



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.

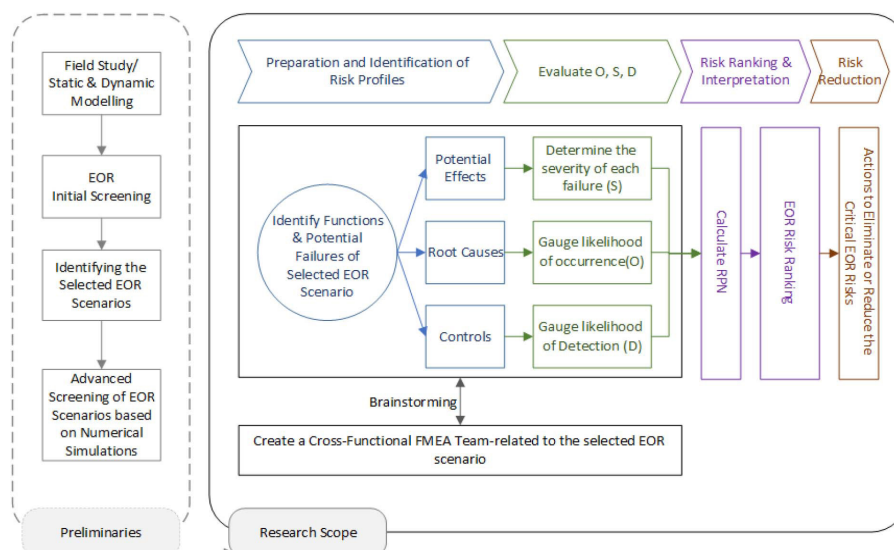


Fig. 1 Research Methodology.

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-Dhuwaih, 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-Ajmi, 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 CO₂ 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.

ویژنه نامه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش های پایه آبی

رویکردی جامع برای ارزیابی و اولویت بندی ریسک های ازدیاد برداشت: مطالعه موردی ازدیاد برداشت آب پایه در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران

آزاده دباغی، شیما ابراهیم زاده رجایی، محمد پروازدوانی و شهاب گرامی*

پژوهشکده ازدیاد برداشت 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 رسیده اند و تولید طبیعی از آنها در معرض کاهش قرار گرفته است، ازدیاد برداشت آب پایه به عنوان یکی از طرح های ازدیاد برداشت در یکی از این میادین مورد مطالعه قرار گرفته است. با توجه به وجود عدم قطعیت ها در شناخت، توصیف و مدل سازی مخزن و کمبود داده های دقیق اقطعی، شناسایی و کنترل ریسک های ازدیاد برداشت از میدان عموماً در طرح های ازدیاد برداشت مورد توجه جدی قرار می گیرند؛ لیکن در این حوزه پژوهش های اندکی با بهره مندی از ادبیات مدیریت ریسک به انجام رسیده است. هدف از این پژوهش آن است که با بهره گیری از یکی از تکنیک های مرسوم در ارزیابی ریسک با عنوان تجزیه تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن رویکردی جامع و روشمند برای ارزیابی ریسک های ازدیاد برداشت از میادین هیدروکربوری ارائه و نتایج به کارگیری آن در یکی از میادین نفتی جنوب غربی ایران برای ارزیابی اولویت بندی ریسک های ازدیاد برداشت آب پایه نمایش داده شود. بدین منظور با استفاده از نظرات خبرگان (در حوزه های مختلف اعم از داده و اطلاعات، مدل سازی و شبیه سازی و طراحی، مشخصه سازی و توصیف مخزن، عملیات و اجرای طرح، پایش و بهینه سازی، توسعه مخزن)، ۳۳ عنوان ریسک بالقوه از منظر فنی (داده ها، مدل سازی و تحلیل)، عملیاتی/اجرایی، اقتصادی، سیاسی و سازمانی شناسایی شد. براساس طرح مطالعاتی میدان، ضمن بررسی خواص استاتیک و دینامیک مخزن و همچنین خواص و پیراکنندگی شکاف، سه ناحیه تحت عنوان سکتور ۱ (غربی) و سکتور ۲ (مرکزی) و سکتور ۳ (شرقی) مشخص شده و ریسک های شناسایی شده براساس سه پارامتر احتمال رخداد، شدت تأثیر و قابلیت تشخیص امتیازدهی شدند. براین اساس و در چارچوب تکنیک مذکور، ریسک ها اولویت بندی شده و ریسک های بحرانی/ادارای اولویت در هر یک از سه سکتور به طور جداگانه تعیین شد؛ به طور خلاصه می توان گفت عدم کفایت تعداد داده های معتبر آزمایشگاهی در ارتباط با خواص فیزیکی و رفتار فازی سیال در رابطه با نمونه های گرفته شده، ضعف مدل پیش بینی رفتار فازی سیال، ضعف تطبیق تاریخچه شبیه سازی مدل پایه مخازن و ضعف تحلیل داده ها و اطلاعات حاصل از پایش عملکرد روش ازدیاد برداشت به عنوان ریسک های اولویت دار مشترک در تمامی سکتورها شناسایی شدند. در پایان اقدامات کنترلی متناسب با ریسک های دارای اولویت، ارائه گردید.

