

شناخت و بررسی عوامل تأثیرگذار بر حفاری در مخازن هیدرات گازی

احمد قضااتلوا*

۱- ایران، تهران، عضو هیئت علمی پژوهشگاه صنعت نفت، صندوق پستی: ۱۳۷-۱۴۶۶۵

نویسنده مسئول:

ایمیل: ghozatlooa@ripi.ir

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۹/۱۱

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۴/۲۴

چکیده

با افزایش برداشت از مخازن نفت و گاز و تقاضای انرژی جهان که توسعه تعداد حفاری‌ها و تکنولوژی‌های مرتبط به آن را نیز به دنبال داشته بسیاری از کشورها را بر آن داشته است که به اکتشاف و حفاری از مخازن هیدرات گازی متمرکز شوند؛ در نتیجه در سال‌های اخیر چندین حفاری موفق از این مخازن در نقاط مختلفی از جهان گزارش شده که اغلب در بستر دریاها بوده است و این تفکر که حفاری از مخازن هیدرات گاز طبیعی فرایندی خطرناک است را منسوخ کرده و شرکت‌های بزرگ خدمات نفتی ترغیب به توسعه آن شده‌اند؛ چراکه حفاری‌های موفق این نتیجه را می‌رسانند که برداشت از مخازن هیدرات گازی به سرعت موجب ناپایداری آن نمی‌شود و در نتیجه بسیاری از مشکلات تئوری مطرح‌شده در حفاری از این مخازن منتفی می‌گردد. نکته باقی‌مانده در طراحی سیال حفاری و دوغاب سیمان مورد استفاده است که وظیفه حفظ پایداری هیدرات را در طول فرایند حفاری و بهره‌برداری از مخزن بر عهده دارند. این مقاله نگاهی جامع به نتایج به‌دست‌آمده از فعالیت‌های حفاری در مخازن هیدرات گازی دارد.

کلمات کلیدی: هیدرات گازی، حفاری، لاگ‌گیری، مغزه‌گیری

۱- مقدمه

چه اینکه استحصال از این مخازن از ملاحظات زیست‌محیطی کمتری نیز برخوردارند. اغلب مخازن هیدرات گازی غنی از متان خالص می‌باشند که در زیر دریاها جای گرفته‌اند و در نزدیکی ساحل دریاها به دلیل شرایط مناسب تشکیل هیدرات قابل دسترسی می‌باشند [۲]. تا به حال مطالعات فراوانی در خصوص تخمین مقدار هیدرات در مخازن گاز طبیعی به روش‌های مختلف داده‌سنجی از جمله رسوب‌سنجی، تخمین محتوای آلی، شناخت مرزهای متمرکز ذخیره هیدرات گازی، داده‌های دمایی و فشار زمین انجام شده است [۳]؛ ولی به دلیل فرضیات مختلفی که در این محاسبات انجام شده نتایج مختلفی به دست آمده است که منجر به تخمین غیرواقعی از حجم گاز ذخیره‌شده در این مخازن دارد. این رقم بالغ بر ۴۴۰ هزار میلیارد متر مکعب گاز طبیعی است [۴]؛ بنابراین

هیدرات‌های گازی دارای ساختار یخ‌مانند می‌باشند که در فشار بالا و شرایط دمایی پایین تشکیل می‌شوند. در این شرایط مولکول‌های گاز در ساختارهای مختلفی از مولکول‌های آب به تله می‌افتند. این ساختارهای آب به وسیله پیوندهای هیدروژنی در دمای کم و فشار بالا شکل می‌گیرند؛ سپس مولکول‌های گاز با این ساختارها تحت پیوند واندروالسی تلفیق شده و ساختاری نیمه پایدار را به وجود می‌آورند [۱]. کشورهایی نظیر روسیه، آمریکا، کانادا، هلند، ایران و قطر بیش از ۷۲ درصد گاز طبیعی جهان را تولید می‌کنند. با استحصال بی‌رویه از مخازن متعارف گاز در جهان و مخصوصاً در منطقه خاورمیانه، اخیراً مخازن غیرمتعارف گاز مانند هیدرات‌های گاز و گاز شیل بسیار محبوب شده و مورد توجه محققین قرار گرفته است.





اکتشاف و بهره‌برداری از گاز طبیعی موجود در منابع غیرمعمول با توجه به حجم بسیار زیاد گاز موجود این مخازن مورد توجه قرار گرفته است. از این منابع غیرمعمول گازی می‌توان به هیدرات گاز طبیعی، متان موجود در بسترهای زغال‌سنگ و مخازن گازی به‌هم‌فشرده اشاره کرد. محاسبات نشان می‌دهد که ذخایر هیدرات آن‌قدر عظیم است که اگر ۱۵ درصد از آن استحصال شود انرژی حدود دو قرن جهان را تأمین می‌کند. روش کلی، تجزیه هیدرات جامد گازی و سیال شدن آن به ترکیبات گاز و آب برای تولید گاز طبیعی از مخازن هیدرات بوده و شامل چهار تکنیک کاهش فشار، تحریک حرارتی، تزریق دی‌اکسید کربن و تزریق مواد بازدارنده است [۵]. در ادامه به توضیح مختصری از آن‌ها می‌پردازیم.

