

# مروری بر کاربرد فناوری‌های تضمین جریان در تولید و انتقال نفت و گاز

امیر بهروزی فر\* پژوهشگاه صنعت نفت

چکیده

هدف این مقاله مرور و جمع‌بندی روش‌های نوین و شناخته‌شده تضمین جریان است. فناوری‌های مختلف از منظر سطح بلوغ و تکامل (نوظهور، در حال توسعه، توسعه‌یافته و از کار افتاده)، نوع راه‌کار (حرارتی، شیمیایی، سخت‌افزاری، عملیاتی و نرم‌افزاری) و میزان اثربخشی آن‌ها ارزیابی شده‌اند. اثربخشی، تابعی از سادگی کاربرد، احتمال موفقیت و بازده هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی است. در این مطالعه، سی فناوری تضمین جریان موجود و در حال توسعه، با هدف جمع‌بندی شرایط کنونی و شناسایی پتانسیل‌های بهبود، بررسی شده‌اند. فناوری‌های انتخاب شده تأثیر چشم‌گیری بر بهبود فرایند، بازده هزینه‌ها و شرایط تولید دارند.

واژگان کلیدی | تولید نفت و گاز، خطوط لوله، تضمین جریان

## مقدمه

تضمین جریان یک فرایند ارزیابی مهندسی است که به منظور اطمینان از انتقال اقتصادی سیالات هیدروکربنی از مخازن زیرزمینی به مصرف‌کننده نهایی در تمام طول عمر یک پروژه و در تمام شرایط ممکن استفاده می‌شود. تضمین جریان با بهره‌گیری از دانش خواص سیال و رفتار هیدرولیکی و حرارتی جریان، استراتژی‌هایی برای کنترل جامدات موجود در سیستم (مانند هیدرات، واکس، آسفالتین و رسوبات) توسعه می‌دهد.

## ۱- دسته‌بندی فناوری‌های تضمین جریان

فناوری‌های تضمین جریان در نظر گرفته شده در این مطالعه از منظر راه‌کار حل چالش‌ها، به پنج گروه تقسیم‌بندی شده‌اند: حرارتی، شیمیایی، سخت‌افزاری، عملیاتی

و نرم‌افزاری. این فناوری‌ها از منظر بلوغ به چهار سطح مختلف دسته‌بندی شده‌اند و این سطوح به ترتیب افزایش توسعه‌یافتگی عبارتند از: نوظهور، در حال توسعه، توسعه‌یافته و از کار افتاده.

فناوری‌های نوظهور تقریباً جدید و در مراحل آزمایشگاهی یا ارزیابی اولیه هستند. به عبارت دیگر در مرحله پژوهش و توسعه (R&D) می‌باشند و هنوز در مقیاس صنعتی صحنه‌گذاری نشده‌اند. قبل از شروع به استفاده تجاری از آن‌ها نیاز است که اثر بخشی آن‌ها بررسی شود. فناوری‌های در حال توسعه، در حال پیشرفت چشم‌گیر هستند و هم‌اکنون در صنعت مورد استفاده قرار می‌گیرند و یا در حال گذراندن مراحل ارزیابی اثر بخشی می‌باشند. برخی از این فناوری‌ها با چالش‌هایی مواجه می‌شوند و به منظور استفاده گسترده‌تر باید مورد ارزیابی

بیشتر قرار گیرند. فناوری‌های توسعه‌یافته آن‌هایی هستند که برای مدت یک‌دهه یا بیشتر در صنعت مورد استفاده قرار گرفته‌اند و بیشتر مشکلات آن‌ها برطرف شده است. این فناوری‌ها به‌عنوان استاندارد در نظر گرفته می‌شوند و به صورت گسترده در دسترس هستند. با این وجود، هنوز امکان بهبود جزئی برای برخی از آن‌ها میسر است و می‌توان آن‌ها را از منظر زیست‌محیطی، اقتصادی و ... بهینه کرد. فناوری‌های از کار افتاده معمولاً قدمتی بیش از چند دهه دارند و برای برخی کاربردها با محدودیت‌هایی مواجه شده‌اند. به ندرت امکان بهبود برای این فناوری‌ها وجود دارد و برخی از آن‌ها در حال جایگزینی با فناوری‌های جدیدتر، اقتصادی‌تر و یا سازگارتر با محیط‌زیست هستند. وضع قوانین زیست‌محیطی جدید محدودیت‌هایی را برای این فناوری‌ها

\*نویسنده عهده‌دار مکاتبات (amir.behrouzifar@gmail.com)

فراهم کرده است. استفاده از و یا تولید مواد خطرناک و یا سمی، عامل دیگری برای کاهش به کارگیری این فناوری‌هاست. به دلیل شرایط چالشی موجود در دریا و اثربخشی کم این فناوری‌ها، درخواست‌ها برای استفاده از آن‌ها در تضمین جریان رو به نزول است. پژوهش و توسعه نیز جایگاه چندانی در فناوری‌های از کار افتاده ندارد. جدول ۱- فناوری‌های تضمین جریان را از منظر راهکار حل چالش‌ها، کاربرد فناوری‌ها و میزان بلوغ هر یک از فناوری‌ها در کاربردهای مختلف جمع‌بندی کرده است. در ادامه، برخی از پُرکاربردترین فناوری‌های تضمین جریان به صورت جامع‌تر مورد بررسی قرار می‌گیرند.