کلمات کلیدی: ارزیابی ریسک، ازدیاد برداشت، آب پایه، اولویت بندی، تجزیه تحلیل حالات خطا

*مسئول مکاتبات

Geramish@ripi.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5307.3356)

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 نفت خام و گاز طبیعی (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^۱ گرفتار می‌کند؛ در چنین شرایطی تصمیم‌گیرندگان به امید کاهش عدم قطعیت و رساندن سطح ریسک ازدیادبرداشت به صفر، به مدل‌سازی‌ها و شبیه‌سازی‌های بیشتری متوسل می‌شوند. این در حالی است که با توجه به عدم قطعیت‌ها 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^۲ 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 و شدت تأثیر در اولویت‌بندی ریسک در نظر گرفته می‌شود بلکه پارامترهای دیگری نظیر اینکه کنترل‌ها تا چه حد می‌توانند خطا یا علت آن را کشف و تشخیص دهند نیز مدنظر قرار می‌گیرد [۱۱]؛ در این راستا، المیان و همکاران [۱۲] و پاتک و تیواری [۱۳] برای ارزیابی ریسک‌های کمی 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 در این نمودارها تصویر نمودند. السعودی و البریکی [۱۴] به کاهش اثرات میان‌شکست دی‌اکسیدکربن^۳ 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 در نظر گرفتند.

1. Overanalysis loop

2. Risk Evaluation Matrix

3. CO₂ Breakthrough

از تزریق آب در سکوی تنگ در دریای شمال از این روش برای ارزیابی قابلیت اطمینان این سیستم استفاده شده است [۲۹]. کبیل و همکاران به منظور 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 صاحبان در جنوب الجزایر را در فعالیت‌های بالادستی نفت در خطر قرار می‌دهد نیز به کار گرفته شده است [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 شده است [۳۳]. کقبادی 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 ریسک‌ها در تأسیسات پالایشگاهی نیز با استفاده از روش تجزیه و تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن به انجام رسیده است [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^۴ 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 نشده است.

این در حالی است که براساس مرور ادبیات صورت پذیرفته، اینگونه پارامترها تاکنون به‌صورت روشمند در ارزیابی ریسک ازدیادبرداشت میادین در نظر گرفته نشده است. 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^۱ بر استفاده از آن به‌عنوان ابزاری برای ارزیابی و پیش‌گیری از بروز ریسک تأکید شده است [۱۷]. این روش اولین بار در ارتش آمریکا در قالب استاندارد نظامی^۲ انتشار یافت، مورد استفاده قرار گرفت [۱۸]. در فوریه ۱۹۹۲ استاندارد 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^۳ بر این روش به‌عنوان ابزار ارزیابی ریسک توجه و تأکید نمودند [۲۳]. این روش در صنایع نفت و گاز نیز به‌کار گرفته شده است. در کتابی با عنوان مهندسی ایمنی در صنایع نفت و گاز از این روش به‌عنوان یکی از روش‌های مطرح در ارزیابی ریسک یاد شده است [۲۴]. در پژوهش‌های مختلفی از این روش برای ارزیابی ریسک‌های جداسازی و ذخیره‌سازی دی‌اکسیدکربن در لایه‌های زیرزمینی استفاده شده است [۲۵ و ۲۶]. ربیعی برای شناسایی عوامل موثر بر تولید آب اضافی در میادین نفتی [۲۷] از این روش استفاده نموده است. 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 بازافت نفت انجام شد، نیز استفاده شده است [۲۸]. در پروژه‌ای با هدف ارائه سیستم حفاظتی برای جلوگیری از فشار بالا ناشی

