پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۱۷-۱۰۳

ویژه‌نامه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش‌های پایه آبی

رویکردی جامع برای ارزیابی و اولویت‌بندی ریسک‌های ازدیادبرداشت: مطالعه‌موردی ازدیادبرداشت آب‌پایه در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران

آزاده دباغی، شیما ابراهیم‌زاده رجایی، محمد پروازدوانی و شهاب گرامی*

پژوهشکده ازدیادبرداشت از مخازن نفت و گاز، پردیس توسعه و فناوری صنایع بالادستی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۴/۲۳ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۲۵

چکیده

باتوجه به ضرورت استمرار و افزایش تولید از مخازن بزرگ کشور به ویژه مخازن نفتی جنوب غربی ایران که به نیمه دوم عمر تولیدی خود رسیده‌اند و تولید طبیعی از آن‌ها در معرض کاهش قرارگرفته‌است، ازدیادبرداشت آب‌پایه به‌عنوان یکی ازطرح‌های ازدیادبرداشت در یکی از این میادین مورد مطالعه قرار گرفته‌است. با توجه به‌وجود عدم قطعیت‌ها در شناخت، توصیف و مدل‌سازی مخزن وکمبود داده‌های دقیق/قطعی، شناسایی وکنترل ریسک‌های ازدیادبرداشت از میدان عموماً در طرح‌های ازدیادبرداشت مورد توجه جدی قرار می‌گیرند؛ لیکن در این حوزه پژوهش‌های اندکی با بهره‌مندی از ادبیات مدیریت ریسک به‌انجام‌رسیده‌است. هدف ازاین پژوهش آن‌است که با بهره‌گیری ازیکی از تکنیک‌های مرسوم در ارزیابی ریسک با عنوان تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی ازآن رویکردی جامع و روشمند برای ارزیابی ریسک‌های ازدیادبرداشت ازمیادین هیدروکربوری ارائه ونتایج به‌کارگیری آن دریکی ازمیادین نفتی جنوب‌غربی‌ایران برای ارزیابی واولویت‌بندی ریسک‌های ازدیادبرداشت آب‌پایه نمایش داده‌شود. بدین‌منظور با استفاده ازنظرات خبرگان (در حوزه‌های مختلف اعم ازداده واطلاعات، مدل‌سازی و شبیه‌سازی وطراحی، مشخصه‌سازی وتوصیف مخزن، عملیات و اجرای طرح، پایش وبهینه‌سازی، توسعه‌مخزن)، ۳۳ عنوان ریسک بالقوه از منظر فنی (داده‌ها، مدل‌سازی و تحلیل)، عملیاتی/اجرایی، اقتصادی، سیاسی وسازمانی شناسایی‌شد. براساس طرح‌مطالعاتی‌میدان، ضمن بررسی خواص استاتیک ودینامیک مخزن وهمچنین خواص وپراکندگی شکاف، سه ناحیه تحت عنوان سکتور ۱ (غربی) و سکتور ۲ (مرکزی) و سکتور ۳ (شرقی) مشخص شده وریسک‌های شناسایی‌شده براساس سه پارامتر احتمال رخداد، شدت‌تأثیر و قابلیت‌تشخیص امتیازدهی شدند. براین‌اساس و درچارچوب تکنیک مذکور، ریسک‌ها اولویت‌بندی شده و ریسک‌های بحرانی/دارای‌اولویت درهریک از سه سکتور به‌طور جداگانه تعیین‌شد؛ به‌طورخلاصه می‌توان گفت عدم‌کفایت تعداد داده‌های معتبر آزمایشگاهی درارتباط باخواص فیزیکی ورفتار فازی سیال دررابطه بانمونه‌های گرفته‌شده، ضعف مدل پیش‌بینی رفتار فازی سیال، ضعف تطبیق تاریخچه شبیه‌سازی مدل‌پایه‌مخازن وضعف تحلیل‌داده‌هاو اطلاعات حاصل ازپایش عملکردروش ازدیادبرداشت به‌عنوان ریسک‌های اولویت‌دار مشترک درتمامی سکتورها شناسایی شدند. درپایان اقدامات کنترلی متناسب باریسک‌های دارای‌اولویت، ارائه گردید.

کلمات کلیدی: ارزیابی ریسک، ازدیادبرداشت، آب‌پایه، اولویت‌بندی، تجزیه‌تحلیل‌حالات‌خطا

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی Geramish@ripi.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5307.3356)

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۱۷-۱۰۳

مقدمه

حجم عمده‌ای از تولید جهانی نفت اختصاص به میادین بالغی دارد که عمدتاً در نیمه دوم عمر خود هستند و روند جهانی جایگزینی این ذخایر هیدروکربوری با اکتشافات جدید به کندی صورت می‌گیرد [۱]. همچنین بسیاری از میادین بزرگ کشور به ویژه مخازن نفتی جنوب غربی ایران نیز به نیمه دوم عمر تولیدی خود رسیده‌اند و تولید طبیعی از آن‌ها در معرض کاهش چشم‌گیری قرار گرفته‌است [۲]. از این‌رو استمرار و افزایش تولید از این مخازن، نیازمند اجرای طرح‌های بهبود یا ازدیادبرداشت نفت‌خام و گازطبیعی (ازجمله روش‌های آب‌پایه) است [۳]. به‌طور کلی ریسک سرمایه‌گذاری در پروژه‌های ازدیادبرداشت به‌علت عدم قطعیت‌های زمین‌شناسی- مخزنی و هزینه زیاد پیاده‌سازی این پروژه‌ها، بالا بوده [۴] و با توجه به پیچیدگی‌های فنی فراوان، دارای ریسک اجرایی بالایی نیز هستند [۵]. از این‌رو غربال‌گری فنی و اقتصادی روش‌های ازدیادبرداشت با توجه به ویژگی‌های مخزن در سطوح مختلف از تست‌های آزمایشگاهی تا شبیه‌سازی میدانی و انجام تست‌های پایلوت صورت می‌پذیرد تا روش بهینه ازدیادبرداشت با کمترین ریسک فنی- اقتصادی برای مخزن انتخاب گردد [۶ و ۷]. در این میان توجه به این نکته ضروری است که با توجه به علاقه‌مندی ذاتی انسان (و به تبع آن سازمان) به اجتناب از ریسک، افزایش پیچیدگی‌های ازدیادبرداشت از میدان گاهی تصمیم‌گیرندگان را به تحلیل بیش از اندازه[1] گرفتار می‌کند؛ در چنین شرایطی تصمیم‌گیرندگان به امید کاهش عدم‌قطعیت و رساندن سطح ریسک ازدیادبرداشت به صفر، به مدل‌سازی‌ها و شبیه‌سازی‌های بیشتری متوسل می‌شوند. این در حالی است که با توجه به عدم‌قطعیت‌ها در شناخت، توصیف و مدل‌سازی مخزن، کمبود داده‌های دقیق/قطعی در ذات این فرآیند نهفته‌است و حتی در بهترین شرایط که فرآیندهای تصمیم‌گیری به‌نظر منطقی و بهینه است، نتایج همچنان می‌تواند توأم با ریسک باشد [۸ و ۹]. از این‌رو شناسایی، ارزیابی و کنترل ریسک‌های ازدیادبرداشت از میدان عموماً در طرح‌های ازدیادبرداشت و در ادبیات علمی و کاربردی پژوهش مورد توجه جدی قرار داشته‌است [۸ و ۹].

برخی از پژوهش‌های انجام شده در حوزه شناسایی و ارزیابی ریسک‌های ازدیادبرداشت، از مفاهیم رایج در ادبیات مدیریت ریسک مانند احتمال رخداد، شدت تأثیر و ماتریس ارزیابی ریسک[2] بهره برده‌اند. به‌عنوان نمونه یوآن و وود به بررسی آسیب سازندی در ازدیادبرداشت نفت پرداخته‌اند و یکی از فصول کتاب خود را به ارزیابی ریسک در مدیریت پروژه‌های بهبود/ازدیادبرداشت از منظر آسیب‌های سازندی اختصاص داده و تحلیل خود را مبتنی بر پارامترهای درجه احتمال بروز ریسک و شدت تأثیر آن ارائه نموده‌اند [۱۰]. در رویکردهای نوین مدیریت ریسک، نه تنها احتمال رخداد وشدت تأثیر در اولویت‌بندی ریسک در نظر گرفته می‌شود بلکه پارامترهای دیگری نظیر اینکه کنترل‌ها تا چه حد می‌توانند خطا یا علت آن‌را کشف و تشخیص دهند نیز مدنظر قرار می‌گیرد [۱۱]؛ در این راستا، المیان و همکاران [۱۲] و پاتک و تیواری [۱۳] برای ارزیابی ریسک‌های کمّی و کیفی ازدیادبرداشت در شرکت نفت کویت، ریسک‌های ازدیادبرداشت را در نموداری براساس دو عامل میزان احتمال و شدت تأثیر اولویت‌بندی نموده و در کنار آن وضعیت هر ریسک را قبل و بعد از انجام استراتژی‌های کاهش ریسک دراین نمودارها تصویر نمودند. السعودی و البریکی [۱۴] به کاهش اثرات میان‌شکست دی‌اکسیدکربن[3] در پروژه‌های ازدیادبرداشت پرداختند و قابلیت مدیریت کردن ریسک را به‌عنوان یک پارامتر در کنار پارامترهایی مانند درجه احتمال و شدت تأثیر برای ارزیابی و تحلیل ریسک‌های شناسایی شده درنظر گرفتند.

