

سال سوم، شماره چهارم
دوفصلنامه علمی-دانشجویی

ژئوانرژی

اهم موارد این شماره:

- ❖ مصاحبه با آقای دکتر حامد زین العابدین قدیم، مدیرعامل شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس (NAED)
- ❖ به کارگیری هوش مصنوعی در صنعت حفاری
- ❖ پیش بینی رشد انرژی زمین گرمایی
- ❖ مدل سازی تخلخل



انجمن علمی مهندسی نفت
و انرژی منطقه خلیج فارس



سازمان پژوهشی و آموزشی

پاییز و زمستان ۱۴۰۴

بنام خداوند جان و

شناسنامه نشریه

صاحب امتیاز:

انجمن علمی مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز

استاد مشاور:

دکتر زهرا آقایی فر

مدیر مسئول:

صبا شاکر

شورای سردبیری:

علیرضا بهین راد، صبا شاکر

ویراستاری:

مجتبی اسدیان پاک فر، ستایش جلیلی

گرافیک و صفحه آرا:

ستایش جلیلی، صبا شاکر

همکاران این شماره:

رضا باذوق شیراز، پریا پورکریمی، شایان تنها، نرگس جزءاسلامی، امیرمحمد جهانی، عرفان حداداحمدی، عرشیا خوش باطن، مرتضی رستمی، صدرا سبحانی، مهدی سیف الله پور، صبا شاکر، آژوان شمسی، زهرا صادق طبقی، صبا قاطع، ایلدریم محرمی، ولی مهدی پور، کیمیا مهدی یان

نقل مطلب نشریه با ذکر ماخذ آزاد است.



زمین، قدیمی‌ترین کتابی است که بشر پیش رو دارد و مهندسی نفت، تلاشی برای فهمیدن آن است. در دل سنگ‌ها و میدان‌ها، دانشی نهفته است که تنها با فکر، تجربه و جسارت می‌توان به آن رسید. مهندسی نفت و زمین‌انرژی، مسیری است از مشاهده به فهم؛ از داده به معنا. نشریه ژئوانرژی از همان شماره نخست با این هدف شکل گرفت که بازتاب‌دهنده این مسیر باشد؛ جایی میان دانشگاه و صنعت، میان علم و نگاه مسئولانه به آینده. نشریات دانشجویی بخش زنده و پویای فعالیت‌های دانشجویی‌اند. در نشریات یادگیری از قالب کلاس فراتر می‌رود و به گفت‌وگو، تحلیل و تولید اندیشه تبدیل می‌شود. نشریه، فرصت تمرین مسئولیت، کار گروهی و بیان علمی است؛ در اینجا دانشجو نه فقط مخاطب علم، بلکه تولیدکننده آن می‌شود. ژئوانرژی نیز در همین بستر شکل گرفته و تلاش کرده صدای دغدغه‌مند دانشجویان حوزه صنعت نفت و انرژی باشد. در شماره چهارم، همچنان بر همین مسیر قدم برداشته‌ایم و کوشیده‌ایم به نقش انسان آگاه در دنیای در حال تغییر انرژی بپردازیم؛ انسانی که تنها مصرف‌کننده نیست، بلکه تصمیم‌گیر و مسئول است. برخی مطالب این شماره به‌صورت دوزبانه منتشر شده‌اند تا صدای دانشجوی ایرانی فراتر از مرزها شنیده شود. باور ما این است که علم، زمانی ماندگار می‌شود که در گفت‌وگوی جهانی حضور داشته باشد.

ما نسل مهندسانی هستیم که زمین را فقط یک منبع نمی‌دانیم، بلکه آن را میراثی برای آینده می‌بینیم؛ نسلی که تلاش می‌کند میان فناوری و مسئولیت، تعادل برقرار کند.

ژئوانرژی حاصل همین نگاه است؛ نگاهی آرام، عمیق و رو به آینده انرژی.

صبا شاکر

مدیرمسئول و سردبیر نشریه دانشجویی ژئوانرژی

۱۵ آبان ۱۴۰۴

سخن

سردبیر





بخش مصاحبه (بخش ویژه)

مصاحبه با دکتر حامد زین العابدین قدیم، مدیرعامل شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس ۷

بخش فناوری‌های نوین در مهندسی نفت

به‌کارگیری هوش مصنوعی در حفاری نفت ۱۹
از چاه تا چت: هوش مصنوعی چگونه آینده صنعت نفت را بازتعریف می‌کند؟ ۲۵

بخش مطالعات مخزن و بهینه‌سازی تولید

بررسی و مطالعه رفتار فازی و پایداری سورفکتانت‌ها ۳۰
معادله دارسی و کاربرد آن در مهندسی نفت ۳۶
داستان پیدایش و نقش مؤسسه نفت آمریکا ۳۵
داستان فرآیند تخلیه و آشام ۴۰
چرا بازدهی ازدیاد برداشت نفت در مخازن ایران پائین است؟ ۴۳

بخش انرژی‌های پایدار و آینده

مدل‌سازی تخلخل در یک مخزن ماسه‌سنگی ۵۳
مقاله انرژی زمین‌گرمایی ۵۹

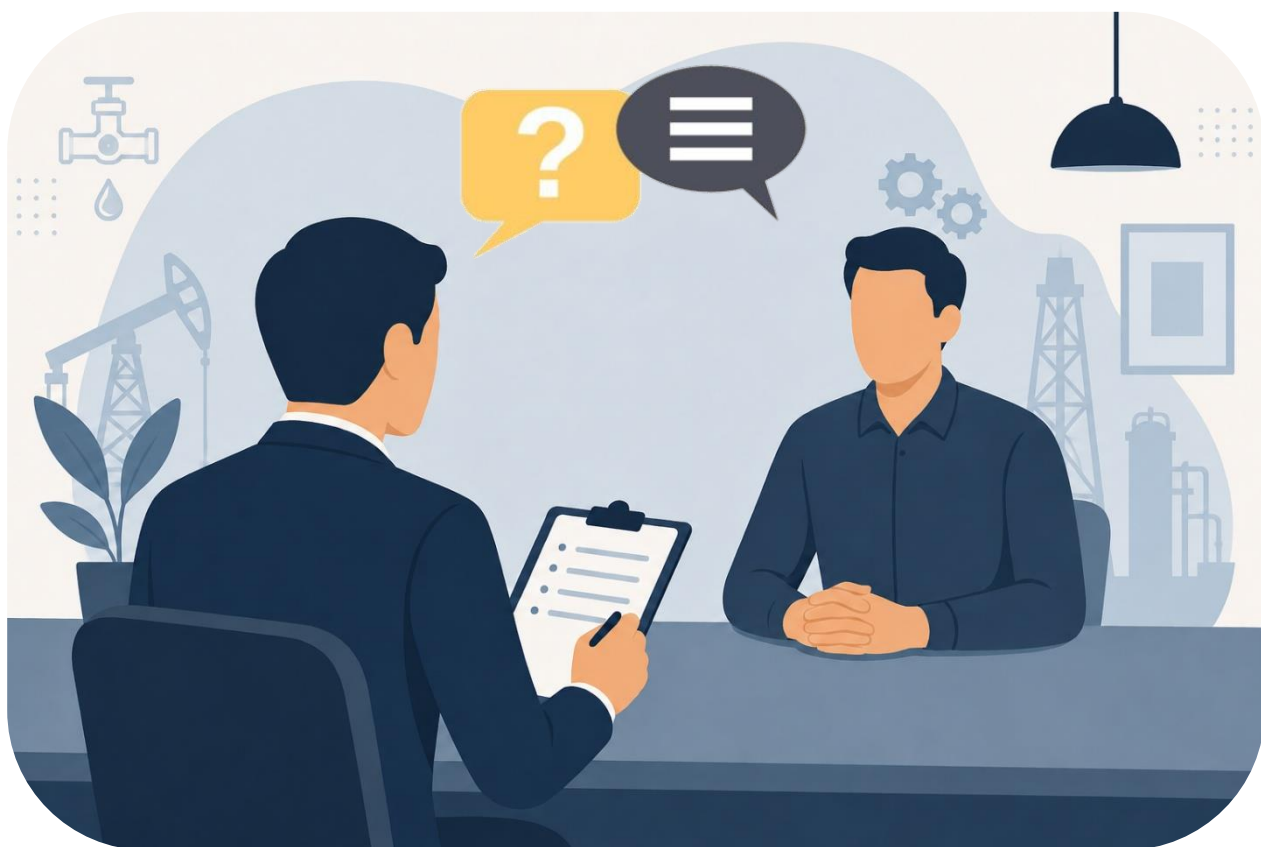
فهرست مطالب



English Section

Leveraging AI to Optimize Oil Drilling Parameters.....69
Study of Surfactant Stability in Saline Water under Reservoir Conditions.....77

بخش مصاحبه (بخش ویژه)





دکتر حامد زین العابدین قدیم

مدیرعامل شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس (NAED)

لحظه اولین مواجهه‌ی واقعی من با فضای صنعتی بود. اما تجربه‌ی کاری من پس از پایان دانشگاه آغاز شد؛ در جزیره خارک و در بخش بازرسی فنی شرکت نفت فلات قاره. دومین روز کاری، از من خواسته شد سوار شناور شوم و برای بازدید از جوشکاری لوله‌ها به سکوی دریایی بروم. هیچ آموزشی ندیده بودم و صادقانه بگویم، نمی‌دانستم دقیقاً باید چه کار کنم. چند ساعت روی شناور بودم تا به سکو رسیدم؛ دور لوله را نگاه کردم، داخلش را دیدم اما نمی‌دانستم باید دنبال چه باشم. جوشکار به من گفت: «آقای مهندس، اکسس داده»، و من تنها پاسخ دادم: «بله، معلوم است، باید برطرف شود تا تأییدش کنم» در حالی که چیزی نمی‌دیدم! کار را تمام‌شده فرض کردم و برگشتم خارک. همان‌جا بود که فهمیدم دانش دانشگاهی‌ام برای محیط واقعی کار کافی نیست و باید از نو یادگیری را شروع کنم. از آن روز شروع کردم به مطالعه‌ی جزوات تخصصی و یادگیری در محیط کار تا کم‌کم تسلط نسبی پیدا کردم. این نخستین تجربه‌ی من در صنعت نفت و گاز بود. با این حال، هیچ‌وقت تصور نمی‌کردم این مسیر پایه‌ی تغییرات بزرگ در زندگی حرفه‌ای‌ام شود. آن دوران صرفاً شروع کار بود، اما چند سال بعد وقتی در فضای کاری پخته‌تر شدم، حس کردم آنچه دنبالش هستم در این مسیر نیست. هرچند به گفته‌ی همکاران، بازرس فنی توانمندی بودم، اما درونی راضی نبودم. بعدتر با ادامه‌ی تحصیل در رشته‌ی MBA متوجه شدم که علاقه‌ی واقعی‌ام در

با سلام آقای دکتر ممنونیم از اینکه قبول زحمت کردید و در شماره چهارم ژئوانرژی همراه ما هستید، قبل از اینکه وارد مصاحبه اصلی بشیم اگر ممکن هست برای مخاطب‌هایی که خواهیم داشت یک معرفی از حضور خودتون داشته باشید:

سلام، خیلی ممنونم از اینکه به من این فرصت را دادید و خوشحالم که در خدمتان هستم من حامد قدیم هستم، مدیرعامل شرکت توسعه انرژی نارگان آمیتیس که در صنعت نفت و گاز کشور در بخش صنایع بالادستی (Upstream) و بخش صنایع فراساحل (Offshore) فعال هست.

? از روزی برایمان بگویید که برای اولین بار وارد صنعت نفت و گاز شدید و آیا حضور در این صنعت برنامه ریزی شده بود؟ اگر بله به چه صورت؟ آیا از همان ابتدا هم فکر می‌کردید که یک روزی مسیر کاری‌تان این همه گسترده شود؟

زمان انتخاب رشته دانشگاه، به سبب سابقه‌ی خانوادگی، با صنعت نفت بیگانه نبودم؛ پدر بزرگ و دایی‌هایم سال‌ها پیش در این حوزه فعالیت کرده بودند. به توصیه‌ی دایی بزرگ‌ترم، تصمیم گرفتم در دانشگاه صنعت نفت ادامه تحصیل دهم. ابتدا یک سال در آبادان و سپس سه سال در اهواز درس خواندم. هنوز لحظه‌ی اولین قدم روی زمین جنوبی کشور را به یاد دارم؛ وقتی از هواپیما پیاده شدم، هوای شرجی آمیخته با بوی نفت پالایشگاه آبادان به صورتم خورد همان

من خودم هم در خانواده‌ای فرهنگی بزرگ شدم و به‌صورت ناخودآگاه این ذهنیت وجود داشت که به‌عنوان کارمند دولت، آن هم در صنعت نفت، مشغول به کار شوم؛ جایی که از بیرون، یکی از بهترین موقعیت‌های شغلی دولتی به نظر می‌رسد و امکانات، امنیت شغلی و آرامش فکری به همراه دارد.



بعد از ورود به شرکت نفت، کم‌کم احساس کردم علاقه‌ام بیشتر از علوم فنی و مهندسی، به حوزه علوم انسانی، مدیریت و کسب‌وکار است. به‌ویژه به علم مدیریت و مباحثی مثل مدیریت پروژه علاقه زیادی پیدا کرده بودم و همین باعث شد آرام‌آرام مطالعه در این زمینه‌ها را شروع کنم.

در همان زمان، دوره‌ای ویژه در مقطع MBA با همکاری یک دانشگاه استرالیایی و حمایت شرکت صنایع پتروشیمی با عنوان train the train برگزار شد. هدف این دوره، آموزش افرادی در حوزه مدیریت پروژه بود تا بعدها بتوانند این دانش را به دیگران منتقل کنند. برای ورود به دوره، از میان تعداد زیادی داوطلب، فقط ۳۰ نفر انتخاب شدند که خوشبختانه من هم یکی از آن‌ها بودم.

من با مرخصی بدون حقوق از شرکت نفت در این دوره شرکت کردم. اتفاقاً شرایط خوبی هم داشت، چون هم درس

زمینه‌ی مدیریت و توسعه است، نه صرفاً کار فنی. از آنجا مسیر کاری‌ام تغییر کرد. **باور دارم هیچ‌کس مسیر از پیش تعیین‌شده ندارد؛ ما تنها قدم اول را برمی‌داریم و بقیه‌ی راه را بسته به شرایط و تجربه می‌سازیم.** همیشه مسیر حرفه‌ای را مانند بندبازی می‌بینم: شاید بندباز مقصد را در ذهن داشته باشد، اما هر قدمش را با دقت و براساس وضعیت همان لحظه برمی‌دارد.

؟ در مسیر حرفه‌ای تان کدام گام شجاعانه را برداشتید که بعدها نقطه عطف زندگی کاریتان شد؟ تصمیمی که شاید در آن لحظه دشوار بود اما سرنوشت مسیرتان را تغییر داد؟

فکر می‌کنم یکی از شجاعانه‌ترین تصمیم‌هایی که در زندگی حرفه‌ای‌ام گرفتم، زمانی بود که فقط یک هفته بعد از رسمی شدن در شرکت نفت، استعفایم را نوشتم و از آنجا بیرون آمدم؛ تصمیمی که برای خیلی‌ها عجیب بود و هنوز هم شاید عجیب به نظر برسد. البته این به آن معنا نیست که شرکت نفت یا کار در صنعت نفت جای خوبی نیست. قطعاً بخشی از نیروهای توانمند باید در بدنه دولت و صنعت نفت فعالیت کنند. اما من همیشه معتقد بودم افرادی که در درونشان اشتیاق زیادی برای رشد کردن و بالفعل کردن توانایی‌هایشان دارند، اگر همت و انگیزه کافی داشته باشند، شاید در ساختارهای دولتی نتوانند آن‌طور که می‌خواهند رشد کنند. کار در بدنه دولت معمولاً با امنیت شغلی، حقوق ثابت و آینده‌ای قابل پیش‌بینی همراه است؛ چیزی که طبیعی است برای خیلی‌ها و حتی خانواده‌ها جذاب باشد.

هستید. در این مسیر، مرتب با چالش‌ها، شکست‌ها و تصمیم‌های سخت روبه‌رو می‌شوید و از دل همان تجربه‌ها یاد می‌گیرید.

من همیشه روی یک نکته تأکید دارم و حتی در جلسهای که در دانشگاه سهند تبریز داشتم هم سعی کردم آن را به دانشجویان منتقل کنم؛ اینکه مدیریت نه کاملاً ذاتی است و نه صرفاً تجربی. من به این باور که بعضی‌ها «ذاتاً مدیر به دنیا می‌آیند» اعتقاد ندارم. کسی که فکر می‌کند صرفاً به‌صورت ذاتی مدیر است، به‌نظر من در مسیر اشتباهی قرار دارد. از طرف دیگر، معتقد نیستم که مدیریت فقط با تجربه به دست می‌آید. تجربه قطعاً بسیار مهم است و به شما درس‌آموخته می‌دهد، اما اگر دانش آکادمیک مدیریت را نداشته باشید، حتی ممکن است از تجربه‌ها هم برداشت‌های اشتباه داشته باشید. به همین دلیل فکر می‌کنم ترکیب تجربه عملی و دانش علمی مدیریت، چیزی است که یک مدیر را در تصمیم‌گیری‌های مهم توانمند می‌کند.

در مورد سؤال شما، بله؛ قطعاً پروژه‌هایی بوده‌اند که اگر در یک مقطع تصمیم دیگری گرفته می‌شد، مسیر کار می‌توانست متفاوت باشد. مثلاً در یکی از پروژه‌هایی که اخیراً در صنعت نفت درگیر آن بودیم، قراردادی امضا شد که با وجود داشتن ظرفیت داخلی برای انجام بخش قابل‌توجهی از کار، کارفرما تأکید داشت که پروژه باید به‌طور کامل توسط یک شرکت خارجی انجام شود. تصمیمی که آن زمان گرفتیم و امروز فکر می‌کنم می‌توانست متفاوت باشد، این بود که در برابر این موضوع مقاومت کافی نشان ندادیم. بعدها متوجه شدیم وقتی شما مسئولیت فنی و حقوقی یک قرارداد را می‌پذیرید،

می‌خواندم و هم حقوق دریافت می‌کردم. اما مهم‌تر از همه این بود که آن دوره نگاه و ذهنیت من را کاملاً تغییر داد. وقتی دوره تمام شد و دوباره به شرکت نفت برگشتم، احساس کردم دیگر نمی‌توانم در آن فضا کار کنم.

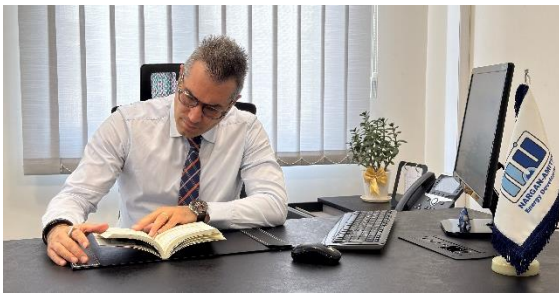
همان موقع تازه رسمی شده بودم؛ موقعیتی که معمولاً بالاترین سطح امنیت شغلی را در شرکت نفت به همراه دارد و خیلی‌ها سال‌ها برای رسیدن به آن تلاش می‌کنند. اما من تصمیم را گرفته بودم و وقتی فرصت همکاری در شرکت نارگان پیش آمد، استعفایم را نوشتم.

یادم هست مدیر منابع انسانی آن زمان به من گفت برای اولین بار است می‌بیند کسی فقط یک هفته بعد از رسمی شدن استعفا می‌دهد. معمولاً افراد یا قبل از رسمی شدن می‌روند یا بعد از سال‌ها کار تصمیم به خروج می‌گیرند. دلیل این تصمیم هم تا حدی برمی‌گشت به حرف یکی از قدیمی‌های صنعت نفت که خودش سال‌ها قبل از این فضا خارج شده بود. او به من گفت: «اگر می‌خواهی بیرون بیایی، زودتر این کار را بکن، چون هرچه بیشتر بمانی، دل‌کندن سخت‌تر می‌شود.» فکر می‌کنم این شاید اولین تصمیم واقعاً شجاعانه‌ای بود که در زندگی‌ام گرفتم.

? در میان پروژه‌هایی که مدیریت کرده اید آیا موردی بوده که بگویید اگر آن لحظه تصمیم دیگری می‌گرفتم شاید همه چیز تغییر میکرد؟ از آن تجربه و تصمیم مهم برایمان بگویید.

ببینید، حتماً همین‌طور است. اساساً حوزه مدیریت، و به‌طور خاص‌تر مدیریت پروژه، زمینه‌ای است که شما در آن دائماً در حال یادگیری، توسعه فردی و کسب تجربه

بگویم وضعیت امروز صنعت نفت کشور با بیست یا بیست و چند سال پیش، زمانی که ما از دانشگاه فارغ التحصیل شدیم، تفاوت زیادی دارد. آن زمان فضا کاملاً متفاوت بود. یادم هست آقای دکتر روزبهرانی، رئیس وقت دانشکده نفت آبادان، که از اساتید شناخته شده این حوزه هستند، همیشه به ما می گفتند نگران آینده شغلی نباشید، چون تعداد زیادی پتروشیمی در حال ساخت است و همه این پروژه ها به نیروی متخصص نیاز دارند. واقعاً هم همین طور بود. زمانی که ما فارغ التحصیل می شدیم، حجم فرصت های شغلی آن قدر زیاد بود که بیشتر ما انتخاب می کردیم در کدام شرکت یا کدام شهر کار کنیم. حتی شرکت های خارجی فعال در ایران هم مستقیماً نیرو جذب می کردند و فضای صنعت، فضای بسیار پویاتری بود. اگر بخواهیم کمی فراتر از شرایط فعلی نگاه کنیم و صرفاً درباره مسیر آینده صنعت نفت و گاز صحبت کنیم چند روند مهم در ده سال بیشتر از بقیه قابل توجه خواهد بود.



اول اینکه توسعه میادین گازی احتمالاً بیش از گذشته در اولویت قرار می گیرد. در ایران بخش زیادی از ظرفیت میادین گازی هنوز توسعه پیدا نکرده، در حالی که در حوزه نفت، درصد بیشتری از میادین توسعه یافته اند. از طرف دیگر، هم به دلیل مسئله ناترازی گاز در کشور و هم به خاطر روند جهانی مصرف انرژی، توجه به گاز و

منطقی نیست که کل کار را به مجموعه دیگری واگذار کنید؛ مگر اینکه آن مجموعه واقعاً از نظر توانمندی، تجربه و ظرفیت، از شما قوی تر باشد. در شرایط فعلی، پیدا کردن چنین شرکت هایی در سطح بین المللی هم کار ساده ای نیست. البته بخشی از این تصمیم به شرایط و الزامات تحمیل شده از سوی کارفرما برمیگشت، اما اگر امروز به چهار سال قبل برگردم، حتماً این موضوع را جور دیگری مدیریت می کنم. بر اساس تجربه و آموخته هایی که امروز دارم، با اعتماد به نفس بیشتری مقابل کارفرما می ایستم و صریح تر اعلام می کنم که با چنین مدلی موافق نیستم. فکر می کنم این یکی از تجربه هایی بود که به من یاد داد گاهی در مدیریت پروژه، ایستادن پای تحلیل حرفه ای و تخصصی خودتان، حتی اگر سخت باشد، اهمیت زیادی دارد.

؟ به عنوان مدیر عامل شرکتی فعال در حوزه انرژی چشم انداز شما برای صنعت نفت در ده سال آینده چیست ؟ آینده صنعت انرژی کشور را چگونه می بینید و چه فرصت هایی پیش روی ماست ؟

سؤال خیلی قشنگی است و سعی می کنم پاسخ کلیشه ای ندهم. واقعیت این است که صنعت نفت را نمی شود جدا از وضعیت کلی صنعت، جامعه و حتی شرایط جهانی بررسی کرد. صنعت نفت بخشی از یک اکوسیستم بزرگ تر است؛ یعنی هم از وضعیت اقتصادی و اجتماعی کشور تأثیر می گیرد و هم از روندهای جهانی. بنابراین نمی شود انتظار داشت وقتی شرایط کلی کشور یا حتی جهان در حال حرکت به سمتی خاص است، صنعت نفت مسیر کاملاً متفاوتی را طی کند. بخواهم واقع بینانه صحبت کنم، باید

آینده صنعت نفت و گاز شامل توسعه فناوری‌های گازی، تمرکز بیشتر بر پروژه‌های فراساحلی و مهم‌تر از همه، تحول عظیم ناشی از هوش مصنوعی و رباتیک خواهد بود؛ تحولی که در ده سال آینده نه فقط صنعت نفت ایران، بلکه کل صنعت انرژی جهان را دگرگون می‌کند.

؟ در پروژه‌هایی که ریسک بالایی دارند و همه نگاه‌ها به تصمیم شما دوخته شده چطور تشخیص می‌دهید که باید ریسک کنید یا دست نگه دارید؟ آیا الگوی شخصی برای تصمیم‌گیری در شرایط پر ریسک دارید؟

اکثر پروژه‌هایی که من در آن‌ها درگیر بوده‌ام، پروژه‌های مهندسی بوده‌اند و طبیعتاً پروژه‌های مهندسی، پروژه‌های کم‌ریسکی نیستند؛ البته جنس ریسک در آن‌ها با پروژه‌های اجرایی متفاوت است. پروژه‌های اجرایی ممکن است از نظر مالی یا حتی از نظر عواقب، ریسک‌های شدیدتری داشته باشند، اما در هر صورت در هر دو نوع پروژه، مسئله ریسک همیشه وجود دارد.

قدم اول این است که اصلاً مفهوم ریسک را درست متوجه شویم. ریسک در واقع ترکیبی از دو عامل است: «احتمال وقوع» و «شدت عواقب». یعنی وقتی می‌گوییم یک موضوع High Risk است، منظورمان این است که هم احتمال رخ دادن آن بالاست و هم اگر اتفاق بیفتد، عواقب سنگینی خواهد داشت. من همیشه وقتی درس مدیریت ریسک می‌دهم، یک مثال ساده می‌زنم. فرض کنید از خانه بیرون می‌آیید، در خیابان پایتان پیچ می‌خورد و روی یک میلگردی که از زمین بیرون زده سقوط می‌کنید؛ اتفاقی بسیار وحشتناک که می‌تواند حتی منجر به مرگ شود. شدت عواقب این اتفاق بسیار بالاست، اما

تکنولوژی‌های مرتبط با آن روزبه‌روز بیشتر می‌شود.

دومین موضوع، اهمیت بیشتر پروژه‌های فراساحلی یا Offshore نسبت به پروژه‌های خشکی یا Onshore است. به نظر می‌رسد در سال‌های آینده توجه بیشتری به میادین دریایی و فناوری‌های مرتبط با آن‌ها خواهد شد.

اما نکته سوم که به نظر من از دو مورد قبلی هم مهم‌تر است، تحولی است که هوش مصنوعی و رباتیک در فضای صنعت ایجاد خواهند کرد. ما در دوره‌ای زندگی می‌کنیم که توسعه فناوری، مخصوصاً AI و سیستم‌های هوشمند، در حال تغییر دادن کل مفهوم کار و مهارت است. به نظر من طی پنج تا ده سال آینده، بخش بزرگی از کارهایی که امروز مهندسان انجام می‌دهند، توسط ایجندهای هوش مصنوعی و سیستم‌های رباتیک انجام خواهد شد. این موضوع شاید در نگاه اول ترسناک به نظر برسد، اما برای نسل جوان درواقع یک فرصت بزرگ است. کسانی که بتوانند خودشان را سریع با این ابزارها، با برنامه‌نویسی، تحلیل داده و فناوری‌های هوشمند تطبیق دهند، شانس بسیار بیشتری برای موفقیت خواهند داشت.

مدل رشد شغلی هم احتمالاً تغییر می‌کند. در نسل ما معمولاً افراد سال‌ها زمان صرف می‌کردند تا از سطح Junior به Senior و بعد به موقعیت‌های بالاتر برسند. اما فکر می‌کنم در آینده، مهارت مهم‌تر از سابقه صرف خواهد بود. یعنی اگر فردی توانایی و مهارت کار با فناوری‌های جدید را داشته باشد، می‌تواند خیلی سریع وارد بازار کار شود و در سطح بالایی فعالیت کند؛ حتی ممکن است فردی با سابقه کاری طولانی، اما بدون مهارت‌های جدید، از بازار کار کنار گذاشته شود. بنابراین اگر بخواهم جمع‌بندی کنم، به نظر من سه محور اصلی

دریافت کنم؛ چه از نظر مالی و چه از نظر جایگاه حرفه‌ای؛ الان هم پروژه‌هایی که ما روی آن‌ها کار می‌کنیم، جزو پروژه‌های High Risk محسوب می‌شوند؛ مخصوصاً پروژه‌هایی که از نظر فنی و مهندسی بسیار پیچیده‌اند و نمونه‌های مشابه کمی در کشور دارند. مثلاً پروژه میدان گازی فرزاد که ما درگیر آن هستیم، یک میدان High Pressure و High Temperature است و پیچیدگی‌های زیادی دارد؛ از شرایط خاص خاک در محل نصب پلتفرم‌ها گرفته تا مسائل فنی مرتبط با نفت آلوده در بستر دریا.



؟ در پروژه‌هایی که ریسک بالایی دارند و قرار هست تصمیم گیرنده باشید چطور تشخیص می‌دهید که باید بایستید یا حرکت کنید ریسک کنید یا دست نگه دارید و الگوی شخصی‌تان برای تصمیم‌گیری تو این شرایط چیه؟

ببینید، من اصولاً برای تصمیم‌گیری در شرایط پرریسک از یک متدی استفاده می‌کنم که اسمش را خودم گذاشته‌ام «تحلیل نقطه سیاه». روش کارم این است که اول خودم را در بدترین سناریوی ممکن قرار می‌دهم و فکر می‌کنم تاریک‌ترین حالتی که ممکن است اتفاق بیفتد چیست. بعد برای همان بدترین وضعیت، دنبال راه‌حل و راه برون‌رفت می‌گردم. از

چرا با وجود چنین احتمالی هر روز از خانه بیرون می‌آیم؟ چون احتمال وقوعش بسیار کم است. از طرف دیگر، اگر در خیابان شلوغ کسی به شما تنه بزند، احتمال وقوعش زیاد است اما عواقبش چندان جدی نیست. بنابراین چیزی را High Risk می‌دانیم که هم احتمال وقوع بالایی داشته باشد و هم شدت اثرش زیاد باشد. حالا وقتی وارد پروژه‌های پرریسک می‌شویم، اولین سؤال این است که آیا اصلاً توان مدیریت این ریسک را داریم یا نه. منظور از مدیریت ریسک این است که بتوانیم یکی از استراتژی‌های مدیریت ریسک را اجرا کنیم. یا ریسک را منتقل کنیم، یا حذفش کنیم، یا شدت و احتمال وقوعش را کاهش دهیم، و یا در نهایت آن را بپذیریم و آمادگی مواجهه با عواقبش را داشته باشیم.

اگر سازمان یا تیم شما نتواند هیچ‌کدام از این چهار استراتژی را اجرا کند، اساساً نباید آن ریسک را بپذیرد. ریسک‌پذیر بودن به معنای بی‌فکر بودن نیست. بعضی‌ها فکر می‌کنند اگر فردی ریسک‌پذیر است، یعنی بدون ملاحظه هر خطری را قبول می‌کند، در حالی که این‌طور نیست. شما زمانی می‌توانید ریسک را بپذیرید که اگر آن ریسک واقعاً اتفاق افتاد، توان مدیریت بحران را داشته باشید؛ در غیر این صورت هم به خودتان و هم به کارفرما ظلم می‌کنید.

بعد از این مرحله، سؤال بعدی این است که اصلاً چرا باید ریسک را بپذیریم؟ پاسخ این است که معمولاً ریسک در ازای یک «Reward» یا پاداش پذیرفته می‌شود. یعنی شما می‌گویید در میان همه پیمانکارها یا شرکت‌ها، این من هستم که توان مدیریت این ریسک را دارم، پس طبیعتاً باید مزیت و پاداش بیشتری هم

که در صورت وقوع یک ریسک چه واکنشی نشان می‌دهید، آن وقت می‌توانید با اطمینان بیشتری تصمیم بگیرید و ریسک کنید.

? برای نسل جوانی که تازه وارد صنعت نفت و انرژی می‌شوند اگر فقط سه توصیه طلایی داشته باشید آن‌ها چه خواهند بود؟ توصیه‌هایی که خودتان در طول این سال‌ها با تجربه به دست آورده‌اید.

واقعاً سؤال مهمی است و پیش آمده که با دوستان در موردش صحبت کنیم که اگر بخواهیم به یک گروه از جوان‌ها فقط چند توصیه بکنیم، آن توصیه‌ها چه خواهند بود. طبیعتاً می‌شود لیست بلندی از توصیه‌ها داشت، اما اگر بخواهم آن را کوتاه و اصطلاحاً shortlist کنم، فکر می‌کنم سه نکته اصلی و طلایی برای من از همه مهم‌تر است. **اولین نکته، هدفمند بودن و متمرکز بودن است.** به نظر من این خیلی مهم است که آدم برای خودش هدف داشته باشد. یادم هست مطالعه‌ای، فکر می‌کنم از دانشگاه هاروارد، انجام شده بود که در آن فارغ‌التحصیل‌ها را بررسی کرده بودند؛ اینکه چه کسانی در دوران تحصیل برای خودشان هدف‌گذاری کرده بودند و چه کسانی نه. نتیجه‌اش خیلی جالب بود. کسانی که هدف‌گذاری کرده بودند، از نظر درآمدی به‌طور متوسط سه برابر کسانی بودند که هیچ هدف مشخصی نداشتند. اما نکته مهم‌تر این بود که آن‌هایی که اهدافشان را می‌نوشتند و ثبت می‌کردند، ده برابر بیشتر از کسانی که هدف‌گذاری می‌کردند ولی نمی‌نوشتند و سی برابر بیشتر از کسانی که هدف‌گذاری نمی‌کردند در آمد داشتند. من خودم این کار را انجام داده‌ام. مثلاً حدود پانزده سال پیش برای خودم نوشته بودم که پنج سال

خودم می‌پرسم اگر این اتفاق افتاد، آیا کسب‌وکار کاملاً از بین می‌رود یا نه؟ اگر قرار باشد زنده بماند، چطور می‌تواند ادامه بدهد؟

اگر برای آن تاریک‌ترین وضعیت راهکاری پیدا کنم، معمولاً با اعتمادبه‌نفس جلو می‌روم. این در واقع سبک شخصی من در تصمیم‌گیری است. اما اگر ببینم برای آن وضعیت بحرانی هیچ راه‌حل مشخصی وجود ندارد، آن وقت خیلی محتاط‌تر عمل می‌کنم و اصطلاحاً دست به عصا می‌شوم. در آن شرایط سعی می‌کنم عواملی را شناسایی کنم که ممکن است ما را به آن نقطه بحرانی برسانند؛ همان چیزی که در مدیریت ریسک به آن «Trigger» یا نشانه‌ها هشداردهنده می‌گوییم. یعنی علامت‌هایی که به شما نشان می‌دهند دارید به سمت آن وضعیت خطرناک حرکت می‌کنید.

