

بررسی تغییرات فشارهای ساکن و کارایی پروژه تزریق گاز در مخزن آسماری - پابده یکی از میادین جنوب غرب ایران با استفاده از نرم افزار ArcGIS 9.2

سید احسان ابراهیمی^۱، بهمن سلیمانی^{۲*}

۱- کارشناسی ارشد زمین شناسی نفت، گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

۲- استاد گروه زمین شناسی نفت و حوضه های رسوبی، دانشگاه شهید چمران اهواز، اهواز، ایران

*soleimani_b@scu.ac.ir

دریافت مهر ۱۴۰۲، پذیرش مرداد ۱۴۰۳

چکیده

یکی از مهمترین ویژگی های مخزنی، فشار سیالات هیدروکربوری است که نقش بسیار مهمی در تولید روزانه و میزان بازیافت نهایی هیدروکربن ها دارد. از اینرو اطلاع از تغییرات فشار هر میدان در طول زمان در مدیریت و توسعه مخزن اهمیت بسزایی دارد. در مطالعه کنونی از داده های زیرسطحی مخزن آسماری-پابده در ۳۰ حلقه چاه یکی از میادین نفتی جنوب غرب استفاده گردید. در این تحقیق داده های زمین شناسی؛ پارامترهای پتروفیزیکی؛ سطوح تماس سیالات؛ تاریخچه تولید از مخزن؛ نقشه های هیدرودینامیکی؛ و نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR) در محیط نرم افزار ArcGIS، مورد بررسی قرار گرفت. با استفاده از نرم افزار ArcGIS فشار نفت در سطح میدان و در طول زمان برای سال های مختلف شامل دوره قبل و بعد از پروژه تزریق گاز، مورد بررسی قرار گرفت و مشخص شد که مخزن کربناته این میدان، دارای شکستگی فراوان است و با توجه به میزان شکستگی ها، گسترش آنها و نیز تخلخل و تراوایی، نقاط مختلف میدان دارای ارتباط سیالی بسیار خوبی با هم بوده و فشار سیالات در کل میدان تقریباً یکنواخت و تغییرات جزئی دارد. با توجه به مکانیزم رانش طبیعی میدان، افت فشار حاصل از تولید شدید بوده اما کارایی پروژه تزریق گاز در آن موفقیت آمیز بوده به نحوی که در حفظ فشار و افزایش بازیافت نفت بسیار موثر عمل نموده است. نیروی هیدرودینامیک مهمترین عامل مکانیسم جابجایی سیال برای استحصال هیدروکربن بوده و از مکانیسم های موثر با فاکتور بازیابی (Recovery Factor) بالاست. این نوع مطالعات می تواند ابزار مفید و قدرتمندی برای مدیریت تولید و توسعه و کنترل برداشت مخازن نفت و گاز باشد.

واژه های کلیدی: مخزن آسماری، بازیافت نفت، نقشه هیدرودینامیک، تزریق گاز، مکانیزم رانش، نرم افزار ArcGIS

۱- مقدمه

شبیه‌سازی مخزنی در ابتدا ابزاری در خصوص شناسایی مخازنی دارای وضعیت غیر عادی بعد از تولید بود. اولین شبیه‌سازی در دهه ۱۹۳۰، مدل‌های فیزیکی نظیر جعبه ماسه ای sand box با دیواره‌هایی شیشه‌ای جهت مشاهده جریان سیال بودند، و ابزار مقایسه جریان سیالی محسوب می شد که آنرا با توجه به جریان الکتریکی موجود مدل می کرد (برای درک مخروط شدن آب و افت در مخازن هموزن آبزده). از آن زمان تا کنون بعضی از این پارامترها تغییر کرده‌اند [۱۰]. شبیه‌سازی رقومی ابزاری برای مدیریت مخزن و در تمام مراحل فعالیت مخزن کاربرد دارد.

در طول سه دهه گذشته، با گسترش مدل سازی ژئوستازی و زمین‌شناسی، شبیه‌سازی مخزنی می‌تواند برای ارزیابی مدل‌های مخزنی بکار رود. امروزه جهت توسعه میدان، طراحی، محاسبات و جلوگیری از تصمیمات بیهوده، بکار می‌رود [۱۰]. در بهره‌برداری اولیه، نفت و گاز بر اثر مکانیزم‌های الف) انبساط سیال، ب) جابجایی سیال، ج) ریزش ثقلی، و د) نیروی موئینه‌ی دفاعی به سمت چاه‌های تولیدی رانده می‌شود [۱۹]. سه مکانیزم طبیعی در بازیافت شامل رانش گاز محلول، کلاهدک گازی و آب ممکن است به تنهایی و یا ترکیبی عمل نمایند. اما در نرخ بازیافت موثر هستند. بصورت میدانی، یکی از موثرترین ابزار بازیافت با حداکثر نرخ کارایی تولید، کنترل نرخ تولید نفت، گاز و آب است. مقدار اشباع آب اولیه SW_i^1 شدیداً بستگی به روش بکار برده شده و یا سنگ مخزن دارد [۲۴، ۲۹]. اما نفت تولید شده اساساً از زون نفوذپذیر و اشباع نفت باقی مانده Sor^2 به میزان SW_i بستگی ندارد [۱۳]. اشباع آب تقلیل ناپذیر در سنگ نفت دوست کمتر از ۱۵ درصد و در سنگ آب دوست بیش از ۲۰ درصد است [۱۵]. مقدار اشباع اولیه آب بستگی به اشباع آب غیر قابل کاهش مخزن دارد [۳۴]. با ضعیف تر شدن خواص مخزن، اشباع آب غیرقابل کاهش بیشتر می شود، بنابراین جریان گاز تحت تأثیر فشار آستانه قرار می گیرد [۳۵].

ارزیابی صحیح از پتانسیل یک ذخیره نفت و گاز از طریق داده‌های مخزنی موجود، با استفاده از محیط ArcGis مورد استفاده قرار می گیرد [۲۸، ۳۱، ۳۷]. این محیط نرم افزاری روند کاری اکتشاف و بهره‌برداری از یک حوضه را می‌تواند تقویت بخشد [۱۷]. ArcGis این امکان را فراهم آورده که سرعت به اطلاعات مورد نیاز دسترسی یافته، همچنین کارایی شرکت‌های نفتی را افزایش دهد. این تکنیک در اکتشاف نفت در آنالیز مخزن در رومانی [۱۴]، در ناحیه پوتوار پاکستان [۲۳]، برای برآورد هزینه‌ها و طراحی عملکردهای چندگانه میادین در خلیج مکزیکو [۲۷]، در مناطق آتلانتیک [۱۲، ۳۰]، در پروژه Salt Creek در امریکا با تزریق حدود ۱۲۵ میلیون فوت مکعب در روز [۴۱]، و در بازسازی داده‌های مکانی، مدیریت و تبیین داده [۴۰] استفاده شده است.

امروزه سیستم ArcGis یک تکنولوژی مفید برای رفع نیازهای سیستم مدل رقومی با استفاده از GIS را فراهم می‌سازد [۹]، [۱۶، ۳۳، ۴۲]. شاید مهمترین نقش ArcGis در یک منطقه، چگونگی کاربرد آن برای مدیریت تزریق باشد [۱۸]. تولید نفت

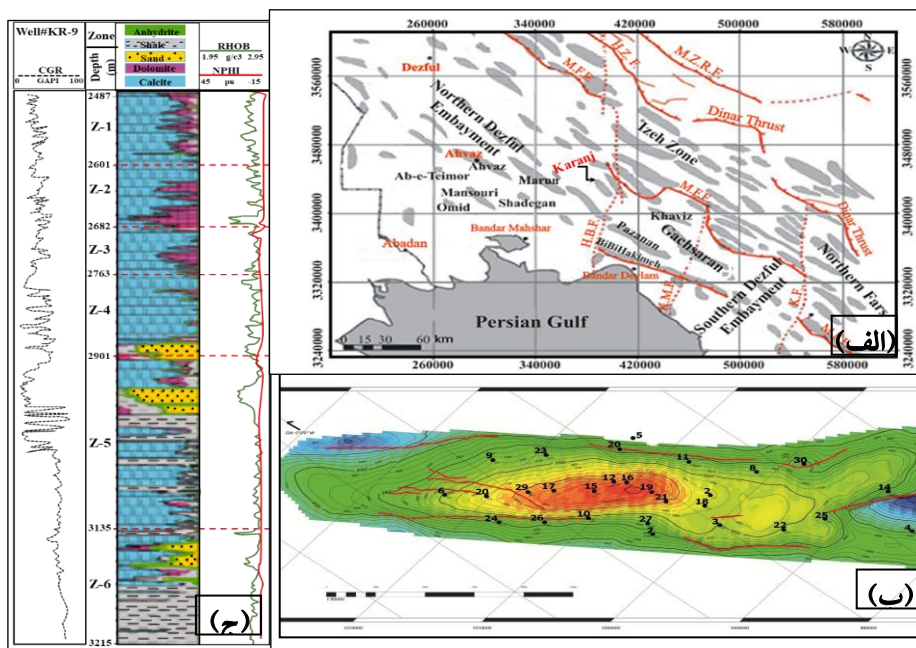
1 - initial water saturation

2- residual oil saturation

در اثر مخروطی شدن انحلال/گاز و در نتیجه افت سریع نفت مشخص می‌شود. کاربرد فرآیند تزریق مجدد نفت افت سریع را بواسطه افزایش نرخ نفت و نیز افزایش ذخیره برای حدود ۱/۵ سال بدنبال داشته است [۳۲]. وقتی یک مخزن نفتی غیر اقتصادی می‌شود، بعد از روش‌های اولیه و ثانویه، بیش از ۲/۳ نفت اولیه هنوز در مخزن است. بسیاری از روش‌های بازیافت نفتی پایه شیمیایی، در آزمایشگاه و میدان آزمایش می‌گردد. فاروق علی و توماس (۱۹۹۴) این روش‌ها را در آزمایشگاه و میدان مورد بررسی قرار دادند. در عملیات آزمایش میدانی روش‌های پلی‌مر، آلکانل و Misceller برای ۵۰ بار آزمایش، بررسی و در نتیجه جریان Misceller بالاترین بازیافت و در درجه دوم روش پلی‌مر را داشته است. روش آلکانل ناموفق بوده که دلایل عدم توفیق آن نیازمند تحقیقات بیشتر است [۲۲]. از اهداف مهم این مطالعه می‌توان به اثبات وجود یا عدم وجود شرایط هیدرودینامیکی تعیین مناطق دارای حداکثر پتانسیل بهره برداری و کاهش ریسک حفاری؛ ارائه راهکارهای مناسب در جهت نگهداری، تولید و توسعه اشاره نمود.

