه هزینه محاسباتی می‌شود. (کوماتسیچ و همکاران، ۲۰۰۵)

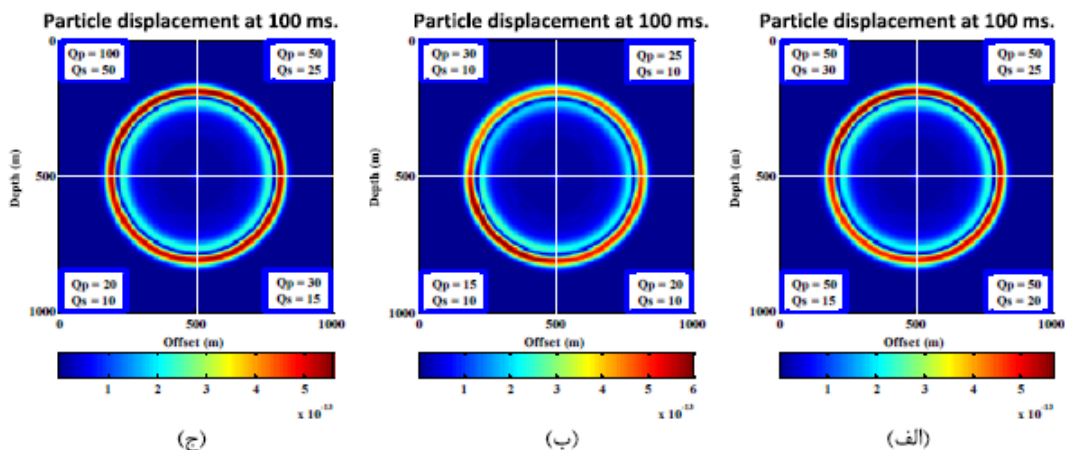
۴. مثال‌های عددی

جهت بررسی تاثیر ضرایب کیفیت امواج طولی و عرضی در مدل کلونین-ویجت بر انتشار موج و میزان انرژی آن، یک مدل همگن و همسانگرد با سرعت‌های امواج طولی و عرضی ثابت و چگالی ثابت و ترتیب برابر با 4000 m/s ، 2200 m/s و 2500 m/s در نظر گرفته شده است. ابعاد مدل 1000 m در 1000 m است

و چشمه نقطه‌ای از نوع ریکر با بسامد بیشینه ۲۵ هرتز در وسط مدل قرار گرفته است.

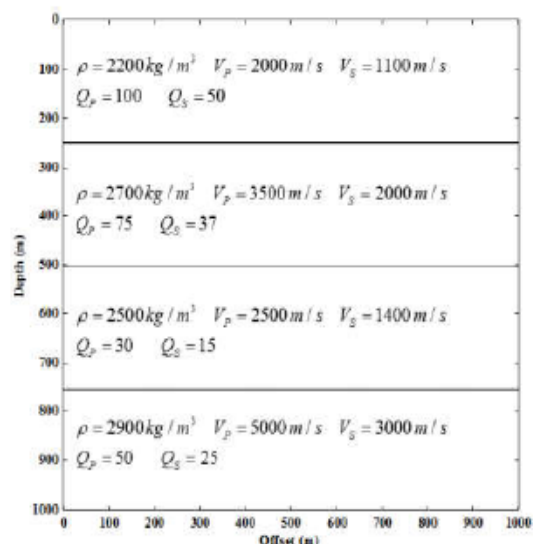
شکل ۱. الف انتشار موج طولی و کاهش انرژی موج طولی در اثر کاهش ضریب کیفیت موج عرضی به خوبی مشاهده می‌شود که به دلیل اثر ضریب کیفیت موج عرضی در انتشار موج طولی در رابطه کلونین-ویجت می‌باشد.

در شکل ۱. ب، بر خلاف انتظار، در اثر کاهش ضریب کیفیت موج طولی، با افزایش میزان انرژی موج طولی مواجه شده است. با توجه به رابطه کلونین-ویجت موج طولی تحت تاثیر ضرایب کیفیت امواج طولی و عرضی است. به عبارت دیگر، این دو پارامتر، همانند سرعت امواج طولی و عرضی، نمی‌توانند هر مقدار دلخواهی داشته باشند. در نتیجه کاهش یا افزایش میزان ضرایب کیفیت امواج باید به یک میزان باشد. در شکل ۱. ج کاهش انرژی موج در اثر کاهش ضرایب کیفیت به یک نسبت به خوبی مشاهده می‌شود.



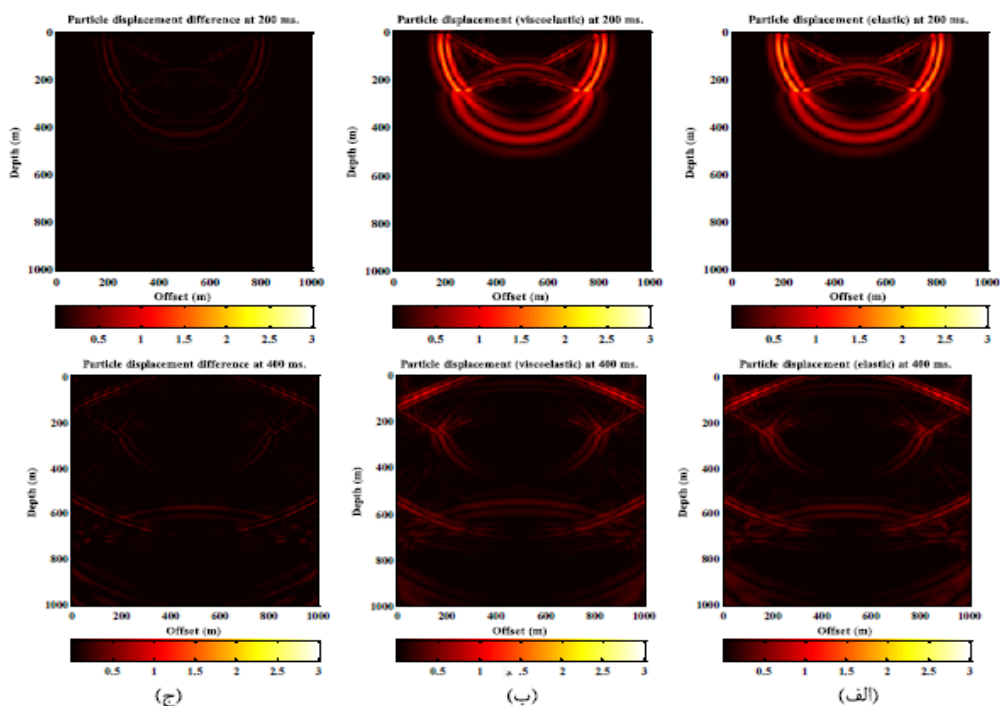
شکل ۱: نمایش لحظه‌ای انتشار موج P در یک مدل همگن و همسانگرد با سرعت‌های امواج طولی و عرضی و چگالی ثابت در یک گام زمانی. (الف) ضریب کیفیت موج طولی ثابت است و با کاهش ضریب کیفیت موج عرضی، میزان انرژی موج نیز کاهش می‌یابد. (ب) ضریب کیفیت موج عرضی ثابت است؛ اما با کاهش ضریب کیفیت موج طولی، میزان انرژی موج افزایش می‌یابد که به دلیل تأثیرپذیری بیشتر ضریب کیفیت موج عرضی با توجه به رابطه (۵) است. (ج) ضرایب کیفیت به یک نسبت کاهش یافته و میزان انرژی موج با کاهش آن‌ها، کاهش می‌یابد.

در مثال بعدی، مدل سازی انتشار امواج لرزه ای در یک مدل ناهمگن برر سی می شود. شکل ۲ مدل مورد نظر را نشان می دهد. در این مدل، میزان سرعت ها و ضرایب کیفیت پایین در لایه سوم، بیانگر یک مخزن با میرایی بالاست.



شکل ۲: مدل مصنوعی مورد استفاده در مدل سازی با ابعاد $1000\text{m} \times 1000\text{m}$ (برگرفته از ژو و کارسیون، ۲۰۱۴)

ابعاد مدل 1000m در 1000m چشمه نقطه ای از نوع ریکر با بسامد بیشینه ۲۵ هرتز در نقطه $(500, 500)$ قرار گرفته است. تمام مرز های مدل نیمه بینهایت در نظر گرفته می شود. به عبارت دیگر از شرط مرزی جاذب مرتبه اول استفاده شده است. تعداد المان در هر راستا ۵۱ عدد است و در این مدل سازی از المان مربعی مرتبه ۵ استفاده شده است.



شکل ۳: نمایش لحظه ای انتشار موج در مدل شکل ۲. ردیف اول در زمان ۲۰۰ میلی ثانیه و ردیف دوم در زمان ۴۰۰ میلی ثانیه. (الف) انتشار موج در مدل بدون در نظر گرفتن خاصیت میرایی، (ب) انتشار موج با در نظر گرفتن خاصیت میرایی و (ج) تفاوت میزان انرژی میان مدل سازی کشسانی و مدل سازی کشسانی دارای میرایی است.

۵. جمع بندی و نتیجه

ضرایب کیفیت امواج طولی و عرضی، همانند سرعت آن‌ها، نمی‌توانند مقادیر دلخواهی داشته باشند و کاهش یا افزایش یکی از ضرایب، با توجه به مدل مورد بررسی (کلوین-ویجت)، باعث کاهش یا افزایش ضریب کیفیت دیگر به یک نسبتی خواهد بود. در بررسی مدل مصنوعی مشاهده شد که تغییرات انرژی موج در حالت کشسانی و کشسانی دارای میرایی محسوس است. همچنین با گذشت زمان میرایی بیشتر شده و کاهش انرژی یا دامنه موج بیشتر خواهد شد.

منابع:

Carcione, J. M., ۲۰۰۱, Wave fields in real media wave propagation in anisotropic, anelastic, and porous media. Amsterdam: Pergamon.

Dvorkin, J. P. & Mavko, G., ۲۰۰۶. Modeling attenuation in reservoir and nonreservoir rock: LeadingEdge, ۲۵, ۱۹۴-۱۹۷.

Fichtner, A., ۲۰۱۱, Full Seismic Waveform Modelling and Inversion: Advances in Geophysical and Environmental Mechanics and Mathematics.

Komatitsch, D., Tsuboi, S., and Tromp, J., ۲۰۰۵, The spectral element method in seismology: Array Analysis of Broadband Seismograms, ۱۵۷, ۲۰۵-۲۲۷.

McDonald, M., ۲۰۱۲. Numerical Methods in Seismic Wave Propagation. (M.Sc.) University of Calgary, Alberta.

Zhu, T. and Carcione, J. M., ۲۰۱۴. Theory and modelling of constant-Q P- and S-waves using fractional spatial derivatives: Geophysical Journal International, ۱۹۶(۳), ۷۸۷-۷۹۵.