## ۲- عایق کاری حرارتی

با وجود اینکه عایق کاری حرارتی فناوری‌ای توسعه یافته است، هنوز صنعت به دنبال مواد عایق با کارایی بهتر و با توانایی به کارگیری در شرایط آب‌های عمیق است. موادی که برای اعماق در حدود هزار متر مورد استفاده قرار می‌گیرند، الزاماً برای آب‌های عمیق‌تر مناسب نیستند. برخی از کاربردهای عایق کاری برای سالیان طولانی مورد استفاده قرار گرفته‌اند و کارایی آن‌ها اثبات شده است. با این وجود، هنوز فناوری‌های عایق کاری در حال رشد هستند تا راه‌های بهتری برای جلوگیری از تشکیل هیدرات و واکنش یافت شوند.

عایق کاری حرارتی در بسیاری از عملیات فراساحلی در بسیاری از نقاط جهان و توسط شرکت‌های تأمین‌کننده مختلف مورد استفاده قرار گرفته است. استفاده از پلی‌پروپیلن فومی به‌عنوان یک عایق در زیر دریا در اواسط دهه ۸۰ شروع شد. از آن پس، در بسیاری از پروژه‌های اجرا شده در دریای شمال و خلیج مکزیک، از این ماده به‌عنوان عایق حرارتی استفاده شده است [۱]. بیشتر پروژه‌های خلیج مکزیک،

دارای تجهیزات زیر دریایی‌ای می‌باشند که با عایق‌های سنتزی بر پایه اپوکسی و یا بر پایه سیلیکون پوشانده شده‌اند [۲].

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

- حفظ دمای یک سیستم در حال تولید به‌منظور جلوگیری از تشکیل هیدرات‌های گازی،
- طولانی‌تر کردن زمان سرد شدن هنگام اتمام کار،
- کاهش ترسیب واکس در خطوط جریانی.

## ۳- گرمایش الکتریکی مستقیم (DEH)

DEH برای کاربردهای آب‌های کم‌عمق و خطوط لوله‌ی کوتاه‌تر از ۵۰ کیلومتر یک فناوری توسعه یافته است. با این وجود برای استفاده در لوله‌های عمودی، فناوری در حال توسعه محسوب می‌شود. کاربرد این فناوری برای رفع گرفتگی با چالش‌های زیادی مانند افزایش فشار محلی و شکستگی لوله، و روبروست. برای استفاده از این فناوری در کاربردهای آب‌های عمیق، خطوط لوله طولانی، لوله‌های عمودی و چندراهه‌ها ارزیابی‌های گسترده مورد نیاز است.

هم‌اینک کاربردهای DEH بر هیدرات‌ها متمرکز است. DEH می‌تواند سیال را در دمای بیشتر از دمای تشکیل هیدرات و دمای پیدایش واکس (WAT) نگه دارد. از فناوری DEH به‌صورت گسترده در میادین دریای شمال استفاده شده است. DEH به دو صورت حلقه باز (مانند میدان‌های استات‌اوایل آسگارد (Statoil Asgard)، هولدر (Huldra)، کریستین (Kristin)، اورد (Urd)، تیریهانس (Tyrihans)، آلو (Alve)، ارمن لانژ (Ormen Lange)، مروین (Morvin)، بی‌بی آیدان (BP Idun) و اسکارو (Skarv) و حلقه بسته (مانند میدان‌های شل سرانو و اورگانو Shell، سیرانو و اوریگانو (Serrano and Oregano)، ناکیکا (Nakika)

و هابانرو (Habano) مورد استفاده قرار می‌گیرد.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

- کنترل فعال دمای عملیاتی خطوط لوله جریانی،
- حذف یا کاهش شدت مصرف بازدارنده‌ها،
- دارای پتانسیل بازسازی هیدرات (وابسته به میدان)،
- مکمل یا جایگزین سایر روش‌های مدیریت هیدرات،
- امکان شروع به کار مجدد سریع پس از اتمام کار،
- کاهش CAPEX به دلیل امکان استفاده از تنها یک خط لوله جریانی،
- کاهش هزینه‌های تعمیر و نگهداری به دلیل قابلیت اطمینان زیاد.

## ۴- بازدارنده‌های کم‌مصرف هیدرات (LDHI)

هنگامی که مواد شیمیایی LDHI به‌عنوان جایگزینی برای متانول در دسترس قرار گرفتند، این فناوری به‌عنوان یک پیشرفت غیرمنتظره در نظر گرفته شد. اولین محصول LDHI در سال ۱۹۹۸ عرضه شد و از آن زمان تاکنون در بیش از یکصد پروژه از این ترکیبات استفاده شده است. با این وجود، برخی کشورها (مانند نروژ) اجازه استفاده از این مواد را به‌دلیل سمی بودن نمی‌دهند. اگرچه هم‌اکنون LDHI یک فناوری رایج است، اما این مواد هنوز در حال توسعه بیشتر به‌منظور غلبه بر چالش‌هایی مانند شرایط پیچیده فراساحلی، خوردگی، دما، میزان موجودی آب و ... هستند.

