

بررسی علل کج شدگی سطح تماس نفت - آب مخزن آهکی سروک در میدان سیوند، خلیج فارس

پژوهش نفت

سال بیست و چهارم

شماره ۷۷

صفحه، ۶۷-۷۸ ۱۳۹۳

تاریخ دریافت مقاله: ۹۱/۴/۲۸

تاریخ پذیرش مقاله: ۹۱/۱۱/۱۸

ماهرخ فرود^۱، محمدرضا کمالی^۲، علی سلگی^۱ و پوران نظریان سامانی^{۲*}

۱- گروه زمین شناسی، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات، تهران، ایران

۲- پردیس پژوهش توسعه صنایع بالادستی، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

samanip@ripi.ir

دلیل بهبود خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن سروک (تخلخل و تراوایی) در بخش غربی میدان، ضخامت زون تدریجی نفت و آب در این ناحیه کمتر و عمق سطح تماس نفت- آب بیشتر شده است.

واژه‌های کلیدی: کج شدگی سطح تماس، مخزن میشریف، نمودار چاه پیمایی، جریان هیدرودینامیک، خصوصیات پتروفیزیکی سنگ مخزن

مقدمه

شناسایی عمق سطوح تماس سیالات، سطح تماس گاز- آب (G.W.C)، سطح تماس نفت- آب (O.W.C) و سطح تماس گاز- نفت (G.O.C) در محاسبات حجمی مخزن و محاسبات دقیق پتروفیزیکی بسیار حائز اهمیت می باشد [۱]. به عنوان مثال برای محاسبه دقیق تر تخلخل، لازم است مخزن به صورت عمودی و براساس نوع سیال تقسیم بندی گردد تا بر این اساس مقدار میانگین اشباع سیالات در فواصل مختلف، به طور جداگانه محاسبه شود. به عبارت

چکیده

تعیین عمق سطح تماس سیالات و عوامل تأثیرگذار در کج شدگی آن در کاهش ریسک حفاری و طرح های توسعه ای در میدان از اهمیت بسزایی برخوردار می باشد. در مطالعه حاضر عمق سطح تماس نفت- آب مخزن سروک در تمامی چاه های میدان سیوند با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی تعیین و جهت تأیید عمق مذکور از نمودارهای فشارسنجی (RFT) کمک گرفته شد. با ترسیم نقشه های هم ارزش سطح تماس و همچنین نقشه های تطابقی چاه ها در جهات مختلف میدان؛ تمایل سطح تماس نفت- آب به خوبی در میدان نمایش داده شد. میزان این کج شدگی در حدود ۰/۵ درجه به سمت غرب میدان می باشد. بدین معنی که عمق سطح تماس نفت- آب در مخزن سروک (بخش میشریف) از شرق به غرب افزایش می یابد. پس از بررسی مجموع عوامل موثر در کج شدگی سطح تماس، مشخص گردید که وجود جریان هیدرودینامیک در بخش آب ده مخزن میشریف در میدان سیوند در جهت شرق به غرب یکی از مهم ترین دلایل کج شدگی سطح تماس نفت- آب در این مخزن می باشد. همچنین به

کرتاسه میدان Pierce دریای شمال باعث کج شدگی سطح تماس در آنها گردیده است [۱۱].

ج- تغییرات ساختمانی مخزن مانند گسل خوردگی نیز از عوامل موثر در کج شدن سطح تماس است که از آن جمله می‌توان به مخزن ماسه سنگی Caballos با سن ژوراسیک - کرتاسه در کشور کلمبیا اشاره نمود که جابه‌جایی مخزن در دو طرف گسل اصلی میدان باعث تغییر سطح تماس در غرب و شرق آن شده و در نتیجه عامل تکتونیکی، دلیل اصلی کج شدگی سطح تماس سیال در میدان است [۱۲].

د- برداشت ناهمگون از بخش‌های مختلف یک مخزن از دلایل دیگر تاثیرگذار در کج شدگی سطح تماس است. مانند مطالعه‌ای که بر روی مخزن کرتاسه میدان Nelson در دریای شمال صورت گرفته و بالا آمدن سطح تماس را ناشی از تولید طبیعی میدان عنوان نموده است [۱۳].

هدف از انجام این مطالعه، تعیین عمق سطح تماس نفت - آب در بخش‌های مختلف مخزن سروک، تعیین روند کج شدگی سطح تماس در میدان و به ویژه بررسی و شناخت عوامل تأثیرگذار در کج شدگی سطح مذکور می‌باشد.

زمین‌شناسی منطقه

میدان نفتی سیری «C» در ۳۴ کیلومتری شمال غرب تا غرب جزیره سیری در خلیج فارس واقع شده و حدوداً در ۱۰۰ کیلومتری از خط ساحلی ایران قرار گرفته است (شکل ۱).

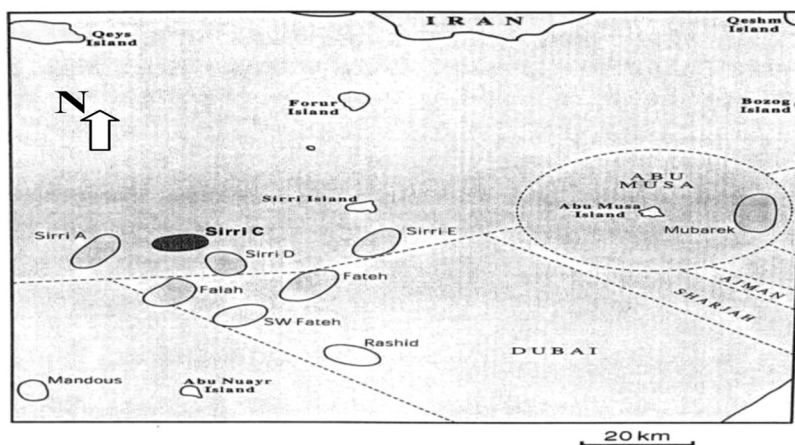
ساختمان سیری «سیوند» در سال ۱۹۶۷ طی یک سری عملیات لرزه نگاری توسط شرکت سوفیران شناخته شد و اکتشاف آن در مراحل بعدی تکمیل گردید [۱۴]. این ساختمان به صورت یک طاق‌دیس گنبدی شکل^۲ می‌باشد. طول آن حدود ۱۵/۷ km و عرض آن ۶ km بوده و مساحتی معادل ۹۶ km² را دارا می‌باشد. اولین حلقه چاه اکتشافی این میدان، چاه (SIC-1) می‌باشد که در سال ۱۹۷۳ حفاری و در لایه سروک به نفت برخورد نمود [۱۵]. در این میدان، بخش فوقانی سازند سروک (بخش میشریف) دارای خصوصیات مخزنی می‌باشد.

