

## فرصت‌ها و چالش‌های به کارگیری فن آوری میادین هوشمند در ایران

محمدجواد جمالی\*، دانشگاه آزاد اسلامی واحد الکترونیک تهران • بابک راجی<sup>۱</sup>، دانشگاه شیراز • مصطفی فعلی<sup>۲</sup>، شرکت تاپ سلکت هولدینگز لیمیتد

### چکیده

محدود بودن تعداد مخازن هیدروکربنی و نیاز هرچه بیشتر نسل‌های آینده به منابع انرژی منجر شده بهره‌برداری از مخازن نفت و مدیریت صحیح آنها جهت تولید هرچه بیشتر از این منابع بیش از پیش مورد توجه واقع شود. فن آوری میادین هوشمند با توجه به پتانسیل‌های فراوانی که دارد از طریق شیرهای کنترلی امکان نظارت دائمی را جهت حداکثرسازی بازیابی نفت فراهم کرده که این امر موجب کاهش ریسک، سایر هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری و در نتیجه افزایش سود خالص فعلی می‌شود.

ایران بیشترین ذخایر نفتی و گازی دنیا را دارد و اجرا و تحقق پروژه‌های میادین هوشمند در گرو نقشه‌ی راه مناسب جهت اجرایی شدن هرچه بهتر این فن آوری در ایران است. نتایج گزارش شده از اجرای فن آوری میادین هوشمند در کشورهای مختلف، نقطه‌ی عطفی جهت حداکثرسازی تولید از ذخایر نفتی و گازی است که می‌توان با بررسی دقیق آنها در جهت تهیه و تدوین نقشه‌ی راه مناسب قدم برداشت. در این مقاله با ارائه‌ی گزارشی کلی از اجرای میادین هوشمند در نقاط مختلف دنیا (به‌خصوص در خاورمیانه) فرصت‌ها و چالش‌های میادین هوشمند بررسی شده و با ارائه‌ی نقشه‌ی راه مناسب مراحل اصلی جهت هوشمندسازی میادین نفتی تشریح شده‌اند.

### اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۵/۲۱

تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۰۵/۲۱

تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۰۸/۲۰

### واژگان کلیدی:

فن آوری میادین هوشمند، چاه هوشمند، کاهش ریسک، سود خالص فعلی، هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری، نقشه‌ی راه

### مقدمه

به مخزن وارد شود که این مستلزم استفاده از روش‌های صحیح تولید نفت است. مدیریت هوشمند و یکپارچه‌ی مخازن روشی مطمئن و سودده برای شرکت‌های نفتی محسوب می‌شود که طی آن دست‌یابی به موفقیت از زمان حفاری تا زمان ترک چاه به این مدیریت هوشمند و یکپارچگی مخازن وابستگی شدیدی دارد. بنابراین در یک نگاه فنی عمیق، محور تصمیمات و سیاست‌گذاری مدیران باید حفظ و صیانت از منابع هیدروکربنی باشد؛ به‌نحوی که تمامی منافع مالی، فنی، مهندسی، مدیریت پروژه و ... جهت تولید هرچه بیشتر از مخازن در درازمدت، حفظ قدرت سیاسی و اقتصادی دولت و قابلیت سازگاری با تغییرات باشد. تصمیم‌گیری در خصوص روش‌های تولید از میادین نفت و گاز نیازمند دیدگاهی پایه‌ای و اساسی درباره‌ی تمامی چاه‌های هر میدان است. رسیدن به این هدف از طریق به کارگیری فن آوری میادین هوشمند برآورده شده و تمامی پیش‌نیازهای تصمیم‌گیری را در مباحث کلان و خرد و در سطوح بالاتر (یعنی مباحث فنی و مالی) از طریق انتقال اطلاعات لحظه به لحظه و متعاقباً قابلیت اجرای سریع تصمیمات ایجاد کند.

### ۱- کاربرد فن آوری مخازن هوشمند

فن آوری مخازن هوشمند کاربردهای فراوانی در میادین نفت و گاز

کشف نفت در حدود ۱۵۰ سال قبل را می‌توان نقطه‌ی عطفی در زندگی انسان دانست. پیشرفت فن آوری در راستای دسترسی راحت به منابع عظیم زیرزمینی نفت و به‌دنبال آن توزیع و انتقال آسان این مواد موجب مصرف روزافزون نفت شده است. اما در عین حال محدود بودن مخازن هیدروکربنی و نیاز هرچه بیشتر نسل‌های آینده به منابع انرژی منجر شده تا بهره‌برداری از مخازن نفت و مدیریت صحیح آنها جهت تولید هرچه بیشتر، بیش از پیش مورد توجه واقع شود. نکته‌ی قابل توجه اینست که سرمایه‌گذاری در صنعت نفت به‌شدت پرریسک بوده و در معرض خطرهای متفاوت از قبیل عوامل مالی و غیرمالی قرار دارد. از این دست متغیرها می‌توان به متغیرهای داخلی و خارجی نظیر قیمت بی‌ثبات نفت، تغییر و تحولات در مناسبات سیاسی بین دولت‌ها، مشکلات فنی و نامعلوم بودن وضعیت اکتشافات جدید اشاره کرد.

حیات یک مخزن با اکتشاف آغاز می‌شود، تا بهره‌برداری ادامه می‌یابد و با مشخص شدن تصویری از آن توسعه‌اش آغاز می‌شود [۲]. در این مسیر باید به دنبال بهره‌گیری از فن آوری‌های نوین بود تا با حداقل هزینه، حداکثر سودآوری را برای کشور به ارمغان آورد. اصولاً برای دست‌یابی به بیشترین مقدار تولید باید در نظر داشت تا کمترین آسیب

\* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (jamaly.omid@gmail.com)

جبهه تزریق آب/گاز و ... شده و تولید از چاه را بهینه می کند تا جبهه تزریق پایدارتری ایجاد گردد [۷]. از دیگر مزایای استفاده از شیرهای کنترل بازه‌ای چاه‌های نفتی در مقایسه با روش‌های متداول می توان به افزایش تولید نفت و متعاقب آن افزایش ضریب بازیافت و کاهش هزینه‌های تولید اشاره کرد [۵ و ۸]. تاکنون در بیش از ۳۰۰ مورد از مخازن نفتی، سیستم کنترل هوشمند نصب شده است. این عملیات زمینه‌ی اصلی بهینه‌سازی در چاه‌های هوشمند را فراهم کرده است [۵]. در ۲۰۰۲ بهینه‌سازی شیرهای کنترلی در اکثر پژوهش‌ها استفاده شده است [۳ و ۴]. در ۲۰۰۶ از روش شبکه‌ی عصبی برای تنظیم بهینه‌ی شیرهای کنترلی استفاده گردید [۹] و در ۲۰۰۸ با به کارگیری چاه هوشمند الگوریتمی برای بهینه‌سازی تولید نفت مخازن ارائه شد که در آن برای حل مدل ریاضی، با هدف بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی، از روش چندمرحله‌ای شبه‌نیوتنی استفاده گردید [۱۰]. در ۲۰۰۹ الگوریتم ژنتیک برای بهینه‌سازی تنظیمات شیرهای کنترلی در چاه‌های هوشمند استفاده شد [۱۲ و ۱۲]. همچنین از دستگاه کنترل جریان که روی یک Screen Joint نصب می گردد جهت کنترل مسیر سیال از مخزن به مجرای جریان استفاده شد [۱۳]. این دستگاه توسط کریستین بریکه طراحی شده و اولین بار در ۱۹۹۲ توسط شرکت نورسک هیدرو در میدان ترول واقع در دریای شمال استفاده گردید [۱۴].