مثالی که در ذهنم هست، اتاق کنترل یک پالایشگاه یا پلنت صنعتی است. شما مدام پارامترها را روی مانیتورها کنترل می‌کنید. مثلاً اگر فشار در یک بخش از حد مشخصی بالاتر برود، می‌دانید که اگر همان لحظه سیستم را متوقف نکنید، ممکن است کل مجموعه دچار بحران شود. بنابراین از قبل برای خودتان حد مشخص تعریف می‌کنید و می‌گویید اگر فشار یا دما از این عدد عبور کرد، باید فوراً کار متوقف شود.

سبک من هم تقریباً همین است. اول برای بدترین وضعیت ممکن فکر می‌کنم. اگر برای آن وضعیت راه‌حل داشته باشم، با اطمینان جلو می‌روم و از قبل هم سناریوهای مختلف و پاسخ‌های احتمالی را آماده می‌کنم. **به نظر من مهم‌ترین بخش مدیریت ریسک، فقط شناخت ریسک نیست؛ مهم‌تر از آن، برنامه‌ریزی برای پاسخ به ریسک است.** اگر از قبل فکر کرده باشید

نداشته باشد، احتمال موفق شدنش خیلی کم می‌شود. اگر بخواهم همه این حرف‌ها را در سه نکته خلاصه کنم، می‌گویم: هدفمند و متمرکز باشید، چندبعدی رشد کنید و مراقب سلامت جسم و روانتان باشید.



? از میان همه پروژه‌ها داستان موفقیتی دارید که با وجود دشواری‌ها و موانع بسیار در نهایت به نتیجه رسید و برایتان لحظه‌ای شیرین رقم زد؟ آن لحظه را چگونه به خاطر دارید؟

یک چیزی را به شما بگویم که برای خود من همیشه خیلی مهم و جالب بوده است. هر وقت به مسیر این سال‌ها فکر می‌کنم، همیشه با یک تناقض روبه‌رو می‌شوم؛ تناقضی بین رشد بیرونی و حسی که در درون آدم وجود دارد. از بیرون اگر نگاه کنید، مسیر همیشه رو به رشد بوده و حرکت رو به جلو داشته، اما در درون، آدم خیلی وقت‌ها احساس می‌کند هنوز آن قدر که باید کافی نبوده، موفق نبوده یا به آن چیزی که می‌خواسته نرسیده است.

برای اینکه تصویر واضح‌تری بدهم، اولین دفتری که ما داشتیم یک اتاق بسیار کوچک، حدود سه متر مربع بود؛ اتاقی که

بعد، ده سال بعد یا حتی سی سال بعد دوست دارم کجا باشم و چه کارهایی انجام بدهم. حالا ممکن است این اهداف در مسیر تغییر کند و خیلی چیزها عوض شود، اما همین که آدم اهدافش را می‌نویسد و درباره‌شان فکر می‌کند، باعث می‌شود در مسیرش خیلی منظم‌تر و متمرکزتر حرکت کند.

فقط هم نباید هدف‌ها خیلی دور و بزرگ تعریف شوند. ممکن است رویای آدم این باشد که مثلاً به جایگاهی مثل ایلان ماسک برسد، اما مهم این است که آن را به هدف‌های کوچک‌تر تقسیم کند؛ اینکه یک سال دیگر کجاست، یک ماه دیگر کجاست یا حتی آخر همین هفته چه کاری باید انجام بدهد. به نظر من تمرکز روی همین هدف‌های کوچک و لذت بردن از رسیدن به آن‌هاست که در نهایت آدم را به هدف‌های بزرگ‌تر می‌رساند. دومین توصیه‌ای که دارم این است که توسعه فردی‌تان چندبعدی باشد. فقط روی یک موضوع تمرکز نکنید. به ادبیات، موسیقی، فیلم، ورزش و جنبه‌های دیگر زندگی هم توجه کنید. به نظر من دنیای امروز، دنیای آدم‌های تک‌بعدی نیست و آدم‌ها باید چندبعدی رشد کنند. اگر بخواهم به بیست‌وپنج سال قبل برگردم، احتمالاً از اوقات فراغتم خیلی بهتر استفاده می‌کردم؛ نه فقط برای درس خواندن، بلکه برای توسعه خودم در زمینه‌های دیگر و حتی برای بیشتر لذت بردن از زندگی و سومین نکته، توجه به سلامتی است؛ هم سلامت جسم و هم سلامت روح و روان. به نظر من هیچ‌کس بدون توجه به این موضوع نمی‌تواند موفق شود. ورزش کردن، مراقبت از جسم و محافظت از روح و روان، بخش مهمی از مسیر موفقیت است، اگر آدم سلامت جسمی یا روحی

و بیشتر حس رضایت و افتخار باقی می‌ماند.

البته اگر بخواهم کاملاً صادق باشم، شرایط کلی کشور و صنعت هم روی موفقیت پروژه‌ها تأثیر زیادی می‌گذارد. خیلی وقت‌ها پیش می‌آید که یک تیم واقعاً شبانه‌روزی تلاش می‌کند، اما عوامل بیرونی اجازه نمی‌دهند نتیجه‌ای که باید، حاصل شود؛ مثلاً پروژه ناگهان متوقف می‌شود، یا کارفرما تغییر می‌کند، یا پروژه انجام می‌شود اما پرداخت‌ها صورت نمی‌پذیرد. همه این‌ها واقعاً روی روحیه تیم و روند موفقیت پروژه‌ها اثر می‌گذارد.

اما فکر می‌کنم چیزی که ما در این سال‌ها یاد گرفته‌ایم، این بوده که حتی در چنین شرایطی هم امیدمان را حفظ کنیم و همچنان به حرکت رو به جلو ادامه بدهیم.



چه چیزی در صنعت انرژی ایران باعث میشود هر روز با انگیزه از خواب بیدار شوید و با اشتیاق به سراغ کار بروید؟ آن نیروی درونی که پس از سال‌ها هنوز شما را همراه این مسیر نگه داشته چیست؟

واقعاً اگر بخواهم صادقانه جواب بدهم، و امیدوارم کلیشه‌ای به نظر نرسد، چیزی که برای من هنوز هیجان‌انگیز است، کار کردن با جوان‌هایی مثل شماست. این را کاملاً جدی می‌گویم. من با وجود اینکه سال‌هاست ازدواج کردم ولی هیچ وقت به فکر این نبودم که فرزندی داشته باشم برای اینکه احساس می‌کنم آدم‌هایی که با آن‌ها کار می‌کنم، انگار همان خانواده‌ای هستند که همیشه دوست داشتم داشته باشم. هر وقت می‌بینم جوان‌ترهایی که وارد سیستم می‌شوند رشد می‌کنند، حرکت می‌کنند و مسیر خودشان را پیدا می‌کنند، برای من حس خیلی خاصی دارد.

فقط دو میز در آن جا می‌شد. اما امروز که با شما صحبت می‌کنم، شرکت ما یک ساختمان شش طبقه دارد و حدود ۶۰ نفر در سازمان مشغول کار هستند و احتمالاً با پروژه‌های جدید این تعداد در سال آینده به حدود ۱۲۰ نفر خواهد رسید.

وقتی این دو نقطه را کنار هم می‌گذارید، می‌بینید که مسیر همیشه رو به رشد بوده است، اما در تمام این حدود دوازده سال، همیشه احساس می‌کردیم هنوز به آن هدف نهایی که در ذهن داشتیم نرسیده‌ایم. فکر می‌کنم این نکته خیلی

مهمی است؛ اینکه آدم ممکن است هیچ وقت احساس رضایت کامل نداشته باشد، چون همیشه قله‌ای در ذهنش وجود دارد که هنوز به آن نرسیده است.

اما در این مسیر، لحظه‌هایی هم بوده که واقعاً احساس کردیم به چیزی که گفته بودیم، رسیده‌ایم و به آن افتخار کرده‌ایم. مثلاً سال گذشته، در یکی از پروژه‌ها به کارفرما قول داده بودیم که تا تاریخ مشخصی تعداد معینی مدرک و خروجی تحویل بدهیم. انجام این کار نیاز داشت که حدود ۱۰۰ نفر از بچه‌های تیم با انرژی بسیار بالا و حتی در روزهای آخر هفته کار کنند. واقعاً روزهای سختی بود. اما وقتی به ددلاین رسیدیم، نه تنها به تعهدمان عمل کرده بودیم، بلکه تقریباً یک‌و نیم تا دو برابر چیزی که قول داده بودیم تحویل داده بودیم. آن لحظه واقعاً حس خیلی خوبی داشت. حس اینکه گفتیم می‌توانیم و واقعاً انجامش دادیم.

این لحظه‌ها معمولاً وقتی اتفاق می‌افتد که تیم دور هم جمع می‌شود و می‌بینیم کاری که شاید در ابتدا خیلی سخت و حتی دور از دسترس به نظر می‌رسید، با تلاش جمعی انجام شده است. آنجا دیگر خستگی‌ها از ذهن آدم پاک می‌شود

از نبودنشان هم اثری از آن‌ها باقی بماند و به یاد آورده شوند.

بعضی‌ها این ماندگاری را از طریق هنر، نوشتن کتاب یا حتی تشکیل خانواده دنبال می‌کنند. برای من هم بخشی از این حس، در ساختن یک کسب‌وکار معنا پیدا می‌کند. اینکه بعداً وقتی به عقب نگاه می‌کنیم، احساس کنیم کاری انجام داده‌ایم که ماندگار شده و اثری از خودش باقی گذاشته است.

در این مسیر، یکی از افرادی که خودم همیشه به او به چشم یک الگو نگاه کرده‌ام، مرحوم جهان فولادی است؛ از بنیان‌گذاران شرکت نارگان که شرکت مادر مجموعه ما محسوب می‌شود. ایشان سال‌هاست که از دنیا رفته‌اند، اما هنوز همه از ایشان و میراثی که به جا گذاشته‌اند یاد می‌کنند. به نظر من، این ماندگاری، ارزش بسیار بزرگی دارد.

اتفاقاً یکی از برنامه‌هایی که خودم دارم این است که درباره زندگی و مسیر حرفه‌ای ایشان بیشتر جمع‌آوری و مستندسازی شود، چون فکر می‌کنم از الگوهای بسیار ارزشمند صنعت ما هستند و نسل جوان می‌تواند چیزهای زیادی از مسیرشان یاد بگیرد.

؟ و در پایان اگر بخواهید یک پیام کوتاه
اما تاثیر گذار به مخاطبان ژئو انرژی اعم از دانشجویان و مهندسان و مدیران بدهید
آن پیام چیست؟ پیامی که دوست دارید یادگار این گفت و گو باشد.

راستش خیلی سخت است آدم بخواهد حرفی بزند که احساس کند واقعاً آن‌قدر معنا و ارزش دارد که در ذهن مخاطب بماند. اما اگر بخواهم یک پیام به مخاطبان ژئو انرژی، مخصوصاً نسل جوان، بدهم،

چند سال پیش روی مفهومی کار می‌کردم که اسمش را «کارآفرینی معناگرایانه» یا «کارآفرینی معنوی» گذاشته بودم. منظور از این مفهوم این نیست که اصول علمی مدیریت یا قواعد کسب‌وکار را کنار بگذاریم. طبیعتاً هر کسب‌وکاری باید سودآور باشد، تولید کند، درآمد داشته باشد و بتواند رشد کند. این‌ها مبانی اصلی کسب‌وکار هستند. اما در کنار همه این‌ها، به نظر من می‌شود مفاهیم معناگرایانه را هم وارد فضای کار کرد؛



اینکه کسب‌وکار فقط محل درآمد نباشد، بلکه جایی باشد که آدم‌ها در آن احساس امنیت، رشد و کیفیت بهتر زندگی پیدا کنند.

برای من خیلی ارزشمند است وقتی می‌بینم کاری که انجام می‌دهیم باعث می‌شود عده‌ای زندگی بهتری داشته باشند یا فرصت رشد پیدا کنند. این بخش ماجرا برای من واقعاً مهم است.

دلیل دوم هم «به خود واقعیت بخشیدن» یا Self-Actualization هست. اینکه آدم احساس کند کاری انجام داده که ماندگار می‌شود. واقعیت این است که همه آدم‌ها به نوعی یک «پروژه ابدیت» دارند؛ یعنی تلاشی برای اینکه بعد

انگیزه آن‌ها را برای ساختن آینده از بین ببرد. این کشور به نسلی نیاز دارد که با انگیزه بماند، برای حق خودش تلاش کند و بخواهد در ساختن آینده ایران نقش داشته باشد.

و آخرین نکته‌ای که دوست دارم بگویم، درباره تعهد است. امیدوارم دوباره یادمان بیاید معمارهای قدیمی ایرانی وقتی بنایی می‌ساختند، با چه وسواس و دقتی کار می‌کردند؛ چون باور داشتند آن بنا قرار است صدها سال باقی بماند. فکر می‌کنم ما هم باید همین نگاه را در کار و پروژه‌هایمان داشته باشیم. وقتی روی یک پروژه کار می‌کنیم، انگار باید آن را برای ماندگاری بسازیم، نه فقط برای امروز. امیدوارم نسل شما نسلی باشد که هم به توانایی خودش ایمان داشته باشد، هم برای رسیدن به هدف‌هایش تلاش کند و هم با تعهد، برای ماندگار کردن ایران و ایرانی تلاش کند.

رضا باذوق شیراز
دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت
کیمیا مهدیان
دانشجوی کارشناسی ارشد حفاری
صبا شاکر
دانشجوی دکتری مهندسی نفت

اولین چیزی که می‌گویم این است که خیلی زیاد به خودتان به عنوان یک جوان ایرانی افتخار کنید. من با ملیت‌های مختلف کار کرده‌ام و از نزدیک با آدم‌های زیادی در فضای بین‌المللی در ارتباط بوده‌ام و با اطمینان می‌گویم که ما جزو مستعدترین جوان‌ها و مهندسان دنیا هستیم.

متأسفانه بعضی وقت‌ها ضعف مدیریتی برخی از نسل‌های قبل، به اشتباه به توانایی فنی و مهندسی جوان‌های ایرانی ربط داده می‌شود، در حالی که واقعاً این‌طور نیست. من با اطمینان می‌گویم که استعداد، توانایی و ظرفیت بسیار بالایی در جوان‌های ایرانی وجود دارد.

اما نکته دوم این است که استعداد به تنهایی کافی نیست. پتانسیل یعنی یک توانایی بالقوه و این توانایی زمانی ارزشمند می‌شود که برای بالفعل شدنش تلاش کنیم. بنابراین اول باید باور داشته باشید که توانمند هستید و بعد برای تبدیل این توانایی به نتیجه واقعی، خیلی زیاد تلاش کنید.

خواهش من از نسل جوان این است که دلسرد نشوند. اجازه ندهند ضعف‌ها، ناامیدی‌ها یا اشتباهات نسل‌های قبل،



بخش فناوری‌های نوین در مهندسی نفت



به کارگیری هوش مصنوعی برای شناسایی و بهینه سازی پارامترهای حاکم بر صنعت حفاری نفت

چکیده:

بهینه سازی ازدحام ذرات، این پیش بینی ها را به نقاطی تنظیم می کنند که میان سرعت حفاری، ایمنی و عمر مته توازن برقرار می سازند.

نکته مهم آن است که این مدل ها در میدان قابل استفاده هستند. تحلیل جریانی داده، امکان کالیبراسیون پیوسته را با تغییر سنگ چینه فراهم می کند، و سنجش اهمیت ویژگی ها و تحلیل سهم هر ویژگی، تفسیرپذیری نتایج را برای مهندسان حفاری افزایش می دهد. در مجموع، مدل های هوشمند فراتر از تحلیل داده های پیچیده حفاری عمل می کنند. از تصمیم گیری برخط پشتیبانی می کنند، یادگیری میان میدان ها را شتاب می دهند و مسیر عملی حفاری ایمن تر، سریع تر و اقتصادی تر را، پیش روی صنعت می گذارند.

مقدمه و بحث:

به کارگیری هوش مصنوعی در صنعت نفت به ویژه در حفاری، به ضرورتی انکارناپذیر بدل شده است و کاربردهای آن طیف گسترده ای از چالش ها و جریان های کاری را دربر می گیرد. در این نوشتار علمی، بر چند موضوع عملی و پربازده که مورد توجه پژوهشگران بوده اند، تمرکز می کنیم و نشان می دهیم که چگونه روش های هوشمند، می توانند برای بهبود عملکرد حفاری و تصمیم گیری عملیاتی به صورت قابل سنجش به کار گرفته، اعتبارسنجی و در میدان مستقر شوند.

۱) نرخ نفوذ مته حفاری:

مدل های پیش بینی نرخ نفوذ مته توسط علوی و همکاران بر پایه چهارده پارامتر عملیاتی توسعه یافته اند:

عملیات حفاری که یکی از مراحل راهبردی در اکتشاف و توسعه مخازن نفت و گاز است. همواره با چالش هایی مانند هزینه های بالا، پیچیدگی عملیاتی و ریسک های ایمنی روبه رو بوده است. پیشرفت های اخیر در هوش مصنوعی، امکان به کارگیری الگوریتم های یادگیری ماشین و بهینه سازی چندهدفه را برای ارتقای بهره وری، کاهش هزینه ها و بهبود ایمنی در صنعت حفاری فراهم کرده است. این مقاله نشان می دهد که چگونه مدل های داده محور، می توانند شاخص های کلیدی مانند نرخ نفوذ مته حفاری، انرژی مکانیکی ویژه و ارتعاشات خطرناک رشته حفاری را پیش بینی و بهینه سازی کنند. مدل های یادگیری نظارت شده که بر داده های تاریخیچه تولیدی چاه - از جمله وزن روی مته، دور مته حفاری، فشار پمپ و دبی جریان - آموزش دیده اند، قادرند نرخ نفوذ و انرژی مکانیکی ویژه را با دقت بالا پیش بینی کنند. در حالی که روش های دسته بندی یا تشخیص ناهنجاری، می توانند رخدادهایی مانند پدیده چسبش-لغزش، چرخش نامتعادل رشته حفاری را پیش از تشدید شناسایی کنند. رویکردها و روش های ترکیبی با ادغام درخت های تصمیم، روش های تقویت گرادیانی و شبکه های عصبی نشان داده اند که به طور میانگین بیش از ۳۰٪ افزایش در نرخ نفوذ ایجاد می کنند، پارامترهای عملیاتی را پایدارتر می سازند و دقت تشخیص خطا را بهبود می دهند. لایه های بهینه سازی با بهره گیری از الگوریتم های ژنتیکی و روش

متغیرهای عملیاتی را شناسایی می‌کند. برای پیش‌بینی نرخ نفوذ از هفده ویژگی ورودی - از جمله گشتاور و فشار لوله قائم پمپ - دو مدل از خانواده روش‌های درخت تصمیم به کار گرفته شد: یکی بر پایه درخت‌های افزوده و دیگری مبتنی بر تقویت گرادیانی. دقت مدل‌ها با ضرایب همبستگی ارزیابی گردید و با توجه به عملکرد برتر، مدل درخت‌های افزوده به‌عنوان گزینه نهایی برگزیده شد.

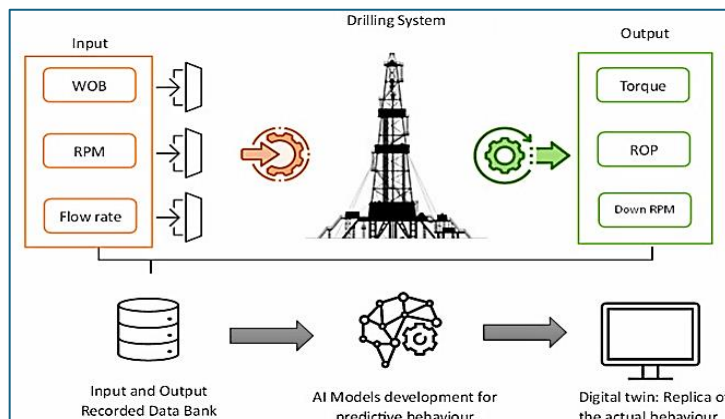
به‌منظور تنظیم بهینه پارامترهای کلیدی شامل وزن روی مته، دور بر دقیقه مته، فشار پمپ سطحی و دبی جریان، از سه روش بهینه‌سازی شامل بهینه‌سازی ازدحام ذرات، الگوریتم ژنتیکی و الگوریتم آتش‌بازی استفاده شد.

از کل داده‌های استخراج‌شده از شش چاه، ۷۵٪ برای آموزش مدل‌ها و ۲۵٪ برای آزمون اختصاص یافت. میانگین بهبود حاصل از بهینه‌سازی به‌ترتیب برای الگوریتم ژنتیکی ۳۰.۶۶٪، برای بهینه‌سازی ازدحام ذرات ۲۲.۳۳٪ و برای الگوریتم آتش‌بازی ۱۴.۵٪ گزارش شد.

ساختار پیش‌بینی نرخ نفوذ مته حفاری بر پایه‌ی داده‌های میدانی و یادگیری ماشینی (بوکرده‌ره، یوسفی و همکاران، ۲۰۲۳):

عمق قائم حقیقی، وزن روی مته، چگالی مؤثر گردش سیال، دور حفاری بر دقیقه، دبی جریان، فشار ستون لوله، قطر مته، مجموع دور چرخش، ضریب نمایی، نمودار گامای چاه‌نگاری، نمودار چگالی، نمودار نوטרونی، نمودار قطر سنج و همچنین توزیع گسسته سنگ‌چینه/سنگ‌شناسی.

آموزش و اعتبارسنجی مدل با استفاده از داده‌های گردآوری‌شده از سه چاه توسعه‌ای انجام شد. با نمونه‌برداری تصادفی، ۸۵ درصد داده‌ها برای آموزش و یادگیری مدل و ۱۵ درصد برای آزمون دقت اختصاص یافت. نتایج نشان داد که روش‌های جنگل تصادفی، تقویت گرادیانی و تقویت درختی توانسته‌اند پیش‌بینی‌های کم‌خطا از نرخ نفوذ مته حفاری بر حسب عمق ارائه دهند. مدل‌هایی که با اعتبارسنجی متقاطع و با بهره‌گیری از داده‌های ادغام‌شده سه چاه ساخته شده‌اند، دقت پیش‌بینی بیشتری نسبت به مدل‌های مبتنی بر داده یک چاه به‌دست آوردند. کارنوت و همکاران، رویکردی مبتنی بر یادگیری ماشین برای بهینه‌سازی نرخ نفوذ مته در چاه‌های با پروفایل اس ارائه کردند. با استفاده از داده‌های حفاری از چاه‌های جنوب عراق، روش آنان مؤثرترین



شکل ۱. ساختار پیش‌بینی نرخ نفوذ حفاری از طریق ایجاد دوقلوی (Boukredera, Youcefi و همکاران، ۲۰۲۳).

۲) انرژی مکانیکی ویژه:

انرژی مکانیکی ویژه ابزاری فراگیر برای سنجش کارایی حفاری و حداکثرسازی نرخ نفوذ مته در چاه های نفت و گاز است. با توجه به نبود مدل های درون چاهی کارآمد برای توصیف دقیق حفاری دورانی با موتور جابجایی مثبت، چن و همکاران مدلی تازه برای انرژی مکانیکی ویژه متناسب با حفاری دورانی با موتور جابجایی مثبت پیشنهاد کردند. آنها همچنین روشی اولیه برای بهینه سازی پارامترهای حفاری بر پایه انرژی مکانیکی ویژه در سازندهای سخت تحت شرایط حفاری دورانی با موتور جابجایی مثبت ارائه دادند.

داده های میدانی نشان داده است زمانی که حفاری به شکل کارآمد و بدون مشکل عملیاتی انجام شود، مقدار کمینه انرژی مکانیکی ویژه که با مدل جدید محاسبه می شود، تقریباً با مقاومت فشاری محصور سازند در امتداد چاه برابر است و نیازهای عملیاتی را برآورده می کند. همچنین مشاهده شد که در حفاری دورانی با موتور جابجایی مثبت، نرخ نفوذ مته نسبت به افزایش وزن روی مته حساس است؛ افزایش بیش از حد وزن روی مته نه تنها موجب بهبود نرخ نفوذ نمی شود بلکه اغلب آن را کاهش می دهد. روش پیشنهادی آنها می تواند برای هر سرعت موتور، وزن روی مته بهینه را برآورد کند تا در بازه سازندی مشخص، نرخ نفوذ حداکثری حاصل شود و از حفاری غیرضروری جلوگیری گردد.

یانگ و همکاران ابتدا داده های چاه های مجاور چاه هدف را تحلیل کردند و سپس در فرآیند حفاری واقعی از روش های یادگیری ماشینی استفاده نمودند. روش پیشنهادی آنها برای بهینه سازی پارامترها

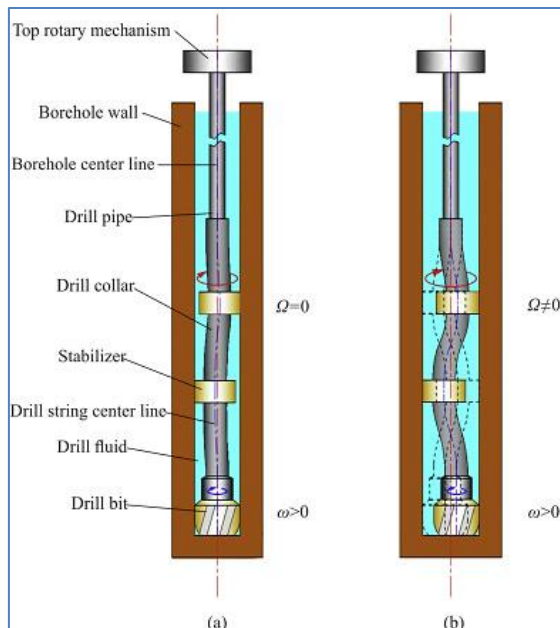
حفاری، مدلی داده محور است که تنها با استفاده از پارامترهای سطحی نیز قابل اجرا است. پارامترهایی مانند وزن روی مته، سرعت چرخش، دبی سیال حفاری، نوع سازند و عمق قائم حقیقی می توانند در طول کل چاه با دقت مطلوب، اهداف مختلف از جمله نرخ نفوذ مته، گشتاور روی مته و انرژی مکانیکی ویژه را پیش بینی کنند. همچنین با افزودن داده های چاه های اطراف، دقت مدل افزایش می یابد.

نتایج نشان داد حدود بیست درصد افزایش در نرخ نفوذ مته، حدود بیست و پنج درصد کاهش در گشتاور روی مته و تقریباً پنجاه و پنج درصد کاهش در انرژی مکانیکی ویژه به دست آمده است. بهینه سازی های انجام شده برای چاه های هدف، قابلیت اعتماد و کاربرد عملی این روش را تایید می کند و نشان می دهد که می توان آن را به سادگی به مناطق دیگر گسترش داد.



۳) ارتعاشات رشته حفاری:

ارتعاش و ضربه، پدیده های دینامیکی اجتناب ناپذیر در حفاری هستند. این رخدادها در شرایطی مانند به کارگیری مته ها در سازندهای با حفاری پذیری ضعیف، استفاده از رشته های بلند در چاه های دریایی، ارتعاشات ناشی از گردابه به دلیل هندسه باریک سکوها دریایی، بی ثباتی دیواره چاه هنگام حفاری، در سازندهای



شکل ۲. ارتعاشات رشته حفاری
(Zhang, Li و همکاران، ۲۰۲۰)

با توجه به نکاتی که در پژوهش‌های پیشین در مورد این موضوع مطرح شده است، جدول صفحه بعد خلاصه‌ای فشرده و جامع ارائه می‌دهد که می‌تواند بسیار سودمند باشد.

دارای شیل و زغال سنگ و افزایش انحراف مسیر در حفاری جهت دار پدید می‌آیند. شرما و همکاران مروری جامع و عمیق بر راهکارهای کنترل فرایند و روش‌های کاهش ارتعاش ارائه کردند که برای شناسایی، درک، حذف یا کاهش ارتعاشات حفاری به کار می‌روند. یافته‌های آنان نشان داد هرچه تعداد درجه‌های آزادی مدل بیشتر شود، دقت آن بالاتر می‌رود و در حال حاضر مدل‌هایی با ۱۰ درجه آزادی برای کاربرد عملی کافی دانسته می‌شوند. این مطالعه همچنین نشان داد رویه صنعت از راهکارهای کنترل غیرفعال به سمت کنترل فعال در حال تغییر است و در کنترل فعال، پارامترهای حفاری به طور پیوسته به روز می‌شوند تا عملیات در وضعیت بهینه و کارآمد باقی بماند.

رایج‌ترین کنترل‌کننده برای پدیده چسبش لغزش رشته حفاری بر پایه مفهوم ارتعاشات رشته است که نخستین بار در دهه ۱۹۸۰ مطرح شد. با این حال در این مرور حدود ۴۰ کنترل‌کننده شناسایی شد که بیشتر آنها فقط در شرایط آزمایشگاهی آزموده شده‌اند و به دلیل محدودیت‌های عملیاتی در میدان به کار گرفته نشده‌اند. ایشان نتیجه گرفتند که هیچ روش یا تکنیکی به تنهایی برای مهار ارتعاشات پیچشی رشته حفاری کافی نیست. برای طراحی یک راهبرد کنترل پایدار در برابر نوسانات پیچشی، یک رویکرد یکپارچه لازم است که مدل‌های عددی با دقت بالاتر و درجه‌های آزادی بیشتر را در کنار روش‌های یادگیری ماشینی و تحلیل‌های تجربی تلفیق کند.

جدول (۱) مروری کوتاه بر شش کار مهم علمی

مرجع	نویسندگان	موضوع / کار	داده / دامنه	الگوریتم ها / مدل ها	یافته های کلیدی
[1]	علوی و همکاران	پیش بینی نرخ نفوذ مته بر پایه ۱۴ پارامتر عملیاتی در سه چاه توسعه ای	۸۵٪ آموزش / ۱۵٪ آزمون؛ داده چندچاهی؛ بر مبنای عمق	جنگل تصادفی، تقویت گرادیانی، اکس جی بوست؛ همراه با اعتبارسنجی متقاطع	خطای کم در پیش بینی نرخ نفوذ بر حسب عمق؛ مدل های چندچاهی با اعتبارسنجی متقاطع دقیق تر از مدل های تک چاهی
[2]	کارنوت و همکاران	بهینه سازی نرخ نفوذ در چاه های با پروفایل اس در جنوب عراق	۶ چاه؛ ۷۵٪ آموزش / ۲۵٪ آزمون	پیش بینی با درخت های افزوده بسیار و تقویت گرادیانی؛ بهینه سازی با الگوریتم ژنتیکی، بهینه سازی ازدحام ذرات، و الگوریتم آتش بازی	میانگین بهبودها: الگوریتم ژنتیکی ۳۰/۶۶٪، ازدحام ذرات ۲۲/۳۳٪، آتش بازی ۱۴/۵٪؛ انتخاب نهایی مدل درخت های افزوده بسیار
[3]	چن و همکاران	ارائه مدل تازه انرژی مکانیکی ویژه برای حفاری دورانی با موتور جابجایی مثبت	اعتبارسنجی میدانی در سازندهای سخت	مدل تحلیلی انرژی مکانیکی ویژه و روش بهینه سازی پارامترها در مراحل آغازین	کمینه انرژی مکانیکی ویژه تقریباً برابر با مقاومت فشاری محصور سازند؛ نرخ نفوذ به افزایش بیش از حد وزن روی مته حساس است؛ تخمین وزن روی مته بهینه برای هر سرعت موتور
[4]	یانگ و همکاران	بهینه سازی داده محور با تکیه بر پارامترهای سطحی در حین حفاری زنده	چاه های مجاور به علاوه چاه اصلی؛ دقت با افزودن داده چاه های اطراف بیشتر می شود	مدل های یادگیری ماشینی مبتنی بر پارامترهای سطحی برای پیش بینی نرخ نفوذ، گشتاور روی مته و انرژی مکانیکی ویژه	حدود ۲۰٪ افزایش نرخ نفوذ، حدود ۲۵٪ کاهش گشتاور روی مته، و حدود ۵۵٪ کاهش انرژی مکانیکی ویژه؛ امکان تعمیم روال کاری به مناطق دیگر
[5]	جی رکترو بی ماریون	شرایط ایجاد ارتعاش و ضربه در رشته حفاری	مروری مفهومی	—	مته های تهاجمی در سنگ های سخت؛ رشته های بلند در چاه های دریایی؛ ارتعاشات ناشی از گردابه؛ ناپایداری در سازندهای شیل و زغال سنگ؛ انحراف مسیر در حفاری جهت دار
[6]	شرما و همکاران	مرور راهکارهای کنترل و کاهش ارتعاش در حفاری	بررسی حدود ۴۰ کنترل کننده؛ عمدتاً آزمایشگاهی	گذار از کنترل غیرفعال به کنترل فعال؛ مدل های با حدود ۱۰ درجه آزادی؛ تلفیق یادگیری ماشینی با مدل های عددی دقیق	هیچ روش واحدی برای مهار ارتعاش پیشی کافی نیست؛ توصیه به راهبرد یکپارچه و مقاوم با مدل های پرجزئیات تر به همراه یادگیری ماشینی و تحلیل های تجربی

عملی فراهم کرده است و به حفاری سریع تر، ایمن تر و اقتصادی تر می انجامد. به اختصار، فضای حفاری ایران با هزینه های بالا و محدودیت های عملیاتی چالش برانگیز است؛ قیمت بالای چاه های اکتشافی نیاز به بهینه سازی را تشدید می کند؛ هوش مصنوعی توانایی های تازه ای برای تحلیل جریان های پیچیده داده فراهم می آورد و مدل های یادگیری ماشینی این توانایی ها را به بهبودهای عینی در عملکرد از جمله افزایش نرخ نفوذ، کاهش ارتعاش و تشخیص سریع خطا - تبدیل می کنند.

 **امیر محمد جهانی**
دانشجوی کارشناسی ارشد حفاری

 **پریا پورکریمی**
فارغ التحصیل حقوق

منابع

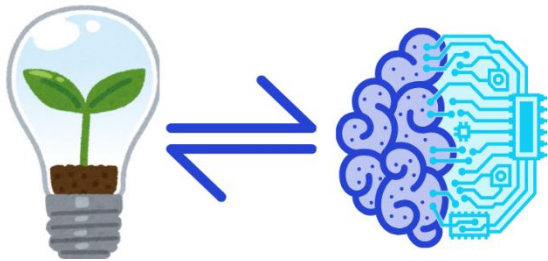
- [1]: Allawi, R.H., et al., Leveraging Boosting Machine Learning for Drilling Rate of Penetration (ROP) Prediction Based on Drilling and Petrophysical Parameters. Artificial Intelligence in Geosciences, 2025: p. 100121.
- [2]: Karnot, M., et al. Maximizing Drilling Efficiency in Deviated Wells Using AI Based ROP Optimization. in International Petroleum Technology Conference. 2025. IPTC.
- [3]: X. Chen, D. Gao, B. Guo and Y. Feng, "Real-time optimization of drilling parameters based on mechanical specific energy for rotating drilling with positive displacement motor in the hard formation," Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016.
- [4]: Z. Yang, Y. Liu, X. Qin, Z. Dou, G. Yang, J. Lv and Y. Hu, "Optimization of Drilling Parameters of Target Wells Based on Machine Learning and Data Analysis," Arabian Journal for Science and Engineering, 2022.
- [5]: J. Rector and B. Marion, "The use of drill-bit energy as a downhole seismic source," Geophysics, 1991.
- [6]: A. Sharma, K. Abid, S. Srivastava, A. F. B. Velasquez and C. Teodoru, "A review of torsional vibration mitigation techniques using active control and machine learning strategies," Petroleum, 2024.