۲-میدان مورد مطالعه

مخزن میدان مورد مطالعه به صورت تاقدیسی نامتقارن (شکل ۱) و از نوع مخازن کربناته است و براساس خواص و جنس سنگ به ۱۸ لایه و زیر لایه تقسیم شده است [۶]. این میدان در ابتدا فاقد کلاهک گازی بود و در اثر تولید و افت فشار پس از مدتی دارای کلاهک گازی شد [۷]. تا سال ۱۳۷۱ فاقد روش‌های بازیافت ثانویه بود. اما از این سال به بعد در ستیغ مخزن، گاز تزریق گردید که در واقع روش بازیافت ثانویه از نوع گازی امتزاج ناپذیر است. با در نظر گرفتن تغییرات میزان تولید نفت همراه با تغییر فشار، می‌توان با توجه به آنها در مورد بخش بندی و زون بندی مخزن، میزان افت فشار در طول زمان و میزان تاثیر پروژه تزریق گاز در میدان و تاثیر آن در حفظ فشار نفت میدان، قضاوت کرد.



شکل ۱- الف- موقعیت میدان کرنج در فرو افتادگی دزفول [۳۸]، ب- نقشه همتراز تحت الارضی (UGC) میدان در راس سازند آسماری، ج- ستون چینه‌ای حاصل از نمودارهای پتروفیزیکی یکی از چاه‌ها.

۳- روش مطالعه

در این مطالعه پس از جمع آوری داده‌های میدانی در بازه زمانی قبل و بعد از تزریق، اطلاعات در محیط نرم افزاری ArcGis وارد شده و سپس نمودارهای خروجی با توجه به اختصاصات مخزنی مورد بررسی قرار گرفت. مبنای این مطالعه مبتنی بر داده‌های زیرسطحی سازند آسماری، تعداد ۳۰ حلقه چاه میدان نفتی کرنج است که با توجه به معیارهای اداره مطالعات مهندسی مخزن (فشار و سطح تماس سیالات)، میدان در غالب یک پهنه و بخش مورد بررسی قرار گرفت. مراحل انجام این تحقیق شامل: بررسی داده‌های زمین شناسی؛ بررسی پارامترهای پتروفیزیکی؛ بررسی سطوح تماس سیالات؛ بررسی تاریخچه تولید از مخزن؛ بررسی نقشه‌های هیدرودینامیکی؛ و بررسی نسبت گاز به نفت تولیدی (GOR^۳). داده‌های مذکور توسط نرم افزار ArcGIS، مورد استفاده قرار گرفت.

میدان مورد مطالعه تحت تاثیر الگوی همه روکرین (HCMF^۴) از سال ۱۳۶۸ تا سال ۱۳۸۷ و فرایند WAG^۵ قرار گرفته است. این مقاله تحول استراتژی تزریق همه روکرین را در بازه ذکرشده بررسی می‌کند. طراحی HCMF برای هر الگو با نسبت WAG برابر ۱، حداقل دامنه انحلال ۱۵٪ حجم تخلخل مفید هیدروکرین (CHCPV) و حداقل دامنه گازی معادل ۲۰٪ (CHCPV) بوده است. تحلیل این داده‌های اجرایی می‌تواند به به تحول پارامترهای طراحی HCMF و نحوه عملکرد تزریق برای هر الگوی خاص و زون مخزنی منجر شود [۲۶]. در مخازن کربناته، مشخص شده که تخلخل و تراوایی همواره دارای تناسب خطی نیستند، در عین حال فشار موئین، درصد اشباع سیال قانونمندی خاصی را در تناسب با درصد تخلخل از خود نشان نمی‌دهد. اندازه روزنه‌ها و منافذ و گسترش آنها در یک سنگ یکنواخت نیست، لذا به صراحت می‌توان گفت تخلخل در سنگ‌های کربناته عامل ناهمگنی است [۷].

فرآیند WAG جهت بازیافت پیشرفته سیالات نفتی با تزریق متناوب تحت فشار در چند چاه تزریقی بصورت سیال+گاز و تولید از چند چاه تولیدی صورت می‌گیرد. در نتیجه سیال نفتی توسط سیال و گاز تزریق شده جایگزین می‌شود. این فرآیند اساساً مستلزم انحلال گاز تحت فشار در سیالی خاص (بعد از تزریق) و استراحت فشار حاکم بر مخزن است، تا آنجاییکه برای تولید حباب گاز از طریق هسته‌بندی در حفرات انجام شده و برداشت نفت گیر افتاده در حفرات سنگ موثر است. کاربرد این فرآیند اساساً نرخ بازیافت نفت را در طول فرآیندهای نوع WAG افزایش می‌دهد [۱۱]. راجرز و گریگ [۳۶] نشان دادند که نسبت WAG به شدت به ترشوندگی مخزن و در دسترس بودن گاز تزریق شونده بستگی دارد. هنگامی که نسبت WAG بالا باشد، ممکن است باعث به دام افتادن نفت توسط مسدود کردن آب شود یا در بهترین حالت ممکن است اجازه تماس کافی با نفت حلال را ندهد و باعث شود عملکرد تولید مانند سیلاب رفتار کند. از سوی دیگر، اگر نسبت WAG بسیار کوچک باشد، گاز ممکن است کانال شود، و عملکرد تولید به عنوان یک سیل گاز رفتار کند. فشار به سرعت کاهش یافته، منجر به پیشرفت زود هنگام گاز و کاهش زیاد در نرخ تولید می‌شود. برای یافتن نسبت WAG بهینه، انجام تحلیل حساسیت، پیشنهاد روابط مختلف نسبت WAG برای مطالعه اثر آن بر بازیافت نفت، ضروری است.

^۳ - gas oil ratio

^۴ - Hydrocarbon miscible flood

^۵ - Water-Alternating-Gas

فرآیند بازیافت نفت از سازندهای شکافدار مستلزم تغییر درجه ترشوندگی^۶ سازند، بویژه در سطح تماس شکستگی و ماتریکس سنگ است. این موضوع توانایی سیال تزریقی در شکستگی و جایگزین شدن بجای نفت را افزایش می‌دهد. وقتی در حالت سازند نفت‌دار آب‌دوست^۷ شکافدار بکار می‌رود، فرآیند شامل مراحل تزریق سیال (برای تبدیل سازند شکاف‌دار از آب‌دوست به نفت‌دوست^۸؛ تماس سازند شکافدار نفت‌دوست با عامل آبی (وقتی در سطح تماس شکستگی/ماتریکس تزریق می‌شود)؛ تزریق حلال امتزاجی^۹ نفتی؛ و بازیافت نفت است. این فرآیند برای سازند نفت‌دار شکافدار نفت‌دوست نیز کاربرد دارد [۲۰].

تولید یا بازیافت اولیه هیدروکربن از مخازن با استفاده از انرژی طبیعی صورت می‌گیرد. در صورت فقدان سفره‌ی آبی و یا سیالی تزریقی، تولید عمدتاً با انبساط سیال صورت می‌گیرد. در صورتی که شار آب ورودی از سفره‌ی آبی وجود داشته باشد یا بجای آن آب به درون چاههای انتخابی تزریق شود، بازیابی با سازوکار جابجایی صورت می‌گیرد که ممکن است توام با سازوکار ریزش ثقلی یا موئینه دافعی باشد. گاز نیز که سیال جابجا کننده است، به منظور کمک به بازیابی نفت و یا سیالات گازی میعانی به چاهها تزریق می‌شود [۱۹]. هدف اصلی از این فرایندها حفظ فشار مخزن است. تا پیش از کاهش فشار به نقطه‌ی حباب، تولید بر اثر انبساط مایع (نفت و آب همزاد) و تراکم‌پذیری سنگ صورت می‌گیرد. پایین‌تر از فشار نقطه‌ی حباب، انبساط آب همزاد و تراکم‌پذیری سنگ ناچیز بوده و به تدریج تولید نفت در نتیجه‌ی انبساط فاز گاز صورت می‌پذیرد. وقتی درجه‌ی اشباع گاز به حد بحرانی می‌رسد، گاز آزاد شده جریان حاصل می‌کند. در مقادیر نسبتاً پایین درجه‌ی اشباع گاز، پویایی گاز، k_g / μ_g ، افزایش و پویایی نفت، k_o / μ_o ، کاهش می‌یابد. در نتیجه، نسبت گاز به نفت افزایش یافته و بازیابی نفت تا ۵-۲۵ درصد پایین می‌آید [۱۹]. در بسیاری از مخازن، ممکن است چندین سازوکار بازیابی به طور همزمان وارد عمل شود، ولی عموماً یک یا دو سازوکار بر بقیه برتری دارند. در تمام دوره بهره‌برداری از مخزن، ممکن است این برتری به طور طبیعی یا به دلیل عملیات برنامه‌ریزی شده، از سازوکاری به سازوکار دیگر منتقل شود. در هر برنامه حفظ فشار (بازیابی ثانویه) بازده استخراج کل (E) در هر فرآیند جابجایی، از حاصل ضرب بازده جابجایی میکروسکوپی یا حجمی $E_v(N)$ در بازده جابجایی میکروسکوپی (E_d) به دست می‌آید [۱۹]:

$$E = E_v E_d$$

۴-۱ اختصاصات مخزن مورد مطالعه

به طور کلی مخزن آسماری — پابده میدان مورد مطالعه به شش لایه زمین شناسی و هجده زیر لایه تقسیم شده است. البته از ۴ زیر زون زون ۵ در سازند پابده، دو زیر زون اولیه (۵-۱ و ۵-۲) متعلق به بخش تدریجی آسماری/پابده و ۲ زیر زون دیگر صرفاً متعلق به سازند پابده می‌باشد. شکل ۱-ج ستون چینه‌ای مخزن آسماری در یکی از چاههای مورد مطالعه را نشان می‌دهد. اختصاصات پتروفیزیکی زونهای مختلف مخزن آسماری-پابده در جدول ۱ آورده شده است.