Water Improving Oil Recovery Using Miscible Selective Simultaneous Alternating Gas (MSSWAG) Injection in One of the Iranian Reservoirs



Abstract

In the current investigation, feasibility study has been done for miscible selective simultaneous water alternating gas (MSSWAG) injection compared with immiscible and miscible water alternating gas (IWAG and MWAG) injection in one of the Iranian reservoirs which has been subject to water flooding for several years and the recovery factor (RF) for water flooding is about 23% of the original oil in place. Through IWAG injection, the effect of gas types comprising lean and rich has been investigated which

Zohreh Dermanaki Farahani

Mohammad Reza Khorsand Movaghar

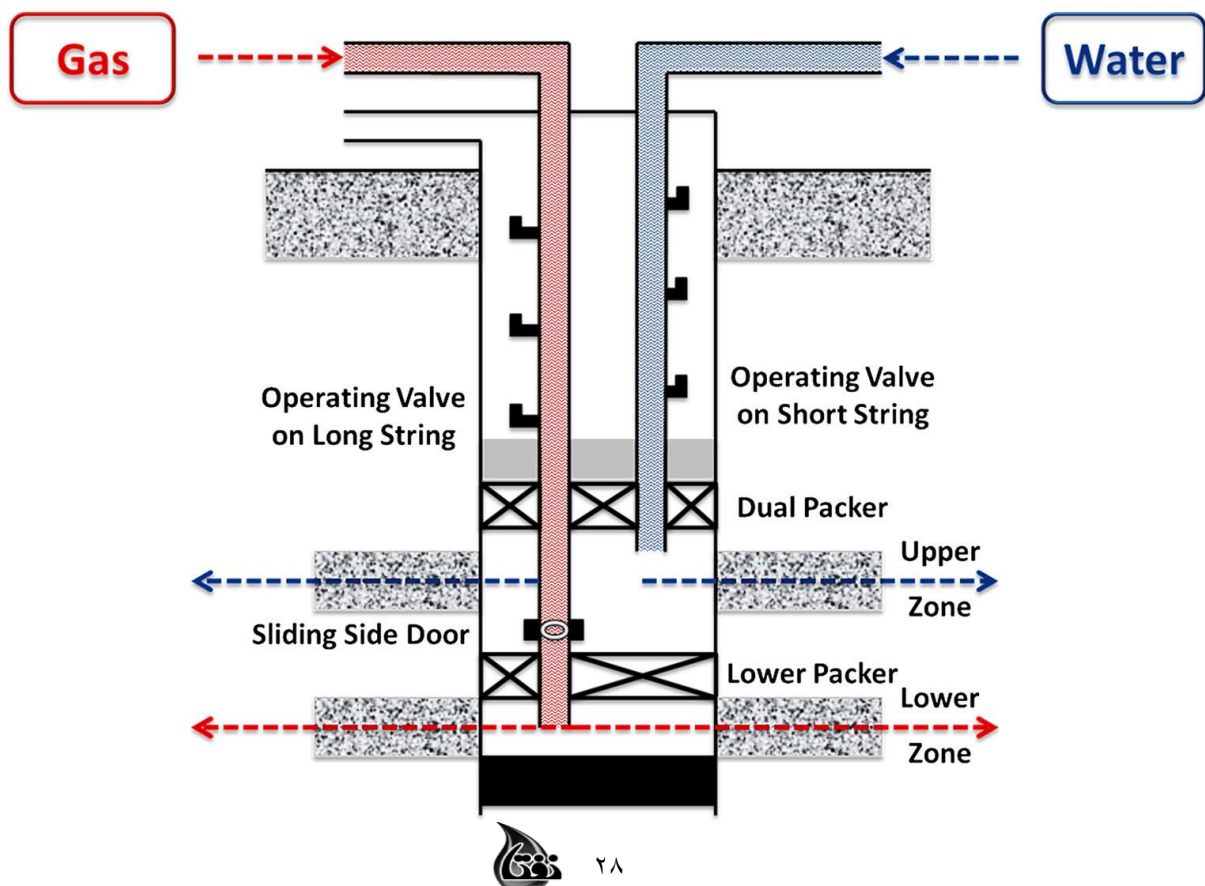
led to increase the recovery factor to 29% for rich and 28% for lean gas. Moreover, miscible injection results show that the recovery factor for rich MWAG with optimized injection pore volume led to 41.7% which shows 12% greater values than the value for immiscible one. Also, sensitivity analysis represents that under rich MWAG injection with 1:2 WAG ratio and 100-day injection period, recovery factor has improved by 4% and reached 48.00%. In continuation to the study with emphasis on the advantages of miscibility, rich MSSWAG with RF: 54.73% has led to increase the recovery factor by 6% compared to rich MWAG with RF: 48.00% (being the best scenario in this study based on simulation results). Finally, considering the economic aspects, the net present value for rich MWAG and rich MSSWAG is significantly increased by approximately average 31% relative to water flooding.

1 Introduction



As one of the most important mechanisms present in enhanced recovery from oil reservoirs, miscible water alternating gas (WAG) injection in which minimum miscibility pressure (MMP) has a pivotal role in the design of miscible displacement processes as its core parameter. Considering constant reservoir temperature, the only controlled factors are pressure and composition of the injection gas. Due to the importance of minimum miscibility pressure (MMP), laboratory methods have been provided for such measurements. The use of empirical correlations and equations of state are also possible for MMP calculations as well. Laboratory methods for determining the minimum miscibility pressure are slim tube and rising bubble devices. As for miscible injection, reservoir pressure levels should be higher than the MMP. If the average reservoir pressure is low, which is the case for many reservoirs, miscible WAG injection will not be possible and immiscible WAG Injection should be carried out.

Through the alternating water–gas injection method, water and gas are intermittently injected to the reservoir in predefined cycles. Increased recovery in such methods can be attributed to the increased interface of injected fluid with unswept regions, specifically regions that have not previously been affected due to the upward movement of gas (in gas injection) or downward movement of water (in water flooding). In this method, the injected gas occupies pores with high oil saturation and moves oil from unswept regions to production well. Through water flooding, the remaining oil trapped around reservoir rock, moves and leads to lowering of oil saturation and respective increase in recovery. Furthermore, water alternating gas injection prevents



increase in oil saturation percentage and relative gas mobility, control and decrease in gas–oil mobility ratio and formation of consistent movement front in the reservoir.

Fig. ١ Selective simultaneous WAG (SSWAG), dual completions in a single injection well

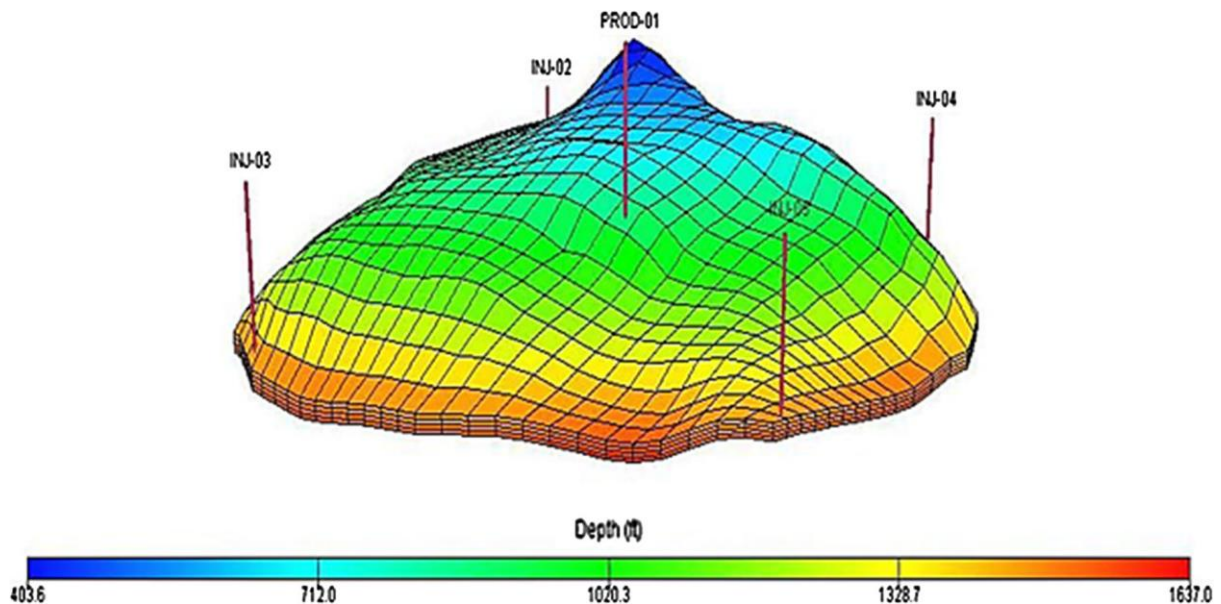


Fig. ٢ Reservoir model

Table 1 Reservoir properties

Rock compressibility (1/psia)	9E-5	Reservoir temperature (F)	185
Water compressibility (1/psia)	2.124E-6	Water formation volume factor (bbl/stb)	1.0122
Average reservoir pressure (psia)	4100	Reservoir faults number	3

Table 2 Range of geological properties in reservoir layers

Layers	Porosity (%)	Vertical permeability (md)	Horizontal permeability (x) (md)	Horizontal permeability (y) (md)	NTG
Layer 1:4	0.0646-0.1428	1.1938-4.5898	11.938-45.898	11.937-45.898	0.0951-0.8350



Water alternating gas injection was carried out in Alberta in 1907 for the first time and the successful results were reported. From that point on and through the last two decades, due to the multiple advantages over separate water or gas injection methods, WAG injection has widely become operational through fields in the USA, Canada, The North Sea, Russia, Turkey and Venezuela. Researchers have studied distinct issues about WAG injection in order to understand facts and variations of reservoir conditions during the injection period. Through investigations on diverse scenarios on injection rate, cycle and the number of production and injection wells in ECLIPSE [10], Cobanoglu has compared distinct immiscible gas and WAG injection methods in Baty Kozluca field in Turkey. Investigations proved that due to improper mobility ratio, immiscible WAG injection has not resulted in sensible increase in recovery factor. Results further proved that immiscible WAG injection has higher production and efficiencies compared to immiscible gas injection [11]. Through analysis on field information for a twenty-year WAG injection period, in Kuparuk field in northern Alaska, Shi et al. stated that although gas injection had primarily been chosen for EOR in this field. Due to early fingering and increase in GOR, WAG injection was recommended and implemented. During the WAG injection period, oil production increased for 120

Table 3 Reservoir fluid components and mole percent

Components	Mole percent
H2S	3.33
C1-N2	45.88
C2-CO2	10.62
C3-C4	8.17
C5-C6	5.49
C7+	26.15

MMSTB.

Through investigations by Ramachandran and Gyani on a sandstone reservoir in an onshore field in western India with water flooding initiated in the early stage of its production life and more than 30% of OIIP, reservoir was not found suitable for miscible process due to higher miscibility pressure compared to prevailing reservoir pressure of 3670 psi. Immiscible WAG injection resulted in an increase in oil production along with reduction in water cut from the pilot and offset wells. Promising pilot results led to the decision of expanding the process to the entire field.

Mayowa et al. investigated possible increase in oil production and reserves from a Niger Delta field through immiscible WAG injection as an EOR process. Various development strategies such as gas injection, water flooding and immiscible WAG injection were proposed. Immiscible WAG injection resulted in an increase in recovery above the popular gas injection or water flooding methods.

Investigations on miscible water alternating gas (WAG) EOR in a Giant, Offshore Field by Al Shehhi et al. show that for the situations studied, WAG incremental recovery over the waterflood recovery is about 4–8% OOIP (original oil in place) and a WAG ratio of 1:1 appears to be optimal. Incremental WAG recovery is insensitive to cycle lengths and timing of WAG implementation. Miscible injectants provide higher recoveries than immiscible gas injection.