اصولاً در طرح توسعه‌ی میدین<sup>۶</sup> در خوش‌بینانه‌ترین حالت ممکن کمتر از ۲۰ درصد نفت درجا، قابل تولید است اما با استفاده از فن آوری هوشمندسازی مخازن می توان بیش از ۴۰ درصد نفت درجا را تولید کرد که این امر در کشورهای عربستان، آمریکا، کانادا و ... اجرایی شده است. در ادامه چند مورد از نمونه‌های موفق به کارگیری فن آوری میدین هوشمند در دنیا بررسی خواهد شد.

## ۲- عملکرد فن آوری میدین هوشمند

اجرای فرآیند هوشمندسازی به اجرای فن آوری چاه، مخزن و در نتیجه میدان هوشمند منتهی می شود که می تواند در راستای بهبود بازیابی نفت باشد. استفاده از این فن آوری ابعاد مختلفی دارد که در راستای تابع هدف برنامه‌ریزی شده است. عملکرد چاه هوشمند به نحوی است که از طریق شیرهای کنترلی و حس‌گرهای درون‌چاهی تمامی اندازه‌گیری‌های دما، فشار و جریان سیال (تزریقی و تولیدی) به سیستم‌های سنسور از راه دور<sup>۷</sup> مخابره شده و اطلاعات حاصل از تمامی چاه‌ها به صورت خودکار در مرکز نگهداری داده‌ها جمع‌آوری می شود. با توجه به این اطلاعات می توان مدل مخزن را به صورت آبی به روزرسانی کرد و بدین طریق مخزن را تحلیل و بررسی نمود تا با پایش اطلاعات حاصل و شرایط مخزن تمامی سناریوهای رفتار مخزن را پیش‌بینی و بررسی کرده و با انتخاب بهترین سناریوی کنترلی، زمینه‌ی کنترل خودکار

دارد؛ به گونه‌ای که می توان با کاهش ریسک و استفاده از بیشترین توان مخزن، بیشترین ضریب بازیافت نفت را برای میدان داشت. نکته‌ی حائز اهمیت اینست که فن آوری مخازن هوشمند نسبت به سایر روش‌های بهبود بازیافت نفت<sup>۳</sup> اولویت بیشتری دارد. مخازن نفت و گاز به دلیل وجود عوامل مختلف از قبیل نوع مخزن، خصوصیات پتروفیزیکی، شرایط زمین‌شناسی و ... پیچیدگی‌های خاصی دارند و واضح است که در فن آوری میدین هوشمند با توجه به امکان کنترل و نظارت دائمی جریان و شرایط مخزن، در هر مخزن متناسب با شرایط خاص آن می توان بهینه‌سازی تولید و افزایش بهره‌وری را انتظار داشت. با این وجود، فن آوری هوشمندسازی در میدین بسیاری با شرایط خاص خود اجرایی شده که دلیل کاربرد آنرا می توان عوامل زیر دانست:

- ۱- تولید ترتیبی بهینه
- ۲- تولید هم‌زمان از لایه‌های متوالی
- ۳- استفاده از سیالات در جای مخزن (آب و گاز) به منظور تزریق و با هدف حفظ فشار
- ۴- تولید از لایه‌ی نفتی با ضخامت کم به خصوص در مخازن چند قسمتی
- ۵- استفاده از چاه‌های چندشاخه‌ای هوشمند
- ۶- بهینه کردن تزریق آب
- ۷- امکان فرازآوری خودکار<sup>۴</sup>
- ۸- بازدهی چاه هوشمند در انواع مخازن (مخازن همگن، غیرهمگن، شیب‌دار، چندلایه‌ای و مخازن یکنواخت دارای کانال)

در نگاهی به تعریف اصطلاحات مربوط به این فن آوری، چاه هوشمند، به چاه‌های پیشرفته با سنسور و شیر کنترل‌های بازه‌ای<sup>۵</sup> درون‌چاهی گفته می شود که جهت نظارت آسان و دائمی، اپراتور از راه دور می تواند توسط این شیرها جریان تولیدی از سنسورها را تشخیص داده و تنظیم کند [۳].

از شیر کنترل جریان (شیرهای کنترل بازه‌ای) می توان جهت کنترل جریان از ته‌چاه یا کنترل از راه دور جریان در سطح استفاده کرد که تا سال ۲۰۱۱ از این روش برای بهینه‌سازی شیرهای کنترلی استفاده شده است [۳ و ۴]. استفاده از شیرهای کنترل جریان هوشمند چاه‌های نفتی در مقایسه با روش‌های متداول (غیرکنترلی) مزایای بسیاری دارد که از جمله‌ی آن می توان به افزایش تولید نفت، کاهش تولید آب، افزایش ضریب بازیافت و کاهش هزینه‌های تولید اشاره کرد [۵ و ۶]. یکی از مزایای تکمیل چاه هوشمند از نظر مهندسی مخزن اینست که داده‌های واقعی تولید، ثبت شده و به آسانی قابل فرآورش است. استفاده از این داده‌ها کمک شایانی به مدیریت به‌هنگام مخزن و افزایش ضریب بازیافت نفت می کند. با توجه به تنظیم شیرهای کنترل جریان در ناحیه‌ی تولیدی، به طور کلی این مسأله بدون نیاز به مداخله، سبب به تأخیر انداختن تولید سیالات ناخواسته، کنترل

گفت که فرآیند مدیریت مخزن در میدان مذکور بسیار عاقلانه و با ادغام نظارت یکپارچه‌ی برنامه‌ها و شیوه‌های مدیریت تولید از چند ناحیه انجام شده و شاهد این امر افزایش تدریجی تولید در بین ماه‌های اوت و نوامبر ۲۰۱۰ است؛ به گونه‌ای که در اثر برنامه‌ی تکمیل هوشمند چاه، تولید روزانه به صورت تدریجی حدود ۱۰ هزار بشکه در روز به اضافه شده است.