1. Overanalysis loop
2. Risk Evaluation Matrix
3. CO_2 Breakthrough

این در حالی است که براساس مرور ادبیات صورت پذیرفته، اینگونه پارامترها تاکنون به‌صورت روشمند در ارزیابی ریسک ازدیادبرداشت میادین درنظر گرفته نشده‌است. ارزیابی ریسک رویکردی سیستماتیک و سازمان‌یافته به منظور شناسایی ریسک‌ها و رتبه‌بندی آن‌ها برای تصمیم‌گیری به‌منظور جلوگیری /کاهش خطا است. تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن یکی از تکنیک‌های رایج و استاندارد در ارزیابی ریسک قلمداد می‌شود که در سیستم‌های مختلف مدیریتی مانند سری استاندارد ایزو[1] بر استفاده از آن به‌عنوان ابزاری برای ارزیابی و پیش‌گیری از بروز ریسک تأکید شده‌است [۱۷]. این روش اولین بار در ارتش آمریکا در قالب استاندارد نظامی[2] انتشار یافت، مورد استفاده قرار گرفت [۱۸]. در فوریه ۱۹۹۲ استانداردی مرجع شامل به‌کارگیری این روش در صنعت خودرو معرفی شد [۱۹ و ۲۰]. این روش به‌عنوان مبنایی برای روش‌های ارزیابی ریسک و ایمنی در صنایع شیمیایی به‌کارگرفته شد[۲۱ و ۲۲]. پس از آن استانداردهای مدیریت کیفیت مختلف[3] بر این روش به‌عنوان ابزار ارزیابی ریسک توجه و تأکید نمودند [۲۳]. این روش در صنایع نفت و گاز نیز به‌کار گرفته شده‌است. در کتابی با عنوان مهندسی ایمنی در صنایع نفت و گاز از این روش به‌عنوان یکی از روش‌های مطرح در ارزیابی ریسک یاد شده‌است [۲۴]. در پژوهش‌های مختلفی از این روش برای ارزیابی ریسک‌های جداسازی و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در لایه‌های زیرزمینی استفاده شده‌است [۲۵ و ۲۶]. ربیعی برای شناسایی عوامل موثر بر تولید آب اضافی در میادین نفتی [۲۷] از این روش استفاده نموده‌است. از این روش در یک پروژه اصلاح انحراف در آب عمیق در میدان فراساحلی اسنور در کشور نروژ، که به‌وسیله تزریق مواد شیمیایی (سیلیکات سدیم) باهدف افزایش بازیافت نفت انجام شد، نیز استفاده شده‌است [۲۸]. در پروژه‌ای با هدف ارائه سیستم حفاظتی برای جلوگیری از فشار بالا ناشی از تزریق آب در سکوی تنگ در دریای شمال از این روش برای ارزیابی قابلیت اطمینان این سیستم استفاده شده‌است [۲۹]. کبیل و همکاران به‌منظور ارزیابی ریسک‌های فنی در مدیریت آب تولیدی در میادین نفت و گاز فراساحل از این روش استفاده نمودند [۳۰]. این روش برای ارزیابی همه جانبه ریسک‌هایی که اکویفر صاحاران در جنوب الجزایر را در فعالیت‌های بالادستی نفت در خطر قرار می‌دهد نیز به‌کار گرفته شده‌است [۳۱]. در صنعت نفت و گاز کشور، نوذری و همکاران برای ارزیابی و مدیریت ریسک عملیات حفاری در میدان نفتی اهواز (با رویکرد بهداشت، ایمنی و محیط زیست) از این روش استفاده کردند [۳۲]. ارزیابی ریسک‌های زیست‌محیطی توسعه میدان اهواز نیز با استفاده از این روش بررسی شده‌است [۳۳]. کیقبادی و همکاران برای تحلیل ریسک‌های زنجیره تأمین در صنعت نفت و گاز و اولویت‌بندی عوامل موثر بر مدیریت ریسک از این روش بهره بردند [۳۴]. اولویت‌بندی ریسک ها در تأسیسات پالایشگاهی نیز با استفاده از روش تجزیه و تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن به انجام رسیده‌است [۳۵]. مروری بر کاربردهای این روش در جدول ۱ خلاصه شده است. با توجه به موارد فوق‌الذکر هدف از این مقاله آن است که با بهره‌گیری از روش مرسوم ارزیابی ریسک با عنوان تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن[4] رویکردی جامع و الگویی مشخص برای ارزیابی ریسک‌های ازدیادبرداشت از میادین هیدروکربوری ارائه و نتایج به‌کارگیری آن در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران برای ارزیابی و اولویت‌بندی ریسک‌های ازدیادبرداشت نمایش داده شود. شایان ذکر است نوآوری این مقاله استفاده از روش مذکور در حوزه ازدیادبرداشت آب‌پایه می‌باشد که تاکنون در مخازن نفتی ایران ارائه نشده‌است.

1. ISO 9000، QS 9000، ISO/TS16949
2. MIL-STD-1629
3. ISO/TS16949 & QS 9000
4. FMEA-Failure Mode and Effect Analysis

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۱۷-۱۰۳

جدول ۱ نمونه هایی از کاربردهای روش تجزیه تحلیل حالات خطا و اثرات آن در صنایع مختلف

منبع	صنعت-حوزه کاربرد	توضیحات
[۱۷]	همه صنایع	استاندارد مرجع ISO 9000، QS 9000 ISO/TS16949
[۱۸]	نظامی- صنایع دفاعی	استاندارد MIL-STD-1629
[۱۹ و ۲۰]	خودروسازی	استاندارد
[۲۱]	صنایع شیمیایی	به‌کارگیری روش تجزیه تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن و تکنیک‌های تصمیم‌گیری فازی برای رتبه بندی ریسک‌ها در یک مطالعه موردی در صنایع شیمیایی
[۲۲]	صنایع شیمیایی	برای کاهش ریسک‌ها در واحد شیرین‌سازی با استفاده از آمین در شرکت نفت و گاز پی تی ایکس[1]
[۲۴]	صنعت نفت	مهندسی ایمنی در صنایع نفت و گاز
[۲۵ و ۲۶]	صنعت نفت	برای ارزیابی ریسک‌های جداسازی و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در لایه‌های زیرزمینی
[۲۷]	صنعت نفت	شناسایی عوامل موثر بر تولید آب اضافی در میادین نفتی
[۲۸]	صنعت نفت	در یک پروژه اصلاح انحراف در آب عمیق در میدان فراساحلی اسنور در کشور نروژ، که به‌وسیله تزریق مواد شیمیایی (سیلیکات سدیم) باهدف افزایش بازیافت نفت انجام شد، از این روش استفاده شده‌است
[۲۹]	صنعت نفت	ارائه سیستم حفاظتی برای جلوگیری از فشار بالا ناشی از تزریق آب در سکوی تنگ در دریای شمال-استفاده از این روش برای ارزیابی قابلیت اطمینان سیستم
[۳۰]	صنعت نفت	ارزیابی ریسک‌های فنی در مدیریت آب تولیدی در میادین نفت و گاز فراساحل
[۳۱]	صنعت نفت	برای ارزیابی همه جانبه ریسک‌هایی که اکویفر صاحاران در جنوب الجزایر را در فعالیت‌های بالادستی نفت در خطر قرار می‌دهد
[۳۲]	صنعت نفت ایران	ارزیابی و مدیریت ریسک عملیات حفاری در میدان نفتی اهواز (با رویکرد بهداشت، ایمنی و محیط زیست)
[۳۳]	صنعت نفت ایران	ارزیابی ریسک‌های زیست‌محیطی توسعه میدان اهواز
[۳۴]	صنعت نفت ایران	تحلیل ریسک‌های زنجیره تأمین در صنعت نفت و گاز و اولویت‌بندی عوامل موثر بر مدیریت ریسک
[۳۵]	صنعت نفت ایران	اولویت‌بندی ریسک‌ها در تأسیسات پالایشگاهی

روش کار

روش تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن یکی از روش‌های ارزیابی ریسک به شمار می‌رود که برای شناسایی ریسک، تعیین علت‌ها، تعریف اقدامات کنترلی و نیز اولویت‌بندی ریسک‌ها به‌کار گرفته می‌شود. این روش بر رویکرد پیش‌گیری از بروز خطا متمرکز است و از این‌رو عمدتاً برای شناسایی و تجزیه‌تحلیل عوامل بالقوه پیش از بروز خطا یا رخداد مشکل به‌کار گرفته می‌شود. گرچه امکان پیاده‌سازی تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن به‌صورت انفرادی وجود دارد اما پیاده‌سازی آن به‌صورت گروهی، احتمال شناسایی ریسک‌های بالقوه را افزایش می‌دهد [۲۳]؛ به‌همین دلیل عموماً گروهی از کارشناسان و خبرگان از حوزه/واحدهای کاری مختلف که بتوانند تخصص‌های مختلف مرتبط با موضوع را پوشش دهند (درحوزه ازدیادبرداشت شامل: داده و اطلاعات، مدل‌سازی و شبیه‌سازی و طراحی، مشخصه‌سازی و توصیف مخزن، عملیات و اجرای طرح، پایش و بهینه‌سازی، توسعه مخزن) در تیم پژوهش قرار می‌گیرند. جمع‌آوری نظرات خبرگان با استفاده از طوفان فکری[2] در پژوهش‌های پیشین نیز به انجام رسیده‌است [۳۶-۳۸].