دیگر تفاوت در چگالی سیالات یا زمان عبور امواج صوتی در فواصل دارای سیالات مختلف، باعث تفاوت در مقدار تخلخل محاسباتی و در نتیجه اشباع آب می‌گردد. همچنین برای محاسبه اشباع آب بر اساس فشار مویینگی^۱، دانستن عمق سطوح نفت - آب و یا گاز - آب به ویژه عمق آب آزاد (F.W.L)^۲ بسیار با اهمیت است [۲]. سطح تماس سیالات در نفت گیرها عموماً مسطح است؛ اما در برخی از مخازن این سطح کج می‌باشد و مقدار انحراف معمولاً ۵ min و گاهی تا ۸ درجه و یا بیشتر نسبت به سطح افق افزایش می‌یابد [۳]. به عنوان مثال سطح نفت - آب در یال شمالی میدان نفتی پازنان در مخزن آسماری ۲۵ m بالاتر از یال جنوبی است که سبب یک انحراف ۱۲ min شده است [۴]. دانستن میزان کج شدگی سطح تماس، باعث کاهش ریسک حفاری چاه‌های آبی و برنامه توسعه‌ای میدان خواهد شد [۵]. پیدایش این انحراف‌ها در سطوح سیالات مخزنی به عوامل مختلفی نسبت داده شده است که مهم‌ترین و محتمل‌ترین آن عوامل عبارتند از:

الف- جریان‌های هیدرودینامیکی در بخش آب‌خوان مخازن که از این گونه مطالعات می‌توان به بررسی وضعیت هیدرودینامیکی بخش‌های ماسه سنگ اهواز و تبخیری کلهر در سازند آسماری واقع در میداین جنوب غرب ایران اشاره نمود. در این مطالعات براساس نقشه‌های پتانسیومتریکی و هم شوری ترسیم شده، وجود یک جریان هیدرودینامیکی قوی در میداین مورد بررسی تأیید گردید که باعث کج شدگی سطح تماس در مخزن آسماری گردیده است [۶ و ۷]. همچنین وجود جریان هیدرودینامیک در میدان فوق عظیم قوار عربستان [۸] و مخازن کرتاسه دریای شمال [۵ و ۹] به اثبات رسیده است.

ب- عامل دیگر کج شدگی سطح تماس، تغییرات خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن می‌باشد به عنوان مثال در میدان آغار غربی در ناحیه جنوبی ایران، وجود لایه‌های آهکی حاوی رس فراوان باعث افزایش فشار مویینه در این مخزن نسبت به میداین مجاور گردیده است، بنابراین ضخامت بخش تدریجی نفت - آب در این مخزن بالاتر و عمق سطح تماس کمتر است [۱۰]. همچنین تغییرات رخساره‌ای و هتروژنی (غیر یکنواختی) سنگ مخزن ژوراسیک -

1. Capillary Pressure
2. Free Water Level
3. Antiformal Anticline



شکل ۱- موقعیت میدان مورد مطالعه در خلیج فارس [۱۴]

جدول ۱- ضخامت بخش میشریف در چاه‌های حفاری شده در میدان سیوند

شماره چاه	ضخامت میشریف (m.)
E1	۳۴/۱۷
E10	۳۰/۰۱
E2	۳۱/۳۵
E3	۳۸/۱۲
E4	۳۳/۳۶
E5	۳۵/۹۰
E6	۳۷/۶۴
E7	۳۷/۶۶
E8	۳۳/۰۹
E9	۲۸/۳۱
F1	۴۰/۳۰
F10	۵۲/۰۹
F11	۴۰/۴۶
F12	۳۶/۰۰
F13	۳۴/۵۰
F14	۴۱/۹۱
F2	۴۲/۶۴
F3	۴۰/۲۵
F4	۴۰/۲۵
F5	۳۷/۴۲
F6	۳۴/۰۷
F7	۳۷/۰۸
F8	۴۳/۵۰
F9	۴۲/۴۲
SIC-1	۳۸/۶۹

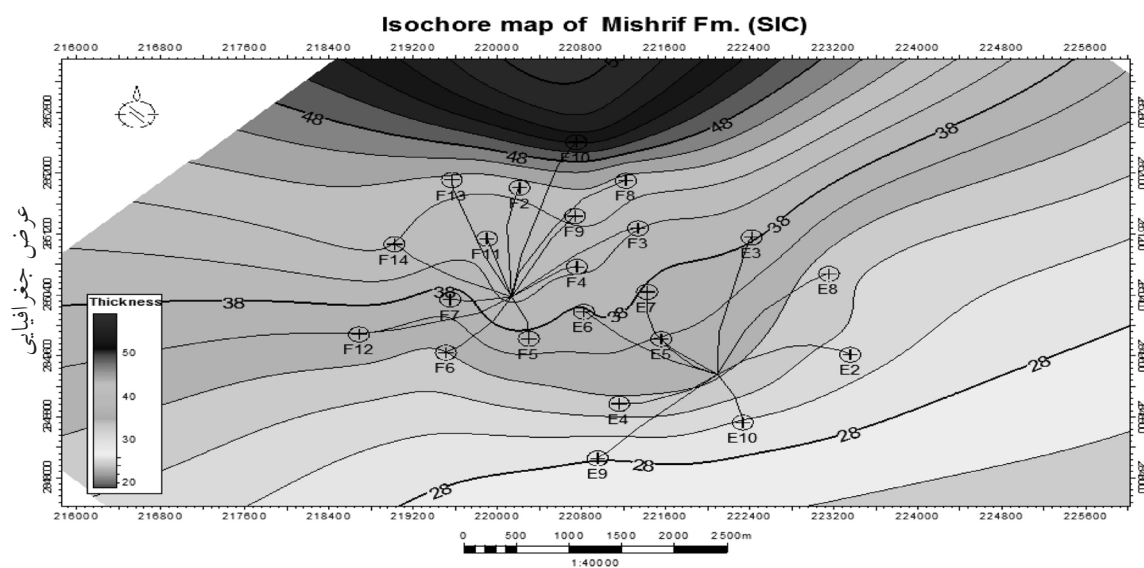
تخلخل و تراوایی میانگین این بخش به ترتیب ۰.۳۲ و ۴۰ md است. میشریف در میدان مورد مطالعه دارای ضخامت متغیری از ۲۸ تا ۵۲ m است (جدول ۱) که با کمک نقشه‌های هم ضخامت، می‌توان روند تغییرات ضخامت آن را تشریح کرد. همان‌گونه که در شکل ۲ مشاهده می‌شود، در ناحیه شمالی میدان سیری C «سیوند»، میشریف دارای بیشترین ضخامت بوده و در قسمت جنوب غربی نازک می‌شود [۱۶].