1. ISO 9000, QS 9000, ISO/TS16949

2. MIL-STD-1629

3. ISO/TS16949 & QS 9000

4. FMEA-Failure Mode and Effect Analysis

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، ISO/TS16949 QS 9000
[۱۸]	نظامی- صنایع دفاعی	استاندارد MIL-STD-1629
[۱۹ و ۲۰]	خودروسازی	استاندارد
[۲۱]	صنایع شیمیایی	به کارگیری روش تجزیه تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن و تکنیک های تصمیم گیری فازی برای رتبه بندی ریسک ها در یک مطالعه موردی در صنایع شیمیایی
[۲۲]	صنایع شیمیایی	برای کاهش ریسک ها در واحد شیرین سازی با استفاده از آمین در شرکت نفت و گاز پی تی ایکس ۱
[۲۴]	صنعت نفت	مهندسی ایمنی در صنایع نفت و گاز
[۲۵ و ۲۶]	صنعت نفت	برای ارزیابی ریسک های جداسازی و ذخیره سازی دی اکسید کربن در لایه های 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 به وسیله تزریق مواد شیمیایی (سیلیکات سدیم) باهدف افزایش بازیافت نفت انجام شد، از این روش استفاده شده است
[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 ریسک های فنی در مدیریت آب تولیدی در میادین نفت و گاز فراساحل
[۳۱]	صنعت نفت	برای ارزیابی همه جانبه ریسک هایی که اکویفر صاحبان در جنوب الجزایر را در فعالیتهای بالادستی نفت در خطر قرار می دهد
[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 ریسک های زیست محیطی توسعه میدان اهواز
[۳۴]	صنعت نفت ایران	تحلیل ریسک های زنجیره تأمین در صنعت نفت و گاز و اولویت بندی عوامل موثر بر مدیریت ریسک
[۳۵]	صنعت نفت ایران	اولویت بندی ریسک ها در تأسیسات پالایشگاهی

روش کار

روش تجزیه تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن یکی از روش های ارزیابی ریسک به شمار می رود که برای شناسایی ریسک، تعیین علت ها، تعریف اقدامات کنترلی و نیز اولویت بندی ریسک ها به کار گرفته می شود. این روش بر رویکرد پیش گیری از بروز خطا متمرکز است و از این رو عمدتاً برای شناسایی و تجزیه تحلیل عوامل بالقوه پیش از بروز خطا یا رخداد مشکل به کار گرفته می شود. گرچه امکان پیاده سازی تجزیه تحلیل حالات خطا و اثرات ناشی از آن به صورت انفرادی وجود دارد اما پیاده سازی آن به صورت گروهی، احتمال

شناسایی ریسک های بالقوه را افزایش می دهد [۲۲]؛ به همین دلیل عموماً گروهی از کارشناسان و خبرگان از حوزه/واحدهای کاری مختلف که بتوانند تخصص های مختلف مرتبط با موضوع را پوشش دهند (درحوزه ازدیاد برداشت شامل: داده و اطلاعات، مدل سازی و شبیه سازی و طراحی، مشخصه سازی و توصیف مخزن، عملیات و اجرای طرح، پایش و بهینه سازی، توسعه مخزن) در تیم پژوهش قرار می گیرند. جمع آوری نظرات خبرگان با استفاده از طوفان فکری^۲ در پژوهش های پیشین نیز به انجام رسیده است [۳۶-۳۸].

1. PT X

2. Brainstorming

از دیدارداشت 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

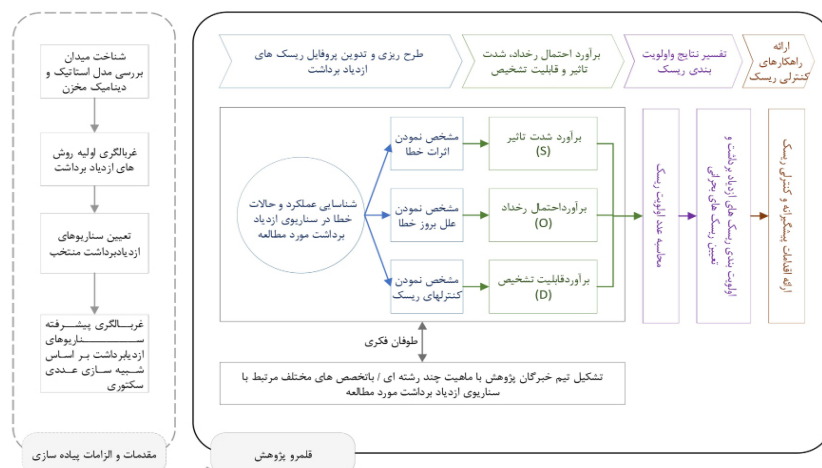
میدان مورد مطالعه یک تاقدیس دوکوهانه و وابسته به گسل است. این میدان از دو مخزن نفتی به هم پیوسته آسماری و بنگستان و مخزن مستقل گازی خامی تشکیل شده است. سیال مخازن آسماری و بنگستان از نوع اشباع و دارای کلاهدک گازی بزرگ و از نوع گاز میعانی در میادین مستقل کشور است. فشار اولیه مخزن ۴۰۱۶ پام در عمق مبنای ۷۶۰۰ فوت زیر سطح دریا تعیین شده بود. براساس آخرین برآورد مقدار نفت در جای اولیه در دو مخزن آسماری و بنگستان مجموعاً ۱۴۵۵۷ میلیون بشکه در شرایط متعارفی تخمین زده شده است. شاخص سبکی نفت مخزن 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 به مقدار 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 کلاهدک 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.