1. PT X
2. Brainstorming

براساس چارچوب روش تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن [۳۹] عملکردها و حالات خطا شناسایی می‌شوند. منظور از حالت خطا در این روش، هرنوع نقص یا اشکال یا ریسکی در عملکرد است. منظور از عملکرد، هدف یا عملکرد اصلی سیستم/ محصول/ فرآیند مورد نظر است. هدف از تبیین عملکرد، آن است که بتوان متناظر با عملکردهای بیان شده، حالات خطا را در قالب نقص یا فعل منفی آن عملکرد با شفافیت بیشتری تبیین نمود. در این روش اولویت‌بندی ریسک‌ها براساس عدد اولویت ریسک صورت می‌پذیرد که حاصل‌ضرب شدت تأثیر (S)، احتمال رخداد (O) و قابلیت تشخیص (D) است. منظور از قابلیت تشخیص این است که تا چه حد کنترل‌ها می‌توانند خطا یا علت آن‌را کشف و تشخیص دهند [۴۰]. برآورد هریک از معیارهای سه‌گانه فوق عمدتاً براساس بازه‌ی امتیازی ۱۰-۱ [۴۱ و ۴۲] صورت می‌پذیرد که در این پژوهش از جدول ۲ به‌عنوان مقیاس امتیازدهی استفاده شده‌است.

جدول ۲ مقیاس امتیازدهی

امتیاز	احتمال رخداد (O)	شدت تأثیر (S)	قابلیت تشخیص (D)
۱۰	حتمی	وخیم	قطعی
۹	تقریباً حتمی	تقریباً وخیم	تقریباً قطعی
۸	بسیارزیاد	بسیار شدید	بسیارزیاد
۷	زیاد	شدید	زیاد
۶	تاحدی زیاد	قابل توجه	تاحدی زیاد
۵	متوسط	متوسط	متوسط
۴	کم	ناچیز	کم
۳	بسیارکم	بسیار ناچیز	بسیارکم
۲	تقریباً غیر ممکن	تقریباً هیچ	تقریباً بعید
۱	غیر ممکن	هیچ	بعید

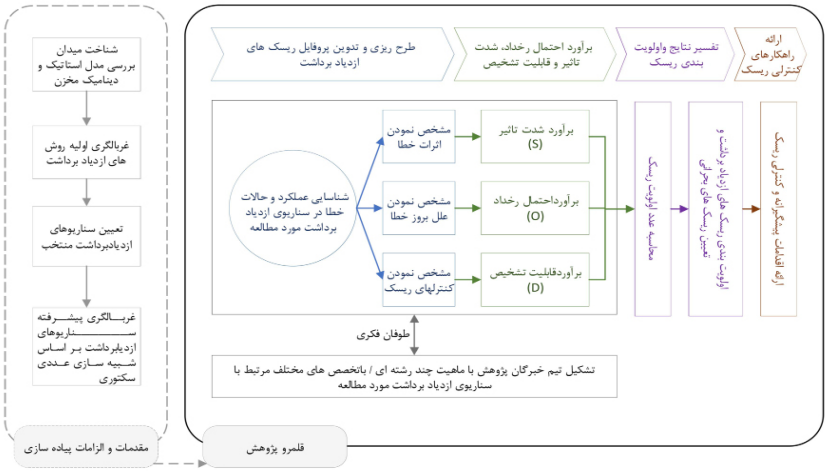
در اجرای این پژوهش تلاش شده‌است تا با توجه به چارچوب کلی روش تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن روشی برای ارزیابی ریسک‌های ازدیادبرداشت با رویکردی جامع و همه‌جانبه ارائه شکل ۱ و نتایج پیاده‌سازی آن برای ازدیادبرداشت در سناریوی تزریق آب در مطالعه موردی میدان گام به گام ارائه گردد.

توصیف مخزن

میدان مورد مطالعه یک تاقدیس دوکوهانه و وابسته به گسل است. این میدان از دو مخزن نفتی به‌هم پیوسته آسماری و بنگستان و مخزن مستقل گازی خامی تشکیل شده است. سیال مخازن آسماری و بنگستان از نوع اشباع و دارای کلاهک گازی بزرگ و از نوع گاز میعانی در میادین مستقل کشور است. فشار اولیه مخزن ۴۰۱۶ پام در عمق مبنای ۷۶۰۰ فوت زیر سطح دریا تعیین شده بود. براساس آخرین برآورد مقدار نفت درجای اولیه در دو مخزن آسماری و بنگستان مجموعاً ۱۴۵۵۷میلیون بشکه در شرایط متعارفی تخمین زده شده است. شاخص سبکی نفت مخزن[1] ۲۷ و نسبت گاز به نفت اولیه ۷۰۰ فوت مکعب در بشکه استاندارد گزارش شده است. این میدان فاقد چاه تزریقی می‌باشد. بعد از تولید، فشار مخزن به‌مقدار ۳۲۳۰ پام کاهش یافته است. لذا با یک محاسبه ساده مقدار افت فشار مخزن به ازای هر بشکه نفت حدود ۰/۳ تعیین می‌شود که در مقایسه با سایر مخازن نفتی کشور بسیار کم بوده و حاکی از حجم زیاد کلاهک گازی این میدان است. در شرایط کنونی متوسط تولید چاه‌های میدان ۱۰۰۰ بشکه در روز تعیین شده‌اند. شکافدار بودن مخازن میدان باعث شده تا سطوح تماس نفت-گاز و نفت-آب در بعضی از نواحی مخزن به‌طور قابل توجهی کاهش یابد. این میدان دارای سیستم‌های جمع‌آوری نفت و گاز، تأسیسات بهره‌برداری، نمک‌زدایی و تقویت فشار در مناطق مختلف عملیاتی است.

1. API

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۱۷-۱۰۳



شکل ۱ مراحل انجام پژوهش

این مخزن طی ۳۰ سال گذشته با مکانیزم تخلیه طبیعی در حال تولید بوده است که باعث کاهش چشم‌گیر فشار آن شده و مخزن را نیازمند روشی مناسب جهت کنترل روند کاهش فشار نموده‌است. در این راستا گزارشات زمین‌شناسی، شکستگی‌ها، خواص سنگ و سیال، مهندسی مخازن پایه، ژئوفیزیک، ژئوشیمی، تأسیسات و فرآورش، پتروفیزیک و بهره‌برداری مرور شده و از این رهگذر شناخت مخزن حاصل گردید. همچنین مدل استاتیک و مدل دینامیک مخزن و سوابق مخازن نفتی مشابه بررسی شد. میدان مورد مطالعه در بخش غربال‌گری پیشرفته به‌دلیل ماهیت متفاوت توزیع شکاف و به تبع آن عملکرد متفاوت روش‌های ازدیادبرداشت در هر ناحیه (سکتور)، مخزن به نواحی (سکتور) سه گانه غربی، مرکزی و شرقی که به‌ترتیب تحت عنوان سکتور ۱، سکتور ۲ و سکتور ۳ جهت بررسی مشخص شده‌اند، تقسیم گردید. شاخص‌های تولیدی ذیل برای هر ناحیه (سکتور) مشخص شده‌است:

- سکتور غربی: عمده تولید از میدان را به‌دلیل وجود شبکه شکافی قوی به‌همراه دارد.
- سکتور شرقی: این سدل علی‌رغم توسعه شکاف نسبتا خوبی همچون ناحیه غربی، از تجمع چاه‌های تولیدی کمتری برخوردار است.
- سکتور مرکزی: در این بخش توسعه ضعیف‌تری از شکاف دیده می‌شود و به تبع آن خواص مخزنی ضعیف‌تر است. همچنین بنا بر توسعه شکاف ضعیف‌تر، ارتفاع ستون نفتی در این ناحیه بیشتر بوده‌است و نواحی آبروفته و گازروفته پیشروی کمتری داشته‌اند. در مطالعه و بررسی روش آب‌پایه در هریک از سکتورها در شبیه‌سازی دینامیکی مدل مخزن شاهد ۲، ۳/۷ و ۴/۸ درصد افزایش برداشت بر اثر تزریق آب در سکتورهای به‌ترتیب غربی، مرکزی و شرقی نسبت به سناریوی تولید طبیعی می‌باشیم و در غربال‌گری اولیه روش‌های ازدیادبرداشت نیز، روش تزریق آب کم‌شور به‌عنوان یکی از سناریوهای ازدیادبرداشت در این میدان مطرح گردید. براساس نتایج اولیه مخزنی مشخص می‌گردد که در سکتور غربی به علت توسعه شکاف قوی و جاروب بیشتر مخزن، میزان افزایش برداشت تزریق پایه آبی کمتر و همراه با ریسک احتمالی بیشتری است.

نتایج و بحث

با توجه به شناخت و مطالعه اولیه میدان و غربال‌گری پیشرفته روش‌های ازدیادبرداشت در هر یک از نواحی مخزنی، سناریوی تزریق آب کم‌شور به‌عنوان روش آب‌پایه برتر مد نظر قرار گرفت. شایان ذکر است که میزان اطلاعات و نمونه‌های آزمایشگاهی قابل دسترس جهت مشخصه‌سازی دقیق‌تر مخزنی و نیز اعمال روش ازدیادبرداشت

پایه‌آبی در سکتور ۱ بیشتر بوده و پس از آن سکتورهای ۳ و ۲ قرار دارند. به‌عنوان نمونه تعداد لاگ‌های ارزیابی در سکتورهای ۱ و ۲ و ۳ به‌ترتیب به تعداد ۶۴ و ۳۰ و ۵۳ هستند و نتایج آن در مقایسه خطای عدم‌قطعیت مدل زمین‌شناسی و اشباع آب موثر جهت سکتورها متفاوت است. همچنین در بررسی و مقایسه سطح تماس سکتورها نیز در سکتور ۲ حداقل اطلاعات نسبت به دو سکتور دیگر وجود دارد. تعداد نمونه آزمایشات مشخصه‌سازی سیال جهت چاه‌های سکتورهای ۱ و ۲ و ۳ به‌ترتیب ۹ و ۴ و ۴ است که بدین ترتیب ضعف مدل پیش‌بینی سیال در سکتورهای ۲ و ۳ بیشتر از سکتور ۱ می‌باشد. البته داده‌های تولید هر سه سکتور در زمان انجام پژوهش کامل بوده‌است.