روش مطالعه

در مطالعه حاضر، پس از تعیین عمق سطح تماس نفت - آب به تفکیک چاه‌های حفاری شده در میدان با استفاده از نمودارهای چاه‌پیمایی و اثبات کج شدگی این سطح در کل میدان بر اساس نقشه‌های هم ارزش سطح تماس ترسیم شده، عوامل مؤثر در کج شدگی سطح تماس مورد بررسی قرار گرفت. در این تحقیق از روش‌های مدل‌سازی سه بعدی استاتیکی خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن جهت بررسی و تحلیل کج شدگی سطح تماس استفاده شد.

تعیین عمق سطح تماس نفت- آب

با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی مقاومت و تخلخل، میزان اشباع آب (SW) به تفکیک چاه در کل میدان محاسبه گردید. در هر چاه، عمقی که در آن مقدار اشباع آب به میزان قابل توجهی افزایش می‌یابد ($SW \geq 70\%$)، به عنوان سطح تماس نفت- آب در نظر گرفته شده است (جدول ۲ و شکل ۳).

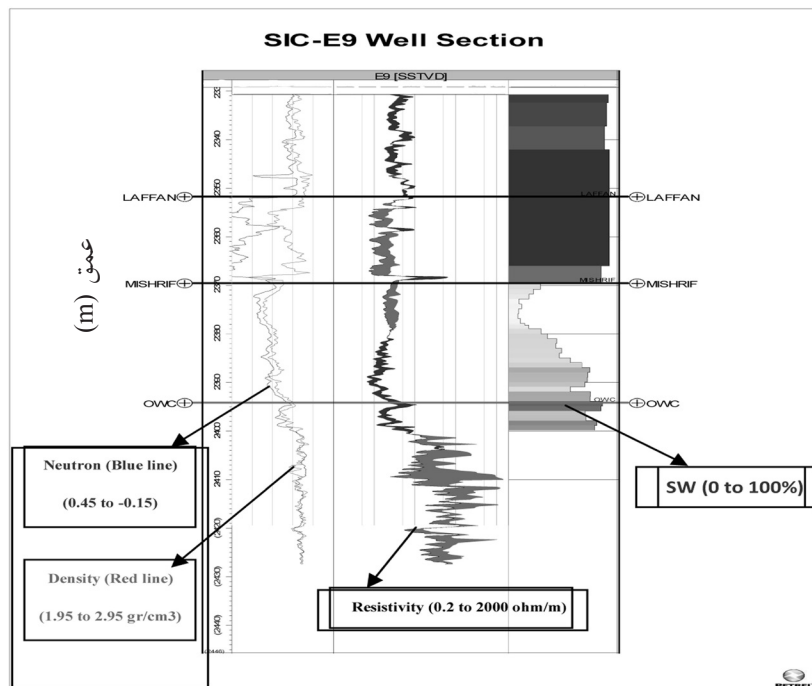


طول جغرافیایی

شکل ۲- نقشه هم ضخامت سازند سروک (بخش میشریف) در میدان مورد مطالعه [۱۶]

جدول ۲- عمق سطح تماس نفت-آب در چاه‌های میدان سیوند

نام چاه	عمق سطح تماس (متر حفاری)	عمق سطح تماس (متر زیر سطح دریا)	اشباع آب در سطح تماس (درصد)
SIC-1	۲۴۱۸	-۲۴۰۵	۷۰
E1	۲۴۲۸	-۲۴۰۴	۹۰
E2	۲۸۱۶	-۲۴۰۹	۱۰۰
E3	۳۱۹۱	-۲۴۲۱	۹۰
E4	۲۶۷۴	-۲۴۰۲	۸۰
E5	۲۵۴۷	-۲۳۹۷	۹۰
E6	۲۹۱۷	-۲۳۸۷	۹۵
E7	۲۸۵۱	-۲۴۰۴	۹۰
E8	۳۰۵۶	-۲۴۰۹	۹۰
E9	۲۹۳۹	-۱/۲۳۹۴	۹۵
E10	۲۵۳۶	-۲/۲۴۰۹	۱۰۰
F1	۲۴۳۷	-۲۴۱۶	۸۰
F2	۲۹۱۳	-۲۴۳۲	۸۰
F3	۲۹۲۱	-۲۴۱۹	۷۰
F4	۲۵۶۰	-۲۴۱۰	۷۰
F5	۲۴۹۱	-۲۳۹۰	۸۰
F6	۲۶۵۸	-۲۴۰۸	۸۵
F7	۲۵۲۸	-۲۴۱۸	۷۵
F8	۳۲۳۷	-۲۴۴۵	۱۰۰
F9	۲۷۹۷	-۲۴۲۵	۷۵
F10	۳۳۹۳	-۲۴۵۸	۱۰۰
F11	۲۶۰۶	-۲۴۳۱	۱۰۰
F12	۲۹۶۸	-۲۴۳۷	۱۰۰
F13	۳۰۴۹	-۲۴۴۹	۱۰۰
F14	۲۸۴۷	-۲۴۴۶	۸۵



شکل ۳- تعیین عمق سطح تماس نفت-آب در چاه E9 میدان سیوند بر اساس نمودارهای پتروفیزیکی