زون ۱- این زون در بر گیرنده سازند آسماری فوقانی بوده که مرز بالائی آن پوش سنگ (بخش ۱ سازند گچساران) و مرز پایینی آن زون ۲ مخزن می‌باشد و به ۴ زیر لایه تقسیم گردیده است. عمدتاً از دولومیت و آهکهای دولومیتی یا تناوبی از میان

6 - wettability

7 - water wet

8- oil wet

9- miscible

لایه‌های آهک و گرهک‌های انیدریتی تشکیل شده است. بیشترین میزان دولومیت‌ها در مرکز میدان بوده که بطرف شمال غرب میدان کاهش می‌یابد. ضخامت متوسط چینه‌ای این زون در نیمه شمال غربی میدان حدود ۱۰۰ متر و در نیمه جنوب شرقی آن تقریباً ۹۰ متر می‌باشد که می‌توان میانگین ضخامتی معادل ۹۵ متر را برای کل میدان در نظر گرفت. افزایش ضخامت چینه‌ای این زون از جنوب به طرف شمال میدان است. این زون در چاه‌های شماره ۱۲ و ۱۵ بدلیل وجود گسل نرمال دستخوش کاهش ضخامت گردیده و بترتیب ۶۰ متر و ۳۰ متر حذف شدگی در آنها دیده می‌شود. وجود این گسل هیچگونه مانع ارتباطی بین چاه‌ها بوجود نیاورده است. بیشترین ضخامت چینه‌ای خالص این زون در مرکز میدان در حدود ۹۰ متر بوده که بطرف دماغه‌های شرقی و غربی کاهش می‌یابد. این کاهش بطرف دماغه غربی به ۶۰ متر و بطرف دماغه شرقی به حداقل ۳۰ متر می‌رسد.

زون ۲- این زون معادل آسماری میانی بوده و بین زیر زون‌های ۴-۱ و ۳-۱ قرار دارد و به ۴ زیر لایه مخزنی تقسیم شده است. این زون عمدتاً از سنگ آهک دولومیتی و دولومیت‌های آهکی تشکیل شده است که میزان دولومیتی بودن آن از زون ۱ کمتر است یکی از خصوصیات بارز این زون متراکم تر بودن سنگ مخزن نسبت به زون‌های قبل و بعد از آن است. ضخامت متوسط چینه‌ای این زون در نیمه شمالی میدان حدود ۷۲ متر و در نیمه جنوبی حدود ۵۸ متر است که برای کل میدان می‌توان میانگینی در حدود ۶۵ متر در نظر گرفت. افزایش ضخامت چینه‌ای این زون از جنوب میدان بطرف شمال است (از حداقل ۵۰ متر به حد اکثر ۸۰ متر). بیشترین ضخامت چینه‌ای خالص در نیمه شمالی میدان در حدود ۷۰ متر است که با یک روند کاهشی به سمت غرب (بال جنوبی) به حداقل ۳۰ متر می‌رسد. در نیمه جنوبی میدان حداکثر ضخامت چینه‌ای خالص حدود ۴۰ متر در حوالی چاه ۱۸ می‌باشد. که تدریجاً به طرف شرق و دماغه شرقی کاهش یافته و به حداقل ۲۰ متر می‌رسد. میانگین ضخامت چینه‌ای خالص برای این زون در نیمه شمالی میدان ۴۵ متر و در نیمه جنوبی میدان ۳۰ متر می‌باشد.

جدول ۱- اختصاصات پتروفیزیکی زونهای مختلف مخزن آسماری-پایده میدان مورد مطالعه

Zone 1							
Water Saturation	Gross porosity	Net porosity	net/gross	Gross thickness	Net thickness	Hydrocarbon column	Well no
28.05	8.34	9.05	0.86	89.3	77	5.1	3
37.7	9.21	10.17	0.61	113.9	69.9	4.5	9
29.95	7.45	11.85	0.38	45.1	17.1	2.8	12
41.17	7.98	14.93	0.25	100	24.4	2.3	14
18.22	12	15.24	0.72	98	70.2	8.7	28
Zone 2							
40.43	3.51	6.4	0.3	44.3	13.4	0.6	3
33.72	8.15	9.1	0.76	80.9	62.2	3.9	9
27.12	7.72	11.56	0.55	79.8	39	3.4	12
39.82	5.18	11.85	0.07	71.1	5	.4	14
16.25	8.7	12.83	0.6	73	43.8	4.9	28
Zone 3							
-	-	-	-	-	-	-	3
35.26	6.46	11	0.3	86	25.7	2	9
31.9	9.15	13.9	0.54	86.9	47.2	4.7	12
40.7	1.9	9.9	0.01	47.8	0.6	0	14
17.63	6.45	10.48	0.47	71.9	33.8	2.9	28
Zone 4							
-	-	-	-	-	-	-	3
45.6	2.1	7.1	0.009	132.9	1.2	1	9
30.7	4.56	12.85	0.32	122	38.4	3.6	12

40.1	5.8	12.8	0.018	97.2	1.7	0.1	14
14.06	5.8	10.57	0.43	156.1	66.6	6.2	28
Zone 5							
-	-	-	-	-	-	-	3
40.8	5.05	12.86	0.084	233.9	19.6	1.6	9
31.5	4.35	16.83	0.05	240.9	11.9	1.4	12
-	-	-	-	-	-	-	14
38.5	3.56	12.61	0.047	238	11.1	0.9	28
Zone 6							
-	-	-	-	-	-	-	3
23.6	8.9	9.1	0.966	80	77.3	5.4	9
27.8	5.4	7.2	0.509	86	43.7	2.3	12
-	-	-	-	-	-	-	14
18	8.9	12.4	0.588	144	84.7	8.6	28

زون ۳- این زون معادل نیمه فوقانی آسماری تحتانی بوده و بین زیر لایه‌های ۴-۲ و ۴-۱ قرار دارد و به سه زیر لایه مخزنی تقسیم شده است. به طور کلی میزان دولومیت در این لایه کاهش یافته و در ناحیه غرب میدان لایه‌های ماسه سنگ نیز در آن مشاهده می‌شود. این زون به طور عمده از سنگ‌های آهکی با درصد‌های متفاوتی از دولومیت با دانه بندی ریز تا متوسط در سرتاسر میدان تشکیل شده است. در ناحیه مرکزی میدان مقدار سنگ‌های آهکی نرم و سست بیشتر بوده و به طرف غرب میدان لایه‌های متناوب ماسه سنگ و سنگ‌های آهکی کمی رسی به وفور دیده می‌شود. ضخامت چینه‌ای این زون از طرف جنوب به طرف شمال میدان افزایش یافته و از کمتر از ۶۰ متر در ناحیه شرقی یال جنوبی به بیش از ۸۰ متر در ناحیه مرکزی یال شمالی می‌رسد. میانگین ضخامت این لایه در کل میدان حدود ۷۰ متر است.

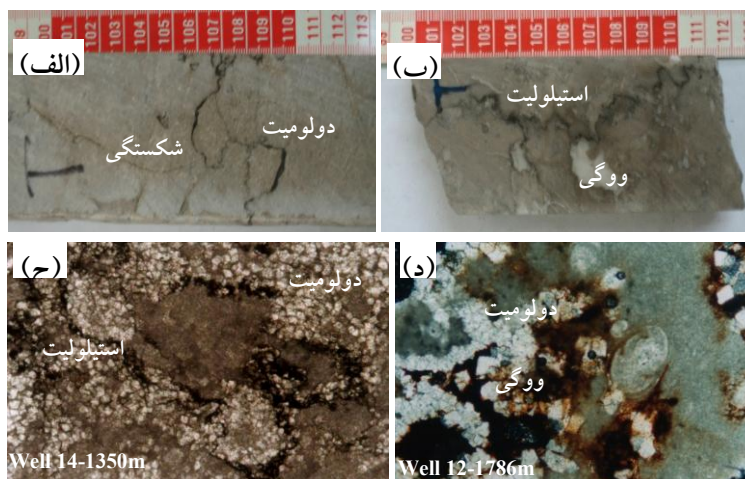
زون ۴- این زون آخرین زون سازند آسماری بوده که مرز بالایی آن زیر لایه ۳-۳ و مرز پایینی آن سازند پابده می‌باشد. از مشخصات عمده این زون افزایش لایه‌های پلمه سنگی در قاعده آن است. این زون به ۳ زیر لایه مخزنی تقسیم می‌شود. این لایه به طور عمده از سنگ‌های آهکی و آهک‌های دولومیتی و آهک‌های رسی با لایه‌های شیل تشکیل شده است. کربنات‌های موجود در این زون غالباً متراکم بوده و در دماغه‌های شرقی و غربی همراه با لایه‌های ماسه سنگی می‌باشد. ضخامت چینه‌ای این زون از طرف یال جنوبی به طرف یال شمالی و دماغه غربی میدان افزایش یافته و از حداقل ۹۰ متر به بیش از ۱۵۰ متر می‌رسد. میانگین این ضخامت برای کل میدان ۱۲۰ متر است.

زون ۵- حد فوقانی این زون معمولاً شروع مرز تدریجی بین سازند آسمازی و پابده بوده و حد پایینی آن قاعده بخش آهک‌های رس دار می‌باشد زیر زون‌های ۱ و ۲ این زون عمدتاً از تناوب شیل و آهک تشکیل یافته و زیر زون ۳ آن منحصرراً در بر گیرنده آهک‌های رس دار است. زیر زون‌های ۱ و ۲ این زون شامل تناوبی از شیل و مارن‌های آهکی خاکستری رنگ- سیلتی گاهی ماسه‌ای با لایه‌هایی از سنگ آهک‌های نسبتاً متراکم قهوه‌ای، گاهی دولومیتی و آهک‌های خاکستری ماسه‌ای است. بر اساس اطلاعات حاصل از دو حلقه چاه (۹ و ۱۲) متوسط ضخامت چینه‌ای این زون ۲۲۵ متر برای کل میدان در نظر گرفته شده است. این زون اگرچه در چاه شماره ۲ نیز حفاری شده ولی بدلیل مانده گذاری و سیمان‌کاری بخشی از آن فاقد نمودارگیری کافی ارزیابی مخزن است. لذا ضخامت متوسط چینه‌ای زون ۵ در این چاه تقریباً برابر با ضخامت چینه‌ای چاه شماره ۱۲ تخمین زده می‌شود.

