



احیای چاه‌های غیرفعال و کم‌بازده:

فرصت یک میلیارد یورویی شرکت‌های ایرانی دانش‌بنیان

اسفند ۱۳۹۹



احیای چاه‌های غیرفعال و کم‌بازده: فرصت یک میلیارد یورویی شرکت‌های ایرانی دانش‌بنیان

توسعه و تولید میادین ایران از نگاه آمار و اطلاعات

شاخص نرخ تخلیه مخازن
شاخص تعداد چاه تکمیل شده
شاخص نسبت چاه‌های غیرفعال و کم‌بازده

الزامات موفقیت طرح احیای چاه‌های نفتی بر اساس تجربیات بین‌المللی

طرح احیای چاه‌های غیرفعال در دنیا
درس‌آموخته‌های کلیدی استخراج‌شده بر اساس تجربیات بین‌المللی

چاه‌های ایران از نگاه آمار و اطلاعات

وضعیت آماری چاه‌های حفاری‌شده ایران
بررسی آماری دلایل فنی غیرفعال شدن چاه‌های ایران

چارچوب طرح احیای چاه‌های غیرفعال ایران

دسته‌بندی عوامل مؤثر بر تعداد بالای چاه‌های غیرفعال ایران
سطوح برنامه‌ریزی طرح احیای چاه‌های غیرفعال
برآورد کاهش تعداد چاه‌های غیرفعال در سطوح مختلف
احتمال موفقیت مورد انتظار طرح در مقیاس چاه
میزان افزایش تولید مورد انتظار طرح در مقیاس چاه
برآورد هزینه عملیات در مقیاس چاه

توسعه و تولید میادین ایران از نگاه آمار و اطلاعات

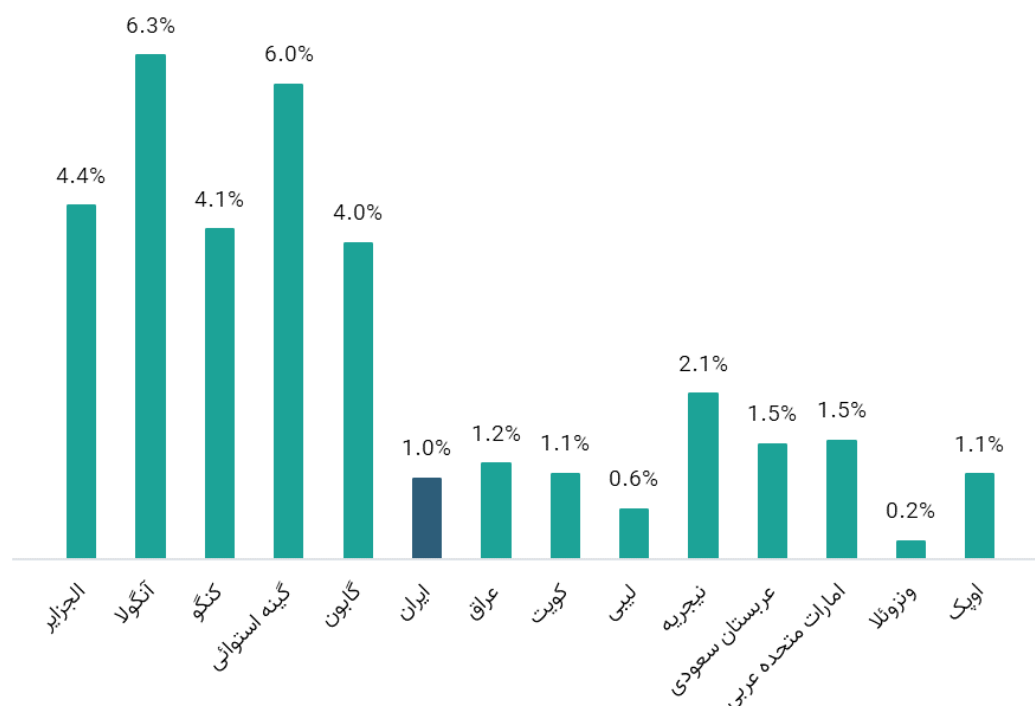
شاخص نرخ تخلیه مخازن

وضعیت این شاخص برای ایران نسبت به کشورهای عضو سازمان‌های اقتصادی بزرگ دنیا نامطلوب ارزیابی می‌شود. در حالی که نرخ تخلیه مخازن در ایران در محدوده یک درصد قرار دارد، در کشورهای عضو سازمان همکاری‌های اقتصادی و توسعه و اتحادیه اروپا به ترتیب ارقام ۴ و ۱۱ درصد را نشان می‌دهد (شکل ۲). وضعیت ایران نسبت به بسیاری از کشورهای دنیا که در شکل ۳ (به تفکیک قاره‌ای) و شکل ۴ نمایش داده شده است، در سطح پائینی قرار دارد.

وضعیت نامطلوب ایران از نظر نرخ تخلیه مخازن نسبت به استانداردهای جهانی، عمدتاً ناشی از الف) عدم توسعه‌یافتگی میادین کشف‌شده، ب) عدم بهینه‌بودن توسعه و تولید از میادین درحال بهره‌برداری است. یکی از پتانسیل‌های موجود که دسته «ب» قرار دارد، تعداد بالای چاه‌های غیرفعال در کشور است که می‌تواند به عنوان یک راه‌حل در کوتاه‌مدت، وضعیت تولید نفت کشور را بهبود بخشد.

بر اساس آمارهای موجود، ایران در مجموع ذخایر نفت و گاز در رتبه اول دنیا قرار دارد [1]. بهره‌گیری از این ثروت عظیم و یا حفظ آن برای آیندگان، همواره به عنوان چالشی، پیش‌روی سیاستگذاری بوده است. ورود انرژی‌های تجدیدپذیر و تلاش کشورها برای بالابردن امنیت انرژی و عدم وابستگی، موجب شده است کشورهای نفتی به دنبال بیشینه کردن تولید از مخازن هیدروکربنی جهت تبدیل آن به سرمایه‌ای برای نسل‌های آینده باشند.

براساس گزارش وضعیت انرژی دنیا منتشرشده توسط شرکت بی‌پی (BP) در سال ۲۰۲۰، ایران با داشتن ۱۵۶ میلیارد بشکه ذخایر اثبات‌شده نفت، دارای رتبه چهارم جهان است [1]. براساس همین گزارش نرخ تخلیه مخازن ایران (نسبت تولید به ذخایر) در پایین‌ترین سطح در میان کشورهای منطقه و عضو اوپک قرار دارد؛ همان طور که در شکل ۱ نمایش داده شده است، نرخ تخلیه میادین ایران یک درصد است [1]. البته نرخ تخلیه با در نظر گرفتن تولید فعلی ایران (متاثر از شرایط تحریم‌های بین‌المللی) ۰/۸ درصد است.

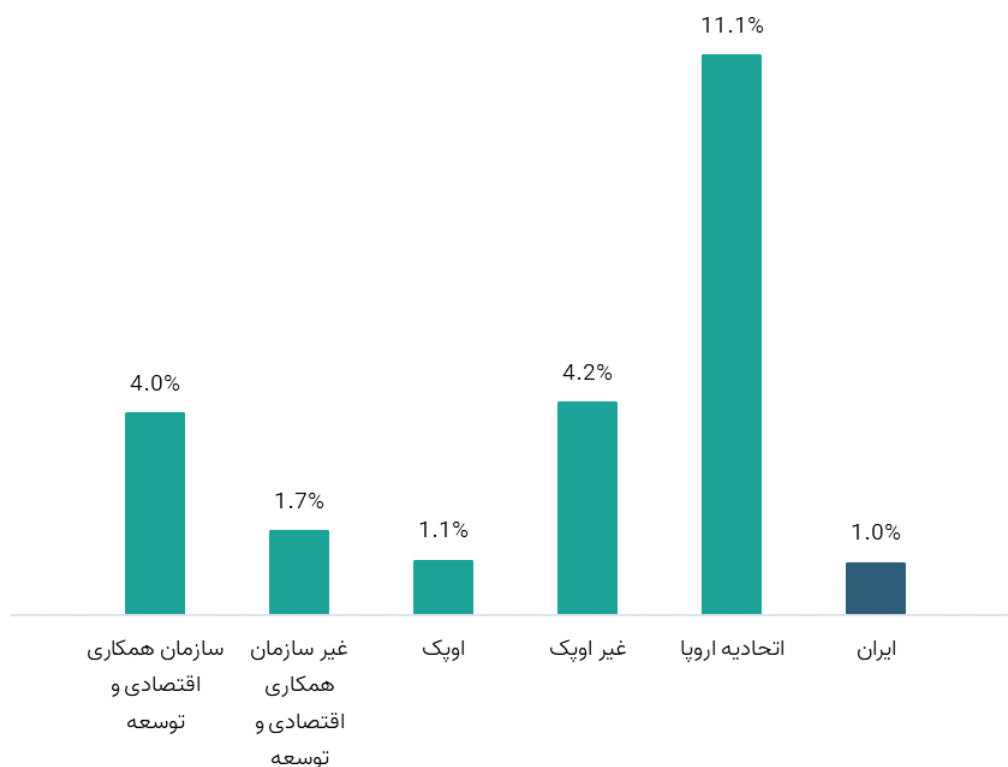


شکل ۱: نرخ تخلیه مخازن نفت ایران در مقایسه با کشورهای اوپک.