از LDHI‌ها در بسیاری از میادین فراساحلی در نقاط مختلف جهان (مانند میادین آرژانتین، فرانسه، پارس جنوبی در ایران، دلفین در قطر، برخی میدان‌های نفتی در خلیج گینه و برخی میدان‌های گازی /

میعانات در خلیج فارس و دریای شمال) استفاده شده است.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

• مصرف کمتر نسبت به بازدارنده‌های ترمودینامیکی،

• کاهش OPEX به دلیل کاهش حجم مواد مصرفی،

• امکان دستیابی به نرخ تولید بیشتر به دلیل وجود محدودیت کمتر در سیستم پمپاژ،

• کوتاه‌تر شدن زمان شروع به کار،

• جلوگیری از حضور میزان زیاد متانول در نفت و کاهش مشکلات ناشی از آن در فرایندهای پالایش،

• کاهش ذخیره‌سازی متانول یا MEG در تاسیسات فراورش به‌ویژه در سکوها فراساحلی،

• کاهش ظرفیت پمپ‌ها و خطوط لوله سیستم تزریق شیمیایی نسبت به بازدارنده‌های ترمودینامیکی،

• کاهش خطر آتش‌سوزی متانول ذخیره شده،

• عدم نیاز به تزریق متانول یا MEG قبل از یک دوره طولانی توقف عملیات با استفاده از ضد کلوخه‌ها،

• کاهش OPEX با استفاده همزمان از متانول یا MEG و بازدارنده‌های سینتیک هیدرات،

• کاهش CAPEX به دلیل کاهش نیاز به عایق کاری.

## ۵- کف‌زداها

انواع گوناگونی از کف‌زداها به منظور استفاده در سناریوهای مختلف عملیاتی توسعه داده شده‌اند. فعالیت‌های گسترده‌ای به منظور بهبود عملکرد مواد شیمیایی کف‌زدا صورت گرفته است که برخی از مهم‌ترین آن‌ها عبارتند از: افزایش بازده در شدت‌های تزریق کم، اجرای حلقه‌های

کنترلی در واحدهای فراوری گاز که به صورت اتوماتیک نرخ تزریق کف‌زدا هنگامی که فشارهای تفاضلی در برج‌های تماس با آمین از یک آستانه عبور می‌کند را افزایش می‌دهد، توسعه مواد کف‌زدا برای جلوگیری از کاهش بازده انتقال جرم با محلول‌های آمین مورد استفاده در برج‌های تماس (مانند دی اتانول آمین)، توسعه مواد کف‌زدا که به سادگی جذب کربن فعال نمی‌شوند و توسعه مواد کف‌زدا که بر روی ذرات سولفید آهن جذب نمی‌شوند و از گرفتگی بستریهای کربن فعال و فیلترهای مکانیکی جلوگیری می‌کنند [۳].

در ایالات متحده و کانادا از کف‌زداها در عملیات خشکی و فراساحلی استفاده شده است. نخستین محصول صنعتی برای پروژه‌های آب‌های عمیق در میدان بی‌سی-۱۰ برزیل توسعه داده شد [۴]. در استفاده هم‌زمان با سایر عوامل فراوری شیمیایی (مانند بازدارنده‌های واکس و LDHIها)، کف‌زداها نشان داده‌اند که کارایی شیمیایی موثری دارند و هزینه‌ها را کاهش می‌دهند.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

• کاهش قطرات نفت یا میعانات در جریان‌های گازی،

• افزایش بازده عملکرد تفکیک‌گر،

• افزایش شدت تولید نفت و گاز،

• کاهش تشکیل رسوب و در نتیجه کاهش زمان‌های توقف عملیات و هزینه‌های تمیزکاری،

• پیش‌گیری از ایجاد وقفه در عملیات و اتمام کار پیش‌بینی نشده،

• کاهش کاواک‌زایی (کاویتاسیون) در پمپ‌ها.

## ۶- بازدارنده‌های آسفالتین

بازدارنده‌های آسفالتین به‌منظور بهبود اثربخشی عملیات فراساحلی در محدوده

گسترده میزان آسفالتین (کمتر از ۱ تا ۵ درصد وزنی)، توسعه داده شده‌اند. این بازدارنده‌ها باید برای میدان‌های آب‌های عمیق که دارای لزجت بسیار کم، دمای نقطه ریزش کم، دمای نقطه اشتعال زیاد و پایداری حرارتی گرم و سرد طولانی‌مدت بدون تشکیل ذرات نامحلول هستند، نیز توسعه داده شوند. این بازدارنده‌ها از حلال‌هایی که برای محیط زیست ضرر کمتری دارند (مانند زایلن و تولوئن)، تولید می‌شوند و معمولاً زیست‌تخریب‌پذیر هستند [۵].

از بازدارنده‌های آسفالتین در میدان‌های خشکی و فراساحلی در بخش‌های مختلف جهان استفاده شده است. کاربرد این مواد شامل چاه‌هایی با میزان آسفالتین تا ۱۷ درصد در فاز نفتی، چاه‌هایی که در آن‌ها نفت‌های خام ناسازگار از لایه‌های مختلف با یکدیگر مخلوط شده‌اند و چاه‌هایی که به دلیل آسیب سازند کاهش شدید تولید را تجربه کرده‌اند، می‌باشد [۶].

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

• جلوگیری از مسدود شدن لوله استخراج و خطوط لوله انتقال توسط آسفالتین، که امکان تولید با حداکثر ظرفیت را میسر می‌سازد،

• امکان کاهش رسوب آسفالتین هنگامی که دو نفت خام ناسازگار با یکدیگر مخلوط می‌شوند،

• امکان کاهش انعقاد آسفالتین در مخلوط نفت خام و گاز تزریق شده،

• امکان عدم شکل‌گیری امولسیون (آسفالتین یک امولسیون‌ساز در فصل مشترک آب/نفت است)،

• امکان جلوگیری از آسیب سازند ناشی از ترسیب آسفالتین و در نتیجه افزایش شاخص تولید مخزن،

• کاهش هزینه‌های ناشی از حذف رسوبات آسفالتین توسط روش‌های



مکانیکی یا شست‌وشو با حلال،

• کاهش میزان مصرف زایلین و تولوئن برای انحلال رسوبات آسفالتین و کاهش هزینه‌های بازسازی.