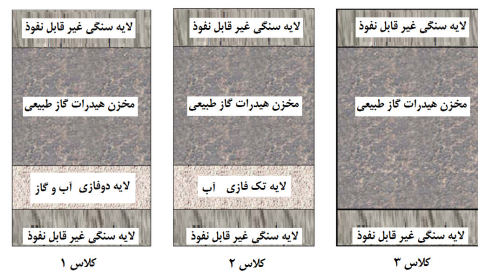
در فرایند کاهش فشار ابتدا در ناحیه گاز آزاد مخزن هیدرات یک چاه حفر شده و گاز آزاد ناحیه آن استحصال می‌شود؛ در این صورت مخزن دچار افت فشار شده، تجزیه هیدرات بر اساس میزان افت فشار اعمالی که ناشی از استحصال اولیه گاز می‌باشد آغاز می‌شود و این کاهش توسط گاز حاصل از تجزیه هیدرات جبران می‌شود و در نتیجه گاز به‌صورت پیوسته شروع به استخراج می‌کند. این روش تنها روشی است که به مرحله تجاری درآمده است. در روش تحریک حرارتی با اعمال حرارت متمرکز در ناحیه پایدار مخزن هیدرات دمای مخزن را به‌آرامی بالا برده و در نتیجه شرایط ترمودینامیکی موجب آزادسازی گاز متان از هیدرات می‌شود. از جمله منابع گرما می‌توان به بخار و آب داغ به‌صورت مستقیم یا ابزارآلات صوتی و الکتریکی به‌صورت غیرمستقیم اشاره کرد. در این روش، میزان استحصال گاز تابع شدت گرمای اعمال شده به مخزن می‌باشد. متان آزاد شده می‌تواند به‌وسیله یک چاه دیگر به سطح زمین انتقال یابد. همچنین مدلی مبتنی بر حفر سه حلقه چاه پیشنهاد شده است که از فضای وسط چاه برای رساندن سوخت به محفظه احتراق استفاده می‌شود. وجود شیرهای خودکار که فرمان باز یا بسته بودن را از حسگرهایی می‌گیرند، این ارتباط را کنترل می‌کنند. از دو فضای باقی‌مانده گازهای حاصل از احتراق و گاز طبیعی آزاد شده خارج می‌شوند. در تکنیک تزریق مواد بازدارنده از مواد شیمیایی مانند متانول، اتیلن گلیکول، نیتروژن و محلول نمک استفاده می‌شود. ابتدا در منطقه پایدار مخزن هیدرات یک چاه حفر شده و مواد بازدارنده از این طریق به مخزن تزریق می‌شود. با برخورد این مواد به ساختار هیدرات درون مخزن تعادل دما و فشار به هم خورده و به دلیل ناپایدار بودن هیدرات در آن دما و فشار، شرایط برای آزادسازی هیدرات تسهیل شده و گاز شروع به تجزیه و استخراج از چاه می‌کند. نتایج برخی

تحقیقات نشان‌دهنده این است که استفاده از نیتروژن همراه با حرارت مؤثرتر از روش تحریک حرارتی است. استفاده از اتیلن گلیکول هزینه کمتر، حد غلظت ایمن‌تر و ضرر کمتر به محیط‌زیست را نسبت به متانول دارد. همچنین اتیلن گلیکول با بازده بالاتری بازیابی می‌شود. در صورت نبود تسهیلات بازیابی، حجم بالایی از متانول در فرایند مورد نیاز است که هزینه عملیاتی را بالا می‌برد. این روش به دلیل هزینه مواد شیمیایی و نیاز به تخلخل مناسب و موردنیاز در رسوبات هیدراتی روشی پرهزینه و غیرصنعتی محسوب می‌شود [۶]. از طرفی به دلیل گستردگی مواد بازدارنده مورد استفاده یک روش متنوع می‌باشد که زمینه تحقیقاتی فراوانی را به دنبال داشته است. به‌عنوان مثال، می‌توان گاز کربن دی‌اکسید را با متان موجود در هیدرات جایگزین نمود. بنابراین از مزایای این روش این است که گاز مضر دی‌اکسید کربن در اعماق زمین به تله افتاده و متان موجود در هیدرات آزاد می‌شود [۷]. تا به حال روش‌های افت فشار و تحریک حرارتی در برخی مناطق جهان از جمله کانادا و مکزیک به اجرا درآمده است و اولین چاه افت فشار در سال ۲۰۱۳ در ژاپن حفر شد که منجر به تولید ۱۲۰ هزار متر مکعب متان در مدت ۶ روز استحصال شد [۸]. همچنین روش تزریق دی‌اکسید کربن برای اولین بار در آلاسکا انجام شد که گاز ترکیبی شامل ۵/۷۷ درصد نیتروژن و ۵/۲۲ درصد دی‌اکسید کربن بود که قادر بود با متان موجود در هیدرات جایگزین شده و در نتیجه ۸۵۵ هزار فوت مکعب متان و ۱۱۳۷ بشکه آب استحصال شد [۹]. بر اساس نتایج موفق به‌دست‌آمده از این حفاری‌ها کشورهای آمریکا، ژاپن، هند، کره، چین و ترکیه گستره تحقیقاتی خود را توسعه داده و نتایج خود را به‌صورت گسسته انتشار دادند. با توجه به حجم زیاد نتایج منتشره هیچ کار مروری که برگرفته از این نتایج باشد به‌صورت متمرکز وجود ندارد؛ لذا این تحقیق به سامان‌دهی مهم نتایج به‌دست‌آمده و مقایسه آن‌ها در حوزه حفاری و استحصال گاز از مخازن هیدرات می‌پردازد.

۲- اکتشاف مخازن هیدرات گازی

برای اکتشاف مخازن هیدرات داده‌های لرزه‌نگاری، نشست گاز، تپه‌های هیدراته در دریاها، پروفایل‌های دمایی و فشاری لایه‌های زمین ضروری می‌باشد [۱۰]. بر اساس مطالعات انجام‌شده در این داده‌ها امکان‌پذیری حفاری چاه گازی بررسی می‌شود. پروفایل دمایی و فشار مناطق مشکوک در سواحل دریاها برای تخمین ضخامت مخزن هیدرات و میزان پایداری آن بسیار مفید است [۱۱]. شناسایی مناطقی از