هوش مصنوعی در حفاری دستاوردهای روشن به همراه دارد، اما نتیجه نهایی به کیفیت داده، سازگاری با اصول فیزیکی و کنترل برخط وابسته است. مدل هایی که با داده های متنوع و چندچاهی آموزش می بینند، تعمیم پذیری بهتری دارند و می توانند نرخ نفوذ مته و انرژی مکانیکی ویژه را به طور قابل اعتماد پیش بینی کنند. بیشترین سود زمانی حاصل می شود که این پیش بینی ها به بهینه سازی عملیاتی تبدیل شوند؛ یعنی خروجی مدل به صورت نقطه های تنظیم برای وزن روی مته، دور بر دقیقه، فشار لوله قلم و دبی جریان اعمال گردد، در حالی که عمر مته و محدودیت های عملیاتی نیز حفظ شود. کنترل ارتعاش همچنان محدودکننده اصلی است اما به مدل سازی یکپارچه و بهره گیری از یادگیری ماشینی نیاز دارند.

نتیجه گیری:

هوش مصنوعی به سرعت به ابزاری نیرومند و دگرگون ساز در مهندسی حفاری بدل شده است؛ حوزه ای که در آن پیچیدگی، هزینه و الزامات ایمنی در بالاترین سطح قرار دارد. با بهره گیری از داده های گذشته چاه، مدل های یادگیری ماشینی می توانند نرخ نفوذ مته را افزایش دهند، ارتعاشات زیان آور را مهار کنند و تشخیص خطا را شتاب بخشند؛ در نتیجه زمان های غیرمولد و هزینه های کلی کاهش می یابد. این دستاوردها در ایران، اهمیت مضاعف دارند؛ جایی که عملیات حفاری با فشارهای اقتصادی و عملیاتی شدید روبه رو است و هزینه چاه های اکتشافی بسیار بالا است، بنابراین بهینه سازی، ارزشی راهبردی پیدا می کند. پیشرفت های اخیر امکان تصمیم گیری هوشمند و داده محور را در دکل به شکلی

از چاه تا چت: هوش مصنوعی چگونه آینده صنعت نفت بازتعریف می‌کند؟



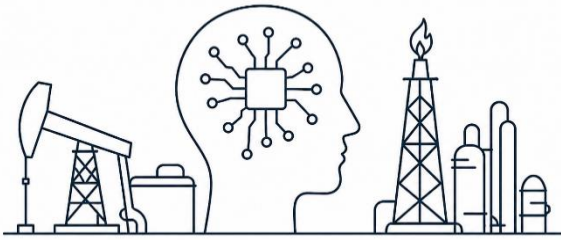
رابطه هوش مصنوعی و انرژی رابطه‌ای دوطرفه و عمیق است. مدل‌های قدرتمند امروزی برای آموزش، پردازش و اجرا نیازمند حجم عظیمی از انرژی هستند و پیش‌بینی‌ها نشان می‌دهد که مصرف برق مراکز داده در دهه آینده تقریباً دو برابر خواهد شد. این رشد به‌ظاهر فناورانه، پیام مهمی برای صنعت نفت دارد: آینده فناوری بدون انرژی پایدار قابل تحقق نیست و آینده انرژی بدون ابزارهای هوشمند قابل مدیریت نخواهد بود. درست در همین نقطه است که صنعت نفت از یک بازیگر سنتی به یک بازیگر فناورانه تبدیل می‌شود و مرز میان میدان نفتی و مرکز پردازش داده کمتر از هر زمان دیگری می‌شود.

نسل جدید هوش مصنوعی با آنچه جهان تا پیش‌ازاین دیده تفاوت بنیادی دارد. این مدل‌ها دیگر صرفاً در جستجوی الگو نیستند، بلکه توانایی استدلال دارند؛ می‌توانند شرایط را مانند یک مهندس باتجربه تحلیل کنند، میان گزینه‌های مختلف مصالحه کنند و حتی در شرایط مبهم پیشنهاد عملیاتی ارائه دهند.

این تحول به صنعت نفت چیزی بخشیده که سال‌ها به آن نیاز داشت: سرعت، دقت و تصمیم‌سازی قابل اتکا در لحظاتی که خطا برابر با میلیون‌ها دلار خسارت است.

در دل عملیات پیچیده و پرفشار صنعت نفت، جایی میان صدای پیوسته دکل‌ها و بوی سیال حفاری، تحولی آرام اما بنیادین در حال گسترش است؛ تحولی که دیگر از جنس لوله، فولاد و پمپ نیست، بلکه از جنس الگوریتم‌ها، داده‌ها و توانایی خارق‌العاده‌ای است که امروز به آن «هوش مصنوعی» می‌گوییم. در سال‌هایی نه‌چندان دور، ابزارهای دیجیتالی در صنعت نفت بیشتر نقش پشتیبان داشتند؛ کمک می‌کردند گزارش‌ها مرتب‌تر شوند یا داده‌ها بهتر ذخیره شوند. اما اکنون هوش مصنوعی از پشت صحنه بیرون آمده و وارد قلب عملیات شده است؛ جایی که تصمیم‌های لحظه‌ای سرنوشت یک چاه، یک میدان و حتی یک کشور را تغییر می‌دهد. این دقیقاً همان جایی است که مفهوم «نفت ۲۰۲۵» شکل می‌گیرد؛ دوره‌ای که در آن هوش انسانی و هوش ماشینی کنار هم، و نه در برابر هم، مدل عملیاتی صنعت را دوباره می‌سازند.





این تحول تنها محدود به میدان نیست و تا زنجیره حمل و نقل، برنامه ریزی تولید و حتی تجارت انرژی ادامه پیدا کرده است. امروز مدل‌های هوشمند قادرند شرایط بازار، تقاضای جهانی، وضعیت آب و هوا، محدودیت‌های لجستیکی و ظرفیت مخازن را یکجا تحلیل کرده و بهترین مسیر انتقال انرژی را پیشنهاد دهند. این توانایی عملاً صنعت نفت را وارد عصر جدیدی از تصمیم‌گیری الگوریتمی کرده است؛ عصری که در آن شفافیت، پیش‌بینی‌پذیری و سرعت به ابزارهای اصلی رقابت بدل شده‌اند.



برای ایران اما این تحول معنای متفاوتی دارد. صنعت نفت کشور از نظر ظرفیت‌های فنی، تنوع مخازن و حجم عملیات یکی از غنی‌ترین بسترهای جهان برای کاربرد هوش مصنوعی است، اما چالش‌هایی جدی نیز پیش‌رو دارد. مهم‌ترین مانع، فقدان زیرساخت داده‌ای منسجم و قابل اتکا است. داده‌های پراکنده، ناهمگون و غیراستاندارد

اگر تا دیروز تحلیل یک چاه یا یک مخزن بسته به حجم داده‌ها ساعت‌ها و حتی روزها زمان می‌برد، امروز هوش مصنوعی می‌تواند همین کار را در چند ثانیه انجام دهد، آن‌هم با دقتی که گاهی از توان انسان هم فراتر می‌رود.

در عملیات بالادستی، جایی که هر ثانیه ارزش دارد، هوش مصنوعی به یکی از موثرترین ابزارهای تحول تبدیل شده است. در حفاری، الگوریتم‌ها اکنون قادرند رفتار چاه را در لحظه تحلیل کرده و تنظیمات مناسب برای سرعت حفاری، گشتاور یا وزن روی مته را پیشنهاد دهند. این سیستم‌ها با اتصال به حسگرها و تصاویر زنده، اطلاعات را در زمینه واقعی‌شان تفسیر می‌کنند و به جای هشدار صرف، پیشنهادهای کاملاً مهندسی ارائه می‌دهند. نتیجه نه فقط کاهش زمان‌های توقف و جلوگیری از خرابکاری‌های پرخطر است، بلکه شکل‌گیری نوعی «مهندسی خودکار» است که عملیات را از سطح نظارت انسانی به سطح تصمیم‌سازی هوشمند ارتقا می‌دهد. در مدیریت تجهیزات و تأسیسات نیز هوش مصنوعی نقشی تعیین‌کننده پیدا کرده است. بسیاری از شرکت‌های بزرگ نفتی گزارش داده‌اند که استفاده از پایش هوشمند و نگهداشت پیش‌بینانه توانسته میزان خرابی تجهیزات را به شکل چشمگیری کاهش دهد. این موفقیت تنها حاصل تحلیل داده‌ها نیست، بلکه نتیجه ترکیب درک بصری، سیگنال‌های لرزشی، فشار، دما و داده‌های تاریخی است که در کنار هم تصویری کامل از وضعیت تجهیز ارائه می‌دهد؛ تصویری که با اتکا به آن می‌توان پیش از وقوع خرابی، اقدام اصلاحی انجام داد و از توقف عملیات جلوگیری کرد.

تبدیل می‌شوند.



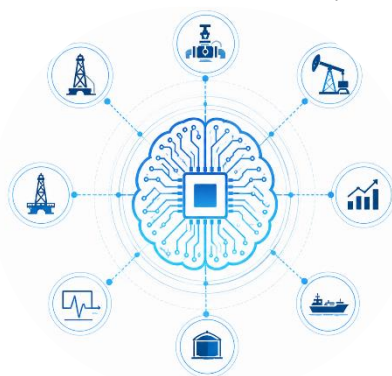
آنچه امروز در جهان صنعت نفت دیده می‌شود، تنها آغاز یک تحول فنی نیست، بلکه تغییر در ذهنیت و روش اداره صنعت است. هوش مصنوعی به جای آنکه ابزاری جانبی باشد، در حال تبدیل شدن به ستون اصلی تصمیم‌گیری و طراحی عملیات است؛ ستونی که می‌تواند از مدیریت چاه‌ها تا مدیریت بازار را متحول کند. آینده صنعت نفت در جایی میان چاه و پت شکل می‌گیرد؛ جایی که سخت‌ترین عملیات فیزیکی با هوشمندترین مدل‌های دیجیتال دست به دست هم می‌دهند تا صنعت نفت را برای یک دوره جدید آماده کنند. کسانی که امروز این همگرایی را جدی بگیرند، همان‌هایی خواهند بود که فردا استانداردهای جدید صنعت انرژی را تعیین می‌کنند.

کیمیا مهدی‌یان
دانشجوی کارشناسی‌ارشد مخزن

صبا قاطع،
دانشجوی کارشناسی‌ارشد بهره‌برداری

ایلدرم محرمی
دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت

مانع اصلی ورود مدل‌های هوشمند به قلب عملیات‌اند و تا زمانی که این مانع برطرف نشود، نمی‌توان انتظار داشت هوش مصنوعی نقشی تغییرآفرین در صنعت ایفا کند. از سوی دیگر، کمبود نیروی انسانی متخصص در حوزه‌های تلفیقی-جایی میان مهندسی نفت و علوم داده-باعث شده است توسعه پروژه‌های هوش مصنوعی کمتر از ظرفیت واقعی صنعت پیش برود. فرهنگ سازمانی محافظه‌کار و مقاومت طبیعی در برابر تغییر نیز یکی از عوامل کندکننده مسیر تحول است.



با وجود این چالش‌ها، صنعت نفت ایران در نقطه‌ای ایستاده است که می‌تواند مسیر آینده خود را به شکلی متفاوت از گذشته بسازد. اگر زیرساخت داده‌ای تقویت شود، نظام آموزش مهارت‌های دیجیتال به‌روز گردد و امکان اجرای پروژه‌های پایلوت هوش مصنوعی فراهم شود، ایران می‌تواند از فرصت‌های گسترده‌ای که پیش‌روی صنعت جهانی نفت قرار دارد بهره‌مند شود. چنین مسیری نه تنها به کاهش هزینه‌ها و افزایش بهره‌وری می‌انجامد، بلکه زمینه ایجاد نوآوری‌های فناورانه و حتی مدل‌های جدید درآمدی را فراهم می‌کند؛ مدل‌هایی که در آن داده، تحلیل و هوش مصنوعی به دارایی‌های اصلی سازمان

منابع:

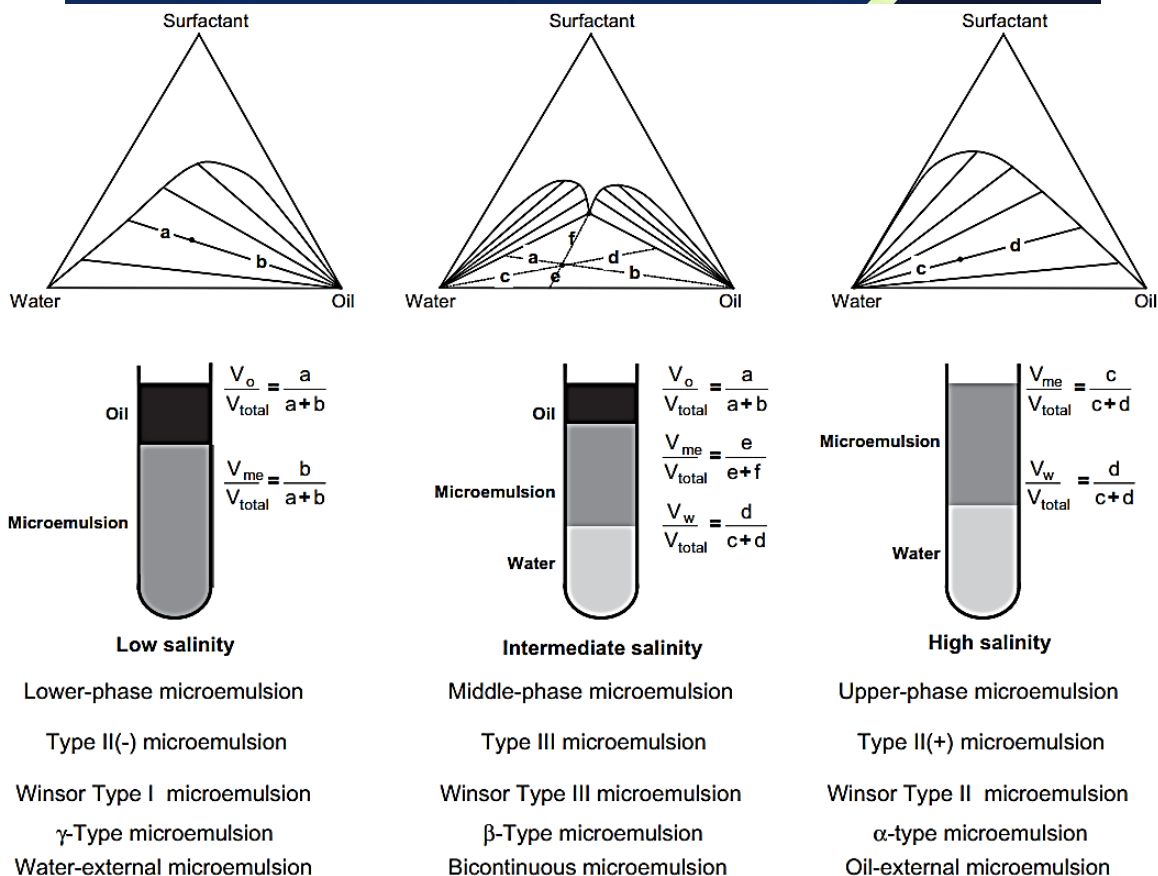
1. Austin, Z., McLemore, N., Hardin, K., & Mittal, A. (2025, October 29). 2026 oil and gas industry outlook. Deloitte Insights.
2. BP. (2025). BP energy outlook 2025.
3. Alcala, P., Serra, J., Haddad, N., & Inglesby, T. (2025). How AI will reshape the frontlines of upstream oil & gas. OliverWyman & Quantree.
4. Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2025). World oil outlook 2050.
5. International Energy Agency. (2024). Energy & AI: Analysis Report on Artificial Intelligence and the Future of the Energy Sector.
6. Boston Consulting Group. (2024). AI-First: How Artificial Intelligence Will Reshape the Future of the Oil & Gas Industry.
7. Toghraee, S. M. J., Nilforoushan, H., & Azari, F. (2024). Assessing And Analyzing the Readiness of the Upstream Oil Industry To Adopt Artificial Intelligence. Journal of Science and Technology Policy, 17(3), 53-66.



بخش مطالعات مخزن و بهینه‌سازی تولید



بررسی و مطالعه رفتار فازی و پایداری سورفکتانت ها در حضور آب با شوری متفاوت تحت شرایط مخزنی



سیستماتیک تأثیر شوری بر رفتار فازی و پایداری سورفکتانتها می‌پردازد و با تلفیق داده‌های تجربی و تحلیلی، راهکارهایی برای بهینه‌سازی فرمولاسیون آن‌ها ارائه می‌دهد. یافته‌ها نشان می‌دهند که شوری می‌تواند موجب وارونگی فاز در امولسیون‌ها شود و پایداری سورفکتانت‌های متداول را در شرایط سخت (دما و شوری بالا) به چالش بکشد.

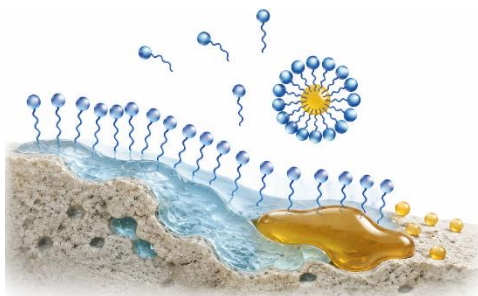


چکیده:

افزایش بازیافت نفت از مخازن بالغ، به‌ویژه در سازندهای پیچیده‌ای مانند مخازن کربناته، یکی از چالش‌های اصلی صنعت نفت است. روش‌های ازدیاد برداشت شیمیایی نفت (EOR) با استفاده از سورفکتانت‌ها، به دلیل توانایی در کاهش شدید کشش بین‌سطحی (IFT) و تغییر ترشوندگی سنگ مخزن، نقش کلیدی در حل این چالش ایفا می‌کنند. با این حال، کارایی و پایداری سورفکتانت‌ها به شدت تحت تأثیر شرایط مخزن، به‌ویژه شوری آب قرار دارد. این پژوهش به بررسی

مقدمه:

سخت مخازن مانند شوری و دمای بالا، سورفکتانت‌های ویژه‌ای توسعه یافته‌اند. سورفکتانت‌های فلوئورینه به دلیل دارا بودن پیوندهای قوی کربن-فلوئور، از پایداری حرارتی و شیمیایی استثنایی برخوردارند و حتی در شوری‌های بسیار بالا نیز کشش بین‌سطحی را به میزان قابل توجهی کاهش می‌دهند. با این حال، نگرانی‌های زیست‌محیطی باتوجه به تجمع‌پذیری نسل قدیم آن‌ها (مانند PFOA و PFOS)، پژوهش‌ها را به سمت توسعه انواعی با زنجیره‌های کوتاه‌تر و قابل تجزیه سوق داده است. در کنار این گروه، سورفکتانت‌های آمفوتر مانند بتائین‌ها از پایداری مناسبی در گستره وسیعی از شوری و دما برخوردارند و ترکیب آن‌ها با سورفکتانت‌های فلوئورینه می‌تواند به دستیابی به کشش‌های بین‌سطحی فوق‌پایین بینجامد. همچنین، سورفکتانت‌های غیریونی طبیعی مانند آلکیل پلی‌گلوکوزیدها (APG) و کوکوامیدها به عنوان گزینه‌هایی با سازگاری زیست‌محیطی بهتر مطرح هستند که می‌توانند در فرمولاسیون‌های ترکیبی برای بهبود عملکرد و پایداری مورد استفاده قرار گیرند.



مهم‌ترین چالش در کاربرد سورفکتانت‌ها، جذب سطحی آن‌ها بر سنگ مخزن است که تا ۹۰ درصد از مواد تزریقی را هدر داده و توجیه اقتصادی

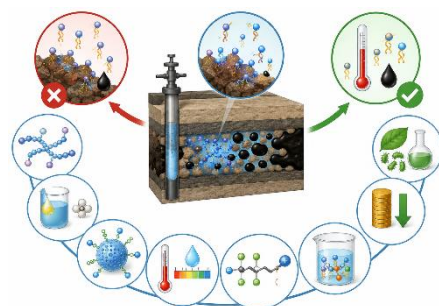
سورفکتانت‌ها با دارا بودن ساختار آمفیفیلک (متشکل از سر آبدوست و دم آبگریز)، با تجمع در فصل مشترک نفت و آب، مکانیسم کلیدی در ازدیاد برداشت نفت (EOR) را ایجاد می‌کنند. عملکرد اصلی آن‌ها کاهش شدید کشش بین‌سطحی تا مقادیر ناچیز، تغییر ترشوندگی سنگ مخزن به سمت آب‌دوستی و تشکیل میکروامولسیون‌های پایدار برای آزادسازی نفت محبوس شده است. این عوامل در کنار یکدیگر، بازیافت نفت را به طور چشمگیری افزایش می‌دهند. این دسته از مواد به چهار گروه اصلی آنیونی، کاتیونی، غیریونی و آمفوتر تقسیم‌بندی می‌شوند که هرکدام با توجه به مزایا و محدودیت‌های خود، برای شرایط خاص مخزن به کار می‌روند.

شوری آب با تأثیر بر رفتار فازی سورفکتانت‌ها، نقش تعیین‌کننده‌ای در پایداری سیستم دارد؛ به طوری که بر اساس سیستم وینزور (Winsor)، افزایش شوری می‌تواند رفتار فازی را از میکروامولسیون روغن در آب (Winsor I) (ادر شوری پایین، به فاز میانی با کمترین کشش بین‌سطحی (Winsor III) در شوری بهینه، و در نهایت به میکروامولسیون آب در روغن (Winsor II) (ادر شوری‌های بالا تغییر دهد. این وارونگی فاز با افزایش ویسکوزیته و افت فشار همراه است. از سوی دیگر، شوری بالا با تأثیر بر حلالیت سورفکتانت‌ها، می‌تواند موجب رسوب سورفکتانت‌های آنیونی (به ویژه در حضور یون‌های کلسیم و منیزیم) شود، در حالی که سورفکتانت‌های غیریونی اگرچه مقاومت بیشتری به شوری دارند، اما در برابر تخریب حرارتی در دماهای بالا آسیب‌پذیرند. برای مقابله با شرایط

تنها کشش بین سطحی را به شدت کاهش دادند، بلکه توانستند ترشوندگی سنگ را به طور مؤثر از حالت نفت تر به سمت آب تر تغییر دهند. این تغییرات با افزایش چشمگیر عدد موینگی (بیش از چهار مرتبه بزرگی) و دستیابی به نرخ بازیافت بسیار بالای ۶۱ تا ۶۷ درصد برای نمونه‌های مختلف نفتی همراه بود. بررسی‌ها نشان داد که عملکرد این روش به ترکیبات نفت خام (مانند رزین و آسفالتین) وابسته است و فرمولاسیون باید براساس آن بهینه شود. اندازه‌گیری‌های کمی (مانند شاخص تغییر ترشوندگی) تأیید کرد که حضور سورفکتانت در مقایسه با آب کم‌شور به تنهایی، نقش تعیین‌کننده‌ای در تغییر ترشوندگی دارد. در نهایت، این پژوهش اثبات کرد که روش تزریق محلول‌های کم‌شور سورفکتانت، به‌عنوان یک راهکار مقرون‌به‌صرفه و کارآمد، پتانسیل بالایی برای آزادسازی نفت محبوس شده در مخازن کربناته پیچیده از طریق ترکیب مکانیسم‌های کلیدی را دارا می‌باشد.

وانگ و جی (۲۰۱۵) مطالعه‌ای را با هدف یافتن یک سیستم سورفکتانت مؤثر برای بازیافت نفت باقیمانده پس از تزریق آب، که در یکی از بزرگترین مخازن کربناته چین به نام "تاهه" انجام شد، ترتیب دادند. چالش اصلی، شرایط بسیار سخت این مخزن شامل دمای بالا و شوری فوق‌العاده زیاد (۲۲۰,۰۰۰ قسمت در میلیون) و نیز ساختار زمین‌شناسی پیچیده شکافدار-حفره‌ای آن بود که بسیاری از سورفکتانت‌های متداول (مانند انواع آنیونی) در آن کارایی خود را از دست می‌دادند. بنابراین، محققان به دنبال فرمولاسیونی بودند که علاوه بر تحمل این شرایط، بتواند نفت محبوس در این

پروژه را با مخاطره مواجه می‌کند. از دیگر چالش‌های اصلی می‌توان به کاهش پایداری حرارتی در دمای بالای ۸۰ درجه سانتی‌گراد و هزینه بالای سورفکتانت‌های ویژه اشاره کرد. این عوامل در کنار یکدیگر، کارایی فرآیند را به شدت تحت تأثیر قرار می‌دهند. راهکارهای نوین متعددی برای غلبه بر این موانع توسعه یافته‌اند. برای کاهش جذب سطحی، از مواد قربانی مانند پلی‌آکریلات، تنظیم شوری آب تزریقی، استفاده از نانوذرات به عنوان حامل و توسعه سورفکتانت‌های هوشمند پاسخگو به محرک‌هایی مانند دما و اسیدیته بهره می‌برند. همچنین، جایگزینی با سورفکتانت‌های پایدار در دمای بالا (مانند انواع فلوئورینه و بتائین) و بهینه‌سازی فرمولاسیون با استفاده از مخلوط سورفکتانت‌ها یا توسعه بیوسورفکتانت‌های مقرون‌به‌صرفه، راهکارهای عملی برای تضمین پایداری و توجیه اقتصادی پروژه‌ها هستند.



مرور تحقیقات گذشته:

در مطالعه‌ای نوآورانه توسط ویس کرمی و همکاران (۲۰۲۰)، تأثیر استفاده از محلول‌های کم‌شور حاوی سورفکتانت بر افزایش بازیافت نفت از مخازن کربناته بررسی شد. نتایج نشان داد که این روش ترکیبی با فعال‌سازی همزمان چندین مکانیسم، کارایی بسیار بالایی دارد. فرمولاسیون‌های بهینه سورفکتانت نه

حسین و همکاران (۲۰۲۲) به بررسی پیشرفت‌های اخیر در سنتز و کاربردهای صنعت نفت برای خانواده‌ای خاص از مواد شیمیایی به نام سورفکتانت‌های فلوئوردار پرداختند. این سورفکتانت‌ها که به "فلوئوروسورفکتانت‌ها" معروف هستند، دارای یک دم هیدروفوبیک منحصربه‌فرد هستند که در آن اتم‌های هیدروژن با اتم‌های فلوئور جایگزین شده‌اند. این ساختار، موجب ایجاد خواص استثنایی از جمله کشش سطحی و بین‌سطحی بسیار پایین، پایداری حرارتی و شیمیایی فوق‌العاده بالا و همچنین طبیعت هم‌زمان آب‌گریز و روغن‌گریز در آن‌ها شده است. به دلیل همین ویژگی‌های برتر، سورفکتانت‌های فلوئوردار گزینه‌ای ایده‌آل برای کاربرد در شرایط سخت مخازن نفتی مانند دمای بالا، شوری فوق‌العاده و pH های متغیر) محسوب می‌شوند. این مطالعه بر پتانسیل بالای آن‌ها در بخش‌های مختلف صنعت نفت از جمله ازدیاد برداشت نفت، به‌ویژه در در مخازن کربناته با ساختار پیچیده شکافی-حفره‌ای، تأکید می‌کرد. توانایی تشکیل کف پایدار در چنین شرایطی، امکان جابجایی کارآمدتر نفت را فراهم می‌سازد. این مطالعه به طور جامع روش‌های سنتز مختلف برای تولید انواع گوناگون فلوئوروسورفکتانت‌ها (کاتیونی، آنیونی، غیریونی و زوئتریونی) را مورد بررسی قرار می‌داد. با این حال، در کنار همه مزایا، این مطالعه به یک چالش بزرگ اشاره می‌کرد: نگرانی‌های زیست محیطی. پیوند کربن-فلوئور بسیار پایدار است و این امر منجر به تجزیه‌ناپذیری این ترکیبات در طبیعت و تبدیل آن‌ها به آلاینده‌های آلی پایدار می‌شود که می‌توانند در اکوسیستم تجمع یابند. در نتیجه، اگرچه سورفکتانت‌های

ساختار پیچیده را آزاد کند. یافته‌های این مطالعه، برخی از مفروضات رایج در زمینه ازدیاد برداشت نفت را به چالش کشید. نتایج آزمایش‌ها نشان داد که اگرچه کاهش کشش بین‌سطحی (IFT) برای دستیابی به بازیافت بالا ضروری است، اما پایین بودن IFT به تنهایی ضامن موفقیت نیست. به طور مشابه، مشخص شد که تغییر ترشوندگی سنگ به حالت آب‌دوست نیز یک عامل قطعی و انحصاری محسوب نمی‌شود؛ به طوری که یک سورفکتانت کاتیونی (OTAC) با وجود تغییر ترشوندگی عالی، بازیافت کمی داشت و برعکس، سیستم بهینه (COM) بدون تغییر دادن ترشوندگی، به بازیافت بالایی دست یافت. این نتایج حاکی از آن بود که مکانیسم‌های پیچیده دیگری beyond این دو پارامتر سنتی در بازیافت نفت نقش دارند. محققان با ترکیب دو سورفکتانت (-6AEC و -7NPC) به یک سیستم بهینه دست یافتند که توانست ۵۰ درصد از نفت باقیمانده را بازیابی کند. موفقیت این سیستم نه تنها به دلیل عملکرد تکتک سورفکتانت‌ها، بلکه به دلیل اثر سینرژیستی (هم‌افزایی) آن‌ها و فعال‌سازی احتمالی مکانیسم‌های چندگانه بود. این پژوهش اثبات کرد که برای مخازن کربناته با شرایط سخت، باید به دنبال طراحی فرمولاسیون‌های هوشمند و ترکیبی از سورفکتانت‌های مقاوم (مانند بتائین‌ها و انواع یونی-غیریونی) بود و تنها با در نظر گرفتن یک مکانیسم واحد نمی‌توان به نتیجه مطلوب دست یافت.

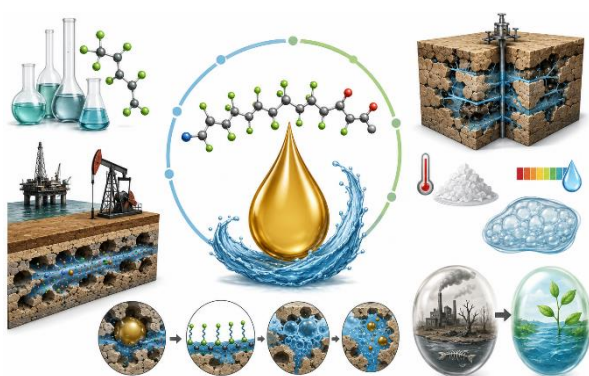


پلی ساکاریدهای مهندسی شده مورد بررسی قرار گرفته‌اند. مکانیسم عمل آن‌ها مبتنی بر تشکیل پیوندهای آبگریز موقتی است که وابسته به تنش برشی هستند و به این ترتیب، خواص رئولوژیکی (جریان‌شناسی) سیال را بهینه می‌سازند. این مواد علاوه بر تأثیر بر ویسکوزیته، می‌توانند بر پارامترهای سطحی حیاتی مانند کشش بین‌سطحی و ترشوندگی سنگ نیز اثر بگذارند. علی‌رغم مزایای نظری، این فناوری با چالش‌های عملی قابل‌توجهی روبرو است. یکی از اصلی‌ترین موانع، دشواری در دستیابی به کشش بین‌سطحی بسیار پایین (کمتر از ۰/۱ mN/m) است که به راحتی توسط سورفکتانت‌های متعارف تأمین می‌شود. علاوه بر این، فرآیندهای سنتز پیچیده و پرهزینه، مواد اولیه گران‌قیمت و مشکلات تولید در مقیاس صنعتی به ویژه برای ساختارهای پیشرفته‌ای مانند کopolymerهای بلوکی، از موانع گسترش این فناوری محسوب می‌شوند. در مقایسه با سیستم‌های متعارف، سورفکتانت‌های پلیمری ممکن است در کاهش کشش بین‌سطحی عملکرد کمتری داشته باشند، اما مزایای دیگری مانند سادگی فرمولاسیون، پایداری بالاتر و حذف برهمکنش‌های نامطلوب میان اجزای مختلف، این ضعف را جبران می‌کند. به‌ویژه در مخازن با شرایط سخت (شوری و دمای بالا) این مزیت‌ها پررنگ‌تر هستند. با این حال، تحقق پتانسیل کامل این مواد مستلزم توسعه روش‌های سنتز مقرون‌به‌صرفه‌تر و انجام مطالعات میدانی بیشتر است.

نتیجه‌گیری:

شوری آب، نقش حیاتی در تشکیل پایداری امولسیون‌های پایدارشده با

فلوئوردار به دلیل خواص فیزیکوشیمیایی بی‌نظیر و عملکرد برتر در شرایط سخت، مواد بسیار جذابی برای صنعت نفت هستند، اما مشکل دیرتخریب‌پذیری آن‌ها مانع اصلی در گسترش کاربردهای آن‌هاست. بنابراین، آینده این حوزه منوط به توسعه روش‌های سنتزی هوشمندانه‌تر برای تولید نسل جدیدی از فلوئوروسورفکتانت‌هاست که ضمن حفظ کارایی بالا، سازگاری زیستمحیطی بیشتری داشته و قابل تجزیه باشند.



رافا و همکاران (۲۰۱۶) به بررسی یک راه‌حل نوآورانه در ازدیاد برداشت نفت پرداختند: سورفکتانت‌های پلیمری. ویژگی منحصر به فرد این مواد، ادغام دو عملکرد کلیدی در یک مولکول است. از یک طرف، مانند پلیمرها با افزایش ویسکوزیته سیال تزریقی، از پدیده انگشتی شدن جلوگیری کرده و پایداری جابجایی را بهبود می‌بخشند. از طرف دیگر، مانند سورفکتانت‌ها با کاهش کشش بین‌سطحی، به آزادسازی نفت از منافذ ریز سنگ کمک می‌کنند. از فرمولاسیون‌های پیچیده چندجزئی را مرتفع می‌سازد. ساختارهای مختلفی از این مواد، از جمله پلی‌اکریل‌آمیدهای اصلاح‌شده آبگریز (HMPAM) و

دینامیک مولکولی برای درک بهتر برهمکنش‌ها در مقیاس نانو امری ضروری است.

نرگس جزءاسلامی، دانشجوی کارشناسی ارشد مخزن

صدرالدین سبحانی، فارغ التحصیل کارشناسی ارشد مخزن

منابع:

- 1- Sheng JJ. Surfactant-polymer flooding. In Enhanced Oil Recovery Field Case Studies 2013 Jan 1 (pp. 117-142). Gulf Professional Publishing.
- 2- Veiskarami S, Jafari A, Soleymanzadeh A. Phase behavior, wettability alteration, and oil recovery of low-salinity surfactant solutions in carbonate reservoirs. SPE Journal. 2020 Aug 13;25(04):1784-802.
- 3- Ge J, Wang Y. Surfactant enhanced oil recovery in a high temperature and high salinity carbonate reservoir. Journal of Surfactants and Detergents. 2015 Nov;18(6):1043-50.
- 4- Hussain SM, Adewunmi AA, Mahboob A, Murtaza M, Zhou X, Kamal MS. Fluorinated surfactants: A review on recent progress on synthesis and oilfield applications. Advances in Colloid and Interface Science. 2022 May 1;303:102634.
- 5- Raffa P, Broekhuis AA, Picchioni F. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. Journal of petroleum science and engineering. 2016 Sep 1;145:723-33.