## ۷- بازدارنده‌های پارافین

استفاده از بازدارنده‌های پارافین به اوایل دهه ۹۰ باز می‌گردد. فناوری تولید این بازدارنده‌های در حال توسعه به منظور بهبود محصولات با کمتر کردن دمای نقطه ریزش جهت ذخیره‌سازی در نقاط سردسیر مانند قطب شمال، کمتر کردن لزجت در فشارهای زیاد و دماهای کم برای کاهش هزینه‌های پمپاژ یا انتقال مرکزی (umbilical transport) در کاربردهای آب‌های بسیار عمیق و قطبی، افزایش پایداری فاز محلول به دلیل جلوگیری از ایجاد نقصان در خط مرکزی در فشارهای زیاد و دماهای کم [۷]، افزایش بازده برای نفت‌های خامی که میزان واکس زیادی دارند (بیشتر از ۱۰ درصد) و افزایش سازگاری این ترکیبات شیمیایی با محیط زیست، هستند.

در بخش‌های مختلف جهان و در میدان‌های خشکی و فراساحلی از بازدارنده‌های پارافین استفاده شده است. به عنوان مثال، این بازدارنده‌ها در یک میدان فراساحلی با سه چاه در نروژ به کار گرفته شده‌اند تا رسوب واکس در چاه تولیدی را مدیریت کنند. همچنین، در دو چاه میعانات/گازی در خلیج مکزیک با استفاده از این بازدارنده‌ها ۹۵ درصد کاهش تولید واکس و کاهش دمای نقطه ریزش تا  $30^{\circ}\text{F}$  مشاهده شده است.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

- رسوب نکردن واکس در لوله استخراج و خطوط لوله انتقال و در نتیجه عدم کاهش میزان تولید،
- جلوگیری از افت فشار زیاد ناشی از رسوبات واکس،

• کاهش دفعات تمیزکاری خطوط لوله توسط توپک‌رانی به منظور زدودن واکس،

• کاهش دفعات زدودن واکس توسط روش‌های مداخله‌ای (intervention) مانند لوله استخراج ماریچچ، زدودن مکانیکی، ایجاد خراش و شستشو با حلال و در نتیجه کاهش OPEX،

• کاهش ترسیب واکس در عملیات با شدت جریان کم و امکان افزایش عمر تولید،

• کاهش شدت خوردگی و رسوب گرفتگی با حذف رسوبات واکس از خطوط لوله،

• کاهش لایه‌های واکس (که در مخازن جداسازی در فصل مشترک نفت و آب تجمع می‌یابند)،

• امکان کاهش رسوبات و آب (BS&W) و چالش‌های جداسازی مربوط به جامدات واکسی ته‌نشین شده و امولسیون‌های واکسی،

• ساده‌تر کردن جریان سیال نفت استاتیکی سرد هنگام شروع به کار مجدد به دلیل کاهش دمای نقطه ریزش و مقاومت تشکیل ژل،

• کاهش لزجت نفت‌های خام واکس‌دار در دمای کم،

• جلوگیری از ژل شدن نفت هنگام اتمام کار،

• کاهش OPEX به دلیل عدم استفاده از رقیق‌کننده‌ها (زایلین، گازوئیل، نفت سفید و ...) به منظور نگهداری نفت خام در دمای بیشتر از نقطه ریزش.

## ۸- بازدارنده‌های رسوب

شیمی این بازدارنده‌ها یک فناوری توسعه‌یافته است، ولی کاربرد صنعتی آن‌ها در حال توسعه می‌باشد. به عنوان نمونه، هم اینک بازدارنده‌های رسوب جامد در فرایندهای آب‌شکنی (hydraulic fracturing) مورد استفاده قرار می‌گیرند [۸].

این سیستم، از فراوری با بازدارنده‌ی رسوب و سیال آب‌شکنی تشکیل شده است. کارایی بازدارنده‌های رسوب از منظر آزاد شدن و باقی ماندن در سازند، هنوز در حال توسعه به منظور افزایش طول عمر سیستم فراوری است [۸]. اخیراً یک سیستم نظارت همزمان که امکان تعیین شکل‌گیری رسوب را به کاربر می‌دهد، نیز توسعه داده شده است.

برخی از خلأ‌های این فناوری عبارتند از: کمینه کردن تغییر در ترشوندگی سازند، تولید بازدارنده‌هایی که قادر به فراوری چندین نوع رسوب که به صورت همزمان تشکیل شده‌اند، باشند، توسعه بازدارنده‌های سازگار با آب‌های تولیدی دارای غلظت‌های زیاد از جامدات حل شده (مانند نمک‌های کلسیم)، توسعه محصولات بازدارنده‌ای که با سایر ترکیبات شیمیایی که به صورت همزمان به چاه تزریق می‌شوند (مانند بازدارنده‌های خوردگی، LDHIها و ...)، سازگاری داشته باشند و تأثیر چندانی بر عملکرد یکدیگر نداشته باشند. دست‌یابی به مورد آخر منجر به کاهش CAPEX به دلیل حذف خط تزریق جداگانه برای بازدارنده‌ی رسوب می‌شود.

