



بررسی و تاثیر سناریوهای تزریق آب با مقادیر شوری مختلف بر روی ضریب ازدیاد برداشت نفت دریکی از مخازن نفتی ایران و تعیین مقدار بهینه شوری

سید محمد مهدی نسابه^۱، جوع عطا بیرمی^۲، افشین داورپناه^{۳*}

۱- دانش آموخته کارشناسی ارشد مهندسی نفت (حفاری و بهره برداری نفت)، دانشگاه آزاداسلامی، واحد امیدیه، گروه مهندسی

نفت، امیدیه، ایران

۲- دکتری زمین شناسی، دانشگاه آزاداسلامی، واحد امیدیه، گروه مهندسی نفت، امیدیه، ایران

۳- دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت (حفاری و استخراج نفت)، دانشگاه آزاداسلامی، واحد علوم و تحقیقات تهران، گروه

مهندسی نفت، تهران، ایران

*Mehdi.nassabeh1@gmail.com

ارسال: خرداد ماه ۹۶ پذیرش: مهر ماه ۹۶

چکیده

در چند دهه گذشته دنیا شاهد پیشرفت عظیمی در زمینه ازدیاد برداشت بوده است. شاید در سالیان نه چندان دور راندمان برداشت دورقمی در مخازن نفتی عملیاتی بی نظیر محسوب می شد اما هم اکنون برخی شرکت های فعال در این زمینه راندمان تولید خود را بابه کارگیری روش های نوین در مخازن آزمایشی نفت بیش از هفتاد درصد بیان می کنند که در صورت تحقق در مقیاس کلان تحولی اقتصادی خواهد بود. بنابراین بررسی این پدیده و راهکارهای عملی برخورد با آن می تواند به تولید بهینه و صیانتی و کاهش اثرهای جانبی بینجامد. در این تحقیق بهترین الگوی تزریق بر اساس بیشترین ضریب بازیافت و بررسی مدل سازی صورت گرفته و مقایسه روش "تزریق آب باشوری بالا و پایین" باروش "تزریق آب معمولی" (آب شیرین) در یک مخزن نفتی پرداخته می شود. به طور کلی آنالیز حساسیت بر روی شوری بالا و پایین با توجه به اختلاف نسبتا کم ضریب بازیابی شوری های بالا و پایین در سناریو های تزریق حساسیت کم این مهم را نمایش می دهد که با توجه به نمونه مخزنی در کرناتنه شکافدار گواه این قضیه می باشد. از بررسی سناریو های مختلف اینگونه استنباط می گردد که چنان چه تزریق اب از همان ابتدای تولید و به موازات تولید صورت بگیرد با ضریب بازیابی بیشتری مواجه هستیم و در نتیجه پشتیبانی بهتر و کارایی راندمان بالاتری را داریم. تزریق اب خالص (شیرین) ضریب بازیابی بالاتری را نسبت به تزریق اب با شوری پایین دارد. البته قابل ذکر است که این مهم اختلاف بسیار کم ضریب بازیابی بین این دو حالت را نشان می دهد. همچنین در بررسی میزان دبی تزریق هر چه مقدار دبی تزریق اب افزایش یابد بر این اساس مقدار ضریب بازیابی و راندمان بالاتری را شاهد خواهیم بود که البته این مهم به مشخصات تجهیزات سر چاهی ضریب ایمنی و بحث اقتصادی (تولید اب) موضوع بستگی دارد و با آنالیز نمودار ها، مقدار شورری پایین بعد از اب خالص در تمامی سناریوهای تزریق بیشترین ضریب بازیابی و حداکثر راندمان تولید را دارا می باشد.

کلمات کلیدی: شوری آب، ازدیاد برداشت، ضریب بازیافت، سناریوهای تزریق آب، افزایش دبی تولیدی