ابتدا به‌منظور طرح ریزی و تدوین پروفایل ریسک، با استفاده از نظرات ۴۳ نفر از خبرگان (از تخصص/ واحدهای: مطالعات مخازن، بهره‌برداری، تعمیر و تکمیل چاه، عملیات، حفاری، مهندسی نفت) به شناسایی ریسک‌های پروژه در بخش‌های زمین‌شناسی، توصیف و مشخصه‌سازی مخزن، توسعه، تولید، چاه ها ،تأسیسات سطح‌الارضی، ریسک‌های عملیاتی- اجرایی طرح ازدیادبرداشت، ریسک‌های اقتصادی تجاری و سرمایه‌گذاری، و ریسک‌های سیاسی پرداخته شد. بدین ترتیب پروفایل ریسک، شامل عناوین احصاء شده، دسته‌بندی آن‌ها و تبیین مشخصات اصلی ریسک‌ها به‌شرح جدول ۳ تدوین شد. در مرحله بعد مقادیر شدت تأثیر، احتمال رخداد و قابلیت تشخیص با استفاده از مقیاس‌های مندرج در جدول ۲ با استفاده از نظرات خبرگان برآورد و امتیازدهی شده و عدد اولویت ریسک محاسبه گردید جدول ۴ و ریسک ها با توجه به عدد اولویت ریسک اولویت‌بندی شد. به‌منظور تفسیر بهتر نتایج، و با در نظر گرفتن حدود آستانه ۸۰ و ۳۴۳ برای عدد اولویت ریسک، ریسک‌ها در سه دسته اولویت کم (زرد)، متوسط (نارنجی) و بحرانی (قرمز) دسته‌بندی شدند (جدول ۴).

جدول ۳ ریسک‌های شناسایی شده در مخزن مورد مطالعه

ماهیت			کد	حالت خطا	علت
فنی	داده ها، مدل‌سازی و تحلیل	مدل استاتیک	R1	ضعف در کنترل کیفی داده‌ها و اطلاعات	عدم اطلاع از نحوه اجرای شیوه نامه‌های نمونه‌گیری و آزمایشگاهی، عدم استفاده از تکنیک‌های تحلیل پیشرفته داده، عدم جامع سازی داده
			R2	عدم‌قطعیت در مدل ساختمانی	برداشت و پردازش نامناسب داده‌های در دسترس و همچنین ساختار پیچیده‌ی منطقه که ناشی از سیستم فشارشی شدید است
			R3	عدم‌قطعیت در مدل زمین‌شناسی	عدم‌قطعیت‌های مرتبط با شناسایی سیستم گسل خوردگی موثر بر محیط رسوبی و اثرات آن بر مشکلات تولیدی میدان
			R4	عدم‌قطعیت در مدل اشباع آب	تفاوت در انتخاب مدل اشباع شدگی و پارامترهای آن در مطالعات مختلف پترفیزیکی میدان کربناته و فشرده مورد مطالعه و تأثیر بسیار زیاد آن بر روی اشباع هیدروکربوری
			R5	عدم‌قطعیت در شناسائی توزیع شبکه شکاف	(۱)عدم‌قطعیت در نحوه پراکندگی و توزیع جانبی (در قطاع‌های مخزن) و یا قائم شکستگی‌ها (در زون‌های مخزن) در میدان (۲) عدم دسترسی به مدل شکستگی میدان
			R6	عدم‌قطعیت در تعیین پارامترهای شکاف	عدم‌قطعیت در پارامترهای شکاف (تراوائی، تخلخل، باز شدگی،...) در میدان

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۱۷-۱۰۳

ادامه جدول ۳

				R6	عدم‌قطعیت در تعیین پارامترهای شکاف	عدم‌قطعیت در پارامترهای شکاف (تراوائی، تخلخل، باز شدگی،...) در میدان
				R7	ضعف افزایش مقیاس مدل استاتیکی به مدل دینامیکی	(۱) عدم‌قطعیت در تطابق ساختمان گرید درشت دانه با اطلاعات سر زون بخصوص در یال جنوبی که شیب آن بسیار زیاد است. (۲) ضعف لایه بندی زون ها در برخی نواحی مخزن براساس مدل در دسترس (۳) عدم وجود مستندات مبنی بر روند افزایش مقیاس از مدل ریزدانه به مدل درشت‌دانه موجود بخصوص در بخش برخی از خواص مخزنی از جمله NTG
			مدل دینامیک	R8	عدم‌قطعیت در تعیین سطوح تماس سیالات مخزن	کمبود داده و اطلاعات (لایه آزمائی مکرر) مرتبط با سطوح تماس در شرایط اولیه میدان
				R9	عدم‌قطعیت درخصوص اطلاعات و عملکرد آبده مخازن	(۱)کمبود داده‌ها و اطلاعات کافی جهت ارزیابی فعالیت هیدرودینامیکی و قدرت آبده میدان بخصوص در قسمت غربی که براساس شواهد میدانی فعالیت آن بیشتر است. (۲) عدم ارزیابی ارتباط آبده با آبده میادین مجاور
				R10	عدم کفایت داده ها و اطلاعات معمول مغزه در گستره سطحی و عمقی مخزن	(۱) روند ساختاری متفاوت داده‌های معمول برخی از چاه ها با دیگر چاه‌های میدان (۲)عدم تطابق داده‌های تعدادی از چاه‌ها بین گزارش مطالعه جامع تعیین مشخصات مخزنی و فایل ارسالی داده‌های مغزه این چاه (۳) عدم وجود داده‌های آزمایش معمولی تعدادی از چاه‌ها در شرایط مخزنی دما و فشار
				R11	عدم کفایت داده ها و اطلاعات ویژه مغزه در گستره سطحی و عمقی مخزن	براساس اسناد در دسترس اطلاعات ویژه مغزه محدود به ۷ چاه می‌باشد. که با توجه به گستره‌ی میدان این تعداد اطلاعات خصوصا در شرایط مخزنی دما و فشار کم است
				R12	ضعف دسته‌بندی سنگ در نواحی مختلف مخزنی از حیث شاخص معرف بودن	(۱)یکسان بودن منحنی‌های تراوایی نسبی آشام و تخلیه (۲) یکسان بودن منحنی آشام و تخلیه فشار مویینگی (۳) عدم همخوانی مناسب داده‌های آنالیز ویژه مغزه شرایط مخزنی دما و فشار، با منحنی‌های متناظر در شبیه‌ساز میدانی در هر گروه سنگی (۴) نامشخص بودن فرایند ساخت نقشه سه‌بعدی توزیع گروه سنگی بین نتایج پتروفیزیکی و شبیه‌سازی میدانی
				R13	عدم کفایت تعداد داده‌های معتبر آزمایشگاهی در ارتباط با خواص فیزیکی و رفتار فازی سیال در رابطه با نمونه‌های گرفته شده	(۱) کمبود نمونه‌های معرف گازی با توجه به حجم بزرگ کلاهک گازی و ترکیب گاز میعانی آن (۲) محدود بودن نمونه‌های موجود به کلاهک گازی آسماری (۳) عدم کفایت تعداد نمونه‌ها جهت ارزیابی گرادیان عمقی (۴) کمبود اطلاعات مرتبط با مساعد سازی چاه پیش از نمونه‌گیری نفت و گاز
				R14	ضعف مدل پیش‌بینی رفتار فازی سیال	مدل سیال کنونی صرفاً ترکیب نفت مخزن را مورد توجه قرار داده و تغییرات ترکیب گاز کلاهک با مدل موجود قابل پیش‌بینی نیست. علاوه بر این مدل ارایه شده بر مبنای این ترکیب قابلیت تطبیق خوبی با نتایج آزمایشگاهی سایر نمونه‌های معتبر را ندارد
				R15	ضعف مدل پیش‌بینی رسوب آسفالتین	عدم انجام مدل‌سازی آسفالتین
				R16	نواقص و کمبود داده‌های عملکرد میدانی و تاریخچه تولید چاه‌ها و مخازن	عدم وجود داده‌های مشاهده‌ای تولید آب جهت استفاده در تطبیق تاریخچه چاه‌های ذیربط
				R17	عدم انطباق شبیه‌سازی مدل پایه با مکانیزم‌های غالب تولید درون مخزن	(۱) محدودیت‌های زمان در اجرای شبیه‌سازی فیزیک واقعی مخزن در مقیاس میدانی (۲) کمبود داده برای توصیف مکانیزم‌های موثر (۲) ضعف مدلسازی در تطبیق مدل مسئله با فیزیک مسئله
				R18	ضعف تطبیق تاریخچه شبیه‌سازی مدل پایه مخازن	(۱)عدم وجود داده‌های مشخصه‌سازی شکاف در مدل تخلخل دوگانه جهت اعتبارسنجی خواص شکاف (۲) عدم وجود گزارش نهائی مستند در تعریف سکتورهای مخزنی ناحیه ای مدل یکپارچه آسماری و بنگستان (۳) عدم وجود گزارش مخزن پایه جهت اعتبارسنجی خواص مدل سفره آبی تعریف شده