از بازدارنده‌های رسوب می‌توان در عملیات خشکی و فراساحلی و نیز در محیط‌های سرد و گرم استفاده کرد. بازدارنده‌های مایع با سیال‌های آب‌شکنی سازگار هستند و از آن‌ها در برخی از میداین نظیر شیب شمالی (North Slope) در آلاسکا، دریای شمال و حوزه پرمیان (Permian Basin) استفاده شده است. همچنین این بازدارنده‌ها در سیبری غربی و آفریقای غربی نیز به کار گرفته شده‌اند.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

- هزینه‌های کمتر فراوری با بازدارنده‌های آستانه‌ای نسبت به روش‌های رقیق‌سازی (مانند رقیق‌سازی با آب تمیز) به دلیل موثرتر بودن در غلظت‌های کم،

- کاهش OPEX به دلیل کاهش شدت ترسیب رسوبات و کاهش نیاز به استفاده از روش‌های مداخله‌ای که شامل بازیابی لوله استخراج یا شست‌وشو با اسید هستند،
- کاستن تأثیر سایر چالش‌های تضمین جریان با کمینه کردن رسوبات (که بستری برای ترسیب واکس، هیدرات و آسفالتین می‌باشند) بر سطح لوله،
- امکان حفاظت تجهیزات درون‌چاهی (مانند پمپ‌های غوطه‌ور الکتریکی) که در پایین دست اختلاف فشارهای زیاد هستند،
- امکان استفاده به همراه فناوری‌های انگیزش شکستگی به منظور اطمینان از عدم ترسیب رسوبات در شکستگی‌های سازند.

#### ۹- روبنده‌های سولفید هیدروژن

استفاده از روبنده‌های  $H_2S$  قدمت زیادی دارد. در طی سالان اخیر، برخی مواد جدید تجاری شده‌اند و کاربرد برخی مواد دیگر متوقف شده است. تشدید نگرانی‌ها در مورد ایمنی و اثرات زیست‌محیطی ناشی از دفع مواد مصرفی، استفاده از فناوری‌های جدیدتر را اجتناب‌ناپذیر کرده است و با وضع قوانین زیست‌محیطی سختگیرانه‌تر، علاقه‌مندی به شناسایی روبنده‌های سازگارتر با محیط زیست، افزایش یافته است [۹].

روبنده‌های  $H_2S$  در بسیاری از عملیات خشکی و فراساحلی و در میادین مختلف مورد استفاده قرار گرفته‌اند. به عنوان مثال، در میدان بی‌بی رم (BP Rhum) در دریای شمال از این فناوری استفاده شده است که میزان  $H_2S$  و  $CO_2$  در گاز تولید شده به ترتیب برابر  $10-20$  ppm و  $4-8/5$  درصد است و بنابراین، این گاز، ترش و خورنده محسوب می‌شود.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

- افزایش سطح ایمنی کارکنان با کاهش غلظت  $H_2S$ ،

- پیش‌گیری از خوردگی مرتبط به پوسیدگی ناشی از  $H_2S$  و ترک خوردگی ناشی از تنش سولفید در سیستم‌های لوله‌کشی، ظروف نگهدارنده و ...،
- کاهش خطر گرفتگی توسط سولفید آهن،

- کاهش CAPEX با کمینه شدن نیاز به تعویض تجهیزات ناشی از خوردگی فلزات،
- کاهش خطر مداخلات چاه برای بازیابی سخت‌افزارهای آسیب دیده،
- قادر ساختن نفت و گاز تولید شده برای رعایت کردن الزامات فروش،

- سادگی جداسازی محصولات واکنش فرایندهای حذف  $H_2S$  از تأسیسات بالاسو (topside)، سیستم لوله‌کشی و سایر تجهیزات،

- کاهش نیاز به تجهیزات فرایندی و در نتیجه کاهش OPEX به دلیل کم شدن میزان  $H_2S$ ،
- در دسترس بودن محصولات روبنده‌ی  $H_2S$  به صورت محلول در آب و محلول در نفت.

#### ۱۰- جریان سرد

فناوری جریان سرد هنوز در مرحله توسعه است و برای تجاری شدن باید مورد ارزیابی بیشتر قرار بگیرد. اهداف کنونی توسعه این فناوری، اجرای آن در مقیاس نیمه صنعتی و صحه‌گذاری چالش‌های فنی است. برخی از این چالش‌ها عبارتند از: ۱) انتقال دوغاب‌های لزج در مسافت‌های طولانی با افت فشار زیاد و ۲) انتقال سیالات با ظرفیت حرارتی زیاد (هرچه میزان موجودی آب و گرمای تبلور بیشتر باشند، تشکیل هیدرات بیشتر خواهد بود).

از سال ۲۰۰۳ فعالیت‌های گسترده‌ای برای ارزیابی فناوری جریان سرد در مقیاس آزمایشگاهی و با تمرکز بر سیستم‌های نفتی واقعی انجام شده است [۱۰، ۱۱]. این پروژه اکنون در مرحله تثبیت به منظور استفاده از

آن در کاربردهای میدانی است. هم اینک یک فناوری جریان سرد دیگر [۱۲] در یک حلقه جریانی آزمایشگاهی که قادر به شبیه‌سازی شرایط خطوط لوله انتقال است، نیز در حال توسعه می‌باشد.