Simultaneous injection of gas and water was first tried in 1962 in Seelington field. In simultaneous water alternating gas (SWAG) injection technique, at the same time, water and gas are injected in the reservoir through a single injection well. When water and gas are mixed at the surface and then injected in to the reservoir, however, the process is referred as SWAG injection. Usually gas is injected at the bottom of the formation and water is injected into the upper portion (selective simultaneous water alternating gas (SSWAG) injection). The schematic of SSWAG process is shown in Fig. 1. In the current investigation, feasibility study has been carried out for WAG and miscible SSWAG injection in one of the reservoirs in South-West of Iran which has been subject to water flooding for years. WAG injection investigations have been carried out for the two miscible and immiscible injection scenarios via simulation through ECLIPSE (Eclipse) software. Effect of gas types in immiscible WAG injection has been studied for both lean and rich gases. Through the miscible injection mode, injection of only rich gas has been subject of study such that in order to support pressures higher than minimum miscibility pressure for the injection gas, optimal injection rate has been determined based on bottom hole pressure diagrams of injection wells. Sensitivity analysis, considering WAG ratio and WAG cycle parameters has been undertaken for miscible water alternating rich gas injection. SSWAG process as an applicable method has been considered for miscible rich gas injection and was performed for this reservoir. The results show considerable improvements in oil recovery relative to previous scenarios. Using the NPV equation, finally, the net present values for each scenario are also calculated.

H₂S 3,33

C₁-N₂ 40,88

C₂-CO₂ 10,72

C₃-C₄ 8,17

C₅-C₆ 0,49

C₇+ 26,10

and gas are injected in the reservoir through a single injection well. When water and gas are mixed at the surface and then injected in to the reservoir, however, the process is referred as SWAG injection. Usually gas is injected at the bottom of the formation and water is injected into the upper portion (selective simultaneous water alternating gas (SSWAG) injection). The schematic of SSWAG process is shown in Fig. 1. In the current investigation, feasibility study has been carried out for WAG and miscible SSWAG injection in one of the reservoirs in South-West of Iran which has been subject to water flooding for years. WAG injection investigations have been carried out for the two miscible and immiscible injection scenarios via simulation through ECLIPSE (Eclipse) software. Effect of gas types in immiscible WAG injection has been studied for both lean and rich gases. Through the miscible injection mode, injection of only rich gas has been subject of study such that in order to support pressures higher than minimum miscibility pressure for the injection gas, optimal injection rate has been determined based on bottom hole pressure diagrams of injection wells. Sensitivity analysis, considering WAG ratio and WAG cycle parameters has been undertaken for miscible water alternating rich gas injection. SSWAG process as an applicable method has been considered for miscible rich gas injection and was performed for this reservoir. The results show considerable improvements in oil recovery relative to previous scenarios. Using the NPV equation, finally, the net present values for each scenario are also calculated.

2. Methodology



Network grid for the reservoir under investigation is built based on reservoir geology in Cartesian coordinates using the corner point method. The reservoir is 18,000 ft in length, 9000 ft in width and 100 ft in depth, having non-fractured rocks. Static model for reservoir includes 2800 blocks (Fig. 2).

The network is 20 × 28 in length and width, respectively, and has 3 layers in vertical direction. This grid size is based on the result of grid independency, for more details the figure of recovery factor against time for different size of grids in the natural depletion Appendix” (Fig. 14). Simulations for the model have process has been represented in been done in ECLIPSE software (E300 module). Table 1 includes other key properties for the reservoir.



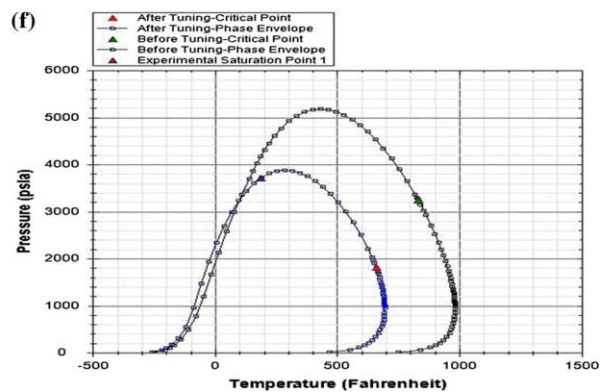
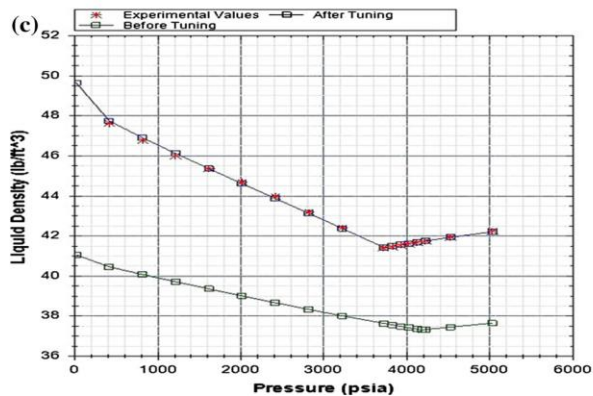
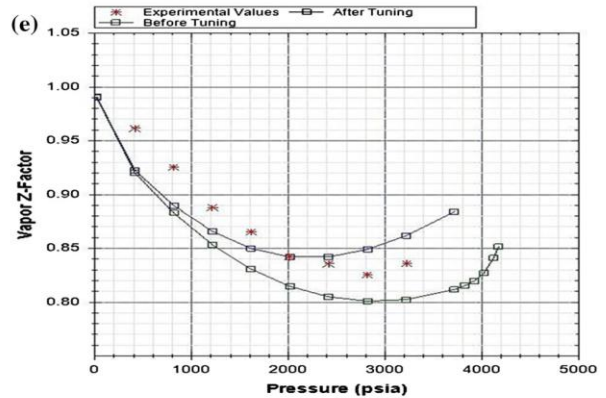
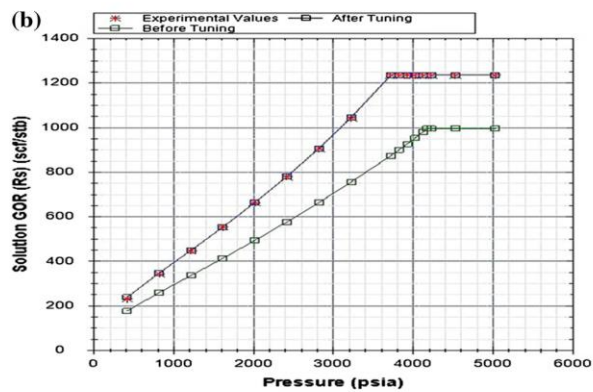
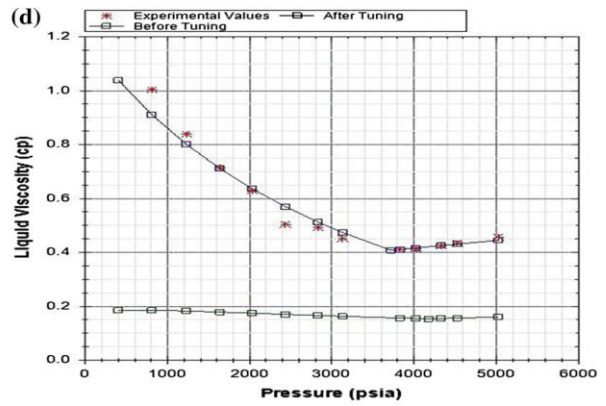
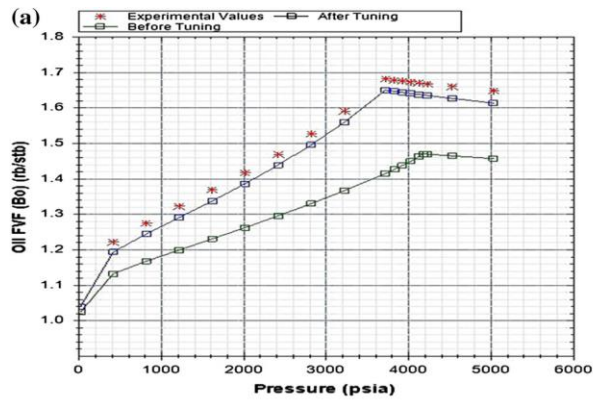


Fig. 3 Experimental PVT data and EOS tuning results . a Oil FVF tuning, b solution GOR tuning, c liquid density tuning, d liquid viscosity tuning, e vapor Z-factor tuning and f phase envelope tuning

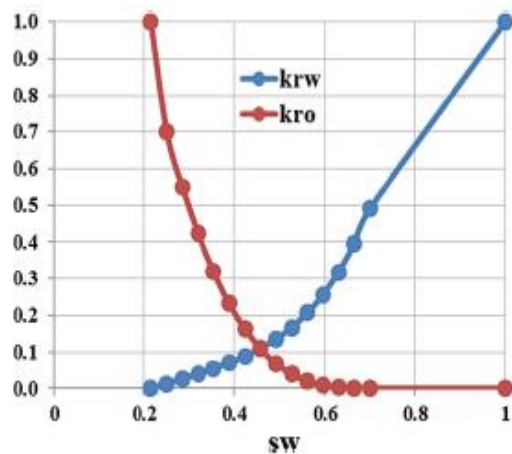


Fig. 4 Water-oil relative permeability versus Sw

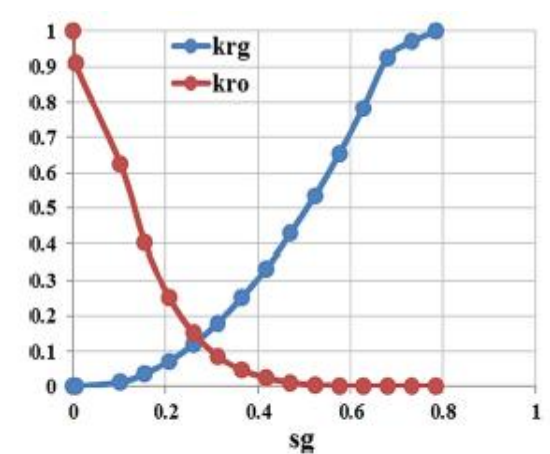


Fig. 5 Gas-oil relative permeability versus Sg



History matching for field oil production rate (FOPR) and field average reservoir pressure (FPR) data has been performed, please see “Appendix” (Figs. 10, 16). Table 2 represents the range of geological properties in reservoir layers. For more details, all figures of reservoir geological properties including porosity map, vertical permeability map, horizontal permeability maps (x and y directions) and NTG map has been represented in “Appendix” (Figs. 17, 18, 19, 20, 21). Well Locations are adjusted according to five-spot model, having one production well along with four injection wells. Layers 1–5 have been completed in production wells while layers 2–5 were completed in injection wells. Reservoir fluid has been simulated in PVTi for which fluid components with regarding mole percentages are included in Table 3. To create a fluid model, an EOS should be chosen from the available EOSs in the simulator and tuning must be performed by it. In the current study, Peng Robinson equation has been chosen as the EOS. PR has better tuning with experimental data compared to other equations as shown in Fig. 3. Lohrenz–Bray–Clark Eq. has been used for viscosity. The relative permeability and capillary pressure curves in Figs. 4, 5, 6 and 7 were provided. According to Figs. 4 and 5, it can be observed that the intersection of relative permeability curves in both charts lies before $sw = 0.3$; the studied reservoir rock is then approximately oil wet. The reservoir has been under water flooding for many years, and simulation investigations have been carried out for feasibility study for WAG injection due to the presence of gas pipeline in the vicinity of the reservoir. Since gas injection will cause variations in rock and fluid properties (such as wettability), WAG injection has been preferred for this reservoir. Mole percentages and compositions of

Fig. 5 Gas–oil relative permeability versus S_g

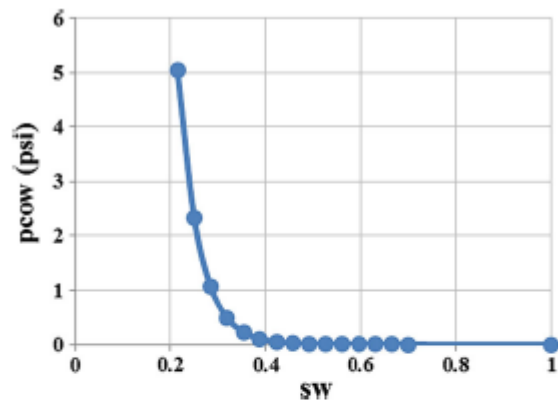


Fig. 6 Water–oil capillary pressure versus S_w

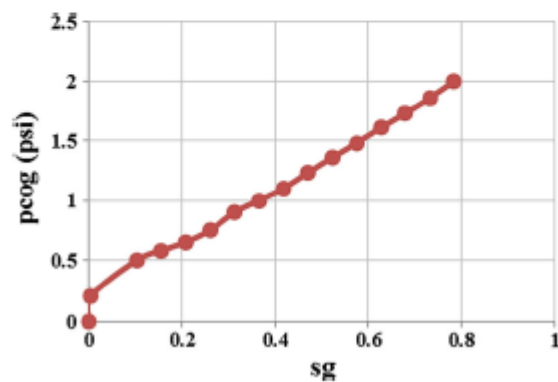


Fig. 7 Gas–oil capillary pressure versus S_g

Fig. 7 Gas–oil capillary pressure versus S_g

Table 4 Injection gases components and mole percent

Components	Lean gas (mole percent)	Rich gas (mole percent)
H2S	–	–
C1–N2	90	75
C2–CO2	10	10
C3–C4	–	10
C5–C6	–	5
C7+	–	–



injection gases in WAG injection scenarios are included in Table 4.