۱. مقدمه

با توجه به روند رو به رشد جمعیت و نیاز روزافزون به انرژی در عرصه های مختلف زندگی به ویژه در صنایع اصلی و در امر تولید ضروری به نظر میرسد که از این منابع خدادادی و غیر قابل تجدید به صورت صحیح و بهینه استفاده گردد ، استفاده نادرست و بی برنامه از این منابع انرژی نه تنها باعث بروز مشکلاتی در زمان حال می گردد بلکه ادامه حیات را به خصوص برای نسل های آینده با بحران جدی روبرو خواهد ساخت [۱-۵]. انرژی فسیلی نظیر نفت ، گاز و زغال سنگ که در نگاه اول بسیار عظیم و بی پایان به نظر می رسد عموماً به طور کامل قابل استحصال و بازیابی نبوده و مقادیر عظیمی از این ثروت ها به صورت درجا باقی می ماند که این امر علاوه بر مشخصات اولیه و زمین شناسی آن ها که از دسترس ما خارج می باشند ، به صورت عمده به نحوه ی عملکرد در زمان برداشت نظیر سرعت بهره برداری و شیوه آن بر می گردد. برای اینکه به این مهم دست یافت باید نکات مهم و بسیاری در نظر گرفته شود که بعد از مراحل اکتشاف برای بهره برداری آغاز می گردد [۶، ۷].

مخزن هیدروکربوری ساختاری است متخلخل و نفوذپذیر در زیرزمین که انباشتی طبیعی از هیدروکربورها را به صورت مایع و یا گاز در خود جای داده و به وسیله ی سنگ های غیرتراوا از محیط اطراف مجزا گردیده است. در توصیفی ملموس تر می توان مخازن هیدروکربوری را به بادبادکی پر از هوا تشبیه کرد که پوسته ی این بادبادک نقش همان سنگ های غیرتراوا را بازی می کند و به محض سوراخ کردن این محیط متعادل سیال های مخزنی توسط نیروهای هیدرولیکی به درون چاه رانده می شوند. البته قدرت این رانش طبیعی هم زمان با تولید از مخزن کاسته می شود هر مخزن با توجه به بافت زمین شناسی آن علاوه بر مشخصات کلی نظیر میزان کل نفت در جا ، لایه های دارای نفت ، عمق لایه نفتی و ... دارای پارامتر های دیگری که در مرحله تولید بسیار قابل توجه است نیز می باشد که از جمله می توان به درجه سنگینی نفت ، درجه حرارت و فشار اولیه مخزن ، تخلخل ، تعداد چاه های برداشتی ، فواصل آن ها با یکدیگر و نحوه چیده شدن آن ها ، وجود یا عدم وجود شکاف در لایه های مختلف و ... اشاره کرد که هر مخزن با توجه به برنامه اصلی برداشت و نحوه آن را چه در مراحل اولیه و همچنین در مراحل پایانی برداشت را تعیین و تحت تاثیر قرار می دهد که عدم توجه به آن ها باعث کاهش شدید نرخ بهره وری و از دست رفتن انرژی اولیه مخزن و در نهایت در جا ماندن مقدار زیادی نفت به صورت غیر قابل دسترس در این شرایط می شود و در ادامه باید علاوه بر صرف زمان ، هزینه های بسیار زیادی را متحمل شد تا بتوان مخزن را به مرحله تولید بازگرداند [۸].

چنان که برای نمونه گفته می شود مخازن ایران به طور متوسط سالانه ۱۰-۸ درصد افت طبیعی فشار مخزن و افت دبی تولید از چاه (افت دبی تولید از چاه با افت فشارمخزن رابطه مستقیم دارد) را دارند. با افت مداوم فشار مخزن، دبی تولید رفته رفته کم شده تا جایی که دیگر تولید طبیعی از مخزن مقرون به صرفه نخواهد بود. این نقطه زمانی اتفاق می افتد که بازیابی نفت از مخزن به نسبت پائین است. این بازیابی برای مخازن ایران حدود ۱۵-۲۰ درصد است؛ به عبارتی ۸۵ تا ۸۰ درصد کل نفت مخزن در سازند باقی می ماند [۹، ۱۰].

مقادیر زیادی از نفت موجود در دنیا در منطقه خاورمیانه از سوریه تا کشور عمان در مخازن کربناته غیر آبدوست با میزان نفوذپذیری کم قرار گرفته است [۱۱-۱۳]. تعدادی از این مخازن به صورت کاملاً شکافدار و بعضی به صورت معمول و غیر شکافدار می باشند که بازه مختلفی از نفت های فوق سنگین تا نفت های سبک با ترکیبات متفاوت را شامل می شود. مخازن طبیعی کربناته شکافدار شامل حجم قابل توجهی از نفت دنیا در نقاط مختلف می باشند. در کشور ایران این گونه مخازن حدود ۳۰ درصد از نفت قابل دسترس که به معنی میلیارد ها بشکه می باشد را در بر می گیرد. این مخازن چه به صورت شکافدار و چه غیر شکافدار تحت نیروهای طبیعی مخزن نظیر نیروی آب زیر مخزن یا برنامه های تزریق آب در حال تولید نفت می باشند ، ولی میزان بازدهی آنها بسیار پایین می باشد [۱۴].