ادامه جدول ۳

		مدل‌سازی و تحلیل داده‌های روش ازدیادبرداشت	R19	انتخاب نامناسب مکان پایلوت و الگوی چاه‌های تزریقی ازدیادبرداشت	(۱)عدم‌قطعیت‌های ناشی از ماهیت مخازن (۲) عدم اعتبار مکان پایلوت از حیث معرف بودن بخش قابل توجه مخزن (۳) عدم اجرای یک مطالعه نظام‌مند در انتخاب محل و طراحی پایلوت
			R20	طراحی نامناسب سیستم چاهها و تأسیسات سطحی پایلوت ازدیادبرداشت	عدم‌قطعیت‌های ناشی از ضعف مدل رفتار فازی به‌واسطه کمبود داده‌های PVT در شرایط سطحی، عدم‌قطعیت‌های ناشی از مدل‌سازی نامناسب چاه و اثرات آن در تعیین فشار سرچاهی، عدم انعطاف‌پذیری لازم در تعیین اندازه ظروف و تجهیزات فرآورشی به‌واسطه ماهیت متغییر و تا حدی غیرقابل پیش‌بینی پارامترهای عملکرد مخزن در پایلوت
			R21	عدم پایش پارامترهای کنترلی سطحی و مخزنی جهت ارزیابی عملکرد روش ازدیادبرداشت	طراحی سیستم کنترل و پایش تأسیسات پایلوت بدون توجه به تکنیک‌های تحلیلی و تفسیری داده‌های عملکرد پایلوت در جهت ارزیابی نتایج
			R22	ضعف تحلیل داده و اطلاعات حاصل از پایش عملکرد روش ازدیادبرداشت	(۱) عدم توسعه یا استفاده از مدل مناسب (متناظر با فیزیک مسئله) در تحلیل و تفسیر داده‌ها (۲) عدم‌قطعیت‌های ناشی از داده‌های نامعتبر
	عملیاتی / اجرائی - طرح ازدیادبرداشت		R23	ضعف مدیریت تضمین جریان با نگاه به مشکلات آسفالتین	(۱)عدم اجرای تمیزکاری چاه‌های تولیدی با حلال و افزایه‌های مناسب قبل از انجام تست پایلوت ۲) عدم برنامه‌ریزی مناسب جهت اجرای راهکارهای پیشگیرانه در راستای کاهش اثرات آسفالتین بر عملکرد تجهیزات فرآورشی و کنترل و پایش
			R24	مدیریت نامناسب خوردگی	عدم اجرای شیوه‌نامه‌های کنترل خوردگی طرح و عدم انجام بازرسی بموقع
			R25	کیفیت نامناسب سیال تزریقی تولیدشده	پیچیدگی تکنولوژی فرآیند تولید و ساخت سیال
			R26	مشکلات تأمین و دسترسی به سیال تزریقی	ضعف تأمین مواد اولیه مورد نیاز ، بعد مسافت و انتقال ناپیوسته (با استفاده از تانکر بجای خط لوله برای سیال تزریقی)، مشکلات مرتبط با تعدد قطعی برق (بخصوص در فصل تابستان) و مشکلات مرتبط با سفارش و تأمین افزایه‌های تجاری تولید خارج از کشور
			R27	ضعف پیاده‌سازی HSE	عدم اجرای شیوه نامه‌های HSE طرح
			R28	مشکلات راه‌اندازی و عدم دسترسی به فناوری در مقیاس عملیاتی (بلوغ فناوری)	پایین بودن سطح آمادگی فناوری
	اقتصادی		R29	کاهش قیمت نفت	عوامل بنیادی (عرضه و تقاضای بین المللی نفت، ذخیره‌سازی و ...) و عوامل غیر بنیادی (نرخ ارز، تنشهای سیاسی و بحرانهای منطقه‌ای و ...)
			R30	افزایش تورم و اثرات آن در افزایش هزینه کالاو مواد	شرایط نامساعد اقتصادی
			R31	عدم تأمین بودجه اجرای طرح با توجه به طولانی بودن دست آوردهای طرح	محدودیت بودجه و عدم اولویت طرح

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۱۷-۱۰۳

ادامه جدول ۳

سیاسی و سازمانی	R32	عدم تأمین تجهیزات لازم	عدم دسترسی و یا عدم امکان خریداری تجهیزات ناشی از محدودیت‌های بین‌المللی
	R33	تغییرات قوانین بالادستی در زمینه نحوه توسعه میادین در اختیار شرکت ملی نفت ایران	واگذاری توسعه میادین به بخش خصوصی و عدم جذابیت سرمایه‌گذاری بلندمدت در طرح‌های ازدیادبرداشت

جدول ۴ نتایج برآورد شدت تأثیر، احتمال رخداد و درجه تشخیص و اولویت‌بندی ریسک‌های ازدیادبرداشت آب‌پایه در میدان مورد مطالعه

کد ریسک	سکتور ۱				سکتور ۲				سکتور ۳				اولویت‌بندی ریسک		
	احتمال رخداد (O)	شدت تأثیر (S)	قابلیت تشخیص (D)	عدد اولویت ریسک	احتمال رخداد (O)	شدت تأثیر (S)	قابلیت تشخیص (D)	عدد اولویت ریسک	احتمال رخداد (O)	شدت تأثیر (S)	قابلیت تشخیص (D)	عدد اولویت ریسک	سکتور ۱	سکتور ۲	سکتور ۳
R1	۷	۵	۹	۳۱۵	۹	۵	۹	۴۰۵	۸	۵	۹	۳۶۰	۷	۶	۵
R2	۷	۷	۷	۳۴۳	۷	۷	۷	۳۴۳	۷	۷	۷	۳۴۳	۵	۸	۷
R3	۷	۴	۹	۲۵۲	۹	۴	۹	۳۲۴	۸	۴	۹	۲۸۸	۱۲	۱۱	۱۱
R4	۷	۵	۹	۳۱۵	۹	۵	۹	۴۰۵	۸	۵	۹	۳۶۰	۷	۶	۵
R5	۸	۵	۶	۲۴۰	۸	۵	۶	۲۴۰	۸	۵	۶	۲۴۰	۱۴	۱۶	۱۶
R6	۸	۵	۶	۲۴۰	۸	۵	۶	۲۴۰	۸	۵	۶	۲۴۰	۱۴	۱۶	۱۶
R7	۶	۵	۸	۲۴۰	۶	۵	۸	۲۴۰	۶	۵	۸	۲۴۰	۱۴	۱۶	۱۶
R8	۶	۶	۷	۲۵۲	۷	۶	۸	۳۳۶	۶	۶	۷	۲۵۲	۱۲	۱۰	۱۵
R9	۷	۵	۶	۲۱۰	۷	۵	۶	۲۱۰	۷	۵	۶	۲۱۰	۲۱	۲۳	۲۳
R10	۶	۸	۴	۱۹۲	۸	۵	۸	۳۲۰	۷	۸	۴	۲۲۴	۲۳	۱۲	۲۱
R11	۷	۸	۴	۲۲۴	۹	۸	۸	۵۷۶	۸	۸	۵	۳۲۰	۱۹	۱	۹
R12	۶	۸	۴	۱۹۲	۸	۵	۶	۲۴۰	۷	۸	۵	۲۸۰	۲۳	۱۶	۱۲
R13	۷	۸	۷	۳۹۲	۹	۷	۹	۵۶۷	۹	۷	۹	۵۶۷	۴	۲	۱
R14	۹	۹	۷	۵۶۷	۹	۹	۷	۵۶۷	۹	۹	۷	۵۶۷	۱	۲	۱
R15	۸	۳	۶	۱۴۴	۸	۳	۶	۱۴۴	۸	۳	۶	۱۴۴	۲۷	۲۷	۲۷
R16	۶	۴	۸	۱۹۲	۶	۴	۸	۱۹۲	۶	۴	۸	۱۹۲	۲۳	۲۵	۲۵
R17	۶	۳	۴	۷۲	۶	۳	۴	۷۲	۶	۳	۴	۷۲	۳۲	۳۲	۳۲
R18	۸	۸	۷	۴۴۸	۸	۸	۷	۴۴۸	۸	۸	۷	۴۴۸	۳	۵	۴
R19	۶	۵	۸	۲۴۰	۶	۵	۸	۲۴۰	۶	۵	۸	۲۴۰	۱۴	۱۶	۱۶
R20	۳	۵	۸	۱۲۰	۳	۵	۸	۱۲۰	۳	۵	۸	۱۲۰	۲۹	۲۹	۲۹
R21	۵	۵	۸	۲۰۰	۵	۵	۸	۲۰۰	۵	۵	۸	۲۰۰	۲۲	۲۴	۲۴
R22	۹	۹	۶	۴۸۶	۹	۹	۶	۴۸۶	۹	۹	۶	۴۸۶	۲	۴	۳
R23	۶	۵	۸	۲۴۰	۶	۵	۸	۲۴۰	۶	۵	۸	۲۴۰	۱۴	۱۶	۱۶
R24	۳	۴	۷	۸۴	۳	۴	۷	۸۴	۳	۴	۷	۸۴	۳۱	۳۱	۳۱
R25	۸	۴	۸	۲۵۶	۸	۴	۸	۲۵۶	۸	۴	۸	۲۵۶	۱۰	۱۴	۱۳