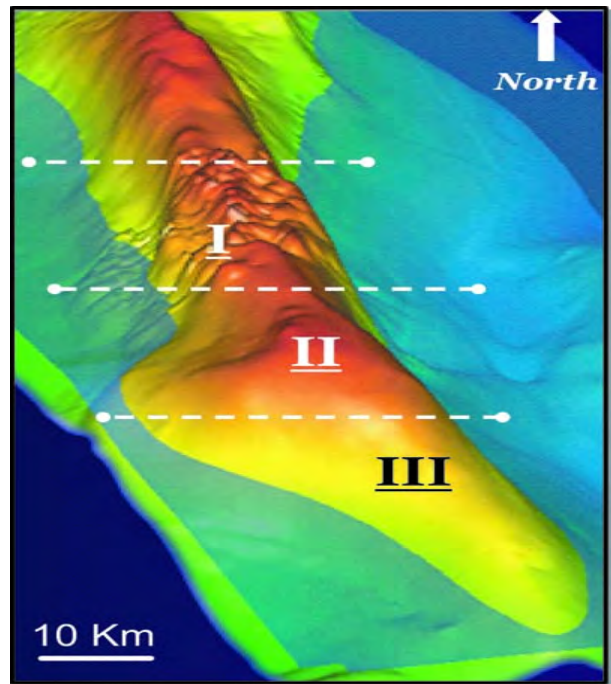
در ۲۰۰۷ اندرسون و همکاران [۱۷] مطالعه‌ای در یکی از میادین عربستان سعودی درباره‌ی حداکثر سطح تماس مخزن<sup>۱</sup> در چاه‌های چندشاخه‌ای انجام داده‌اند. در این طرح حداکثر سطح تماس مخزن، از طریق تنظیمات یک یا چندشاخه‌ای (چندجانبه) بیش از پنج کیلومتر تعریف شده است [۱۸]. نکته‌ی قابل توجه اینست که نصب و راه‌اندازی فن آوری چاه هوشمند می‌تواند کمک بسیاری جهت افزایش عمر چاه باشد و به همین دلیل است که این فن آوری در میادین دیگری از جمله نیکی کا در خلیج مکزیک [۱۹]، میدان نفتی برنت در دریای شمال [۲۰] و ... اجرایی شده و نتایج آن نسبت به میادین معمولی و بدون سیستم هوشمند رضایت‌بخش بوده است.

#### ۴- سابقه‌ی به کارگیری فن آوری میادین هوشمند در خاورمیانه

##### ۴-۱- عربستان سعودی

مهندسان شرکت آرامکو در بخش جنوب غربی میدان قوار عربستان، پس از حفاری و تکمیل در این میدان پس از مشاهده‌ی نتایج و اجرای فن آوری میادین هوشمند در سه منطقه، از طریق بهینه‌سازی توسط شیرهای کنترل ته‌چاهی مقدار برش آب را از ۲۳ درصد گزارش شده به صفر کاهش داده‌اند [۲۱].

در ۲۰۰۸ و ۲۰۱۲ ظهرانی و همکاران [۲۲ و ۲۳] در شرکت سعودی آرامکو، نصب و راه‌اندازی سیستم اسکادا تکمیل چاه هوشمند در میدان نفتی Haradh Increment-III در عربستان بررسی کردند. Haradh بخش جنوبی میدان قوار عربستان است که ۷۵ کیلومتر طول و ۲۶ کیلومتر عرض داشته و با مقدار نفت در جای معادل ۳۸ میلیارد بشکه در وسیع‌ترین بخش این میدان است. این قسمت از میدان خود شامل سه بخش مجزای دیگر است (شکل-۱). بهره‌برداری و توسعه‌ی بخش Haradh I در ماه می ۱۹۹۶ انجام گردید و بخش‌های Haradh II و Haradh III به ترتیب در آوریل ۲۰۰۳ و فوریه‌ی ۲۰۰۶ توسعه داده شد. در این طرح سیستم اسکادا برای نظارت به‌هنگام (زمان واقعی) و کنترل از راه دور در سطح و ابزار درون‌چاهی از طریق ایستگاه کنترل استفاده شده که به دلیل نیاز مهندسان برای کنترل/تنظیم چاه هوشمند در سایت بوده است؛ در حالی که بهینه‌سازی تولید هیدروکربن حذف شده است. در نهایت مشاهده شد که برنامه‌ی فن آوری چاه هوشمند (حفاری چندشاخه‌ای، شیرهای کنترل بازه‌ای و سنسورها) در این میدان باعث افزایش تولید، کاهش برش آب به کمتر از ۳ درصد و افزایش بازدهی در میدان شده است.



۱ | نقشه‌ی تک‌بعدي Haradh و تقسیم‌بندی آن [۲۴]



از میادین را فراهم نمود. شایان ذکر است مراحل گفته شده در بالا منجر به یکپارچه‌سازی و اتوماسیون میدان شده و در راستای رسیدن به عملیات بهینه جهت حداکثرسازی مقدار بازیابی نفت است.

##### ۳- سابقه‌ی به کارگیری فن آوری میادین هوشمند در دنیا

نخستین چاه هوشمند در سال ۱۹۹۷ توسط شرکت WellDynamics با استفاده از سیستم کنترل تجزیه و تحلیل مخزن از سطح<sup>۲</sup> و سیستم مدیریت<sup>۳</sup>، در میدان نفتی Snorre در دریای شمال اجرا شد [۴].

در ۲۰۱۲ لین و همکاران [۱۵] قابلیت اجرای تکمیل هوشمند چاه در میدان نفتی ساراماکا واقع در جمهوری سورینام در جنوب آفریقا را ارزیابی کردند. در این پروژه به منظور نظارت مداوم بر عملکرد چاه و فشار درون‌چاهی، یک سیستم چاه هوشمند به‌طور کامل در میدان نصب شد. مزیت استفاده از این روش آنست که به محض عیب‌یابی اثرات دهانه‌ی چاه، تشخیص آن زودتر انجام شده و پس از شناسایی مشکلات، چاه مسدود می‌گردد. نتایج گزارش نشان می‌دهد که تولید به مقدار ۱۲ هزار بشکه در روز افزایش یافته است.

در ۲۰۱۲ کولینس و همکاران [۱۶] تأثیرات تکمیل هوشمند چاه در میدان دریایی آگامبی واقع در نیجریه را بررسی کردند. فن آوری تکمیل هوشمند چاه در هر دو چاه تولیدی این میدان با هدف کاهش مشکلات ناشی از پیچیدگی چینه‌شناسی و عدم قطعیت زیرسطحی در مخازن نصب شد. در واقع این پروژه جهت تکمیل هوشمند چاه میدان آگامبی برای نظارت به‌هنگام و کنترل لازم برای عملکرد میدان و بازیابی بهینه انجام شده است. به جرأت می‌توان