۲. مطالعه موردی

مخزن نفتی در جنوب غرب ایران واقع شده و در سال ۱۹۹۹ به بهره برداری رسیده است مخزن یک طاقدیس است که ساختار آن اساماری کربنات با پوش سنگ گچساران می باشد. براساس گزارشات میدانی مخزن اساساً از نوع شکاف دار و اشباع می باشد همچنین سه فاز نفت گاز و آب دارا می باشد.

اولین چاه این مخزن (چاه شماره ۱) در سال ۱۹۹۹ حفر گردیده است که با حداکثر تولید ۳۰۰۰ بشکه در روز به تولید خود ادامه داده و در اواخر سال ۲۰۰۳ به دلایل مسایل عملیاتی بسته شده است دو چاه دیگر (چاه های شماره ۲ و ۳) در سال ۲۰۰۰ حفاری گردیده که به حداکثر تولید بیش از ۳۰۰۰ بشکه در روز رسیده و تا سال ۲۰۰۷ ادامه داشته است در کل در مخزن ۳ چاه حفاری گردیده که دو چاه به صورت عمودی و یک چاه به صورت افقی حفاری گردیده است.

تا سال ۲۰۰۷ تولید تجمعی مخزن حدود ۱۵.۲۲۸ میلیون بشکه با تولید روزانه ۶۰۰۰ بشکه در روز ثبت گردیده است مطابق گزارشات فشار اولیه مخزن ۴۱۰۰ در عمق ۹۰۰ فوتی می باشد وجود نشن نفت به دلیل ارتباط بین باند شکاف و مخزن نفت، یک مخزن شکافدار را تایید می کند همچنین سطح تماس آب - نفت در عمق ۱۹۵۰ فوتی و سطح تماس گاز و نفت در عمق ۶۰۰ فوتی گزارش گردیده است. مخزن دارای یک کلاهک گازی می باشد و پتانسیل تولید در لایه میانی به عنوان لایه تولید توسعه یافته است.