Since water alternating gas injection can be carried out via twomiscible and immiscible scenarios, minimum miscibility pressure has to be distinguished for the two injection gases. Determination of MMP values for injection gases can be done via design of compositional model for slim tube experiment in ECLIPSE 300. This method has been implemented in the current report. (Specifications for the designed slim tube are included in Table 5). Through simulation of slim tube experiment, gases are injected into the slim tube while recovery factor is registered at each pressure level and recovery factor is finally plotted against pressure in order to determine MMP values for injection gases. Minimum miscibility pressure is the pressure from which on, the slope of recovery factor plot decreases. In other words, from this pressure on, increase in pressure will not lead to major changes in recovery factor, may vary minorly or remains constant.

Table 5 Slim tube design properties

Length (cm)	Height (cm)	Porosity (%)	Permeability (md)
1000	1	10	2000

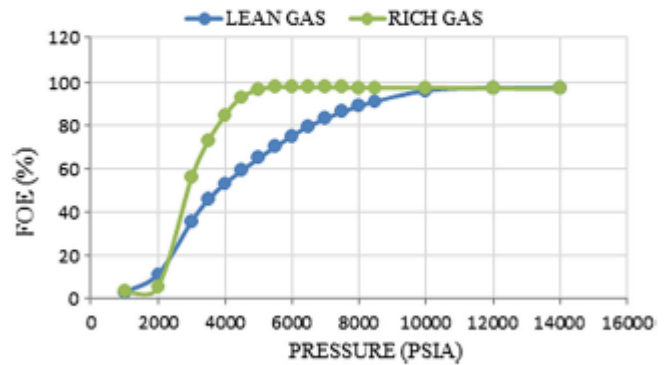


Fig. 8 Recovery factor versus pressure diagram

Figure 8 illustrates variations in recovery factor values against pressure. Based on the recovery factor-pressure plot, minimum miscibility pressure for lean and rich gasses are 1122/66 and 4480, 89 (psia), respectively. None of the gases are then miscible with oil at temperature and pressure condition of reservoir and injections for both will be immiscible gas injection.

3 Results and Discussion

3.1 Immiscible WAG Injection

Since the reservoir has been subject to water flooding for years, natural depletion and water flooding scenarios were primarily simulated. Water alternating gas injection with two injection gases was then investigated and simulated. All injections were carried out in 0.2 pore volume with water flooding of 1337, 6800 STB/Day through 2011–2022. Water alternating gas injection with different gases, water with 1337, 6880 STB/Day and gas with 1940, 6030 Mscf/Day each in a 10 days period and 1:1 WAG Ratio (1 volume of water: 1 gas volume) has been carried out from 2011 to 2022. In water alternating gas injection, injection has been carried out once with lean gas and once with rich gas. Figure 9 depicts the cumulative oil production for all scenarios. As observed

in Fig. 9, water flooding has produced more oil over natural depletion due to oil displacement via the injected water. Ultimate recovery factor through natural depletion has been 20.72% and water flooding has improved ultimate recovery for 3%. However, through WAG injection of immiscible lean gas, the cumulative oil production increases and a final 6% improvement and a 28% recovery factor is observed. In WAG injection to the reservoir, more oil is displaced due to intermittent injection of two fluids and the water and gas fingering problem decreases. By changing the type of injection gas and the WAG injection of immiscible rich gas, it is observable that the cumulative oil production increases and such a scenario has resulted in the most oil production. Ultimate recovery factor for the immiscible water alternating rich gas injection has 6%.

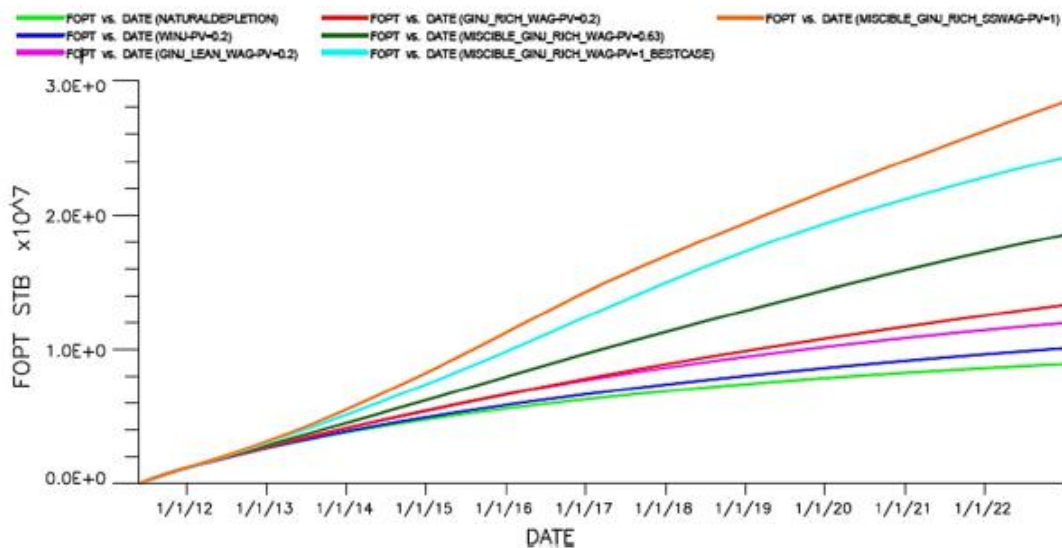


Fig. 9 Total oil production versus date for all scenarios

increase over water flooding and reached 29% recovery.

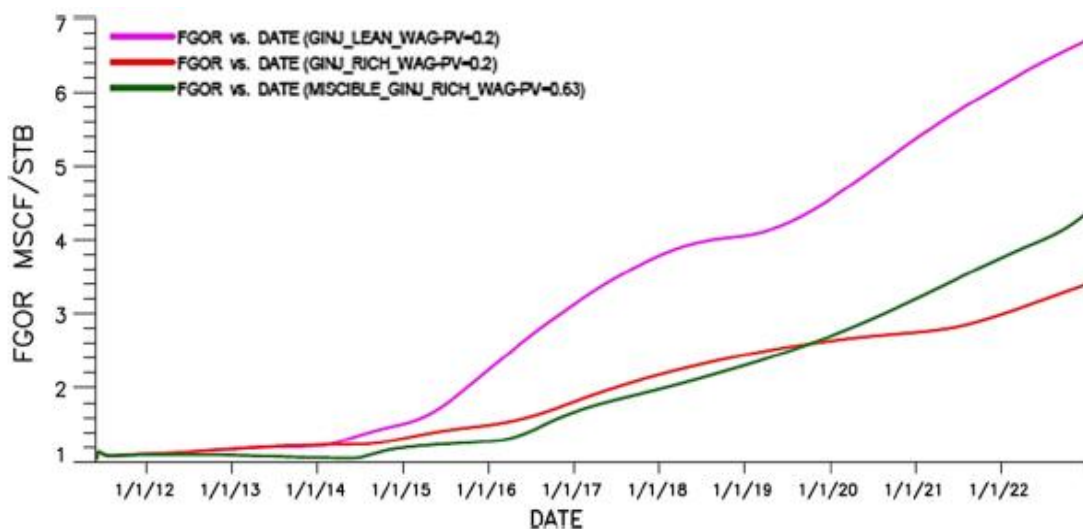


Fig. 10 Gas-oil ratio (GOR) versus date for WAG injections



Increase in the percentage of intermediate component from lean to rich gas due to WAG injection causes decrease in mobility ratio due to increase in gas viscosity and finally leads to diminished gas fingering problem and enhanced oil displacement. Figure 10 depicts gas-oil ratio (GOR) for distinct water alternating gas injection scenarios. Data from Fig. 10 show that GOR for the production well under immiscible water alternating rich gas injection process has 3,3 Mscf/stb lower GOR values compared to production well under immiscible water alternating lean gas injection. This further proves the lowered levels of fingering experienced in immiscible water alternating rich gas injection over lean gas injection. According to data from Figs. 9 and 10, water alternating rich gas injection is chosen as the best immiscible injection scenario from the technical point of view for the selected reservoir.

3.2 Miscible WAG Injection

Miscible water alternating lean gas injection and miscible water alternating rich gas injection were studied and simulated in the reservoir in the current section. As with operational limitations in surface facility equipment, injections should be done with constant injection rates. The optimal injection rate for miscible water alternating rich gas injection was chosen such that injection pressures are higher than MMP values for injection gas. In this way, rich gas was injected with different rates including 2000, 4000 and 6000 (Mscf/Day) and then bottom hole pressure diagrams in the different injection wells have been compared. With regard to Figs. 22, 23, 24 and 20 “Appendix,” it is clear that the diagrams of 4000 and 6000 (Mscf/Day) injection rates approximately overlap and they have been able to maintain pressure relatively constant and top of the rich gas MMP. However, 2000 (Mscf/Day) injection rate has caused great pressure reduction; therefore, miscible rich gas injection with 2000 (Mscf/Day) injection rate will not be possible. Therefore, optimal injection rate for miscible water alternating rich gas injection, at least 6000 Mscf/day and miscible water alternating lean gas injection, at least 16,000 Mscf/day were obtained. According to the acquired results, miscible water alternating lean gas injection is economically impractical due to the high injection rate required. As with the miscible water alternating rich gas injection process and according to the reservoir dimensions, injection of minimum 0.63 pore volume leads to miscible injection which corresponds to intermittent 1:1 WAG ratio (1 volume of water: 1 gas volume), 6,76,03.4 Mscf/day gas injection, 4213,709 STB/day water flooding through 2.11–2.23 in simulation studies.