برای کشورهای ایران، لیبی و ونزوئلا که تولید نفت آن تحت تاثیر تحریم‌های بین‌المللی کمتر از ظرفیت است، متوسط تولید سال‌های اخیر در نظر گرفته شده است. در صورتی که میزان تولید فعلی ایران مبنای محاسبات باشد، نرخ تخلیه مخازن ایران ۰/۸ درصد است.

منبع: گزارش سال ۲۰۲۰ بررسی وضعیت انرژی دنیا شرکت بی‌پی [۱].

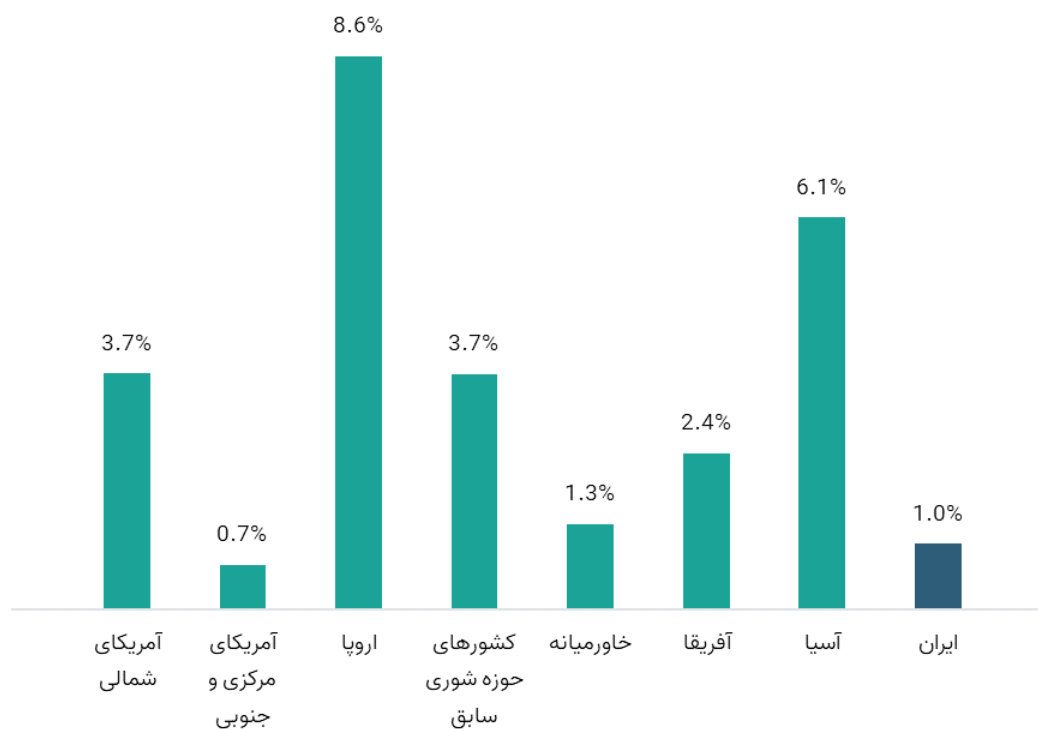




شکل ۲: نرخ تخلیه مخازن نفت ایران در مقایسه با سازمان‌های اقتصادی دنیا.

نرخ تخلیه مخازن در ایران حتی از متوسط این شاخص در کشورهای اوپک پایین‌تر است. فاصله نرخ تخلیه مخازن در ایران با کشورهای توسعه‌یافته معنادار است. این شاخص در کشورهای عضو سازمان همکاری‌های اقتصادی و توسعه و اتحادیه اروپا به ترتیب ۴ و ۱۱ درصد است. منبع: گزارش سال ۲۰۲۰ بررسی وضعیت انرژی دنیا شرکت بی‌پی [۱].



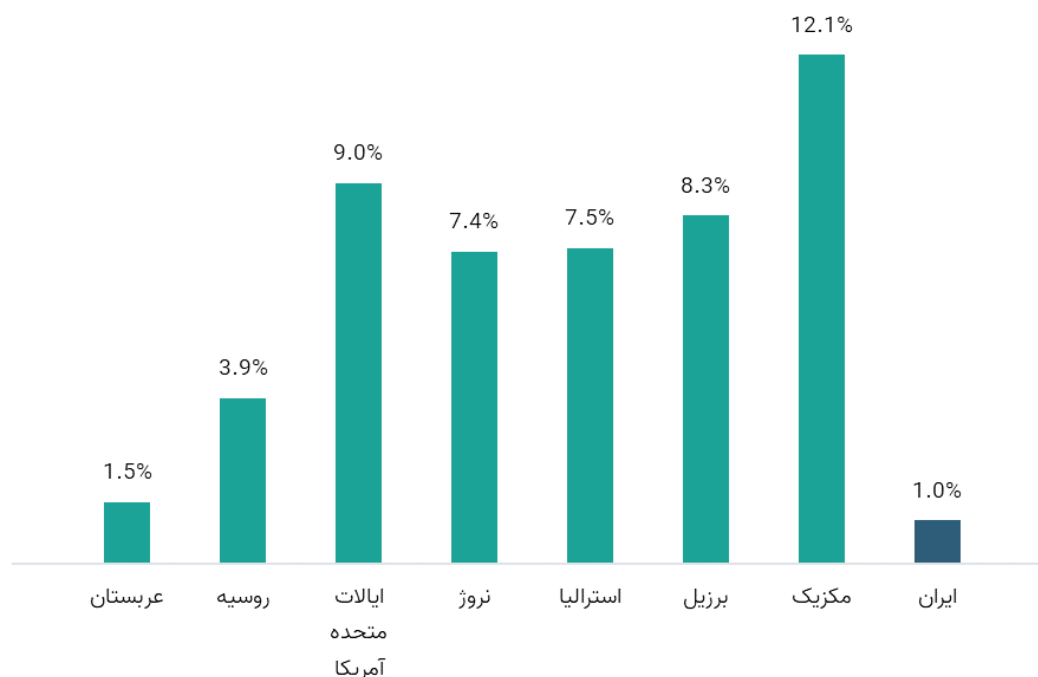


شکل ۳: نرخ تخلیه مخازن نفت ایران در مقایسه با کشورهای جهان به تفکیک قاره.

نرخ تخلیه مخازن در ایران نسبت به کشورهای با وضعیت مشابه ایران از نظر فناوری و حجم ذخایر در وضعیت مطلوبی قرار ندارد. وضعیت نامطلوب ایران از نظر نرخ تخلیه مخازن نسبت به استانداردهای جهانی، عمدتاً ناشی از الف) عدم توسعه‌یافتگی میادین کشف‌شده، ب) عدم بهینه‌بودن توسعه و تولید از میادین در حال بهره‌برداری است.

منبع: گزارش سال ۲۰۲۰ بررسی وضعیت انرژی دنیا شرکت بی‌پی [۱].





شکل ۴: نرخ تخلیه مخازن نفت ایران در مقایسه با کشورهای مطرح نفتی.

نرخ تخلیه مخازن در ایران نسبت به کشورهای با سابقه در صنعت نفت از استاندارد نامطلوبی برخوردار است. هر یک از این کشورها با پیاده سازی سیاست های متنوع توسعه ای در راستای بیشینه سازی برداشت از منابع نفتی گام بر می دارند. منبع: گزارش سال ۲۰۲۰ بررسی وضعیت انرژی دنیا شرکت بی پی [۱].