سورفکتانت ایفا می‌کند. مطالعات نشان می‌دهند که در شوری‌های پایین، امولسیون‌های آب در نفت (O/W) شکل می‌گیرند، اما پایداری آن‌ها با افزایش شوری کاهش می‌یابد. در مقابل، در شوری‌های بالا، امولسیون‌های نفت در آب (W/O) تشکیل شده و پایداری بهتری از خود نشان می‌دهند. این تغییر رفتار ناشی از تأثیر شوری بر آرایش مولکولی سورفکتانت‌ها در فصل مشترک آب و نفت است که موجب کاهش کشش بین‌سطحی و تغییر اندازه قطرات می‌شود. پایداری سورفکتانت‌ها در شرایط سخت مخزن (دما و شوری بالا) به ساختار مولکولی آن‌ها بستگی دارد. برای نمونه، مخلوط سورفکتانت‌های آنیونی-غیریونی در شوری و دمای بالا پایداری حرارتی قابل توجهی دارند. همچنین سورفکتانت‌های فلوئورینه به دلیل پیوندهای شیمیایی مستحکم، حتی در شوری بسیار بالا نیز پایداری خود را حفظ می‌کنند. از منظر عملیاتی، بهینه‌سازی شوری آب تزریقی و استفاده از سورفکتانت‌های کم‌معدنی‌شده می‌تواند بازیافت نفت را به میزان قابل توجهی افزایش دهد. افزودن نانوذرات نیز به عنوان راهکاری مؤثر برای افزایش پایداری سورفکتانت‌ها در شرایط سخت شناخته می‌شود. اگرچه پیشرفت‌های چشمگیری در این زمینه حاصل شده، اما چالش‌هایی از قبیل جذب سطحی سورفکتانت‌ها بر سنگ‌های کربناته و پایداری بلندمدت در شوری‌های بسیار بالا همچنان باقی است. جهت غلبه بر این چالش‌ها، توسعه سورفکتانت‌های پلیمری، زویتریونی و طبیعی همراه با فناوری‌های سبز در دستور کار قرار دارد. برای دستیابی به نتایج بهینه، انجام مطالعات میدانی و شبیه‌سازی‌های

سه داستان نفتی از بطن دروس پایه

داستان اول: معادله دارسی و کاربرد آن در مهندسی نفت

مقدمه:

معادله دارسی یکی از بنیادی‌ترین روابط در مهندسی نفت و مکانیک سیالات است که جریان سیال از میان محیط‌های متخلخل را توصیف می‌کند. این معادله بر اساس مشاهدات تجربی هنری دارسی در قرن نوزدهم در جریان آب از میان ستون ماسه‌ای به دست آمد و بعدها در مهندسی نفت برای توصیف جریان نفت، گاز و آب در سنگ مخزن به کار گرفته شد.

$$u = -\frac{K dp}{\mu dl}$$

این رابطه بیانگر آن است که سرعت جریان در محیط متخلخل متناسب با گرادیان فشار و ضریب تراوایی است.

ورود معادله دارسی به مهندسی نفت:

در دهه‌های بعد از دارسی، مهندسان نفت دریافتند که قانون دارسی برای توصیف جریان سیالات در سنگ‌های متخلخل مخزن نیز معتبر است. با معرفی مفاهیم تراوایی نسبی و اشباع، این قانون به جریان چندفازی در مخازن نفتی گسترش یافت. بدین ترتیب، معادله دارسی به پایه اصلی تحلیل جریان سیالات در مهندسی مخزن و بهره‌برداری از چاه‌ها تبدیل شد.

کاربردهای معادله دارسی در مهندسی نفت:

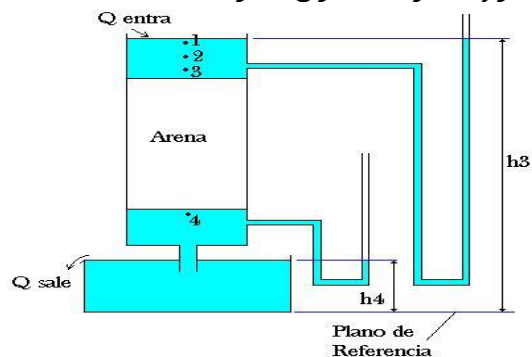
- تحلیل فشار و نرخ تولید در چاه‌ها
- شبیه‌سازی جریان تک‌فازی و چندفازی در مخازن
- محاسبه تراوایی و افت فشار در محیط متخلخل
- طراحی تست چاه و مطالعات رفتار جریان

آزمایش دارسی و تاریخچه:

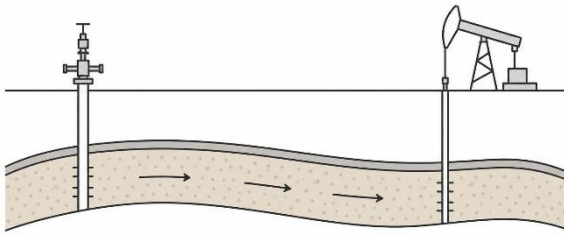
در سال ۱۸۵۶، هنری دارسی آزمایشی انجام داد که در آن آب را از میان یک ستون ماسه‌ای عبور داد. او دریافت که نرخ جریان متناسب با اختلاف فشار و معکوس با طول نمونه است. از این نتایج، قانون دارسی استخراج شد که امروزه به صورت زیر بیان می‌شود:

$$Q = -\frac{KA \Delta p}{\mu L}$$

که در آن Q دبی، A سطح مقطع، μ ویسکوزیته و L طول نمونه است.



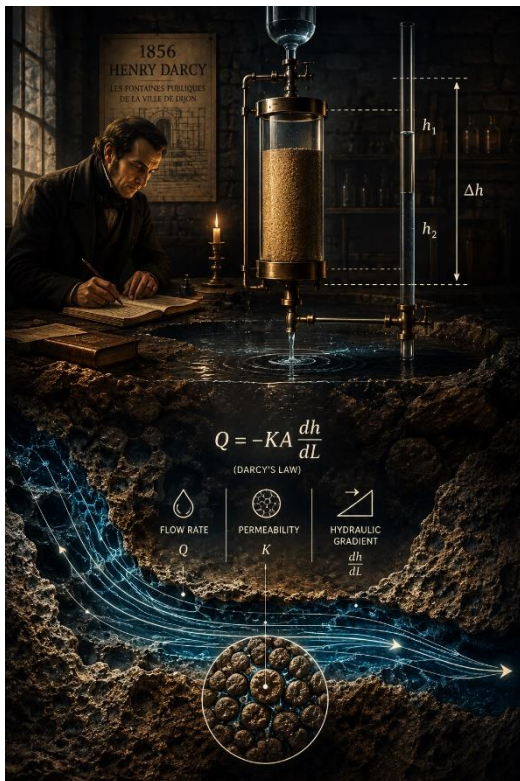
شکل ۱: آزمایش دارسی.



شکل ۲: نحوه جریان سیال مطابق معادله دارسی.

منابع:

1. Darcy, H. (1856). Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon.
2. Bear, J. (1972). Dynamics of Fluids in Porous Media.
3. Dake, L. P. (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering.
۴. احمدی، م. (۱۳۹۰). مهندسی مخزن و جریان سیالات در محیط متخلخل.



محدودیت‌ها و اصلاحات:

فرضیات این معادله عبارتند از: جریان افقی باشد - جریان آرام و پایا باشد - سیستم هم دما و ایزوتروپیک باشد - سیال تراکم ناپذیر باشد.

این فرضیات باعث محدودیت هایی میشود چرا که طبیعتا وجود این شرایط در مخزن ممکن نیست. به همین منظور برای استفاده از این معادله در شرایط مخزن باید اصلاحاتی برروی آن صورت گیرد. برای مثال قانون دارسی فقط در سرعت‌های پایین و جریان‌های لایه‌ای (Laminar) معتبر است. در شرایطی که سرعت جریان زیاد شود، رفتار سیال از حالت خطی خارج شده و معادله دارسی باید با روابطی مانند معادله فورشه‌ایمر (Forchheimer) اصلاح گردد:

$$-\nabla P = \frac{\mu}{K} * u + \beta \rho u^2$$

که در آن β ضریب اینرسی و ρ چگالی سیال است.

نتیجه‌گیری:

معادله دارسی ابتدا برای آب در محیط متخلخل مورد بررسی و آزمایش قرار گرفت. بعد ها مهندسين نفت از این معادله و با تغییر در فرضیات آن به منظور تطابق با شرایط مخزن در صنعت نفت استفاده کردند. معادله دارسی پایه و اساس بیشتر مدل‌های جریان در مهندسی نفت را تشکیل می‌دهد. درک صحیح این معادله و محدودیت‌های آن برای تحلیل دقیق رفتار مخزن و بهینه‌سازی تولید نفت و گاز ضروری است. بنابراین می‌توان گفت معادله دارسی یکی از پایه‌ای‌ترین معادلات مهندسی مخزن و نفت می‌باشد.

داستان دوم: پیدایش و نقش مؤسسه نفت آمریکا (API)

استانداردهای API بخشی جدایی ناپذیر از آموزش و کار حرفه‌ای است؛ زیرا این استانداردها تضمین‌کننده‌ی کیفیت، ایمنی، و سازگاری تجهیزات و داده‌ها در عملیات پیچیده صنعت نفت هستند. از سنجش ویژگی‌های فیزیکی نفت خام (مانند درجه (API) گرفته تا طراحی تجهیزات فشار بالا در چاه‌های گازی، همه تحت نظارت مستقیم یا غیرمستقیم دستورالعمل‌های این مؤسسه انجام می‌گیرند.

از کجا آمد؟

در دوران جنگ جهانی اول، تأمین سوخت برای ناوگان و وسایل نظامی به چالشی بزرگ تبدیل شده بود. در آن زمان صنایع نفت و گاز آمریکا به‌صورت پراکنده فعالیت می‌کردند و فقدان استاندارد برای تجهیزات باعث مشکلات عملیاتی می‌شد. پس از جنگ، نیاز به هماهنگی و استانداردسازی موجب شکل‌گیری نهادی رسمی شد. در نتیجه، مؤسسه نفت آمریکا (API) در تاریخ ۲۰ مارس ۱۹۱۹ در نیویورک تأسیس گردید. اهداف اولیه آن شامل همکاری با دولت، توسعه تجارت داخلی و خارجی نفت، و ارتقاء مطالعات فنی و علمی در صنعت نفت بود.

چطور آمد؟ مسیر شکل‌گیری آن چگونه بود؟

در جریان جنگ، کمیته‌ای به نام {National Petroleum War Service Committee} وظیفه هماهنگی صنعت و دولت را بر عهده داشت. پس از پایان جنگ، تجربه همکاری موفق باعث شد شرکت‌های نفتی تصمیم بگیرند نهادی دائمی تشکیل دهند. در دهه‌های ۱۹۲۰ تا ۱۹۳۰ شروع به انتشار داده‌های آماری و

صنعت نفت و گاز، به‌عنوان یکی از ستون‌های اصلی توسعه صنعتی و اقتصادی قرن بیستم، از همان آغاز شکل‌گیری خود با مسئله‌ی هماهنگی، استانداردسازی و ایمنی روبه‌رو بود. در دوران ابتدایی استخراج و پالایش نفت، هر شرکت و منطقه روش‌های خاص خود را برای طراحی تجهیزات، اندازه‌گیری چگالی، فشار و کیفیت به‌کار می‌برد. این تفاوت‌ها باعث بروز مشکلات فنی، افزایش هزینه‌ها، و حتی حوادث صنعتی می‌شد.

در چنین شرایطی، نیاز به یک نهاد مرکزی که بتواند زبان مشترک صنعت نفت را تعریف کند، بیش از پیش احساس شد. نتیجه‌ی این نیاز، تولد مؤسسه‌ای بود که امروز آن را با نام «مؤسسه نفت آمریکا (American petroleum institute-API) می‌شناسیم. این سازمان از سال ۱۹۱۹ میلادی تاکنون نقش مهمی در تنظیم و انتشار استانداردهای فنی و علمی صنعت نفت ایفا کرده و به‌نوعی پایه‌گذار فرهنگ استانداردسازی در مهندسی نفت به‌شمار می‌رود.

API در ابتدا با هدف ایجاد هماهنگی میان شرکت‌های نفتی و دولت آمریکا شکل گرفت تا از تکرار مشکلات دوران جنگ جهانی اول در حوزه تأمین سوخت جلوگیری شود. با گذر زمان، وظایف آن از همکاری‌های سیاسی و صنفی فراتر رفت و به تدوین صدها استاندارد فنی در زمینه‌های حفاری، تولید، انتقال، پالایش و ایمنی گسترش یافت. امروزه استانداردهای API نه تنها در آمریکا بلکه در سراسر جهان به عنوان معیار مرجع شناخته می‌شوند.

برای مهندسان نفت، آشنایی با مفاهیم و



استانداردهای فنی کرد. نخستین استاندارد مهم آن در سال ۱۹۲۴ برای لوله‌های فولادی و تجهیزات تحت فشار منتشر شد. در سال ۱۹۶۹، دفتر مرکزی API از نیویورک به واشینگتن دی‌سی منتقل شد تا به مرکز تصمیم‌گیری سیاسی نزدیک‌تر باشد.

الان چگونه است؟

امروزه API نماینده بیش از ۶۰۰ شرکت فعال در زمینه اکتشاف، تولید، پالایش، توزیع و خدمات نفت و گاز است. از زمان تأسیس تاکنون، بیش از ۸۰۰ استاندارد فنی منتشر کرده است که بسیاری از آن‌ها در سراسر جهان به عنوان مرجع رسمی پذیرفته می‌شوند. این مؤسسه علاوه بر تدوین استانداردها، گزارش‌های آماری هفتگی و ماهانه درباره تولید و مصرف نفت منتشر می‌کند و نقش مهمی در شکل‌دهی سیاست‌های انرژی دارد.

نقش در مهندسی نفت:

استانداردهای API پایه و اساس طراحی، ساخت و بهره‌برداری در تمام مراحل صنعت نفت هستند. از حفاری و تولید گرفته تا لوله‌گذاری و حمل‌ونقل، دستورالعمل‌ها API راهنمای مهندسان برای ایمنی، کیفیت و سازگاری تجهیزات محسوب می‌شوند. در پروژه‌های تحقیقاتی مانند بررسی تأثیر دما و فشار بر نقطه شبنم در مخازن گاز میعانی، ارجاع به استانداردهای API برای دقت علمی و فنی ضروری است.

منابع:

1. Darcy, H. (1856). Les Fontaines

Publiques de la Ville de Dijon.

۲. احمدی، م. (۱۳۹۰). مهندسی مخزن و جریان

سیالات در محیط متخلخل.



داستان سوم: فرآیند تخلیه و آشام

تخلیه:

خلل و فرج سنگهای مخازن در ابتدا به وسیله ی آب اشباع بوده اند که پس از مهاجرت هیدروکربن ها از سنگ منشا به سنگ مخزن، قسمتی از آب آنها توسط هیدروکربن ها جابه جا شده و هیدروکربن ها قسمتی از فضاهای خالی سنگ مخزن را اشغال کرده اند به همین دلیل در هنگام کشف مخازن نفتی، خلل و فرج آنها توسط نفت و آب همزاد اشغال می باشد.

تاریخچه ی اشباع سیال بر منحنی های نفوذ پذیری نسبی تأثیر گذار است. چنانچه نمونه ی سنگ از ابتدا به وسیله ی فاز ترکننده اشباع شده باشد و در حین آزمایش با جریان دادن فاز غیر ترکننده به درون آن اشباع فاز ترکننده کاهش داده شود، فرآیند ریزش یا تخلیه اتفاق افتاده است. به عبارت دیگر در فرآیند تخلیه فاز ترکننده (آب) به وسیله ی فاز غیر ترکننده (هیدروکربن) جابه جا می شود و در حین انجام این فرآیند اشباع فاز ترکننده کاهش و اشباع فاز غیر ترکننده، افزایش خواهد یافت.

در آزمایشگاه هدف از انجام آزمایش ریزش، بررسی فرآیند جابه جایی آب موجود در خلل و فرج سنگ مخزن توسط هیدروکربنی است که به این سنگها مهاجرت نموده است. در این آزمایش، ابتدا نمونه ی سنگ را از آب اشباع نموده و سپس در چندین مرحله، با جریان دادن نفت به درون نمونه ی سنگ، عمل جابه جایی آب توسط نفت انجام میشود. این آزمایش پس از رسیدن اشباع آب نمونه، به مقدار اشباع آب همزاد خاتمه می یابد.

در واقع پدیده ی تخلیه نشان دهنده ی توزیع اشباع در یک مخزن تا قبل از تولید می باشد.

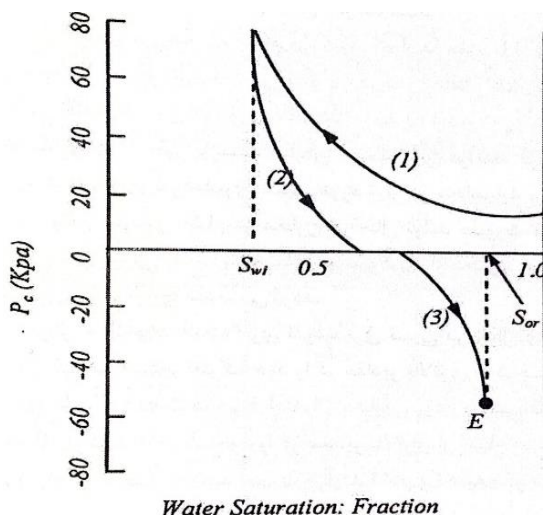
آشام:

اگر پس از پایان فرآیند ریزش، به وسیله ی جریان دادی فاز ترکننده (آب) به درون نمونه سنگ، اشباع فاز غیر ترکننده کاهش یابد، فرآیند آشام اتفاق خواهد افتاد.

فرآیند آشام در آزمایشگاه بدین صورت انجام میگردد که ابتدا مغزه با استفاده از آب (فاز ترکننده) اشباع می شود. سپس درجه اشباع آب با تزریق نفت به درجه ی اشباع غیر قابل کاهش تغییر می یابد. فرآیند ریزش برای تعیین اشباع اولیه سیال هنگام کشف مخزن انجام میشود. فاز ترکننده مجدداً به مغزه تزریق میشود و مقدار آن به طور پیوسته افزایش می یابد. این فرآیند، فرآیند آشام نامیده می شود. و هدف از انجام آن، تولید داده های نفوذپذیری نسبی مورد نیاز در محاسبات مربوط به سیلاب زنی با آب یا رانش آب می باشد. در واقع پدیده ی آشام در مخازن در حال تولید صورت می گیرد. در صورتی که مخزن، دارای سفره ی آب زیر زمینی باشد، با تخلیه ی هیدروکربن از مخزن، آب از سفره ی زیر زمینی وارد مخزن شده و جایگزین نفت خارج شده، می گردد.

تفاوت فرآیندهای ریزش و آشام در اندازه گیری نفوذپذیری نسبی در شکل (پایین) نشان داده شده است. در فرآیند آشام، فاز غیر ترکننده تحرک خود را در مقادیر بالاتری از درجه ی اشباع فاز ترکننده، نسبت به فرآیند ریزش از دست می دهد. هر دو فرآیند اثر مشابهی روی منحنی فاز

است. آشام آزاد یا آشام خود به خودی نامیده می شود که می تواند بعد از تکمیل شدن پدیده تخلیه شکل گیرد. قسمت دوم که آشام اجباری نامیده می شود و بعد از آشام آزاد رخ میدهد در شکل مشخص شده است.



Water Saturation: Fraction

شکل ۱: سه قسمت مختلف از فرآیند فشار موئینگی برای یک سیستم آب-نفت

همان طور که ذکر شد، شکل (بالا) مثالی از سه قسمت مختلف از فرآیند فشار موئینگی برای یک سیستم آب-نفت در حالی که آب فاز تر کننده و نفت فاز غیر تر کننده است را نشان می دهد. در ابتدا هنگامی که فشار موئینگی صفر است تمام فاز آب در سنگ به صورت پیوسته و در یک فشار یکسان قرار دارد. در منحنی تخلیه ۱ شماره ی ۱ شکل (بالا) با افزایش تدریجی فشار موئینگی از یک مقدار کم تا یک مقدار مثبت زیاد درصد اشباع فاز تر کننده در سنگ (درصد اشباع آب) کاهش می یابد، با کم شدن درصد اشباع آب، فاز آب در سنگ به صورت غیر پیوسته درآید. در این حالت، هر چه فشار موئینگی زیادتر شود، یا به عبارتی فشار

ترکننده دارند. فرایند تخلیه سبب میشود که فاز تر کننده تحرک خود را در مقادیر بالاتری از اشباع آب نسبت به فرآیند آشام از دست بدهد. در جدول (پایین) به طور خلاصه اهمیت فرایند آشام و تخلیه ذکر شده است:

جدول ۱: اهمیت فرایند آشام و تخلیه

آشام	تخلیه
محاسبات سیلاب زنی مخزن با آب	مکانیسم رانشی گاز محلول در تولید اولیه
آب ورودی به مخزن از طریق سفره آبی	عملیات تزریق گاز در تولید ثانویه
حرکت نفت به داخل کلاهک گازی	فرایند ریزش ثقلی

بررسی نمودارهای تخلیه و آشام:

منحنی فشار موئینگی از دو فرآیند آشام و تخلیه تشکیل شده است که مقادیر این فشار برای هر دو پدیده ی فوق به درصد اشباع سیال ترکننده بستگی دارد. اگر داده های فشار موئینگی (PC برای پدیده ی تخلیه رسم شود ((شکل پایین)) منحنی شماره ی ۱) مشاهده می شود که با تغییر فشار موئینگی از صفر تا یک مقدار مثبت زیاد، درجه اشباع فاز ترکننده از مقدار نهایی خود به مقدار غیر قابل استحصال کاهش می یابد. اما اگر داده های فشار موئینگی برای پدیده ی آشام رسم شود مشاهده می شود که با تغییر فشار موئینگی از یک مقدار مثبت زیاد تا یک مقدار منفی، درصد اشباع فاز ترکننده از مقدار اولیه تا مقدار نهایی خود تغییر میکند که در حالت نهایی فقط مقدار کمی از فاز غیر ترکننده در سنگ باقی می ماند که آن را مقدار باقی مانده می نامد و مابقی سیال موجود در فضای متخلخل سنگ را فاز ترکننده تشکیل می دهد. این نکته قابل ذکر است که منحنی آشام خود از دو بخش مجزا تشکیل شده

منحنی شماره ۳ مشخص شده است. در این قسمت، فشار موئینه از صفر به یک مقدار منفی کاهش می‌یابد. هنگامی که فشار مولینه منفی است، فشار فاز ترکننده بزرگتر از از فشار فاز غیر ترکننده است و با افزایش فشار تزریق آب به سنگ، مقدار بیشتری از نفت درون سنگ به بیرون رانده می‌شود و قسمت‌های پیوسته‌ی نفت در سنگ به قسمت‌های غیر پیوسته تبدیل می‌شود و بدین طریق آن مقدار نفتی که بعد از پایان آشام خود به خودی هنوز به صورت پیوسته در سنگ مانده است، بعد از پایان آشام اجباری به صورت غیر پیوسته در سنگ باقی می‌ماند که این میزان، همان درصد اشباع نفت باقی مانده را تشکیل می‌دهد.

 مرتضی رستمی،
دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت

 آژوان شمسی،
دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت

منابع:

1. Darcy, H. (1856). Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon.
2. Bear, J. (1972). Dynamics of Fluids in Porous Media.
3. Dake, L. P. (1978). Fundamentals of Reservoir Engineering.
۴. احمدی، م. (۱۳۹۰). مهندسی مخزن و جریان سیالات در محیط متخلخل.

تزریق نفت نسبت به فشار آب موجود در سنگ افزایش یابد، دیگر در میزان درصد اشباع آب تغییری حاصل نمی‌شود و درصد اشباع آب همان طور که گفته شد غیر قابل استحصال می‌باشد.

در فرایند تخلیه، جابه‌جایی آب زمانی شروع می‌شود که اختلاف فشار نفت در حال تزریق به سنگ، نسبت به فشار آب موجود در سنگ (یعنی فشار موئینگی از یک مقدار معلوم که آن را فشار آستانه می‌نامند)، بیشتر شود. به عبارت دیگر در فشارهای موئینه کمتر از فشار آستانه، آب موجود در سنگ جابه‌جا نخواهد شد و در نتیجه هیچ گونه تغییری در درصد اشباع آب رخ نخواهد داد.

بعد از تکمیل پدیده‌ی تخلیه، فضای متخلخل، عمدتاً توسط سیال غیر ترکننده پر شده است و درصد اشباع سیال ترکننده همان مقدار غیر قابل استحصال است. در این زمان با قرار دادن سنگ در مجاورت فاز ترکننده، به دلیل اینکه سنگ تمایل به جذب فاز ترکننده دارد نیروی موئینگی باعث جذب سیال ترکننده شده و درصد اشباع آن افزایش است. همان طور که درصد اشباع سیال ترکننده بیشتر می‌شود، تمایل سنگ برای جذب آن نیز کمتر شده و در نتیجه مقدار فشار موئینه دائماً کم می‌شود تا به مقدار صفر برسد. (شکل بالا، منحنی شماره ۲) در این نقطه سنگ به طور خودبه‌خودی تمایل به جذب سیال ترکننده ندارد و از این نقطه به بعد برای افزایش درصد اشباع فاز ترکننده باید با اعمال نیرو، این کار انجام شود که این پدیده در نمودار بالا آشام اجباری را تشکیل می‌دهد و با منحنی شماره ۳ مشخص شده است. در این قسمت، فشار موئینه از صفر به یک مقدار منفی تشکیل می‌دهد و با

چرا بازدهی ازدیاد برداشت نفت در مخازن ایران پائین است؟

است و فرآیند آشام (imbibition) آب به داخل ماتریس رخ نمی‌دهد یا ضعیف است؛ بنابراین روش‌هایی نیاز است تا تغییر زاویه تماس و تغییر ترشوندگی در سنگ کربناته ایجاد شود تا بازدهی عملیات ازدیاد برداشت بالا رود.

در تزریق‌های شیمیایی (پلیمر، سورفکتانت، امولسیفایر و آلکالین)، مواد به راحتی در شکاف‌ها جریان پیدا می‌کنند و نیز به علت شارژ سطحی و بار مثبت‌شان، جذب آن‌ها را افزایش داده و منجر به اتلاف مواد و ایجاد رسوب می‌شوند. در نتیجه مصرف مواد شیمیایی بالا، توزیع نامناسب و هزینه زیاد با بازدهی کم خواهد بود. گزارش‌های میدانی و مقالات نشان می‌دهند که اجرای شیمیایی در مخازن شکافدار چالش برانگیز است و اغلب نیاز به تدابیر کنترلی دارد.

با این تفاسیر مشکلات و چالش‌های عمده ای در اجرای عملیات ازدیاد برداشت نفت در مخازن کربناته علی‌الخصوص در کشور عزیزمان ایران داریم و باید به دنبال راهکارهایی برای حل این موضوع بود. در قسمت‌های بعدی این بخش از نشریه ژئوانرژی سعی می‌شود که کربناته و شکافدار بودن مخازن یعنی آمار دقیقی از مخازن کربناته ایران، روش‌های اجرایی ازدیاد برداشت، میزان بازیافت نفت، بهترین روش‌های موجود برای اجرای ازدیاد برداشت، روش‌های جهانی مورد استفاده برای بهبود بازدهی عملیات ازدیاد برداشت و علت بازدهی پائین روش‌های اجرایی در ایران بررسی شود. روند آن در نمودار شکل ۱ قابل مشاهده است. سایر دلایل را هم در شماره بعدی نشریه بررسی

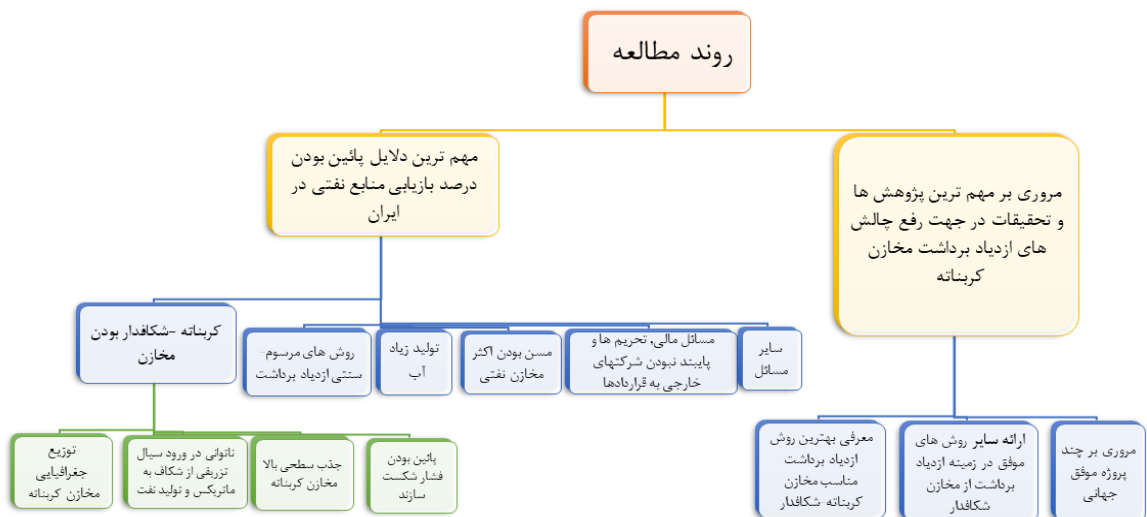
ضریب بازیافت نفت در بسیاری از میدان‌های نفتی ایران به علت ترکیبی از ویژگی‌های مخزنی (کربناته، شکافدار، ناهمگونی بالا، نفت سنگین در بعضی میدان‌ها)، تولید اولیه/ ثانویه نامناسب مسائل فنی (مشکل آب دهی، تشکیل رسوب آسفالتین، میان‌شکنی زودهنگام گاز)، موانع نهادی، مالی و تحریم‌ها که سرمایه‌گذاری و انتقال فناوری ازدیاد برداشت را محدود کرده‌اند، پائین است.

غریب به اتفاق (بیش از ۸۰٪) مخازن نفتی ایران از جنس کربناته‌اند و اغلب این مخازن نیز از نوع شکافدار هستند. مخازن کربناته به لحاظ ساختار زمین‌شناسی و کانی‌شناسی دارای یک سری ویژگی‌هایی هستند که چه در بحث تولید و چه در بحث تزریق (ازدیاد برداشت نفت) می‌تواند چالش‌هایی را به همراه داشته باشد. در اینجا تمرکز ما بر روی چالش‌های موجود در عملیات ازدیاد برداشت خواهد بود.

در مخازن شکافدار، تزریق تا حد زیادی در امتداد شبکه شکاف‌ها جریان می‌یابد و سریع به چاه و یا چاه‌های تولیدی می‌رسد؛ در نتیجه سیال تزریقی نمی‌تواند وارد ماتریس که حجم اصلی و بزرگ نفت را در خود دارد، شود و بنابراین میزان بازدهی عملیات تزریق کاهش می‌یابد و این یعنی رخداد پدیده (bypassing) و میان‌شکنی زود هنگام تزریق (رسیدن سریع سیال تزریقی به چاه تولیدی و تماس کم یا عدم تماس آن با نقاط مختلف مخزن).

بسیاری از مخازن کربناته ترشوندگی نفت دوست (oil-wet) دارند. در این حالت، فشار موئینگی منفی یا غیرمطلوب

خواهیم نمود.



شکل ۱: نمودار روند مطالعه دلایل پائین بودن درصد بازیابی منابع نفتی در ایران

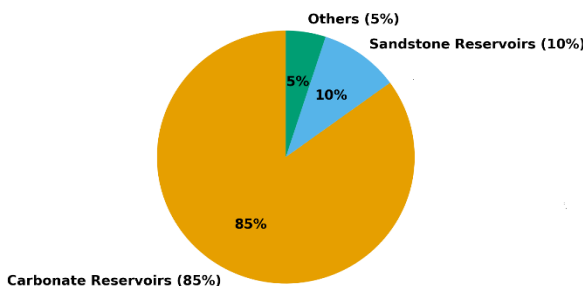
دلیل این توزیع، فعالیت تکتونیکی قوس زاگرس و روندهای رسوبگذاری خاص است که باعث ایجاد شکافهای طبیعی گسترده در سازندهای کربناته جنوبی-غربی ایران شده است؛ این شکاف ها رفتار جریان (flow) را کنترل می کنند و چالش های ویژه ای برای عملیات ازدیاد برداشت به وجود می آورند. در شکل های ۳ و ۴ توزیع مخازن کربناته در جهان و نیز به تفکیک قاره ها و مناطق مختلف را مشاهده می کنید.

چند درصد از مخازن ایران از نوع کربناته و شکافدار هستند؟

بر اساس مطالعات و منابع زمین شناسی و صنعتی، حدود ۶۰-۵۰٪ از منابع هیدروکربوری اثبات شده جهان در مخازن کربناته قرار دارند و درصد قابل توجهی از تولید روزانه نفت و گاز جهانی نیز از کربناته ها تأمین می شود. اکثریت میدان های نفتی ایران شامل مخازن کربناته هستند. گزارش ها و مطالعات مختلف ملی و بین المللی اشاره کرده اند که تا ۸۰٪ از ذخایر نفتی ایران در سازند های کربناته جای دارند. به عنوان مثال سازند آسماری که کربناته است، تنها بیش از ۴۵٪ از ذخایر نفت ایران را در خود جای داده است.

مطالعات تخصصی نشان می دهند که بخش بسیار بزرگی از مخازن کربناته ایران دارای شبکه شکاف طبیعی (naturally fractured) هستند و نسبت شکاف ها بسیار بالاتر از میانگین جهانی است. برخی منابع اذعان دارند که تا ۹۰٪ ذخایر کربناته ایران از نوع شکافدار هستند.

Distribution of Reservoir Types in Iran



شکل ۲: توزیع مخازن کربناته ایران [۱۱].

در ایران، فعالیت‌های ازدیاد برداشت را می‌توان به سه سطح اصلی تقسیم کرد:

۱. مرحله آزمایشگاهی و تحقیقاتی

این مرحله بیشترین حجم فعالیت‌ها را به خود اختصاص داده است. در این سطح، دانشگاه‌ها و مراکز پژوهشی مانند پژوهشگاه صنعت نفت (RIPI)، دانشگاه صنعت نفت، دانشگاه صنعتی شریف، دانشگاه تهران و دانشگاه صنعتی تبریز مطالعات متعددی در زمینه تزریق پلیمر، سورفکتانت، نانوذرات، تزریق CO_2 و آب هوشمند انجام داده‌اند. بسیاری از این مطالعات به بهینه‌سازی ترکیبات شیمیایی و بررسی رفتار سیالات در شرایط مخزن اختصاص دارند. با این حال، محدودیت‌های اقتصادی و فنی باعث شده‌اند که اکثر این نتایج در حد آزمایشگاهی باقی بمانند و به مرحله میدانی نرسند.