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 حاصل ضرب 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 آن را کشف و تشخیص دهند [۴۰]. برآورد هریک از معیارهای سه‌گانه فوق عمدتاً براساس بازه‌ی امتیازی ۱-۱۰ [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	بسیار زیاد	بسیار شدید	بسیار زیاد
۷	زیاد	شدید	زیاد
۶	تاحدی زیاد	قابل توجه	تاحدی زیاد
۵	متوسط	متوسط	متوسط
۴	کم	ناچیز	کم
۳	بسیار کم	بسیار ناچیز	بسیار کم
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



شکل ۱ مراحل انجام پژوهش

ضعیف تر است. همچنین بنا بر توسعه شکاف ضعیف تر، ارتفاع ستون نفتی در این ناحیه بیشتر بوده است و نواحی آبروفته و گازروفته پیشروی کمتری داشته اند. در مطالعه و بررسی روش آب پایه در هریک از سکتورها در شبیه سازی دینامیکی مدل مخزن شاهد ۲، ۳/۷ و ۴/۸ درصد افزایش برداشت بر اثر تزریق آب در سکتورهای به ترتیب غربی، مرکزی و شرقی نسبت به سناریوی تولید طبیعی می باشیم و در غربالگری اولیه روش های ازدیاد برداشت نیز، روش تزریق آب کم شور به عنوان یکی از سناریوهای ازدیاد برداشت در این میدان مطرح گردید. براساس نتایج اولیه مخزنی مشخص می گردد 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 روش های ازدیاد برداشت در هر یک از نواحی مخزنی، سناریوی تزریق آب کم شور به عنوان روش آب پایه برتر مد نظر قرار گرفت. شایان ذکر است که میزان اطلاعات و نمونه های آزمایشگاهی قابل دسترس جهت مشخصه سازی دقیق تر مخزنی و نیز اعمال روش ازدیاد برداشت

این مخزن طی ۳۰ سال گذشته با مکانیزم تخلیه طبیعی در حال تولید بوده است که باعث کاهش چشم گیر فشار آن شده و مخزن را نیازمند روشی مناسب جهت کنترل روند کاهش فشار نموده است. در این راستا گزارشات زمین شناسی، شکستگی ها، خواص سنگ و سیال، مهندسی مخازن پایه، ژئوفیزیک، ژئوشیمی، تأسیسات و فرآورش، پتروفیزیک و بهره برداری 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 به دلیل ماهیت متفاوت توزیع شکاف و به تبع آن عملکرد متفاوت روش های ازدیاد برداشت در هر ناحیه (سکتور)، مخزن به نواحی (سکتور) سه گانه غربی، مرکزی و شرقی که به ترتیب تحت عنوان سکتور ۱، سکتور ۲ و سکتور ۳ جهت بررسی مشخص شده اند، تقسیم گردید. شاخص های تولیدی ذیل برای هر ناحیه (سکتور) مشخص شده است:

- سکتور غربی: عمده تولید از میدان را به دلیل وجود شبکه شکافی قوی به همراه دارد.
- سکتور شرقی: این سدل علی رغم توسعه شکاف نسبتاً خوبی همچون ناحیه غربی، از تجمع چاه های تولیدی کمتری برخوردار است.
- سکتور مرکزی: در این بخش توسعه ضعیف تری از شکاف دیده می شود و به تبع آن خواص مخزنی

نفت) به شناسایی ریسک‌های پروژه در بخش‌های زمین‌شناسی، توصیف و مشخصه‌سازی مخزن، توسعه، تولید، چاه‌ها، 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 به شرح **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 ریسک‌ها 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**).

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 مؤثر 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

جدول ۳ ریسک‌های شناسایی شده در مخزن مورد مطالعه

ماهیت	کد	حالت خطا	علت
داده‌ها، مدل‌سازی و تحلیل مدل استاتیکی	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	عدم قطعیت در مدل ساختمانی	برداشت و پردازش نامناسب داده‌های در دسترس و همچنین ساختار پیچیده منطقه که ناشی از سیستم فشارشی شدید است
	R3	عدم قطعیت در مدل زمین‌شناسی	عدم قطعیت‌های مرتبط با شناسایی سیستم گسل خوردگی مؤثر بر محیط رسوبی و اثرات آن بر مشکلات تولیدی میدان
	R4	عدم قطعیت در مدل اشباع آب	تفاوت در انتخاب مدل اشباع شدگی و پارامترهای آن در مطالعات مختلف پتریزیکی میدان کربناته و فشرده مورد مطالعه و تأثیر بسیار زیاد آن بر روی اشباع هیدروکربوری
	R5	عدم قطعیت در شناسائی توزیع شبکه شکاف	(۱) عدم قطعیت 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	عدم قطعیت در تعیین پارامترهای شکاف	عدم قطعیت در پارامترهای شکاف (تراوانی، تخلخل، باز شدگی، ...) در میدان