شاخص تعداد چاه تکمیل شده

می‌دهد ایران از نظر این شاخص در پایین‌ترین سطح در بین کشورهای اوپک قرار دارد. همان طور که در شکل ۵ نشان داده شده است، متوسط تعداد چاه تکمیل شده به ذخایر اثبات شده برای کشورهای عضو اوپک بیش از ۳ برابر این شاخص برای ایران است. این عدد برای کشورهای حاشیه خلیج فارس نظیر عربستان، امارات متحده عربی و کویت بین ۴۰ تا ۶۰ است. این شاخص نشان می‌دهد تمرکز بالایی بر استخراج حداکثری ذخایر اثبات شده و تبدیل آن به ثروت عمومی وجود دارد؛ به طوری

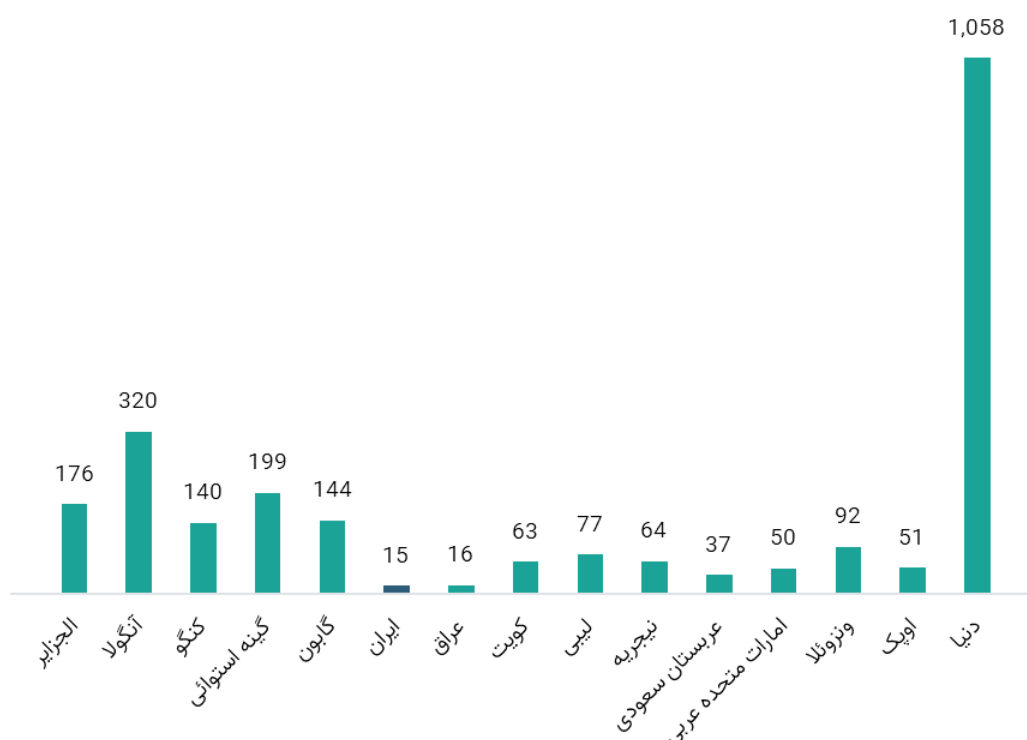
حفاری و تکمیل چاه در میادین نفت و گاز را می‌توان به عنوان یک شاخص از توسعه یافتگی صنعت بالادستی نفت کشور در نظر گرفت. تعداد چاه های تکمیل شده به ازای ذخایر هیدروکربنی هر کشور بیانگر آن است که برنامه ریزی کشور در سطح کلان به چه میزان به سمت خلق ثروت از نعمت های خدادادی است.

بر اساس آمارهای منتشر شده سالانه توسط اوپک، نسبت چاه های تکمیل شده به ذخایر هیدروکربنی ایران ۱۵ است؛ عددی که نشان

که به طور خاص ایران فاصله بسیار معناداری با این نگرش حاکم در دنیا دارد.

جبران عقب‌ماندگی توسعه‌یافتگی میادین ایران با برنامه‌ریزی بلندمدت و سرمایه‌گذاری بالا قابل انجام است. در کوتاه‌مدت و با محدودیت‌های فعلی سرمایه‌گذاری، تمرکز بر

مدیریت مناسب دارایی‌های موجود از جمله چاه‌ها بسیار حائز اهمیت است. احیای چاه‌های غیرفعال و کم‌بازده که براساس تجربیات موجود در دنیا با سرمایه‌گذاری نسبتاً پایین قابل تحقق است، می‌تواند راهی برای نگهداشت تولید در افق کوتاه‌مدت تا زمان رفع محدودیت‌های سرمایه‌گذاری باشد.



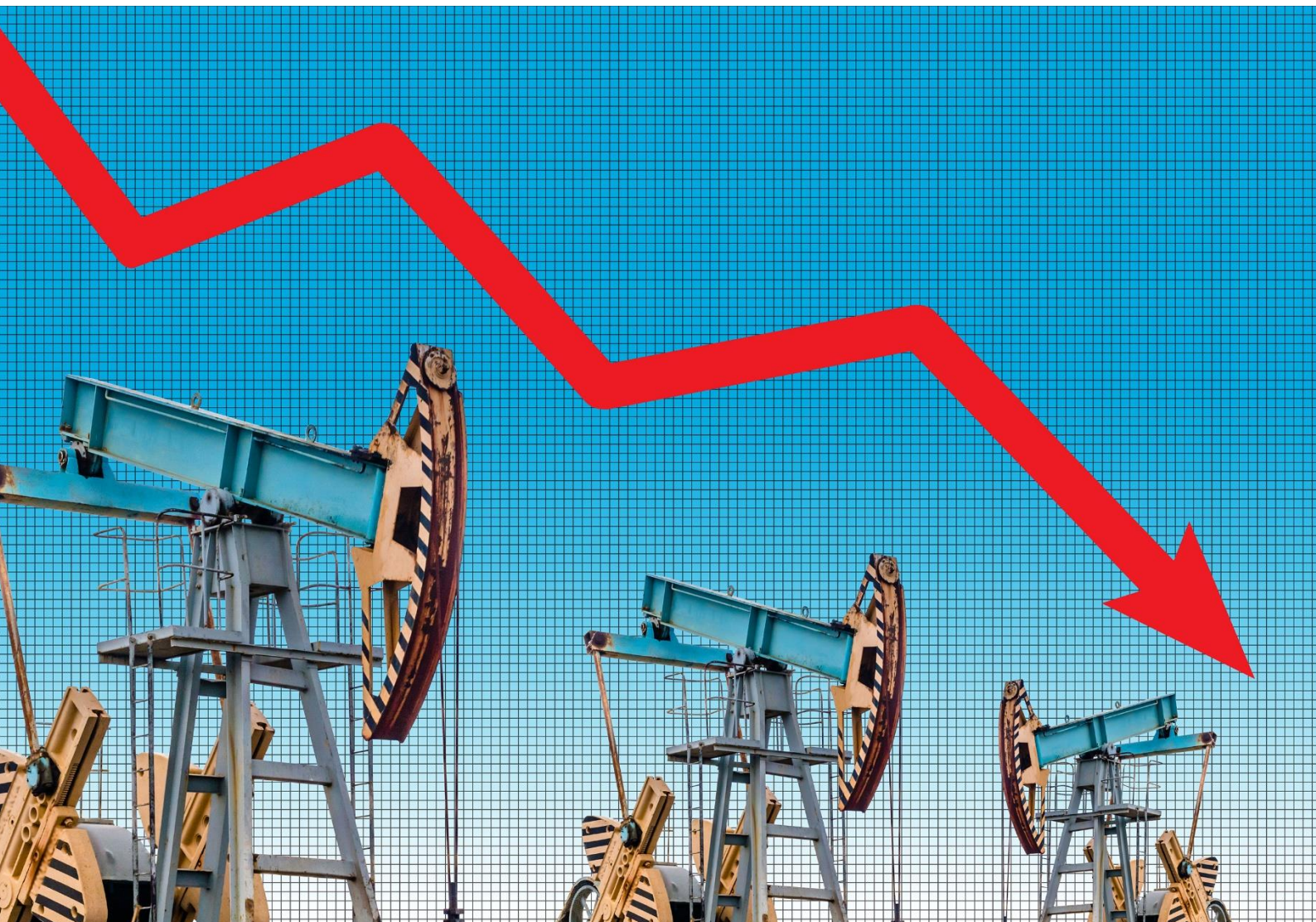
شکل ۵: تعداد چاه تکمیل شده (۱۹۸۰-۲۰۱۹) به ازای یک میلیارد بشکه ذخیره هیدروکربن در ایران در مقایسه با سایر کشورهای اوپک و متوسط دنیا.

تعداد چاه‌های تکمیل شده به ازای ذخیره هیدروکربن یک شاخص مناسب از توسعه یافتگی صنعت بالادستی هر کشور است. وضعیت ایران در این شاخص در پایین‌ترین شرایط در بین کشورهای اوپک قرار دارد. این شاخص نسبت به متوسط کشورهای اوپک یک سوم و نسبت به متوسط دنیا بسیار پایین است. این عدد برای کشورهای حاشیه خلیج فارس نظیر عربستان، امارات متحده عربی و کویت بین ۴۰ تا ۶۰ است. منبع: گزارش سال ۲۰۲۰ بررسی وضعیت انرژی دنیا شرکت بی‌پی [1]، بولتن آماری سالانه اوپک ۲۰۲۰ [2].