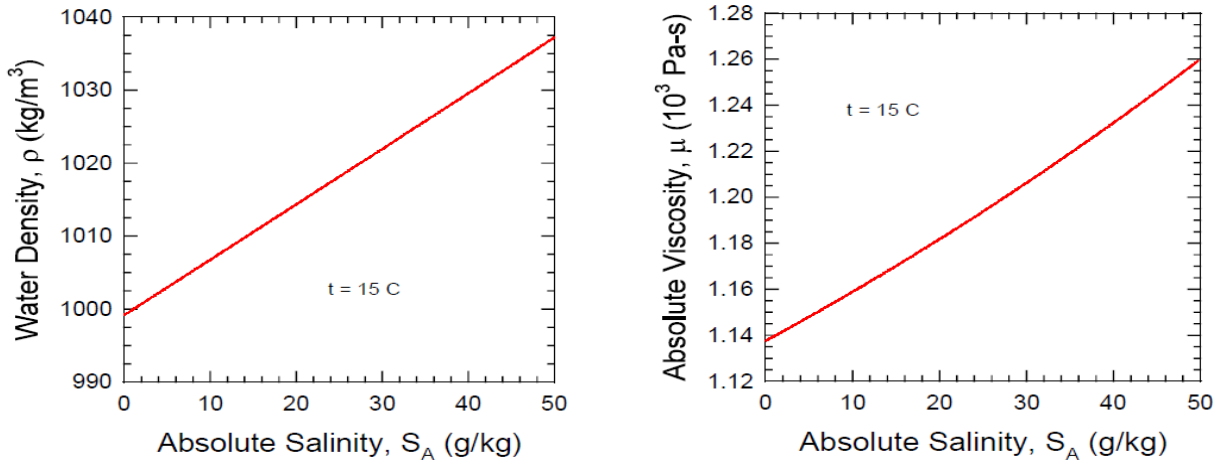
۳. تعریف سناریوهای تزریق

در تعریف سناریو های مختلف تزریق چند پارامتر دارای اهمیت بیشتری در انتخاب طرح های تزریق می باشد که از آن ها میتوان به فشار ته چاهی اشاره کرد که یکی از عوامل کنترل در مدل این موضوع می باشد. و تنظیم مقادیر پایین برای این فشار تنها زمان اجرا و ضریب بازیابی را افزایش می دهد اما بر سایر نتایج شیه سازی تاثیر ندارد همچنین از دیگر پارامترهای مهم دیگر می توان به میزان برش آب اشاره کرد که در تولید اقتصادی از مخزن این پارامتر نقش مهمی را ایفا می کند و هر چه میزان برش آب کمتر باشد در راندمان تولید اثر مثبتی ایفا کرده و چنان چه میزان برش آب از حد معینی بالاتر باشد باعث بسته شدن چاه تولیدی می شود از دیگر عوامل موثر در تعیین بهترین سناریوی ممکن میتوان به فشار سر چاهی اشاره کرد که تاثیر به سزایی دارد چنان چه فشار سر چاهی از یک میزان تعیین شده بیشتر باشد این طرح به عنوان طرح عملیاتی انتخاب نمی شود و در تعیین سناریوهای تزریق این مهم باید مد نظر قرار گیرد. به منظور بررسی اثر تغییر شوری آب و همچنین مطالعه و مقایسه آن با تخلیه طبیعی مخزن چندین روش تزریق تعریف گردید. بر این اساس شش سناریوی مختلف براساس آنالیز شوری های مختلف تعریف گردید که سناریو های ۱ و ۲ و ۳ تاکید بر روی تاثیر میزان شوری بر ضریب بازیابی و سناریو های ۴ و ۵ و ۶ برای مقایسه با سناریو های پیشین و به طور کلی حالت تخلیه طبیعی و تزریق در حالت پیش فرض نرم افزار می باشد. که به بررسی تمامی حالات می پردازیم همچنین میزان شوری پایین ۵ گرم بر کیلو گرم (دانسیته ۱۰۰۵ کیلوگرم بر متر مکعب و ویسکوزیته ۱.۱۵ سانتی پویز در دمای ۱۵ سانتیگراد) و میزان شوری بالا ۴۰ گرم بر کیلو گرم (دانسیته ۱۰۳۰ کیلوگرم بر متر مکعب و ویسکوزیته ۱.۲۳ سانتی پویز در دمای ۱۵ سانتیگراد) فرض گردید.

۱.۳. سناریو اول

براساس این طراحی مقدار ۱۰۰۰ بشکه در روز به عنوان نرخ تزریق در چاه تزریقی شماره ۴ انتخاب گردید که البته این مقدار دبی بر اساس دبی ممکن عملیاتی و براساس مقدار فشار قابل تحمل تجهیزات سر چاهی و مقدار توان پمپ های تزریق انتخاب گردید در این سناریو با نرخ تزریق ۱۰۰۰ بشکه در روز آنالیز کاملی بر روی غلظت نمک آب تزریقی براساس مقدار گرم بر

کیلوگرم در رنج ۰ تا ۵۰ در دمای ۱۵ درجه سانتیگراد صورت پذیرفت از آنجایی که میزان شوری آب در ویسکوزیته ودانسیته آب تاثیر دارد و این پارامتر از پارامترهای اساسی در شبیه سازی مدل مخزن به خصوص در آنالیز تغییرات شوری آب تزریقی بر روی ضریب بازیابی می باشد نمودار شوری مطلق بر اساس ویسکوزیته ودانسیته در دمای ۱۵ درجه در شکل ۱ رسم گردیده است.



شکل ۱- نمودار شوری مطلق بر اساس ویسکوزیته (ستی پویز) ودانسیته (کیلوگرم بر متر مکعب) در دمای ۱۵ درجه سانتیگراد که بیانگر روند خطی صعودی دانسیته و ویسکوزیته با افزایش غلظت مطلق است

همچنین به منظور بررسی شوری بالا و پایین در این نرخ تزریقی با حداکثر ضریب بازیابی. این نرخ تزریق از همان ابتدای عمر مخزن در سال ۲۰۰۷ مد نظر گرفته و تا پایان سال ۲۰۲۵ شبیه سازی و پیش بینی گردیده است و قبل از سال ۲۰۰۷ چاه به صورت تخلیه طبیعی عمل کرده است و مقدار حداقل تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز در نظر گرفته شد که در صورتی که مقدار تولید از این مقدار کمتر شود چاه به صورت خود به خود بسته می شود که در جدول شماره ۱ نشان داده شده است.