ادامه جدول ۳

عدم قطعیت در پارامترهای شکاف (تراوانی، تخلخل، باز شدگی...) در میدان	عدم قطعیت در تعیین پارامترهای شکاف	R6	معیار ارزیابی
(۱) عدم قطعیت 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 درشت دانه موجود بخصوص در بخش برخی از خواص مخزنی از جمله NTG	ضعف افزایش مقیاس مدل استاتیکی به مدل دینامیکی	R7	
کمبود داده و اطلاعات (لایه آزمائی مکرر) مرتبط با سطوح تماس در شرایط اولیه میدان	عدم قطعیت در تعیین سطوح تماس سیالات مخزن	R8	
(۱) کمبود داده ها و اطلاعات کافی جهت ارزیابی فعالیت هیدرو دینامیکی و قدرت آبدۀ میدان بخصوص در قسمت غربی که براساس شواهد میدانی فعالیت آن بیشتر است. (۲) عدم ارزیابی ارتباط آبدۀ با آبدۀ میادین مجاور	عدم قطعیت در خصوص اطلاعات و عملکرد آبدۀ مخازن	R9	
(۱) روند ساختاری متفاوت داده های معمول برخی از چاه ها با دیگر چاه های میدان (۲) عدم تطابق داده های تعدادی از چاه ها بین گزارش مطالعه جامع تعیین مشخصات مخزنی و فایل ارسالی داده های مغزه این چاه (۳) عدم وجود داده های آزمایش معمولی تعدادی از چاه ها در شرایط مخزنی دما و فشار	عدم کفایت داده ها و اطلاعات معمول مغزه در گستره سطحی و عمقی مخزن	R10	
براساس اسناد در دسترس اطلاعات ویژه مغزه محدود به ۷ چاه می باشد. که با توجه به گستره میدان این تعداد اطلاعات خصوصاً در شرایط مخزنی دما و فشار کم است	عدم کفایت داده ها و اطلاعات ویژه مغزه در گستره سطحی و عمقی مخزن	R11	
(۱) یکسان بودن منحنی های تراوانی نسبی آشام و تخلیه (۲) یکسان بودن منحنی آشام و تخلیه فشار موینگی (۳) عدم همخوانی مناسب داده های آنالیز ویژه مغزه شرایط مخزنی دما و فشار، با منحنی های متناظر در شبیه ساز میدانی در هر گروه سنگی (۴) نامشخص بودن فرایند ساخت نقشه سه بعدی توزیع گروه سنگی بین نتایج پتروفیزیکی و شبیه سازی میدانی	ضعف دسته بندی سنگ در نواحی مختلف مخزنی از حیث شاخص معرف بودن	R12	
(۱) کمبود نمونه های معرف گازی با توجه به حجم بزرگ کلاhek گازی و ترکیب گاز میعانی آن (۲) محدود بودن نمونه های موجود به کلاhek گازی آسماری (۳) عدم کفایت تعداد نمونه ها جهت ارزیابی گرادیان عمقی (۴) کمبود اطلاعات مرتبط با مساعد سازی چاه پیش از نمونه گیری نفت و گاز	عدم کفایت تعداد داده های معتبر آزمایشگاهی در ارتباط با خواص فیزیکی و رفتار فازی سیال در رابطه با نمونه های گرفته شده	R13	
مدل سیال کنونی صرفاً ترکیب نفت مخزن را مورد توجه قرار داده و تغییرات ترکیب گاز کلاhek با مدل موجود قابل پیش بینی نیست. علاوه بر این مدل ارایه شده بر مبنای این ترکیب قابلیت تطبیق خوبی با نتایج آزمایشگاهی سایر نمونه های معتبر را ندارد	ضعف مدل پیش بینی رفتار فازی سیال	R14	
عدم انجام مدل سازی آسفالتین	ضعف مدل پیش بینی رسوب آسفالتین	R15	
عدم وجود داده های مشاهده ای تولید آب جهت استفاده در تطبیق تاریخی چاه های ذیربط	نواقص و کمبود داده های عملکرد میدانی و تاریخی تولید چاه ها و مخازن	R16	
(۱) محدودیت های زمان در اجرای شبیه سازی فیزیک واقعی مخزن در مقیاس میدانی (۲) کمبود داده برای توصیف مکانیزم های موثر (۳) ضعف مدل سازی در تطبیق مدل مسئله با فیزیک مسئله	عدم انطباق شبیه سازی مدل پایه با مکانیزم های غالب تولید درون مخزن	R17	
(۱) عدم وجود داده های مشخصه سازی شکاف در مدل تخلخل دوگانه جهت اعتبار سنجی 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 اعتبار سنجی خواص مدل سفره آبی تعریف شده	ضعف تطبیق تاریخی چاه شبیه سازی مدل پایه مخازن	R18	