شاخص نسبت چاه‌های غیرفعال و کم‌بازده

با پراکندگی متنوع در مقدار متوسط تولید به‌ازای هر چاه مورد سنجش قرار داد. چاه‌های فعال در ایران به طور متوسط ۱۲۵۰ بشکه نفت در روز تولید می‌کنند، این در حالی است که حدود ۳۵ درصد از چاه‌های حفر شده در ایران غیرفعال هستند. در اکثر کشور های توسعه یافته با نرخ تولید مشابه این نسبت حدود ۱۰ درصد است. در عربستان سعودی و کویت که نرخ تولید متوسط هر چاه مشابه ایران است، شاخص نسبت غیرفعال و کم‌بازده کمتر از ۲۵ درصد است. در روسیه و مالزی هدف‌گذاری رسیدن نسبت چاه‌های غیر فعال به کل چاه‌ها به ترتیب ۱۰ و ۱۵ درصد برنامه‌ریزی شده است.

در کشورهای مختلف، دلایل متعددی برای غیرفعال شدن چاه‌ها وجود دارد، اما تلاش می‌شود نسبت چاه‌های غیرفعال به کل در پایین‌ترین حد ممکن باقی‌بماند. آشکار است که بهره‌گیری از چاه‌های غیرفعال و کم‌بازده و کاهش تعداد آن‌ها تا عدد استاندارد از ملزومات افزایش تولید نفت در کشورها است. هرچه میزان تولید یک چاه بیشتر باشد، ترک آن چاه سخت‌تر خواهد بود؛ زیرا منافع اقتصادی تولید با دبی بالا به‌راحتی قابل چشم‌پوشی نیست. این موضوع در آمار کشورهای تولیدکننده نفت به خوبی مشهود است. در این خصوص می‌توان شاخص تعداد چاه‌های غیرفعال به کل چاه‌ها را در کشور های



الزامات موفقیت طرح احیای چاه‌های نفتی بر اساس تجربیات بین‌المللی

طرح احیای چاه‌های غیرفعال در دنیا

مرور تجربیات کشورها و شرکت‌های نفتی دنیا در پیاده‌سازی طرح احیای چاه‌های غیرفعال نشان می‌دهد که این طرح در دوران کاهش درآمدهای نفتی و افزایش ریسک اکتشافات و توسعه‌های جدید می‌تواند از نظر اقتصادی کاملاً جذاب باشد. برای استخراج چارچوب و الگوگیری طرح احیای چاه‌های غیرفعال ایران، تجربیات کشورهای مالزی، ترینداد و توباگو، شرکت تیومن-بی‌پی روسیه و ایالت کالیفرنیا آمریکا براساس منابع موجود مورد بررسی قرار گرفت [3, 4, 5, 6, 7, 8].

مرور عملیات‌های انجام‌شده در کشورهای مختلف نشان می‌دهد که عملیات معمولاً با درصد بالایی منجر به بازگرداندن چاه به مدار تولید شده است. نرخ موفقیت عملیات در پروژه ملی احیای چاه‌های نفتی در مالزی با بهبود فرایندها از ۶۰ درصد به ۷۰ درصد افزایش داشته و این کشور نرخ ۸۵ درصد را به عنوان هدف‌گذاری برای فاز بعدی طرح انتخاب کرده است. این نرخ در کشور ترینداد و توباگو در طی چهار سال از ۵۸ درصد به بالای ۹۰ درصد با میانگین ۷۰ درصد در این بازه رسیده است. بر اساس نتایج طرح در شرکت تیومن-بی‌پی روسیه مشخص شده که نرخ موفقیت عملیات احیا در چاه‌های فعال و کم‌بازده نسبت به چاه‌های غیرفعال ۳۰ تا ۴۰ درصد بیشتر است.

در نتیجه عملیات‌های موفق در مالزی افزایش تولید معادل ۴۰ هزار بشکه در روز محقق شده که تقریباً ۵۰ درصد پتانسیل تولید پیش‌بینی‌شده از مجموع چاه‌های غیرفعال این کشور است. در ترینداد و توباگو طی سال‌های ۲۰۱۱ تا ۲۰۱۴ در مجموع چهارصد هزار بشکه تجمیعی نفت تولید شده است. در طرح گسترده احیای چاه‌های غیرفعال در کالیفرنیا افزایش قابل توجهی در تولید میزان نفت محقق شده است. در مجموع هفتاد چاه (که اطلاعات آنها در دسترس قرار دارد)، تولید پس از عملیات تعمیراتی نسبت به تولید قبل از غیرفعال شدن چاه‌ها به‌طور متوسط ۸۱ درصد افزایش داشته است. افزایش تولید در عملیات احیای چاه در شرکت تیومن-بی‌پی روسیه طی ۷ سال سبب افزایش به‌طور متوسط ۳۳۰ بشکه در روز به تولید نفت از هر چاه شده است.

آنچه در موردکاوی انجام‌شده و نتایج حاصله در آنها باید مورد توجه قرار گیرد، عواملی است که منتج به بهره‌وری مناسب در طرح احیای چاه‌های غیرفعال می‌شود. بهره‌وری قابل توجه اشاره‌شده در قالب طرح احیای چاه‌ها در موارد فوق، نتیجه طراحی اصول و چارچوبی است که در سالیان متمادی از درس‌آموخته‌ها به‌دست‌آمده است.

درس‌آموخته‌های کلیدی استخراج شده بر اساس تجربیات بین‌المللی

بر اساس موردکاوی‌های صورت‌گرفته عوامل زیر را باید به عنوان درس‌آموخته‌هایی برای موفقیت طرح احیای چاه‌های غیرفعال و کم‌بازده مورد توجه قرار داد.

الف) پایگاه داده و غربالگری:

یکی از اولین گام‌های مشترک در همه طرح‌های احیای چاه‌های غیرفعال، تهیه یک پایگاه داده کامل از چاه‌های موجود است. این پایگاه داده تمامی اطلاعات «سیستم تولید» از جمله مخزن، چاه‌ها و تأسیسات سطح‌الارضی را شامل می‌شود. این پایگاه داده مبنای تصمیم‌گیری برای غربالگری چاه‌ها، برنامه‌ریزی عملیات، پایش موفقیت و میزان تولید خواهد بود. تهیه این پایگاه داده با جمع‌آوری داده‌های متنوع موجود آغاز، و پس از انجام پردازش‌های مدیریت داده شامل کنترل کیفیت، پاک‌سازی، صحت‌سنجی و ... جهت تصمیم‌گیری‌های آتی استفاده خواهد شد.

ب) نگاه میدان‌محور:

هر چند این طرح‌ها بر کاهش چاه‌های غیرفعال تمرکز دارند، ویژگی مشترک همه آن‌ها بررسی و عارضه‌یابی بر اساس نگاه میدان‌محور است. توجه صرف به یک چاه بدون در نظر گرفتن آن به عنوان جزئی از کل، می‌تواند نرخ موفقیت عملیات احیا و افزایش تولید را به شدت کاهش دهد. در این نگاه و بر اساس بررسی جامع سیستم تولید، عارضه‌یابی یک چاه با استفاده از یک دسته چک‌لیست عارضه‌یابی موجود انجام می‌پذیرد.

پ) غربالگری فنی چاه‌ها بر اساس بررسی‌های جامع تشخیصی:

در اکثر طرح‌های پیاده‌سازی‌شده، جهت مدیریت هزینه و ریسک عملیات احیا و همچنین افزایش احتمال موفقیت احیای چاه یک رویکرد دومرحله‌ای غربالگری مورد توجه بوده است. در مرحله اول که بیشتر بر اساس پایگاه داده شامل اطلاعات چاه، مخزن و تأسیسات است، چاه‌ها بر اساس کاتالوگ عارضه‌یابی دسته‌بندی خواهند شد. در مرحله دوم نیاز به مطالعه عمیق‌تر جامع و همچنین برخی ارزیابی‌های عملیاتی است که بر مبنای نتایج آن غربالگری اولیه تایید یا اصلاح می‌شود. با بکارگیری نتایج بررسی جامع تشخیصی مبتنی بر کاتالوگ «مشکل-راه‌حل»، راه‌حل مناسب برای فعال‌سازی چاه انتخاب می‌شود (شکل ۶).

ت) تفکیک چاه‌های مستعد احیا از چاه‌های غیرقابل احیا:

یکی از ویژگی‌های مشترک تمامی طرح‌های احیا، غربالگری چاه‌های مستعد احیا از چاه‌های غیرقابل احیا و تمرکز بر چاه‌های مستعد صورت می‌باشد. شکل ۶ به صورت شماتیک رویه غربالگری چاه‌های غیرفعال را نمایش می‌دهد.