پتانسیومتری کم صورت می‌پذیرد. سطوح پتانسیومتریک براساس فشارهای اندازه‌گیری شده در بخش آب‌ده مخزن محاسبه می‌گردد [۴ و ۱۷]. در این مطالعه سطوح پتانسیومتریک در سطح مبنای ۸۰۰۰ ft در چاه‌های انتخاب شده از میداین اسفند (سیری E)، دنا (سیری D)، سیوند (سیری C) و الوند (سیری A) محاسبه و نقشه پتانسیومتریک منطقه تهیه شد (شکل ۶). همان‌گونه که در بحث جریان‌ات هیدرودینامیک مطرح است، معمولاً به نسبت دوری از رخنمون‌ها و میزان عمیق شدن، شوری آب‌های همزاد افزایش می‌یابد. به این دلیل که جریان آب به واسطه حرکت در لایه مختلف مخزنی، نمک‌های موجود را در خود حل نموده و به تدریج بر شوری آن افزوده می‌گردد [۷]. بنابراین تغییر شوری آب یک لایه خاص و همسویی جهت جریان هیدرودینامیک با افزایش شوری، لازم و ملزوم یکدیگر بوده و معمولاً وجود هر یک، دلیل وجود دیگری به حساب می‌آید [۱۸]. در مطالعه حاضر براساس داده‌های شوری در چاه‌های انتخاب شده در میداین سیری C، D، E و A نقشه هم شوری بخش آب‌ده مخزن میشریف در منطقه مورد بررسی ترسیم گردید (شکل ۷).

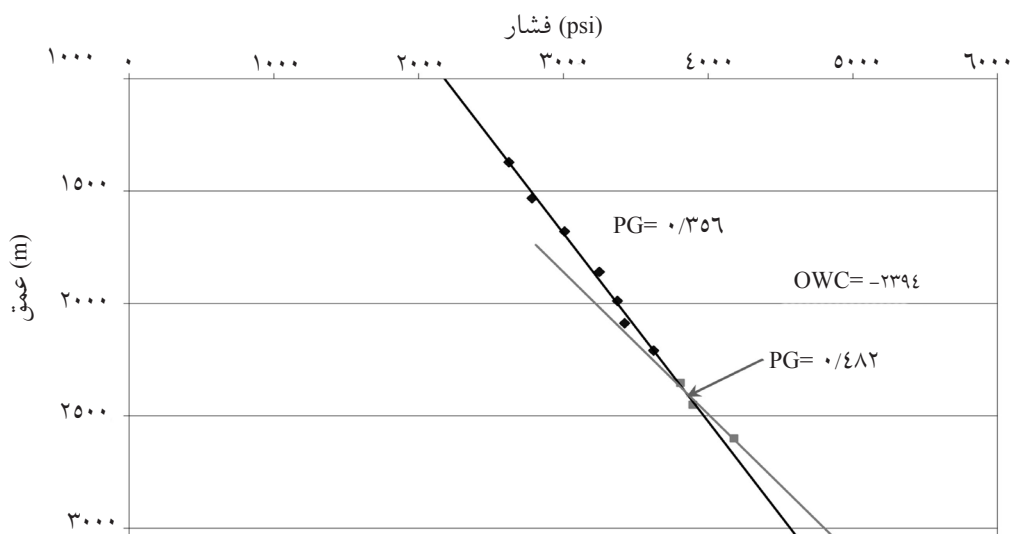
جهت تأیید عمق سطح تماس نفت-آب، از آزمایشات فشار سازند (RFT) در چاه‌های دارای اطلاعات فشارسنجی نیز استفاده گردید. همان‌گونه که در شکل ۴ مشاهده می‌گردد، در چاه SIC-E9 در عمق ۲۳۹۴/۱ m (۷۸۵۵ ft) گرادیان فشارسازندی دچار شکست می‌شود که نشان‌دهنده تغییر نوع سیال در این عمق و تأیید عمق سطح تماس نفت-آب تعیین شده در این چاه با استفاده از نمودارهای پتروفیزیکی می‌باشد.

تمایل سطح تماس نفت-آب

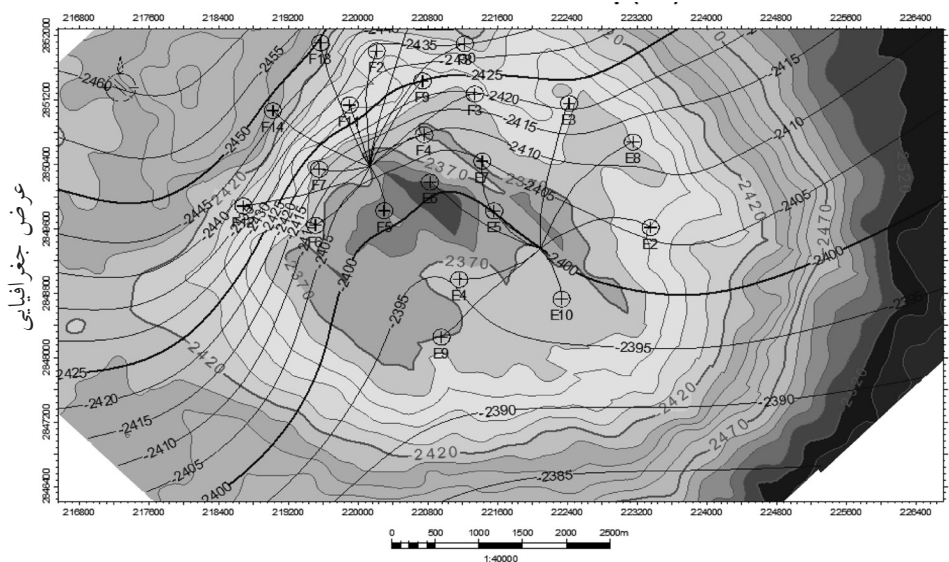
پس از محاسبه عمق سطح تماس نفت-آب در هر یک از چاه‌های میدان مورد مطالعه، جهت بررسی روند تغییرات عمق سطح تماس، نقشه هم ارزش سطح تماس نفت-آب بر روی نقشه عمقی رأس میشریف در نرم‌افزار پترل تهیه شد (شکل ۵). بر این اساس مشخص گردید که تمایل سطح تماس نفت-آب در میدان به سمت غرب میدان می‌باشد. بدین معنی که عمق سطح تماس نفت-آب در مخزن میشریف از شرق به غرب افزایش می‌یابد.