زون ۶- این زون که باقیمانده سازند پابده را در بر می‌گیرد، بطور کامل زون بندی نگردیده و بدلیل کم اهمیت بودن نقش آن در مخزن پارامترهای مخزنی از قبیل ضخامت چینه‌ای کل، ضخامت چینه‌ای خالص، نسبت ضخامت چینه‌ای خالص به

بررسی تغییرات فشارهای ساکن و کارایی پروژه تزریق گاز در مخزن آسماری...

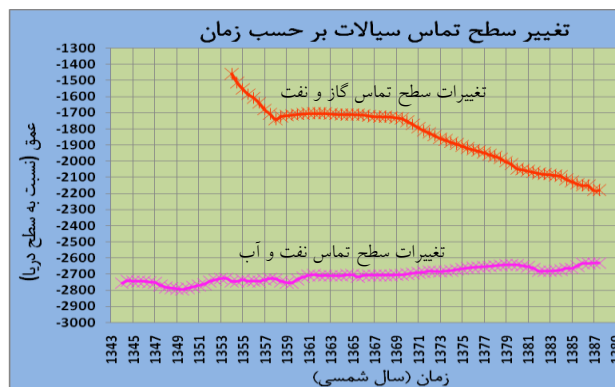
ناخالص، درصد تخلخل مفید و درصد اشباع آب اندازه‌گیری و محاسبه نشده و فقط بخش فوقانی آن که در ارزیابی‌های پتروفیزیکی نفت‌دار معرفی گردیده تحت عنوان زیر زون ۶-۱ مورد مطالعه قرار گرفته است. با بررسی نمونه‌های مغزه و مقاطع نازک آشکار شد که مخزن بشدت ناهمگن و تحت تاثیر فرایندهای مختلف دیاژنزی نظیر دولومیتیزاسیون، انحلال فشاری و شکستگی قرار گرفته است (شکل ۲).



شکل ۲- نمونه‌های انتخابی از (الف و ب) مغزه و (ج و د) مقاطع میکروسکوپی

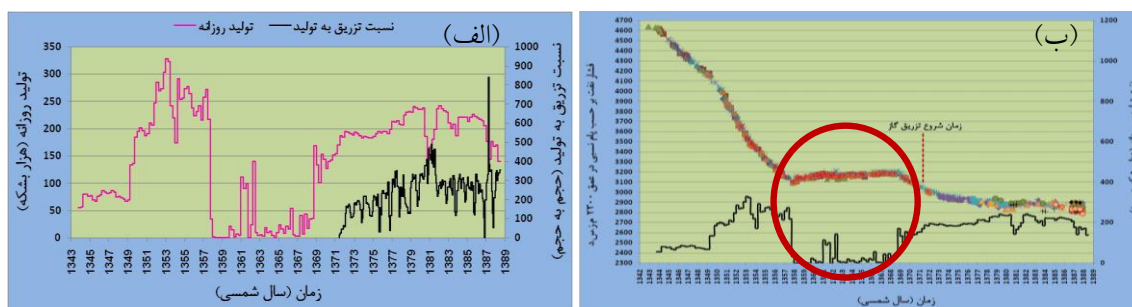
بررسی تغییر سطح همبری نفت و گاز و آب (شکل ۳) نشان می‌دهد که این سطح به سرعت بسمت پایین مخزن روبه گسترش است و ضخامت کلاهک در اثر تولید به شدت افزایش یافته است. با توجه به عمق ستیغ مخزن که در ۱۱۰۰-م.ز.س.د قرار دارد، در حال حاضر ضخامت بخش کلاهک گازی بیش از ۱۰۸۰ متر است. بیشترین میزان جابجایی سطح تماس، به همبری نفت و گاز برمی‌گردد و تغییر سطح تماس آب و نفت در مقایسه با سطح تماس نفت و گاز بسیار کم است و در حدود ۱۰/۳ درصد کل جابجایی را به خود اختصاص می‌دهد (شکل ۳).

در حال حاضر ضخامت ستون نفت ۴۵۲ متر است که بیشترین کاهش ضخامت از سمت همبری نفت و گاز است که ۸۹/۷ درصد جابجایی کل را شامل می‌شود. این جابجایی شدید می‌تواند دلیلی بر تاثیر بیشتر رانش کلاهک گازی نسبت به رانش آبران باشد. از شهریور ماه ۱۳۷۱ تاکنون، در این میدان جهت حفظ و افزایش فشار نفت، گاز در کلاهک گازی میدان (امتزاج ناپذیر immiscible) تزریق می‌شود. این عمل نیز در افزایش ضخامت کلاهک گازی می‌توانسته مزید بر علت باشد و سرعت گسترش آنرا تسریع بخشد.



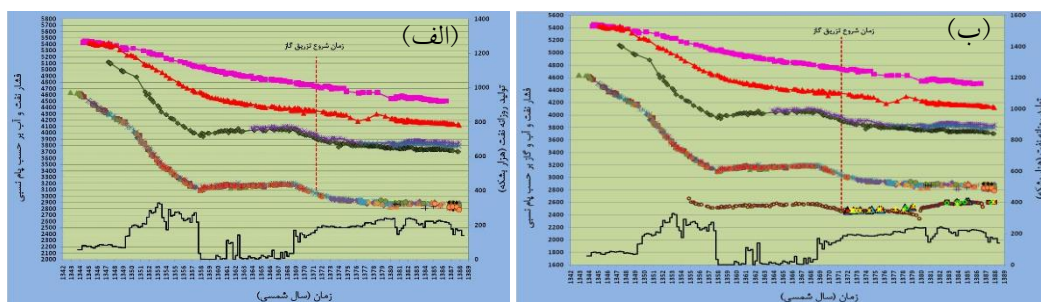
شکل ۳- تغییر سطح سیالات مخزن با گذشت زمان تحت تاثیر تولید

برنامه تزریق گاز امتزاج ناپذیر در میدان در افزایش فشار نفت چندان موثر نبوده و بیشتر در حفظ فشار موجود و کاهش روند کاهشی فشار نفت میدان موثر بوده است. فشار نفت در کل میدان مشابه بوده و میزان کاهش آن تقریباً در تمامی چاه ها مشابه و چاهها تبعیت خوبی را با هم نشان داده و روند یکسانی را نشان می دهند (شکل ۴). این موضوع می تواند نشان دهنده ارتباط بسیار خوب در میدان باشد که سبب ایجاد یک مخزن خوب با تولید بالا شده است. افت فشار نفت مخزن آسماری میدان، به ازای یک میلیون بشکه تولید نفت، $0/8$ PSI بوده است (شکل ۵). این مقدار در برابر $0/1$ PSI افت فشار در مخزن آسماری میدان نفتی اهواز [۳] با هیدرودینامیک بسیار قوی، مقدار قابل ملاحظه ای می باشد.



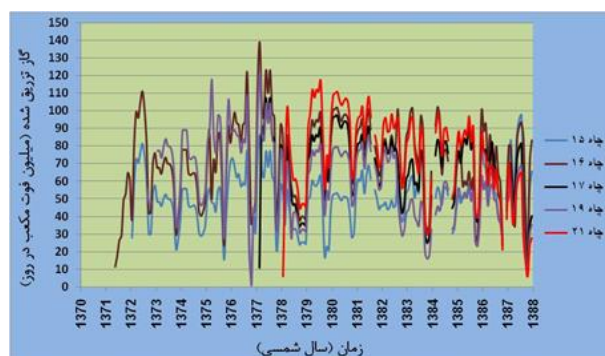
شکل ۴- (الف) تولید روزانه و نسبت تزریق گاز به تولید نفت و (ب) تغییرات فشار نفت مخزن در مقابل نفت تولیدی

فشار گاز میدان علاوه بر تولید تحت تاثیر تزریق گاز نیز می باشد. تزریق گاز در حفظ فشار نفت و افزایش نسبی فشار گاز میدان موثر بوده است. از نکات جالب توجه این است که با وجود تفاوت در میزان گاز تزریقی در میدان (شکل ۶)، فشار گاز اندازه گیری شده در چاه های مختلف به هم نزدیک می باشند. این موضوع دلیل دیگری برای ارتباط خوب مخزن میدان است. این ارتباط خوب یکی از مهمترین دلایل تولید بالای میدان است.



شکل ۵- (الف) فشار نفت و آب مخزن آسماری میدان و میزان ارتباط آنها با هم و (ب) فشار گاز و سایر سیالات همراه با

نمودار تولید روزانه



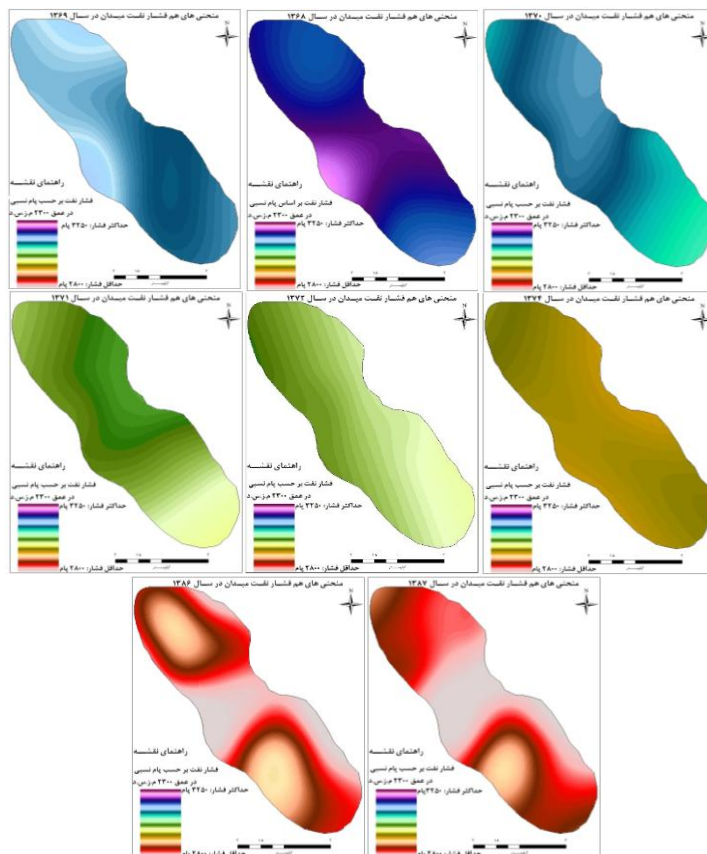
شکل ۶- تزریق روزانه گاز در میدان بر حسب زمان