شکل ۶: شماتیک روند غربالگری فنی چاه‌ها برای طرح احیا بر اساس الگوگیری انجام شده.

در اکثر طرح‌های پیاده‌سازی شده، جهت مدیریت هزینه و ریسک عملیات احیا و همچنین افزایش احتمال موفقیت احیای چاه، یک رویکرد دو مرحله‌ای غربالگری فنی مورد توجه بوده است. پس از غربالگری چاه‌های مستعد احیا از چاه‌های غیرقابل احیا، تمرکز بر چاه‌های مستعد صورت می‌گیرد.
منبع: منابع موردکاوی طرح احیای چاه‌های غیرفعال در دنیا [3, 4, 5, 6, 7, 8].

ث) انتخاب فناوری‌های چاه‌محور:

اگر چه در مرحله مطالعه و غربالگری، نگاه حاکم میدان محور است؛ اما در زمان پیاده‌سازی تمرکز اجرا بر جزء چاه از سیستم تولید (به دلیل سه فاکتور زمان، هزینه و بهره‌وری، و مباحث زیست‌محیطی) است. بر همین اساس باید بهترین فناوری برای راه‌حل انتخاب‌شده بر مبنای کاتالوگ مشکل-راه‌حل، که از بیشترین کارایی (بر اساس عوامل زمان، هزینه و درصد موفقیت طرح) برخوردار است، انتخاب شود. در این راستا تهیه یک رویه ارزیابی فناوری، به گونه‌ای که روش مذکور حداقل شایستگی فنی را از دید یک کمیته ناظر داشته باشد، ضروری به نظر می‌رسد. همچنین این کمیته ناظر می‌تواند با اشتراک‌گذاری درس‌آموخته‌ها و دستاوردهای فناوری‌های مختلف در بین مجریان این طرح، به افزایش بهره‌وری طرح یاری رساند.



ج) تعامل ذی‌نفعان:

در طرح احیای چاه‌های غیرفعال، ذی‌نفعان اصلی شامل صاحب چاه‌های نفتی (شرکت ملی نفت ایران)، نهاد سرمایه‌گذار (صندوق پژوهش و فناوری غیردولتی صنعت نفت)، مجریان (پارک فناوری و نوآوری نفت و گاز از طریق شرکت‌های دانش‌بنیان) و شرکت‌های خدماتی خواهند بود. نحوه تعامل و فرآیندهای اجرایی بین این ذی‌نفعان یکی از کلیدی‌ترین عوامل موفقیت این طرح خواهد بود. از آنجا که این طرح حرکت از نگاه خدمات‌محور به راه‌حل‌محور است، انعطاف، چابکی در تصمیم‌گیری و سرعت در صدور تأییدیه‌ها بسیار کلیدی هستند.

چ) مدل مالی و تسهیم ریسک:

موردکاوی در کشورهای مختلف نشان داد طرح احیای چاه در نگاه کلان برای صاحبان میادین نفتی از نظر اقتصادی جذاب است. از آنجا که در طرح احیای چاه‌های غیرفعال ایران شرکت ملی نفت ایران (به عنوان مالک میادین نفتی) اجرای طرح را به شرکت‌های نوپا و دانش‌بنیان واگذار می‌کند، مدل مالی واگذاری طرح و نحوه تسهیم ریسک بین شرکت ملی نفت ایران و مجری بسیار حائز اهمیت است. رژیم مالی طرح باید به گونه‌ای باشد که برای مجری متناسب با ریسک تحمل‌شده توسط وی (عدم موفقیت ۴۰-۵۰ درصدی عملیات)، واجد جذابیت سرمایه‌گذاری خطرپذیر باشد. همان طور که در بخش‌های فوق اشاره شد، می‌توان واگذاری چاه‌های کم‌بازده (که شانس موفقیت آنها ۳۰ تا ۴۰ درصد بیشتر است) در کنار چاه‌های غیرفعال (منظور چاه‌های غیرفعال مستعد احیا که در اصل «ت» به عنوان یک عامل اساسی در این طرح ذکر شد) به صورت یک بسته را مدنظر قرار داد.

(ح) ارزیابی و نظارت مجریان طرح:

یکی از مهم‌ترین فرآیندهای دخیل در طرح احیای چاه‌های غیرفعال، ارزیابی شرکت‌های مجری کاندیدا برای این طرح و انتخاب براساس شایستگی‌های موردنظر شرکت مالک چاه‌ها است. در واقع همان طور که در اصل «چ» به لزوم جذابیت و تسهیم ریسک مجری وزن داده شد، متناسب با آن باید ارزیابی چابکی در فرآیند انتخاب مجری/ مجریان طرح صورت پذیرد. هم‌چنین در ادامه کار و مرحله پیاده‌سازی طرح، نظارت بر فعالیت مجری به منظور پیشینه‌سازی بهره‌وری عملیات با کمترین هزینه سرمایه‌ای و در کوتاه‌ترین زمان ممکن بسیار حائز اهمیت است.

(خ) هدف‌گذاری واقع‌گرایانه:

در سطح ملی و پورتفو شرکت ملی نفت ایران، هدف‌گذاری طرح احیای چاه‌های غیرفعال بایستی چند ویژگی مشخص داشته باشد:

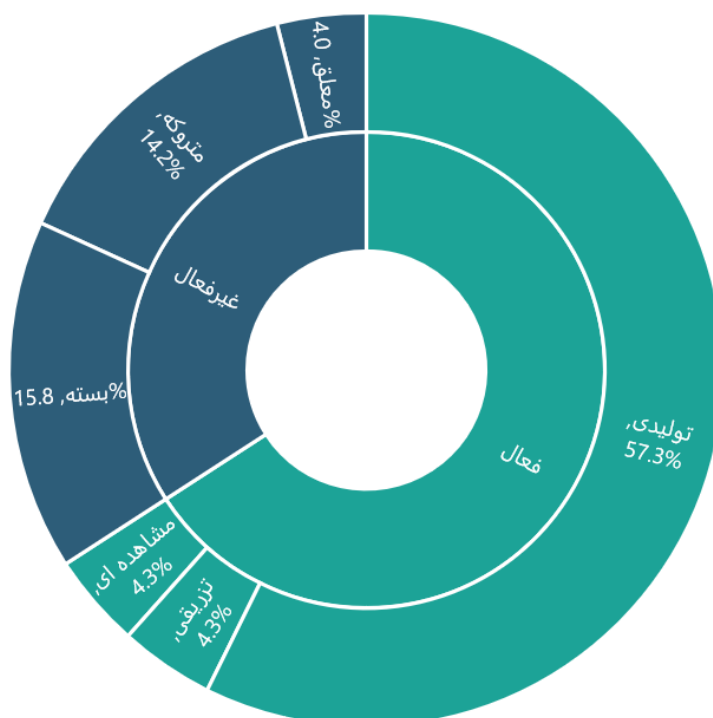
- درصدی به عنوان حد استاندارد نسبت چاه‌های غیرفعال به مجموع چاه‌ها در نظر گرفته شود. مثلاً در دنیا ۱۰٪ به عنوان یک حد مناسب برای درصد چاه‌های غیرفعال پذیرفته شده است.
- برنامه‌ریزی کاهش درصد چاه‌های غیرفعال تا رسیدن به حد استاندارد به صورت واقع‌گرایانه انجام پذیرد. یک افق زمانی ۳-۵ ساله برای رسیدن به حد استاندارد معقول به‌نظر می‌رسد.
- تهیه رویه‌های مدیریت پورتفو و دارایی (به خصوص چاه) در شرکت ملی نفت ایران به گونه‌ای باشد که با کاهش نرخ غیرفعال شدن چاه‌ها علاوه بر کمک به کاهش درصد چاه‌های غیرفعال در سال‌های اولیه طرح، حد استاندارد با کمترین هزینه ممکن در بلندمدت حفظ گردد.



وضعیت آماری چاه‌های حفاری شده ایران

بر اساس آمار و اطلاعات موجود از مجموع حدوداً ۵۴۰۰ حلقه چاه حفاری و تکمیل‌شده، بالغ بر ۳۵ درصد از مدار تولید خارج شده‌اند. همان‌طور که در شکل ۷ به تفصیل ارائه شده است، تقریباً ۴۰ درصد چاه‌های غیرفعال ایران در دسته چاه‌های متروکه قرار گرفته‌اند که عملیات رهاسازی بر روی آن‌ها انجام شده است یا باید انجام پذیرد.