As with Fig. 9, miscible water alternating rich gas injection in 0.63 pore volume has led to higher oil production compared to immiscible water alternating rich gas injection in 0.2 pore volume and improved ultimate recovery from 29 to 38,71%. Although having higher volume of injection gas, Fig. 10 also exhibits that gas-oil ratio for miscible water alternating rich gas injection is about 9 years less and has handled fingering more compared to immiscible water alternating rich gas injection. Through

miscible injection, gas and reservoir oil is miscible and causes for reservoir oil to have lower viscosities, better oil sweepment and hindered injection gas fingering problem compared to immiscible gas injection. Figure 9 further proves that increasing injection pore volumes have resulted in significant enhancements in ultimate recovery factor. In order to distinguish the optimal injection pore volume, water

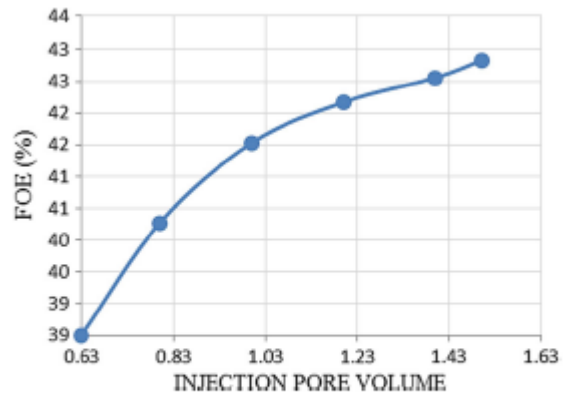


Fig. 11 Ultimate recovery factor versus injection pore volume for water alternating rich gas injection

alternating rich gas injection with variable injection pore volumes has been carried out. Ultimate recovery factor has been plotted against injection pore volume in Fig. 11. From Fig. 11, it is observable that increasing injection pore volumes from 0.63 to 1 leads to 3% increase in ultimate recovery factor while increasing injection pore volumes from 1 to 1.43 will only lead to a minor 1% increase. Increases in injection pore volumes higher than 1 has then been insignificant to ultimate recovery factor and optimal injection pore volume has been set to 1. In this section, miscible water alternating rich gas injection with optimal injection pore volume of 1 and 41.4% ultimate recovery have proven as the best case scenario upon which the effect of WAG ratio and WAG cycle parameters are investigated on miscible water alternating gas injection process.

3.2.1 Investigation of Wag Ratio and Wag Cycle

WAG ratio demonstrates the ratio of water rate to gas rate through injection. WAG ratios higher than the optimal value will lead increases in water cut while ratios lower than the optimal value will lead to high GOR values. WAG cycle, on the other hand, refers to the repeating period of water and gas injection. Through this period water and gas are intermittently injected in the reservoir and for each injection period, respective durations of water and gas injection should be specified. By defining five distinct miscible water alternating rich gas injection scenarios with optimal pore volume of 1, contributions from WAG ratio and WAG cycle in water alternating gas injection have been studied.

In the first investigation, three routine WAG ratios (1:1, 2:1, 1:2) with 20 days of gas and 20 days of water injection WAG cycle have been defined to study the effect of WAG ratio in miscible water alternating rich gas injection. According to Table 6 and Fig. 12, increasing the rate of injection gas has led to respective increases in oil production and 1:2 (1 volume of water : 2 gas volume) is presumed to be the best case among WAG ratios considered for the reservoir and corresponds to 42.6% ultimate recovery factor. As with conclusions drawn from 1:2 WAG ratio, the positive effect of increasing gas

injection rate onmiscibility between reservoir oil and injection gas and enhanced oil recovery is verified. Thus, WAG ratio of 1:2 is considered through investigations on the effect of WAG cycle. Through the second study, two distinct 100 days WAG cycle scenarios including (30 days gas, 70 days water) and (70 days gas and 30 days water) have been investigated in the miscible water alternating rich gas injection in 1:2 WAG ratios. Referring to Table 4 and Fig. 12, the 100 days WAG cycle with (70 days gas and 30 days water) shown to be the best among the WAG cycles under investigation for the reservoir and led to 48.00% ultimate recovery factor. Increase in the gas injection period to the reservoir, leading to increased gas injection rate, improves miscible water alternating rich gas injection and leads to higher oil production rates (with the same justifications observed in investigations on WAG ratio). The final results show that under water alternating gas injection conditions, the studied reservoir is affected by WAG ratio and WAG cycle with 1:2 WAG ratio (1 volume of water:2 gas volume) and 100-day injection period (70 days gas and 30 days water) being the best case scenario and the ultimate recovery factor was improved by as much as 4%. Figure 13 shows a representation of the reservoir oil saturation distribution under different scenarios.



According to Fig. ۱۳, it is clear that the miscible water alternating rich gas injection (pv=۱, best case scenario) could sweep more than any other scenarios in reservoir.

۳.۳ Miscible SSWAG Injection

In this section, miscible rich SSWAG injection was carried out in ۱ pore volume. Through miscible rich SSWAG injection, water with rate of ۶۶۸۸, ۴۲۷۶ STB/Day and gas with rate of ۹۶۴۵, ۲۸۶۳ Mscf/Day in ۱:۱ WAG Ratio (۱ volume of water:۱ gas volume) has been performed from ۲۰۱۱ to ۲۰۲۳. In miscible rich SSWAG injection, the difference in water and gas densities will provide a sweeping mechanism through which water tends to sweep hydrocarbons downward and the gas tends to sweep hydrocarbons upward. It is expected that the two displacement mechanisms which affect establishing a flood front will increase the sweep efficiency and thus the oil recovery. As with Fig. ۹, miscible rich SSWAG injection (pv = ۱) which includes the as mentioned two mechanisms, has led to higher oil production compared to miscible rich WAG injection (pv = ۱, best case scenario) and improved ultimate recovery from ۴۸,۵۵ to ۵۴,۷۳%.

Table 6 WAG ratio scenarios

Scenario name	Injection water rate (STB/day)	Injection gas rate (Mscf/day)	FOE (%)
1-1_Miscible_GINJ_RICH_WAG-pv = 1	6688.4276	9645.2863	41.74
2-1_Miscible_GINJ_RICH_WAG-pv = 1	8917.9035	6430.1918	39.17
1-2_Miscible_GINJ_RICH_WAG-pv = 1	4458.9018	12860.3817	42.68

FOE field oil efficiency

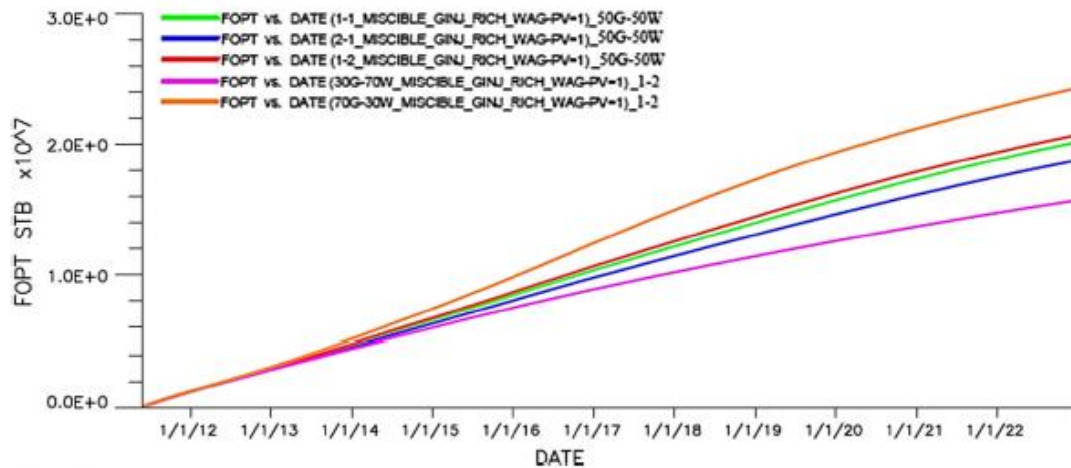


Fig. 12 Total oil production versus date for WAG ratio and WAG cycle scenarios

Table 7 WAG cycle scenarios

Scenario name	Injection water rate (STB/day)	Injection gas rate (Mscf/day)	FOE (%)
30G-70W_Miscible_GINJ_RICH_WAG-pv = 1	5144.9443	14838.9020	33.67
50G-50W_Miscible_GINJ_RICH_WAG-pv = 1	4458.9518	12860.3817	42.68
70G-30W_Miscible_GINJ_RICH_WAG-pv = 1	3934.3692	11347.3956	48.55

FOE field oil efficiency

Net Present Value (NPV)

As we know, money now is more valuable than money later on. To calculate the value of future income in present value of money is known as present value (PV). Net present value is defined as the sum of the present values (PVs) of incoming and outgoing cash flows over a period of time. NPV is used in capital budgeting to analyze the profitability of a projected investment or project. The following is the formula for calculating NPV:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{C_{in} - C_{out}}{(1+r)^t} - C_0 \quad (1)$$

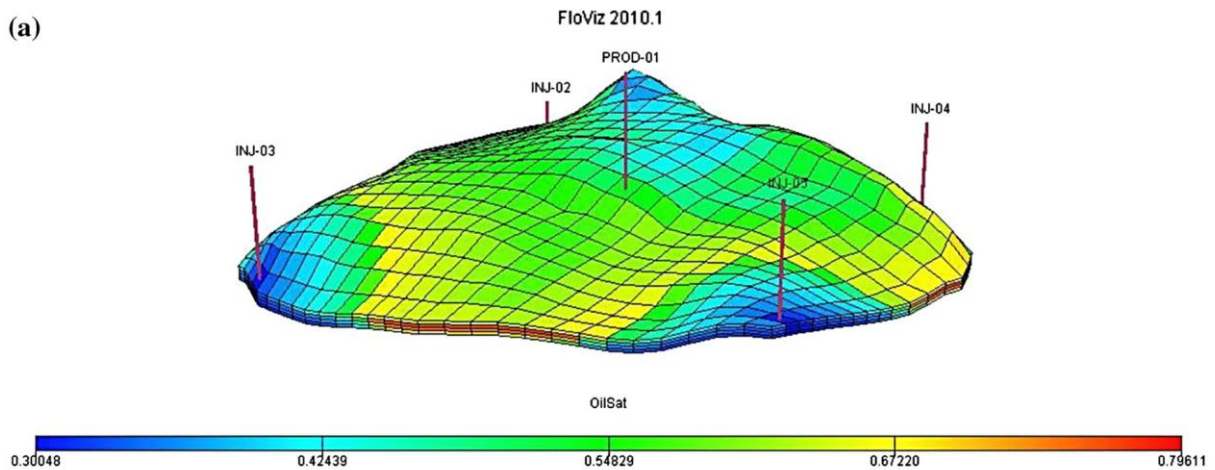
where C_{in} = net cash inflow during the period t , C_{out} = net cash investment during the period t , C_0 = investment costs, r = discount rate, and t = number of time periods (year). Using the above equation, the net present values for each of the scenarios as an economical aspect are presented in Table 8. Based on the result, the NPV for miscible rich gas injection including WAG and SSWAG are significantly increased by approximately average 31% relative to water flooding scenario while this value has been raised 1% by immiscible WAG scenario.