ادامه جدول ۴

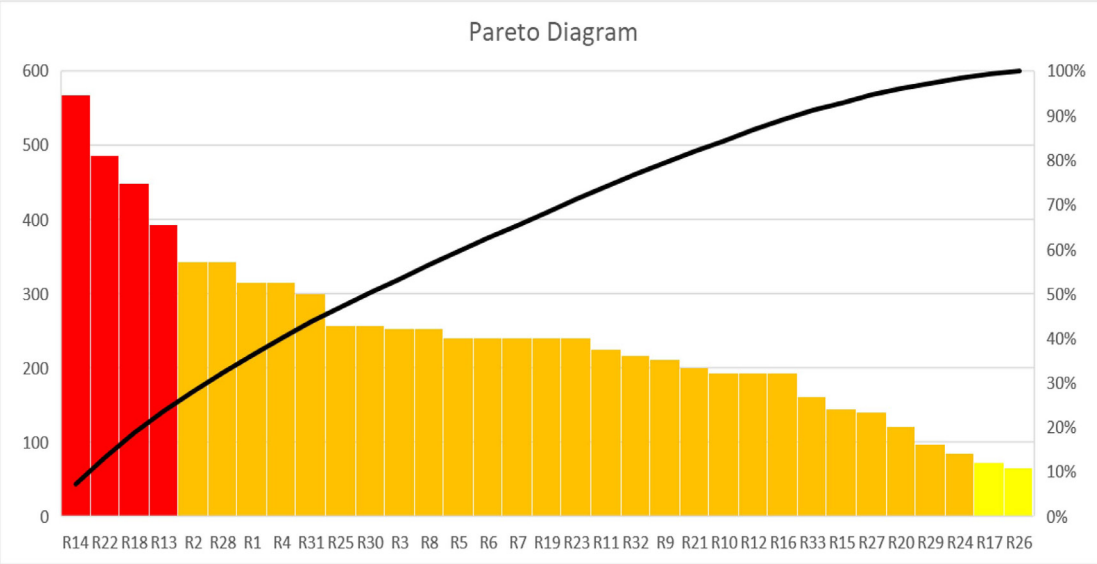
R26	۴	۴	۴	۶۴	۴	۴	۴	۶۴	۴	۴	۴	۶۴	۴	۴	۴
R27	۴	۵	۷	۱۴۰	۴	۵	۷	۱۴۰	۴	۵	۷	۱۴۰	۴	۵	۷
R28	۷	۷	۷	۳۴۳	۷	۷	۷	۳۴۳	۷	۷	۷	۳۴۳	۵	۸	۷
R29	۶	۸	۲	۹۶	۶	۸	۲	۹۶	۶	۸	۲	۹۶	۳۰	۳۰	۳۰
R30	۸	۸	۴	۲۵۶	۸	۸	۴	۲۵۶	۸	۸	۴	۲۵۶	۱۰	۱۴	۱۳
R31	۶	۱۰	۵	۳۰۰	۶	۱۰	۵	۳۰۰	۶	۱۰	۵	۳۰۰	۹	۱۳	۱۰
R32	۸	۹	۳	۲۱۶	۸	۹	۳	۲۱۶	۸	۹	۳	۲۱۶	۲۰	۲۲	۲۲
R33	۵	۸	۴	۱۶۰	۵	۸	۴	۱۶۰	۵	۸	۴	۱۶۰	۲۶	۲۶	۲۶

نتیجه‌گیری

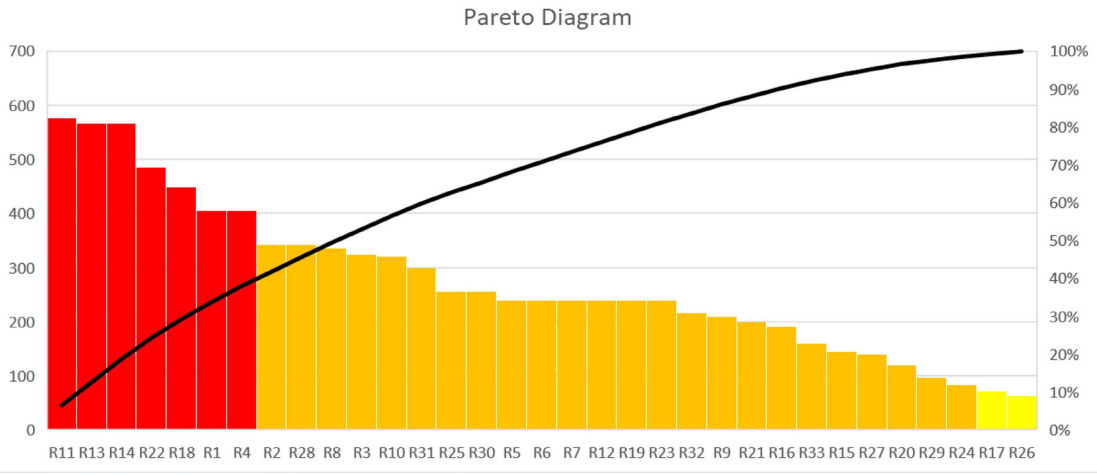
با توجه به اهمیت ارزیابی ریسک‌های ازدیادبرداشت، هدف از پژوهش این بوده‌است که با رویکردی همه‌جانبه امکان تحلیل ریسک‌های بالقوه از منظر فنی (داده‌ها، مدل‌سازی و تحلیل)، عملیاتی / اجرایی، اقتصادی، سیاسی و سازمانی را فراهم آورد. از این‌رو با بهره‌مندی از چارچوب کلی یکی از روش‌های مطرح در ارزیابی ریسک به‌نام تجزیه‌تحلیل حالات خطا و اثرات آن، گام به گام ارزیابی ریسک‌های ازدیادبرداشت در سناریوی تزریق آب کم‌شور در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران انجام شده‌است. بر این اساس ۳۳ عنوان ریسک شناسایی و دسته‌بندی شدند. با توجه به ارزیابی ریسک انجام شده در هر یک از سه سکتور مخزن مورد مطالعه، ریسک‌ها به‌ترتیب اولویت رتبه‌بندی شده و نتایج آن در شکل ۲ (سکتور ۱) و شکل ۳ (سکتور ۲) و شکل ۴ (سکتور ۳) نمایش داده شدند. رنگ قرمز نشان‌دهنده بحرانی بودن ریسک، رنگ نارنجی نشان‌دهنده ریسک با اولویت متوسط و رنگ زرد نمایشگر ریسک با اولویت کم می‌باشد. به‌طور کلی و با توجه به نتایج رقومی حاصل شده، می‌توان بیان داشت که در سکتور شماره ۲ که عموماً ضعف داده‌های مخزنی به‌خصوص سنگ و سیال بارز است، شاهد ریسک‌های بحرانی بیشتری نسبت به دو سکتور دیگر می‌باشیم.

باتوجه به آن‌که شناسایی و ارزیابی ریسک‌ها بدون درنظر گرفتن اقدامات کنترلی/ پیشگیرانه کامل نیست؛ از این‌رو برای جلوگیری از رخداد ریسک‌های بحرانی و یا کاهش اثرات آن راهکارهایی در نظر گرفته شده‌است: به‌منظور کاهش ضعف در کنترل کیفی داده‌ها و اطلاعات، اجرای مدیریت داده در همه بخش‌ها براساس بانک داده در نرم‌افزارهای مربوطه پیشنهاد می‌شود. با توجه به‌وجود عدم‌قطعیت در مدل اشباع آب در سدل‌های سه‌گانه، انجام مطالعه‌ای جامع برای انتخاب مدل اشباع‌شدگی مناسب و انتخاب دقیق‌تر پارامترهای مدل براساس آخرین داده‌ها، اطلاعات و تحقیقات منتشر شده توصیه می‌شود. با توجه به عدم کفایت داده‌ها و اطلاعات ویژه مغزه در گستره سطحی و عمقی مخزن و شناسایی آن به‌عنوان یکی از ریسک‌های بحرانی در مخزن، پیشنهاد می شود برنامه‌ریزی برای انجام آزمایشات ویژه بر روی تعداد بیشتری مغزه و همچنین مغزه‌گیری جدیدبا هدف تکمیل اطلاعات ویژه سنگ انجام گردد. با توجه به عدم کفایت تعداد داده‌های معتبر آزمایشگاهی در ارتباط با خواص فیزیکی و رفتار فازی سیال نیز پیشنهاد می شود تغییرات ترکیب گاز و نفت با نمونه‌گیری مخزنی جهت استفاده در مدل‌های تفسیری سیال رصد شود. به‌منظور بهبود در ضعف مدل پیش‌بینی رفتار فازی سیال، پیشنهاد می‌شود بازنگری در مطالعات خواص سیال و نمونه‌گیری و انجام آزمایشات جدید با توجه جدی به گرادیان خواص سیال انجام پذیرد. به‌منظور رفع ضعف تطبیق تاریخچه شبیه‌سازی مدل پایه مخازن پیشنهاد می‌شود