بر اساس این داده‌ها، ظرفیت انجام طرح احیای چاه‌های غیرفعال را می‌توان در چاه‌های معلق (که به دلایلی همچون تولید پایین از مدار خارج شده‌اند)، و چاه‌های بسته (که به دلایل مختلف تولید آن‌ها متوقف شده است) جستجو کرد. این دو دسته از چاه مجموعاً ۶۰ درصد چاه‌های غیرفعال (معادل ۱۱۰۰-۱۰۰۰ حلقه چاه) را در بر می‌گیرد.



شکل ۷: وضعیت چاه‌های حفاری شده ایران به تفکیک فعال و غیرفعال.

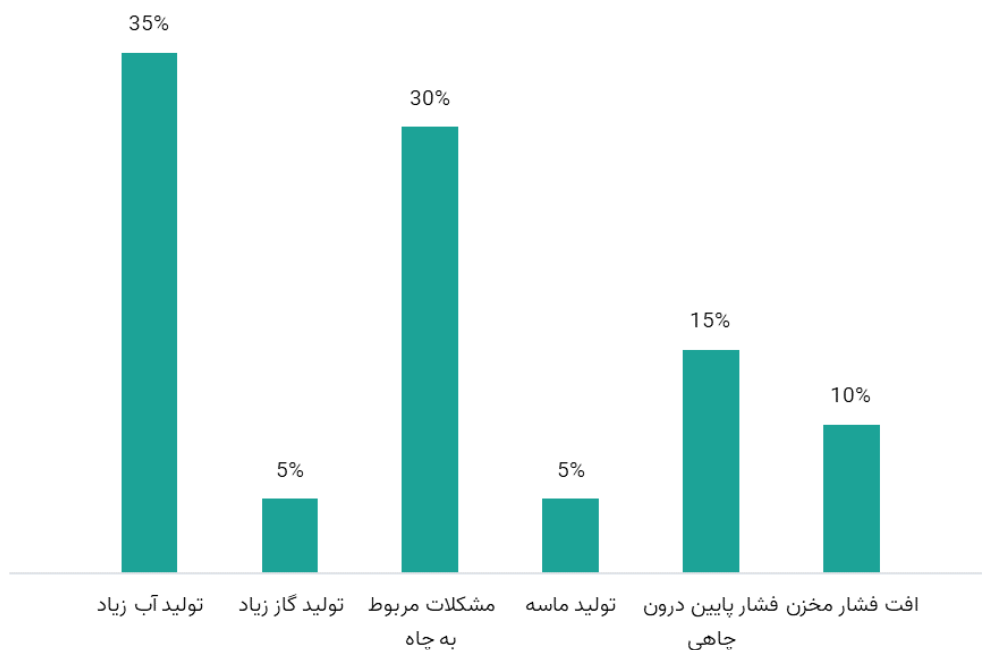
بر اساس اطلاعات موجود، ۳۵ درصد چاه‌های حفاری شده ایران غیرفعال هستند. ۴۰ درصد از این چاه‌ها در دسته‌بندی متروکه قرار گرفته‌اند و ۶۰ درصد باقیمانده امکان احیا را دارا خواهند بود. منبع: گزارش‌های شرکت ملی نفت ایران.

بررسی آماری دلایل فنی غیرفعال شدن چاه‌های ایران

بر اساس تحلیل صورت‌گرفته بر داده‌های ۲۰۰ حلقه چاه غیرفعال ایران، دلایل فنی توقف تولید و بسته‌شدن چاه شناسایی شده است. از آنجاکه در کل میادین کشور تنوع خواص میدان و فناوری‌های مورد استفاده همگونی قابل‌توجهی دارد، می‌توان این نمونه را به عنوان شاخصی از وضعیت کل چاه‌های غیرفعال ایران تلقی کرد. همان‌طور که در شکل ۸ مشخص است، سه دلیل فنی عمده که منجر به توقف تولید شده است عبارتند از:

- تولید زیاد آب
- مشکلات مربوط به ساختمان چاه
- فشار پایین درون چاهی

تمرکز بر این سه دلیل و ارائه/اثبات فناوری‌های مناسب برای آنها در کنار رعایت بقیه اصول اساسی چارچوب طرح احیای چاه‌های غیرفعال و بکارگیری تجربیات بین‌المللی می‌تواند کلید موفقیت طرح و بازگرداندن بخش قابل توجهی از چاه‌های غیرفعال به مدار تولید باشد.



شکل ۸: دسته‌بندی فنی مشکلات چاه‌های غیرفعال ایران.

بر اساس اطلاعات موجود، عمده دلایل فنی که منجر به غیرفعال شدن چاه‌های نفتی ایران شده‌اند، شامل تولید زیاد آب، مشکلات چاه و فشار پایین درون چاهی است. تمرکز بر این سه دلیل و ارائه راه‌حل‌های مناسب بخش زیادی از مشکلات چاه‌های غیرفعال ایران را پوشش خواهد داد.
منبع: گزارش‌های شرکت ملی نفت ایران.

چارچوب طرح احیای چاه‌های غیرفعال ایران

دسته‌بندی عوامل مؤثر بر تعداد بالای چاه‌های غیرفعال ایران

نخستین پیش‌نیاز موفقیت هر طرحی، شناسایی دقیق عوامل شکل‌گیری چالش موردنظر است. از این‌رو بر اساس تحلیل‌های صورت‌گرفته، عوامل مؤثر بر درصد بالای چاه‌های غیرفعال ایران را می‌توان در دو دسته کلان طبقه‌بندی نمود (شکل ۹):

- عدم بهینگی مدیریت پورتفو،
- مشکلات مدیریت میدان.

شناخت مختصات هر یک از این دسته‌ها سبب خواهد شد تا برنامه‌ریزی طرح احیای چاه‌های غیرفعال دقیق‌تر شود و احتمال موفقیت طرح افزایش یابد.

دسته اول مشکلات عمدتاً ناشی از مدیریت غیربهینه پورتفو در سطح شرکت ملی نفت ایران است. عوامل مؤثری را می‌توان برشمرد که منجر به غیربهینگی مدیریت پورتفوی تولید می‌شود، از جمله:

- عدم جذابیت مدل کسب‌وکار،
- فرآیندهای غیربهینه و بروکراتیک،
- عدم برنامه‌ریزی بهینه و یکپارچه در سطح پورتفوی شرکت ملی نفت ایران،
- عدم انگیزه کافی در نیروی انسانی.

مشکلات دسته دوم (که عمدتاً فنی هستند) را می‌توان به چهار بخش عمده تقسیم‌بندی کرد:

- مشکلات مخزن‌محور،
- مشکلات دهانه‌چاه‌محور،
- مشکلات چاه‌محور،
- مشکلات تأسیسات محور.

شناخت عوامل مؤثر بر بالابودن تعداد چاه‌های غیرفعال با تقسیم‌بندی ارائه‌شده کمک می‌کند تا برنامه‌ریزی و راه‌حلیابی در طرح احیای چاه‌های غیرفعال ایران متناسب با هر دسته در سطح موردنیاز صورت پذیرد.



شکل ۹: طبقه‌بندی کلان مشکلات تولید میادین نفتی ایران.

بر اساس تحلیل صورت‌گرفته، مشکلاتی که منجر به مدیریت غیربهرینه تولید و بالتبع افزایش چاه‌های غیرفعال می‌شود، را می‌توان در دو طبقه عمده (۱) عدم بهینگی مدیریت پورتفو و (۲) مشکلات مدیریت میدان دسته‌بندی کرد.
منبع: PertoView.

سطوح برنامه‌ریزی طرح احیای چاه‌های غیرفعال

ذکرشده به منظور مدیریت بهینه‌تر پورتفو شرکت ملی نفت ایران با منابع موجود است.