Table 8 NPV values for different scenarios

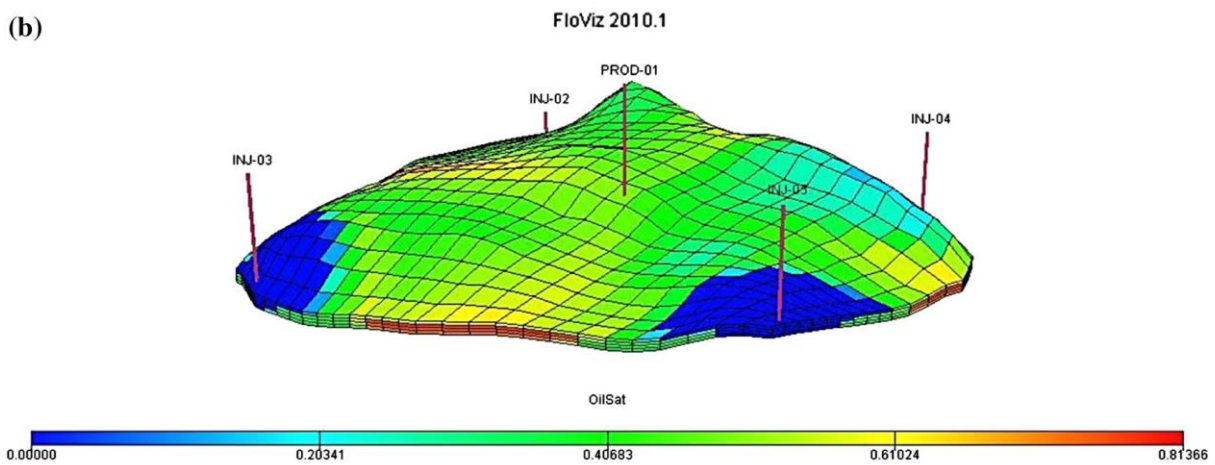
Scenario name	NPV ($\times 10^8$)
WINJ-pv = 0.2	6.393
Immiscible-GINJ-RICH-WAG-pv = 0.2	6.962
Miscible-GINJ-RICH-WAG-pv = 1 (before sensitivity analysis)	8.377
Miscible-GINJ-RICH-WAG-pv = 1 (after sensitivity analysis/best scenario)	8.730
Miscible-GINJ-RICH-SSWAG-pv = 1	8.100



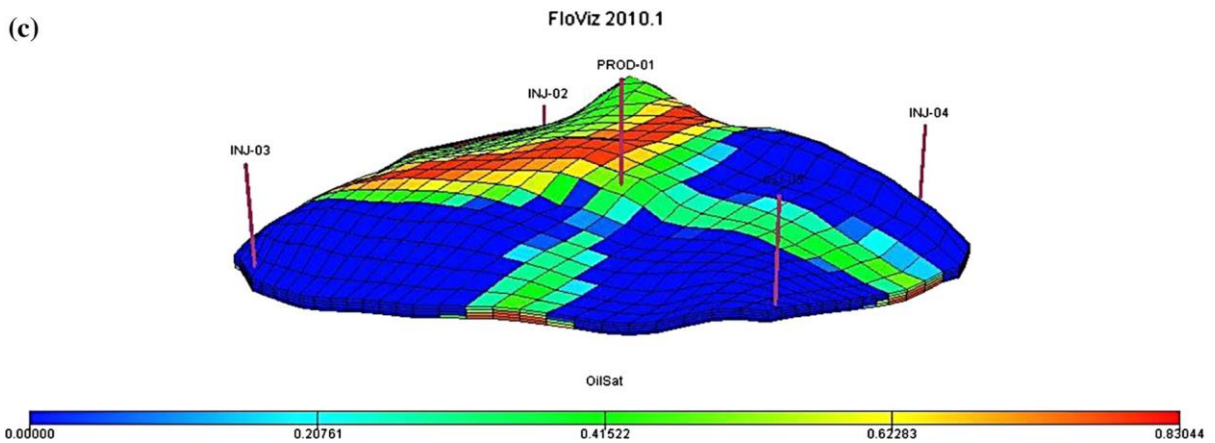
(a)



(b)



(c)



ξ Conclusions

Feasibility study on the water alternating gas injection and simultaneous water alternating gas injection in one of the reservoirs in south-west Iran which had been subject to water flooding has been carried out. Through simulation studies and comparison of distinct EOR methods, the following conclusions can be drawn:

1) Cumulative oil production with water alternating gas injection dominates cumulative oil production from water flooding and natural depletion scenarios.



٢) Immiscible water alternating rich gas injection dominates immiscible water alternating lean gas injection in terms of oil production.

٣) Miscible water alternating rich gas injection scenario with optimal injection pore volume of ١ is chosen as the best case injection scenario with ٤١,٧٤% ultimate recovery.

٤) Based on sensitivity analysis on miscible water alternating rich gas injection with optimal injection pore volume of ١, WAG ratio of ١:٢ (١ water volume:٢ Gas volume) and ١٠٠ days WAG cycle (٧٠ days gas and ٣٠ days water) has had the highest recovery of ٤٨,٥٥%.

٥) Miscible water alternating rich gas injection has had ٢٥% improvement in ultimate recovery factor over water flooding and ٣٦,٦٢% improvement in NPV regarding the best case scenario.

٦) Miscible selective simultaneous water alternating rich gas injection has had ٣١% improvement in ultimate recovery factor and ٢٦,٧% improvement in NPV over water flooding.

Appendix

See Figs. ١٤, ١٥, ١٦, ١٧, ١٨, ١٩, ٢٠, ٢١, ٢٢, ٢٣, ٢٤ and ٢٥.

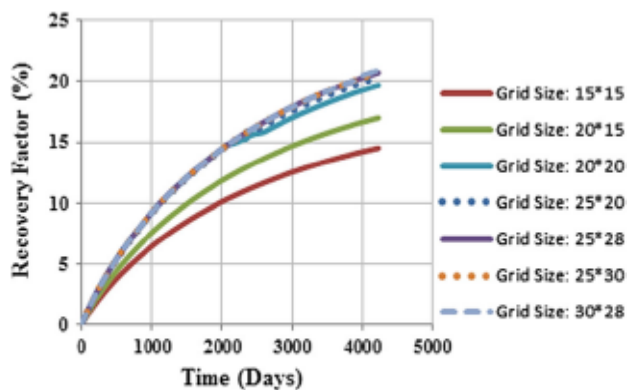


Fig. 14 Grid size effect

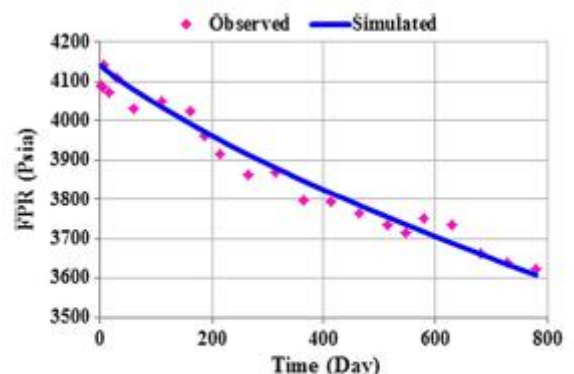


Fig. 15 History matched results (average reservoir pressure)

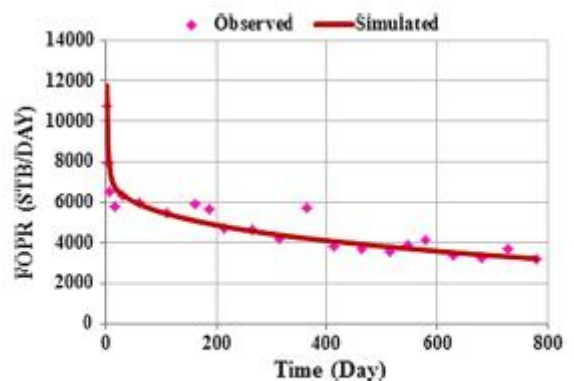


Fig. 16 History matched results (oil production rate)



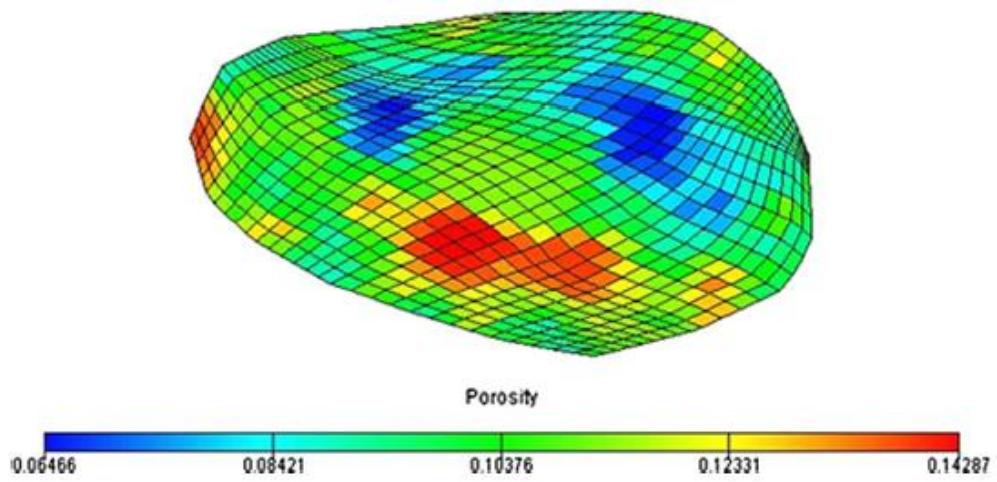


Fig. 17 Porosity map

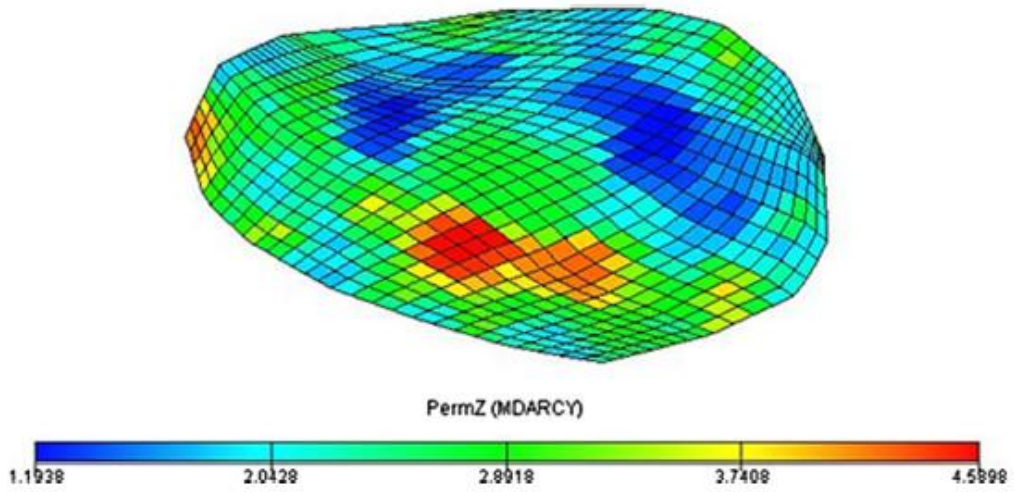


Fig. 18 Vertical permeability map

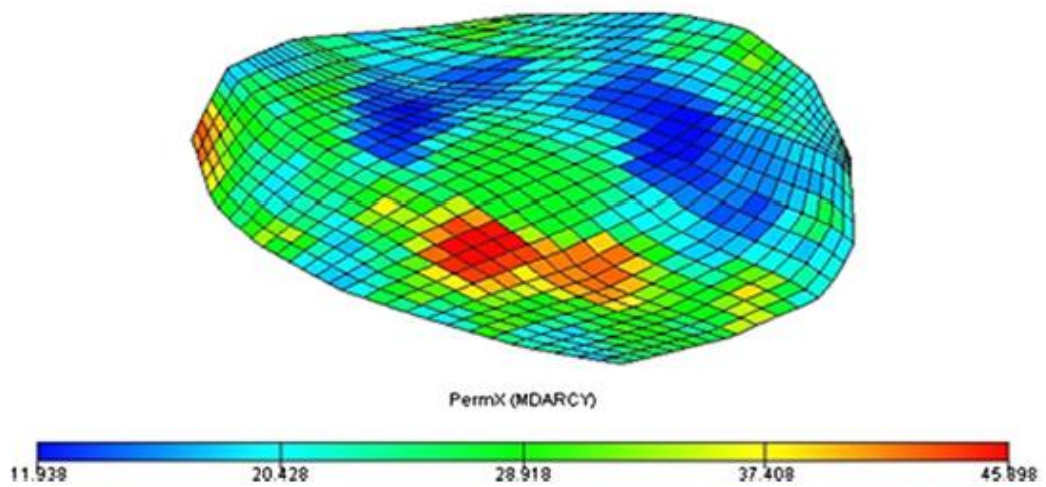


Fig. 19 Horizontal permeability map (X-direction)