در حال حاضر، در هیچ میدان تولیدی نفت و گاز از فناوری جریان سرد استفاده نمی‌شود. تاکنون این فناوری تنها در سطح آزمایشگاهی مدل شده است و شرکت‌ها به دنبال آمیختن فناوری جریان سرد با سایر فناوری‌های زیردریایی مانند جداسازی یا تقویت فشار، هستند.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

- کاهش CAPEX و OPEX در سخت‌افزار و عملیات سیستم گرمایش،
- کاهش CAPEX در عایق کاری خطوط لوله،

- کاهش CAPEX در خطوط لوله نسبت به توپک‌رانی دو سمتی (dual round trip) (pigging)،

- کاهش OPEX در هزینه‌های مواد شیمیایی به دلیل کاهش نیاز به تزریق آن‌ها،
- کاهش OPEX با کاهش نیاز به بازیابی MEG،

- کاهش استفاده از مواد شیمیایی مضر،
- امکان افزایش CAPEX و OPEX برای تأسیسات فراورش بالاسو به منظور فراوری دوغاب‌های هیدرات و واکس،

- امکان افزایش هزینه‌های سیستم‌های سرمایه‌ش زیردریایی و پمپ‌های چندفازی / مایع،

- کاهش خطر گرفتگی توسط هیدرات در خطوط لوله چندفازی با جلوگیری از انباشتگی هیدرات،

- کاهش لزجت دوغاب با افزایش میزان نمک در آب،

- کاهش اختلاف چگالی بین فازهای مختلف با تبدیل گاز به هیدرات و کم شدن پی‌آمدهای لخته‌گیری،



نوع راهکار	فناوری	کاربرد	سطح بلوغ			
			نوظهور	توسعه در حال	یافته توسعه	از کار افتاده
حرارتی	۱. عایق‌کاری حرارتی	جلوگیری از تشکیل هیدرات جلوگیری از تشکیل واکس		*	*	*
	۲. گرمایش الکتریکی مستقیم	جلوگیری از تشکیل هیدرات جلوگیری از تشکیل واکس رفع گرفتگی	*	*	*	*
	۳. گرمایش الکتریکی لوله-در-لوله	جلوگیری از تشکیل هیدرات/واکس	*			
	۴. جریان سرد	جلوگیری از تشکیل هیدرات/واکس	*			
	۵. مواد تغییر دهنده فاز	جلوگیری از تشکیل هیدرات	*			
شیمیایی	۶. بازدارنده‌های ترمودینامیکی هیدرات * متانول * اتانول * مونو اتیلن گلیکول	جلوگیری از تشکیل هیدرات؛ رفع گرفتگی جلوگیری از تشکیل هیدرات جلوگیری از تشکیل هیدرات؛ رفع گرفتگی		*	*	*
	۷. بازدارنده‌های کم مصرف هیدرات * بازدارنده‌های سینتیکی هیدرات * ضد کلوخه‌ها	جلوگیری از تشکیل هیدرات			*	*
	۸. کف‌زداها	جلوگیری از تشکیل کف			*	
	۹. بازدارنده‌های آسفالتین	جلوگیری از تشکیل آسفالتین			*	
	۱۰. بازدارنده‌های پارافین	جلوگیری از تشکیل پارافین/واکس			*	
	۱۱. بازدارنده‌های رسوب	جلوگیری از تشکیل رسوب			*	
	۱۲. روبنده‌های سولفید هیدروژن	جلوگیری از خوردگی			*	
	۱۳. امولسیون‌شکن‌های شیمیایی	جلوگیری از تشکیل امولسیون‌های پایدار			*	
	۱۴. عوامل کاهش نیروی دراگ	کاهش افت فشار	*			
	۱۵. جداسازی زیردریایی * گاز-مایع * جداسازی آب	جلوگیری از تشکیل هیدرات/لخته؛ افزایش بازیابی نفت			*	*
	۱۶. تقویت فشار زیردریایی	کاهش افت فشار؛ لخته‌گیری			*	
	۱۷. متراکم‌سازی زیردریایی	بهبود محدودیت‌های کمینه جریان؛ بهبود تولید	*			
	۱۸. سرمایش زیردریایی	جلوگیری از خوردگی؛ جلوگیری از تشکیل هیدرات	*			
	سخت‌افزاری	۱۹. لوله-در-لوله	جلوگیری از تشکیل هیدرات/واکس			*
۲۰. دسته لوله‌ها		برطرف کردن برخی چالش‌های تضمین جریان			*	
۲۱. لوله استخراج مارپیچ		بازسازی هیدرات	*			
۲۲. ماسه‌زداها		جلوگیری از سپایش؛ جلوگیری از تجمع ماسه	*			
۲۳. گمانه فرسایش		اندازه‌گیری شدت سپایش			*	
۲۴. ردیاب صوتی ماسه		اندازه‌گیری شدت تولید ماسه			*	
۲۵. ردیاب صوتی نشتی		ردیابی نشتی			*	
۲۶. شستشو با نفت مرده/روغن داغ		جلوگیری از تشکیل هیدرات	*			
۲۷. توپکرانی		زدودن واکس؛ لخته‌گیری	*			
۲۸. کاهش فشار		جلوگیری از تشکیل هیدرات؛ رفع گرفتگی	*			
نرم‌افزاری	۲۹. جاروب کردن توسط گاز	جلوگیری از تشکیل هیدرات			*	
	۳۰. نرم افزارهای تضمین جریان بی‌درنگ	پیش‌بینی رفتار جریان در شرایط عملیاتی مختلف			*	

• ایجاد موقعیت‌های هسته‌زایی واکس در فاز سیال جاری به جای دیواره‌های لوله توسط ذرات جامد،  
• امکان سایش ذرات هیدرات موجود در فاز سیال جاری در برابر رسوبات واکس در خطوط لوله.