در سطح دو، تمرکز اصلی بر احیای چاه‌ها و دارایی‌های غیرفعال با مشکلات بخش مخزن محور و تأسیسات محور است. از آنجا که احیای چاه‌های غیرفعال با علت‌های دوگانه ذکر شده، صرفاً در مقیاس چاه عملی نیست، راهکارهای پیشنهادی نیز باید در مقیاس میدان پیگیری شود. در این مقیاس چاه‌های غیرفعال در یک میدان به صورت بسته دیده می‌شود. اجرای این سطح می‌تواند توسط شرکت‌های تابعه شرکت ملی نفت با سرمایه‌گذاری داخلی

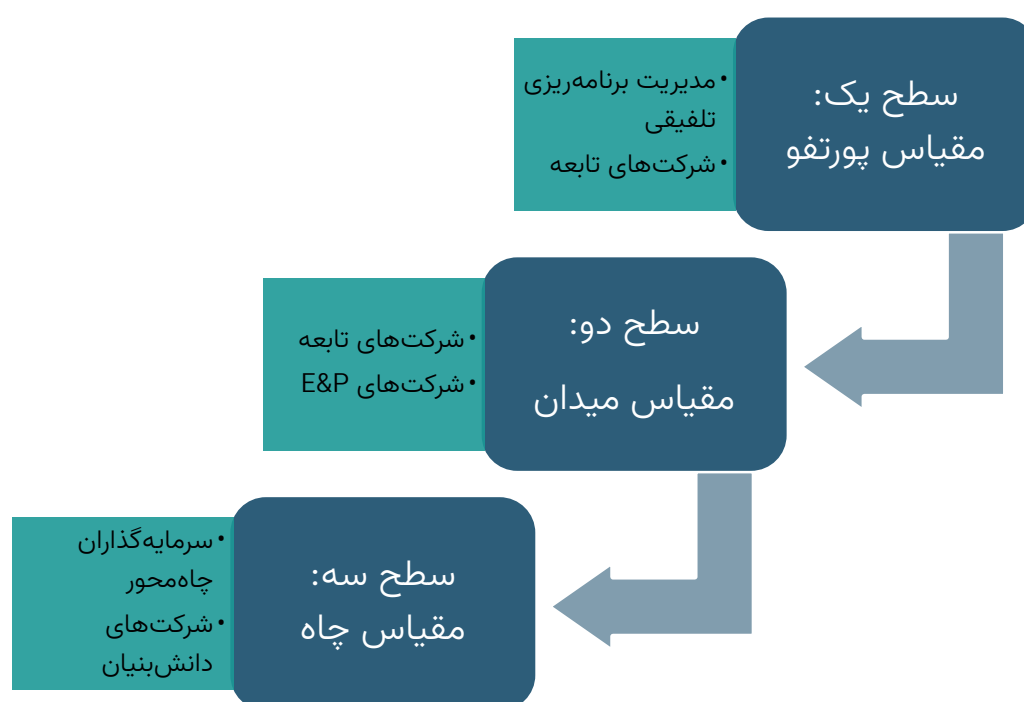
جهت رفع عوامل شناسایی‌شده فوق‌الذکر، برنامه‌ریزی طرح احیای چاه‌های ایران، همان‌طور که در شکل ۱۰ نمایش داده شده، می‌بایست موضوع در سه سطح پورتفو، میدان و چاه پیگیری شود. هر یک از این سطوح بازیگران و ذی‌نفعان متفاوتی در اکوسیستم صنعت بالادستی نفت را درگیر می‌کند.

در سطح یک که معطوف به چالش‌های ذکرشده چهارگانه مدل کسب و کار، فرآیندها، یکپارچگی و نیروی انسانی است، مدیریت شرکت ملی نفت ایران مشارکت عمده را دارند. راه‌حل‌های این سطح متمرکز بر رفع چالش‌های

سرچاهی و ...) است، راهکارها عمدتاً در مقیاس چاه هستند؛ از این رو می‌توان اجرای این سطح را به صورت چاه به چاه متصور بود. اجرای این سطح از احیا را می‌توان به مجریان چاه‌محور مانند شرکت‌های دانش‌بنیان و فناور، شرکت‌های اکتشاف و تولید و شرکت‌های خدماتی واگذار نمود.

و یا واگذاری به سرمایه‌گذاران از جمله شرکت‌های ایرانی اکتشاف و تولید محقق شود.

در سطح سه که تمرکز بر احیای چاه‌های غیرفعال با مشکلات دهانه‌چاه‌محور و چاه‌محور و تا حدودی تأسیسات‌محور (تأسیسات سرچاهی، سیستم‌های فرآورش موقت



شکل ۱۰: سطوح برنامه‌ریزی جهت کاهش تعداد چاه‌های غیرفعال ایران.

بر اساس تحلیل صورت گرفته، سه سطح متفاوت را باید در برنامه ریزی برای کاهش درصد چاه‌های غیرفعال ایران در نظر گرفت. هدف هر یک از سطوح بخش‌های مختلفی از بازیگران صنعت بالادستی خواهد بود. منبع: PetroView.

برآورد کاهش تعداد چاه‌های غیرفعال در سطوح مختلف

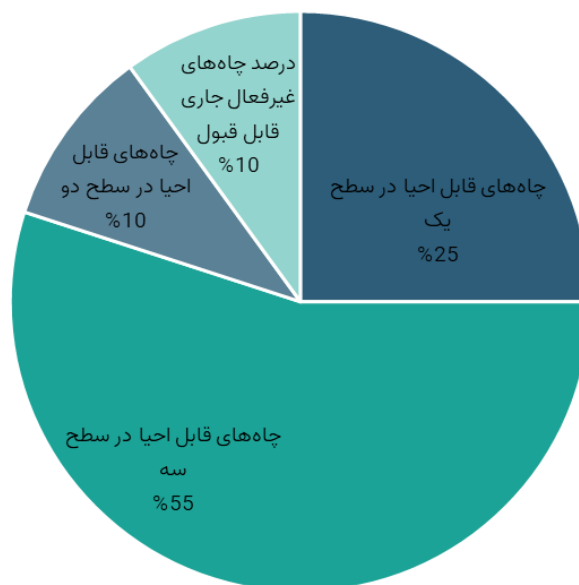
از این‌رو می‌توان تخمین زد با بهبود مدیریت پورتفو با مختصات ذکرشده، به طور متوسط ۲۵ درصد از چاه‌های غیرفعال را به مدار تولید بازگردند.

با استفاده از آمارهای ارائه‌شده در شکل ۸ می‌توان تخمینی از درصد چاه‌های هدف در سطح دو و سه به‌دست آورد. همان‌طور که در شکل ۱۱ نمایش داده شده است، حدوداً ۱۰ درصد از چاه‌های نیاز به احیا در مقیاس میدان (سطح دو) هستند. باقیمانده چاه‌ها که معادل حدوداً ۶۰۰ حلقه چاه هستند، هدف طرح احیای مقیاس چاه برای مجریان چاه‌محور مانند شرکت‌های دانش‌بنیان و فناور خواهند بود.

بر اساس آمارهای ارائه‌شده در شکل ۷ تعداد چاه‌های مستعد طرح احیا حدوداً ۱۱۰۰ حلقه است. هدف از طرح احیای چاه‌های غیرفعال در نهایت رسیدن درصد چاه‌های غیرفعال به استاندارد جهانی (۱۰ درصد و کمتر) است؛ از این رو باید برآوردی از تعداد چاه‌های درگیر در هر یک از سطوح را داشت.

اگرچه برآورد دقیق از میزان بهره‌وری طرح در سطح یک با توجه به پیچیدگی‌های موجود بسیار سخت است، می‌توان از قواعد سرانگشتی برای تخمین میزان مشارکت این سطح در بهبود درصد چاه‌های غیرفعال استفاده کرد. براساس منابع، بهینه‌سازی هر فرآیندی (در اینجا مدیریت پورتفو) سبب افزایش بهره‌وری ۱۰ تا ۴۰ درصدی می‌شود.





شکل ۱۱: برآورد درصد مشارکت هر یک از سطوح شناسایی‌شده در طرح کلان احیای چاه‌های غیرفعال. تعداد چاه‌های مستعد طرح احیا حدوداً ۱۱۰۰ حلقه چاه است. بر اساس تحلیل صورت‌گرفته، درصد چاه‌های غیرفعال با برنامه‌ریزی پیشنهادی در سه مقیاس پورتفو، میدان و چاه می‌تواند از ۳۵ درصد به استاندارد جهانی ۱۰ درصد نزدیک شود. ۶۰۰ حلقه چاه را می‌توان در طرح احیای چاه‌ها برای سرمایه‌گذاران چاه‌محور مانند شرکت‌های دانش‌بنیان و فناور پیشنهاد داد. منبع: PetroView.

احتمال موفقیت مورد انتظار طرح در مقیاس چاه

پایش و بهبود مداوم می‌تواند به صورت قابل توجهی افزایش یابد.

بر این اساس انتظار می‌رود در صورت رعایت پیش‌نیازهای طرح، از مجموع ۶۰۰ عملیات که هدف سطح سه یا مقیاس چاه‌محور است، ۳۰۰ تا ۳۵۰ عملیات موفق و منجر به افزایش تولید شود.

به دلیل ماهیت یکسان طرح، تخمین درصد موفقیت مورد انتظار طرح را می‌توان بر اساس تجربیات موفق در کشورها/ شرکت‌های نفتی که به صورت مدون این طرح را پیاده‌سازی کرده‌اند، انجام داد. همان‌طور که در این گزارش اشاره شد، در صورت رعایت اصول و درس‌آموخته‌های اجرایی اشاره شده، می‌توان احتمال موفقیت ۵۰ تا ۶۰ درصدی را برای شروع طرح در نظر گرفت. البته این احتمال در صورت

میزان افزایش تولید مورد انتظار طرح در مقیاس چاه

با توجه به تنوع خواص میادین مختلف ایران پیش‌بینی مقدار موردانتظار از افزایش تولید به ازای احیای ۶۰۰ حلقه چاه در سطح سه دارای پیچیدگی‌های زیادی است. در مورد این پارامتر بسیار کلیدی طرح نیز می‌توان از برخی قواعد سرانگشتی و آماری استفاده نمود.