مخازن هیدرات که دارای پایداری کامل می‌باشد از این حیث از اهمیت زیادی برخوردار است که مناطق مستعد حفر چاه گازی خواهند بود. در مناطقی که مخازن هیدرات وجود دارد با عبور از سطح دریا تا کف آن دما کاهش جزئی پیدا کرده و سپس از کف دریا تا مخزن هیدرات دما در لایه‌های زمین به شدت افزایش نشان می‌دهد. این افزایش دما با عبور از مخزن هیدرات و پیشروی در اعماق زمین همچنان افزایش خواهد داشت. همچنین اگر عمق دریا بیش از ۴۰۰ متر باشد شرایط برای هیدرات پایداری از شانس بیشتری برخوردار است [۱۲]. هرگاه داده‌های لرزه‌نگاری نشان دهد که به‌ازای هر ۱۰۰ متر عمق، دما ۳ درجه سانتی‌گراد افزایش می‌یابد با حفاری در یک عمق ۳۰۰ متری در دریا می‌توان به مخزن هیدرات با ضخامت رسوبات ۳۰۰ متر رسید در حالی که اگر این داده‌ها برای یک عمق ۱۰۰۰ متری مشاهده شود ضخامت رسوبات هیدرات بیش از ۶۰۰ متر پیش‌بینی می‌شود [۱۳]. اگر بخواهیم از هیدرات گازی به‌عنوان یک منبع انرژی پایدار استفاده کنیم باید مخازن هیدرات‌های گاز موردنظر برای حفاری به‌طور مساوی و یکنواخت در لایه‌های زمین توزیع شده باشند. به‌خصوص، هیدرات‌های گازی که در مخازن شنی درشت شکل گرفته‌اند اغلب به‌عنوان مخازن هیدرات گازی هدف برای تولید گاز در نظر گرفته می‌شوند [۱۴]. بنابراین، هیدرات‌های گاز شکل گرفته گسسته که به‌صورت تپه‌ای شکل در برخی مناطق کشف می‌شوند و اغلب در نزدیکی کف دریاها کم‌عمق می‌باشند به‌عنوان منبع انرژی مناسبی در نظر گرفته نمی‌شوند. بر این اساس، مخازن هیدرات به سه کلاس تقسیم‌بندی شده و در شکل ۱ معرفی می‌شوند [۱۵].



شکل ۱- کلاسه‌بندی مخازن هیدرات گاز طبیعی

در شرایط یکسان مخازن کلاس ۱ برای تولید گاز بسیار مناسب‌تر می‌باشد؛ زیرا گاز موجود در ناحیه دوفازی در زیر مخزن شرایط را برای فرایند کاهش فشار بسیار تسهیل می‌کند. این نوع مخازن اغلب در زیر منطقه پایدار در مخازن هیدرات وجود دارند [۱۶]. در حفاری این نوع از مخازن همواره همراه حفاری عملیات

لاگ‌گیری نیز انجام می‌شود. تکنیک لاگ‌گیری لحظه‌ای روشی سریع و مؤثر برای هدایت جریان حفاری در مخازن هیدرات می‌باشد و نشان می‌دهد که در چه منطقه‌ای می‌توان گاز را استحصال کرد. در خلیج مکزیک چندین چاه آزمایشی با این تکنیک حفر شد و داده‌های مفیدی از جمله درجه اشباع‌شدگی هیدرات‌گازی در مخزن، داده‌های سنگ‌شناسی، نواحی شکست در لایه‌های زمین و اطلاعاتی در خصوص ضخامت و جنس لایه‌های موجود استخراج شد [۱۷]. عملیات لاگ‌گیری به‌وسیله امواج گاما و به‌صورت لرزه‌نگاری ارسال شده و انعکاس آن‌ها مورد تجزیه و تحلیل قرار می‌گیرد. جدول ۱ نتایج حاصل از عملیات لاگ‌گیری در مخازن هیدرات‌گازی را نشان داده و آن را با نتایج حفاری از مخازن گاز طبیعی مقایسه می‌کند [۱۸].

مخازن گاز طبیعی	مخازن هیدرات‌گازی	
افزایش	افزایش	مقاومت لایه‌ای
کاهش	کاهش	تخلخل NMR
کاهش	افزایش	سرعت صوت
کاهش	افزایش	تخلخل نوترونی
افزایش	افزایش	تخلخل دانسیته

جدول ۱- نتایج لاگ‌گیری از مخازن هیدرات‌گازی و گاز طبیعی

با توجه به جدول ۱ ملاحظه می‌شود که می‌توان بر اساس داده‌های لرزه‌نگاری نوع مخزن گازی را از حیث مخزن هیدرات‌گازی و یا مخزن گاز طبیعی به‌خوبی متمایز کرد. به‌عنوان مثال، هرگاه مقاومت لایه‌ای مخزن هیدرات‌گازی به‌شدت افزایش یابد، در آن نواحی درجه اشباع‌شدگی گاز در هیدرات‌ها نیز افزایش خواهد داشت. به‌طور کلی، حفاری مخازن هیدرات‌گازی با سرعت پایین‌تری نسبت به مخازن گاز طبیعی انجام می‌شود که به‌دلیل ماهیت جامدبودن این مخازن می‌باشد.

۳- حفاری مخازن هیدرات‌گازی

اگرچه تا به حال در مناطق بسیاری از جهان چاه‌های نفت و گازی گران‌قیمتی حفر شده است ولی حفاری از مخازن هیدرات‌گازی هنوز به بلوغ کافی نرسیده است و شرکت‌های خدماتی در این زمینه تنها به اتکا به داده‌های واقعی موجود، اقدام به حفاری از مخازن هیدرات‌گازی می‌کنند که این موضوع موجب شده که این‌گونه حفاری‌ها را امری با ریسک بالا در نظر بگیرند به‌طوری که برخی از مشکلات موردبحث شامل موارد زیر می‌باشد [۱۹]:

- بسته‌شدن حلقه چاه به‌علت تشکیل هیدرات‌گازی در مسیر عبور





۴- انتخاب سیال حفاری برای مخازن هیدرات گازی

انتخاب نوع سیال حفاری و طراحی جزئیات آن در کلیه عملیات حفاری امری بسیار بحرانی است. حفاری مخازن هیدرات گازی از نقطه نظر وضعیت شیب شکست، نحوه فروپاشی چاه حین استخراج، ایجاد ضربه و مسائل ایمنی آن را با حفاری چاه‌های مرسوم نفت و گاز متمایز می‌کند. از این رو، نوع سیال حفاری در بین این دو نوع حفاری کاملاً با یکدیگر متمایز است. از آنجایی که یکی از وظایف اصلی سیال حفاری انتقال تراشه‌های حفاری به سطح زمین می‌باشد سیال حفاری مورد استفاده در مخازن هیدرات گازی نباید اثری بر روی ساختار هیدرات موجود در مخزن داشته باشد [۲۲]. در یک نمونه حفاری از یک مخزن هیدرات گازی واقع در ۱۸۳ متری بستر خلیج مکزیک، از آب دریا به عنوان سیال پایه حفاری استفاده شد [۲۳]. حفاری از مخازن هیدرات گازی در مناطق کم عمق دریا مشکلات زیادی را به دنبال نخواهد داشت. با استخراج گاز از این مخازن و حین خروج آن به سطح دریا سنگینی آب دریا موجب افزایش فشار به چاه شده و در نتیجه موجب مسدود شدن چاه می‌شود که در آب‌های کم عمق این خطرات کاهش می‌یابد. در حفاری یک حلقه چاه در آب‌های کم عمق خلیج مکزیک هیچ‌گونه علائمی ناشی از فشار آب دریا به چاه مشاهده نشد. مسئله پایداری دیواره چاه‌های آزمایشی در حفاری مخازن هیدرات گازی بسیار اهمیت دارد؛ زیرا نتایج حاصل از این حفاری‌ها برای تعمیم به سایر چاه‌های عملیاتی که در آینده حفر خواهند شد توسعه داده می‌شود، در حالی که پایداری یک چاه عملیاتی به تنهایی مسئله مهمی برای مخازن هیدرات گازی نمی‌باشد. چاه‌های آزمایشی پس از استخراج داده‌های سنگ‌شناسی و لرزه‌نگاری مورد نیاز، بدون هدف استخراج گاز رها می‌شوند. جدول ۲ به شرح مختصری از وضعیت سیالات حفاری مورد استفاده در برخی از چاه‌های هیدرات گازی می‌پردازد [۲۴].

فوران چاه به دلیل تجزیه ناگهانی هیدرات گازی - شکست حلقه چاه عدم پایداری چاه هنگام خروج گاز آزاد شده در بلندمدت

خطرات ناشی از تخریب چاه با توجه به کاهش دانسیته رسوبات هیدرات گازی حفاری مخازن هیدرات گازی به طور عملیاتی از سال ۲۰۰۰ به بعد شروع و در دو ناحیه دریایی و مناطق یخزده متمرکز شد که از جمله یخچال‌های کانادا، چین و آمریکا را در بر گرفت و مناطق دریایی آمریکا، چین، هند، کره، ژاپن و آلاسکا را نیز شامل شد. لازم به ذکر است که ۹۹ درصد حفاری‌های انجام شده در مناطق دریایی بوده و حفاری در یخچال‌های پایدار بیشتر جنبه تحقیقاتی دارد [۲۰]. اگرچه تقریباً تمامی حفاری‌های انجام شده هیدرات گازی در بستر دریاها نیز جنبه تحقیقاتی داشته ولی منجر به تولید مقداری گاز متان نیز شده است. چراکه داده‌های لرزه‌نگاری محققین را بر این داشت که در مناطقی که به عنوان مخزن هیدرات گازی کاندید می‌شوند صحت‌سنجی داده‌هایشان را با حفاری چاه به اثبات برسانند و در نتیجه به نتایج مطالعات خود بتوانند سمت‌وسو دهند و لذا می‌توان اذعان داشت که حفاری در بستر کم عمق دریاها برای اکتشاف مخازن هیدرات گازی از ریسک بسیار کمتری برخوردار است. دلیل این ادعا حفر موفق چندین چاه در مکزیک، ژاپن و هند بوده است [۲۱]. در بستر عمیق دریاها ممکن است در یک منطقه دو مخزن هیدرات گازی و مخازن مرسوم نفت و گاز وجود داشته باشند که این پدیده در عمق بیش از ۲۵۰۰ متری زمین رخ می‌دهد، در این صورت از نظر عمق مکانی هر یک از مخازن می‌توان گفت که مخزن هیدرات گازی در عمق‌های کمتر از ۱۰۰۰ متر و مخازن مرسوم نفت و گاز در اعماق ۳۰۰۰ متری قرار می‌گیرند. در این مواقع حفاری از مخازن مرسوم نفت و گاز نیازمند تجهیزات خاص و هزینه‌ای بیشتر نسبت به زمانی که مخزن هیدرات گازی بالای سر آن وجود نداشته باشد می‌شود.

مخزن گازی	محل	هدف	سیال حفاری	لوله‌گذاری	نوع سیمان	زمان بندش سیمان
Mallik	کانادا	چاه آزمایشی/تزریقی	سیال پایه آبی (محلول ۶ درصد وزنی لسیتین در آب) - سیستم پلیمری همراه با KCl	لوله‌گذاری یکنواخت ۱۷ اینچی تا عمق ۱۲۰۰ متر	سیمان سبک BJ قطبی	۱۷ ساعت
Nankai	ژاپن	چاه آزمایشی/مشاهداتی	گل پلیمری KCl پلیمر و همراه سپیولیت	لوله‌گذاری یکنواخت ۹۵/۸ اینچی	سیمان سبک شرکت هالیبرتون	۱۰ روز
NGHP	هند	چاه تحقیقاتی	گل سپیولیت	-	طراحی ویژه با حداقل گرمای تولید شده	۲۸ ساعت
Ignik Sikimu	آمریکا	چاه تولیدی/آزمایشی	گل پایه روغنی	لوله‌گذاری کاهشی از ۷۵/۸ تا ۴۱/۲ اینچی	طراحی ویژه با حداقل گرمای تولید شده	۱۸ ساعت

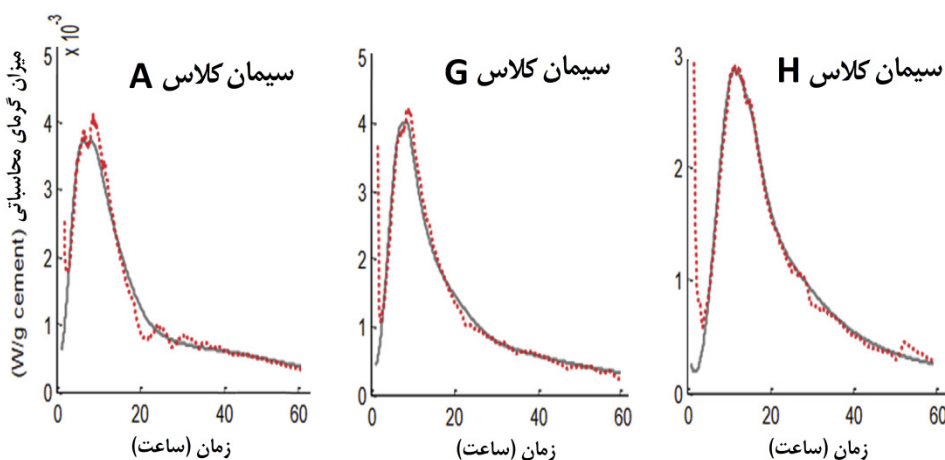
جدول ۲- سیالات حفاری مورد استفاده در برخی از چاه‌های هیدرات گازی