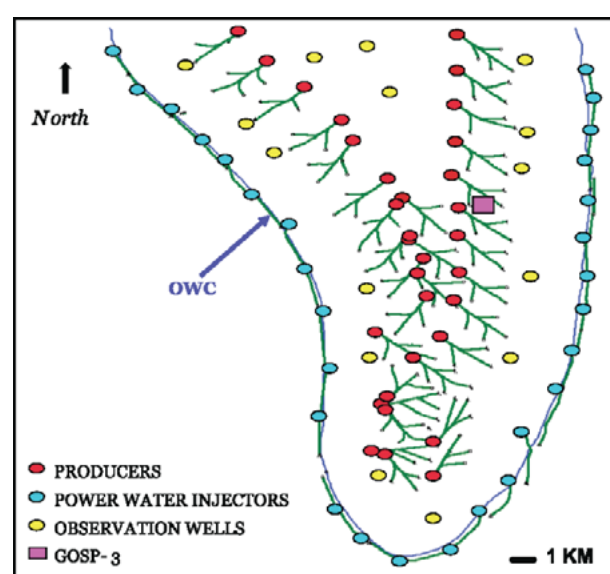
تولید آب و کاهش بهره‌وری شده است [۲۵]. با توجه به هدف شرکت سعودی آرامکو یعنی ایجاد بستری مناسب و پایدار جهت افزایش بهره‌وری و همچنین تأثیر فن آوری میادین هوشمند که قبلاً به آن اشاره شد [۲۶ و ۱۸] بهترین گزینه جهت توسعه میادین، حفاری چاه با حداکثر سطح تماس مخزن با نصب شیرهای ICV درون چاهی جهت کنترل جریان پیشنهاد شد و توسعه به این روش در اولویت قرار گرفت. با نگاه کلی به بخش‌های Haradh I و Haradh II که در شکل ۳- نشان داده شده تولید در بخش‌های Haradh I و Haradh II به ترتیب ۳ و ۶ هزار بشکه در روز بوده؛ در حالی که در بخش Haradh III تولید به بیش از ۱۰ هزار بشکه در روز رسیده است. همچنین به غیر از تولید پایدار نفت، این روش با به کارگیری سیستم گسل و شکاف‌ها از افزایش تولید آب جلوگیری کرده است [۲۴]. با وجود اینکه هزینه‌های چاه‌های هوشمند بیشتر از چاه‌های عمودی و افقی معمولی است اما تأثیر به‌سزایی در جلوگیری از تولید سیالات ناخواسته و افزایش تولید داشته است.

#### ۴-۲- کویت

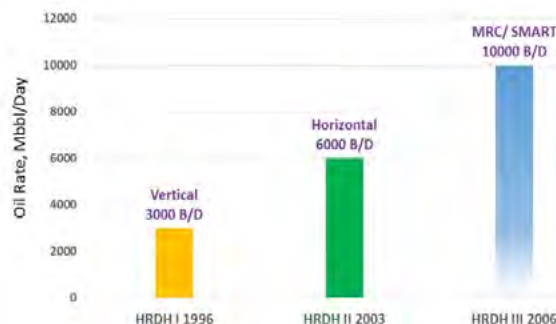
شرکت نفت کویت جهت یکپارچه‌سازی میادین، گردش اتوماتیک و ارائه‌ی اطلاعات به‌هنگام، پروژه‌ای با عنوان مجتمع میدان نفتی دیجیتالی ژوراستیک راه‌اندازی کرد تا در مواجهه با چالش‌های موجود در مخازن، بهترین تصمیم‌گیری انجام شود و با اعمال آن بازیابی نفت و گاز حداکثر شده و هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری کاهش یابند [۲۷]. بنابراین در ۲۰۰۷ [۲۸] شرکت نفت کویت در راستای اهداف خود، با تکمیل چاه هوشمند و اجرای آن در میادین Minagish و Umm Gudair در غرب کویت فشار مخزن را کاهش و تولید نفت را افزایش داد. وجود مخزن آب زیرزمینی<sup>۱۲</sup> زیر در بالای مخزن Minagish Oolite باعث شده با اعمال روش Dumpflooding و با استفاده از توانایی‌های چاه هوشمند، اجازه‌ی تولید آب یا گاز از لایه‌های دیگر و تزریق آن از طریق فضای Annulus و Tubing به مخزن نفتی داده شود. Glandt استفاده از فن آوری چاه هوشمند را جهت کنترل چاه‌های Dumpflood ارائه کرد [۲۹] و کاربرد ویژه‌ی این فن آوری در چاه‌های گازی Dumpflood توسط Lau [۳۰] توصیف شد. با تولید آب از مخزن آبی زیر تزریق به مخزن Minagish Oolite انجام شد که سبب تثبیت فشار و حداکثرسازی تولید نفت گردید (شکل-۴). روش Dumpflooding اولین بار در میدان Minagish اجرا گردید و پس از آن در میدان Umm Gudair توسعه داده شد [۳۱]. از مهم‌ترین چالش‌های مخازن نفتی خاورمیانه می‌توان به کربتانه بودن جنس سنگ مخازن اشاره کرد که بسیار شکننده است و در پاره‌ای موارد وجود گسل در آنها مشهود است. از طرفی به دلیل حضور شکاف‌های طبیعی در سراسر مخزن این مسأله سبب افزایش سرعت میان‌شکن<sup>۱۳</sup> شدن آب یا گاز در مخازن و کاهش بهره‌وری شده است. با توجه به موفقیت

Haradh I با چاه‌های عمودی توسعه داده شده؛ این در حالی است که تمامی چاه‌های Haradh II برای تولید و تزریق و به‌صورت افقی توسعه داده شده‌اند. از طرفی در بخش Haradh III تمرکز بر شناسایی بهتر مخزن، کاهش ریسک، کاهش هزینه‌های عملیاتی، افزایش NPV<sup>۱۱</sup> و در نهایت افزایش بازیابی نفت بوده است. با این حال عمده‌ی تمرکز مهندسان نفت سعودی آرامکو بر تکمیل هوشمند چاه با استفاده از حداکثر سطح تماس مخزن در چارچوب میدان هوشمند بود (شکل-۲). مقدار تولید روزانه از Haradh، ۹۰۰ هزار بشکه با مشارکت هر سه قسمت I، II، III است [۲۴].

عمده‌ترین چالش در بخش Haradh III، مدیریت غیرقابل کنترل بودن مخزن است. به‌طور معمول در اکثر مخازن نفتی به دلیل عدم شناخت پیچیدگی‌ها، عدم قطعیت زیادی وجود دارد که بخش Ha-rad III نیز از این قاعده مستثنی نیست. مثلاً حضور سیستم گسل و شکاف، ناهمگونی پیچیده‌ای را در مخزن ایجاد کرده که سبب



شکل ۲ | نمایی کلی از چاه‌های Haradh III [۱]



شکل ۳ | تولید نفت در سه بخش Haradh میدان قوار

اول دنیا را دارد. مهم‌ترین عامل در برداشت از مخازن شناخت کامل مخزن است که این امر با استفاده از فن آوری مخازن هوشمند امکان‌پذیر است. بدین سان می‌توان علاوه بر شناخت مخزن و بهبود ضریب بازیافت نفت و گاز، کمک شایانی به کاهش هزینه‌های عملیاتی و افزایش ارزش خالص کرد. یکی از مشکلات بزرگ حال حاضر در کشورمان عدم دسترسی به فن آوری‌های نوین دنیا است؛ زیرا روش‌های رایج در ایران، اطمینان از تولید با کمترین هزینه را برای سیاست‌گزاران این صنعت به ارمغان آورده و طی سالیان متمادی این روش‌ها مرسوم شده و به‌طور متقابل تمام عیوب و چالش‌های این روش‌ها شناخته و برطرف گردیده است. بدین سان باور عمومی چنین است که استفاده از فن آوری‌های جدید، سبب افزایش ریسک و هزینه‌ها می‌شود.