۴-۲ بررسی تغییرات فشار ساکن نفت در میدان مورد مطالعه -

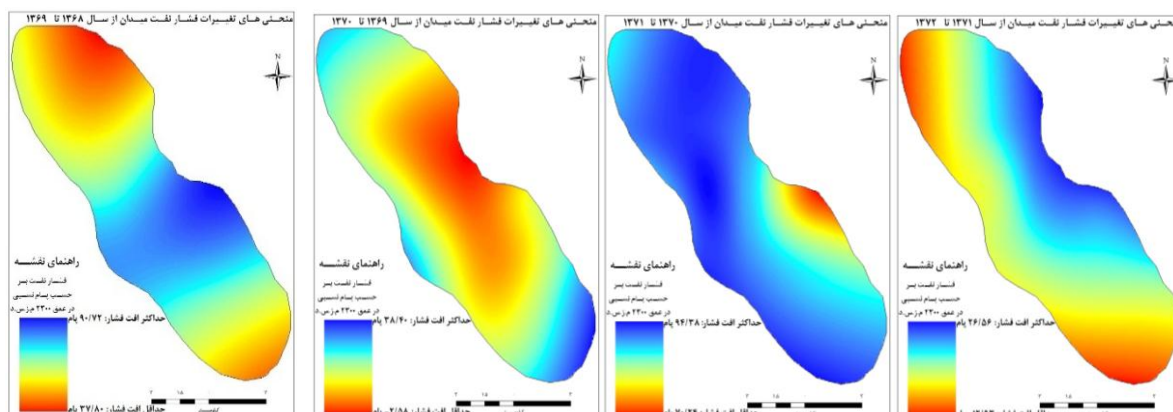
بررسی تغییرات فشار (بر حسب پوند بر اینچ مربع (پام) نفت میدان در نقاط مختلف آن (شکل ۷) در طی سالهای مختلف نشان می‌دهد که اختلاف فشار نفت در نقاط مختلف میدان بسیار کم و مشابه است و مخزن با وجود کربناته بودن (که عموماً خصوصیات پتروفیزیکی شدت متغیر است) و تخلخل پایین ماتریکس آسماری با متوسط ۸٪ و تراوایی کم [۱]، دارای ارتباط بسیار خوبی است و فاقد نقاط مستقل فشاری می‌باشد، که نشان از وجود شبکه‌های شکستگی بسیار وسیع و ارتباط بسیار خوب آن‌ها که کل میدان را متاثر نموده است. این موضوع سبب نزدیکی فشار نقاط مختلف میدان به هم شده و کل مخزن بصورت یک بخش عمل می‌کند. برای رسم منحنی‌های هم‌فشار، از راهنمای فشار یکسانی استفاده شد تا نمودار تغییرات سال‌های مختلف با یکدیگر قابل مقایسه باشد و اصطلاحاً دارای یک مبنای مشترک باشند.

۴-۳ بررسی تغییرات فشار بر اثر تولید و تاثیر پروژه تزریق گاز -

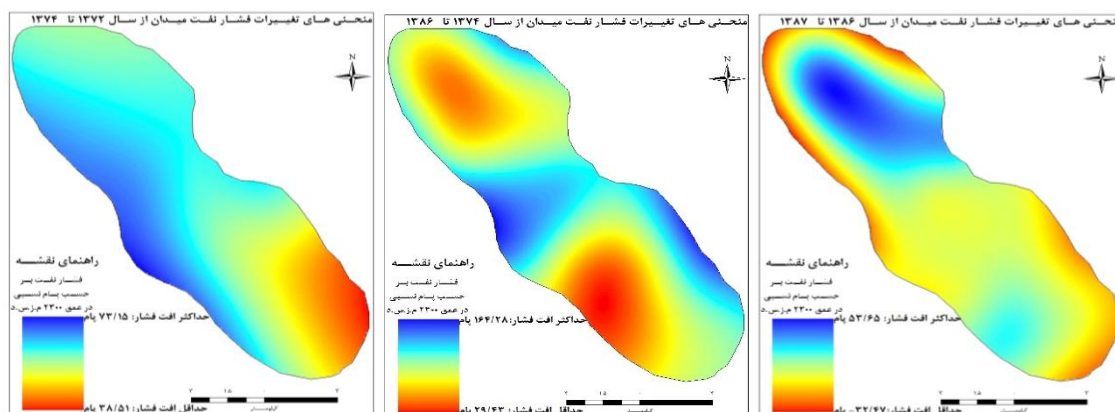
بررسی روند تغییر فشار در اثر تولید نفت، نشان دهنده کاهش شدید فشار نفت است (شکل ۸)، اما پس از آغاز پروژه تزریق گاز از شدت این روند کاهشی، به میزان قابل توجهی کاسته شد (شکل ۹). در بررسی تغییرات فشار نفت در طول زمان باید میزان تولید نفت نیز در نظر گرفته شود. برای سالهای قبل از پروژه تزریق گاز از نمودار میزان تولید (شکل ۱۰-الف) استفاده شده و برای سالهای بعد از پروژه تزریق، از نسبت تزریق گاز به تولید نفت (شکل ۱۰-ب) استفاده شده است تا بتوان دموارد تغییرات فشار قضاوت کرد.



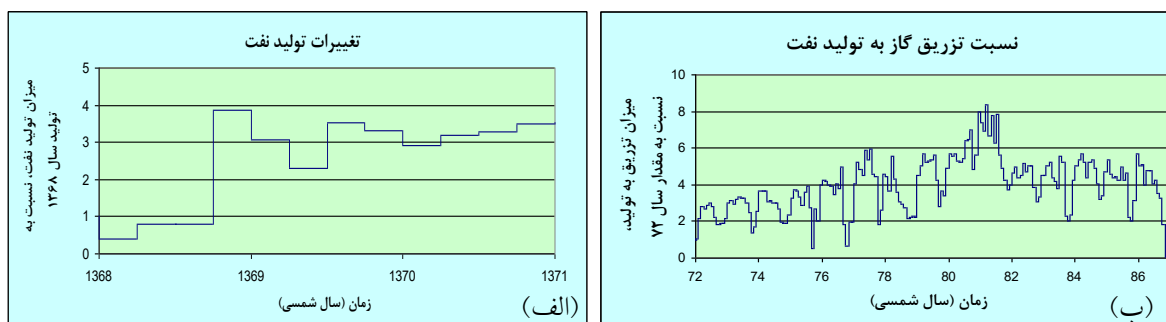
شکل ۷ - تغییرات فشار نفت میدان در بازه میدانی ۱۳۶۸ الی ۱۳۸۶



شکل ۸- تغییرات فشار نفت میدان (قبل از تزریق گاز)



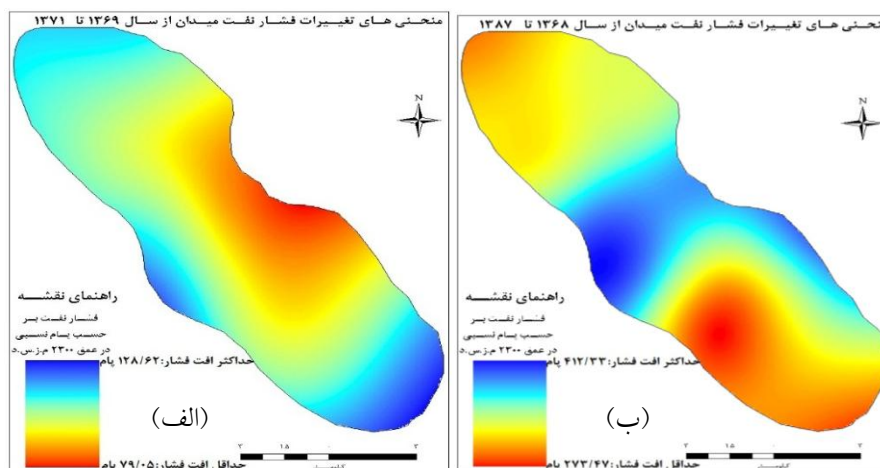
شکل ۹ - تغییرات فشار نفت میدان از سال ۱۳۷۲-۱۳۷۴ (بعد از تزریق گاز)



شکل ۱۰- (الف) میزان تولید نفت از میدان نسبت به سال ۱۳۶۸ و (ب) نسبت تزریق گاز به نفت تولیدی، نسبت به سال ۷۲

تا سال ۱۳۷۱ میدان فاقد پروژه تزریق گاز بوده است و مشاهده می شود که میزان افت فشار نفت شدید بوده بطوری که در شکل ۵ دیده می شود، افت فشار نفت قبل از تزریق گاز شدید بوده اما پس از تزریق گاز در بازه زمانی مشابه، افت فشار بسیار کمتری صورت گرفته است. اختلاف تغییرات فشار سال ۱۳۷۲ نسبت به سال ۱۳۷۱ نشان دهنده کاهش افت فشار نفت است و حتی در برخی از نقاط میدان سبب افزایش فشار (به میزان حدوداً ۱۳ پام شده است)

و در مجموع سبب کاهش شدت افت فشار نفت میدان گردیده است. منحنی تغییرات کل فشار نفت (از سال ۱۳۶۸ تا سال ۱۳۸۷) نیز رسم شده (شکل ۱۱)، که مشاهده می‌شود که پروژه تزریق گاز سبب جبران مقدار زیادی از افت فشار شده و روند شدید افت فشار نفت، کاهش یافته است. میزان تاثیر عملیات افزایش بازیافت بطور خلاصه در جدول ۲ آمده است.