ادامه جدول ۳

مدل سازی و تحلیل داده های روش ارزیابی داشت	مدل سازی و تحلیل داده های روش ارزیابی داشت	R19	انتخاب نامناسب مکان پایلوت و الکوی چاه های تزریقی از دیادبرداشت	(۱) عدم قطعیت های ناشی از ماهیت مخازن (۲) عدم اعتبار مکان پایلوت از حیث معرف بودن بخش قابل توجه مخزن (۳) عدم اجرای یک مطالعه نظام مند در انتخاب محل و طراحی پایلوت
		R20	طراحی نامناسب سیستم چاه ها و تأسیسات سطحی پایلوت از دیادبرداشت	عدم قطعیت های ناشی از ضعف مدل رفتار فازی به واسطه کمبود داده های PVT در شرایط سطحی، عدم قطعیت های ناشی از مدل سازی نامناسب چاه و اثرات آن در تعیین فشار سرچاهی، عدم انعطاف پذیری لازم در تعیین اندازه ظروف و تجهیزات فرآوری به واسطه ماهیت متغیر و تا حدی غیر قابل پیش بینی پارامترهای عملکرد مخزن در پایلوت
		R21	عدم پایش پارامترهای کنترلی سطحی و مخزنی جهت ارزیابی عملکرد روش از دیادبرداشت	طراحی سیستم کنترل و پایش تأسیسات پایلوت بدون توجه به تکنیک های تحلیلی و تفسیری داده های عملکرد پایلوت در جهت ارزیابی نتایج
		R22	ضعف تحلیل داده و اطلاعات حاصل از پایش عملکرد روش از دیادبرداشت	(۱) عدم توسعه یا استفاده از مدل مناسب (متناظر با فیزیک مسئله) در تحلیل و تفسیر داده ها (۲) عدم قطعیت های ناشی از داده های نامعتبر
عملیاتی / اجرایی - طرح ارزیابی داشت	عملیاتی / اجرایی - طرح ارزیابی داشت	R23	ضعف مدیریت تضمین جریان با نگاه به مشکلات آسفالتین	(۱) عدم اجرای تمیزکاری چاه های تولیدی با حلال و افزایش های مناسب قبل از انجام تست پایلوت (۲) عدم برنامه ریزی مناسب جهت اجرای راهکارهای پیشگیرانه در راستای کاهش اثرات آسفالتین بر عملکرد تجهیزات فرآوری و کنترل و پایش
		R24	مدیریت نامناسب خوردگی	عدم اجرای شیوه نامه های کنترل خوردگی طرح و عدم انجام بازرسی بموقع
		R25	کیفیت نامناسب سیال تزریقی تولید شده	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 (به خصوص در فصل تابستان) و مشکلات مرتبط با سفارش و تأمین افزایش های تجاری تولید خارج از کشور
		R27	ضعف پیاده سازی HSE	عدم اجرای شیوه نامه های HSE طرح
		R28	مشکلات راه اندازی و عدم دسترسی به فناوری در مقیاس عملیاتی (بلوغ فناوری)	پایین بودن سطح آمادگی فناوری
		R29	کاهش قیمت نفت	عوامل بنیادی (عرضه و تقاضای بین المللی نفت، ذخیره سازی و ...) و عوامل غیر بنیادی (نرخ ارز، تنش های سیاسی و بحران های منطقه ای و ...)
		R30	افزایش تورم و اثرات آن در افزایش هزینه کالا و مواد	شرایط نامساعد اقتصادی
اقتصادی	اقتصادی	R31	عدم تأمین بودجه اجرای طرح با توجه به طولانی بودن دست آوردهای طرح	محدودیت بودجه و عدم اولویت طرح

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

ردیف 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	۶	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

۳۳	۳۳	۳۳	۶۴	۴	۴	۴	۶۴	۴	۴	۴	۶۴	۴	۴	۴	R26
۲۸	۲۸	۲۸	۱۴۰	۷	۵	۴	۱۴۰	۷	۵	۴	۱۴۰	۷	۵	۴	R27
۷	۸	۵	۳۴۳	۷	۷	۷	۳۴۳	۷	۷	۷	۳۴۳	۷	۷	۷	R28
۳۰	۳۰	۳۰	۹۶	۲	۸	۶	۹۶	۲	۸	۶	۹۶	۲	۸	۶	R29
۱۳	۱۴	۱۰	۲۵۶	۴	۸	۸	۲۵۶	۴	۸	۸	۲۵۶	۴	۸	۸	R30
۱۰	۱۳	۹	۳۰۰	۵	۱۰	۶	۳۰۰	۵	۱۰	۶	۳۰۰	۵	۱۰	۶	R31
۲۲	۲۲	۲۰	۲۱۶	۳	۹	۸	۲۱۶	۳	۹	۸	۲۱۶	۳	۹	۸	R32
۲۶	۲۶	۲۶	۱۶۰	۴	۸	۵	۱۶۰	۴	۸	۵	۱۶۰	۴	۸	۵	R33