اکثر مخازن ایران کربناته هستند و از نظر ویژگی‌های زمین‌شناسی تعداد زیادی از آنها در صفحه‌ی<sup>۱۴</sup> عربی قرار دارند (شکل-۵) [۳۲]. با توجه به اینکه میادین بررسی شده در بخش‌های قبل نیز در تکنونیک عربی قرار گرفته و از فن آوری میادین هوشمند استفاده کرده نتایج حاصل از اجرای این پروژه مثبت اعلام شده است. بدین ترتیب با تدوین الگو و نقشه‌ی راه مناسب و بهره‌گیری از روش مقایسه‌ی مخازن مشابه می‌توان جهت تجزیه، تحلیل و بررسی امکان اجرای این فن آوری در میادین نفت و گاز ایران گام برداشت تا چالش‌های موجود در اجرایی کردن این فن آوری را در مخازن هوشمند شده در مقایسه با میادین مرسوم بررسی نمود. بدون شک، لازمه‌ی انجام این کار مطالعه‌ی دقیق و بررسی مخازن مشابه است تا بستری مناسب برای تغییرپذیری سیستم نگرشی در باب توسعه‌ی میادین و مدیریت مخزن در نهادهای تصمیم‌گیرنده‌ی کشور شکل گیرد. با نگاه خوش‌بینانه، استفاده از فن آوری مخازن هوشمند می‌تواند تأثیر به‌سزایی در رشد صنعت نفت ایران داشته باشد؛ به طوری که شناخت بهتر مخازن، حداکثرسازی شدن تولید از مخازن و کاهش هزینه‌ها را در پی دارد.

#### ۵- نقشه‌ی راه

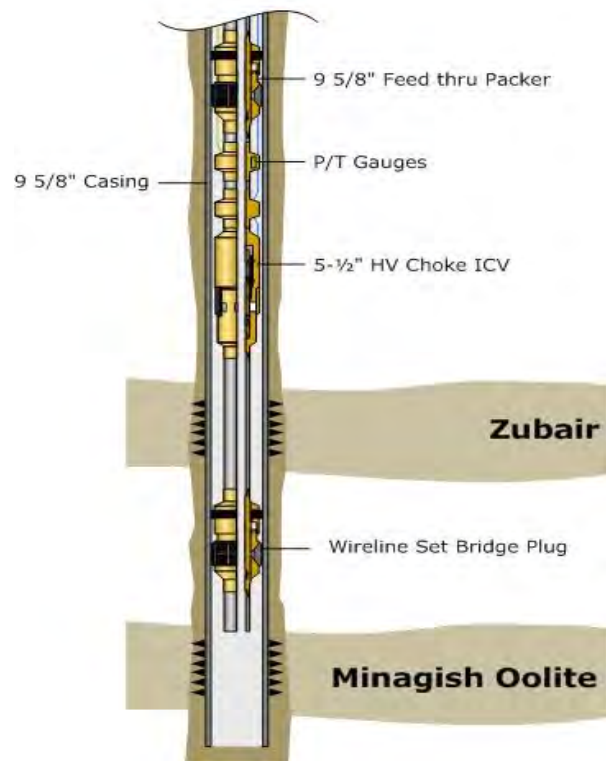
ارائه‌ی نقشه‌ی راه مناسب در راستای تحقق اجرای پروژه‌ی مخازن هوشمند، امری ضروری و لازم‌الاجراست تا از این طریق بتوان جهت افزایش برداشت نفت و حداکثرسازی نرخ بازگشت سرمایه گام برداشت. برای اجرای هرچه موفق‌تر عملیات چاه/مخازن هوشمند و محاسبه‌ی هرچه دقیق‌تر مقدار افزایش ضریب بازیافت باید مطالعات اولیه در چند مرحله طی شود:

#### ۵-۱- تهیه و به‌روزرسانی کتابچه‌ی پروژه‌ها و روش‌های چاه/مخازن

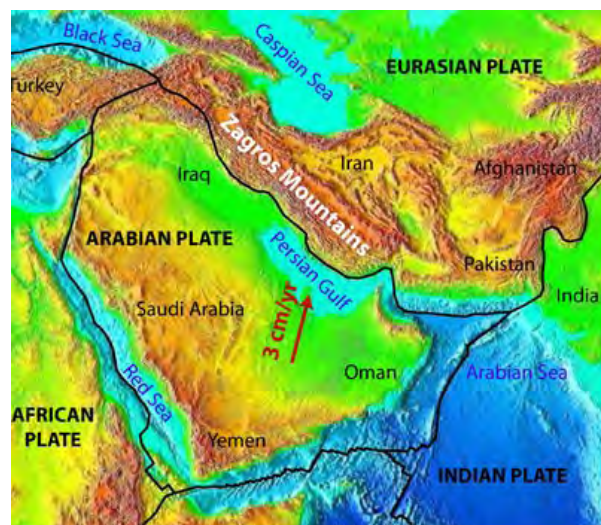
##### هوشمند دنیا

۱- جمع‌آوری اطلاعات مخزنی (خواص سنگ، خواص سیال

پروژه‌های هوشمندسازی در عربستان و کویت و موقعیت ایران در خاورمیانه و با در نظر گرفتن این واقعیت که جنس سنگ مخازن شباهت زیادی به یکدیگر دارد می‌توان نتیجه گرفت که اجرای موفق این دست پروژه‌ها در کشورمان نیز بسیار محتمل است. ایران از لحاظ ذخایر نفت رتبه‌ی چهارم و از نظر منابع گاز رتبه‌ی



شماره ۴ | شماتیک تکمیل چاه Dumpflood در مخزن Minagish Oolite (SPE 112243)



۵ | صفحه‌ی عربی و موقعیت کشورهای حوزه‌ی خاورمیانه [۳۲]



و... مربوط به پروژه‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند دنیا از منابع مختلف شامل گزارش‌ها، کتاب‌ها، مجلات علمی، وبسایت‌های معتبر و ...

۲- تشکیل و به‌روزرسانی پایگاه داده‌ی استاندارد از اطلاعات پروژه‌های چاه/مخازن هوشمند دنیا

۳- بررسی آماری پروژه‌های چاه/مخازن هوشمند دنیا با در نظر گرفتن مواردی مثل:

الف- توزیع فراوانی روش‌ها و پروژه‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند در طول تاریخچه‌ی به‌کارگیری

ب- پراکندگی پروژه‌ها در کشورهای مختلف

ج- توزیع فراوانی پروژه‌های چاه/مخازن هوشمند در انواع مختلف سنگ مخزن (کربناته، ماسه‌سنگی، ترکیبی و ...)

د- مقدار افزایش تولید و ضریب بازیافت در پروژه‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند (در انواع سنگ، کشورهای مختلف، درجه‌ی سبکی نفت مخزن، عمق مخزن، گستردگی به‌کارگیری و ...)

ه- توزیع فراوانی گستردگی عملیاتی پروژه‌ها (ابعاد پایلوت، ابعاد مخزن، ابعاد میدان و ...)

و- توزیع فراوانی موفقیت پروژه‌ها (موفق، احتمالاً موفق، احتمالاً ناموفق، ناموفق و ...)