با توجه به جدول ۲ لسیترین به کاررفته در سیال حفاری به این دلیل است که محلول لسیترین یک افزودنی مؤثر در سیال حفاری مخازن هیدرات می‌باشد. در مقایسه تنوع گل‌های به کاررفته در حفاری چاه‌های هیدرات مشاهده شده که گل‌های سپولیت از کاربرد گسترده‌تری برخوردارند. این نوع گل‌ها با افزایش ویسکوزیته سیال پایه قادرند مقدار برش‌های بیشتری از حفاری را به بیرون از چاه منتقل کنند در حالی که با آب‌های شور و آب دریا سازگاری خوبی دارند، همچنین اثرات زیست‌محیطی کمی از خود بر جای می‌گذارند. گل‌های پایه روغنی برای کنترل تشکیل هیدرات در حین عبور از چاه به کار می‌رود. همچنین هنگامی که به حفاری در نزدیکی منطقه پایدار هیدرات در مخزن نزدیک می‌شویم، این گل تأثیری بر پایداری هیدرات تشکیل شده ندارد و از این رو، موجب فوران چاه نمی‌شود. همچنین گل‌های پایه روغنی برای حفاری در یخچال‌های عمیق نیز مناسب می‌باشد؛ زیرا خطر یخ‌زدگی را به دنبال ندارد. نکته مهم در مورد سیال حفاری مخازن هیدرات گازی دمای عملیاتی آن می‌باشد به طوری که باید در حین حفاری دمای آن نزدیک دمای هیدرات شکل یافته در مخزن گازی باشد تا موجب تغییر دمایی در آن نشده و هیدرات را ناپایدار نکند.

۵- لوله‌گذاری و سیمان کاری چاه هیدرات گازی

از آنجایی که عمر عملیاتی برخی چاه‌های نفتی تا پنجاه سال می‌رسد، مسئله لوله‌گذاری و سیمان کاری چاه از اهمیت ویژه‌ای در حفظ پایداری چاه و تولید یکنواخت آن برخوردار است. در حفاری چاه‌های آزمایشی هیدرات، عملیات لوله‌گذاری

و سیمان کاری چاه معمولاً حفر نمی‌شود؛ زیرا هدف این گونه چاه‌ها جمع‌آوری داده‌های علمی تحقیقاتی از طریق لرزه‌نگاری می‌باشد و مسئله تولید در آن‌ها مطرح نیست و چنانچه گاز و یا آبی از چاه به جریان افتد از طریق تکنیک عکس‌برداری نقطه‌ای شناسایی شده و سپس به وسیله تزریق سیمان، محل جاری شدن سیال در چاه به سرعت مسدود می‌شود [۲۵]. در چاه‌های تولیدی، لوله‌گذاری و سیمان کاری چاه هیدرات گازی امری ضروری می‌باشد؛ زیرا مسائلی از قبیل فوران ناگهانی، ضربه، سیمان کاری ضعیف، فروپاشی چاه و... باعث ایجاد مشکلات عدیده‌ای می‌شود. نتایج موفقیت آمیزی که تاکنون در لوله‌گذاری و سیمان کاری چاه هیدرات گازی کسب شده نشان می‌دهد که حفاری و عملیات تکمیلی چاه‌های هیدرات گازی در گروه عملیات خطرناک نبوده و می‌توان با ایمنی خوبی کار را ادامه داد. در عملیات تکمیلی چاه‌های مرسوم گرمای ایجاد شده در فرایند لوله‌گذاری و سیمان کاری اهمیت زیادی ندارد؛ زیرا این مخازن از دمای بالایی برخوردارند و این گونه حرارت‌های ایجاد شده بی‌تأثیر است، در حالی که گرمای تولید شده در فرایند لوله‌گذاری و سیمان کاری چاه هیدرات گازی اگر به منطقه پایدار هیدرات منتقل شود موجب فوران چاه می‌شود [۲۶]؛ زیرا که این منطقه به‌طور کلی دارای دمای بسیار پایین است و در این شرایط ترمودینامیکی است که هیدرات پایدار مانده و آزاد نمی‌شود. در مورد سیمان کاری این چاه‌ها اغلب از سیمان کلاس A و G و H استفاده می‌شود. شکل ۲ رفتار حرارتی این گونه سیمان‌ها را حین فرایند سیمان کاری نشان می‌دهد [۲۷].



شکل ۲- رفتار حرارتی برخی سیمان‌های مورد استفاده در چاه‌های هیدرات گازی





با توجه به شکل ۲ ملاحظه می‌شود که سیمان‌های کلاس A و G و H با افزایش عمق نفوذ، گرمای کمتری را ایجاد می‌کنند و این پدیده برای مخازن هیدرات گازی مناسب می‌باشد. البته در کاربرد باید ساختار این سیمان‌ها تغییرات جزئی مبنی بر نهایی کردن فرمولاسیون سیمان کاری چاه‌های هیدرات گازی انجام شود. اهم این تغییرات شامل موارد ذیل می‌باشد [۲۸]:

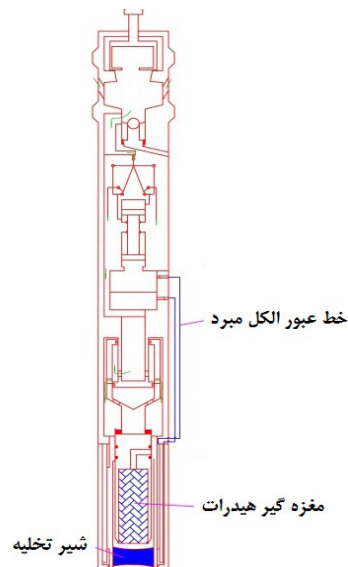
- حداقل‌سازی گرمای ایجادشده نسبت به سیمان چاه‌های مرسوم نفت و گاز
- کاهش ضریب هدایت گرمایی سیمان نسبت به سیمان چاه‌های مرسوم نفت و گاز
- خروج حداکثری حباب هوا از سیمان تهیه‌شده نسبت به سیمان چاه‌های مرسوم نفت و گاز