نتیجه‌گیری

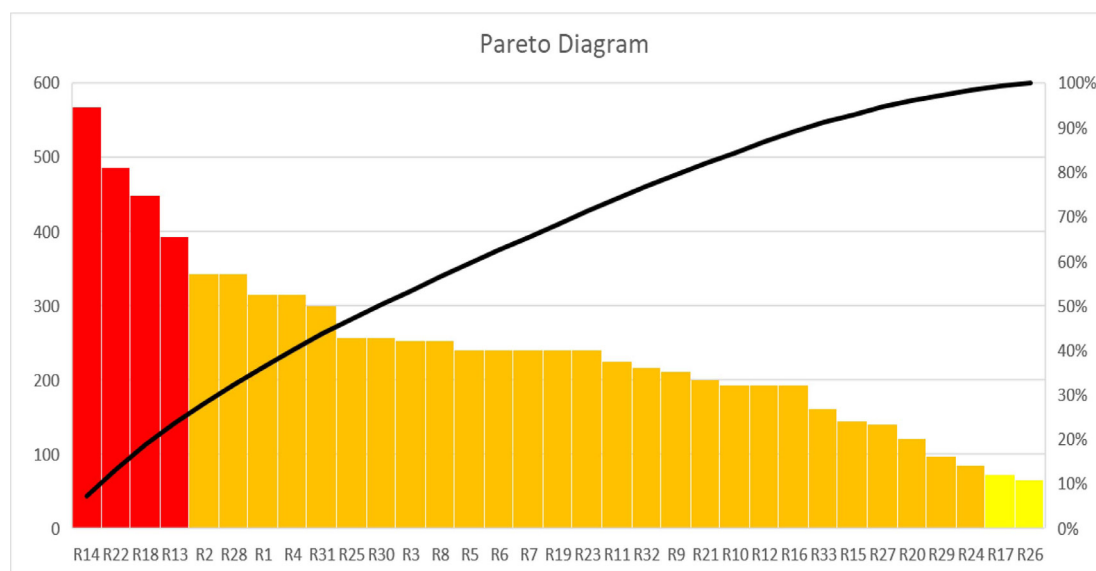
با توجه به اهمیت ارزیابی ریسک‌های ازدیادبرداشت، هدف از پژوهش این بوده‌است که با رویکردی همه‌جانبه امکان تحلیل ریسک‌های بالقوه از منظر فنی (داده‌ها، مدل‌سازی و تحلیل)، عملیاتی / اجرایی، اقتصادی، سیاسی و سازمانی را فراهم آورد. از این‌رو با بهره‌مندی از چارچوب کلی یکی از روش‌های مطرح در ارزیابی ریسک به‌نام 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 رتبه‌بندی 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.

با توجه به آن‌که شناسایی و ارزیابی ریسک‌ها بدون در نظر گرفتن اقدامات کنترلی / پیشگیرانه کامل

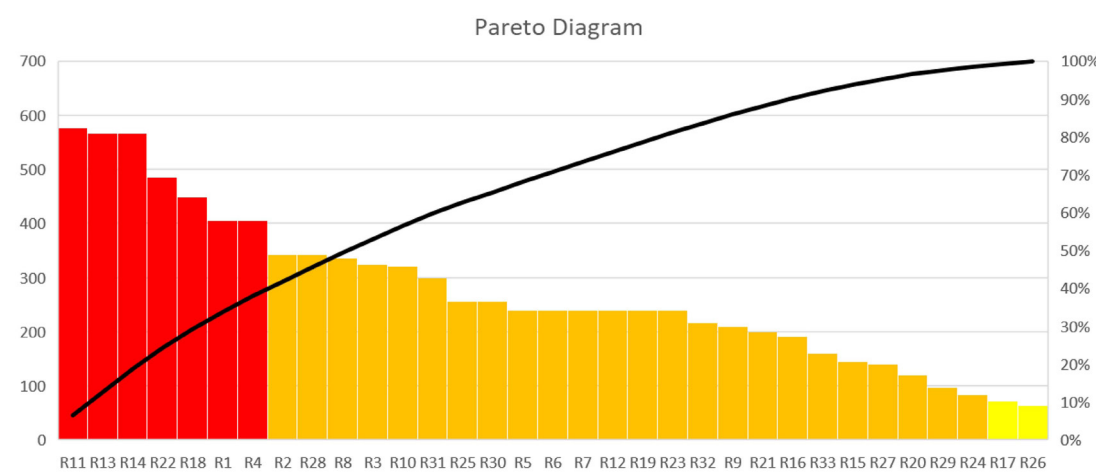
نیست؛ از این‌رو برای جلوگیری از رخداد ریسک‌های بحرانی و یا کاهش اثرات آن راهکارهایی در نظر گرفته شده‌است: به‌منظور کاهش ضعف در کنترل کیفی داده‌ها و اطلاعات، اجرای مدیریت داده در همه بخش‌ها براساس بانک داده در نرم‌افزارهای مربوطه پیشنهاد می‌شود. با توجه به وجود عدم قطعیت در مدل اشباع آب در سدل‌های سه‌گانه، انجام مطالعات 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 می‌شود برنامه‌ریزی برای انجام آزمایشات ویژه بر روی تعداد بیشتری مغزه و همچنین مغزه‌گیری جدید با 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 می‌شود 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