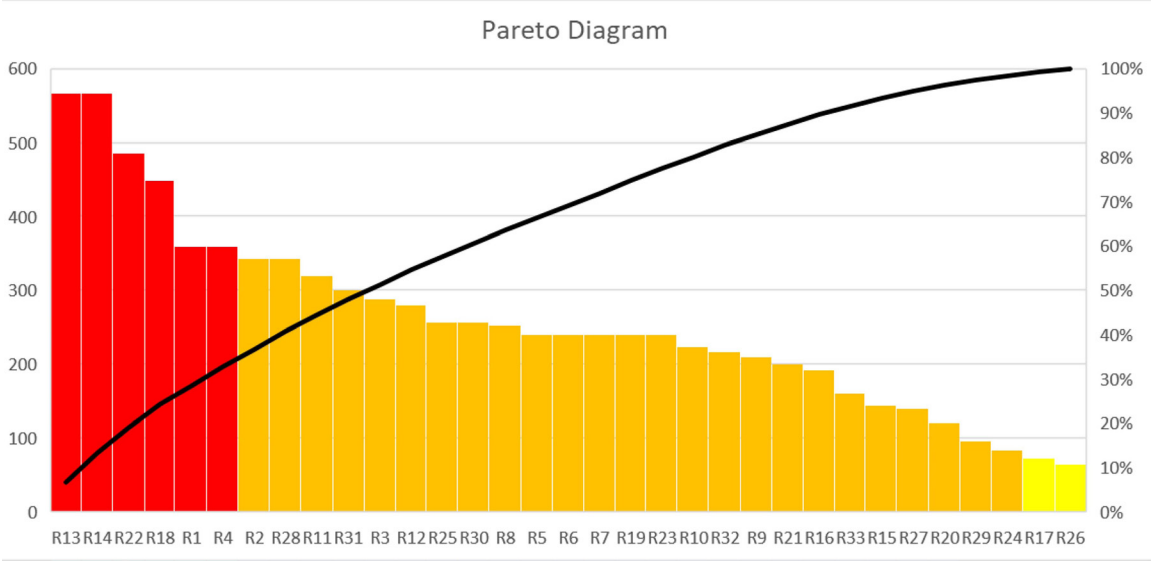
نقص کمبود داده‌های مشخصه‌سازی مخزن و مطالعه مجدد تطابق تاریخچه رفع گردد. در راستای ضعف تحلیل داده‌ها و اطلاعات حاصل از پایش عملکرد روش ازدیادبرداشت، پیشنهاد می‌گردد: اولاً استفاده هرچه بیشتر از داده‌های چاه‌های مشاهده‌ای آب و گاز جهت رصد تغییرات سطوح تماس انجام پذیرد؛ ثانیاً تحصیل داده‌های بیشتر چاه‌نگاری چاه‌های تولیدی مناطق تحت تأثیر ازدیادبرداشت در طی زمان برای پایش دقیق‌تر عملکرد روش ازدیادبرداشت پایه‌آبی انجام شود. ثالثاً تحصیل داده‌های بیشتر چاه‌آزمایی برای رصد تغییرات خواص پتروفیزیکی ستون نفتی در نواحی اطراف چاه و میزان آسیب سازندی احتمالی ناشی از اجرای فرایندهای ازدیادبرداشت پایه آبی توصیه می‌گردد. رابعاً توسعه مدل‌های ارزیابی داده‌های پایلوت براساس فیزیک مسئله، قبل و بعد از انجام عملیات پایلوت ازدیادبرداشت پایه‌آبی در دستور کار قرار گیرد.



شکل ۲ نمودار پارتوی ریسک برای سدل یک در سناریو تزریق آب کم‌شور



شکل ۳ نمودار پارتوی ریسک برای سدل دو در سناریو تزریق آب کم‌شور



شکل ۴ نمودار پارتوی ریسک برای سدل سه در سناریو تزریق آب کم‌شور

شایان ذکر است که تمامی یافته‌ها و نتایج ارائه شده در این پژوهش مبتنی بر نظرات خبرگان و برآمده از دانش کسب شده ناشی از انجام مطالعات میدان تا زمان انجام پژوهش بوده‌است؛ با این وجود ماهیت ارزیابی ریسک و نیز ذات این روش پویاست [۴۰]؛ بدین مفهوم که تحلیل‌های ارائه شده در گذر زمان و به موازات ارتقای دانش کسب شده از میدان قابل روزآمدسازی خواهد بود.

مراجع

[۱] مهیاری، ش. و صنیعی، م. (۱۳۹۳). آنالیز غربال‌گری روش‌های مختلف ازدیادبرداشت نفت با استفاده از شبکه‌های عصبی مصنوعی برای تعدادی از مخازن جنوب‌غرب ایران، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، (۱۱۵)، ۶۲-۶۵.

[۲] مرادی، م. (۱۳۹۶) بررسی وضعیت افزایش ضریب بازیافت و ازدیادبرداشت در میادین نفتی ایران، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، (۱۴۵)، ۲۸-۳۵.

[۳] حاجی‌زاده، ع. (۱۳۹۲). آسیب‌شناسی اجرای روش‌های ازدیادبرداشت در ایران، ماهنامه علمی اکتشاف و تولید نفت و گاز، (۹۹)، ۱۰-۱۳.

[۴] مطهری، م.، رفیع‌زاده، م.، پیشوایی، م. ر. و احمدی، م. (۱۴۰۰). انتخاب مکان پیاده‌سازی پایلوت ازدیادبرداشت در توسعه میادین هیدروکربنی بالغ با استفاده از تلفیق روش‌های تاپسیس و خوشه‌بندی هیبریدی، پژوهش نفت، ۱۱۸، ۳-۱۶، doi:10.22078/pr.2020.4303.2951..

[5]. Khojastehmehr, M., Madani, M., & Daryasafar, A. (2019). Screening of enhanced oil recovery techniques for Iranian oil reservoirs using TOPSIS algorithm, Energy Reports, 5, 529-544, doi.org/10.1016/j.egyr.2019.04.011.

[6]. Siena, M., Guadagnini, A., Rossa, E. D., Lamberti, A., Masserano, F., & Rotondi, M. (2016). A novel enhanced-oil-recovery screening approach based on Bayesian clustering and principal-component analysis, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 19(03): 382-390, doi.org/10.2118/174315-PA .

[7]. Kumar Pandey, R., Gandomkar, A., Vaferi, B., Kumar, A., & Torabi, F. (2023). Supervised deep learning-based paradigm to screen the enhanced oil recovery scenarios, Scientific Reports, 13(1): 4892.

[8]. Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced oil recovery: field planning and development strategies, Gulf Professional Publishing.

[9]. Riazi, F., Dehbozorgi, M. H., Feylizadeh, M. R., & Riazi, M. (2023). Enhanced oil recovery prioritization based on feasibility criteria using intuitionistic fuzzy multiple attribute decision making: a case study in an oil reservoir, Petroleum Science and Technology, 1-19, doi.org/10.1080/10916466.2023.2218890.

[10]. Talabi, O., Didanloo, A., Harun, M. F., & Traboulay, I. (2019). An integrated operations framework for enhanced oil recovery EOR management. In SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition , (D022S034R001), SPE. doi: https://doi.org/10.2118/194663-MS.
[11]. Tiwari, S., Abdullah, M., Al-Dhuwaihi, A., & Al-Ajmi, M. (2017). De-risking chemical EOR pilot in a giant carbonate reservoir of Kuwait during pre-pilot phase. In SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. OnePetro, doi:https://doi.org/10.2118/187566-MS.
[12]. Yuan, B., & Wood, D. (Eds.). (2018). Formation damage during improved oil recovery: Fundamentals and applications, Gulf Professional Publishing.
[13]. Watson, C. C. (2011). Risk assessment using the three dimensions of probability (likelihood), severity, and level of control, In 29th International Systems Safety Conference, M11-0220.
[14]. Al-Mayan, H., Winkler, M., Kamal, D., AlMahrooqi, S., & AlMaraghi, E. (2016). Integrated EOR screening of major kuwait oil fields using qualitative, Quantitative and Risk Screening Criteria. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, (D011S002R003). SPE. doi: https://doi.org/10.2118/179751-MS.
[15]. Pathak, A., Tiwari, S., & Al-Ajmai, M. (2018). EOR-the business unusual: north kuwait's first ASP pilot in a carbonate reservoir, In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, (D011S005R001). SPE. https://doi.org/10.2118/190354-MS.
[16]. AlSuwaidi, M. H., & AlBreiki, N. A. (2016). Mitigating the impact of CO_2 breakthrough within EOR projects on the surface facilities integrity, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, OnePetro, doi: https://doi.org/10.2118/182895-MS.
[17]. https://www.iso.org/standards.html.
[18]. https://www.dsiintl.com/.
[19]. https://www.sae.org/standards/.
[20]. https://www.aiag.org/.
[21]. Fenerci, A. H. (2020). Fuzzy FMEA risk analysis on chemical industry, (Master's thesis, Eastern Mediterranean University (EMU)-Doğu Akdeniz Üniversitesi (DAÜ)), hdl.handle.net/11129/5720.
[22]. Rachmantyo, H., Ridhosari, B., & Rahman, A. (2023). Failure risk analysis in amine contactor unit using failure mode and effect analysis (FMEA) Method at PT X, In Proceedings of the International Conference on Sustainable Engineering, Infrastructure and Development, ICO-SEID 2022, 23-24 November 2022, Jakarta, Indonesia, doi.org/10.4108/eai.23-11-2022.2341590.

[۲۳]. رضایی، ک.، سیدی، م. و نوری، ب. (۱۳۸۴). تجزیه و تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن، انتشارات آتنا.
[24]. Sotoodeh, K. (2023). Safety engineering in the oil and gas industry. Taylor and Francis Group, CRC Press.
[25]. Sethi, A., & Chutima, P. (2022). The application of FMEA to study the critical barriers to deploying carbon capture and storage in a Thai petroleum refinery, International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, 31(2): 137-165, doi.org/10.1504/IJOGCT.2022.125368.
[26]. Li, B., Guo, B., Li, H., Feng, Y., & Lee, J. (2015). Leak risk assessment for plugged wells in carbon sequestration projects. Journal of Sustainable Energy Engineering, 3(1): 44-65.
[27]. Rabiei, M. (2011). Excess water production diagnosis in oil fields using ensemble classifiers (Doctoral dissertation, Curtin University), hdl.handle.net/20.500.11937/801.
[28]. Skrettingland, K., Ulland, E.N., Ravndal, O., Tangen, M., Kristoffersen, J. B., Stenerud, V. R., Dalen, V., Standnes, D. C., Fevang, Ø., Mevik, K. M. and McIntosh, N. (2016). April. Snorre in-depth water diversion-new operational concept for large scale chemical injection from a shuttle tanker, In SPE Improved Oil Recovery Conference?, SPE-179602, doi.org/10.2118/179602-MS .
[29]. Wang, J., Lili, W., Yonghao, L., & Yueping, Z. (2008). The application of high integrity protection systems to prevent topside overpressure which caused by water injection, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, SPE-117810), doi.org/10.2118/117810-MS .
[30]. Kabyl, A., Yang, M., Abbassi, R., & Li, S. (2020). A risk-based approach to produced water management in offshore oil and gas operations, Process safety and Environmental protection, 139, 341-361, doi.org/10.1016/j.psep.2020.04.021.
[31]. Okba, D. (2005). Saharan aquifers protection in oil and gas upstream activities in algeria: a sustainable-development challenge, In International Petroleum Technology Conference, IPTC-10775, IPTC, doi.org/10.2523/IPTC-10775-MS.