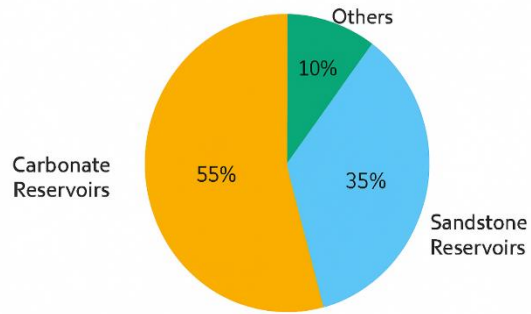
۲. مرحله پایلوت (نیمه صنعتی)

در این سطح، تعدادی از پروژه‌های ازدیاد برداشت در مقیاس محدود در برخی از میدان‌های جنوب غربی ایران اجرا شده‌اند. از جمله پروژه‌های تزریق گاز CO_2 در میدان آغاچاری، تزریق نیتروژن در میدان کوپال، تزریق آب هوشمند در میدان مارون و تزریق پلیمر در میدان کرنج که با هدف ارزیابی کارایی در شرایط واقعی مخزن انجام شده‌اند. نتایج اولیه این پروژه‌ها در برخی موارد نوید بخش بوده، اما نبود زیرساخت پایدار، محدودیت در تأمین مواد شیمیایی و فقدان پایش بلند مدت مانع از گسترش کامل آن‌ها شده است.

۳. مرحله توسعه گسترده (میدانی)

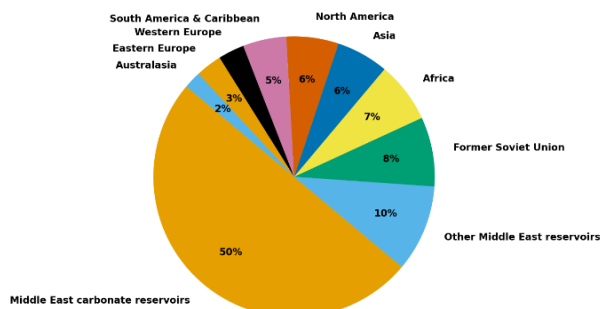
در مقایسه با سایر کشورها، ایران هنوز در مراحل ابتدایی توسعه گسترده ازدیاد برداشت قرار دارد. عمده عملیات میدانی در قالب تزریق گاز به‌عنوان روش فشارافزایی و ازدیاد برداشت همزمان

Global Distribution of Reservoir Types



شکل ۳: توزیع مخازن کربناته جهان [۱۱].

Global Distribution of Carbonate Reservoirs by Region



شکل ۴: توزیع مخازن (کربناته و ...) در جهان به تفکیک قاره‌ها [۱۱].

چه روش‌هایی برای اجرای عملیات ازدیاد برداشت نفت در ایران استفاده می‌شود؟

افزایش بازیافت نفت همواره یکی از چالش‌های اساسی صنعت نفت ایران بوده است. با توجه به ماهیت پیچیده مخازن کشور که بخش قابل توجهی از آن‌ها کربناته، شکافدار و هتروژن هستند، روش‌های اولیه تولید و حتی بهبود ثانویه (نظیر تزریق آب یا گاز) به تنهایی پاسخگوی نیازهای بهره‌برداری بلند مدت نبوده است. از این رو، از دهه ۶۰ شمسی تاکنون، پژوهش‌ها و پروژه‌های متعددی در حوزه ازدیاد برداشت (EOR) در کشور آغاز شده‌اند؛ هرچند گستره و سطح اجرای آن‌ها متفاوت بوده است.

مدیر عامل وقت شرکت نفت فلات قاره ایران اعلام کرد که ضریب بازیافت نفت در میادین تحت مدیریت این شرکت بین ۳۰ درصد در میدان رسالت تا ۲۰ درصد در میدان هنگام متغیر است و میادین این شرکت سالانه حدود ۱۰ تا ۱۲ درصد از بهره وری خود را از دست می‌دهند. گفته می‌شود حدود ۸۰ درصد از میادین نفتی کشور در نیمه دوم عمر خود قرار دارند و به طور طبیعی سالانه بین ۸ تا ۱۴ درصد افت تولید را تجربه می‌کنند.

ضریب بازیافت (Recovery Factor) به عنوان نسبت حجم نفت یا گاز قابل استحصال به کل ذخایر درون مخزن تعریف می‌شود. در زمان انتشار این گزارش، میانگین ضریب بازیافت در میادین ایران به این صورت اعلام شده است؛ ۶/۱۸٪ برای میادین دریایی (Offshore)، ۹/۲۶٪ برای میادین خشکی (Onshore) و در مجموع، میانگین کل ضریب بازیافت کشور ۴۲/۲۵٪ برآورد شده است. این ارقام نشان می‌دهند که با وجود برخورداری ایران از ذخایر عظیم نفتی، ضریب بازیافت فعلی همچنان پایین‌تر از میانگین جهانی (حدود ۳۰ تا ۳۵٪) است و تحقق اهداف توسعه ای نیازمند سرمایه‌گذاری گسترده در فناوری‌های ازدیاد برداشت (EOR/IOR)، به ویژه در میادین کربناته کشور می‌باشد.

به لحاظ پژوهشی بهترین روش‌های ازدیاد برداشت نفت در مخازن کربناته چیست؟

در مخازن کربناته و به‌ویژه مخازن کربناته شکافدار که بسیاری از مخازن نفتی ایران را تشکیل می‌دهند، پژوهش‌ها نشان

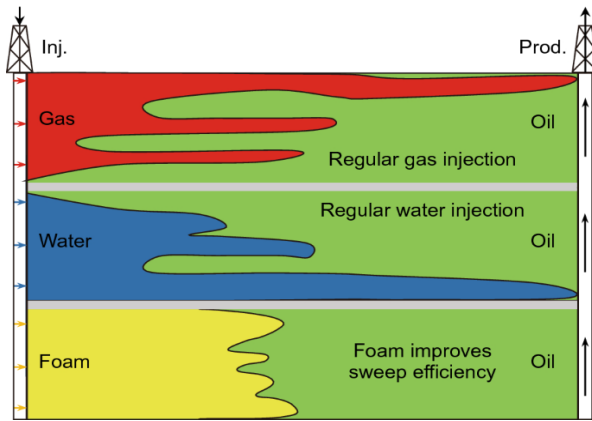
صورت گرفته است. پروژه‌های تزریق گاز در میدان‌های بزرگ نظیر آغاچاری، کرنج، پارس، رگ سفید و اهواز از مهم‌ترین نمونه‌ها هستند که با هدف همزمان نگهداشت فشار و افزایش بازیافت طراحی شده‌اند. هرچند این پروژه‌ها از نظر حجم تزریق در مقیاس بزرگ انجام شده‌اند، اما بیشتر در دسته بهبود ثانویه IOR قرار می‌گیرند تا EOR.

به‌طور کلی، می‌توان گفت که مسیر توسعه EOR در ایران از مرحله تحقیقاتی به سمت کاربردی شدن در حال حرکت است. تمرکز فعلی صنعت نفت کشور بر روی توسعه فناوری‌های بومی ازدیاد برداشت نظیر نانو سیالات و آب هوشمند و تلفیق پروژه‌های تزریق گاز با اهداف CCUS است تا ضمن افزایش ضریب بازیافت، اثرات زیست محیطی نیز کاهش یابد.

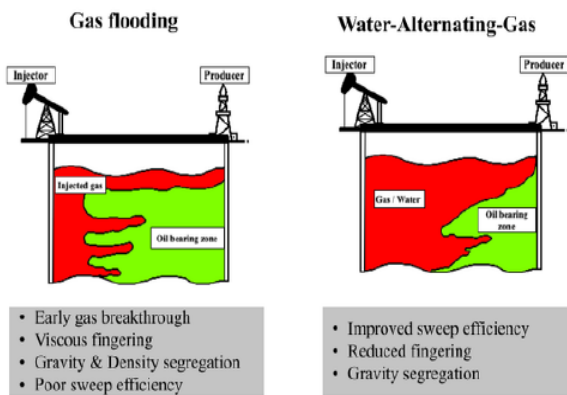
میانگین ضریب بازیافت نفت (RF) مخازن ایران در چه محدوده‌ای است؟

در دو دهه گذشته یکی از اولویت‌های اصلی ایران افزایش ضریب بازیافت میادین نفتی بوده است؛ ضریبی که در حدود ۲۰-۲۵ درصد باقی مانده است. ذخایر اثبات شده‌ی نفت خام ایران حدود ۸۰۰ میلیارد بشکه برآورد می‌شود، در حالی که بر اساس نرخ بازیافت فعلی، ایران تنها قادر به استخراج حدود ۸/۱۵۷ میلیارد بشکه از آن خواهد بود.

بر اساس دو برنامه پنجم و ششم توسعه، ایران می‌بایست ضریب بازیافت نفت خود را حدود ۲ درصد افزایش می‌داد، اما این برنامه تنها در حد طرح باقی ماند و اجرا نشد. در سال ۱۳۹۴ سعید حافظی،



شکل ۵: مقایسه بازدهی جاروبی در تزریق آب، تزریق گاز و تزریق فوم



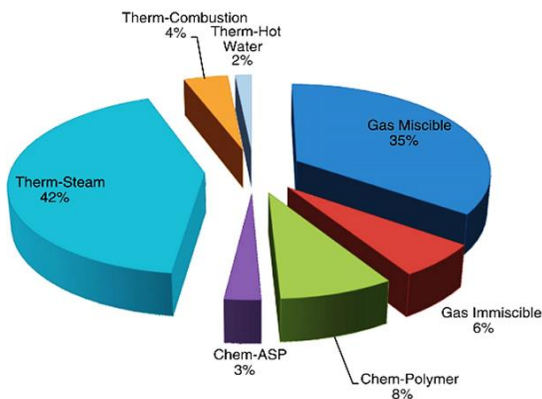
شکل ۶: مقایسه بازدهی جاروبی در تزریق گاز و تزریق همزمان آب و گاز (WAG)

در مخازن کربناته شکافدار، روش‌های معمول ازدیاد برداشت مانند تزریق آب معمولاً موفق نیستند، زیرا آب از طریق شکاف‌ها جریان یافته و ماتریس نفت دار را به خوبی جاروب نمی‌کند. بنابراین، تزریق گاز به ویژه در حالت امتزاجی (miscible) به‌عنوان یکی از کارآمدترین گزینه‌ها برای بهبود بازیافت در مخازن کربناته شکافدار مطرح شده است (شکل های ۹ و ۱۰) که با مکانیزم‌هایی مانند آشام خودبخودی، آشام اجباری، انبساط حرارتی و ... عمل می‌کنند (شکل ۸). در تزریق گاز هرچه دانسیته گاز تزریقی بیشتر باشد، نفت بیشتری از ماتریس خارج می‌شود و به این ترتیب بازدهی عملیات تزریق نیز بالا خواهد رفت.

می‌دهند که بهترین روش‌های ازدیاد برداشت آن‌هایی هستند که بتوانند مشکل اصلی این مخازن یعنی جریان ترجیحی در شکاف‌ها، ماتریس کم‌نفوذ و نیز آسیب سازند ناشی از جذب مواد شیمیایی و مهاجرت ذرات ریز را حل کنند. در شرایط مخازن کربناته شکافدار، یکی از مؤثرترین روش‌ها تزریق گاز ترکیبی یا روش ترکیبی گاز/آب همراه با فوم یا سورفکتانت مثلاً WAG یا (FAWAG - Foam-Assisted Water Alternating Gas) است (شکل های ۵ و ۶). همچنین، روش‌های تزریق آب هوشمند (Smart/low-salinity water) یا تزریق مواد شیمیایی (سورفکتانت/پلیمر) نیز در تحقیقاتی که اخیراً انجام شده‌اند، نتایج امیدوارکننده‌ای داشته‌اند.

مخازن شکافدار معمولاً دارای ماتریس با نفوذپذیری بسیار پایین و شبکه شکاف‌های با نفوذپذیری بالا هستند. تزریق آب یا گاز معمولی غالباً از مسیر شکاف‌ها عبور می‌کند و ماتریکس تحت پوشش قرار نمی‌گیرد، فلذا بازیافت پایین می‌ماند بنابراین برای بازده بالا باید یا جریان را از مسیر شکاف‌ها به سمت ماتریس سنگ منحرف کرد و یا کنترل تحرک سیال تزریقی را انجام داد تا بازدهی جاروبی (sweep efficiency) بالا رود. به عنوان مثال تزریق فوم و پلیمر باعث می‌شود گاز یا آب از مسیر اصلی شکاف‌ها به سمت ماتریس منحرف شود.

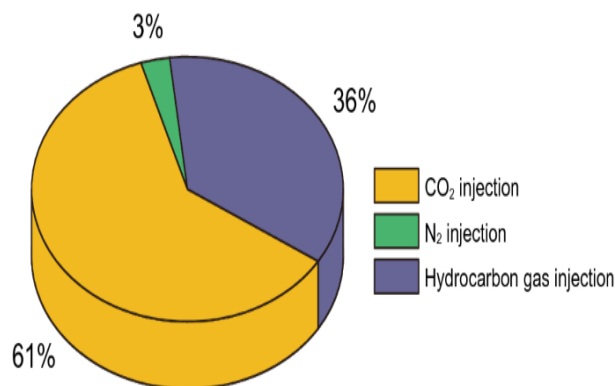
همچنین، تزریق آب با شوری کاهش یافته همراه با نانو ذرات، آب هوشمند و یا تزریق سورفکتانت در مخازن کربناته (به ویژه سنگ‌هایی که نفت دوست هستند) می‌تواند با تغییر ترشوندگی (wettability) و کاهش کشش سطحی (FT) باعث استخراج نفت باقی مانده شود.



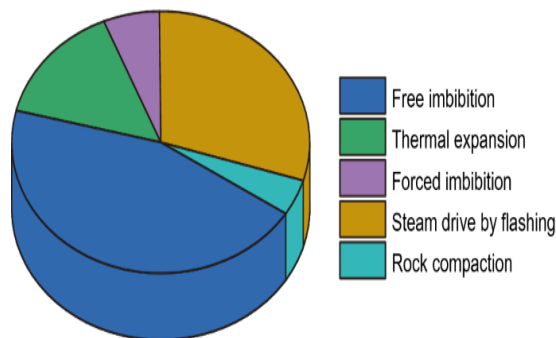
شکل ۱۰: آمار جهانی روش های مختلف ازدیاد برداشت در همه مخازن دنیا.

اگر بخواهیم به لحاظ آسیب سازندی به قضیه نگاه کنیم، در طی عملیات ازدیاد برداشت ممکن است نا خواسته سازند دچار آسیب شود. به عنوان مثال تزریق پلیمر می تواند به دلیل وزن بالای مولکولی ته نشین شده و حفرات را دچار انسداد کرده و در نتیجه نفوذپذیری را کاهش دهد. بنابراین طی این کاهش نفوذپذیری یک افت فشار اضافی به سیستم تحمیل می شود و تولید کاهش می یابد. از مؤثرترین راه های مقابله با آسیب سازند، استفاده از روش های تحریک و انگیزش چاه است. عملیات تحریک چاه شامل گستره وسیعی از روش ها می باشد که متداول ترین آن ها استفاده از اسیدها به عنوان مواد محرک برای انحلال رسوبات و رفع انسدادهای ناحیه چاه است. در ایران، به دلیل اینکه مخازن کربناته بیش از ۸۰٪ کل مخازن را تشکیل می دهند، درصد بالایی از عملیات های تولید افزایش دهنده در حال حاضر با اسیدکاری انجام می شود و می توان از اسیدکاری به بهترین شکل به بهترین شکل بهره برد چرا که بازدهی این روش در سازندهای کربناته، به مراتب بیشتر از سایر انواع لیتولوژی ها است. باید توجه داشت که عملیات اسیدکاری بیشتر در زمره IOR قرار دارد تا EOR.

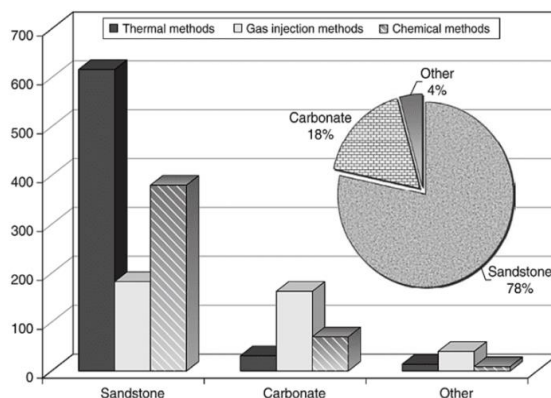
گاز CO₂ به دلیل دانسیته بالاتر نسبت به نیتروژن و متان کاربرد بیشتری در تزریق به مخازن کربناته دارد (شکل ۷).



شکل ۷: مرسوم ترین روش های جهانی ازدیاد برداشت گازی در مخازن کربناته شکافدار.



شکل ۸: مکانیسم های دخیل در تولید از مخازن کربناته در طی عملیات ازدیاد برداشت گازی.



شکل ۹: روش های مؤثر ازدیاد برداشت برای مخازن مختلف.

سیالات تزریقی از جمله کلریدریک اسید همواره تمایل دارند تا از مسیرهایی با کمترین مقاومت عبور نمایند. از این رو نواحی با نفوذپذیری پایین، در حالی که بیش از نواحی دیگر به اسید نیاز دارند، به طور ذاتی اسید کمتری دریافت می‌کنند. برای غلبه بر این مشکل، مهندسان مخزن و بهره برداری از روش‌های انحراف اسید استفاده می‌کنند. روش‌های انحراف اسید در دو گروه اصلی یعنی روش‌های شیمیایی و مکانیکی تقسیم‌بندی می‌شوند. یکی از پیشرفته‌ترین روش‌های انحراف سیال که برای به‌کارگیری در مخازن کربناته توسعه یافته است، استفاده از اسید هوشمند موسوم به VDA (Viscoelastic Diverting Acid) است. این اسید، فاقد پلیمر و دارای خاصیت خود انحرافی است که بدون وارد آوردن آسیب به مخزن، به خوبی ناحیه مورد نظر برای اسیدکاری را تحت پوشش قرار می‌دهد. همچنین با کمک VDA می‌توان نواحی با اشباع بالای آب را به طور انتخابی مسدود کرد.

در نتیجه، بهترین رویکرد برای مخازن کربناته شکافدار، ترکیبی از تکنولوژی‌ها است. اولاً کنترل کانالیزاسیون، ثانیاً افزایش نفوذ به ماتریس، ثالثاً طراحی تزریق بر پایه شناخت دقیق ساختار شکاف و نیز رفع آسیب.

چرا روش‌های در حال اجرا در ایران نتوانسته‌اند بازدهی ازدیاد برداشت را بالا ببرند؟

پاسخ این مسئله چند بعدی است و به مسائل فنی، مدیریتی، اقتصادی و نهادی مربوط می‌شود. در ادامه به صورت تحلیلی به این مسئله می‌پردازیم.

به طور کلی سه روش اسیدکاری در عملیات تحریک سازند های کربناته موجود است: شستشو با اسید اسیدکاری ماتریسی و لایه شکافی اسیدی. در فرآیند شستشو با اسید، هدف ایجاد خوردگی در سازند و افزایش نفوذپذیری سازند نیست، بلکه مقصود از انجام آن، تمیزکاری قسمت های ورودی مشبک ها و به عبارت ساده‌تر، تمیزکردن مجرای ورودی سیال از سنگ مخزن به داخل چاه می‌باشد. تعداد دفعات تکرار عمل شستشوی اسید به میزان آسیب دیدگی اطراف دهانه چاه بستگی دارد. در این تکنیک اسید از صفر تا ۲۴ ساعت در معرض سازند قرار داده می‌شود.

در اسیدکاری ماتریسی، اسیدکاری به منظور انحلال سنگ اطراف چاه، شامل تزریق اسید درون چاه با دبی و فشار طراحی شده برای از بین بردن موانع تولید اطراف چاه، بدون شکستن سنگ مخزن می‌باشد. به این ترتیب که فشار تزریق اسید کمتر از فشار شکست سازند می‌باشد. به طور معمول از اسید کلریدریک و اسیدهای آلی مثل اسید فرمیک و اسید استیک برای سازندهای کربناته استفاده می‌شود. عملیات لایه شکافی اسیدی نیز شامل تزریق سیال به درون چاه در دبی های تزریقی بالا به نحوی که باعث ترک خوردگی یا ایجاد شکاف در سازند شود، می‌باشد. رایج‌ترین موادی که در این فرآیند استفاده می‌شود شامل اسید آب، ژل پلیمری و پروپانت می‌باشد. مکانیزم کار در این روش ایجاد شکاف در سنگ و متعاقب آن پر شدن شکاف با پروپانت با ایجاد سطح نامتقارن و کانال هایی برای عبور اسید به منظور افزایش نفوذپذیری در فواصل نسبتاً دور از چاه می‌باشد.

۱) ماهیت پیچیده مخازن ایران:

بیش از ۷۰٪ از مخازن نفتی ایران کربناته و اغلب شکافدار هستند. این نوع مخازن رفتار پیچیده‌ای از نظر جریان سیال و توزیع تخلخل دارند. در چنین مخازنی تزریق آب یا گاز اغلب منجر به عبور ترجیحی سیال از شکاف‌ها (channeling) می‌شود، تماس مؤثر بین فاز تزریقی و نفت باقیمانده محدود است و نیز تخلخل دوگانه (Duel Porosity) باعث می‌شود بخشی از نفت در ماتریس باقی بماند و ماده تزریق شده نتواند آن را جابجا کند. همچنین جذب مواد شیمیایی در کربناته‌ها بالاست و به طبع بازدهی تزریق را پائین می‌آورد.

۲) محدودیت‌های فناوریانه و زیرساختی:

اجرای مؤثر ازدیاد برداشت به داده‌های دقیق، تجهیزات پیشرفته و فناوری روز دنیا نیاز دارد. در ایران تجهیزات مانیتورینگ درون چاهی (Downhole monitoring tool)

بسیار محدود است، دسترسی به مواد شیمیایی خاص یا میکروب‌های اصلاح شده برای ازدیاد برداشت شیمیایی و میکروبی به دلیل تحریم‌ها و نبود فناوری داخلی دشوار است و همچنین سیستم‌های مدل‌سازی و شبیه‌سازی ازدیاد برداشت مانند CMG-GEM یا UTCHEM به طور کامل بومی سازی نشده‌اند.

۳) تحریم‌ها و محدودیت‌های سرمایه گذاری:

روش‌های ازدیاد برداشت، به ویژه CO_2 injection، Miscible Gas Injection و Polymer Flooding، سرمایه بر و بلند مدت هستند. در نتیجه به دلیل تحریم‌ها، تأمین مالی و انتقال تکنولوژی از شرکت‌های بین‌المللی مانند Shell، Total، BP و CNPC متوقف است و به همین

سبب پروژه‌های پایلوت به فاز صنعتی نرسیدند.

۴) نبود برنامه ریزی و تداوم مدیریتی:

اجرای ازدیاد برداشت نیازمند پایش طولانی مدت داده‌ها (monitoring)، آزمایش‌های می‌دانی (phased implementation) و برنامه توسعه مرحله مرحله ای (phased implementation) است. اما در ایران، تغییرات مدیریتی سریع و عدم تخصیص بودجه کافی باعث شده است پروژه‌ها اغلب نیمه تمام بمانند یا نتایج شان مستند سازی و تحلیل نشود.

۵) عدم انطباق بین طراحی آزمایشگاهی و میدانی:

بسیاری از پروژه‌های ازدیاد برداشت در ایران تنها در مقیاس آزمایشگاهی یا نیمه میدانی (pilot) اجرا شده‌اند. اما مشکلاتی مانند ناهمگنی شدید مخزن، نبود داده دقیق در مقیاس میدان و تغییر خواص سیال در فشار و دمای واقعی، باعث می‌شود عملکرد روش‌های مختلف در مقیاس واقعی بسیار متفاوت باشد.

مهدی سیفالله‌پور، دانشجوی کارشناسی ارشد بهره‌برداری

عرفان حداداحمدی، دانشجوی کارشناسی ارشد مخزن

منابع:

- 1) Khalili, Yasin, et al. "Identification and Prioritization of Challenges and Development Technologies in One of Iran's Oil Fields in a Well-based Approach." Journal Name, vol. [Volume], no. [Issue], [Year], pp. [Page Range].
- 2) Delamaide, Eric, et al. "Enhanced Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs: State of the Art and Future Perspectives." Paper presented at the SPE Conference at Oman Petroleum & Energy Show, Muscat, Oman, March 2022. SPE-200076-MS.
- 3) Sagbana, Perekaboere Ivy, et al. "A Critical Review of Carbonate Reservoir Wettability Modification During Low Salinity Waterflooding." Petroleum, vol. 9, no. 3, 2023, pp. 317-30.
- 4) Kiani, M., et al. "Pilot Testing Issues of Chemical EOR in Large Fractured Carbonate Reservoirs." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, October 30-November 2, 2011. SPE-146840-MS.

- 5) Burchette T. P., Garland J., Neilson J., Laubach S. E., Whidden K. Carbonate rocks and petroleum reservoirs: a geological perspective from the industry Advances in Carbonate Exploration and Reservoir Analysis 2012 370 Geological Society, London, Special Publications first published online 16 October 2012.
- 6) Paper presented at the SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, November 2002.
- 7) Alipour, Majid. "Petroleum Systems of the Iranian Zagros Fold and Thrust Belt." Results in Earth Sciences, vol. 2, 2024, p. 100027.
- 8) [Author(s)]. "Natural Fractures Characterization by Integration of FMI Logs, Well Logs and Core Data: A Case Study from the Sarvak Formation (Iran)." Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, vol. 13, 2023, pp. 1247–63.
- 9) Kelishami, Shervin Bahramali Asadi, et al. "A Comprehensive Perspective on Pore Connectivity and Natural Fracture Analysis in Oligo-Miocene Heterogeneous Carbonates, Southern Iran." Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 208, no. Part B, 2022, p. 109199.
- 10) NIOC (National Iranian Oil Company) – Reservoir Studies Reports NIOC, Iran's Reservoir Geology and EOR Overview, 2019.
- 11) Schlumberger Oilfield Glossary & Reservoir Distribution Data Schlumberger, Carbonate Reservoirs Overview, 2022.
- 12) Xu, Z. X., Li, S. Y., Li, B. F., Chen, D. Q., Liu, Z. Y., & Li, Z. M. (2020). A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. Petroleum Science, 17(4), 990-1013.
- 13) Rahimpour, M. R., et al. (2024). Challenges and perspectives of implementing EOR in Iranian oil fields: Towards local technology development. Journal of Petroleum Science and Engineering, 243, 112789.
- 14) Bahrami, A., et al. (2020). "Smart water flooding in Iranian carbonate reservoirs: laboratory evaluation and modeling." Fuel, 263, 116727.
- 15) RIPI (2021). Annual report on EOR pilot projects in Iran. Research Institute of Petroleum Industry, Tehran.
- 16) Shadzadeh, S. R., et al. (2017). "Field-scale smart water injection pilot test in an Iranian carbonate reservoir." Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 7(4), 1073–1086.
- 17) Farajzadeh, R., et al. (2023). "CO₂-EOR and CCUS opportunities in Middle East carbonate reservoirs." Journal of Petroleum Science and Engineering, 225, 112247.
- 18) Trend News Agency (2015). "Iran's oil recovery factor remains at about 20 percent." <https://www.trend.az/business/energy/2435701.html>
- 19) Mehr News Agency (2012). Quoted by Trend News Agency: "Iran's oil recovery factor.trend.az/iran/2031221.html.
- 20) Gugl, Ronald, Riyaz Kharrat, Ali Shariat, and Holger Ott. 2022. "Evaluation of Gas-Based EOR Methods in Gas-Invaded Zones of Fractured Carbonate Reservoir." Energies 15(13):4921.
- 21) Xu, Zheng-Xiao, Song-Yan Li, Bin-Fei Li, Dan-Qi Chen, Zhong-Yun Liu, and Zhao-Min Li. 2020. "A Review of Development Methods and EOR Technologies for Carbonate Reservoirs." Petroleum Science 17(4):990-1013.
- 22) A. Al-Maqbali, V. E. Spooner, D. Arnold, and S. Geiger, "Calibration and optimisation of foam EOR in fractured carbonate reservoirs," in 3rd EAGE Workshop on Naturally Fractured Reservoirs, Muscat, Oman, 2018.
- 23) Dordzie, Gideon, and Morteza Dejam. 2021. "Enhanced Oil Recovery from Fractured Carbonate Reservoirs Using Nanoparticles with Low Salinity Water and Surfactant: A Review on Experimental and Simulation Studies." Advances in Colloid and Interface Science 293:102449.
- 24) Lake et al., Enhanced Oil Recovery, 2014.
- 25) Kadhim, F. S., Samsuri, A., & Kamal, A. (2016). Correlation between cementation factor and carbonate reservoir rock properties. Researcher, 8(1), 29-65.
- 26) <https://epcmholdings.com/nitrogen-assisted-enhanced-oil-an-overview/>
- 27) Haddadi, M., & Momeni Miyanati, A. (2015). [Acidizing operations of carbonate formations and case study of acidizing results in an oil well in one of the fields of central oil region].
- 28) Xu, Zheng-Xiao, Song-Yan Li, Bin-Fei Li, Dan-Qi Chen, Zhong-Yun Liu, and Zhao-Min Li. 2020. "A Review of Development Methods and EOR Technologies for Carbonate Reservoirs." Petroleum Science 17:990-1013.
- 29) Kazemi, H., Gilman, J. R., & Elsharkawy, A. M. (1992). "Analytical and numerical solution of oil recovery from fractured reservoirs by water imbibition and gas injection." SPE Reservoir Engineering.
- 30) Zarei, M., et al. (2021). "Challenges and Opportunities of Enhanced Oil Recovery in Iran: A Review." Journal of Petroleum Science and Engineering, 204, 108761.
- 31) NIOC EOR Committee Report (2019). National Iranian Oil Company Internal EOR Progress Report.
- 32) SPE Paper 200217-MS, "Assessment of EOR Development Programs in Iranian Oil Fields", 2020.
- 33) Jamiolahmady, M., et al. (2020). "EOR Methods in Fractured Carbonate Reservoirs: Lessons from Field and Laboratory Studies." Fuel, 277, 118138.

بخش انرژی‌های پایدار و آینده



مدل سازی تخلخل در یک مخزن ماسه سنگی واقع در منطقه دشت آبادان

چکیده:

بخش ماسه سنگی سازند گدوان در محدوده دشت آبادان به عنوان یک مخزن مناسب به لحاظ پتانسیل ذخیره و برداشت شناخته می شود. در این مطالعه تلاش گردید تا پارامتر تخلخل مفید این مخزن ماسه سنگی به صورت سه بعدی مدل شود. در این راستا علاوه بر الگوریتم های مناسب زمین آماری از نقشه های روندی و رخساره های الکتریکی نیز استفاده شده است. رخساره های الکتریکی با استفاده از داده های ورودی مشتمل بر نگارهای تخلخل مفید، حجم کلسیت، حجم شیل و حجم ماسه سنگ خوشه بندی شدند. براین اساس، تعداد شش رخساره تشخیص داده شد که از بین آنها دو رخساره با لیتولوژی عمدتاً ماسه سنگی دارای کیفیت مخزنی بالا، دو رخساره دارای کیفیت مخزنی متوسط و دو رخساره با مقدار شیل بالا فاقد کیفیت مخزنی می باشند. آنالیز داده برای هر کدام از کدهای رخساره های الکتریکی و تخلخل متناظر با آن از طریق واریوگرافی در نرم افزار پترل انجام گرفت تا روند تغییرات تخلخل با توزیع رخساره ها همخوانی داشته باشد. این مطالعه نشان داد، استفاده از نقشه های روندی تهیه شده براساس تغییرات مقاومت صوتی، باعث بهبود توزیع سه بعدی رخساره های الکتریکی شده که آن هم به نوبه خود منجر به توزیع بهتر تخلخل می گردد.

مقدمه:

دستیابی به توزیع صحیح و قابل اعتماد تخلخل مفید در مخازن هیدروکربوری

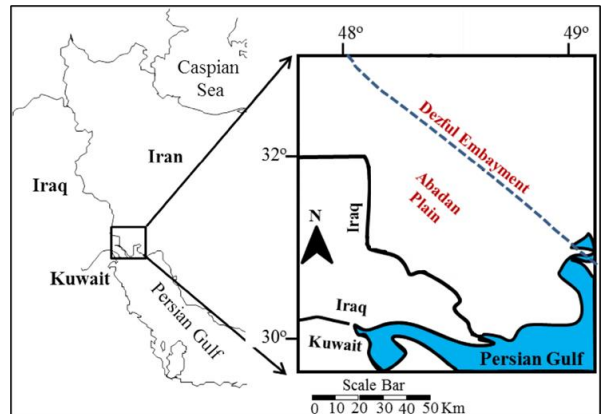
نقش مهمی در تعیین گسترش جانبی مخزن، حفاری چاه های جدید و برنامه ریزی برای نحوه بهره برداری از میدان دارد. با توجه به نقش مهم تخلخل در مخازن هیدروکربوری، توزیع صحیح این پارامتر مخزنی، ضروری خواهد بود. به کمک روش های زمین آماری میتوان به توزیع مناسبی از تخلخل رسید؛ اما باید توجه داشت که این روش ها تنها در محدوده نزدیک چاه ها، توزیع صحیحی ارائه می دهند. با توجه به پیچیدگی های زمین شناسی مخزن و بعضاً کم بودن چاه های حفر شده، استفاده از روش های زمین آماری به تنهایی پاسخگو نخواهد بود. در همین راستا، داده های لرزه نگاری سه بعدی می توانند بسیار کمک کننده باشند؛ چراکه توزیع متراکم و منظمی از خواص کشسان مخزن را فراهم می کنند. از آنجا که مقاومت صوتی و تخلخل دارای ارتباط معکوس می باشد، می توان از آن برای توزیع نزدیک تر به واقع تخلخل استفاده نمود.

اهمیت توزیع صحیح تخلخل در مخازن سبب شده است تا تحقیقات فراوانی در این زمینه صورت بگیرد. در همین راستا، محققان بسیاری از نشانگر لرزه ای مقاومت صوتی برای توزیع تخلخل استفاده نموده اند. همچنین سازند گدوان به دلیل دارا بودن خواص مناسب مخزنی در بعضی افق ها، موضوع محبوبی برای محققان این حوزه بوده است. تعیین رخساره های دیاژنزی، محیط رسوبی، کیفیت مخزنی و فاکتورهای موثر بر آن از عناوینی است که

پیش از این مورد بررسی قرار گرفته است.