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 پابلوت براساس فیزیک مسئله، قبل و بعد از انجام عملیات پابلوت ازدیادبرداشت پایه آبی در دستور کار قرار گیرد.

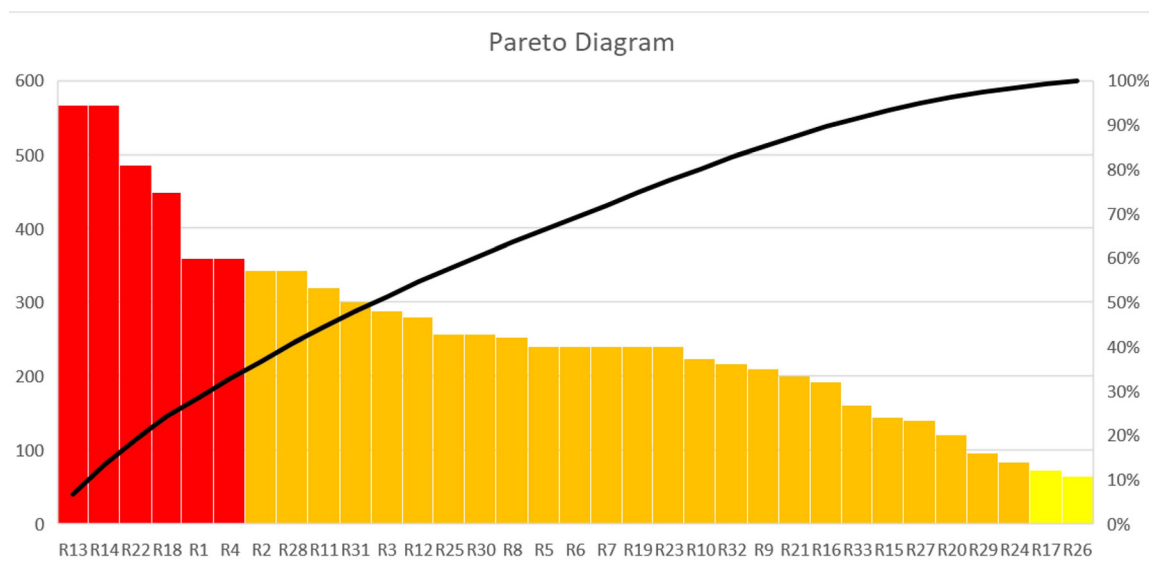
نقص کمبود داده‌های مشخصه‌سازی مخزن و مطالعه مجدد تطابق تاریخچه رفع گردد. در راستای ضعف تحلیل داده‌ها و اطلاعات حاصل از پایش عملکرد روش ازدیادبرداشت، پیشنهاد می‌گردد: اولاً استفاده هرچه بیشتر از داده‌های چاه‌های مشاهده‌ای آب و گاز جهت رصد تغییرات سطوح تماس انجام پذیرد؛ ثانیاً تحصیل داده‌های بیشتر چاه‌نگاری چاه‌های تولیدی مناطق تحت تأثیر ازدیادبرداشت در طی زمان برای پایش دقیق‌تر عملکرد روش ازدیادبرداشت پایه آبی



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 سد 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] مهبیاری، 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 میداین 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 میداین هیدروکربنی بالغ با استفاده از تلفیق روش‌های تاپسیس و خوشه‌بندی هیبریدی، پژوهش نفت، ۱۱۸، ۱۶-۳، 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-Dhuwaih, 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 CO₂ 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]. Kaby, 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 برنامه ریزی 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. (۲۰۰۴). 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 گاواهن برگردان دار. ماشین‌های کشاورزی، ۱(۱).