جریان هیدرودینامیک

جریان هیدرودینامیک در واقع جریان آب در بخش آب‌ده مخازن نفتی را مورد بحث قرار می‌دهد که این جریان از نقاط با سطوح پتانسیومتریک بالاتر به طرف نقاط با سطوح

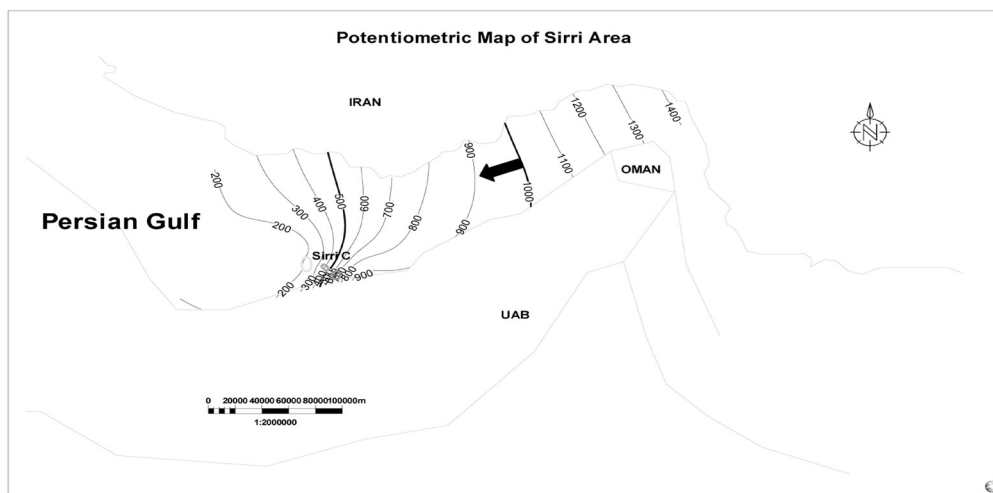


شکل ۴- نمودار فشارسنجی مخزن میشریف در چاه E9 میدان سیوند

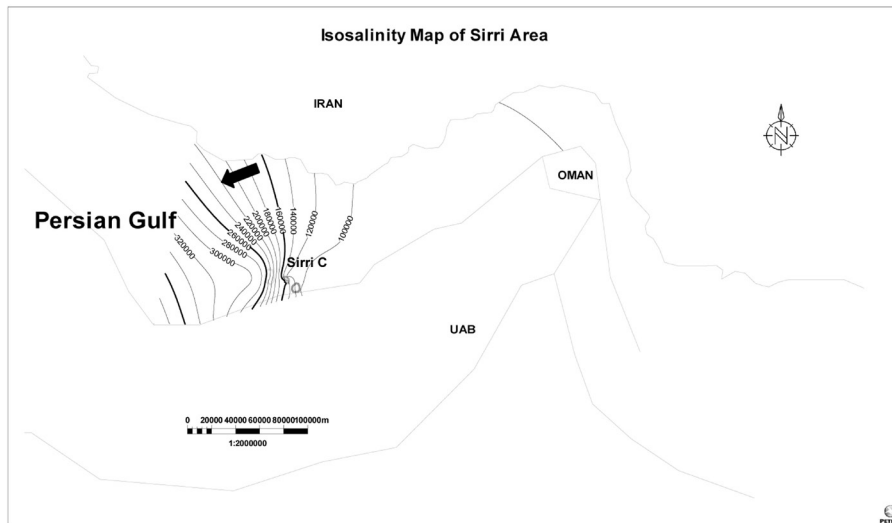


طول جغرافیایی

شکل ۵- نقشه هم ارزش سطح تماس نفت - آب ترسیم شده بر روی نقشه UGC مخزن میشریف میدان سیوند



شکل ۶- نقشه پتانسیومتریک بخش آب‌ده مخزن میشریف در ناحیه مورد مطالعه، (پیکان جهت جریان هیدرودینامیکی را نشان می‌دهد)

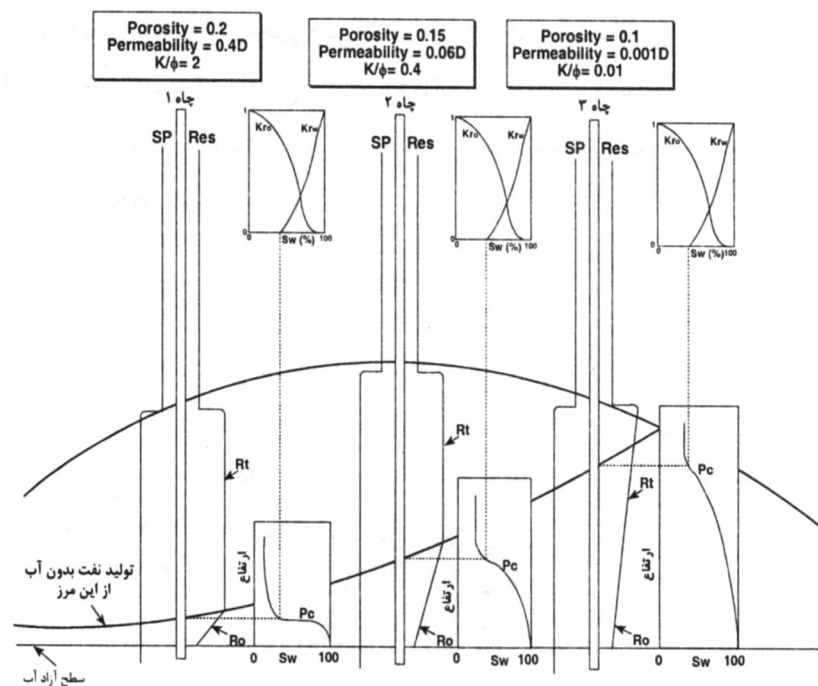


شکل ۷- نقشه هم شوری بخش آب‌ده مخزن میشریف در ناحیه مورد مطالعه (پیکان جهت افزایش شوری را که می‌تواند دلیلی بر وجود جریان هیدرودینامیکی در منطقه باشد، نشان می‌دهد)

در مخزن بالا آمده و عمق سطح تماس نفت - آب کمتر خواهد شد [۱۹]. این مسأله در شکل ۸ نشان داده شده است، چاه سمت چپ تخلخل و تراوایی بالایی دارد و زون تدریجی کوچک نشان داده شده است، ولی چاه سمت راست تراوایی و تخلخل خیلی پایینی داشته و زون تدریجی بزرگ‌تری را به خود اختصاص داده است بنابراین، سطح تماس مایل ناشی از تغییر خصوصیات سنگ مخزن می‌باشد [۲۰].