موقعیت ناحیه مورد مطالعه:

ناحیه مورد مطالعه در دشت آبادان قرار دارد. دشت آبادان یک زیرزون ساختاری است که در پایانه جنوب باختری ایران قرار دارد. حد شمال و شمال خاوری آن به جبهه چین‌های زاگرس، حد جنوبی آن به خلیج فارس و عراق، و حد باختری آن نیز به مرز عراق، محدود می‌شود. دشت آبادان در بخش جنوب غربی کمربند چین خورده زاگرس (جنوب غرب ایران) واقع شده و نواحی شمالی خلیج فارس را نیز شامل می‌شود (شکل ۱).



شکل ۱- موقعیت دشت آبادان

سازند گدوان:

سازند گدوان با سن بarmین-آپتین متشکل از شیل، ماسه‌سنگ با میان لایه‌های آهکی می‌باشد. سازند گدوان به سه بخش گدوان بالایی، خلیج و گدوان پایینی تقسیم می‌شود. این سازند در سرتاسر دشت آبادان گسترش داشته و بخش آهکی خلیج در وسط این سازند دیده می‌شود. گدوان پایینی دارای مقادیر زیادی ماسه‌سنگ بوده و معادل سازند زبیر در عراق است که در بخش ایرانی، ماسه‌سنگ کوشک نامیده می‌شود. بخش ماسه‌سنگی کوشک در میادین یادآوران،

آزادگان، سپهر، جفیر و سهراب دارای مقادیر قابل توجهی از انباشت هیدوکربن می‌باشد. این سازند در میدان مورد مطالعه حدود ۱۹۱ متر ضخامت دارد که حدود ۲۱ متر آن مربوط به بخش ماسه‌سنگی کوشک می‌باشد. در بخش‌های داخلی که حوضه عمیق‌تر شده است، افزایش شیل به علت عمیق‌شدگی حوضه سبب کاهش کیفیت مخزنی سازند گدوان شده است. این سازند در محیطی کم اکسیژن نهشته شده و شامل تناوب‌های شیل و آهک است. مطالعات نشان می‌دهد که این سازند از نظر وجود مواد آلی ضعیف بوده ولی گاهی به صورت محلی و محدود از نظر مواد آلی غنی می‌گردد. سازند گدوان گاهی سنگ منشاء هیدروکربور در جنوب غربی ایران است. برخلاف فروبار دزفول که بخش آهکی خلیج دارای نفت می‌باشد، در دشت آبادان تنها ماسه‌سنگ‌های بخش کوشک (زبیر) حاوی نفت می‌باشند.

روش و مراحل تحقیق:

در این مقاله، خوشه‌سازی و تعیین رخساره‌های الکتریکی با استفاده از ماژول Facimage نرم‌افزار ژئولاگ انجام گرفت. در این مطالعه پس از آزمودن روش‌های مختلف، در نهایت روش MRGC برای تعیین تعداد رخساره‌های الکتریکی بهینه انتخاب گردید. در این روش داده‌های وروردی اعم از چندین نگار پتروفیزیکی پس از کنترل کیفی جهت خوشه‌بندی مورد استفاده قرار گرفتند.

مقاومت صوتی عبارت است از مقاومت سنگ‌ها در برابر انتشار امواج که حاصل چگالی و سرعت موج تراکمی سنگ است. در این مطالعه با توجه به عدم

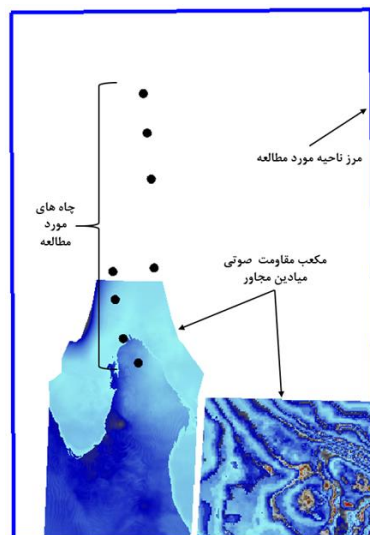
در این مقاله، از نرم افزار پترل برای ساخت مدل استاتیک استفاده گردید. مدل ساختمانی با شبکه بندی 100×100 متر ساخته شد و مدل سازی افق ها با استفاده از نقشه های سطوح عمقی انجام گرفت. پس از ساخت مدل ساختمانی، داده های رخساره الکتریکی و تخلخل به اندازه سلول های شبکه درشت مقیاس (میانگین گیری) شدند. پس از درشت نمایی این نگارها، آنالیز آماری داده ها با استفاده از اصول زمین آمار صورت گرفت. ساخت مدل رخساره و تخلخل به ترتیب با استفاده از الگوریتم های SIS^3 و $GRFS^4$ صورت پذیرفت. همچنین تنظیمات آنالیز آماری تخلخل با پیوند به رخساره های الکتریکی انجام شده است.

بحث و بررسی:

نگارهای تفسیر شده تخلخل مفید، حجم شیل، حجم کوارتز و حجم کلسیت به عنوان داده های ورودی انتخاب و آموزش داده شدند. در مرحله بعدی، با استفاده از روش MRGC، تعداد خوشه های بهینه مشخص شد. بر این اساس خوشه بندی با تعداد رخساره ۲۴ تایی از بین خوشه بندی های متعدد انتخاب گردید. بررسی و مقایسه خوشه ها نشان داد که امکان تلفیق خوشه ها و کاهش آن به ۶ خوشه وجود دارد (شکل ۳). مشخصات شش رخساره الکتریکی سازند گدوان به شرح زیر می باشد:

رخساره ۱- این رخساره به طور متوسط دارای ۷۷ درصد کوارتز (شاخص ماسه سنگ) بوده و از ادغام ۲ رخساره الکتریکی در خوشه بندی ۲۴ تایی حاصل شده است. میانگین حجم شیل در این رخساره برابر با ۶ درصد بوده و با تخلخل متوسط ۱۶ درصد بهترین کیفیت مخزنی را دارد.

وجود داده لرزه ای سه بعدی جهت استفاده در مدلسازی خواص مخزنی و همچنین محدود بودن تعداد چاه های میدان، محدوده بزرگتری برای مطالعه انتخاب شد، به طوری که بتوان از داده های لرزه ای مقاومت صوتی دو میدان مجاور نیز استفاده کرد (شکل ۲). با استفاده از نگارهای صوتی و چگالی موجود در چاه های مورد مطالعه، نگار مقاومت صوتی در محل چاه ها ساخته شد. با استفاده از روش های توزیع زمین آماری و استفاده از داده لرزه ای دو میدان مجاور، مکعب سه بعدی مصنوعی مقاومت صوتی برای ناحیه مورد مطالعه ساخته شد. از آنجا که مدل ساخته شده دارای عدم قطعیت است، صرفاً از آن برای ساخت نقشه های روندی جهت توزیع رخساره های الکتریکی و تخلخل استفاده گردید. استفاده از این نقشه ها مشکلات ناشی از کمبود داده در توزیع زمین آماری رخساره الکتریکی و تخلخل را تا حد زیادی کم کرده و به توزیع بهتر خواص کمک نمود.



شکل ۲- محدوده مقاومت صوتی در ناحیه مورد مطالعه. دوائر مشکی نشان دهنده چاه های مورد مطالعه می باشند.

درصد و ۵۱ درصد آهک و شیل دارد. تخلخل میانگین در این رخساره برابر با یک درصد است.

مدل مقاومت صوتی با تلفیق داده‌های مکعب لرزه‌ای مربوط به دو میدان که نیمه جنوبی محدوده مورد مطالعه را پوشش می‌دادند (شکل ۲) و با استفاده از نگارهای چگالی و صوتی چاه‌های موجود در میدان مورد مطالعه انجام گرفته است. مکعب مقاومت صوتی با استفاده از روش برون‌یابی در محدوده مورد مطالعه این مقاله نیز توزیع شده و صرفاً به عنوان داده ثانویه در ساخت مقاومت صوتی نهایی براساس داده‌های چاه مورد استفاده قرار گرفت. به منظور استفاده از داده‌های واقعی چاه، نگار مقاومت صوتی با استفاده از دو نگار چگالی و صوتی در محل چاه‌ها با استفاده از رابطه زیر ساخته شد:

$$I = \rho \times V \quad \text{رابطه (۱):}$$

که در آن ρ چگالی در محل نمونه، V سرعت موج P در محل نمونه و I مقدار مقاومت صوتی در محل نمونه است.

نگار مقاومت صوتی ساخته شده، با استفاده از روش میانگین‌گیری ریاضی درشت نمایی شد. پس از صحت سنجی اولیه و در نظر گرفتن تابع توزیع اولیه

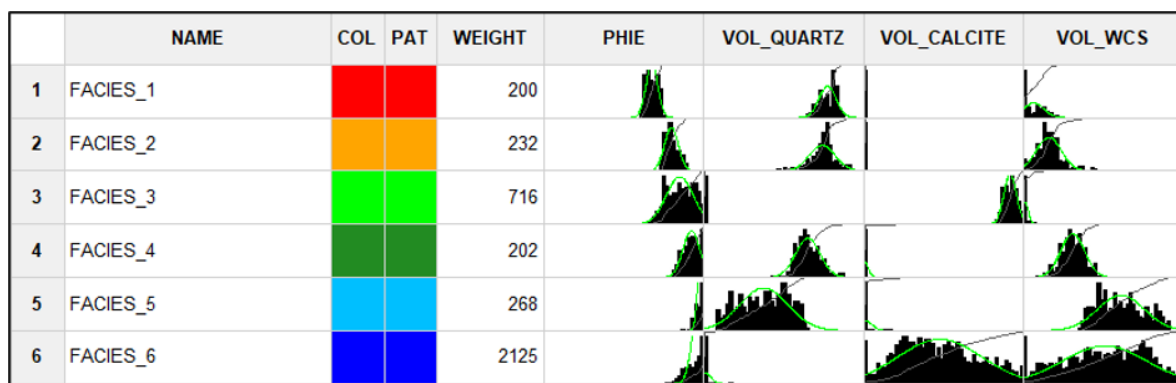
رخساره-۲: این رخساره نیز به طور میانگین دارای ۷۴ درصد ماسه بوده و با تخلخل متوسط ۱۰ درصد یک رخساره با کیفیت بالایی مخزنی در نظر گرفته می‌شود. میانگین حجم شیل در این رخساره ۱۶ درصد است.

رخساره-۳: رخساره ۳ از ادغام ۳ رخساره الکتریکی در خوشه بندی ۲۴ تایی حاصل شده است. این رخساره با داشتن میانگین ۹۲ درصد آهک و یک درصد شیل، یک آهک تمیز محسوب می‌شود. میانگین تخلخل در این رخساره ۷ درصد است.

رخساره-۴: این رخساره ماسه‌سنگی به ترتیب دارای مقادیر متوسط ۶۵ درصد و ۳۱ درصد ماسه‌سنگ و شیل بوده و تخلخل متوسط آن برابر با ۴ درصد است.

رخساره-۵: این رخساره به طور متوسط ۳۸ درصد ماسه‌سنگ داشته و از ادغام ۲ رخساره الکتریکی در خوشه بندی ۲۴ تایی حاصل شده است. رخساره ۵ به ترتیب با داشتن مقدار متوسط ۶۱ درصد شیل و میانگین تخلخل ۱ درصد، به طور کلی یک رخساره فاقد کیفیت محسوب می‌شود.

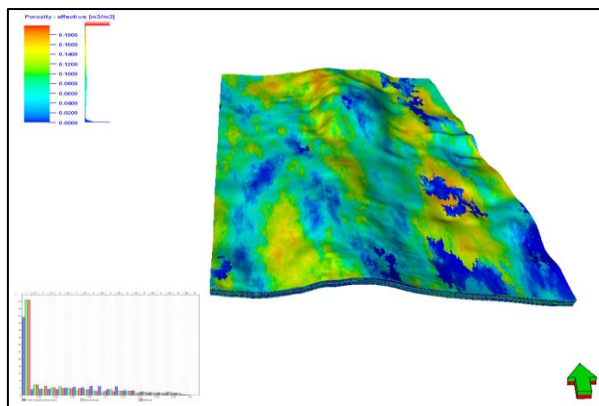
رخساره-۶: رخساره ۶ که از ادغام ۱۵ رخساره الکتریکی در خوشه بندی ۲۴ تایی حاصل شده است، به طور متوسط ۴۸



شکل ۳- هیستوگرام داده‌های ورودی در شش رخساره نهایی

رخساره‌های الکتریکی را فراهم نمود. شایان ذکر است، استفاده از نقشه‌های روندی تغییرات مقاومت صوتی منجر به توزیع صحیح رخساره‌های الکتریکی و آن هم به نوبه خود منجر به توزیع بهتر تخلخل می‌گردد.

از آنجا که در بخش آنالیز واریوگرافی توزیع تخلخل متأثر از توزیع رخساره‌های الکتریکی می‌باشد، لذا توزیع تخلخل در فضای سه‌بعدی مدل به نوعی متأثر از تغییرات مقاومت صوتی نیز می‌باشد، چراکه نقشه‌های روندی ساخته شده در توزیع رخساره‌ها و به تبع آن در توزیع تخلخل مورد استفاده قرار گرفته‌اند. شکل ۴ توزیع سه‌بعدی تخلخل در سازند گدوان و هیستوگرام مربوط به داده‌های اولیه و مدل نهایی را نشان می‌دهد. به منظور بررسی بهتر بخش‌های مخزنی سازند گدوان، پس از ساخت مدل تخلخل، نقشه تغییرات تخلخل نیز تهیه شد. همان‌طوریکه در شکل ۵ نشان داده شده است، تخلخل در بخش‌های ماسه‌سنگی به سمت شمال و شرق ناحیه مورد مطالعه افزایش می‌یابد.



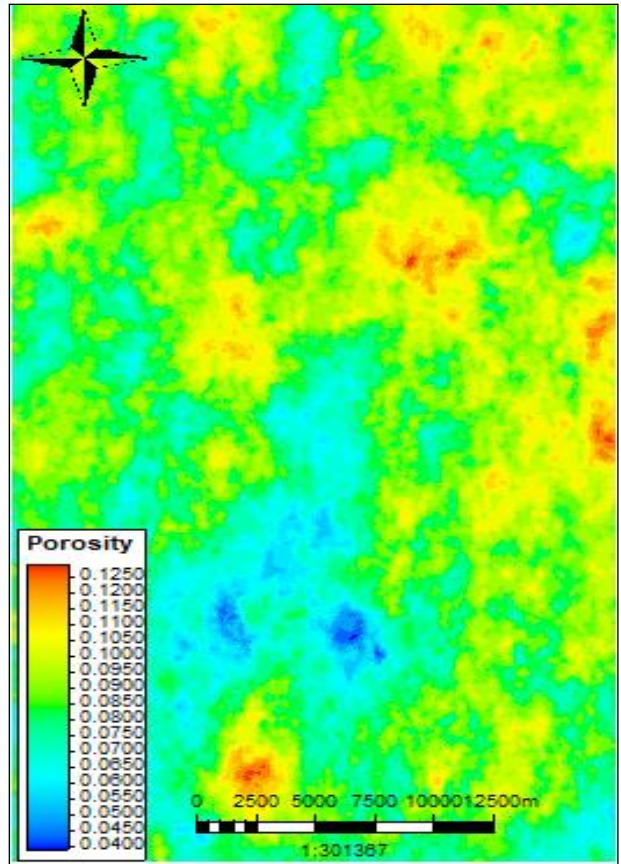
شکل ۴- توزیع سه‌بعدی مدل تخلخل سازند گدوان و هیستوگرام مربوطه

براساس داده‌های موجود، آنالیز واریوگرافی انجام شد. سپس با استفاده از الگوریتم کریجینگ دوگانه^۵، مکعب مقاومت صوتی ساخته شد و از مکعب لرزه‌ای اولیه نیز به عنوان داده ثانویه برای ساخت این مدل استفاده گردید. در همین راستا، نقشه‌های میانگین مقاومت صوتی بر اساس مدل نهایی ساخته شد. این نقشه‌ها پس از هموارسازی و نرمال کردن، به عنوان نقشه‌های روندی در توزیع رخساره‌های الکتریکی مورد استفاده قرار گرفتند. از آنجا که ارتباط بین مقاومت صوتی و تخلخل یک ارتباط معکوس است، و رخساره‌های الکتریکی به عنوان تابعی از تخلخل و درصد کانی‌ها ساخته شده‌اند، نقشه‌های روندی افزایشی برای توزیع رخساره‌های با کیفیت مخزنی پایین و نقشه‌های روندی کاهشی برای توزیع رخساره‌های الکتریکی با کیفیت مخزنی بالا در نظر گرفته شدند.

پس از ساخت مدل ساختمانی و پیش از مدل‌سازی خواص پتروفیزیکی، رخساره‌های الکتریکی مدل می‌شوند. براساس آنالیز رخساره‌های الکتریکی سازند گدوان، رخساره‌های الکتریکی با تخلخل خوب با مقدار مقاومت صوتی پایین و رخساره‌های ضعیف دارای تخلخل کمتر با مقاومت صوتی بالا تطابق دارند. بنابراین از نقشه‌های روندی مقاومت صوتی برای توزیع هرکدام از رخساره‌ها استفاده شد. همچنین توزیع هر کدام از این رخساره‌ها به تخلخل پیوند گردید تا روند تغییرات رخساره‌ها با تخلخل همخوانی داشته باشد. از این رو، هر کدام از کدهای رخساره‌ای به صورت جداگانه مورد آنالیز واریوگرافی قرار گرفت تا بتوان با آنالیز واریوگرافی تخلخل مربوطه امکان تبعیت توزیع تخلخل از

منابع:

- [۱]. اشتری تلخستانی، احمد؛ نبی بیدهندی، و جمالی. ۱۳۹۰، برآورد توزیع تخلخل مخزن از نشانگرهای لرزه‌ای با استفاده از مدل عصبی-فازی NEFPROX در دشت گرگان. مجله ژئوفیزیک ایران، ۵ (۱)، ۱۵-۱.
- [2]. Angeleri, G. P., & Carpi, R. (1982). Porosity prediction from seismic data. Geophysical prospecting, 30(5), 580-607.
- [۳]. فریدونی بهاره و مختاری محمد. ۱۳۹۶، شبیه سازی پارامترهای مخزنی تخلخل و تراوایی با استفاده از روش شبیه سازی گوسی متوالی توام در یکی از میادین نفتی خلیج فارس، نشریه زمین شناسی نفت ایران، ۷ (۱۳)، ۹۴-۷۸.
- [۴]. ساطعی وحید، مختاری محمد و عکاشه بهرام. ۱۳۹۱، تاثیر نشانگر لرزه ای مقاومت صوتی در تخمین تخلخل در بخش ماسه سنگی سازند کژدمی (بورگان) در یکی از میادین نفتی، فصلنامه زمین، سال هفتم، شماره ۲۴، ۱۰۵-۹۷.
- [5]. Leite, E. P., & Vidal, A. C. (2011). 3D porosity prediction from seismic inversion and neural networks. Computers & Geosciences, 37(8), 1174-1180.
- [۶]. حمیدی حبیب علی، ریاحی محمدعلی و نوروزی غلامحسین. ۱۳۹۱، بررسی بهبود برآورد تخلخل به کمک ترکیب روش های زمین آماری با تبدیل نشانگرهای چندگانه، مجله ژئوفیزیک ایران، ۶ (۱)، ۱۰۶-۹۵.
- [۷]. رمضانی، حسینی برزی، هنرمند و صادقی، ۱۴۰۰. تعیین رخساره‌های دیاژنزی و کیفیت مخزنی ماسه‌سنگ‌های سازند گدوان در چاه‌هایی از میادین غربی دشت آبادان. پژوهش های چینه نگاری و رسوب شناسی، 37(3)، 139-155.
- [8]. Dehkar, A., Sajjadian, V. A., Noora, M. R., & Shabani Goorji, K. (2018). Microfacies analysis and depositional environment of the Fahliyan Formation (Lower Cretaceous), Abadan plain, West South of Iran (Arvand-field). Scientific Quarterly Journal of Geosciences, 27(106), 45-52.
- [9]. Shakeri, A., & Parham, S. (2013). Reservoir characterization and quality controlling factors of the fahliyan formation located in southwest Iran. Journal of Sciences, Islamic Republic of Iran, 24(2), 135-148.
- [۱۰]. مطیعی، همایون، ۱۳۷۲، زمین شناسی ایران، چینه شناسی زاگرس، سازمان زمین شناسی کشور، طرح تدوین کتاب، تهران، ۵۳۶ ص.
- [11]. Zeinalzadeh, A., Moussavi-Harami, R., Mahboubi, A., Kassaie-Najafi, M., & Rezaee, R. (2019). Thermal modelling of gas generation and retention in the Jurassic organic-rich intervals in the Darquain field, Abadan Plain, SW Iran. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 9(2), 971-987.
- [۱۲]. آقا نباتی، ع.، ۱۳۸۵ - زمین شناسی ایران، تهران: انتشارات سازمان زمین شناسی و اکتشافات معدنی کشور، ۷۰۸ صفحه



شکل ۵- نقشه تغییرات تخلخل در بخش‌های ماسه‌سنگی سازند گدوان

زهره صادق طبقی، کارشناس ارشد
مدلساز استاتیک شرکت انرژی دانا

ولی مهدی پور، مدیر زمین‌شناسی و
ژئوفیزیکست شرکت انرژی دانا

انرژی زمین گرمایی

مقدمه:

انرژی کم‌کربن، از جمله انرژی زمین‌گرمایی را تحریک می‌کند. در حالی که در قرن بیستم استفاده از انرژی زمین‌گرمایی عمدتاً در مناطقی با دسترسی به گرمای نزدیک به سطح زمین، مانند مکان‌هایی با فعالیت آتشفشانی، انجام می‌شد، در دهه‌های گذشته امکان حفاری تا عمق چند کیلومتری، استفاده بالقوه از آن را در بسیاری از مناطق جهان فراهم کرده است. کشورهای توسعه‌یافته به دلیل برخورداری از منابع مالی، پیشرفت تکنولوژیکی و دسترسی به دانش و تخصص مورد نیاز، کاندیداهای اصلی برای تولید انرژی زمین‌گرمایی هستند. انرژی زمین‌گرمایی همچنین می‌تواند در بخش‌هایی از جهان در حال توسعه بسیار مفید باشد، جایی که می‌تواند به اجرای برنامه‌های «انرژی پایدار برای همه» و تحقق «اهداف توسعه پایدار» کمک کند.

مثالی از این دست کشورها، کنیا است که دولت آن به‌طور فعال توسعه انرژی زمین‌گرمایی را دنبال می‌کند، زیرا این انرژی می‌تواند در تحریک رشد اقتصادی و دستیابی به اهداف انتشار کم‌کربن نقش کلیدی ایفا کند. ظرفیت نصب‌شده جهانی تولید برق زمین‌گرمایی در سال ۲۰۱۰ به کمی بیش از ۱۰ گیگاوات رسید، در حالی که برای فناوری‌های تجدیدپذیر تثبیت‌شده‌تر مانند فتوولتائیک خورشیدی و انرژی بادی، این مقدار امروزه به حدود ۵۰۰ گیگاوات می‌رسد. پیشرفت‌های کنونی فناوری به گونه‌ای است که ظرفیت تولید برق زمین‌گرمایی نصب‌شده می‌تواند تا سال ۲۰۵۰ به خوبی از سطح ۱۰۰ گیگاوات فراتر رود. مدل‌های ارزیابی

انرژی زمین‌گرمایی در حال جلب توجه قوی از سوی نهادهای خصوصی و عمومی می‌باشد. تحلیلگران انتظار دارند که استفاده از آن در دهه‌های آینده در بسیاری از نقاط جهان به سرعت رشد کند. از جمله دلایل متعدد چشم‌انداز خوش‌بینانه برای این فناوری تثبیت‌شده می‌توان به فراوانی منابع انرژی زمین‌گرمایی و افزایش پتانسیل جهانی آن‌ها به دلیل پیشرفت‌های تکنولوژیکی اخیر اشاره کرد که دسترسی به تشکیلات زمین‌گرمایی در عمق‌های بیشتر را از طریق فرآیندهایی مانند شکافت هیدرولیکی (شکاف هیدرولیکی روشی است که با تزریق مایع پر فشار به سنگ‌های زیر زمینی، در آنها شکستگی ایجاد می‌کنند تا گرما یا سیال محبوس در اعماق زمین آزاد شود) ممکن ساخته است. انرژی زمین‌گرمایی در اصل یک فناوری تجدیدپذیر کم‌کربن است که می‌تواند به دستیابی به هدف توافق پاریس برای محدود کردن افزایش میانگین دمای جو جهانی به حداکثر ۲ درجه سانتی‌گراد کمک کند. برخلاف گزینه‌های کم‌کربن متناوب مانند فتوولتائیک خورشیدی (فناوری که با استفاده از سلول‌های خورشیدی نور خورشید را مستقیماً به برق تبدیل می‌کنند) و انرژی بادی، انرژی زمین‌گرمایی مزیت اضافی دارد که یک جایگزین غیرمتناوب است، یعنی حتی «وقتی خورشید نمی‌تابد یا باد نمی‌وزد» نیز در دسترس است. ضرورت دستیابی به انتشار خالص صفر دی‌اکسید کربن جهانی تا سال ۲۰۵۰ برای تحقق هدف توافق پاریس، استفاده از فناوری‌های

روش ها:

TIAM-ECN:

برای تحلیل خود از مدل ارزیابی یکپارچه شناخته شده TIAM-ECN (مدل ارزیابی یکپارچه TIMES که توسط ECN، بخشی از TNO، اداره می شود) استفاده می کنیم. این مدل، یک مدل انرژی-اقتصاد-محیط زیست است که برای یافتن سیستم های انرژی با حداقل هزینه به کار گرفته می شود. از آنجا که TIAM-ECN تمام بخش های اصلی (تولید برق، صنعت، بخش مسکونی و تجاری، حمل و نقل) را پوشش می دهد، برای تحلیل موضوعاتی در حوزه های مختلف از جمله حمل و نقل، تأمین برق، و تقسیم بار بین کشورها برای کنترل تغییرات اقلیمی جهانی استفاده شده است. نمونه های دیگر مطالعات با TIAM-ECN شامل کارهایی در زمینه انتشار فناوری در سطح جهانی و منطقه ای است.

TIAM یک مدل بهینه سازی خطی است که توسعه اقتصاد انرژی جهانی را از استخراج منابع تا مصرف نهایی انرژی در دوره های بیش از ۱۰۰ سال شبیه سازی می کند. تفکیک منطقه ای آن جهان را به تعدادی مناطق جغرافیایی مجزا تقسیم می کند؛ در قالب اصلی ۱۵ منطقه، که در سال های گذشته برای TIAM-ECN ابتدا به ۲۰ و سپس به ۳۶ منطقه ارتقا یافته است. تابع هدف TIAM-ECN شامل کل هزینه های سیستم انرژی تجمعی با احتساب ارزش فعلی محاسبه شده در کل افق زمانی و جمع شده در تمام ۳۶ منطقه است. اجرای سناریوها با TIAM-ECN شامل کمینه سازی این تابع هدف است. اجزای اصلی هزینه در تابع هدف عبارتند از:

یکپارچه (IAM) مدل های انرژی-اقتصاد-محیط زیست هستند که می توانند در طراحی مسیرهای جایگزین گذار انرژی و کربن زدایی، هم در سطح جهانی و هم برای مناطق یا کشورهای خاص، کمک کنند. این مدل ها به طور گسترده در گزارش های متعدد منتشر شده توسط پنل بین دولتی تغییرات اقلیمی (IPCC) استفاده شده اند و به اطلاع رسانی به سیاست گذاران ملی و مذاکره کنندگان بین المللی اقلیم کمک کرده اند. تاکنون مدل های IAM به ندرت برای تحلیل پتانسیل جهانی انرژی زمین گرمایی به کار گرفته شده اند. در حالی که مطالعات زیادی در مورد پتانسیل منابع فنی و یا اقتصادی انرژی زمین گرمایی برای بخش های مختلف جهان انجام شده است، تاکنون توجه کمی به بررسی رفتار انرژی زمین گرمایی در یک دیدگاه گسترده تر سیستم انرژی شده است. هدف ما بررسی رقابت پذیری انرژی زمین گرمایی در یک سیستم انرژی پویا است که تمام عناصر اصلی اقتصاد انرژی را پوشش می دهد، و برای این منظور از TIAM-ECN، که یک مدل IAM جهانی شناخته شده است استفاده می کنیم.



به صورت گرمای مستقیم فرآیند در صنعت و کشاورزی در میان مدت تا بلندمدت پیش‌بینی می‌کنیم - در برخی کشورها استفاده از گرمای عمیق زیرزمینی در گلخانه‌ها قبلاً رایج بوده - اما در حال حاضر در TIAM-ECN هنوز بین امکانات مختلف در این دو بخش تمایز قائل نشده‌ایم. در بخش برق، هم نیروگاه‌های فلش و هم باینری را نمایش می‌دهیم، همچنین دستگاه‌های تولید برق مبتنی بر سیستم‌های زمین‌گرمایی بهبودیافته (EGS) که به منابع زمین‌گرمایی عمیق از طریق فناوری شکافت هیدرولیکی وابسته هستند. در بخش مسکونی و تجاری، پمپ‌های حرارتی برای گرمایش و سرمایش محیطی مبتنی بر منابع زمین‌گرمایی کم‌عمق، استفاده مستقیم از گرما برای گرمایش آب و گرمایش/سرمایش محیطی، و استفاده مستقیم از گرما برای این اهداف از EGS را نمایش می‌دهیم.



۳ سناریو ها:

TIAM-ECN تحت فرضیات ورودی در مورد اقدامات سیاستی، ویژگی‌های فناوری، داده‌های منابع و پیش‌بینی‌های تقاضا اجرا می‌شود، در حالی که خروجی‌هایی به صورت توصیه‌های سیاستی، سبدهای فناوری، جریان‌های انرژی (و تجارت) و سطوح سرمایه‌گذاری و قیمت ارائه می‌دهد. TIAM-ECN امکان انجام تحلیل مبتنی بر هزینه تحت چندین سناریو را فراهم می‌کند.

- هزینه‌های سرمایه‌گذاری
- هزینه‌های سوخت
- هزینه‌های ثابت و متغیر بهره‌برداری و نگهداری (O&M)

سایر اجزای هزینه مانند هزینه‌های برچیدن و هزینه‌های زیرساختی نیز گنجانده شده‌اند، هرچند به صورت ساده‌شده. رویکرد تعادل جزئی - TIAM-ECN به این معناست که تقاضا برای خدمات انرژی از طریق کشش قیمتی استفاده نهایی به تغییرات قیمت‌های مربوطه پاسخ می‌دهد. بنابراین صرفه‌جویی در تقاضای انرژی و تغییرات هزینه‌ای مربوطه نیز در تابع هدف لحاظ می‌شوند. پایگاه داده مرتبط با TIAM-ECN شامل صدها فناوری برای مجموعه گسترده‌ای از بخش‌های مختلف است.



۲ نمایش انرژی زمین‌گرمایی:

مدل اصلی TIAM شامل تعداد محدودی از فناوری‌های انرژی زمین‌گرمایی نسبتاً ساده‌شده است. برای اهداف این مطالعه، نمایش این فناوری‌ها را در TIAM-ECN گسترش و بهبود داده‌ایم تا بتوانیم چشم‌انداز انرژی زمین‌گرمایی را در آینده بهتر پیش‌بینی کنیم. در نسخه جدید TIAM-ECN، مجموعه گزینه‌های انرژی زمین‌گرمایی شده و هزینه‌های سیستمی و ویژگی‌های فنی اصلی آن‌ها را برای بخش برق و بخش مسکونی و تجاری به‌روزرسانی شده است. هرچند فرصت‌های بزرگی برای استفاده از انرژی زمین‌گرمایی

EGS: Enhanced Geothermal System

مانند هر مدل دیگری، خروجی اجرای سناریوها با TIAM-ECN به مقادیر پارامترهای ورودی آن وابسته است؛ به همین دلیل، نتایج ما نباید به عنوان پیش‌بینی تفسیر شوند، بلکه باید به عنوان پیش‌بینی‌های مشروط از صدها فناوری شبیه‌سازی شده در TIAM-ECN در تمام بخش‌های اصلی تولید و مصرف انرژی اقتصاد در نظر گرفته شوند. در این مدل، فرضیاتی درباره موارد زیر صورت می‌گیرد:

- هزینه‌های فعلی فناوری‌ها،
- تغییرات آینده هزینه،
- نرخ‌های حداکثر نفوذ،
- بازده تبدیل.

پیش‌بینی‌های تقاضای انرژی بر اساس انتظارات از عوامل اجتماعی-اقتصادی مانند رشد جمعیت، افزایش تولید ناخالص داخلی، تحقق صرفه‌جویی‌ها و اجرای بهبودهای کارایی انجام می‌شود. فرضیات دیگر شامل موارد زیر است:

- ذخایر سوخت‌های فسیلی در مناطق مختلف جهان،
- پتانسیل‌های انرژی تجدیدپذیر،
- قابلیت‌های تجارت انرژی بین مناطق،
- فرآیندهای خودکار بهبود کارایی انرژی و کربن‌زدایی،
- سیاست‌های انرژی-اقلیمی اجرا شده پیش از سال مرجع کالیبراسیون TIAM-ECN (سال ۲۰۱۰).

هرچند TIAM-ECN در بازه زمانی بیش از ۱۰۰ سال اجرا می‌شود، اما به دلیل تغییرات سریع در سیستم انرژی جهانی — به‌ویژه در فناوری انرژی زمین‌گرمایی — در این مطالعه تنها تا افق ۲۰۵۰ تمرکز کرده‌ایم.

۱. سناریوی مرجع (REF): سناریوی پایه یا «کسب‌وکار به روال معمول» که در آن روندهای کنونی اکستراپوله می‌شوند و سوخت‌های فسیلی همچنان بزرگ‌ترین سهم از کل عرضه انرژی را دارند. این سناریو نمایانگر تصویری از سیستم انرژی جهانی بدون اجرای سیاست اقلیمی گسترده است.

۲. سناریوی کنترل سختگیرانه تغییرات اقلیمی (DC2REF_): این سناریو احتمال بالایی (حدود ۷۰ درصد) را برای عدم افزایش میانگین دمای جو جهانی از ۲ درجه سانتی‌گراد تضمین می‌کند.

۳. سناریوی GEO: این سناریو در همه جنبه‌ها مشابه REF است، به جز فرض اینکه به دلیل پیشرفت تکنولوژیکی، کاهش هزینه‌های تندتری برای EGS دارد. در این سناریو فرض می‌کنیم هزینه‌های EGS با نرخ یادگیری ۱۳ درصدی بین سال‌های ۲۰۱۰ تا ۲۰۵۰ کاهش یابد و از این رو از فرآیند یادگیری با عمل (learning-by-doing) که به‌طور تجربی برای فناوری فراکینگ در افزایش تولید گاز طبیعی از تشکیلات عمیق زمین‌شناختی مشاهده شده، پیروی کند.

۴. سناریوی DC2GEO_: این سناریو در همه جنبه‌ها مشابه DC2REF_ است، به جز فرضیه اینکه کاهش هزینه‌های تندتری برای EGS نسبت به حالت پایه محافظه‌کارانه‌تر (مانند سناریوی GEO با نرخ یادگیری ۱۳ درصد) حاصل می‌شود. بنابراین این سناریو پیشرفت تکنولوژیکی خوش‌بینانه برای انرژی زمین‌گرمایی از تشکیلات عمیق را با اقدام اقلیمی جهانی جاه‌طلبانه که با هدف توافق پاریس همخوانی دارد، ترکیب می‌کند.