### ۱۱- جداسازی زیردریایی

فناوری جداسازی زیردریایی به دلیل پتانسیل زیاد برای افزایش بازیابی و تسریع در تولید، با سرعت زیادی در حال رشد است. برخی از چالش‌هایی که جداسازی زیردریایی با آن‌ها مواجه است عبارتند از [۱۳]: دست‌یابی به جداسازی مایع-مایع و گاز-مایع برای نفت‌های سنگین؛ پی بردن به ترکیب بهینه معیارهای طراحی پمپ با توجه به طراحی جداکننده‌ی گاز-مایع برای کاربرد نفت سنگین؛ بهبود چالش‌های هزینه و نصب و امکان کاهش تجهیزات بزرگ و سنگین؛ دفع آب جدا شده و بهبود و کامل کردن یک طراحی فشرده کارآمد.

پروژه‌های جداسازی زیردریایی در دریای شمال، خلیج مکزیک، آفریقای غربی و برزیل اجرا شده‌اند و در بسیاری از طرح‌های توسعه میدانی فراساحلی دیگر نیز در دست بررسی هستند [۱۴]. اولین سیستم جداسازی زیردریایی در مقیاس نیمه‌صنعتی، در میدان ترول (Troll) در سال ۱۹۹۹ برای جداسازی مایع-مایع و در سال ۲۰۰۱ برای جداسازی گاز-مایع نصب شد. از جداسازی نفت-آب در پروژه‌های استات‌ویل توردیس (Statoil Tordis) و پتروبراس مارلیم (Petrobras Marlim) و از جداسازی گاز-مایع در پروژه‌های شل پردیدو (Shell Perdido)، شل بی‌سی-۱۰ (Shell BC-10) و توتال پازفلور (Total Pazflor) استفاده شده است.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های اکتشافی و تولیدی:

• تسریع و یا افزایش بازیابی توسط

کاهش فشار مخالف در چاه‌ها،  
• کاهش خطرات ناشی از عدم قطعیت در مخازن نسبت به شرایط پمپاژ چند فازی،  
• بهبود چالش‌های تضمین جریان مانند تشکیل هیدرات/واکس/لخته، سایش و تزریق مواد شیمیایی،  
• کاهش CAPEX در تأسیسات فراورش بالاسو و کاهش تعداد خطوط جریانی و عایق مورد نیاز.

### ۱۲- سرمایه‌گذاری زیردریایی

سود ناشی از کاهش و یا کنترل دما، توجه به فناوری سرمایه‌گذاری زیردریایی را افزایش داده است. ساده‌ترین و توسعه‌یافته‌ترین تجهیز سرمایه‌گذاری، یک خط لوله جریانی طولانی بدون عایق است. با این وجود، واحدهای سرمایه‌گذاری چندلوله‌ای که بسیار کارآمدتر می‌باشند، برای کاربردهای زیردریایی توسعه داده شده‌اند [۱۵، ۱۶]. به عنوان مثال در میدان کیپر (Kipper) در استرالیا از یک سیستم چندلوله‌ای استفاده شده است.

سرمایش زیردریایی معمولاً به همراه سایر سیستم‌های فراوری (مانند جداسازی، تقویت فشار و متراکم‌سازی) زیردریایی به کار می‌رود. البته در میدان‌های با دمای زیاد می‌توان به‌تنهایی از آن استفاده کرد، تا دمای سیال را کم کرد.

در میدان‌های گازی، کاهش خطر خوردگی مزیت اصلی کنترل دماست. با سرد کردن گاز، بخارات آب میعان می‌یابد، ولی کاهش دما و مهار آب آزاد، احتمال خوردگی را کمتر می‌کند. سرد کردن جریان تولیدی، امکان کاهش دمای طراحی و انتخاب جنس‌های ارزان‌تر و صرفه‌جویی در هزینه‌ها را فراهم می‌آورد. با استفاده همزمان از جداسازی و سرمایه‌گذاری زیردریایی، مزیت‌های زیادی در تضمین جریان به وجود خواهد آمد.

اثرگذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های

اکتشافی و تولیدی:

• کاهش دمای عملیاتی در کاربردهای با دمای زیاد،  
• کاهش دمای طراحی،  
• امکان استفاده از مواد ارزان‌تر برای خطوط لوله و کاهش CAPEX،  
• کاهش OPEX به دلیل استفاده کمتر از مواد شیمیایی بازدارنده هیدرات و ...،  
• کاهش خطر خوردگی،

• امکان استفاده از خطوط لوله موجود با دمای طراحی کمتر برای توسعه میدان‌های با دمای زیاد،

• کاهش هزینه‌ی بازدارنده‌های هیدرات با ادغام زیرساختارهای موجود و فناوری‌های سرمایه‌گذاری و جداسازی زیردریایی،  
• ساده‌تر شدن طراحی تأسیسات دریافت‌کننده گاز با کاهش یا حذف لخته‌ها به کمک میعان دادن و جداسازی آن‌ها در زیر دریا.

### ۱۳- متراکم‌سازی زیردریایی

فناوری متراکم‌سازی زیردریایی گاز برای میدان‌های بزرگی که نیازمند تقویت فشار هستند (مانند شرایطی که فاصله میدان فراساحلی از تأسیسات خشکی زیاد است)، به سرعت در حال توسعه است. این فناوری با کاهش فشار مخالف چاه‌ها، تولید و بازیابی مخزن را افزایش می‌دهد.