کاهش دانسیته سیمان حفاری به‌همراه حداکثرسازی مقاومت فشاری سیمان در حفاری آب‌های اقیانوس‌جدول ۲ مشخصات کلی از وضعیت لوله‌گذاری، نوع سیمان مصرفی و زمان بندش آن را برای برخی چاه‌های حفاری شده هیدرات گازی در مناطق مختلف جهان نشان می‌دهد. از آنجایی که کنترل دمای سیمان کاری در چاه‌های هیدرات گازی بسیار مهم است هنگام لوله‌گذاری، یک خط کنترل دما و اندازه‌گیری مقاومت گرمایی در کنار لوله تعبیه می‌شود تا دمای عملیات سیمان کاری را به‌صورت لحظه‌ای رصد کند. به‌عنوان مثال، در حفاری مخزن Ignik Sikumi در آمریکا دوغاب سیمانی تزریق شده به چاه در دمای اولیه ۴۰ درجه فارنهایت بوده که پس از عبور از لایه‌های مختلف حفاری شده دمای آن در پشت لوله‌های موجود در عمق ۲۵۰۰ فوتی در چاه به ۸۰ درجه فارنهایت افزایش یافت که با یک وقفه ۱۸ ساعته دوباره دمای آن به ۴۲ درجه فارنهایت کاهش یافت. در این دما هیدرات قادر به تجزیه نمی‌باشد و ثبات خود را حفظ می‌کند [۲۹]. به‌طور کلی، افزایش تا ۱۰ درجه در دمای سطح مقطع حفاری ناشی از عملیات سیمان کاری قابل‌قبول بوده و مشکلی را ایجاد نمی‌کند. این پدیده را می‌توان با صرف وقت اضافی در عملیات سیمان کاری تا کاهش حرارت ایجادشده مدیریت نمود. مسئله اساسی دیگری که در چاه‌های تولید از مخازن هیدرات گازی به وجود می‌آید، ناپایداری چاه در اثر طول مدت تولید چاه می‌باشد؛ به‌طوری که با افزایش میزان تولید که ناشی از تجزیه هیدرات گازی از مخزن است ناپایداری در اطراف دیواره چاه و در لایه‌های نزدیک به مخزن به وجود می‌آید. با کم‌شدن میزان جامدات درون چاه این لایه‌ها فرونشست کرده و در انتهای

چاه ناپایداری به وجود می‌آید. این موضوع با گذشت زمان نیز تقویت شده و در نتیجه موجب تخریب و انسداد چاه می‌شود؛ از این رو باید در طراحی فرمولاسیون سیمان مورد استفاده این موضوع دیده شود [۳۰]. همچنین با تزریق سیمان اضافی در دوره‌های زمانی مشخص به انتهای چاه می‌توان این موضوع را تا حدودی مدیریت کرد.

۶- مغزه‌گیری از هیدرات گازی

برای طراحی برنامه حفاری یک چاه تولیدی و روش حفاری مورد نیاز، داده‌های مغزه‌ای زیادی نیاز است. این داده‌ها عمدتاً شامل پروفایل دما، فشار، تراوایی، تخلخل، مقدار آب محتوایی و میزان اشباعیت هیدرات گازی می‌باشد. استفاده از سیستم مغزه‌گیری فشار در مغزه‌گیری از مخازن هیدرات گازی ضروری است؛ زیرا اگر فشار در لایه‌های بالایی هیدرات نتواند ثابت باقی بماند هیدرات موجود در مخزن شروع به آزاد شدن می‌نماید. از این رو، مغزه‌گیری باید تحت فشار انجام شود؛ با این هدف کلی که مغزه‌های انتقال یافته به سمت بالا نباید از نظر فشار دچار تغییرات شود بلکه باید با همان شرایط فشار درون مخزن به بالا منتقل شود. تکنولوژی مغزه‌گیری شیر تویی اغلب برای این کار مفید می‌باشد که به‌وسیله آن می‌توان مغزه‌هایی با طول ۳ تا ۸/۵ متر و قطر ۶ سانتی‌متر را جداسازی نمود. این سیستم‌ها فشاری در محدوده ۲۰ تا ۳۵ مگاپاسکال را به مغزه اعمال و آن را به سطح چاه منتقل می‌کنند [۳۱]. برای خالی‌نبودن جای مغزه جداسازی شده یک شیر مخصوص مقدار مشخصی آب را به اندازه حجم مغزه جداسازی شده به مخزن تزریق کرده و آن را بلافاصله به‌صورت یخ درمی‌آورد. از این رو آب، شکل مغزه جداسازی شده را به خود گرفته و با دمای پایین خود یکنواختی مخزن را حفظ می‌کند، همچنین آب تزریق شده به میزان ۷ درصد وزنی حاوی بنتونیت می‌باشد که این موضوع موجب می‌شود یخ جای‌گذاری شده در مخزن بتواند فشارهایی تا ۴۷ مگاپاسکال را تحمل کرده و تغییر شکل ندهد [۳۲]. شکل ۳ شماتیکی از این سیستم نوین را نشان می‌دهد.