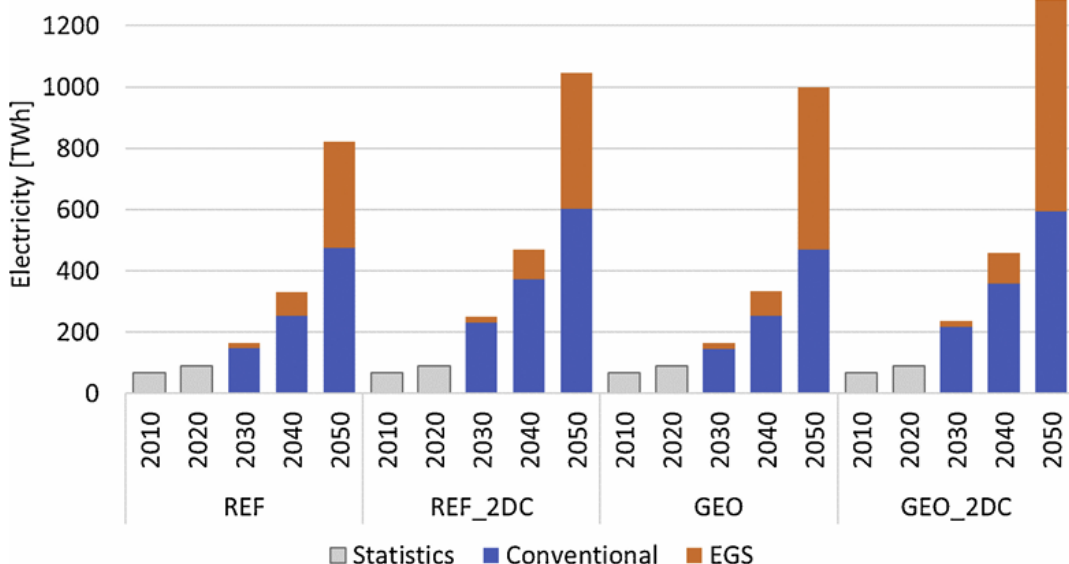


نتایج:

نزدیک به ۲۰۰ تراوات ساعت در سال بالاتر از ۸۰۰ تراوات ساعت در سال پیش‌بینی مرجع باشد. تحت اثر ترکیبی سیاست اقلیمی سختگیرانه و پیشرفت تکنولوژیکی، سطح تولید برق ممکن است تا ۱۳۰۰ تراوات ساعت در سال در سال ۲۰۵۰ برسد. اگر هیچ پیشرفت تکنولوژیکی محقق نشود، فناوری‌های مبتنی بر EGS ممکن است حدود ۴۰ درصد از کل برق تولیدشده در سال ۲۰۵۰ را تأمین کنند. اگر تغییر تکنولوژیکی خوش‌بینانه محقق شود، EGS ممکن است بیش از نیمی از کل توان زمین‌گرمایی تولیدشده در سال ۲۰۵۰ را تأمین کند.

در شکل ۲، پیش‌بینی‌های ما برای تولید گرمای زمین‌گرمایی جهانی تحت چهار سناریو که با TIAM-ECN تولید شده‌اند نشان داده شده است. سناریوی REF ما در اصل با مسیرهای رشد نسبی استفاده از گرمای زمین‌گرمایی بین سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۵۰ منتشرشده در مطالعات کلیدی IEA (۲۰۱۱) و ESMAP (۲۰۱۲) همخوانی

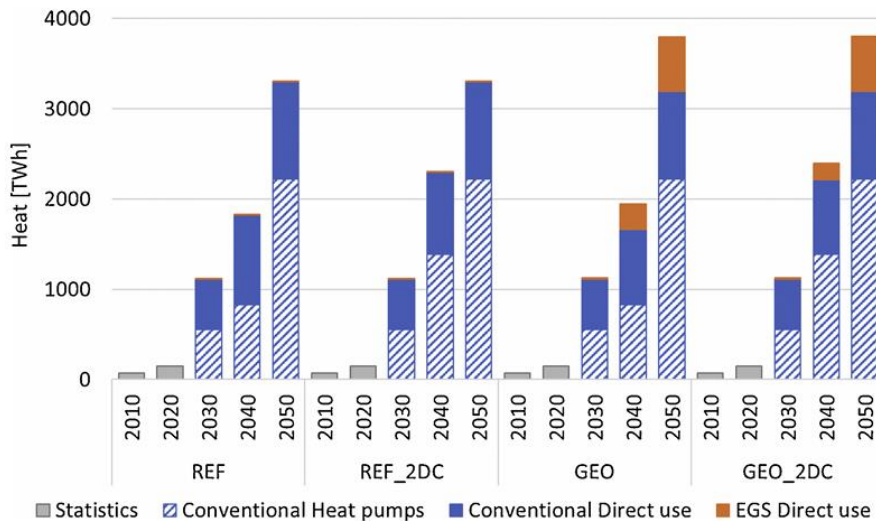
شکل ۱ مسیرهای تولید برق زمین‌گرمایی جهانی را تحت چهار سناریوی ما که با TIAM-ECN به‌دست آمده‌اند نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، سناریوی پایه ما با برآوردهای رشد تولید برق زمین‌گرمایی بین سال‌های ۲۰۲۰ تا ۲۰۵۰ منتشرشده در گزارش‌های IEA (۲۰۱۱) و ESMAP (۲۰۱۲) هم‌راستا است، اما اعداد ما کمتر از مقادیر ذکرشده در این گزارش‌ها است؛ این امر نشان‌دهنده آن است که در سال‌های اخیر، استفاده از انرژی زمین‌گرمایی کمتر از آنچه یک دهه پیش پیش‌بینی می‌شد، رشد کرده است. یافته‌های ما نشان می‌دهد که تحت سیاست اقلیمی ۲ درجه سانتی‌گرادی، سطح تولید برق زمین‌گرمایی در سال ۲۰۵۰ ممکن است بیش از ۲۰۰ تراوات ساعت در سال بالاتر از ۸۰۰ تراوات ساعت در سال پیش‌بینی‌شده در پیش‌بینی مرجع ما باشد. به‌طور مشابه، تحت پیشرفت تکنولوژیکی قابل‌توجه، سطح تولید برق زمین‌گرمایی ممکن است



شکل ۱. پیش‌بینی تولید برق زمین‌گرمایی جهانی با استفاده از TIAM-ECN. داده‌های آماری سال ۲۰۱۰ از گزارش IEA (۲۰۱۱) گرفته شده و داده‌های سال ۲۰۲۰ از گزارش IEA (۲۰۱۹) استخراج شده‌اند.

تولید گرمای مستقیم مبتنی بر EGS تا سال ۲۰۵۰ ناچیز باقی می‌ماند. اگر سناریوی REF با تغییر تکنولوژیکی خوش‌بینانه تکمیل شود، کل استفاده از گرما افزایش می‌یابد و EGS از سال ۲۰۴۰ به بعد نقش قابل‌توجهی ایفا می‌کند، در حالی که در سال ۲۰۵۰ حدود ۱۵ درصد از کل گرمای زمین‌گرمایی جهانی را تشکیل می‌دهد. همان‌طور که دیده می‌شود، دو سناریوی GEO شبیه به یکدیگر هستند، به جز استفاده کلی بالاتر از گرما در سال ۲۰۴۰ در سناریوی DC2GEO.

دارد، اما اعداد مطلق ما کمتر از مقادیر گزارش‌شده در این انتشارات کلیدی است تا نشان دهد که در دهه دوم این قرن، گسترش استفاده از انرژی زمین‌گرمایی کمتر از آنچه در ابتدا پیش‌بینی می‌شد، رشد کرده است. یافته‌های ما نشان می‌دهد که تحت پیشرفت تکنولوژیکی قابل‌توجه، تولید گرمای زمین‌گرمایی در سال ۲۰۵۰ ممکن است حدود ۵۰۰ تراوات‌ساعت در سال بالاتر از حدود ۳۳۰۰ تراوات‌ساعت در سال پیش‌بینی‌شده در پیش‌بینی مرجع ما باشد.



شکل ۲. پیش‌بین تولید گرمای زمین‌گرمایی جهانی با استفاده از TIAM-ECN. داده‌های سال ۲۰۱۰ و ۲۰۲۰ به ترتیب از مطالعات (2015) Lund & Bpyd و Lund و همکاران (2015) استخراج شده‌اند.

شکل ۳ تکامل ترکیب تأمین برق جهانی تا سال ۲۰۵۰ را بر اساس پیش‌بینی‌های TIAM-ECN نشان می‌دهد. اگر هیچ اقدام اقلیمی سختگیرانه‌ای اجرا نشود، حدود نیمی از کل تولید برق همچنان تحت سلطه سوخت‌های فسیلی (زغال‌سنگ و گاز طبیعی) باقی می‌ماند؛ این با اکثر ادبیات موجود در این زمینه هم‌خوانی دارد. اما اگر سیاست‌های اقلیمی مطابق با جاه‌طلبی‌های توافق

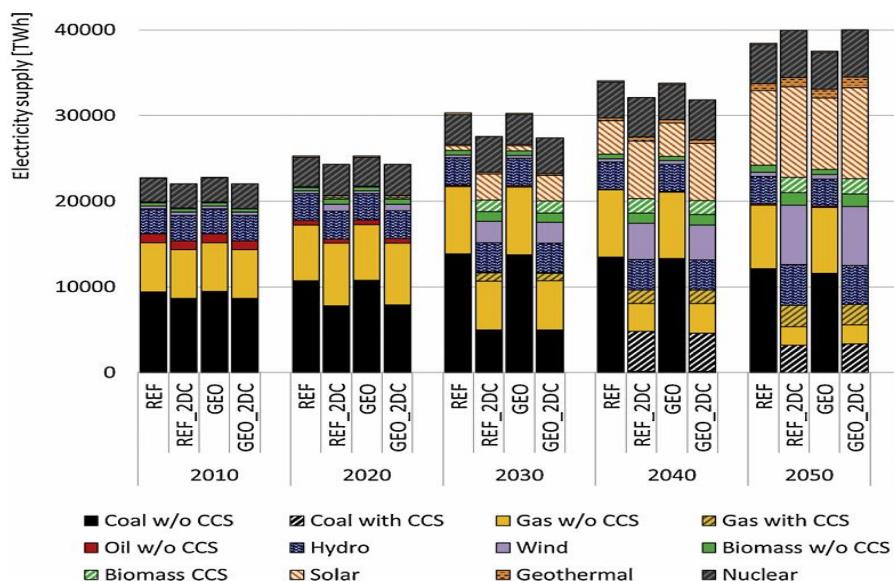
در سناریوی مرجع، هم پمپ‌های حرارتی متداول و هم استفاده مستقیم از گرما افزایش می‌یابند؛ اولی حدود دو سوم کل گرمای تولیدشده در سال ۲۰۵۰ را تشکیل می‌دهد و دومی یک سوم باقی‌مانده را. مشاهده می‌کنیم که اگر اقدام اقلیمی سختگیرانه در سناریوی مرجع محقق شود، کل استفاده از گرمای زمین‌گرمایی در سال ۲۰۴۰ به‌طور قابل‌توجهی بالاتر می‌رود، درحالی که

برای استفاده از گرما، تنها اعداد مربوط به بخش مسکونی و تجاری را گنجانده‌ایم؛ پس از بهبود مدل‌سازی استفاده از انرژی زمین‌گرمایی در صنعت و کشاورزی، می‌توانیم سطوح کلی سرمایه‌گذاری جمععی را تعیین کنیم. شکل ۴ نشان می‌دهد که اگر تمام کشورها در مسیر هدف توافق پاریس — یعنی محدود کردن افزایش میانگین دمای جهانی به ۲ درجه سانتی‌گراد — باقی بمانند و اگر هزینه‌های تولید انرژی زمین‌گرمایی از تشکیلات عمیق از طریق EGS با نرخ یادگیری ۱۳ درصدی به صورت خوش‌بینانه کاهش یابد، ما پیش‌بینی می‌کنیم که اندازه بازار سرمایه‌گذاری در انرژی زمین‌گرمایی تا اواسط قرن بالقوه به حدود ۵۰۰ میلیارد دلار آمریکا در سال برسد. پیش‌بینی می‌کنیم که فرصت‌های سرمایه‌گذاری زمین‌گرمایی به صورت نمایی رشد کنند، حتی در سناریوی پایه (REF)، اما بازار ممکن است در سناریوهایی که فناوری انرژی زمین‌گرمایی با سرعت و موفقیت بیشتری توسعه و بهبود می‌یابد،

پاریس رعایت شوند، ترکیب پیش‌بینی‌های ما به طور چشمگیری به نفع تجدیدپذیرها مانند انرژی خورشیدی و بادی تغییر می‌کند. گزینه‌هایی مانند CCS، نیروگاه‌های آبی و فناوری‌های مبتنی بر زیست‌توده نیز به شدت توسط اقدام اقلیمی هماهنگ تحریک می‌شوند. ما پیش‌بینی می‌کنیم که تا سال ۲۰۵۰، نیروگاه‌های زمین‌گرمایی که تا حدی در رقابت با (و تا حدی مکمل) سایر فناوری‌های انرژی کم‌کربن هستند در صورت تحقق وعده‌های توافق پاریس، حدود ۳ درصد از تولید برق جهانی را تأمین کنند و بدون سیاست اقلیمی جهانی هماهنگ، حدود ۲ درصد.

شکل ۴ یافته‌های ما را در مورد سرمایه‌گذاری سالانه جهانی در انرژی زمین‌گرمایی نشان می‌دهد که بین دو گزینه اصلی تقسیم شده است:

- فناوری‌های متداول (به ترتیب برق و گرما)،
- فناوری‌های مبتنی بر EGS (به ترتیب برق و گرما).



شکل ۳. پیش‌بینی ترکیب کل عرضه برق جهانی با استفاده از TIAM-ECN.

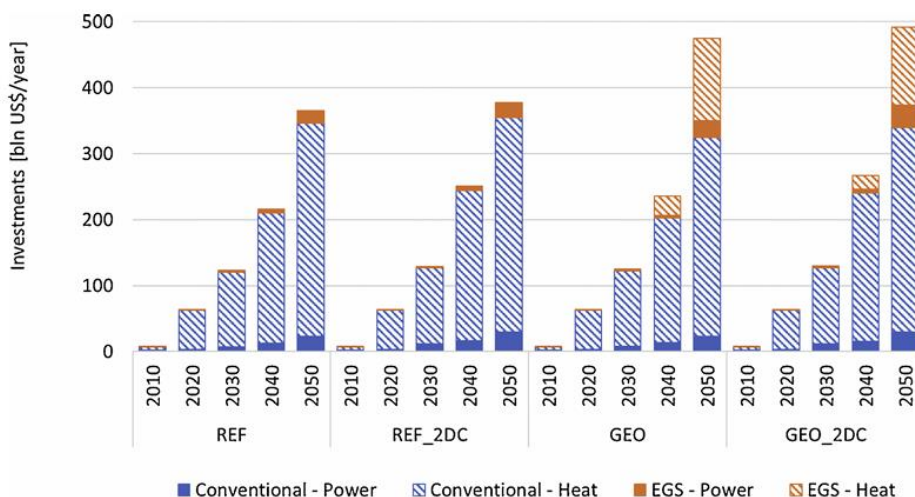
میلیارد دلار آمریکا در سال می‌رسد که معادل حدود ۲ تا ۳ درصد از کل نیازهای سرمایه‌گذاری سمت عرضه انرژی (حدود ۲۰۰۰ میلیارد دلار در سال) است که در مطالعات مقایسه‌ای بین‌مدلی در مورد کنترل سختگیرانه تغییرات اقلیمی گزارش شده است.

نتیجه‌گیری:

در این پژوهش با استفاده از مدل جامع TIAM-ECN، رشد بالقوه‌ی انرژی زمین‌گرمایی تا سال ۲۰۵۰ در دو بخش برق و گرما بررسی شد. نتایج نشان می‌دهد که بسته به میزان پیشرفت فناوری‌های زمین‌گرمایی پیشرفته (EGS) و شدت سیاست‌های اقلیمی، تولید برق زمین‌گرمایی می‌تواند به ۸۰۰ تا ۱۳۰۰ تراوات‌ساعت در سال ۳۳۰۰ تا ۳۸۰۰ تراوات‌ساعت در سال برسد. در این حالت، انرژی زمین‌گرمایی می‌تواند حدود ۲ تا ۳ درصد از برق جهانی را تأمین کند. مدل‌سازی‌ها همچنین پیش‌بینی می‌کنند که اگر کشورها به اهداف توافق پاریس پایبند بمانند، بازار سرمایه‌گذاری جهانی انرژی زمین‌گرمایی تا

به‌طور قابل‌توجهی بزرگ‌تر شود. اعداد سرمایه‌گذاری گزارش‌شده در شکل ۴، هزینه‌های سرمایه‌ای سالانه بدون تنزیل (CAPEX) هستند. WACC (میانگین موزون هزینه سرمایه) برای تمام فناوری‌های زمین‌گرمایی به جز پمپ‌های حرارتی، ۱۲ درصد فرض شده است. این WACC بالاتر از فناوری‌های تولید برق تجدیدپذیر دیگر (که برای آن‌ها WACC ۱۰ درصد در نظر گرفته شده) است تا ریسک‌های مرتبط با اکتشاف (یعنی نسبت موفقیت و شکست در حفاری چاه) را منعکس کند. همان‌طور که دیده می‌شود، شکل ۴ شامل هزینه‌های فناوری‌های سمت عرضه و سمت تقاضا است؛ به همین دلیل این ارقام نمی‌توانند مستقیماً با ارقامی که تنها سمت عرضه را گزارش می‌کنند مقایسه شوند.

شکل ۴ نشان می‌دهد که سرمایه‌گذاری‌های سمت عرضه (برق) یک مرتبه بزرگی کمتر از کل سرمایه‌گذاری‌ها (عرضه + تقاضا، برق و گرما) است. سرمایه‌گذاری‌های سمت عرضه انرژی زمین‌گرمایی در سال ۲۰۵۰ به حدود ۵۰



شکل ۴. محاسبه سرمایه‌گذاری سالانه جهانی در انرژی زمین‌گرمایی با استفاده از TIAM-ECN.

جنوبی و فرانسه برای تحلیل گذار انرژی و سناریوهای اقلیمی استفاده می‌شود. این پژوهش تأکید می‌کند که با بهبود نمایش انرژی زمین‌گرمایی در این مدل‌ها، می‌توان نقش واقعی آن را در گذار جهانی به انرژی‌های پاک و پایدار بهتر ارزیابی کرد.



شایان تنها، دانشجوی کارشناسی مهندسی نفت



منبع:

Integrated assessment projections for global geothermal energy use By Bob van der Zwaana & Francesco Dalla Longaa

سال ۲۰۵۰ به حدود ۵۰۰ میلیارد دلار در سال خواهد رسید. این برآورد بر پایه‌ی کاهش هزینه‌ها با نرخ یادگیری حدود ۱۳ درصدی برای فناوری EGS است؛ نرخ‌ی که از تجربه‌ی فناوری مشابه شکست هیدرولیکی در استخراج گاز طبیعی به‌دست آمده است. در صورت کندی پیشرفت فناوری، اندازه‌ی این بازار ممکن است تا حدود ۳۵۰ میلیارد دلار در سال کاهش یابد، اما همچنان صنعت بزرگی باقی می‌ماند.

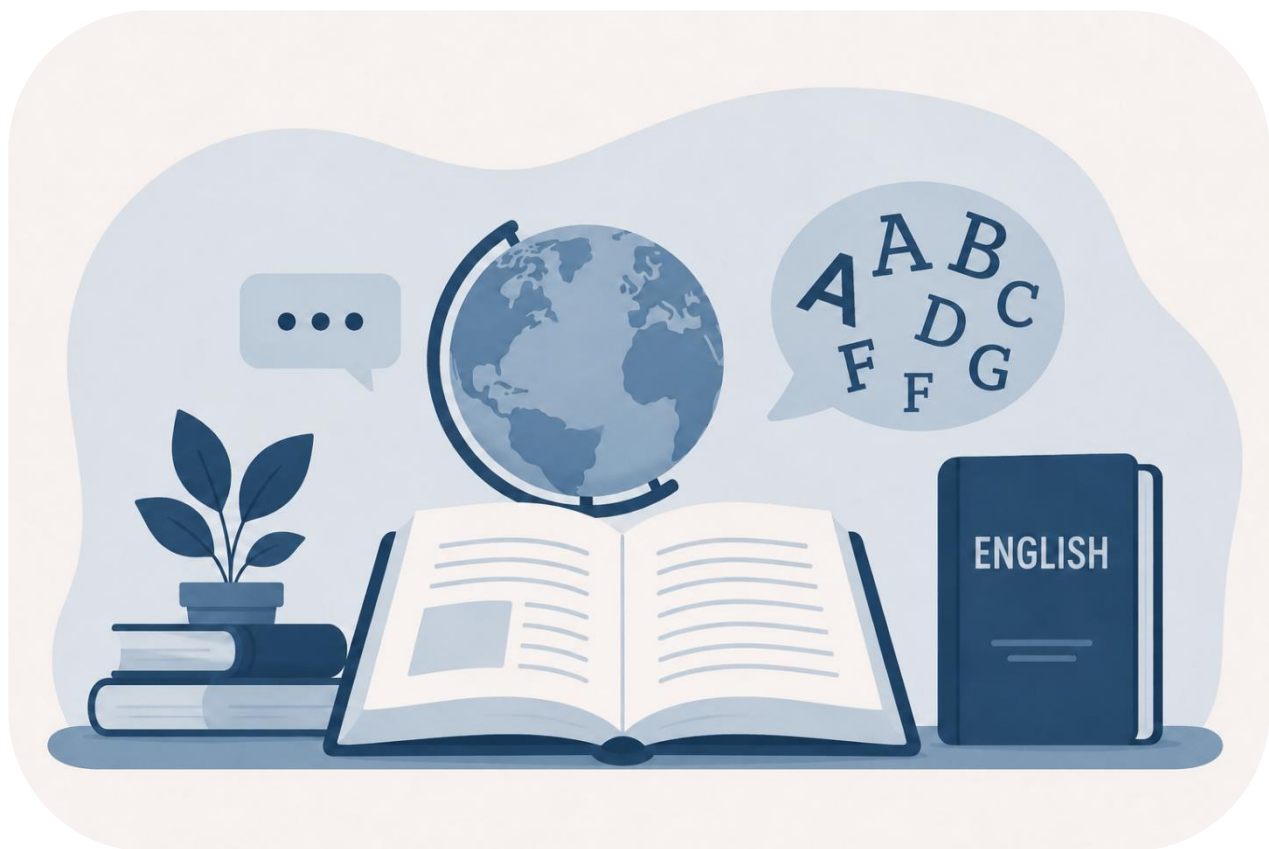
در مقایسه با مطالعات پیشین مانند کار لیمبرگر و همکاران (۲۰۱۴) که تنها اروپا را بررسی کرده بودند، این پژوهش با استفاده از TIAM-ECN تصویری جهانی و پویا از پتانسیل اقتصادی انرژی زمین‌گرمایی ارائه می‌دهد. نتایج نشان می‌دهد که انتخاب روش‌شناسی مناسب (پویا در مقابل ایستا) تأثیر زیادی بر ارزیابی واقع‌بینانه‌ی پتانسیل رقابتی این منبع دارد.

مطالعه به چند مسیر تحقیقاتی آینده نیز اشاره می‌کند، از جمله:

- بررسی دقیق‌تر ریسک‌های مالی و اکتشافی پروژه‌های زمین‌گرمایی،
- مدل‌سازی جزئی‌تر پتانسیل جغرافیایی منابع (با داده‌های حرارتی و زمین‌شناسی)،
- تحلیل انتشارهای احتمالی CO₂ در فناوری‌های زمین‌گرمایی مستقیم،
- و بررسی پذیرش اجتماعی این فناوری‌ها به‌ویژه در کشورهایی چون هلند، ژاپن، نیوزیلند و ایسلند که دغدغه‌های زیست‌محیطی و لرزه‌ای دارند.

در حال حاضر مدل TIAM-ECN به‌طور فعال در کشورهای هلند، کانادا، ژاپن، کره

English section



Leveraging Artificial Intelligence to Reveal and Optimize the Governing Parameters of the Oil Drilling Industry

Abstract:

Drilling operations one of the strategic phases in the exploration and development of oil and gas reservoirs have always faced challenges such as high costs, operational complexity, and safety risks. Recent advances in artificial intelligence now enable the use of machine learning algorithms and multi-objective optimization to enhance efficiency, reduce costs, and improve safety across the entire drilling workflow. This article examines how data-driven models can forecast and optimize key indicators, including the drill bit rate of penetration (ROP), specific mechanical energy (MSE), and hazardous drillstring vibrations. Supervised learning models trained on historical and real-time surface data (e.g., WOB, RPM, SPP, flow rate) can predict ROP and MSE with high fidelity, while classification or anomaly-detection methods flag stick slip, bit bounce, and whirling before they escalate. Hybrid approaches combining tree-based ensembles, gradient boosting, and neural

Networks have been shown to increase ROP by more than 30% on average, stabilize operating parameters, and sharpen fault detection. Optimization layers using techniques such as genetic algorithms or particle swarm optimization then convert predictions into actionable setpoints that balance speed, safety, and bit life.

Crucially, these models are deployable in the field. Edge computing and streaming analytics allow continuous recalibration as lithology changes, while feature-importance and SHAP analyses improve interpretability for drilling engineers. Physics-informed networks and digital-twin formulations further constrain predictions with rock mechanics and hydraulics, reducing overfitting and improving generalization to new wells. Finally, robust data governance quality control, sensor validation, and uncertainty quantification ensures reliable recommendations. Taken together, intelligent models do more than analyze complex drilling data: they support real-time decision-making, accelerate learning across fields, and offer a practical pathway to

safer, faster, and more economical drilling.

Introduction and Discussion:

The adoption of artificial intelligence (AI) in the oil industry especially in drilling has become a necessity, and its applications can be categorized across a wide range of challenges and workflows. In this scientific piece, we focus on several high-impact, practical topics that have been actively investigated by researchers, highlighting how AI methods can be applied, validated, and deployed to deliver measurable improvements in drilling performance and operational decision-making.

1) Rate of Penetration (ROP)

ROP prediction models were developed by Alavi and co-workers based on 14 operational parameters: True Vertical Depth (TVD), Weight On Bit (WOB), Torque On Bit, Equivalent Circulating Density (ECD), drilling Rotations Per Minute (RPM), Flow Rate, StandPipe Pressure (SPP), bit size, total RPM, D-exponent, Gamma-Ray Log (GR), Density Log, Neutron Log, Caliper Log, and the discrete distribution of lithology/petrology. Model training and validation were performed using data compiled from three development wells. Using

random subsampling, 85% of the data was allocated to model training and learning, and 15% to accuracy testing. The results indicated that RF, GBM, and XGBoost provided low-error ROP predictions versus depth. Models built with cross-validation and integrated data from all three wells achieved higher predictive accuracy than models based on single-well datasets.

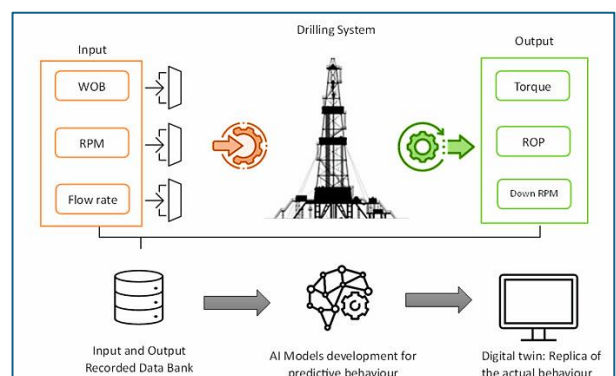


Fig1. ROP Prediction Structure by creating the Digital twin using ML and field data (Boukredera, Youcefi et al. 2023)

Introduction and Discussion:

Karnot and colleagues presented a machine-learning approach to optimize the drill bit rate of penetration (ROP) in S-shaped wells. Using historical drilling data from wells in southern Iraq, their method identifies the most effective drilling operating variables. They employed two machine-learning models—Extra Trees Regressor and XGBoost—to predict ROP from 17 input features, such as torque and

standpipe pressure (SPP). Model accuracy was assessed using correlation coefficients, and, given its superior performance, Extra Trees Regressor was selected.

To optimally tune key parameters including weight on bit (WOB), revolutions per minute (RPM), surface pump pressure (SPP), and flow rate, the study applied Particle Swarm Optimization (PSO), a Genetic Algorithm (GA), and the Fireworks Algorithm (FWA).

Of the dataset drawn from six wells, 75% was allocated for training the machine-learning models and 25% for testing. The average optimization gains were reported as 30.66% for GA, 22.33% for PSO, and 14.5% for FWA.

2) Mechanical Specific Energy (MSE)

Specific mechanical energy (MSE) is widely used to quantify drilling efficiency and to maximize the drill bit rate of penetration (ROP) in oil and gas wells. Given the current lack of effective downhole models to accurately describe rotary drilling with a positive displacement motor (PDM), Chen and colleagues proposed a new MSE model tailored to rotary PDM drilling.

They also introduced an early-stage method for optimizing drilling parameters based on MSE for hard formations under rotary PDM operation.

Field data indicate that when drilling proceeds efficiently and without operational problems, the minimum MSE estimated by the new model is approximately equal to the formation's confined compressive strength along the wellbore, satisfying operational requirements.

It was further observed that in rotary PDM drilling, ROP is sensitive to increases in weight on bit (WOB); excessive WOB not only fails to improve ROP but often reduces it. Their proposed approach can estimate the optimal WOB for each motor speed so that, when using a PDM over a given formation interval, ROP is maximized and unnecessary drilling is avoided.

Yang and colleagues first analyzed data from offset wells around the main well, then applied machine-learning algorithms during the actual drilling process. Their proposed drilling-parameter optimization method is a data-driven model that can operate using surface parameters alone. Parameters such as weight on bit

(WOB), rotary speed (RPM), drilling fluid flow rate, formation type, and true vertical depth (TVD) can accurately predict various targets including the rate of penetration (ROP), torque on bit, and specific mechanical energy (MSE) along the entire wellbore. The model's accuracy improves as additional data from neighboring wells are incorporated.

The results showed an approximately 20% increase in ROP, about a 25% reduction in torque on bit, and roughly a 55% decrease in MSE. The optimizations performed for the target wells demonstrate the reliability and practical applicability of the workflow, which can be readily extended to other areas.



3) Drill String Vibrations

Vibrations and shock are unavoidable dynamic phenomena in drilling. They arise under conditions such as the use of aggressive bits in formations with poor drillability; long drillstrings used

in offshore wells; vortex-induced vibrations caused by the slender geometry of offshore platforms; wellbore instability when drilling through shale- and coal-bearing formations; and increased trajectory deviation in directional drilling.

Sharma and colleagues provided a comprehensive, in-depth review of process-control solutions and vibration-mitigation methods used to identify, understand, eliminate, or reduce drilling vibrations. Their findings clearly showed that increasing a model's degrees of freedom improves its accuracy; at present, models with 10 degrees of freedom are considered adequate.

The study further indicated a shift in industry practice from passive control solutions toward active control, wherein drilling parameters are continuously updated so the operation remains in an optimal and efficient state. The most common controller for drillstring stick-slip is based on the drillstring vibration concept first introduced in the 1980s. However, the review identified roughly 40 controllers, most of which have only been tested in laboratory settings and have not been deployed in the field

due to various operational constraints. The authors concluded that no single method or technique is sufficient to control torsional vibrations in the drillstring. Consequently, to design a robust control strategy against torsional oscillations, an integrated approach is required one that combines higher-fidelity numerical models (with more degrees of freedom), machine learning, and empirical analyses.

Considering the points discussed from the previous literature on this topic, the following table provides a concise and comprehensive summary that can be very useful.

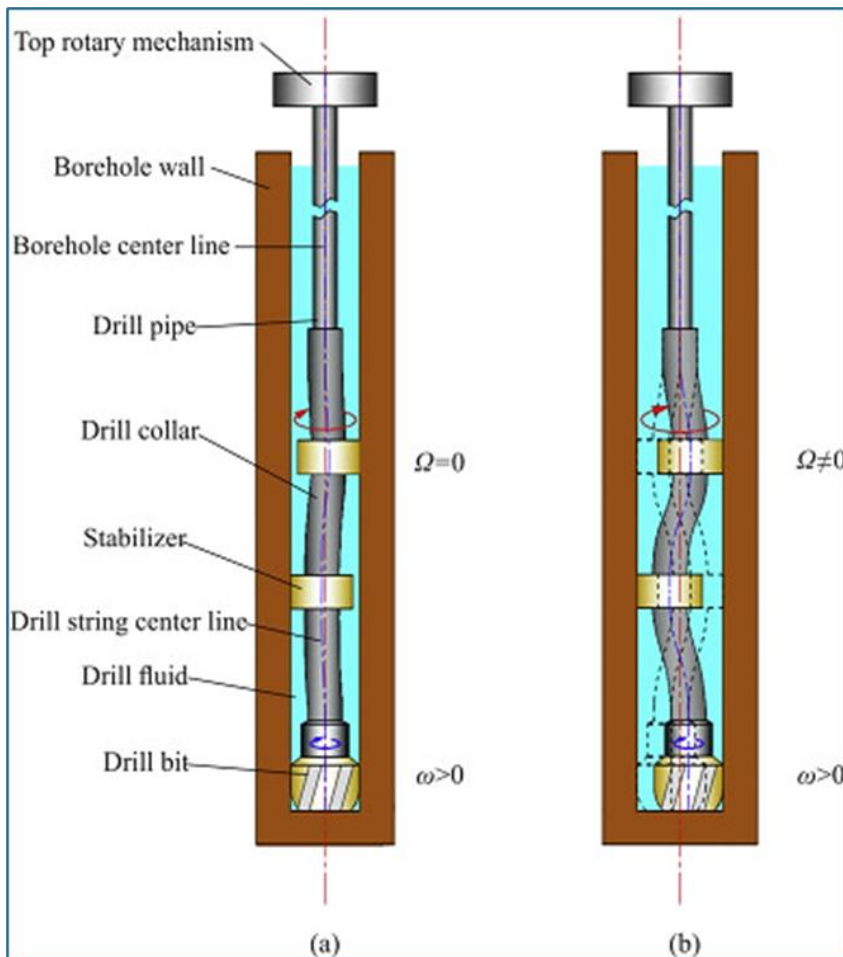


Fig 2. Vibrations in DrillString (Li, Zhang et al. 2020)

Table 1. A brief overview of six major scientific works

Ref	Authors	Work / Topic	Data / Scope	Algorithms / Models	Key Findings
[1]	Alavi et al.	ROP prediction from 14 operational parameters across 3 development wells	85% train / 15% test; multi -well; depth-based	Random Forest (RF), Gradient Boosting (GBM), XGBoost; cross-validation	Low-error ROP vs. depth; multi -well + CV > single -well
[2]	Karnot et al.	ROP optimization in S-shaped wells (Southern Iraq)	6 wells; 75% train / 25% test	Extra Trees Regressor, XGBoost (prediction); GA, PSO, FWA (optimization)	Avg improvements: GA 30.66%, PSO 22.33%, FWA 14.5%; Extra Trees chosen
[3]	Chen et al.	New MSE model for rotary drilling with Positive Displacement Motor (PDM)	Field validation in hard formations	Analytical MSE model; early -stage parameter optimization method	Min MSE $\approx$ confined compressive strength; ROP sensitive to excessive WOB; optimal WOB per motor speed
[4]	Yang et al.	Data-driven optimization using surface parameters; applied during live drilling	Offset + main wells; accuracy improves with more neighboring -well data	ML models (surface -parameter -based) predicting ROP, torque, MSE	$\approx 20\%$ $\uparrow$ ROP, $\approx 25\%$ $\downarrow$ torque, $\approx 55\%$ $\downarrow$ MSE; workflow generalizable
[5]	J. Rector and B. Marion	Conditions leading to drillstring vibrations and shock	Conceptual / overview	—	Aggressive bits in hard rock; long offshore strings; VIV; shale/coal instability; directional deviation

AI delivers clear gains in drilling, but results hinge on data quality, physics alignment, and real-time control. Models trained on diverse, multi-well data generalize better and reliably forecast ROP and MSE. The biggest wins come when predictions drive optimization turning forecasts into setpoints for WOB, RPM, SPP, and flow rate while guarding bit life and constraints.