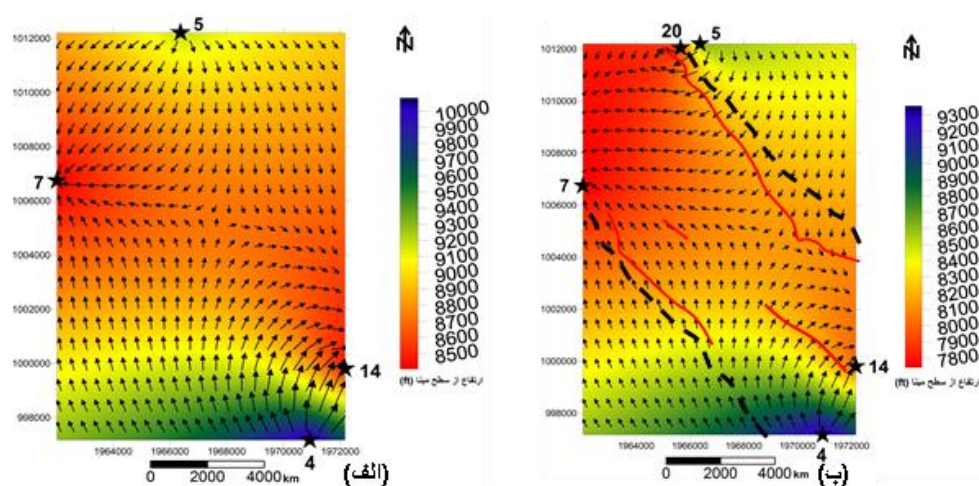
شکل ۱۱- تغییرات فشار نفت (الف) در اثر تولید، قبل از پروژه تزریق گاز (از ۱۳۶۹ تا ۱۳۷۱) و (ب) از سال ۱۳۶۸ تا ۱۳۸۷ (قبل و بعد از تزریق گاز)

جدول ۲- مقایسه میزان افت متوسط ماهانه فشار نفت، در سالهای مختلف

توضیحات	متوسط افت فشار ماهانه بر حسب پام	متوسط افت فشار بر حسب پام (پوند بر اینچ مربع)	مدت بر حسب ماه	بازه زمانی
فاقد تزریق گاز	۴/۷	۶۴/۵	۱۴	۱۳۶۸-۱۳۶۹
فاقد تزریق گاز	۴/۵	۱۸	۴	۱۳۶۹-۱۳۷۰
فاقد تزریق گاز	۴/۴	۸۲/۴	۱۹	۱۳۷۰-۱۳۷۱
آغاز تزریق گاز	۳/۴	۶/۸	۲	۱۳۷۱-۱۳۷۲
تزریق گاز	۲/۱	۵۵/۸	۲۷	۱۳۷۲-۱۳۷۴
بیشترین میزان تزریق گاز	۰/۶۵	۹۷	۱۵۰	۱۳۷۴-۱۳۸۶
تزریق گاز	۲/۲	۱۱	۵	۱۳۸۶-۱۳۸۷
شامل قبل و بعد از تزریق گاز	۱/۶	۳۴۳	۲۲۱	۱۳۶۸-۱۳۸۷

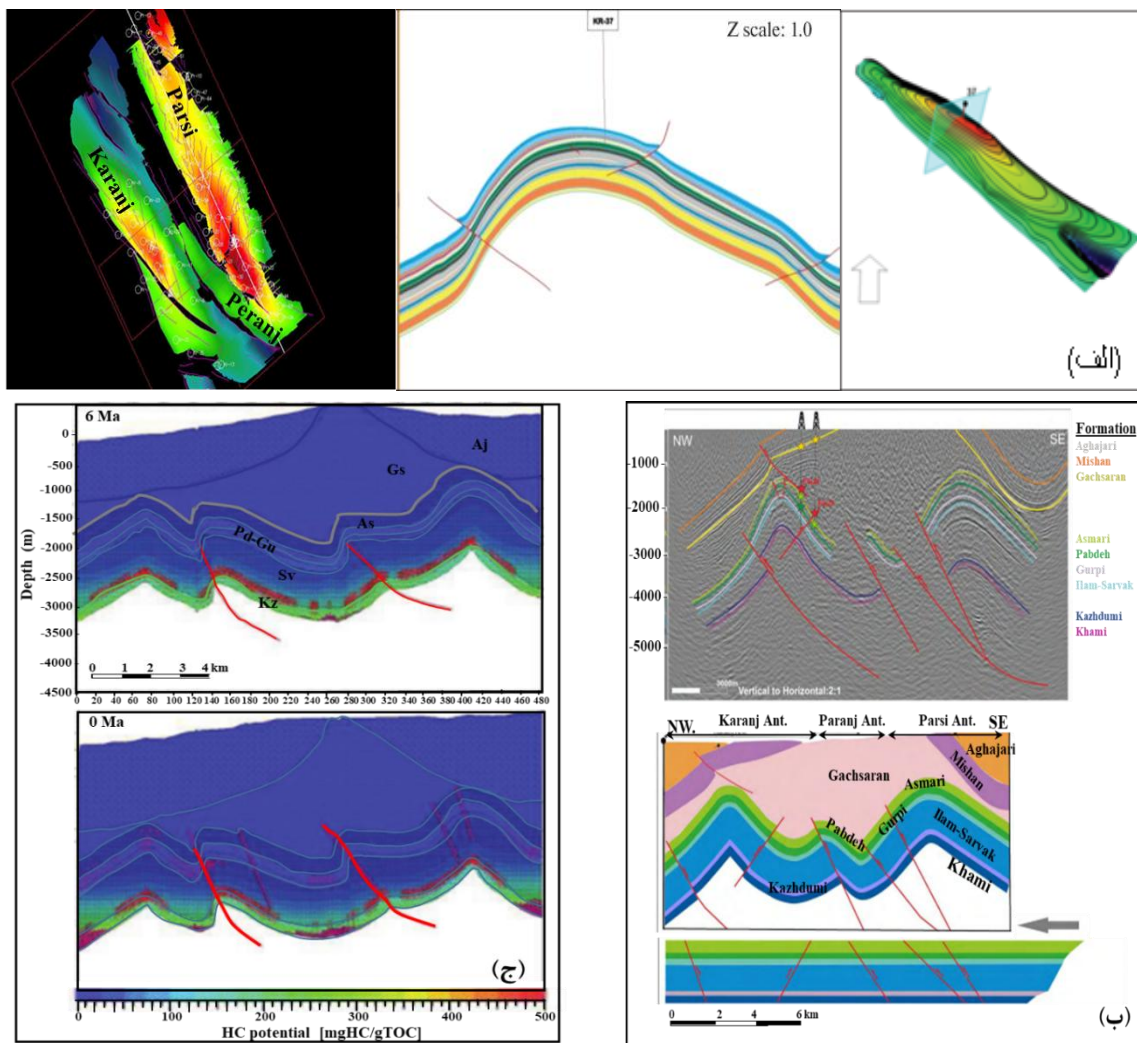
بررسی نتایج نمودارها و تغییرات کیفی مخزن موجب گردید تا در مورد مدیریت مخزن نکات زیر مورد توجه قرار گیرد. این موارد می‌تواند در شناخت بهتر رفتار مخزن بعد از فرایندهای بازیافت مؤثر باشد. با توجه به نرخ تولید نفت و عمق مشبک کاری و ضخامت ستون نفت، زمان تقریبی گازی شدن چاه‌ها بررسی و نسبت به طراحی عملیات اصلاح عمق مشبک کاری در آینده اقدام شود. با توجه به هزینه‌ها امکان انجام برنامه فشار افزایی با دبی تزریق گاز بالاتر بررسی گردد.

سایر پروژه‌های افزایش فشار، بویژه پروژه تزریق گاز امتزاج پذیر و نیز عملیات سیلاب‌زنی بررسی شود. با توجه به گسترش شکستگی‌ها و ارتباط خوب مخزنی، تقویت فشار آبد مخزن می‌تواند در بازیافت نفت از میدان موثر باشد. جهت حفاری‌های آینده، وضعیت و جهت گسترش شکستگی‌ها با دقت مطالعه و اطلاعات لرزه‌نگاری سه بعدی به منظور شناخت بهتر ساختمان مخزن و رفع ابهامات آن و مشخص شدن وضعیت گسل‌های مخزن بررسی و تفسیر شوند و نتایج آن در مطالعات بعدی مورد استفاده قرار گیرد. تغییرات حاصله در خواص سیالات مخزن بعثت تزریق گاز، از طریق نمونه‌گیری و آزمایش نمونه‌های هیدروکربنی مخزن، نیز بررسی گردد. بررسی نقشه هیدرودینامیکی (شکل ۱۲) نشان می‌دهد که در محدوده مورد مطالعه به صورت غالب، دو ناحیه با هد بالا وجود دارد. این مناطق در نزدیکی چاه‌های ۴ و ۵ قرار دارد و از این دو ناحیه آب بسمت سایر نقاط جریان می‌یابد. جریان آب تحت تاثیر دو ناحیه عمده با هد پایین قرار می‌گیرد. یکی از این مناطق کم‌هد، تقریباً در قسمت جنوبی میدان و در نزدیکی چاه شماره ۱۴ و دیگری در شمال نیمه جنوبی میدان و در حد فاصل چاه‌های شماره ۵ و ۲۰ قرار دارد. تا قبل از وجود اطلاعات چاه ۲۰ (قبل از ۱۳۷۶)، می‌شد بیان کرد که جهت حرکت آب از سمت چاه شماره ۵ بسمت چاه‌های ۱۴ و ۷ است که به خوبی این موضوع را می‌توان در نقشه‌ها دید اما پس از اضافه شدن اطلاعات چاه ۲۰ مسیر حرکت دستخوش تغییر گردیده و تغییر نشان می‌دهد. با این وجود امکان وجود یک جریان در بین چاه‌های نامبرده (چاه ۵ و ۷) بعید به نظر نمی‌رسد که روند تقریباً مشابه افت فشار تا حدودی آن را تایید می‌کند و می‌توان گفت که در حالت کلی، آب می‌تواند از سمت چاه شماره ۵ و شمال یال شمالی نیمه جنوبی میدان، به سمت میدان و در جهت کلی چاه شماره ۷ حرکت کند که احتمالاً یک سد تراوایی مانند یک گسل مانع از وجود یک جریان قوی شده است اما جریان در جهت چاه شماره ۱۴ بهتر است هرچند این جریان احتمالاً دارای تداخل با جریان چاه شماره ۴ است. جریان آب از چاه ۵ در جهت چاه ۲۰ غیرمحمول‌تر و محدودتر بنظر می‌رسد و وجود یک سد تراوایی را بصورت شدیدتری نشان می‌دهد. تقریباً وضعیت مشابهی در مورد قسمت جنوبی میدان و چاه‌های ۴ و ۱۴ وجود دارد که سد تراوایی همانند یک گسل، ارتباط جریانی بین دو چاه را متاثر و محدود ساخته، با این تفاوت که جریان آب از سمت چاه ۴ به سوی چاه ۱۴ قوی‌تر و محتمل‌تر است. شکل ۱۲ نقشه هیدرودینامیکی میدان را از دید بالا برای دو دوره ۱۳۶۵-۱۳۶۴ و ۱۳۷۸-۱۳۷۶ نشان می‌دهد.