جدول ۱- نتایج سناریو اول بر اساس ضریب بازیابی بر حسب زمان (روز) در شوری بالا و پایین

HSW		LSW	
RECOVERY FACTOR (%)	TIME(DAY)	RECOVERY FACTOR (%)	TIME(DAY)
0	0	0	0
0	61	0	61
4	2000	4	2000
5.8	2500	5.8	2500
7.8	3000	7.8	3000
13.9	4000	15.3	4000
24.8	6000	27.6	6000
31.9	8000	35.8	8000
34.27	9000	38.32	9000

۲.۳. سناریو دوم

بر اساس این طراحی مقدار ۲۰۰۰ بشکه در روز به عنوان نرخ تزریق در چاه تزریقی شماره ۴ به منظور بازده بالاتر تولید (ضریب بازیابی) مد نظر قرار گرفت که این مقدار تزریق نیز بر اساس توجهات عملیاتی مورد بررسی قرار گرفته و انتخاب شده البته باید به این نکته را اشاره کرد که میزان بالاتر نرخ تزریق عکس العمل بهتری در پارامتر بازیابی مخزن دارد اما به علت تجهیزات

سر چاهی و دیگر پارامترها که در قسمت قبل اشاره شد میزان ۲۰۰۰ تعریف گردید و مورد مطالعه و بررسی قرار گرفت. در این سناریو نیز همانند سناریوی پیشین برای افزایش ضریب بازیابی این نرخ تزریق از همان اوایل عمر مخزن از سال ۲۰۰۷ تا پایان سال ۲۰۲۵ مد نظر قرار گرفت و قبل از این تاریخ چاه به صورت تخلیه طبیعی تولید داشته است و مقدار حداقل تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز در نظر گرفته شد که در صورتی که مقدار تولید از این مقدار کمتر شود چاه به صورت خود به خود بسته می شود همچنین حداقل فشار سر چاهی ۹۰۰ پام و حداکثر برش اب ۵۰٪ و حداکثر گاز محلول در نفت ۱.۲ مشخص گردید که در این مورد نیز آنالیز حساسیت شوری اب تزریقی (شوری بالا و شوری پایین) نیز محاسبه گردیده است که نتایج و مستندات این طرحی در جدول ۲ نشان داده شده است.

جدول ۲- نتایج سناریو دوم بر اساس ضریب بازیابی بر حسب زمان (روز) در شوری بالا و پایین

LSW		HSW	
RECOVERY FACTOR (%)	TIME(DAY)	RECOVERY FACTOR (%)	TIME(DAY)
0	0	0	0
0	61	0	61
4	2000	4	2000
5.8	2500	5.8	2500
7.8	3000	7.8	3000
16.9	4000	15.6	4000
31.4	6000	27.99	6000
41.2	8000	36.5	8000
43.89	9000	38.85	9000

۳.۳. سناریو سوم

در این سناریو میزان نرخ ۲۰۰۰ بشکه در روز مد نظر قرار گرفته است بر اساس این طراحی این میزان نرخ به عنوان نرخ تزریق چاه شماره ۴ تعریف گردید که به منظور دقیق و نزدیک بودن نتایج شبیه سازی به نتایج در حالت موجود تزریق اب با آنالیز شوری بالا و پایین از سال ۲۰۱۷ تا پایان سال ۲۰۲۵ صورت گرفته و قبل از تاریخ ۲۰۱۷ چاه با همان مکانیسم طبیعی از سال ۱۹۹۹ تا پایان سال ۲۰۱۶ تولید داشته است و مقدار حداقل تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز در نظر گرفته شد که در صورتی که مقدار تولید از این مقدار کمتر شود چاه به صورت خود به خود بسته می شود همچنین حداقل فشار سر چاهی ۹۰۰ پام و حداکثر برش اب ۵۰٪ و حداکثر گاز محلول در نفت ۱.۲ مشخص گردید که در این سناریو نیز تزریق اب با شوری های متفاوت مورد بررسی و مطالعه قرار گرفت که در جدول شماره ۳ نشان داده شده است.