ز- توزیع فراوانی سناریوهای ثانویه و ثالثیه قبل از انجام هر روش چاه/مخازن هوشمند

ح- توزیع فراوانی مقدار پیشرفت پروژه‌ها (در ابتدای راه، نیمه‌ی راه، نزدیک به اتمام، خاتمه یافته، معلق و ...)

۴- مطالعه‌ی موردی پروژه‌های چاه/مخازن هوشمند شاخص دنیا (مانند بزرگ‌ترین پروژه‌ها، قدیمی‌ترین پروژه‌ها، پروژه‌های انجام شده در مخازن مهم، پروژه‌های انجام شده در کشورهای مهم نفتی و ...) با ذکر جزئیاتی مانند:

الف- نام کشوری که پروژه در آن انجام شده

ب- نوع مخزن/میدان از لحاظ دریایی یا خشکی بودن

ج- مقدار نفت درجا و اطلاعات مربوط به ابعاد مخزن/میدان

د- جایگاه مخزن/میدان مورد نظر در میان سایر مخازن/میدان کشور مورد نظر از لحاظ مواردی مثل مقدار نفت درجا و بزرگی مخزن/میدان و تأثیر آن بر تولید کشور

ه- سال کشف و آغاز تولید از مخزن/میدان

و- سال آغاز مطالعه، آغاز اجرا، مدت اجرا و تاریخ انتهای پروژه‌های چاه/مخازن هوشمند که در مخزن اعمال شده

ز- پروفایل تولید و تولید انباشتی نفت قبل و بعد از پروژه (در صورت نبود این اطلاعات، مقدار تولید نفت، در مقاطع ویژه‌ی عمر مخزن مانند زمان شروع اولین پروژه یا زمان توقف

احتمالی موقت تولید یا زمان‌هایی که مخزن با افت تولید ناگهانی روبرو شده و ...)

ح- جنبه‌های اهمیت مخزن و پروژه‌ی چاه/مخازن هوشمند

ط- شرکت یا شرکت‌های مشارکت کننده در توسعه‌ی مخزن  
ی- دستاوردهای پروژه شامل:

۱- مقدار افزایش بازیافت در نتیجه‌ی اعمال پروژه ۲- مقدار افزایش ضریب بازیافت در نتیجه‌ی اعمال پروژه ۳- مقدار افزایش نرخ تولید در مقطع ویژه مانند بیشترین نرخ، نرخ کنونی و نرخ شروع پروژه و ... ۴- روش‌های ویژه‌ی مورد استفاده در پروژه (تولید هم‌زمان از لایه‌های متوالی، تولید ترتیبی بهینه، روش فرازآوری خودکار، بهینه‌سازی تزریق و ...)

ک- مسائل اقتصادی مربوط به پروژه مانند:

۱- سرمایه‌گذاری اولیه ۲- هزینه‌های جاری پروژه از ابتدا تا انتها

۳- در آمد حاصل از تولید نفت اضافی ۴- سود خالص حاصل از اجرای پروژه ۵- هزینه‌ی بخش پژوهش یا مطالعات مربوط به پروژه

۶- برخی اقلام هزینه‌ای مهم مانند هزینه‌ی حفر چاه، هزینه‌ی ادوات درون‌چاهی، هزینه‌ی دستگاه‌های کنترلی و جمع‌آوری اطلاعات، هزینه‌ی تهیه‌ی مواد تزریقی و ...

ل- خصوصیات سیال مخزن شامل:

۱- درجه‌ی API ۲- گرانیوی نفت ۳- فشار اولیه، فشار اشباع، فشار در مقاطع ویژه‌ی عمر مخزن و شیب فشار سیالات مختلف موجود

در مخزن ۴- دمای مخزن و شیب دمایی آن ۵- نوع مخزن از لحاظ وجود کلاهیگ گازی اولیه و ثانویه و ... ۶- مقدار اشباع نفت در آغاز تولید از مخزن و مقاطع ویژه مانند شروع اولین پروژه ۷- نسبت گاز به نفت محلول اولیه و تولیدی در مقاطع ویژه

م- خصوصیات سنگ مخزن شامل:

۱- تخلخل (کل، مفید، شکاف و ...) ۲- تراوایی (ماتریس، شکاف، کل و ...) ۳- مقدار شکستگی مخزن و شدت آن ۴ ابعاد بلوک‌های مخزن (در صورت شکاف‌دار بودن) ۵- جنس سنگ مخزن

ن- اطلاعات زمین‌شناسی مخزن مانند:

۱- نوع تله‌ی نفتی، وجود گسل، لایه‌ای بودن و ... ۲- عمق مخزن ۳- ضخامت مخزن ۴- شیب لایه‌ها ۵- بررسی سفره‌ی آبهای زیرزمینی و کلاهیگ گازی در اطراف مخزن یا چسبیده به مخزن

ص- اطلاعات مربوط به چاه‌ها شامل:

۱- تعداد چاه‌های مخزن و نوع آنها از لحاظ تولیدی و تزریقی بودن در مقاطع ویژه ۲- تولید میانگین چاه‌ها در مقطع ویژه ۳- فاصله‌ی بین چاه‌ها، الگوی حفر و نوع آنها از لحاظ افقی، عمودی، انحرافی یا چندشاخه‌ای بودن

ع- مکانیزم تولید از مخزن شامل:

۱- مکانیزم‌های فعال در مخزن و اهمیت آنها ۲- آبدبه و مقدار فعالیت و اهمیت آن

ف- مراحل مدیریت مخزن و ریسک‌ها و ... (مسائل و مشکلات حادث شده و در حین پروژه و تصمیماتی که جهت مرتفع کردن آنها اخذ شده است)

س- تجزیه و تحلیل فنی پروژه‌های چاه/مخازن هوشمند دنیا

## ۵-۲- تدوین و به‌روزرسانی نقشه‌ی راه مطالعه‌ی روش‌های چاه/مخازن هوشمند

- ۱- شناسایی معیارها، الگوریتم‌ها و نرم‌افزارهای مختلف غربال‌گری روش‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند
- ۲- شناسایی روابط تجربی و نرم‌افزارهای مناسب جهت تخمین ضریب بازیافت اضافی حاصل از اعمال روش‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند
- ۳- شناسایی نرم‌افزارهای مختلف پیش‌بینی عملکرد مخزن در سناریوهای مختلف کنترلی چاه/مخازن هوشمند
- ۴- شناسایی ارقام اساسی هزینه‌ای و نیز نرم‌افزارهای غربال‌گری اقتصادی در هر روش چاه/مخازن هوشمند
- ۵- شناسایی تست‌های آزمایشگاهی استاندارد برای فرآیندهای مختلف کنترل چاه/مخازن هوشمند نظیر کنترل فعال، کنترل واکنشی، کنترل پیشگیرانه و...