شکل ۳- مغزه‌گیری تحت فشار از مخازن هیدرات گازی با شیر تویی

۷- نتیجه‌گیری

در سال‌های اخیر هیدرات گازی را به‌عنوان راهکار جایگزین انتقال گاز به نقاط دوردست برای خط لوله گاز طبیعی می‌دانند. با کاهش موجودی منابع هیدروکربوری ذخیره‌شده در مخازن مرسوم نفت و گاز، هیدرات گاز طبیعی به‌عنوان یک منبع تأمین انرژی در آینده مطرح شده چراکه مخازن گسترده‌ای در همه نقاط جهان و به‌خصوص در دریاها از آن یافت شده است. حفاری از این مخازن در مقایسه با مخازن نفت و گاز از هزینه‌های کمتری برخوردار است؛ چراکه اغلب این مخازن در عمق‌های کمتری از زمین قرار گرفته‌اند. تاکنون از مخازن هیدراتی که در بستر دریاها قرار گرفته‌اند برای تولید گاز استفاده شده و ۹۹ درصد حفاری‌های انجام‌شده در این نوع از مخازن صورت گرفته است که بر اساس تجربیات به‌دست‌آمده از هریک از این حفاری‌ها دکل‌های مرتبطی به تکامل تکنولوژی نسبی رسیده‌اند لذا در حال حاضر سه دکل اصلی حفاری از مخازن هیدرات گاز طبیعی به توسعه رسیده‌اند که ارائه خدمات می‌کنند که عبارت‌اند از:

دکل آمریکایی Uncle John مستقر در خلیج مکزیک دکل ژاپنی Chikyو برای حفاری در آب‌های عمیق مستقر در هند کشتی کره‌ای D/V Fugro Synergy مستقر در آبگیر Ul-leung واقع در جنوب کره هزینه اجاره هریک از این دکل‌ها در سال ۲۰۱۵ از ۲۷۲ تا ۵۲۱ هزار دلار متغیر است که بسته به عمق حفاری و منطقه آن دارد [۲۰]. بیشتر خدمات ارائه‌شده توسط این دکل‌ها به‌وسیله ربات‌های مخصوص تعبیه‌شده در آن انجام شده و آن‌ها برای حفاری در آب‌های عمیق آمادگی

لازم را دارند. هرگاه یک روش تولیدی جدید از مخازن هیدرات گازی پیشنهاد شود موجب توسعه و تکمیل این تکنولوژی‌ها شده و نتایج آن در دکل‌های بیشتری به تصویر کشیده می‌شود. تئوری کاهش دهانه چاه حفرشده که موجب کاهش هزینه‌های حفاری، لوله‌گذاری و سیمان‌کاری آن نیز می‌شود فرایند تولید از مخازن هیدرات گازی را بیشتر اقتصادی کرده و آن را به مرحله تولید صنعتی بسیار نزدیک کرده است. بر اساس محاسبات انجام‌شده، به‌طور تقریبی برای حفر یک کیلومتر چاه به قطر ۱۰۰ میلی‌متر در مخازن هیدرات گازی در بستر کم‌عمق دریا در سال ۲۰۰۰ به‌طور تقریب ۳۰ هزار دلار هزینه مورد نیاز بود. اگرچه امروزه حفاری از مخازن هیدرات گازی هنوز به‌منظور تحقیقات و تکمیل مطالعات انجام می‌شود ولی نتایج به‌دست‌آمده موجب بروز تکنولوژی‌های بسیار خوبی در این حوزه شده است. به‌طور کلی، مهم‌ترین اهداف تحقیقاتی در حوزه حفاری از مخازن هیدرات گازی را می‌توان به‌صورت زیر بیان کرد [۱۷]:

- بررسی اثر سیال حفاری بر روی لایه‌های مختلف مخازن هیدرات گاز طبیعی
- بررسی اثر دوغاب سیمان طراحی‌شده بر رسوبات هیدرات گاز طبیعی
- تأثیر ایجاد حفره و سوراخ بر پایداری رسوبات هیدرات گاز طبیعی
- توسعه و تکمیل عملیات لاگ‌گیری و مغزه‌گیری
- نحوه تشکیل هیدرات گازی در لایه‌های رسوب‌شناخت منبع تولید هیدرات‌های گازی و شیمی زمین‌شناسی آن
- شناخت نحوه تخلخل و تراوایی رسوبات هیدرات گازی
- بررسی الگوی جریان آب و گاز در تخلخل مخزن هیدرات گازی پس از آزادسازی گاز از مخزن
- تأثیر روش‌های مختلف برداشت گاز از مخازن هیدرات گازی بر رفتار رسوبات هیدرات گازیبا توجه به موارد فوق نتیجه می‌شود که هنوز اطلاعات مجهول بسیار زیادی در خصوص مخازن هیدرات گازی وجود دارد که برای شناخت آن راهی طولانی در پیش روی دانشمندان قرار دارد. انتخاب روش تولید از یک مخزن هیدرات گازی از مهم‌ترین این ناشناخته‌ها است. با شناخت بیشتر و تکمیل اطلاعات مورد نیاز است که می‌توان هزینه‌های حفاری را کاهش داد و برداشت از این مخازن را امری متعارف نمود.