[۳۲] نوذری، ا.، یوسفی، ح. و جعفرزاده، ن. (۱۳۹۱). ارزیابی و مدیریت ریسک خفاری به روش FMEA مطالعه موردی میدان اهواز، اولین همایش ملی حفاظت و برنامه‌ریزی محیط زیست، اسفندماه.
[33]. Cheraghi, M., Karbassi, A., Monavari, S. M., & Baghvand, A. (2018). Environmental risk management associated with the development one of oil fields in southwestern Iran using AHP and FMEA methods, Anthro-

pogenic Pollution, 2(2): 41-54.
[34]. Keyghobadi, A. R., Ebadi, A., Yeganegi, M. R., & Motadel, M. R. (2020). The analysis of sustainable supply chain risks based on the FMEA method in the oil and gas industry and factors affecting risk management, Petroleum Business Review, 4(1): 95-116, doi.org/10.22050/pbr.2020.115177.
[35]. Feili, H.R., Amanipour, H., Gharehgozli, H.R. (2012). utilization of fmea technique in refinery facilities: an illustrative example of prioritizing high-risk malfunctions in refinery towers, the First International Conference of Oil, Gas Petrochemical and Power plant, Tehran.
[36]. Mikulak RJ, McDermott R, Beauregard M (2009) The basics of FMEA. CRC Press.
[37]. Carlson, C. (2012). Effective FMEAs: Achieving safe, reliable, and economical products and processes using failure mode and effects analysis, 1, John Wiley & Sons.
[38]. Liu HC (2019) Improved FMEA methods for proactive healthcare risk analysis. Springer Singapore.
[۳۹]. دبیری، غ.، غدیری ثانی، م. و ودایع خیری، ح. (۱۳۹۲). آنالیز حالات بالقوه خرابی و آثار آن (FMEA) مفاهیم و روش پیاده‌سازی، تهران:مرکز آموزش و تحقیقات صنعتی ایران، چاپ چهارم.
[۴۰]. یوسف‌زادگان، م. ص.، آشتیانی، ا. م.، پیش‌بین، ا. و علی اکبری رسا، ص. (۱۳۹۲). مدیریت ریسک و تکنیک‌های شناسایی مخاطرات و ارزیابی ریسک ، انتشارات جهاد دانشگاهی مشهد.
[41]. Stagliano, A. A. (۲۰۰٤). Six Sigma Advanced Tools Pocket Guide. McGraw-Hill, New York
[۴۲]. نامداری، م.، رفیعی، ش. و جعفری، ع. (۱۳۹۰). استفاده از روش تحلیل حالات بالقوه شکست و اثرات آن (FMEA) به منظور انجام شخم مطلوب با گاوآهن برگردان دار. ماشین‌های کشاورزی, ۱(۱).

Special Issues on Water-based EOR

Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(June-July), Vol. 34, No. 135, 24-25

DOI: 10.22078/pr.2024.5307.3356

A Comprehensive Approach for Assessing and Prioritizing EOR Risks: a Case Study of Water based EOR in an Oil Field in Southwest Iran

Azadeh Dabbaghi, Shima ebrahimzadeh, Mohammad Parvazdavani and Shahab Gerami*

EOR Study Center, Petroleum Engineering Research Division, Research Institute of Petroleum Industry (RIPI), Tehran, Iran

Geramish@ripi.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5307.3356

Received: July/14/2023 Accepted: May/15/2024

Introduction

Due to the necessity and importance of considering risks, attention is generally given to the identification, assessment, and control of risks in EOR (Enhanced Oil Recovery) studies [1,2]. Some researchers have utilized common concepts from risk management literature, such as "Severity," "Occurrence," and the "risk assessment matrix" [3]. In the new risk assessment approaches, not only are "Severity" and "Occurrence" considered in risk prioritization, but other parameters, such as "the likelihood of detection of the failure mode/cause," are also taken into account [4]. This concept has previously been considered in the field of EOR risk studies in the form of factors like "manageability" [5-7]. Based on a literature review, these parameters have not been incorporated into EOR studies using common methods in the field of "risk assessment." Considering the aforementioned issues, the aim of this article is to provide a comprehensive research methodology for EOR risk assessment using the FMEA (Failure Mode and Effects Analysis) method [8]. The results of its application for EOR risk assessment and prioritization in an oil field located in southwest Iran are presented step by step.

Materials and Methods

The research methodology is shown in Fig. 1.

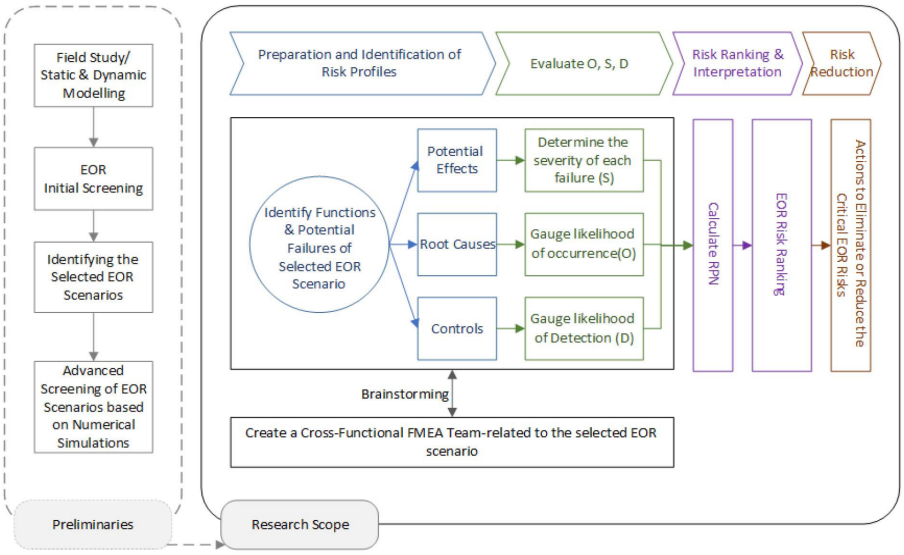


Fig. 1 Reseach Methodology.

Results and Discussion

Due to the variations in the fracture network distribution and, consequently, the divergent performance of Enhanced Oil Recovery (EOR) scenarios in different parts of the reservoir, the study focused on three sectors: western, central, and eastern. In addition, based on the field study results and an advanced screening of EOR scenarios in each sector, the low-saline water injection scenario was chosen as the preferred water-based EOR technique. Expert opinions from various disciplines, encompassing data and information, modeling and simulation, reservoir characterization and description, operation, monitoring and optimization, and reservoir development, were utilized to identify and categorize 33 failure modes (risks) into technical (data, modeling, and analysis), operational/executive, economic, political, and organizational risks.

The identified risks were assessed based on three parameters: likelihood of occurrence, severity of impact, and detectability. By calculating the Risk Priority Number (RPN), which is the product of these three parameters, the risks were prioritized. Critical EOR risks in each of the three sectors were determined separately.

Conclusions

The critical risks identified across all three sectors include the "Insufficient number of valid laboratory data related to the physical properties and fluid phase behavior in relation to the samples taken," "Weakness of the fluid phase behavior prediction model," "Weakness in matching the history of simulation of the base model of the reservoir," and "Weakness in analyzing the data gathered from performance monitoring of EOR." In conclusion, control actions necessary for eliminating the root causes or mitigating the effects of these critical risks were outlined.

Financial Interest

Notes: The authors declare no competing financial interest.

References

1. Talabi, O., Didanloo, A., Harun, M. F., Traboulay, I. (2019). An integrated operations framework for enhanced oil recovery EOR management. In SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition (p. D022S034R001). SPE. doi: doi.org/10.2118/194663-MS.
2. Tiwari, S., Abdullah, M., Al-Dhuwaihi, A., & Al-Ajmi, M. (2017). De-risking chemical EOR pilot in a giant carbonate reservoir of Kuwait during pre-pilot phase. In SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference. OnePetro. Doi: https://doi.org/10.2118/187566-MS
3. Yuan, B., & Wood, D. A. (Eds.). (2018). Formation damage during improved oil recovery: Fundamentals and applications. Gulf Professional Publishing.
4. Watson, C. C. (2011, August). Risk assessment using the three dimensions of probability (likelihood), severity, and level of control. In 29th International Systems Safety Conference (No. M11-0220).
5. Al-Mayan, H., Winkler, M., Kamal, D., AlMahrooqi, S., & AlMaraghi, E. (2016). Integrated EOR screening of major Kuwait oil fields using qualitative, quantitative and risk screening criteria. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (p. D011S002R003). SPE. Doi: https://doi.org/10.2118/179751-MS.
6. Pathak, A., Tiwari, S., & Al-Ajmai, M. (2018, March). EOR-the business unusual: North Kuwait's first ASP Pilot in a carbonate reservoir. In SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia (p. D011S005R001). SPE. https://doi.org/10.2118/190354-MS.
7. AlSuwaidi, M. H., & AlBreiki, N. A. (2016, November). Mitigating the impact of CO_2 breakthrough within EOR projects on the surface facilities integrity. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. OnePetro. Doi: https://doi.org/10.2118/182895-MS
8. Mikulak RJ, McDermott R, Beauregard M (2009) The basics of FMEA. CRC Press.