۶- استخراج کلیدهای مرتبط با فرآیندهای مختلف چاه/مخازن هوشمند در نرم‌افزارهای تجاری

۷- شناسایی نحوه‌ی ارتباط متغیرهای استخراج شده از آزمایش‌های مختلف آزمایشگاهی با کلیدهای شبیه‌سازی این فرآیندها در شبیه‌سازهای تجاری موجود

۸- شناسایی نرم‌افزارهای مناسب برای شبیه‌سازی فرآیندهای مختلف چاه/مخازن هوشمند و شناسایی قابلیت‌ها و نقاط ضعف نسبی آنها

۹- شناسایی مسائل مربوط به اجرای روش‌های چاه/مخازن هوشمند در مقیاس پایلوت (راهنما) شامل انواع الگوها، اهداف، شیوه‌های پایش و آزمایش‌های مورد نیاز در چاه‌ها برای روش‌های مختلف کنترل چاه/مخازن هوشمند

۱۰- مذاکره و تعامل دائمی با دانشگاه‌ها و مراکز تحقیقاتی مختلف جهت تدوین و به‌روزرسانی نقشه‌ی راه مطالعه‌ی روش‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند

## ۵-۳- غربال‌گری فنی روش‌های چاه/مخازن هوشمند و تعیین اولویت‌ها برای هر مخزن

- ۱- به‌کارگیری الگوریتم‌های مختلف غربالگری فرآیندهای مختلف کنترل چاه/مخازن هوشمند برای مخازن هدف
- ۲- به‌کارگیری و ارزیابی نرم‌افزارهای تجاری غربال‌گری

## ۵-۴- تخمین ضریب بازیافت و پیش‌بینی عملکرد مخزن در روش‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند با مدل‌های ساده

- ۱- استفاده از روش‌های تجربی مناسب جهت تخمین ضریب بازیافت اضافی حاصل از اعمال روش‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند در مخازن تحت بررسی
- ۲- تهیه و استفاده از نرم‌افزارهای مناسب جهت تخمین ضریب بازیافت

از مخازن تحت بررسی برای روش‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند

- ۳- تهیه، به‌کارگیری و ارزیابی نرم‌افزارهای مختلف پیش‌بینی‌کننده‌ی عملکرد مخزن در فرآیندهای مختلف چاه/مخازن هوشمند

## ۵-۵- غربال‌گری اقتصادی روش‌های چاه/مخازن هوشمند

- ۱- تخمین هزینه‌های لازم برای ایجاد بستر مربوط به روش چاه/مخازن هوشمند
- ۲- تخمین هزینه‌های خرید ادوات درون‌چاهی چاه هوشمند
- ۳- تخمین هزینه‌های خرید تأسیسات کنترل مخازن هوشمند
- ۴- ارزیابی اقتصادی اولیه‌ی پروژه با توجه به هزینه‌ی تأسیسات و... و از طرفی در نظر گرفتن مقدار سودآوری با توجه به مقدار افزایش ضریب بازیافت

## ۵-۶- شبیه‌سازی مفهومی روش‌های چاه/مخازن هوشمند با استفاده از مدل‌های ساده

- ۱- استفاده از مدل‌های مکعبی جهت شبیه‌سازی فرآیندهای مختلف و تعیین شرایط بهینه (تعیین بهترین نوع کنترل شیرهای بازه‌ای، مناسب‌ترین سناریوی کنترل هوشمند و...)
- ۲- شناخت مکانیزم‌های مؤثر
- ۳- حساسیت‌سنجی متغیرهای مختلف
- ۴- تخمین پتانسیل تولید میدان

## ۵-۷- درخواست و پیگیری انجام آزمایش‌های مربوط به روش‌های چاه/مخازن هوشمند و کنترل کیفی نتایج

- ۱- تعریف پروژه‌های تحقیقاتی و آزمایشگاهی مورد نیاز و پاسخ به سؤالات مطرح شده در خصوص چاه/مخازن هوشمند، پیگیری، اجرا، جمع‌بندی و ارائه‌ی نتایج آنها
- ۲- استفاده از شرکت‌های دانش‌بنیان و نیز پروژه‌های تحصیلات تکمیلی دانشجویان دانشگاه‌های معتبر در زمینه‌ی انجام تست‌های آزمایشگاهی و شبیه‌سازی شده‌ی مربوط به روش‌های مختلف چاه/مخازن هوشمند

## ۵-۸- شبیه‌سازی روش‌های چاه/مخازن هوشمند در مقیاس واقعی با هدف پایلوت یا کل مخزن

## ۵-۹- آنالیز اقتصادی نتایج شبیه‌سازی روش‌های چاه/مخازن هوشمند

- ۱- تخمین هزینه‌های عملیاتی چاه/مخازن هوشمند
- ۲- تخمین هزینه‌های سرمایه‌گذاری
- ۳- محاسبه‌ی نرخ بازگشت سرمایه
- ۴- محاسبه‌ی مقدار ارزش خالص فعلی (با در نظر داشتن پایش آنالیز اقتصادی، فن‌آوری چاه/مخازن

هوشمند به نسبت مخازن مرسوم باید کلیات این فرآیند انجام شود)

## ۱۰-۵- ارائه برنامه توسعه مخزن بر مبنای استفاده از روش های چاه/مخازن هوشمند

### نتیجه گیری

■ فن آوری مخازن هوشمند کاربردهای فراوانی در میداین نفت و گاز دارد؛ به گونه ای که می توان با کاهش ریسک و استفاده از بیشترین توان مخزن جهت افزایش بازیافت نفت قدم برداشت. ■ در طرح توسعه میادین در خوش بینانه ترین حالات کمتر از ۲۰ درصد نفت درجا قابل تولید است. اما با استفاده از این روش که در کشورهای عربستان، آمریکا، کانادا و ... اجرایی شده می توان بیش از ۴۰ درصد نفت درجا را تولید کرد.

■ صرف نظر از پیچیدگی شرایط مخزن و وجود انواع عدم قطعیت ها، با توجه به وجود پتانسیل برقراری تولید ثابت و به دنبال آن کاهش هزینه ها، استفاده از فن آوری مخازن/میادین هوشمند می تواند در اکثر مخازن بسیار مؤثر باشد.

■ اگرچه فن آوری مخازن/میادین هوشمند نسبت به روش های مرسوم توسعه میادین هزینه های بیشتری دارد اما اجرای این فن آوری سبب افزایش بازیابی نفت و ارزش خالص پرداخت می شود.

■ پس از توسعه میادین هوشمند در میدان قوارعربستان، تولید آب از طریق سیستم گسل و شکاف موجود در مخزن به طور فوق العاده

کاهش یافته و تولید نفت افزایش یافت.

■ اجرای فن آوری نوین نیازمند صرف هزینه های فراوان، ریسک زیاد و زمان طولانی جهت یافتن چالش های اجرایی کردن آنهاست ■ با استفاده از تئوری آنالوژی و یافتن مخازن مشابه که در آنها از فن آوری میادین هوشمند استفاده شده می توان این روش را تجزیه و تحلیل کرد و در جهت کاهش ریسک های ذاتی آن برنامه ریزی نمود تا بتوان بدون صرف هزینه ای اجرا، چالش های مربوطه را تا حد امکان شناسایی کرده و جهت موفقیت آمیز بودن این فن آوری موانع را تا حدی برطرف نمود.

■ فن آوری میادین هوشمند می تواند به تولید پایدار از مخازن، افزایش بازیافت نفت، کاهش برش آب و کاهش هزینه های عملیاتی کمک کند.