- [12] Thakur, N.K., S., Rajput, Exploration of Gas Hydrates: Geophysical Techniques, Springer, New York, 301-342, 2011.
- [13] Rinkel, A., "Natural Gas Hydrates", 55-98, 2013.
- [14] Moridis, G.J., T.S., Collett, R., Boswell, M., Kurihara, M.T., Reagan, "Toward Production from Gas Hydrates: Current Status, Assessment of Resources, and Simulation-based Evaluation of Technology and Potential", Unconventional Reservoirs Conference Held in Keystone, 10-12, 2008.
- [15] Kurihara, M., H., Ouchi, H., Narita, Y., Masuda, "Gas Production from Methane Hydrate Reservoirs", In: Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates, Edinburgh, Scotland, United Kingdom, 17-21, 2011.
- [16] Merey, S., C., Sınayuç, "Investigation of Gas Hydrate Potential of the Black Sea and Modelling of Gas Production from a Hypothetical Class 1 Methane Hydrate Reservoir in the Black Sea Conditions", Nat. Gas Sci. Eng, 29, 66-79, 2016.
- [17] Kucuk, H.M., D., Dondurur, O., Ozel, Ç., Sınayuc, S., Merey, M., Parlaktuna, G., Cıfci, "Acoustic Investigations of Gas and Gas Hydrate Formations, Offshore Southwestern Black Sea", American Geophysical Union-Fall Meeting, 14-18, 2015.
- [18] Sahay, V.K., A., Johnson, "Gas Hydrate Deposits of Krishna Godavari Basin, Issues and Potentiality in Exploration and Commercial Production", Offshore Technology Conference, 25-137, 2014.
- [19] Tan, C.P., F., Ayoub, M.B., Clennell, B., Tohidi, J., Yang, "Managing Wellbore Instability Risk in Gas Hydrate Bearing Sediments", Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 5-7, 2005.
- [20] Max, M.D., A.H., Johnson, W.P., Dillon, Natural Gas Hydrate Arctic Ocean Deepwater Resource Potential, Springer Cham, 23-36, 2013.
- [21] McConnell, D., R., Boswell, T., Collett, M., Frye, W., Shedd, G., Guerin, "Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project Leg II: Walker Ridge Site Summary", 20-33, 2009.
- [22] Fink, J., Water-Based Chemicals and [1] Sloan, E.D., C.A., Koh, Clathrate Hydrates of Natural Gases, third ed. Taylor & Francis/CRC Press, 83-125, 2008.[2] Johnson, A.H., "Global Resource Potential of Gas Hydrate New Calculation, Proceedings of the 7th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2011)", Edinburgh, Scotland, United Kingdom, 17-21, 2011.
- [3] Chong, Z.R., S., Hern, B., Yang, P., Babu, P., Linga, X., Li, "Review of Natural Gas Hydrates as an Energy Resource: Prospects and Challenges", Appl. Energy, 162, 1633-1652, 2016.
- [4] Koh, C.A., E.D., Sloan, A.K., Sum, D.T., Wu, "Unconventional Energy Sources: Gas Hydrates", Fundamentals of Materials for Energy and Environmental Sustainability, Cambridge University Press & Materials Research Society, 137-146, 2012.[5] Chen, J., Y.H., Wang, X.M., Lang, S.S., Fan, "Energy-efficient Methods for Production Methane from Natural Gas Hydrates", Energy Chem, 24, 552-558, 2015.
- [6] Takahashi, H., T., Yonezawa, Y., Takedomi, "Exploration for Natural Hydrate in Nankai-Trough Wells Offshore Japan", Offshore Technology Conference, 225-236, 2001.
- [7] Collett, T., A., Johnson, C., Knapp, R., Boswell, Natural Gas Hydrates-Energy Resource Potential and Associated Geologic Hazards, The American Association of Petroleum Geologists, 89, 49-58, 2009.
- [8] Saeki, T., "Road to Offshore Gas Production Test from Mallik to Nankai Trough", Offshore Technology Conference Held in Houston, 194-205, 2014.
- [9] Kvamme, B., "Thermodynamic Limitations of the CO₂/N₂ Mixture Injected into CH₄ Hydrate in the Ignik Sikumi Field Trial", Chem. Eng., 88-101, 2016.
- [10] Majumdar, U., A.E., Cook, W., Shedd, M., Frye, "The Connection between Natural Gas Hydrate and Bottom Simulating Reflectors", 1, 55-68, 2016.
- [11] Demirbas, A., Methane Gas Hydrate, Springer, New York, 459-502, 2010.



Technology for Drilling Completion and Workover Fluids, Gulf Professional Publishing, 44-58, 2015.

[23] Guerin, G., A., Cook, S., Mrozewski, T., Collett, R., Boswell, "Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project Leg II: Alaminos Canyon LWD Operations and Results", 109-122, 2009.

[24] Burger, J., D., Gupta, P., Jacobs, J., Shillinglaw, "Overview on Hydrate Coring, Handling and Analysis", DOE Report, 41327-41340, 2006.

[25] Claypool, G.E., T.S., Collett, B., Dugan, B., Freifeld, M., Holland, "Cruise Report: the Gulf of Mexico Gas Hydrate Joint Industry Project", 55-70, 2005.

[26] Yakushev, V.S., T.S., Collett, "Gas Hydrates in Arctic Regions: Risk to Drilling and Production", Proceedings of the Second International Offshore and Polar Engineering Conference, 14-19, 1992.

[27] Halliburton, "Cementing: Hydrate Cement System", 1-44, 2013.

[28] Silpngarmert, S., "Modeling the Thermal Disturbance of Gas Hydrate related to Oil and Gas Production, Fire Ice Methane Hydr", 10, 3-11, 2011.

[29] Schoderbek, D., H., Farrell, K., Hester, J., Howard, K., Raterman, S., Silpngarmert, K.L., Martin, B., Smith, P., Klein, "ConocoPhillips Gas Hydrate Production Test", Final Technical Report, Oil & Natural Gas Technology, 22-36, 2013.

[30] Hyodo, M., Y., Li, J., Yoneda, Y., Nakata, N., Yoshimoto, A., Nishimura, "Effects of Dissociation on the Shear Strength and Deformation Behavior of Methane Hydrate-bearing Sediments", 5, 52-62, 2014.

[31] Abid, K., G., Spagnoli, C., Teodoriu, G., Falcone, "Review of Pressure Coring Systems for Offshore Gas Hydrates Research", Underw Technol, 33, 19-30, 2015.

[32] Zhang, X., J., Peng, M., Sun, Q., Gao, D., Wu, "Development of Applicable Ice Valves for Ice-valve-based Pressure Corer Employed in Offshore Pressure Coring of Gas Hydrate-bearing Sediments", Chem. Eng. Res. Des, 111, 117-126, 2016.



Identifying & Examining the Factors Affecting Drilling in Gas Hydrate Reservoirs

Ahmad Ghozatloo1*

1- Research Institute of Petroleum Industry, Tehran, Iran, PO Box: 14665-137.

Email: ghozatlooa@ripi.ir

Abstract

Corresponding Author: ghozatlooa@ripi.ir
Abstract The increase of gas production from conventional gas reservoirs which has led to the development of drilling, logging and coring technology, has moved many countries and scientists to focus on the gas hydrate explorations. Resultantly, many successful gas hydrate wells have recently been drilled in the world, which are mainly on the marine environment. Almost one decade ago, it was considered that drilling in gas hydrate reservoirs was quite risky. However, recent drilling expeditions in marine environment show that producing gas from gas hydrate reservoirs is not risky and has led oil and gas companies are encouraged to develop these kinds of drillings. These successful drillings reveal that production from gas hydrate reservoirs does not dissociate the reservoir immediately and consequently many considered theoretical problems of drilling in these reservoirs will not happen. It is obvious that special cares should be taken to maintain gas hydrate reservoirs as stable as possible, with selecting the right drilling fluid and cement composition. This paper presents a comprehensive view on the results of drilling activities in gas hydrate reservoirs.

Keywords:

Gas Hydrate, Drilling, Logging, Coring