متوسط تولید نفت ایران با توجه به تعداد چاه‌های تولیدی فعال ایران حدوداً ۱۲۵۰ بشکه نفت در روز است. بر اساس تئوری حد مرکزی، می‌توان توزیع میزان تولید چاه‌های ایران را به دلیل تعداد کافی نمونه به صورت توزیع نرمال در نظر گرفت. اگر بازه توزیع نرمال هر چاه از صفر (چاه بسته) با میانگین ۱۲۵۰ در نظر گرفته شود، انحراف معیار توزیع نرمال دبی تولید چاه‌ها در حدود ۴۰۰ بشکه در روز خواهد بود. از

آنجا که هدف‌گذاری شده است که درصد چاه‌های غیرفعال از ۳۵ درصد فعلی به ۱۰ درصد و یا کمتر کاهش پیدا کند، بر اساس روابط ریاضی کاهش ۲۵ درصدی تجمیعی بر روی تابع توزیع نرمال معادل متوسط افزایش ۳۰۰ تا ۴۰۰ بشکه‌ای مقدار تولید نفت است. از این رو می‌توان انتظار داشت هر عملیات موفق از ۶۰۰ عملیات برنامه‌ریزی شده در سطح چاه به طور متوسط ۳۰۰ تا ۴۰۰ بشکه در روز تولید نفت را افزایش دهد. باتوجه به احتمال موفقیت عملیات احیای چاه، افزایش تولید مورد انتظار از طرح احیای ۶۰۰ حلقه چاه غیرفعال در مقیاس چاه (سطح سه) بین ۹۰ تا ۱۴۰ هزار بشکه در روز پیش‌بینی می‌شود.

برآورد هزینه عملیات در مقیاس چاه

به منظور تخمین هزینه هر عملیات در مقیاس چاه (۶۰۰ عملیات سطح سه) آیت‌های هزینه‌ای براساس راه‌حل‌های محتمل برای سه مشکل فنی رفع تولید آب زیاد، مشکلات ساختمان چاه و جبران افت فشار چاه شناسایی شد. بر این اساس همان‌طور که در شکل ۱۲ نمایش داده شده است، هزینه انواع عملیات برای رفع این سه مشکل برآورد شده است. در مورد اعداد ارائه شده ذکر چند نکته ضروری است:

- برآورد صورت‌گرفته در سطح ۵ تخمین هزینه است و هدف آن ارائه یک تخمین جامع مدیریتی است. بدیهی است، برآورد دقیق پس از انجام ارزیابی‌های چاه به چاه صورت خواهد گرفت.
- هزینه برآورد شده صرفاً شامل هزینه عملیات احیای چاه غیرفعال است. هزینه‌های دیگری مانند هزینه تشخیص و عیب‌یابی که ممکن است موردنیاز باشد در این هزینه دیده نشده است.

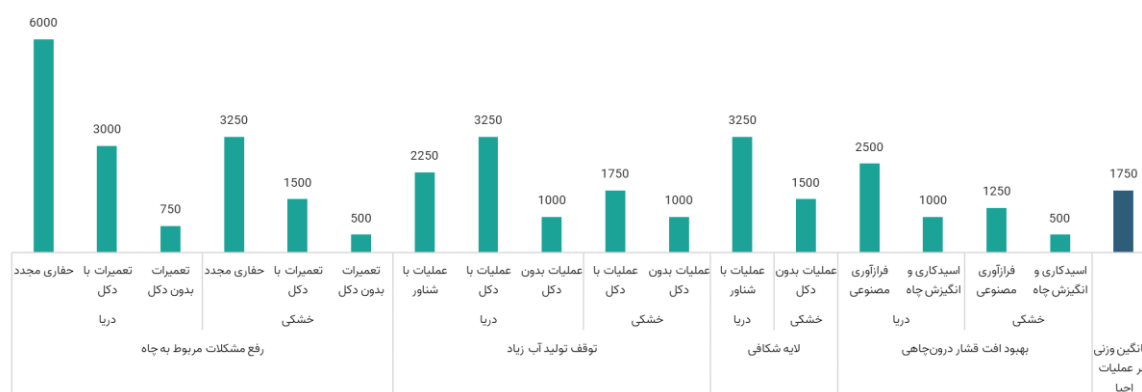
- در برآورد هزینه هر عملیات از لیست قیمت‌های رایج در شرکت ملی نفت ایران و آخرین مناقصات برگزارشده استفاده شده است.

• هزینه‌های پیش‌بینی نشده (Contingency) در این برآورد لحاظ نشده است. با توجه به ماهیت این عملیات و هم‌چنین قدیمی بودن چاه‌ها امکان حادث شدن هزینه‌های پیش‌بینی نشده بسیار بالا است.

بر اساس پیش‌بینی و توزیع عملیات‌های متنوع که در شکل ۱۲ اشاره شده است، به طور متوسط پیش‌بینی می‌گردد، هزینه هر عملیات در طرح احیای ۶۰۰ حلقه چاه به طور متوسط ۱۷۵۰ هزار یورو باشد. بر این اساس میزان سرمایه‌گذاری لازم برای طرح احیای ۶۰۰ حلقه

چاه غیرفعال، یک میلیارد یورو تخمین زده می‌شود. بر این اساس هزینه طرح ۷ تا ۱۱ هزار یورو به ازای هر بشکه افزایش تولید برآورد می‌شود.

برای اولویت دهی، می‌توان بر چاه‌های با مشکلاتی که بدون نیاز به دکل یا شناور قابل احیا هستند، تمرکز نمود. متوسط هزینه این نوع عملیات، برابر ۷۵۰ هزار یورو برآورد شده است. بر این اساس در این اولویت می‌توان با سرمایه‌گذاری ۳۰۰ میلیون یورویی بالغ بر ۳۵۰ چاه را احیا نمود.



شکل ۱۲: برآورد هزینه عملیات احیای چاه‌های غیرفعال هدف سطح سه - اعداد هزار یورو هستند. بر اساس اطلاعات برگرفته شده از آخرین لیست هزینه‌های رایج در شرکت ملی نفت ایران و مناقصات برگزار شده، برای هر نوع عملیات به منظور رفع تولید اضافی آب و مشکلات ساختمانی، لایه شکافی و بهبود افت فشار درون‌چاهی صرفاً هزینه عملیات محاسبه شده است. میزان سرمایه‌گذاری لازم برای طرح احیای ۶۰۰ حلقه چاه غیرفعال، به ازای میانگین هزینه هر چاه ۱۷۵۰ هزار یورو، یک میلیارد یورو تخمین زده می‌شود. برای اولویت دهی، می‌توان بر چاه‌های با مشکلاتی که بدون نیاز به دکل یا شناور قابل احیا هستند، تمرکز نمود. در این اولویت می‌توان با سرمایه‌گذاری ۳۰۰ میلیون یورویی بالغ بر ۳۵۰ چاه را احیا نمود. منبع: PetroView.

منابع

- [1] B. Global, "Statistical Review of World Energy - Global," British Petroleum, 2020. [Online]. Available: www.bp.com.
- [2] OPEC, "Annual Statistical Bulletin," Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2020.
- [3] Nima Fotuhi Tehrani, Iraj Eshraghi, "Common Sense Reconditioning Experiences with Idle Wells In California," in *SPE Western Regional meeting*, California, 2015.
- [4] Mokhtar, S., Abu Bakar, S., Wibisono, R., Andika, R., Budi, A., & Narasaiah, S., "Pushing the Limit of Idle Well Management-A Nationwide Industry Approach," *Offshore Technology Conference Asia. Offshore Technology Conference.*, 2016, March.
- [5] G. Batohie, "Mature Field Rejuvenation by Reactivation of Idle wells in Petrotrin's Land," in *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, Port of Spain, 2016.
- [6] A. Hosein, "Increasing Oil Production Through Leasing of Idle Wells," *Journal of Petroleum Technology*, no. 1, 1996.
- [7] T. Manapov, SPE, V. Alekseeva, V. Zhigalov, M. Aksenov, "TNK-BP Idle Well Stock Reactivation Program," in *SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition*, Moscow, 2008.
- [8] Hassan, Hani Sufia, Rubby Oktobren, Zaidil Yahia,, "Fit For Purpose Technology for Idle Well Reactivation – A Novel Application," in *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, 2014.