تغییرات خواص پتروفیزیکی سنگ مخزن

عامل مؤثر دیگر در کج شدگی سطح تماس سیالات، تغییر ویژگی‌های پتروفیزیکی سنگ مخزن می‌باشد. چنین سطح تماس مایلی که ناشی از تغییرات جانبی تراوایی و تخلخل است، خصوصیات فشار موینگی سازند و ارتفاع زون تدریجی را تحت تأثیر قرار می‌دهد. هنگامی که تراوایی و تخلخل پایین باشند، زون تدریجی ضخیم شده و فشار موینگی بالا خواهد رفت؛ در نتیجه آب تا ارتفاع بیشتری



شکل ۸- سطح تماس نفت- آب مایل در اثر تغییر خصوصیات سنگ [۲۰]

مدل، می‌توان هیستوگرام مقادیر تخلخل لاگ‌های درشت نمایی شده را با مقادیر آن در مدل ساخته شده مقایسه نمود (شکل ۱۱).

مدل‌سازی نفوذپذیری

تراوایی، پارامتر مهمی در توصیف مخازن می‌باشد و فاکتورهای بسیاری از جمله فاصله بهینه بین چاه‌ها و تکنیک‌های ازدیاد برداشت در توسعه مخازن به تراوایی بستگی دارد. در این مطالعه براساس داده‌های تخلخل و تراوایی به دست آمده از آنالیزهای معمولی مغزه چاه‌های F1، F2 و E2 میدان سیوند، تغییرات این دو پارامتر در برابر هم در شکل ۱۲ رسم شد. سپس با ترمیم بهترین خطی که از این نقاط عبور می‌کند، ترسیم و رابطه بین آنها محاسبه گردید.

از این رابطه برای محاسبه چگونگی تغییرات تراوایی در مقابل تخلخل، استفاده شد، بدین صورت که از روی محاسبه‌گر نرم‌افزار پترل، رابطه به دست آمده بر روی مدل تخلخل ساخته شده در کل میدان اعمال گردید تا مدل تراوایی میدان ساخته شود (شکل‌های ۱۳ و ۱۴).

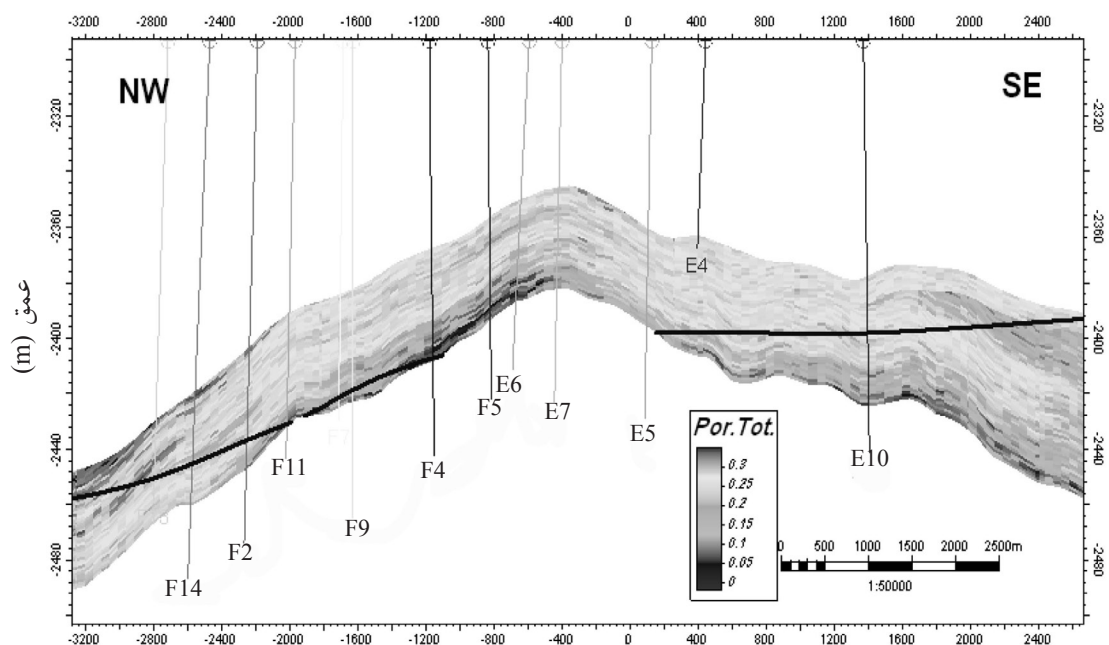
افزایش میزان تخلخل و تراوایی در بخش غرب و شمال غرب میدان باعث کاهش فشار موینگی در این بخش و در نتیجه ایجاد زون تدریجی کوچک‌تر شده است (شکل ۱۵).

مدل‌سازی زمین آماری

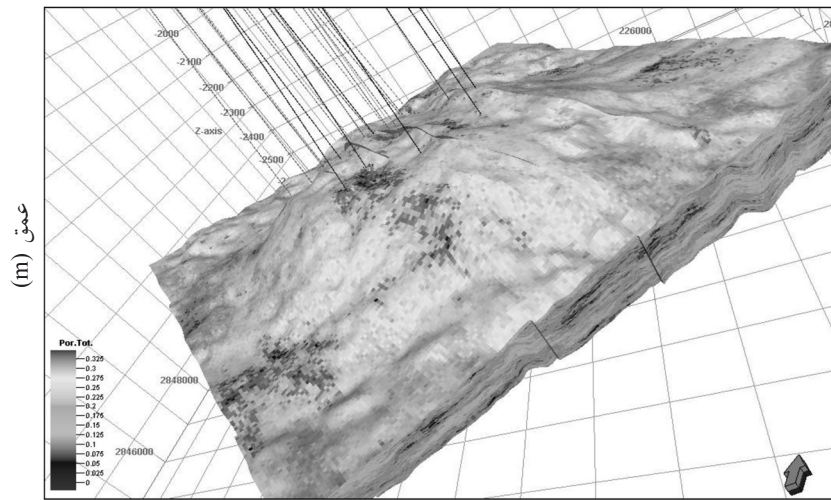
در این مطالعه با استفاده از نرم‌افزار پترل، مدل شبیه‌سازی زمین آماری، هتروژنیتی و توزیع فضایی پارامترهای پتروفیزیکی در مخزن به طور دقیق به تصویر کشیده شد. مهم‌ترین خاصیت شبیه‌سازی زمین آماری این است که به جای «بهترین تخمین»، مجموعه‌ای از مدل‌ها (تصاویر) را تولید می‌کند که دامنه‌ای از حالت‌های ممکن را شامل می‌شود. این تکنیک می‌تواند تعداد بسیار زیادی از نقشه‌های توزیع هر پارامتر پتروفیزیکی را در مخزن نفتی تولید کند که همگی شباهت معینی داشته باشند. این شباهت معین به زبان زمین آماری همان هیستوگرام و واریوگرام یکسان (مشابه) است [۲۱].