از این سیستم‌ها می‌توان در میدان‌های بالغ به منظور طولانی‌تر کردن مدت‌زمان تولید در شرایط بهینه و یا در میدانی دوردست به منظور تقویت فشار کمکی اولیه، استفاده کرد. با این وجود هنوز کارایی این فناوری در صنعت اثبات نشده است. پروژه متراکم‌سازی استات‌ویل آسگارد که در سال ۲۰۱۵ تکمیل خواهد شد، اولین پروژه متراکم‌سازی زیردریایی در جهان است. میدان ارمن لائز نمونه دیگری است که در آن از متراکم‌سازی گاز استفاده خواهد شد [۱۷].



در بیشتر میدان‌های گازی دارای چاه‌های زیردریایی، سیال تولیدی به صورت چندفازی به تأسیسات خشکی یا به سکوی فراوری فراساحلی انتقال داده می‌شود. به‌منظور جلوگیری از تولید شدید لخته، محدودیت‌هایی برای کمینه میزان جریان توسط استراتژی‌های تضمین جریان وضع می‌شود. هنگامی که با گذشت زمان فشار سر چاه کم می‌شود، شدت جریان عبوری از خط لوله تا میزان بحرانی کاهش می‌یابد. در این شرایط نیز می‌توان از متراکم‌سازی زیردریایی گاز برای تقویت فشار گاز/میانات و افزایش شدت جریان در خطوط لوله انتقال استفاده کرد. اثر گذاری بر بازدهی هزینه‌ها و فعالیت‌های

اکتشافی و تولیدی:

- امکان حذف متراکم‌سازی در تأسیسات بالاسو،
- کاهش CAPEX و OPEX،
- مدیریت چالش‌های تضمین جریان مانند لخته‌زایی، به‌منظور اطمینان از بقای تولید و استفاده حداکثر از منابع موجود در مخزن،
- بهبود میزان بازیابی و شدت تولید از مخزن با کاهش فشار مخالف چاه‌ها،
- طولانی‌تر کردن مدت‌زمان تولید در شرایط بهینه.

#### جمع‌بندی

با توجه به افزایش قیمت سوخت‌های

فسیلی و کم شدن میزان منابع رایج و در دسترس، بهره‌برداری از منابع غیرمتعارف و یا در نقاط دور از دسترس اهمیت زیادی یافته است. همچنین، وجود رقابت بین شرکت‌های مختلف و وضع قوانین زیست‌محیطی جدید، استفاده از روش‌های رایج برای تولید و انتقال نفت و گاز را با چالش‌های زیادی روبرو کرده است. استفاده از فناوری‌های نوین تضمین جریان، امکان تولید از منابع غیرمتعارف و یا دور از دسترس، کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و عملیاتی، افزایش سطح ایمنی و سازگاری بیشتر با محیط‌زیست، بهره‌برداری صیانتی از میدان‌های هیدروکربوری و توسعه پایدار را میسر می‌سازد.

#### منابع

- [1] A.B. Hansen, A. Delesalle, Cost-effective thermal insulation systems for deepwater West Africa in combination with direct heating, in: Offshore West Africa Conference and Exhibition, Abidjan, Ivory Coast, March 21–23, 2000.
- [2] N.M. Rach, Advanced insulation maintains thermal integrity of subsea systems, in: Exploration & Production Magazine, February 2010.
- [3] S.A.V. Phul, L. Stern, Antifoam: What is it? How does it work? Why do they say to limit its use?, in, D-Foam, Incorporated technical publications, 2005.
- [4] J. Hera, R. Gingrich, Development of an antifoam for subsea application for the Parque das Conchas project, BC-10 block, offshore Brazil, in: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 3–6, 2010.
- [5] J. Dunlop, Novel high performance additives for asphaltene control in oil production operations, in: Chemistry in the Oil Industry VIII, Manchester, UK, November 3–5, 2003.
- [6] A. Sanada, Y. Miyagawa, A case study of a successful chemical treatment to mitigate asphaltene precipitation and deposition in light crude oil field, in: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia, September 11–13, 2006.
- [7] D.W. Jennings, M.E. Newberry, Application of paraffin inhibitor treatment programs in offshore developments, in: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 5–8, 2008.
- [8] A. Crabtree, D. Eslinger, P. Fletcher, M. Miller, A. Johnson, G. King, Fighting scale – Removal and prevention, in: Oilfield Review Magazine, October 1999.
- [9] A.J. Foral, B.H. Al-Ubaidi, Evaluation of H<sub>2</sub>S scavenger technologies, in, Gas Research Institute (GRI) Report No. GRI-941993 ,0197/.
- [10] R. Larsen, A. Lund, C.B. Argo, Cold flow – a practical solution, in: 11th International Conference on Multiphase Flow, San Remo, Italy, June 11–13, 2003.
- [11] M. Ilahi, Cold flow concepts compared, in: Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2005.
- [12] R. Azarinezhad, A. Chapoy, R. Anderson, B. Tohidi, HYDRAFLOW: A multiphase cold flow technology for offshore flow assurance challenges, in: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 5–8, 2008.
- [13] O.T. McClimans, R. Fantoft, Status and new developments in subsea processing, in: Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 1–4, 2006.
- [14] I. Karra, R. Knight, Subsea boosting and processing developments, in: Offshore Magazine, May 2010.
- [15] B. Gyles, B. Hægland, T.B. Dahl, R.B. Schüller, A. Jensen, A. Sanchis, Subsea cooler for multiphase flow, in: 10th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Ravenna, Italy, March 23–25, 2011.
- [16] B. Douglas, D. Pugh, C. Monahan, P. Russ, Top of line pipeline corrosion management through innovative subsea facility design, in: International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, December 3–5, 2008.
- [17] H. Skofgteland, Subsea compression can boost gas flow rate, in: Offshore Magazine, May 2009.