جدول ۳- نتایج سناریو سوم بر اساس ضریب بازیابی بر حسب زمان (روز) در شوری بالا و پایین

HSW		LSW	
RECOVERY FACTOR (%)	TIME(DAY)	RECOVERY FACTOR (%)	TIME(DAY)
0	0	0	0
0	61	0	61
4	2000	4	2000
5.8	2500	5.8	2500
7.8	3000	7.8	3000
21	6000	21	6000
24.5	6400	25	6400
33.5	8000	36.2	8000
36.68	9000	39.97	9000

۴.۳. سناریو چهارم

در این سناریو به منظور مقایسه سناریو های قبلی با حالت تولید با مکانیسم رانش طبیعی مخزن این طراحی بدون تزریق اب صورت پذیرفت وازبدو تولید تا پایان سال ۲۰۲۵ مد نظر قرار گرفت که تولید هر چاه معادل ۴۰۰۰ بشکه در روز ومقدار حداقل تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز در نظر گرفته شد که در صورتی که مقدار تولید از این مقدار کمتر شود چاه به صورت خود به خود بسته می شود همچنین حداقل فشار سر چاهی ۹۰۰ پام وحداکثر برش اب ۵۰٪ وحداکثر گاز محلول درنفت ۱.۲ مشخص گردید. مقدار که نتایج حاصله از این سناریو در جدول ۴ بیان گردیده است.

جدول ۴- نتایج سناریو چهارم بر اساس ضریب بازیابی بر حسب زمان (روز) در حالت تخلیه طبیعی

RECOVERY FACTOR (%)	TIME(DAY)
0	0
0	61
4	2000
5.8	2500
7.8	3000
21	6000
28.4	8000
30.27	9000

۵.۳. سناریو پنجم

بر اساس این طراحی مقدار ۲۰۰۰ بشکه درروز به عنوان نرخ تزریق در چاه تزریقی شماره ۴ مد نظر قرار گرفت که این مقدار تزریق نیز بر اساس توجهات عملیاتی مورد بررسی قرار گرفته است. در این سناریو به منظور مقایسه سناریو های قبلی با حالت تولید با دانسیته و ویسکوزیته پیش فرض در برنامه شبیه سازی مخزن که معادل اب خالص (شیرین) با ویسکوزیته ۰.۹۸۶ سنتی پویز ودانسیته ۶۲.۴۲۸ پوند بر فوت مکعب می باشد، تعیین گردید که این نرخ تزریق از همان اوایل عمر مخزن از سال ۲۰۰۷ تا پایان سال ۲۰۲۵ مد نظر قرار گرفت و قبل از این تاریخ چاه به صورت تخلیه طبیعی تولید داشته است ومقدار حداقل تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز در نظر گرفته شد که در صورتی که مقدار تولید از این مقدار کمتر شود چاه به صورت خود به خود بسته می شود همچنین حداقل فشار سر چاهی ۹۰۰ پام وحداکثر برش اب ۵۰٪ وحداکثر گاز محلول درنفت ۱.۲ مشخص گردید که نتایج آن در جدول ۵ نشان داده شده است.

جدول ۵- نتایج سناریو پنجم بر اساس ضریب بازیابی بر حسب زمان (روز)

TIME(DAY)	RECOVERY FACTOR (%)
0	0
61	0
2000	4
2500	5.8
3000	7.8
4000	17.4
6000	32.2
8000	42.1
9000	44.65

۶.۳. سناریو ششم

در این سناریو به منظور مقایسه سناریو های قبلی با حالت تولید با دانسیته و ویسکوزیته پیش فرض در برنامه شبیه سازی مخزن که معادل اب خالص (شیرین) با ویسکوزیته ۰.۹۸۶ سنتی پویز ودانسیته ۶۲.۴۲۸ پوند بر فوت مکعب می باشد، تعیین گردید