مدل شبیه‌سازی تخلخل

داده‌های تخلخل حاصل از تفسیر پتروفیزیکی لاگ‌های هر چاه، پس از درشت نمایی در داخل گریدها و نرمال‌سازی، مورد آنالیز واریوگرافی قرار گرفته‌اند. پس پارامترهای آنالیز واریوگرام (دامنه، جهت و اثر قطعه‌ای) به عنوان پارامترهای پایه‌ای جهت ساخت مدل شبیه‌سازی استفاده گردید. در مطالعه حاضر روش شبیه‌سازی SGS جهت مدل‌سازی پارامتر تخلخل در زون میشریف به کار گرفته شد (شکل‌های ۹ و ۱۰). جهت کنترل توزیع تخلخل در

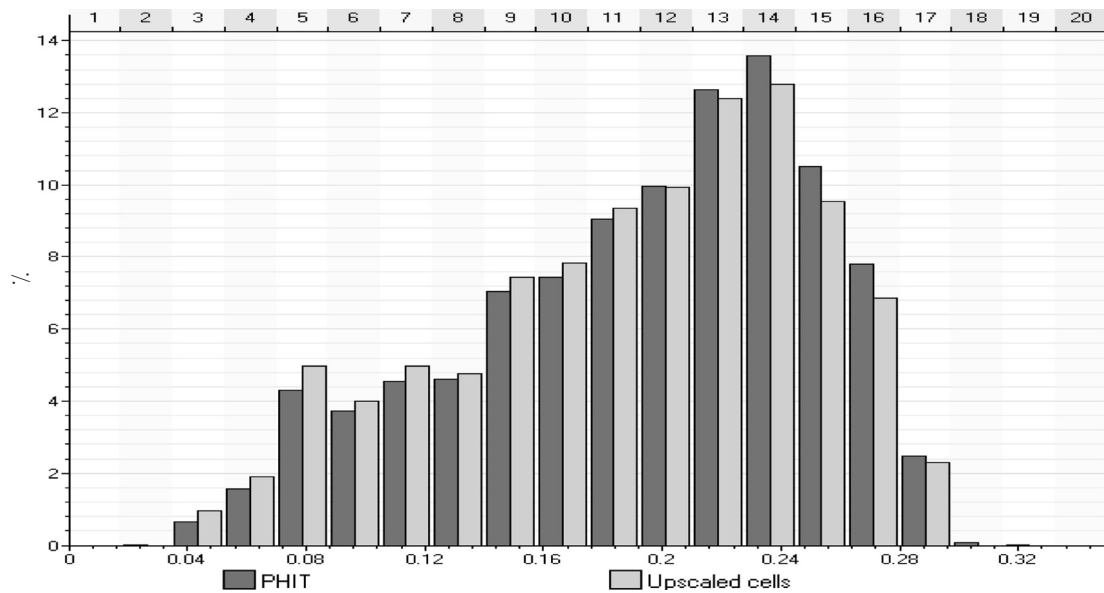


شکل ۹- مدل شبیه‌سازی شده توزیع تخلخل در زون میشریف در مقطع جنوب شرق - شمال غرب

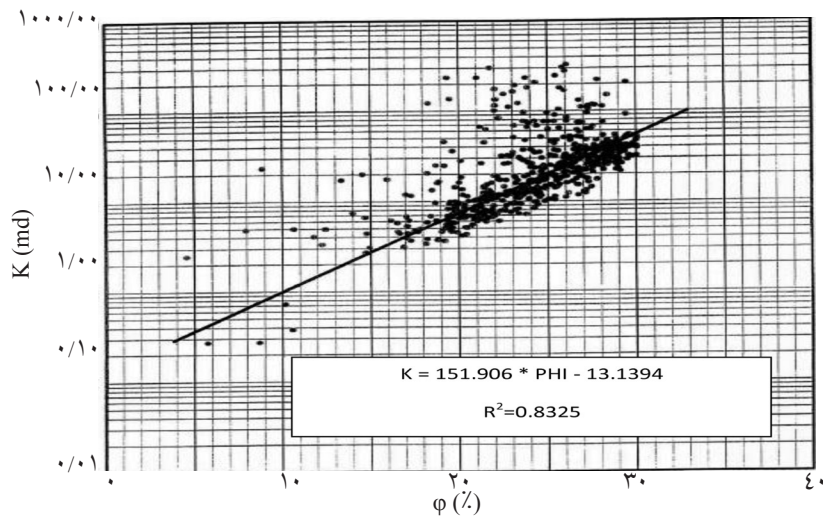


طول جغرافیایی (m)