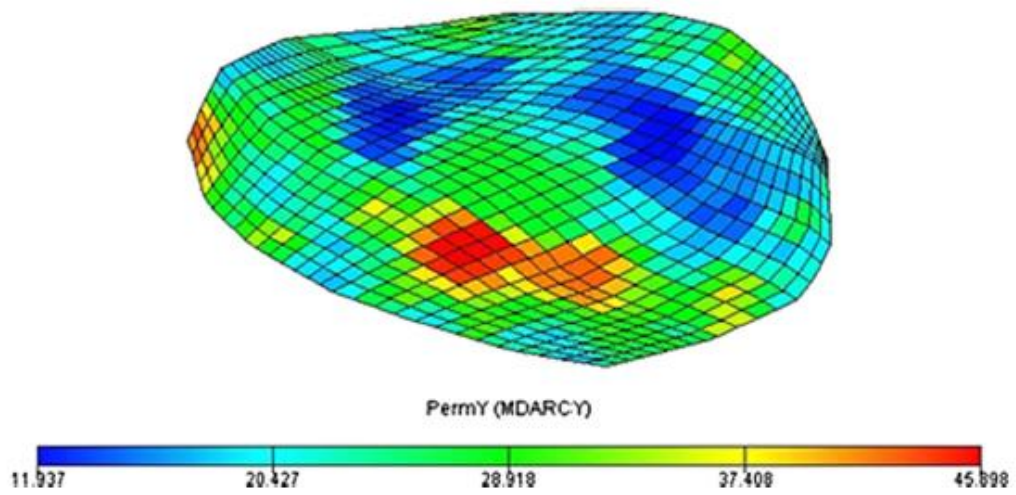


Fig. 20 Horizontal permeability map (Y-direction)

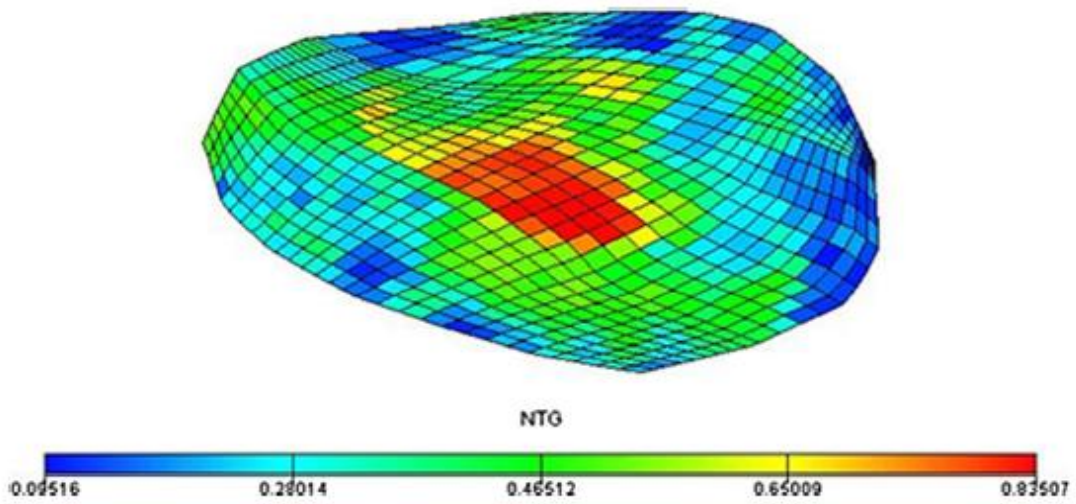


Fig. 21 NTG map

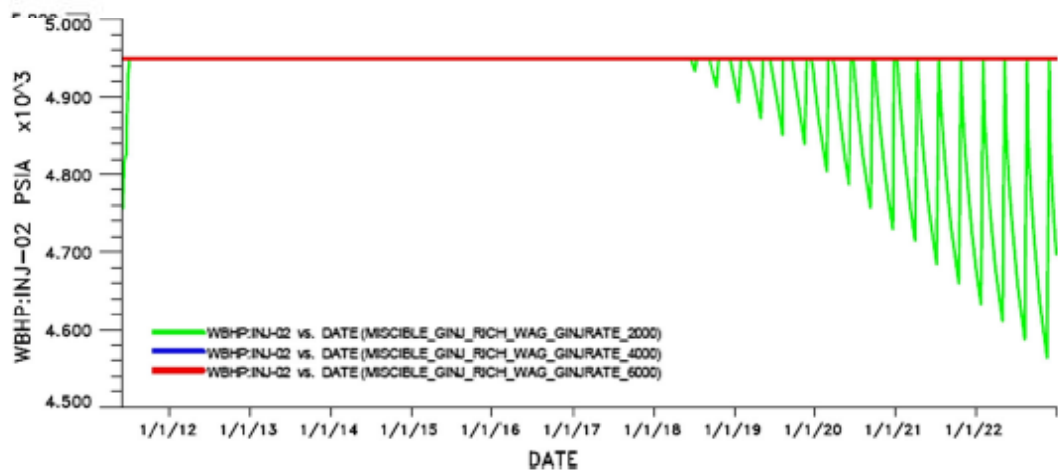


Fig. 22 Bottom hole pressure versus time for multiple rich gas injection rate in well 2

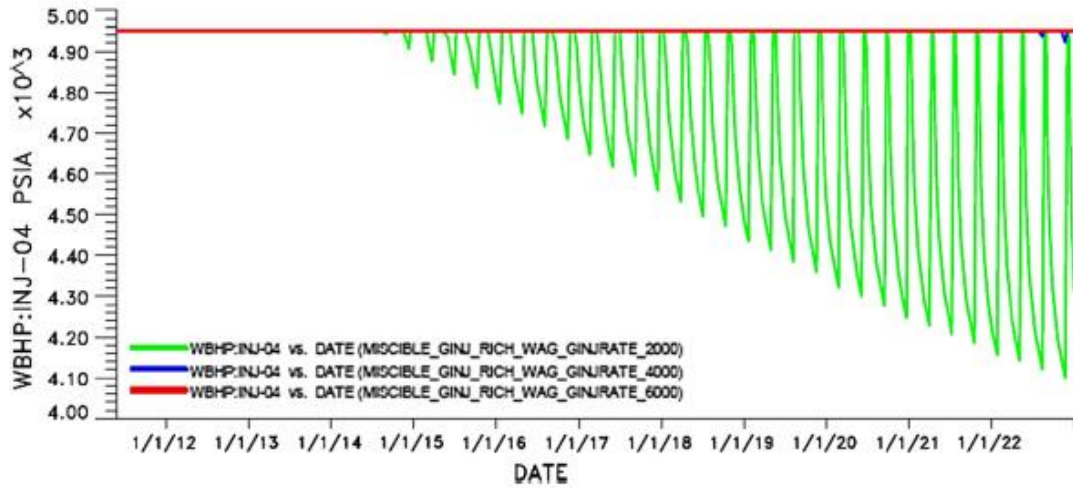


Fig. 24 Bottom hole pressure versus time for multiple rich gas injection rate in well 4

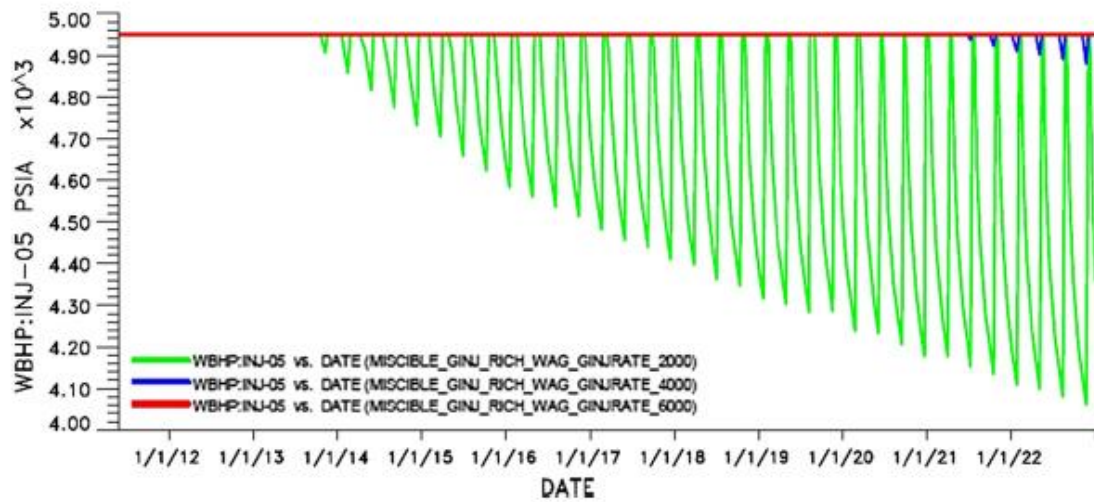


Fig. 25 Bottom hole pressure versus time for multiple rich gas injection rate in well 5

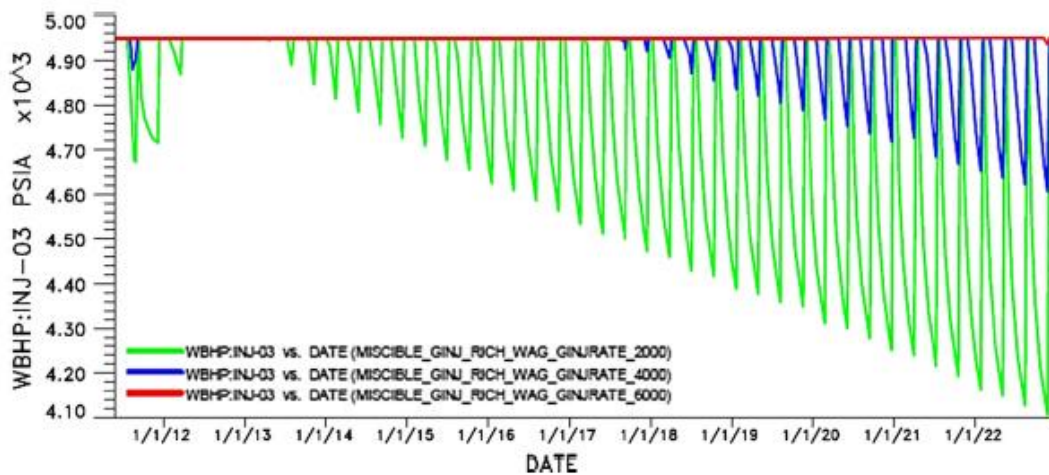


Fig. 23 Bottom hole pressure versus time for multiple rich gas injection rate in well 3



References

Green, D.; Willhite, G.P.: Enhanced Oil Recovery, EOR SPE Textbook Series (1998).

Cobanoglu, M.: A Numerical study to evaluate the use of WAG as an EOR method for oil production improvement at B. Kozlucafield, Turkey, PP, SPE 22127, presentation at the SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, Oct 8-9 (2001). doi:10.2118/22127-MS. ISBN: 978-1-00063-919-8.

Shi, W.: Kuparuk MWAG project after 20 years, PP, SPE 113933, presentation at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium

MS. ISBN: 978-1-00063--held in Tulsa, Oklahoma USA, Apr 19-23 (2008). doi:10.2118/113933-220-0.