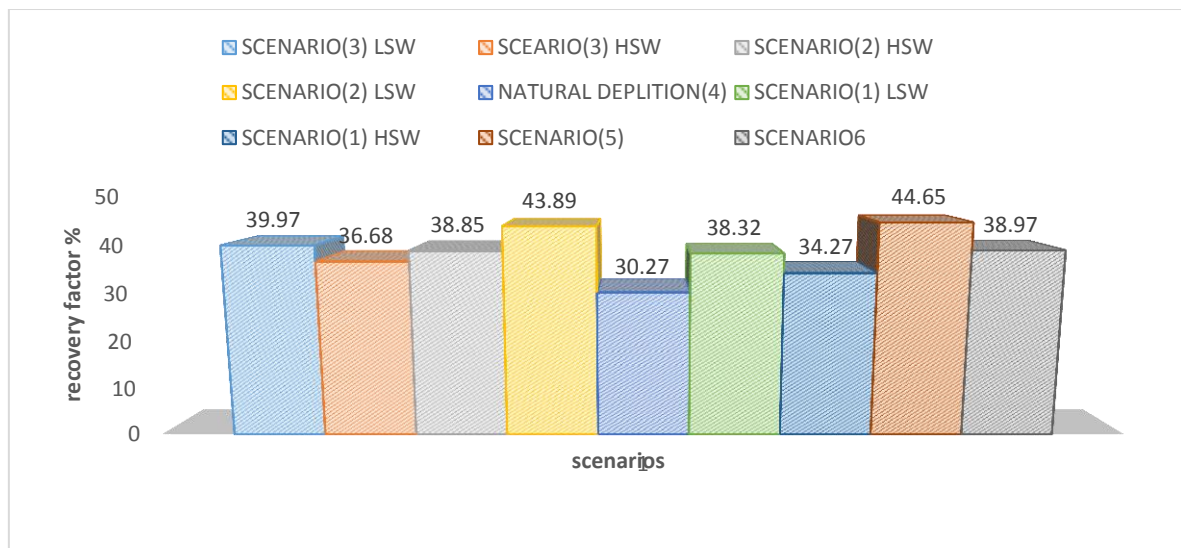
برهمن اساس این طراحی مقدار ۱۰۰۰ بشکه درروز به عنوان نرخ تزریق در چاه تزریقی شماره ۴ مد نظر قرار گرفت که این نرخ تزریق از همان اوایل عمر مخزن از سال ۲۰۰۷ تا پایان سال ۲۰۲۵ مد نظر قرار گرفت و قبل از این تاریخ چاه به صورت تخلیه طبیعی تولید داشته است و مقدار حداقل تولید ۱۰۰۰ بشکه در روز در نظر گرفته شد که در صورتی که مقدار تولید از این مقدار کمتر شود چاه به صورت خود به خود بسته می شود همچنین حداقل فشار سر چاهی ۹۰۰ پام و حداکثر برش اب ۵۰٪ و حداکثر گاز محلول در نفت ۱.۲ مشخص گردید که نتایج و مستندات این طرحی در جدول ۶ نشان داده شده است.

جدول ۶- نتایج سناریو ششم بر اساس ضریب بازیابی بر حسب زمان (روز)

TIME(DAY)	RECOVERY FACTOR (%)
0	0
61	0
2000	4
2500	5.8
3000	7.8
4000	15.7
6000	27.9
8000	36.3
9000	38.97

۴. نتیجه گیری

۱. در میان سناریوهای مختلف تزریق اب، سناریو شماره ۲ با نرخ تزریق ۲۰۰۰ بشکه در روز بهترین طرح تزریق شناخته شده است که در نمودار ۲ مشخص گردیده است.



شکل ۲- سناریوهای مختلف تزریق اب و حالت تخلیه طبیعی

۲. در بررسی شوری سناریو دو شوری پایین پشتیبانی بهتر و کارایی راندمان و به طور کلی بازیابی نهایی بیشتر را نشان می دهد.

۳. از بررسی سناریوهای مختلف اینگونه استنباط می گردد که چنان چه تزریق اب از همان ابتدای تولید و به موازات تولید

صورت بگیرد با ضریب بازیابی بیشتری مواجه هستیم و در نتیجه پشتیبانی بهتر و کارایی راندمان بالاتری را داریم.

۴. در بررسی میزان دبی تزریق، هر چه مقدار دبی تزریق اب افزایش یابد بر این اساس مقدار ضریب بازیابی و راندمان بالاتری را شاهد خواهیم بود. که البته این مهم به مشخصات تجهیزات سر چاهی ضریب ایمنی و بحث اقتصادی (تولید اب) موضوع بستگی

دارد.

۵. با بررسی نمودار ها، مقدار شوری پایین در تمامی سناریوهای تزریق بیشترین ضریب بازیابی و حداکثر راندمان تولید را دارا می باشد.
۶. با افزایش زمان و سپری شدن عمر مخزن و رسیدن به پایان دوره تولید روند اختلاف شوری های بالا و پایین از شروع تولید تا پایان تولید، روند صعودی را نشان می دهند. که نشان دهنده تاثیر شوری اب تزریقی بر روی مخزن با افزایش زمان می باشد.
۷. به طور کلی انالیز حساسیت بر روی شوری بالا و پایین با توجه به اختلاف نسبتا کم ضریب بازیابی شوری های بالا و پایین در سناریو های تزریق، حساسیت کم این مهم را نمایش می دهد که با توجه به نمونه مخزنی، کربناته شکافدار (دوال کور) این روند، گواه این قضیه می باشد.
۸. تزریق اب خالص (شیرین) ضریب بازیابی بالاتری را نسبت به تزریق اب با شوری پایین دارد. البته قابل ذکر است که این مهم اختلاف بسیار کم ضریب بازیابی بین این دو حالت را نشان می دهد. که این در هر دو دبی تزریق ۱۰۰۰ بشکه درروز و ۲۰۰۰ بشکه درروز (سناریوی ۵ و ۶) صدق می کند.