Physics-aware targets (e.g., MSE linked to rock strength) prevent over-aggressive settings. Vibration control remains the main limiter; active, closed-loop strategies help but require integrated modeling and ML. Priorities: strong data governance, uncertainty quantification, domain adaptation, and human-in-the-loop supervision.

Conclusion:

Artificial intelligence is rapidly becoming a powerful and transformative tool in drilling engineering, where complexity, cost, and safety demands are highest. By learning from historical and real-time data, machine-learning models can increase rate of penetration (ROP), suppress damaging vibrations, and accelerate fault detection, thereby cutting non-productive time and

overall spend.

These gains are especially critical in Iran, where drilling operations face acute economic and operational pressures and exploratory wells are particularly expensive; in this context, optimization carries clear strategic value.

Recent advances now make intelligent, data-driven decision-making practical at the rig, enabling faster, safer, and more economical drilling. In short, Iran's drilling landscape is challenged by high costs and operational constraints, the price of exploratory wells magnifies the need for optimization, AI provides new capabilities for analyzing complex data streams, and machine-learning models translate those capabilities into tangible performance improvements through higher ROP, reduced vibration, and rapid fault detection.

 Amir Mohammad Jahani,
M.Sc. Student in Drilling Engineering

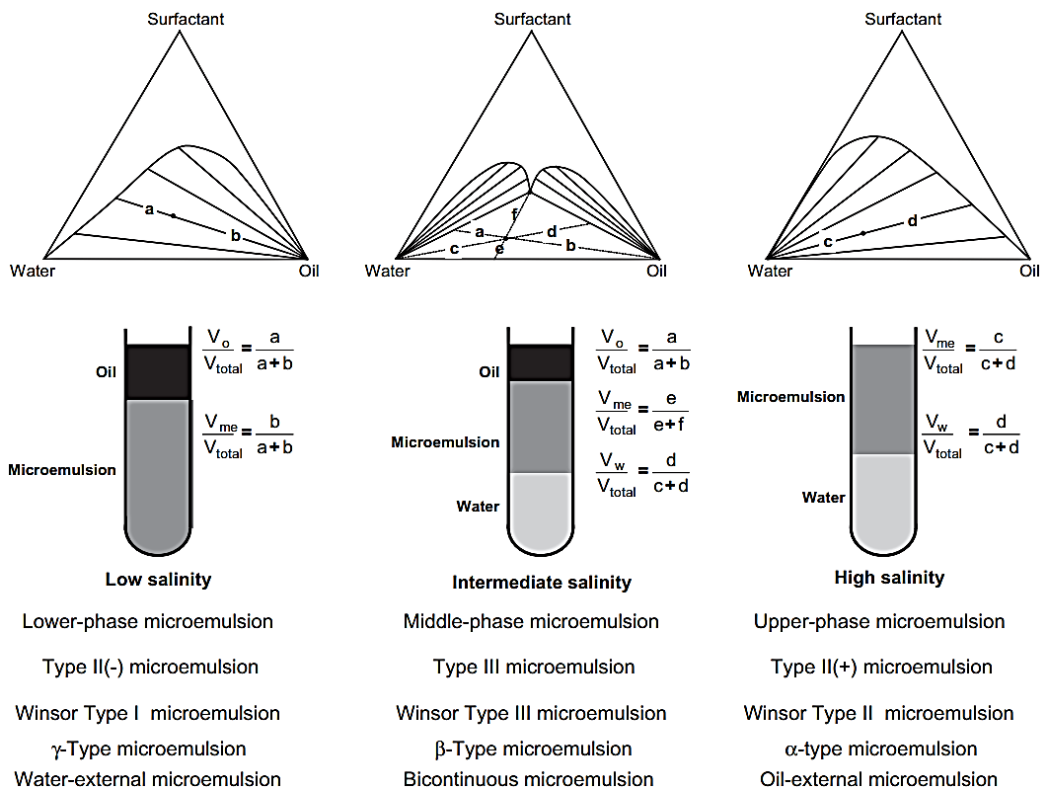
 Paria Pourkarimi,
Bachelor of Law Graduate

References:

- [1] Allawi, R.H., et al., Leveraging Boosting Machine Learning for Drilling Rate of Penetration (ROP) Prediction Based on Drilling and Petrophysical Parameters. *Artificial Intelligence in Geosciences*, 2025: p. 100121.
- [2] Karnot, M., et al. Maximizing Drilling Efficiency in Deviated Wells Using AI Based ROP Optimization. in *International Petroleum Technology Conference*. 2025. IPTC.
- [3] X. Chen, D. Gao, B. Guo and Y. Feng, "Real-time optimization of drilling parameters based on mechanical specific energy for rotating drilling with positive displacement motor in the hard formation," *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016.
- [4] Z. Yang, Y. Liu, X. Qin, Z. Dou, G. Yang, J. Lv and Y. Hu, "Optimization of Drilling Parameters of Target Wells Based on Machine Learning and Data Analysis," *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2022.
- [5] J. Rector and B. Marion, "The use of drill-bit energy as a downhole seismic source," *Geophysics*, 1991.
- [6] A. Sharma, K. Abid, S. Srivastava, A. F. B. Velasquez and C. Teodoriu, "A review of torsional vibration mitigation techniques using active control and machine learning strategies," *Petroleum*, 2024.



Study and investigation of the fuzzy behavior and stability of surfactants in the presence of water with varying salinity under reservoir conditions



Three types of microemulsions and effect of salinity on the phase behavior.

Abstract:

Increasing oil recovery from mature reservoirs, particularly in complex formations such as carbonate reservoirs, is one of the main challenges in the oil industry. Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) methods using surfactants play a key role in addressing this challenge due to their ability to significantly reduce interfacial tension (IFT) and alter the wettability of reservoir rock. However, the efficiency and stability of surfactants are strongly influenced by

reservoir conditions, especially water salinity. This research provides a systematic investigation of the effect of salinity on the phase behavior and stability of surfactants and, by integrating experimental and analytical data, offers solutions for optimizing their formulation. The findings indicate that salinity can cause phase inversion in emulsions and challenge the stability of common surfactants under harsh conditions (high temperature and salinity).

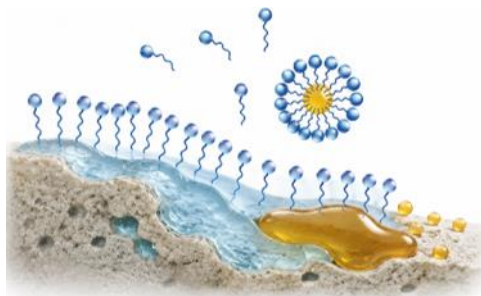


Introduction:

Surfactants, with their amphiphilic structure (consisting of a hydrophilic head and a hydrophobic tail), accumulate at the oil-water interface and create a key mechanism for Enhanced Oil Recovery (EOR). Their primary functions are to drastically reduce interfacial tension to ultra-low values, change the wettability of the reservoir rock towards water-wet conditions, and form stable microemulsions to mobilize trapped oil. These factors, working together, significantly increase oil recovery. Surfactants are classified into four main categories: anionic, cationic, nonionic, and amphoteric, each used for specific reservoir conditions based on their respective advantages and limitations. Water salinity plays a decisive role in system stability by influencing the phase behavior of surfactants. According to the Winsor system, increasing salinity can shift the phase behavior from an oil-in-water microemulsion (Winsor I) at low salinity, to a middle phase with minimal interfacial tension (Winsor III) at an optimal salinity, and finally to a water-in-oil microemulsion (Winsor II) at high salinities. This

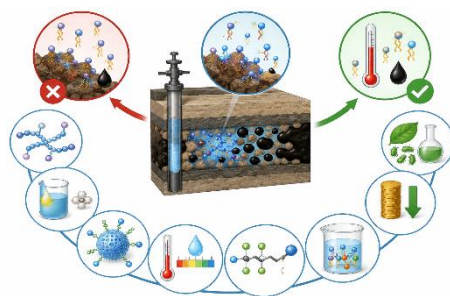
phase inversion is accompanied by an increase in viscosity and a pressure drop. On the other hand, high salinity, by affecting surfactant solubility, can cause the precipitation of anionic surfactants (especially in the presence of calcium and magnesium ions). While nonionic surfactants have greater salinity tolerance, they are vulnerable to thermal degradation at high temperatures. To cope with harsh reservoir conditions such as high salinity and temperature, specialized surfactants have been developed. Fluorinated surfactants, due to their strong carbon-fluorine bonds, possess exceptional thermal and chemical stability and can significantly reduce interfacial tension even at very high salinities. However, environmental concerns regarding the persistence of earlier generations (such as PFOA and PFOS) have driven research towards developing types with shorter, biodegradable chains. Alongside this group, amphoteric surfactants like betaines exhibit suitable stability over a wide range of salinities and temperatures, and combining them with fluorinated surfactants can achieve ultra-low interfacial tensions. Furthermore, natural nonionic surfactants such as Alkyl

Polyglucosides (APGs) and cocoamides are presented as options with better environmental compatibility and can be used in combined formulations to improve performance and stability.



The most significant challenge in surfactant application is their adsorption onto the reservoir rock, which can waste up to 90% of the injected chemicals and jeopardize the project's economic viability. Other major challenges include reduced thermal stability at temperatures above 80°C and the high cost of specialized surfactants. These factors collectively severely impact process efficiency. Numerous innovative solutions have been developed to overcome these obstacles. To reduce adsorption, sacrificial agents like polyacrylate, tuning the salinity of the injected water, using nanoparticles as carriers, and developing smart surfactants responsive to stimuli such as

temperature and pH are employed. Furthermore, replacement with high-temperature-stable surfactants (such as fluorinated types and betaines) and optimizing formulations using surfactant mixtures or developing cost-effective biosurfactants are practical strategies to ensure project stability and economic feasibility.



Brief Literature Review:

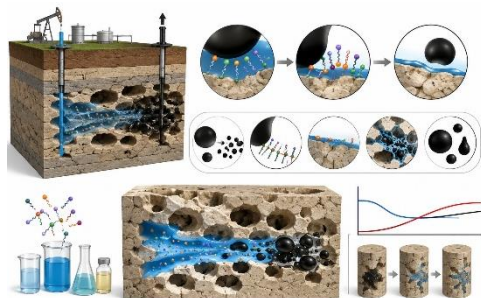
In an innovative study by Viscrammi and colleagues (2020), the impact of using low-salinity solutions containing surfactants on enhancing oil recovery from carbonate reservoirs was investigated. The results demonstrated that this combined method, by simultaneously activating multiple mechanisms, has very high efficiency. The optimized surfactant formulations not only drastically reduced interfacial tension but also effectively altered the rock wettability from oil-wet to water-wet. These changes were accompanied by a significant increase in the capillary number (by more than

four orders of magnitude) and the achievement of a very high recovery rate of 61% to 67% for different oil samples. Investigations revealed that the performance of this method depends on crude oil compositions (such as resins and asphaltenes), and the formulation must be optimized accordingly. Quantitative measurements (such as the wettability alteration index) confirmed that the presence of surfactants, compared to low-salinity water alone, plays a decisive role in altering wettability. Ultimately, this research proved that the low-salinity surfactant solution injection method, as a cost-effective and efficient solution, has high potential for mobilizing trapped oil in complex carbonate reservoirs by combining key mechanisms [2].

Ge J and Wang Y aimed to find an effective surfactant system for recovering residual oil after water flooding in one of China's largest carbonate reservoirs, named "Tahe". The main challenge was the reservoir's extremely harsh conditions, including high temperature and ultra-high salinity (220,000 ppm), as well as its complex fractured-vuggy geological structure, which caused many conventional surfactants (such as

anionic types) to lose their effectiveness. Therefore, the researchers sought a formulation that could not only withstand these conditions but also mobilize oil trapped in this complex structure. The findings of this study challenged some common assumptions in Enhanced Oil Recovery. Experimental results showed that while reducing Interfacial Tension (IFT) is necessary for achieving high recovery, low IFT alone does not guarantee success. Similarly, it was found that altering rock wettability to water-wet is not an absolute and exclusive factor; for instance, a cationic surfactant (OTAC) had low recovery despite excellent wettability alteration, whereas the optimal system (COM) achieved high recovery without significantly altering wettability. These results indicated that complex mechanisms beyond these two traditional parameters play a role in oil recovery. By combining two surfactants (AEC-6 and NPC-7), the researchers achieved an optimal system that recovered 50% of the residual oil. The success of this system was attributed not only to the performance of the individual surfactants but also to their synergistic effect and the potential activation of

multiple mechanisms. This research proved that for harsh-condition carbonate reservoirs, the focus should be on designing intelligent, combined formulations of resistant surfactants (such as betaines and ionic-nonionic types), and desired results cannot be achieved by considering only a single mechanism.

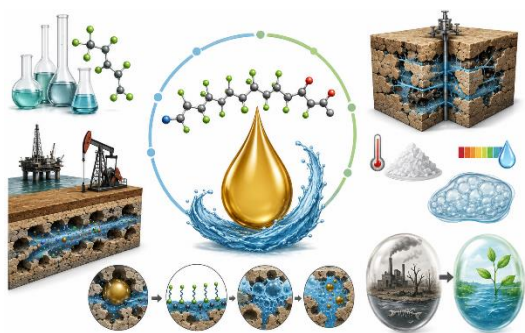


Hussain et al. reviews recent advances in the synthesis and oil industry applications for a specific family of chemicals called fluorinated surfactants. These surfactants, known as "fluorosurfactants," possess a unique hydrophobic tail where hydrogen atoms are replaced by fluorine atoms. This structure confers exceptional properties, including very low surface and interfacial tension, exceptionally high thermal and chemical stability, and a simultaneous hydrophobic and oleophobic nature. Due to these superior characteristics, fluorinated surfactants are considered an ideal choice for applications in harsh oil reservoir conditions

(e.g., high temperature, extreme salinity, and varying pH). The study emphasizes their high potential in various sectors of the oil industry, including Enhanced Oil Recovery, particularly in complex fractured-vuggy carbonate reservoirs. Their ability to form stable foam under such conditions enables more efficient oil displacement.

The study comprehensively examines various synthesis methods for producing different types of fluorosurfactants (cationic, anionic, nonionic, and zwitterionic). However, alongside all the advantages, the study points to a major challenge: environmental concerns. The carbon-fluorine bond is very stable, leading to the non-biodegradability of these compounds in nature and their transformation into persistent organic pollutants that can accumulate in ecosystems. Consequently, although fluorosurfactants are highly attractive materials for the oil industry due to their unique physicochemical properties and superior performance under harsh conditions, their persistence is a major obstacle to expanding their application. Therefore, the future of this field depends on developing smarter synthetic methods

to produce a new generation of fluorosurfactants that maintain high efficiency while being more environmentally compatible and biodegradable.



Raffa et al. investigates an innovative solution in Enhanced Oil Recovery: polymeric surfactants. The unique feature of these materials is the integration of two key functions into a single molecule. On one hand, like polymers, they increase the viscosity of the injected fluid, preventing viscous fingering and improving displacement stability. On the other hand, like surfactants, they reduce interfacial tension, aiding the release of oil from tiny rock pores. This dual functionality eliminates the need for complex multi-component formulations. Various structures of these materials, including Hydrophobically Modified Polyacrylamides (HMPAM) and engineered polysaccharides, have been

investigated. Their mechanism of action is based on the formation of temporary hydrophobic bonds that are shear-dependent, thereby optimizing the fluid's rheological properties. In addition to affecting viscosity, these materials can also influence critical surface parameters such as interfacial tension and rock wettability. Despite theoretical advantages, this technology faces significant practical challenges. One of the main obstacles is the difficulty in achieving ultra-low interfacial tension (less than 0.1 mN/m), which is readily provided by conventional surfactants. Furthermore, complex and costly synthesis processes, expensive raw materials, and difficulties in industrial-scale production, especially for advanced structures like block copolymers, are barriers to the widespread adoption of this technology. Compared to conventional systems, polymeric surfactants may perform less effectively in reducing interfacial tension, but other advantages such as formulation simplicity, higher stability, and the elimination of adverse interactions between different components compensate for this weakness. These benefits are

particularly pronounced in reservoirs with harsh conditions (high salinity and temperature). However, realizing the full potential of these materials requires the development of more cost-effective synthesis methods and further field studies.

Conclusion:

Water salinity plays a vital role in the formation and stability of surfactant-stabilized emulsions. Studies show that at low salinities, oil-in-water (O/W) emulsions form, but their stability decreases with increasing salinity. In contrast, at high salinities, water-in-oil (W/O) emulsions form and exhibit better stability. This behavioral change stems from the effect of salinity on the molecular arrangement of surfactants at the oil-water interface, which reduces interfacial tension and changes droplet size. The stability of surfactants under harsh reservoir conditions (high temperature and salinity) depends on their molecular structure. For example, anionic-nonionic surfactant mixtures show significant thermal stability at high salinity and temperature. Also, fluorinated surfactants maintain their stability even at very high salinity due to their strong chemical bonds. From

an operational perspective, optimizing the salinity of the injected water and using demineralized surfactants can significantly increase oil recovery. Adding nanoparticles is also recognized as an effective strategy to enhance surfactant stability under harsh conditions. Although significant progress has been made in this field, challenges such as surfactant adsorption on carbonate rocks and long-term stability at very high salinities remain. To overcome these challenges, the development of polymeric, zwitterionic, and natural surfactants, along with green technologies, is on the agenda. Achieving optimal results necessitates conducting field studies and molecular dynamics simulations to better understand nano-scale interactions.



Narges Jozeslami,
M.Sc. Student in Reservoir Engineering



Sadraddin Sobhani,
M.Sc. Graduate in Reservoir Engineering

References

- 1- Sheng JJ. Surfactant–polymer flooding. In Enhanced Oil Recovery Field Case Studies 2013 Jan 1 (pp. 117-142). Gulf Professional Publishing.
- 2- Veiskarami S, Jafari A, Soleymanzadeh A. Phase behavior, wettability alteration, and oil recovery of low-salinity surfactant solutions in carbonate reservoirs. SPE Journal. 2020 Aug 13;25(04):1784-802.
- 3- Ge J, Wang Y. Surfactant enhanced oil recovery in a high temperature and high salinity carbonate reservoir. Journal of Surfactants and Detergents. 2015 Nov;18(6):1043-50.
- 4- Hussain SM, Adewunmi AA, Mahboob A, Murtaza M, Zhou X, Kamal MS. Fluorinated surfactants: A review on recent progress on synthesis and oilfield applications. Advances in Colloid and Interface Science. 2022 May 1;303:102634.
- 5- Raffa P, Broekhuis AA, Picchioni F. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery: A review. Journal of petroleum science and engineering. 2016 Sep 1;145:723-33.



آلبوم عکس

انجمن علمی مهندسی نفت و مهندسی گاز سال ۱۴۰۴-۱۴۰۵





انجمن علمی دانشکده نفت و گاز دانشگاه صنعتی تبریز برگزار می کند:

مراسم معارفه دانشجویان ورودی دانشکده نفت و گاز

مقرری دانشکده و دانشکده مهندسی نفت و گاز

تولید و معارفه انجمن

سخنرانی رئیس و معاونت دانشکده

آشنایی با مقررات آموزشی

همراه با یک فرهنگی

زمان و مکان:

روز یکشنبه مورخ 23 آذر ماه سال 1404 ساعت 13

تا 14 واقع در سالن شهدای خدمت



راه ارتباطی: @emad0315

مراسم معارفه دانشجویان نو ورود دانشکده و تجلیل از اعضای انجمن سال ۱۴۰۳-۱۴۰۴





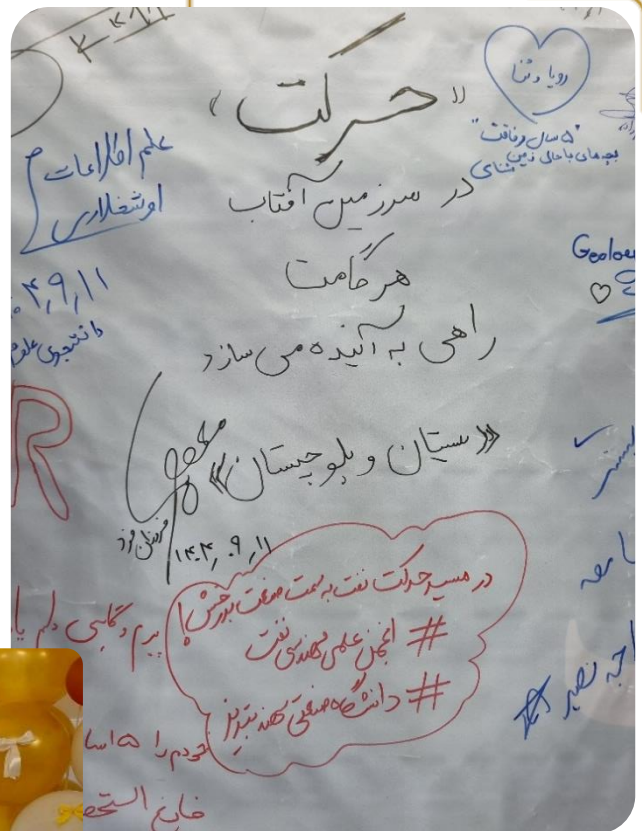
کارگاه طراحی پوستر



هجدهمین جشنواره بین‌المللی حرکت



هجدهمین جشنواره حرکت کشوری ودانشگاهی



شماره‌های قبلی ژئوانرژی

سال اول - شماره دوم - دوره جدید

دو فصلنامه علمی - دانشجویی

ژئوانرژی

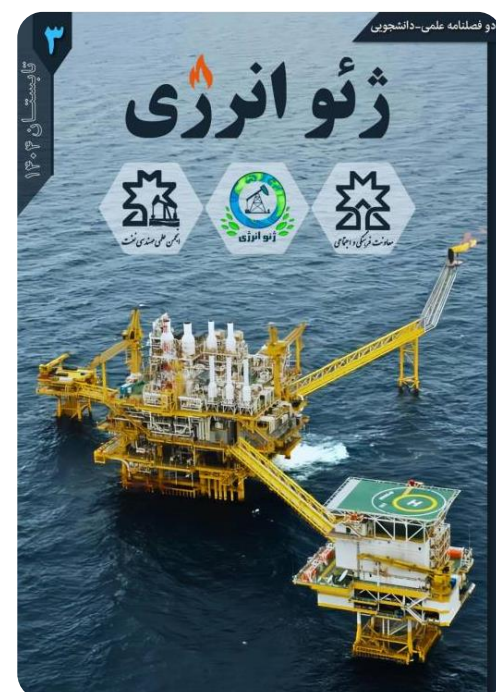
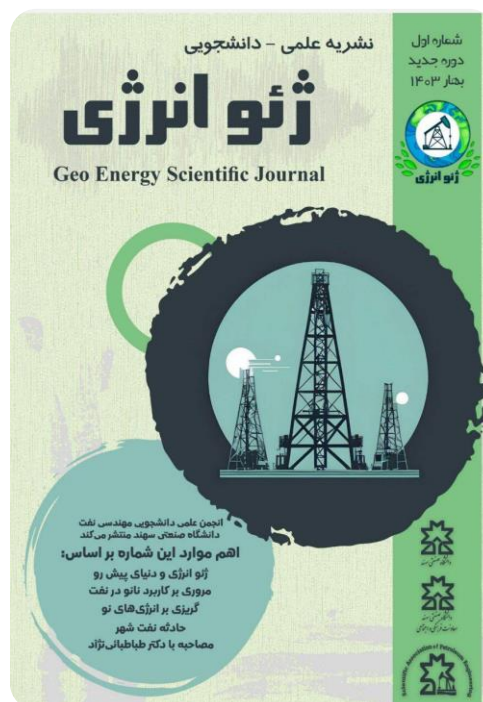


اهم موارد این شماره از نشریه: مصاحبه با ریاست دانشکده چناب آقای دکتر سیم جو، نفت و انرژی‌های نو، گزارش رویداد و کنفرانس‌ها، تازاری انرژی، مته‌های حفاری و تارهای خیری

انرژی از انجمن علمی دانشجویی مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز



پاییز ۱۴۰۳



فعالیت‌های انجمن

انجمن علمی مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز با همکاری معاونت فرهنگی و اجتماعی برگزار می‌کند

کارگاه آموزشی آنلاین

dea2Industry از ایده تا صنعت

دکتر نسیم پاشایی
مهندس نسیم اشرفی
مهندس غزاله اصل قنبرنژاد
مهندس صبا شاکر

۲۲ مهر ۱۴۰۴
از ساعت ۱۰ الی ۱۶

هزینه ۱۹۹/۰۰۰ تومان
ثبت نام <https://rooyadestan.ir/?P=249260>

با ارائه گواهی معتبر از دانشگاه صنعتی تبریز
راه ارتباطی واتساپ: 09352115615

انجمن علمی مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز با همکاری معاونت فرهنگی و اجتماعی دانشگاه برگزار می‌کند

Design WORKSHOP کارگاه طراحی

خلاقیات روی کاغذ: طراحی پوستر و نشریه

آموزش طراحی پوستر، اینفوگرافیک و نشریه
رتقای مهارت‌های انجمن‌های علمی در تولید محتوای بصری
کشف استعدادها و دانشجویان در حوزه طراحی گرافیک
کاهش وابستگی انجمن‌ها به نیروهای بیرونی

مدرسین:
صبا شاکر | مدیر مسئول نشریه ژئوتابری
مهرداد محبی | گرافیک نشریه ژئوتابری
مجله برگزاری: سالن سمینار خواجه نصیر
رویه ثبت‌نام: ۵۰ هزار تومان
ثبت‌نام: @sapesur_admin

پنج شنبه ۱ آبان ۱۴۰۴

این کارگاه به عنوان طرحی دانشجویی همکار معاونت فرهنگی دعوت به همکاری خواهد شد.

انجمن علمی مهندسی مواد با همکاری انجمن‌های مهندسی مکانیک، پزشکی، نفت دانشگاه صنعتی سهند برگزار می‌کند

سمینار تخصصی پرینت سه بعدی فلزات
با محوریت ۴ روش پرکاربرد SLM-EBM-DED-BJT

آشنایی با فناوری پرینت سه بعدی فلزات و مواد اولیه آن
بازدید از قطعات متنوع پرینت شده با متریال‌های مختلف

مدرس: مهندس عطا عیدی
کوشش‌های ارشد مهندسی مواد و متالورژی اشکال دادن فلزات
مدیرمعاون و پرینترهای فلزی شرکت کالی سه بعدی
بیش از ۱۵ سال سابقه فعالیت آکادمیک و صنعتی

ظرفیت محدود

تاریخ: شنبه ۲۴ آبان
ساعت: ۹ الی ۱۷

هزینه ثبت نام برای دانشجویان: ۱۰۰ هزار تومان
برای فعالین صنعت: ۳۰۰ هزار تومان

جهت ثبت نام به آیدی زیر پیام دهید:
@alipourdelara

موقت ثبت نام تا ۷۰۰ آیدی

در مسیر اجرای بهتر

23 آذر ماه
از ساعت ۲-۴ بعد از ظهر
شهادی خدمت، سالن کنفرانس

ظرفیت محدود!!!!

دوره آمادگی در مصاحبه استخدامی

سالن کنفرانس شهادی خدمت در دانشگاه صنعتی سهند تبریز

حمید یوسفی‌نژاد
مدیر ارشد منابع انسانی
شرکت انرژی دانا

۱۴ دی ماه
ساعت ۱۲:۳۰ تا ۱۴

انجمن میزبان

جهت ثبت‌نام به آیدی زیر پیام دهید
@Z_Salimi1
موقت ثبت‌نام تا ۷۰۰ آیدی

استعدادهای درخشان و آشنایی با طرح‌های بنیاد علمی نخبگان

انجمن علمی مهندسی مکانیک با همکاری انجمن‌های نفت، برق و کامپیوتر مواد و متالورژی، فیزیک و عمران دانشگاه صنعتی تبریز برگزار می‌کند.

مکان سخنرانی: سالن سمینار ساختمان خواجه نصیرالدین طوسی

زمان: چهارشنبه ۲۱ آبان ساعت ۱۴:۴۵

حضور برای تمام دانشجویان آزاد است!

برای دریافت اطلاعات بیشتر به نشانی زیر مراجعه کنید.
@SSMECHANICS

دکتر صدرا رفعت نیا
رئیس اداره استعدادها و درخشان
دانشگاه صنعتی تبریز و عضو هیئت علمی دانشکده
مهندسی مکانیک دانشگاه صنعتی تبریز

مهندسی، هنر ساختن آینده است.



نقش رسانه‌های علمی دانشجویی در مهارت‌آموزی و هدایت شغلی دانشجویان: مطالعه‌ی موردی انجمن علمی مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز (سهند)

صبا شاکر^a، کیمیا مهدی‌یان^b، زهرا آقائی‌فر^c

^a دانشجوی دکتری مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز

^b دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز

^c هیئت علمی مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز

نویسنده مسئول: زهرا آقائی‌فر (Aghaeifar@sut.ac.ir)

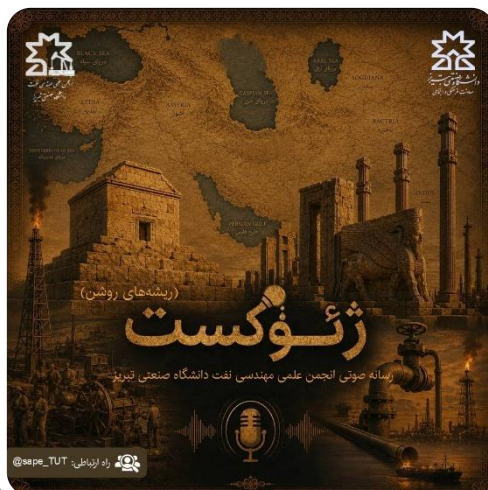
چکیده: در سال‌های اخیر، توسعه‌ی فعالیت‌های رسانه‌ای در انجمن‌های علمی دانشجویی به‌عنوان بستری نوین برای مهارت‌آموزی، ارتقاء سواد رسانه‌ای، و هدایت شغلی دانشجویان مورد توجه قرار گرفته است. این مقاله با تمرکز بر سه رسانه‌ی علمی صوتی و تصویری «ژئوکست»، «ژئو انرژی» و «ژئومدیا» در انجمن علمی مهندسی نفت دانشگاه صنعتی تبریز (سهند)، به بررسی تأثیر این رسانه‌ها در افزایش مشارکت دانشجویان، ارتقاء سطح مهارت‌های ارتباطی، و گسترش شناخت نسبت به گرایش‌های تخصصی رشته مهندسی نفت پرداخته است. در این پژوهش از روش‌های ترکیبی کیفی و کمی شامل تحلیل محتوای برنامه‌ها، نظرسنجی‌های دیجیتال و مصاحبه‌های نیمه‌ساختاریافته استفاده شده است. یافته‌ها نشان می‌دهد که با وجود تأثیر مثبت این رسانه‌ها در گسترش تعامل علمی، مشارکت دانشجویان هنوز در سطح مطلوبی قرار ندارد و نیازمند بازنگری در شیوه‌های جذب مخاطب و توسعه‌ی فرهنگ رسانه‌ای در فضای دانشگاهی است. این مطالعه در تلاش است با آسیب‌شناسی وضع موجود، الگویی برای ارتقاء بهره‌وری رسانه‌های دانشجویی در نظام آموزش عالی ایران ارائه دهد.

کلمات کلیدی: رسانه‌های علمی دانشجویی، مهارت‌آموزی، هدایت شغلی، انجمن‌های علمی، آموزش عالی ایران

لینک مقاله:

<https://civilica.com/doc/2610255/>

نشریه‌های صوتی منتشر شده انجمن



اعضای انجمن علمی مهندسی نفت



انجمن علمی مهندسی نفت

دانشگاه صنعتی تبریز (سهند)



صبا شاکر - دانشجوی ترم ۵ دکتری



دکتر زهرا آقایی فر



نرگس جزاسلانی
دانشجوی ترم ۳ کارشناسی ارشد



کیما مهدی یان
دانشجوی ترم ۳ کارشناسی ارشد



محمد حسین طحان
دانشجوی ترم ۳ کارشناسی



محمد مهدی مولایی
دانشجوی ترم ۷ کارشناسی



امیرحسین خوشی باطنی
دانشجوی ترم ۷ کارشناسی



شایان تنیا
دانشجوی ترم ۷ کارشناسی



راهبرهای ارتباط با انجمن
در اینستاگرام و تلگرام





دکتر زهرا آقایی فر
هیات علمی دانشکده و استاد مشاور انجمن



صدرا سبحانی
فارغ التحصیل ارشد مخزن



علیرضا بهینراد
مقطع دکتری م. نفت



دکتر ولی مهدی پور
دکتری م. نفت، انرژی دانا



زهرا صادق طبقی
دکتری م. نفت، انرژی دانا



صبا شاکر
مقطع دکتری م. نفت



پریا پورکریمی
فارغ التحصیل حقوق



مجتبی اسدیان پاکفر
فارغ التحصیل ارشد



مهدی سیفالله پور
مقطع ارشد بهره برداری



صبا قاطع
مقطع ارشد بهره برداری



عرفان حداد احمدی
مقطع ارشد مخزن



رضا باذوق شیراز
مقطع کارشناسی



آژوان شمسی
مقطع کارشناسی



امیرمحمد جهانی
مقطع ارشد حفاری



کیمیا مهدی یان
مقطع ارشد حفاری



نرگس جزاءسلامی
مقطع ارشد مخزن



ستایش جلیلی
مقطع کارشناسی



شایان تنها
مقطع کارشناسی



ایلدریم محرمی
مقطع کارشناسی



عرشیا خوش باطن
مقطع کارشناسی



مرتضی رستمی
مقطع کارشناسی

Geo energy

Biannual Scientific Journal

Volume 3, Number 4



دانشگاه صنعتی تبریز



ساوانت فرسنگی و ابرقانی

Contact Us:
t.me/GeoEnergyTut

Autumn and winter 2025-2026