### پیشنهادات

■ با هدف استفاده از فن آوری میادین هوشمند جهت حداکثر سازی بیشترین بهره وری از مخازن، بستر مناسب جهت اجرای این فن آوری ایجاد شود.

■ بررسی و شناخت چالش های موجود در اجرای فن آوری میادین هوشمند جهت ارائه نقشه راه افزایش بازیافت مخازن

■ پرورش نیروی انسانی جهت اجرایی کردن طرح میدان هوشمند در وزارت نفت و شرکت های تابعه آن

■ انجام مطالعات آزمایشگاهی و شبیه سازی مخازن هوشمند در مخازن نفت و گاز ایران جهت بررسی افزایش مقدمات بازیافت

### پانویس ها

- |                               |  |                                     |
|-------------------------------|--|-------------------------------------|
| 1. Babak.raji70@yahoo.com     | 6. Master Development Plan(MDF)          | 10. Maximum Reservoir Contact (MRC) |
| 2. Mostafa.feli@gmail.com     | 7. Telemetry                             | 11. Net Pay Value (NPV)             |
| 3. Improve Oil Recovery (IOR) | 8. Surface Controlled Reservoir Analysis | 12. Aquifer                         |
| 4. Auto Gas Lift              | System                                   | 13. Breakthrough                    |
| 5. Interval Control Valve     | 9. Management System                     | 14. Plate                           |

### منابع

- [1] Al-Kaabi, A.U., et al., Haradh-III: Industry's Largest Field Development With Maximum-Reservoir-Contact-Wells, Smart-Well Completions, and the iField Concept. SPE Production & Operations, 2008. 23(04): p. 444-447.
- [2] Satter, A., J.E. Varnon, and M.T. Hoang, Reservoir Management: Technical Perspective. 1992.
- [3] Aitokhuehi, I. and L.J. Durlofsky, Optimizing the performance of smart wells in complex reservoirs using continuously updated geological models. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2005. 48(3): p. 254-264.
- [4] Shuai, Y., et al. Using multiscale regularization to obtain realistic optimal control strategies. in SPE Reservoir Simulation Symposium. 2011. Society of Petroleum Engineers.
- [5] Gao, C.H., R.T. Rajeswaran, and E.Y. Nakagawa. A literature review on smart well technology. in Production and Operations Symposium. 2007. Society of Petroleum Engineers.
- [6] Yeten, B., et al., Decision analysis under uncertainty for smart well deployment. Journal of Petroleum Science and Engineering,



2004. 44(1): p. 175-191.
- [7] Yu, S., D. Davies, and D. Sherrard. The Modelling of Advanced" Intelligent" Well-An Application. in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2000. Society of Petroleum Engineers.
- [8] Durlofsky, L.J. and K. Aziz. Optimization of smart well control. in SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference. 2002. Society of Petroleum Engineers.
- [9] Moreno, J.C., et al. Optimized workflow for designing complex wells. in SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. 2006. Society of Petroleum Engineers.
- [10] Meum, P., et al. Optimization of smart well production through nonlinear model predictive control. in Intelligent Energy Conference and Exhibition. 2008. Society of Petroleum Engineers.
- [11] Alghareeb, Z., et al. Proactive optimization of oil recovery in multilateral wells using real time production data. in SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 2009. Society of Petroleum Engineers.
- [12] Al-Ghareeb, Z.M., Monitoring and control of Smart Wells, 2009, Stanford University.
- [13] Al-Khelaiwi, F.T., et al., Advanced wells: a comprehensive approach to the selection between passive and active inflow-control completions. SPE Production & Operations, 2010. 25(03): p. 305-326.
- [14] Gimre, J., Efficiency of ICV/ICD systems. 2012.
- [15] Lien, C.A., et al. Evaluation of a Smart Well System at the Saramacca Oil Fields: A Case Study. in SPETT 2012 Energy Conference and Exhibition. 2012. Society of Petroleum Engineers.
- [16] Collins, J.R. and E.B. Neubauer. The Agbami intelligent well: examples of active reservoir management. in SPE International Production and Operations Conference & Exhibition. 2012. Society of Petroleum Engineers.
- [17] Anderson, A., Y. Aubed, and H. Al-Sarrani. A Case Study of the World's First Maximum-Reservoir-Contact Well With Intelligent Well Systems and MultiPhase Flow Monitoring. in SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. 2007.
- [18] Saleri, N., S. Salamy, and S. Al-Otaibi, The expanding role of the drill bit in shaping the subsurface. Journal of petroleum technology, 2003. 55(12): p. 53-56.
- [19] Chacon, A., et al. Na Kika field experiences in the use of intelligent well technology to improve reservoir management. in International Petroleum Technology Conference. 2007. International Petroleum Technology Conference.
- [20] Akram, N., et al. Intelligent well technology in mature assets. in Offshore Europe. 2001. Society of Petroleum Engineers.
- [21] Stephen Dyer, et al., Intelligent Completions — A Hands-Off Management Style. (of Oilfield Review).
- [22] Al-Zahrani, R., et al. Intelligent Wells to Intelligent Fields: Remotely Operated Smart Well Completions in Haradh-III. in Intelligent Energy Conference and Exhibition. 2008. Society of Petroleum Engineers.
- [23] Al-zahrani, R.M. and A.A. Dashash. Moving Towards Sustainability: A 5 Year Production Engineering Experience with Intelligent Fields. in SPE Intelligent Energy International. 2012. Society of Petroleum Engineers.
- [24] Saleri, N.G., A. Al-Kaabi, and A.S. Muallem, Haradh III: a milestone for smart fields. Journal of Petroleum Technology, 2006. 58(11): p. 28-32.
- [25] Al-Kaabi, A.U., et al. HARADH-III: Industry's Largest Field Development Using Maximum Reservoir Contact Wells, Smart Well Completions and I-field Concept. in SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. 2007. Society of Petroleum Engineers.
- [26] Saleri, N.G., Learning Reservoirs: Adapting to Disruptive Technologies. Journal of petroleum technology, 2002. 54(03): p. 57-60.
- [27] Ali, Z., A.K. Al-Jasmi, and F. Qiu. Digital Oil Field Experience: An Overview and a Case Study. in SPE Digital Energy Conference. 2013. Society of Petroleum Engineers.
- [28] Rawding, J., B.S. Al-Matar, and M.R. Konopczynski. Application of intelligent well completion for controlled dumpflood in West Kuwait. in Intelligent Energy Conference and Exhibition. 2008. Society of Petroleum Engineers.
- [29] Glandt, C.A. Reservoir aspects of smart wells. in SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. 2003. Society of Petroleum Engineers.
- [30] Lau, H.C., et al. Intelligent internal gas injection wells revitalise mature SW Ampa Field. in SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference. 2001. Society of Petroleum Engineers.
- [31] Quttainah, R. and J. Al-Hunaif. Umm Gudair dumpflood pilot project, the applicability of dumpflood to enhance sweep & maintain reservoir pressure. in SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 2001. Society of Petroleum Engineers.
- [32] Sharland, P.R., et al., Arabian plate sequence stratigraphy. GeoArabia, Journal of the Middle East Petroleum Geosciences, 2013. 18(4)