۵. مراجع

۱. حساسیت سنجی مدل ظرفیت - مقاومت نسبت به درجه ناهمسانگردی مخزن نفتی حین تزریق آب "سید احسان اشرفی، محمدرضا رسایی، پیمان پور افشاری، امیرسالار معصومی" ماهنامه علمی - پژوهشی اکتشاف و تولید نفت و گاز - شماره ۱۲۵ - مرداد ماه ۱۳۹۴
۲. خراط. ریاض ۱۳۹۳ ازدیاد برداشت نفت. تهران. نهر دانش
۳. دیبازاده، علی و هاجر نارکی، ۱۳۹۰، مطالعه شبیه سازی عملکرد تزریق آب به یکی از مخازن ماسه سنگی جنوب غرب ایران و حساسیت سنجی میزان تاثیر پارامترهای اصلی، سومین کنگره ملی مهندسی نفت، تهران، انستیتو مهندسی صنعت نفت
۴. حامد حسن زاده کرمانی، بیژن هنرور، ۱۳۹۳، شبیه سازی تزریق امتزاجی گاز دی اکسید کربن در یکی از مخازن نفتی باهدف تعیین حداقل فشار امتزاج پذیری گاز تزریقی، مقاله های همایش های ایران. سومین کنفرانس علمی مهندسی مخازن هیدروکربوری و صنایع بالادستی. هم اندیشان انرژی کیمیا. ۱۳۹۳
۵. مرادی، سهیل؛ سید نظام الدین اشرفی زاده و محمد حسین دانشفر، ۱۳۹۰، بررسی اثر میزان شوری آب نمک تزریقی بر میزان برداشت نفت از طریق فرآیند سیلابزنی، سومین همایش ملی تحقیقات نوین در شیمی و مهندسی شیمی، ماهشهر، دانشگاه آزاد اسلامی واحد ماهشهر
۶. حق لسان، امیرناصر و سیدعلی رضا طباطبائی نژاد، ۱۳۸۲، بررسی آزمایشگاهی ازدیاد برداشت نفت (EOR) به روش تزریق آب و بخار آب، هشتمین کنگره ملی مهندسی شیمی ایران، مشهد، دانشگاه فردوسی مشهد
۷. امامی. مهیار. ۱۳۹۰. مروری کوتاه بر تاریخچه تولید نفت و نقش روش های ازدیاد برداشت در افزایش ضریب بازیافت نهایی نفت خام ماهنامه اکتشاف و تولید ۸۴
۸. فولادی. کاظم. ضرایب بازیافت مخازن شکافدار ماهنامه اکتشاف و تولید ۸۴
۹. قنبر پور. امید تزریق آب به مخازن نفتی و نگاهی ویژه به تزریق آب سرد ماهنامه اکتشاف و تولید ۸۳
10. Abbas Zeinijahromi, Vadim Ahmetgareev, Ravil Ibatullin and Pavel Bedrikovetsky, 2015, Sensitivity study of low salinity water injection in Zichebashskoe Oilfield, Journal of Petroleum and Gas Engineering, Vol. 6(1), pp. 10-21, January, 2015.
11. Emad W. Al-Shalabi, Kamy Sepehrnoori, 2016, A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 139, March 2016, Pages 137-161
12. Tadesse Weldu Teklu, Waleed Alameri, Ramona M. Graves, Hossein Kazemi, Ali M. AlSumaiti, 2016, Low-salinity water-alternating-CO₂ EOR, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 142, June 2016, Pages 101-118.
13. Cuong Dang, Long Nghiem, Ngoc Nguyen, Zhangxin Chen, Quoc Nguyen, 2016, Mechanistic modeling

of low salinity water flooding, Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 146, October 2016, Pages 191-209

14. Cagatay Catal, Ugur Sevim, Banu Diri, 2011, Practical development of an Eclipse-based software fault prediction tool using Naive Bayes algorithm, Expert Systems with Applications, Volume 38, Issue 3, March 2011, Pages 2347-2353.