شکل ۱۲- دید از بالای نقشه هیدرودینامیکی میدان در بازه سال‌های (الف) ۱۳۶۵-۱۳۶۴ و (ب) ۱۳۸۷-۱۳۸۶. موقعیت چاه‌ها در شکل ۱ آورده شده است. خطوط خط چین آخرین منحنی میدان و خطوط قرمز گسل‌های موجود را نشان می‌دهد.

بررسی مطالعات صورت گرفته در زمینه تاریخچه زمین شناسی دیرین مخزن آسماری در این میدان (شکل ۱۳) نشان داد که تاقدیس کرنج یک چین نامتقارن با تمایل به سمت جنوب باختری است. مدل چین جدایشی گسلیده به عنوان سازوکار چین خوردگی در این میدان پیشنهاد شده است. شواهد زمین شناسی (برش‌ها، کانون سطحی زمین لرزه‌ها و تفسیر نیمرخ‌های لرزه‌ای سه بعدی) حکایت از عملکرد دو گسل راندگی در یال‌های شمالی و جنوبی این تاقدیس و یک گسل تراگذر متقاطع با محور تاقدیس دارد. انحنای محور تاقدیس معلول عملکرد این گسل تراگذر است. علاوه بر آن، تغییرات رخساره‌ای سازند آسماری [۲۵] نیز عامل مهمی در ایجاد رفتار مخزنی چاه‌های مختلف در این میدان و میدان‌های مجاور است. مدل سه بعدی تهیه شده از راس سازند آسماری (بوسیله نقشه‌های زیرسطحی و اطلاعات حفاری چاه‌ها) نشان داد که ریخت شناسی سازند آسماری به شدت از عملکرد این گسل‌ها تأثیر پذیرفته است [۲].



شکل ۱۳- (الف)-نیمرخ عرضی ساختمانی مخزن آسماری مورد مطالعه [۲۱]، و مدل سه بعدی میدان کرنج و میداین مجاور [۶]، (ب)-سبک ساختمانی و آنالیز کینماتیک میدان کرنج و میداین پرنج و پارس [۳۹]، و (ج) مدل دو بعدی سیستم نفتی مخزن آسماری در میداین ذکر شده (فروافتادگی دزفول جنوبی) [۸].

زمان تشکیل نفت در این ناحیه را $Ma 10$ سال و زمان فعالیت مجدد گسل‌ها را در $Ma 6$ سال پیش می‌دانند [۸]. یعنی در بازسازی مدل دو بعدی سیستم هیدروکربنی پیشنهادی آنها، بعد از مهاجرت نفت فعالیت گسل‌ها شروع شده است. وجود سه گسل معکوس در امتداد یالهای شمالی جنوبی و در امتداد دماغه جنوب شرقی و نتایج مطالعه کنونی نشان داد که این گسلها غیر تراوا بوده و باعث قطع ارتباط مخزن کرنج با اطراف خود شده است. عدم ارتباط فشاری چاههای شماره ۴ (در ناحیه دماغه شرقی) و چاه شماره ۵ (بر روی یال شمالی) با مخزن آسماری کرنج متأثر از عملکرد این گسلها است. در ضمن اختلاف عمق در نقطه ورود به مخزن در چاههای ۵ و ۲۰، با توجه به نزدیکی آنها وجود گسل را در بین دو چاه به اثبات می‌رساند. مقدار جابجایی گسل مذکور در هر نقطه از گسل متفاوت بوده و مقدار متوسط آن از روی نقشه لرزه نگاری در حدود ۴۰۰ متر در محل چاه ۵ اندازه‌گیری شده است. ادامه این گسل در ناحیه جنوب شرق میدان (قبل از رسیدن به چاه ۸) به سمت شرق انحراف می‌یابد. و به نظر می‌رسد با این تغییر مسیر از ایجاد مانع بر سر راه ارتباط سفره آبی مخزن کرنج از طرف جنوب شرق جلوگیری نموده باشد. مقدار جابجایی متوسط گسل واقع در ناحیه دماغه شرقی و در مجاورت چاه شماره ۴ حدود ۳۰۰ متر و برای گسل واقع بر روی یال جنوبی بیش از ۶۰۰ متر (در غرب چاه شماره ۷) برآورد شده است [۴، ۵]. نتیجه کلی اینکه توسعه سیستم شکستگی در مخزن توسط عوامل ساختاری و ویژگیهای سنگ شناسی کنترل شده، در نحوه رفتار مخزن و الگوی هیدرودینامیک آن مؤثر است.

۵- نتیجه گیری

با توجه به ارتباط فشاری خوب بخش‌های مختلف مخزن و مشابه بودن فشار بخش‌های مختلف آن و کربناته بودن مخزن، سیستم‌های شکستگی گسترش وسیعی داشته و همراه با تخلخل و تراوایی‌های موجود، سبب فشار تقریباً یکنواخت در مخزن شده است. این حالت حتا مانع از ایجاد نقاط مستقل فشاری گردیده و این مناطق در مخزن مشاهده نمی‌شود. با توجه به یکنواختی فشار مخزن، کل مخزن به عنوان یک سکتور واحد در نظر گرفته می‌شود.

مخزن قبل از انجام پروژه تزریق گاز، کاهش فشار قابل ملاحظه‌ای داشته است که نهایتاً سبب رسیدن فشار مخزن به زیر نقطه حباب و ایجاد کلاهک گازی شده است.

تغییرات فشار در کل مخزن قابل مشاهده بوده و مخزن رفتار یکدستی نشان می‌دهد، لذا تزریق گاز در میدان بسیار مؤثر بوده و نتیجه بخش خواهد بود و در نهایت سبب بازیافت حجم بالایی از نفت می‌شود. با توجه به ارتباط خوب در بخش‌های مختلف مخزن، تزریق گاز امتزاج ناپذیر در ستیغ مخزن (تاقدیس) بسیار مؤثر خواهد بود و کل میدان را تحت تاثیر قرار می‌دهد.

با توجه به مکانیزم رانش طبیعی میدان (در ابتدا انبساط سیالات و سپس ریزش ثقلی)، افت فشار ناشی از تولید در آن شدید بوده است. با توجه به منحنی‌های هم فشار، تغییرات آن در گذر زمان و اختلاف بسیار کم آن در نقاط مختلف میدان، نتیجه می‌شود که مخزن به شدت شکسته شده و دارای ارتباط بسیار خوبی است. کل میدان را می‌توان یک سکتور در نظر گرفت. با توجه به شدت شکستگی‌ها، تفاوت در حجم تزریق گاز به هر چاه تزریقی، عملاً تاثیر چندانی در تثبیت فشار کل میدان نداشته و در واقع حجم کل گاز تزریقی به میدان است که مهم می‌باشد. پروژه تزریق گاز دارای کارایی بالا و تاثیر بسیار مثبتی در حفظ فشار نفت و افزایش بازیافت نفت میدان داشته است.

تقدیر و تشکر

مؤلفین از همکاری معاونت محترم پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و نیز مدیریت محترم پژوهشی ارتباط با دانشگاه مناطق نفت خیز جنوب کمال قدر دانی را دارند. همچنین از داوران مقاله آقایان دکتر علیرضا بشری (رئیس انجمن زمین شناسی نفت ایران) و دکتر بابک سامانی (دانشیار دانشگاه شهید چمران اهواز) تشکر و قدردانی می‌گردد.

منابع

- [۱] رضایی، م.ر.، ۱۳۸۴، زمین شناسی نفت، چاپ دوم، سازمان آموزشی و انتشاراتی فرهیختگان علوی، ۴۱۰.
- [۲] عزیزی، ا.، خطیبی، م.م.، و قربانی، قشقایی، ا.، ۱۳۹۰، تحلیل چین خوردگی مرتبط با گسلش پنهان در میدان نفتی کرنج. زمین شناسی ایران، ۱۸(۵)، ۳۱-۴۰. <https://sid.ir/paper/129514/fa>
- [۳] قلاوند، ه.، شایسته، م.، سراج، م.، صنوبر لیماکشی، ع.، ۱۳۸۴، مطالعه هیدرودینامیک و هیدروشیمی سازند آسماری در ناحیه فروافتادگی دزفول، ۱۲۸ صفحه.
- [۴] گروه مطالعات، ۱۳۵۶، مطالعه جامع زمین شناسی مخزن آسماری میدان کرنج، گزارش شماره پ- گزارش شماره پ- (۳۳۶۵)، شرکت ملی نفت ایران، مناطق نفت خیز جنوب، اداره کل زمین شناسی گسترشی اهواز.
- [۵] گروه مطالعات، ۱۳۷۵، مطالعه جامع زمین شناسی مخزن آسماری میدان کرنج، گزارش شماره پ-۴۶۲۱، شرکت ملی نفت ایران، مناطق نفت خیز جنوب، اداره کل زمین شناسی گسترشی اهواز.
- [۶] گروه مطالعاتی، ۱۳۸۲، مطالعه جامع میدان، اداره مطالعات مهندسی مخزن، مناطق نفتخیز جنوب.
- [۷] مطیعی، ه.، ۱۳۷۴، زمین شناسی نفت زاگرس ۲، سازمان زمین شناسی کشور، ۱۰۰۹.
- [۸] وطن دوست، م.، فقیه، ع.، عظیم زاده، ه.م.، ۱۳۹۷، مدل‌سازی دو بعدی سیستم‌های نفتی در میدانی کرنج، پرنج، پارس (فروافتادگی دزفول جنوبی)، چهارمین همایش انجمن رسوب شناسی ایران با تاکید بر مخازن هیدروکربنی، ۲-۳ آبان‌ماه ۹۷، ۹ صفحه.