Ramachandran, K.P.; Gyani O.N.: Immiscible Hydrocarbon WAG: Laboratory to Field, PP, SPE 128848, SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Jan (2010). doi:10.2118/128848-MS. ISBN 978-1-00063-220-0.

Mayowa, S.R.; Ajiboye, O.: Improving Oil Production and Recovery Using WAG Injection; a Niger Delta Case Study, PP, SPE 128848, ESPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, Aug (2014). doi:10.2118/128848-MS. ISBN: 978-1-00063-220-0.

Al Shehhi, B.: Implementation Study for Miscible Water Alternating Gas (WAG) EOR in a Giant, Offshore Field, PP, SPE 122787, SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, Mar (2010). doi:10.2118/122787-MS. ISBN: 978-1-11399-343-9.

Christensen, J.R.: Review of WAG Field Experience, PP, SPE 21203, presented at the SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico. Villahermosa, Mexico March 3-5 (2001). doi:10.2118/21203-PA.



Controlling Water Production by Application of Smart Well Technology



Farshid Najafzadeh Asl¹, Yousef Rafiei¹, Navid Mohammad Hasanzadeh¹, Saeed Abbasi²,

Amirkabir University of Technology¹

Research institute of petroleum industry (RIPI) (Presenter)²

Abstract

Water injection has been one of the most effective methods to improve oil recovery as it can be used to maintain the reservoir pressure and displace oil toward producers. The success of water injection projects depends on postponing or preventing water breakthrough from



production wells which might happens so quickly in the multilayered and heterogeneous reservoirs. The oil recovery factor can be improved by monitoring and controlling the fluid flow of both injection and production networks through those of reservoirs [1]. Downhole interval control valves (ICVs) allow to control unconventional wells efficiently, even in the heterogeneous reservoirs. These wells called smart wells, provide the ability to independently control each perforated layer in real time. The smart wells allow to maximize the oil production or to minimize unwanted fluid production by monitoring and controlling the fluid flow without intervention. This paper aims to study the application of intelligent wells by using IPM suit and to investigate the improve in oil recovery and postpone the water breakthrough. In this paper, one heterogeneous and multilayered oil reservoir under water injection operation was investigated. Integrated Production Modelling (IPM) is employed to design smart wells (ICVs). Then, this integrated intelligent reservoir model was examined to manage oil production rate as well as water injection rate under field constraints to improve reservoir production performance. In this regard, several reactive and proactive scenarios were studied and the optimal scenario which maximized the oil recovery was identified.

Introduction

Water production management in oil fields is a major challenge for petroleum engineers. Excess production of unwanted water can shut down an oil well, substantially increasing costs and wasting precious time. These phenomena can arise from events such as coning, breakthrough in the water flooding process, natural fractures and so on. The smart (or intelligent) well include the assembly of downhole instruments (sensors, ICVs and ICDs) that are installed on the production and/or injection tubing designed to:

Monitor well operating conditions downhole (flow, pressure, temperature, phase composition, water pH, etc)

Image the distribution of reservoir attributes away from the well (resistivity, acoustic impedance)

Control the inflow and outflow rates of segregated segments of the well.

Previous studies on application of smart wells in controlling water production have not focused on the benefits of integrated production modeling (IPM). Integrated production modeling is one of the most detailed tools for identifying the reservoir and production system. IPM is a process that integrates whole of production system parts. This modeling can cause managing oil and gas fields more accurately. Furthermore, the efficiency of production system can be improved. The advantage of using IPM is that each part of the production network can be modeled separately and then integrated to produce a single complex model that approximates reality. In addition, the IPM procedure has two steps: a) each part of the production system (reservoirs, wells and surface equipment) is modeled separately using its special software. b) The parts then linked together by comprehensive software. This allows variations in one part of the production system network to affect other parts, and lead to more accurate and realistic results [2,3]. As a result, each part of their production system works independently and a change in one part does not influence other parts [4,5].



Result & discussion

In this research, a real and heterogeneous reservoir model having ξ water injection wells and Υ oil production wells have been simulated using REVEAL (figure 1). Water injection is conducted in order to maintain the reservoir pressure, and because of that unwanted water production is one the main challenges of hydrocarbon fluid production. In this regard, the major purpose of this study is to control and manage the excessive water using intelligent well technology. To do that, various Reactive and Proactive injection scenarios (injection of water in different layers of the injection wells) are investigated to determine the best one that produce less water and increase oil recovery. To pursue this purpose, cumulative oil production is considered as an objective function for selecting the best scenario. All of these scenarios are evaluated by employing intelligent well in an integrated production system.

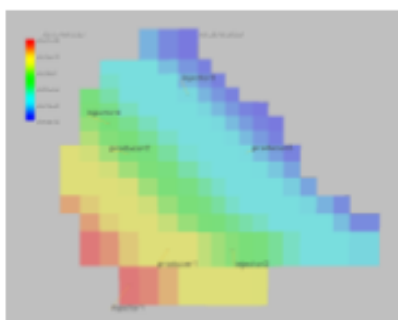


Figure 1: Reservoir model (colors represent the porosity).

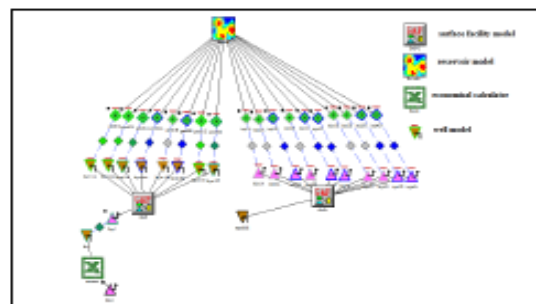


Figure 2: Integrated production model.

In the base case scenario, each of layers in production wells are producing equally, and the total fluid production of the wells A, B and C are 9000, 9000 and 12000 STBD respectively. In addition, each of layers in the injection wells are allocated the same rate of water, so that the total amount of water injected to the layers of each injection well is 20 percent of total fluid production from the reservoir. In this study, the goal is to investigate the reduced amount of water production in just one production well using intelligent management of water injection in the surrounding injection wells, rather than all production wells. In order to select the best scenario in surrounding water injection wells (closing the injection layers when water cut reaches its critical value), all possible scenarios have been simulated to stop injection from wells A and B. In the following, results of injection scenarios will be interpreted by comparing oil and water production to select the best reactive and proactive scenarios. The results showed that in the best selected scenario, closing the second layer of the injection wells A and B plays the most important role in controlling excessive water production. The outputs in the reactive and proactive scenarios are as follows. Results indicate

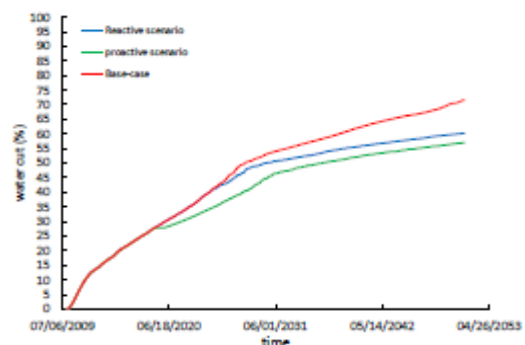


Figure 4: Comparison of water-cut between Pro-active, Reactive and Base case scenarios.

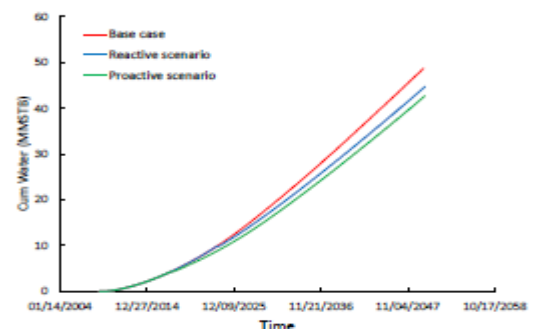


Figure 3: Comparison of cumulative water production between Reactive, Pro-active and Base case scenarios.



that applying the reactive scenario has a little impact on reducing of water production (Figure ۳), water cut (figure ۴) and also on increase in oil production (figure ۵), so that in the production well A, an ۸,۷۶% increase in cumulative oil production and a ۹,۹۳% decrease in cumulative water production were observed compared to the base case, while the total volume of water injection was the same in the both injection scenarios. According to the results (figure ۳), the implementation of proactive scenario caused a ۱۲,۸۲% increase in cumulative oil production in well A and a ۱۵,۸۴% decrease in cumulative water production in this well compared to the base case scenario. Therefore, by comparing the amounts of increase in oil production and decrease in water production in both scenarios, one can conclude that reduced amount of water production is greater than increased amount in cumulative oil production.

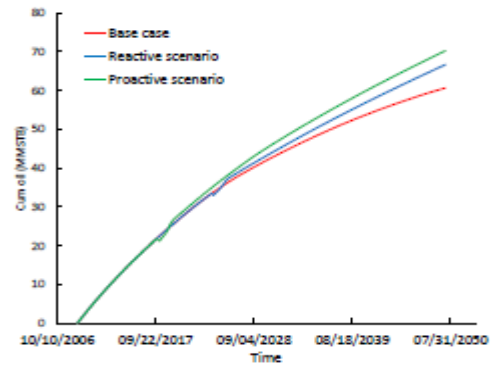


Figure 5: Comparison of cumulative oil production between Pro-active, Reactive and Base case scenarios.

Conclusions

۱. One of the most reliable and comprehensive methods for reduction of the unwanted water production is applying intelligent well completions.
۲. Integrated Production Modelling (IPM) is an appropriate way to simulate smart wells (ICVs) Also, IPM package has been recognized as an effective, robust and reliable tool for understanding the production and injection networks performances, network problems identification and applying various constraints at different parts of the system.
۳. Using proactive scenario has many advantageous over reactive scenario, such that using this method led to a sharp decrease in the amount of produced water rate and consequently water cut via the production well A.

References

۱. Changhong Gao, T.Rajeswari, Edson Nakagawa: "A Literature Review on Smart-Well Technology" SPE Symposium: April ۲۰۰۷; Oklahoma. SPE ۱۰۶۰۱۱.
۲. Randi Valestrand, Lexey Khrulenko, Dimitrios G. Hatzignatiou: "Smart Wells for Improved Water Management in the Presence of Geological Uncertainty". SPE Seminar: ۲۰۱۴; Bergen, Norway. SPE ۱۶۹۲۲۳
۳. H. Orioha, Ch. Gruba, G. Mouneke, I. Ezuka: "Application of IPM Modeling for Production Surveillance, Allocation and Optimization". In proceeding of SPE Conference: ۱۴-۱۶ May ۲۰۱۲; Doha, Qatar. SPE ۱۵۷۴۳۵.
۴. R.F. Stoitsits, H.M. Bashagour, C.G. Su: "Application of Integrated Production and Reservoir Modeling to Optimize Deepwater Development". In proceeding of CPS/SPE Conference: ۸-۱۰ June ۲۰۱۰; Beijing, China. SPE ۱۳۱۶۲۱.
۵. Y. Rafiei, "Improved oil production and Waretflood Performance by Water Allocation Management, PH.D Thesis, Heriot Watt university, Edinburgh, ۲۰۱۴.
۶. K.Aminian: "Water production problems and solutions- Part I", Petroleum & Natural Gas Engineering Department, West Virginia University.



سخن آخر

علم از اشتباهات تشکیل شده ،
ولی این ها اشتباهاتی هستند که
انجامشان سودمند است چرا که
کم کم به حقیقت می انجامد.

(ژول ورن)

امیدواریم این نشریه برای دانشجویان سودمند و پر ثمر باشد.

با تشکر از توجه تان

NAFTA



FOLLOW US

TELE : @AUT_PETROLEUM