- [9] ABDALLA, A., 2018, The Application of GIS in Petroleum Geology. *Conference: Petroleum Refinery 2018 At: Abu Dhabi, UAE*.
- [10] ADAMSON, G., CRICK, M., B., GURPINAR, O., HARDIMAN, J., PONTING, D., 1996, Simulation throughout the life reservoir. *Oilfield Review*, 8 (2), 16-27.
- [11] AKBARI AGHDAM, K. AND GHORASHI, S.S., 2017, Critical parameters affecting water alternating gas (WAG) injection in an Iranian fractured reservoir. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 7(3), 03-14.
- [12] ASAVIN, A.M., 2001, GIS methodic and new database for magmatic rocks. Application for Atlantic Oceanic Magmatism. *American Geophysical Union, Fall Meeting 2001, abstract id. OS11B-0370*.
- [13] Baardsen, H., Nilsen, V., and Hove, A.O., 1990, quality control of water floods on heterogeneses core samples computer tomography, *Advances in core evaluation: Accuracy and precision in reserves estimation cist soc. core. aanal. Europe core anal. Symp.* p.347-363.
- [14] BADEA, M., NEDELCU, E., POP, M., 2009, GIS aids petroleum exploration and Reservoir analysis in Romania. *ESRI Arck watch 2009*, 3p.
- [15] BAKER, R.O., YARRANTON, H.W., JENSEN, J.L., 2015, 8-Special core analysis—rock—fluid interactions. 239-295. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-801811-8.00008-0> in: *Practical Reservoir Engineering and Characterization, Gulf Professional Publishing*, 521p.
- [16] BARRELL, K. A., 2000, GIS: The exploration and exploitation tool, in T. C. Coburn and J. M. Yarus, eds., *Geographic information systems in petroleum exploration and development. AAPG Computer Applications in Geology, No. 4*, p. 237-248.
- [17] BOUILLE, F., 1997, The Use of G.I.S. in petroleum industry for oil exploration and production. In: Bardinnet, C., Royer, JJ. (eds) *Geosciences and Water Resources: Environmental data modeling. Data and knowledge in a changing world. Springer, Berlin, Heidelberg.* https://doi.org/10.1007/978-3-642-60627-4_25.

- [18] BUELT, J., WELLACCE, C., ANDERSON, T., and CEPEDA, M., 2008, Novel approach to mapping helps DOE research oil field, petroleum GIS prospects. *ESRI*-,8p.(www.esri.com/myesrinews).
- [19] CRAFT, B.C., and HAWKINS, M.F., 1991, Applied petroleum reservoir engineering, 2nd ed, *Prentice Hall*, 425P.
- [20] CULLICK, A.S., and HAZLETT, R.D., 1991, Oil recovery process for use in fractured reservoir. *Mobil oil corp.*, *E 21 B-043*, **22**, E21B-P49100, 11P.
- [21] DEHBANZADEH, S.S., ASADI, A.M., YAZDJERDI, K., AHMADI, V., & AZADMANESH, M., 2023, Analysis of Fractures in the Reservoir Rocks of the Karanj Oil Field in Southwest Iran. *Solid Fuel Chem.* **57**, 519–537. <https://doi.org/10.3103/S0361521923080025>.
- [22] FAROUG ALI, S.M., and THOMAS, S., 1994, Field experience with chemical oil recovery methods. *45th Annncim Petrol Soc. Et. Al. Tech, MTG. V.I.1 Cim* No.99-0.3, 8pp.
- [23] FAYYAZ, Z., IQBAL, J., MEHBOOB, A., SABIR, M. AND JABBAR, A., 2016, Structural Investigation for Locating Petroleum Reservoirs Using Geoinformatics in Meyal, Potwar Region, Pakistan. *International Journal of Geosciences*, **7**, 1345-1355. doi: 10.4236/ijg.2016.711098.
- [24] GHOSH, S., JOSHI, D., KIRAN, R., AGRAWAL, M., CHAKRABORTY, S.S., YADAV, R., KUMAR, A., 2023, A review of reservoir oil-water transition zone characterization and potential recovery methods. *Geopersia*, **13** (2),323-336. DOI: 10.22059/GEOPE.2023.350783.648689.
- [25] KHALILI, A., VAZIRI-MOGHADDAM, H., ARIAN, M., and SEYRAFIAN, A., 2021, Carbonate platform evolution of the Asmari Formation in the east of Dezful Embayment, Zagros Basin, SW Iran. *Journal of African Earth Sciences*, **181**, 104229. doi:10.1016/j.jafrearsci.2021.104.
- [26] LLOYD, C.J., 1995, Managing Hydrocarbon injection at Judy Creek. *J. Can. Petrol. Technol.* **34** (2), 36-43.
- [27] LOVELY, N., FRIED, C., AND BOZEMAN, W., 2010, Early development cost scoping analysis using GIS, *pug2010*.
- [28] MCLAY, K., MUGGLI, R., MAZRUI, S., 2003, ArcGis in the oil and gas exploration workflow petroleum development Oman. *23rd annual ESRI International user conference*, SanDiego.
- [29] MOORE, W.R., ZEE MA, Y., PIRIE, I., ZHANG, Y., 2016, Chapter 15 - Tight Gas Sandstone Reservoirs, Part 2: Petrophysical Analysis and Reservoir Modeling. 429-448. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00015-8>. In: Zeema, Y., and Holditch, S.A. (ed): *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and development*, Elsevier Inc. 536p.
- [30] MURPHY, P.K., AND WHEELER, A.J., 2016, A GIS-Based application of drainage basin analysis and geomorphometry in the submarine environment: The Gollum Canyon System, Northeast Atlantic, Chapter3, 30p. In: Bartlett, D., Celliers, L., (ed.), *Geoinformatics for Marine and Coastal Management*, 444p.
- [31] NAYLOR, M.A., AND SPRING, L.Y., 2001, Exploration strategy development and performance management: a portfolio-based approach. *GeoArabia*, **6** (4), 553-570. DOI: 10.2113/geoarabia0604553.
- [32] PATEL, R.S., BATYCKY, J. P., AND LAI, F., 1996 Oil re-injection: A maturing technology. *Paper presented at the Annual Technical Meeting*, Calgary, Alberta, June 1996. PETSOC-96-99. <https://doi.org/10.2118/96-99>.
- [33] QING, C.H.G., AND HERIPRACOYO, S., 2019, Oil & Gas industry mapping analysis with GIS approach: A Literature Review. *Conference: 2019 7th International Conference on Cyber and IT Service Management (CITSM)*. DOI: 10.1109/CITSM47753.2019.8965340.
- [34] RAFIQUL ISLAM, M., 2014, Overview of Reservoir Simulation of Unconventional Reservoirs, Chapter 7. in *Unconventional Gas Reservoirs: Evaluation, Appraisal, and Development*. *Gulf Professional Publishing*, 620p.
- [35] RAN, Q., REN, D., WANG, Q., 2018, Chapter 1-Overview, In: *Development dynamic description and forecast model of volcanic gas reservoirs*. *Gulf Professional Publishing*, 1078p.
- [36] ROGERS, J.D. GRIGG, R.B., 2000, A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO2 process. *SPE/DOE Improved Oil Recovery symposium*, Tulsa, USA.
- [37] SHAHEEN, M., SHAHBAZ, M., UR REHMAN, Z., SARSHAR AURANGZEB, M., 2010, Issues in interacting with GIS In hydrocarbon exploration industry. *Journal of American Science*, **6**(7), 262-271.
- [38] SHERKATI, S., and LETOUZEY, J., 2004, Variation of structural style and basin evolution in the central Zagros Izeh zone and Dezful Embayment, Iran. *Marine and Petroleum Geology*, **21**, 535–554.

- [39] VATANDOUST, M., FAGHIH, A., BURBERRY, C. M., & SHAFIEI, G., 2020, Structural style, and kinematic analysis of folding in the southern Dezful Embayment oilfields, SW Iran. *Journal of Structural Geology*, **103989**. doi:10.1016/j.jsg.2020.103989.
- [40] WEI, L., and YAN, Q., 2010, The application of GIS technology in the petroleum exploration. *The 2nd Conference on Environmental Science and Information Application Technology*. DOI: 10.1109/ESIAT.2010.5567344.
- [41] WYLAND, J., and WRITER, E., 2009, Enhanced oil recovery revives petroleum field and reduces greenhouse gas emission. *ArcWatch, Saltcreek*.
- [42] XU, X., SHAO, Y., FU, J., SUN, Z., XU, X., 2013, The Application of GIS in the digital oilfield construction. *Proceedings of the 2nd International Conference on Computer Science and Electronics Engineering (ICCSEE 2013)*, 4p.

Investigating changes of static pressures and gas injection efficiency project in Asmari-Pabdeh reservoir in one of the fields in southwest Iran using ArcGIS 9.2 software

Seyed Ehsan Ebrahimi¹, Bahman Soleimani^{2*}

1. MSc student in Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran

2*-Prof. of the Department of Petroleum Geology and Sedimentary Basins, Shahid Chamran University of Ahvaz, Ahvaz, Iran.

*soleimani_b@scu.ac.ir

Received: October 2023, Accepted: August 2024

Abstract

One of the most important characteristics of a reservoir is the pressure of hydrocarbon fluids, which plays a very important role in the daily production and the final recovery rate of hydrocarbons. Therefore, knowing the pressure changes of each field over time is very important in the management and development of the reservoir. In the present study, the subsurface data of Asmari-Pabdeh reservoir in 30 wells of one of the oil fields in the southwest were used. In this research, geological data; Petrophysical parameters; fluid contact surfaces; production history from the reservoir; drawing hydrodynamic maps; And the ratio of gas to oil production (GOR) was investigated in the ArcGIS software environment.

Using ArcGIS 9.2 software, the oil pressure on the surface of the field and over time for different years, including the period before and after the gas injection project, was investigated and it was concluded that the carbonate reservoir of this field has many fractures and with Paying attention to the amount of fractures, their expansion as well as porosity and permeability, different parts of the field have a very good fluid connection with each other, fluid pressure in the whole field is almost uniform and has minor changes. Due to the natural drift mechanism of the field, the pressure drop resulting from the production was severe, but the efficiency of the gas injection project was successful in a way that it has been very effective in maintaining the pressure and increasing oil recovery. Hydrodynamic force is the most important factor in the fluid displacement mechanism for hydrocarbon production and is one of the effective mechanisms with a high recovery factor. This type of studies can be a useful and powerful tool for managing the production and development and control of extraction of oil and gas reservoirs.

Key words: Asmari reservoir, oil recovery, hydrodynamic map, gas injection, drive mechanism, ArcGIS software