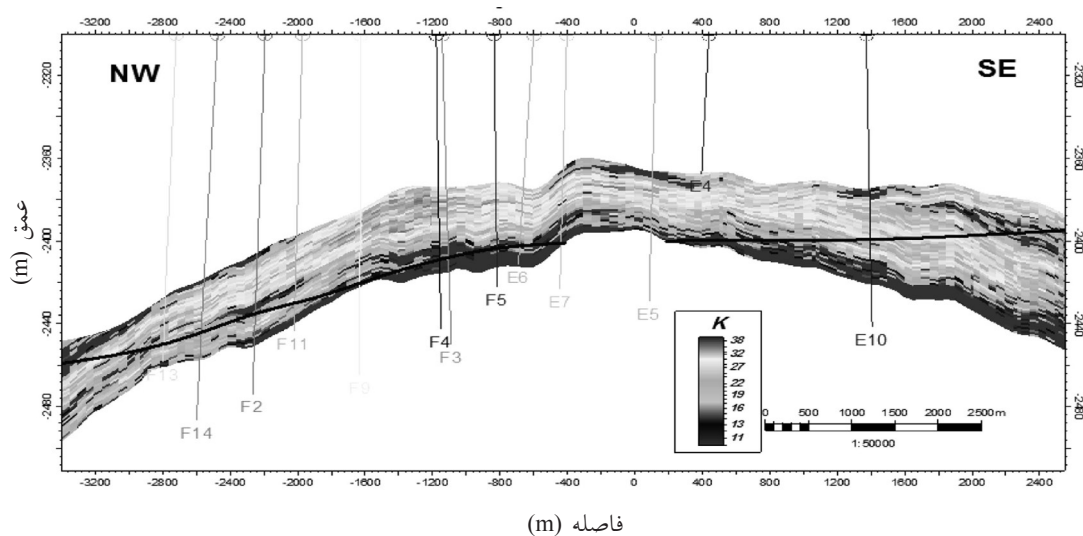
شکل ۱۰- مدل سه بعدی شبیه‌سازی شده توزیع تخلخل در زون میشریف



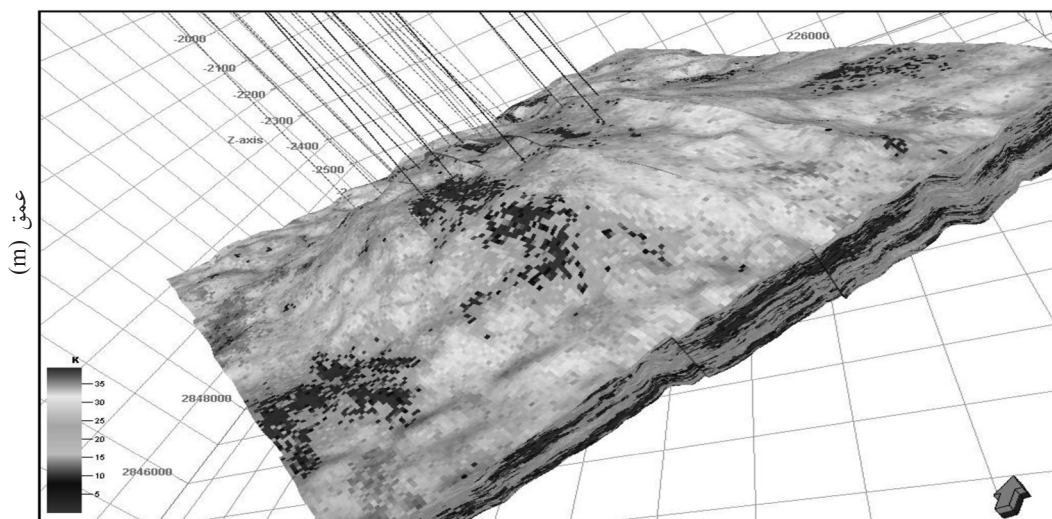
شکل ۱۱- مقایسه بین هیستوگرام داده‌های تخلخل درشت‌نمایی شده (Upscaling) و مدل ساخته شده جهت کنترل کیفی مرحله مدل‌سازی تخلخل



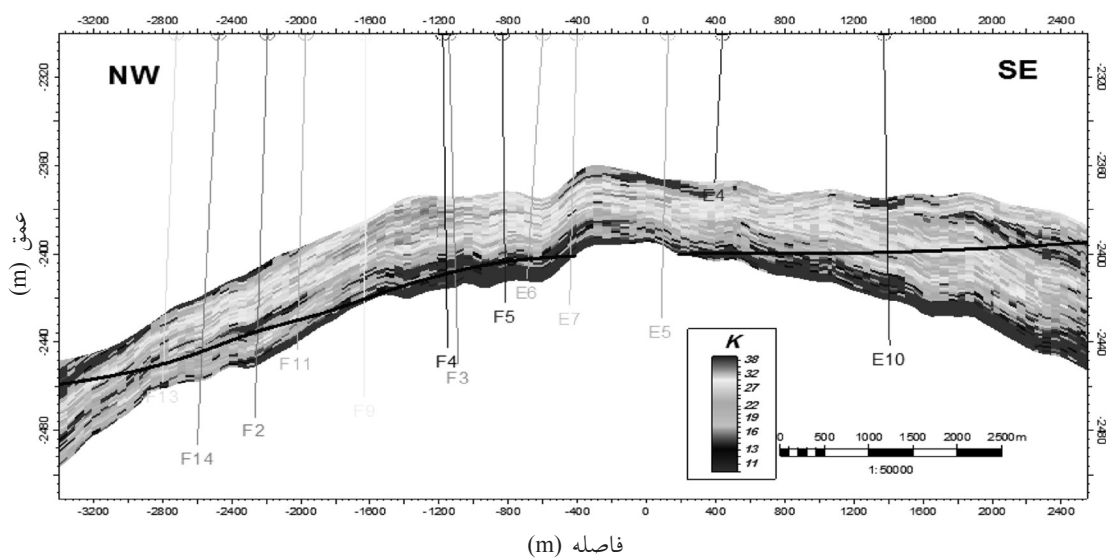
شکل ۱۲- نمودار تراوایی در مقابل تخلخل در مخزن میشریف



شکل ۱۳- مدل شبیه‌سازی شده توزیع تراوایی در زون میشریف در مقطع جنوب شرق - شمال غرب



شکل ۱۴- مدل سه بعدی شبیه‌سازی شده توزیع تراوایی در زون میشریف



شکل ۱۵- انحراف سطح تماس نفت - آب در اثر تغییر خصوصیات پتروفیزیکی سنگ مخزن میشریف در میدان سیوند

نتیجه‌گیری

پارامتر در بخش غرب و شمال غربی نسبت به بخش شرق و جنوب شرقی میدان می‌باشد. بررسی چگونگی توزیع پارامتر تراوایی زون میشریف نیز افزایش مقدار میانگین این پارامتر از شرق به غرب را نشان می‌دهد. افزایش میزان تخلخل و تراوایی در بخش غرب و شمال غرب میدان باعث کاهش فشار موینگی در این بخش و در نتیجه ایجاد زون تدریجی کوچک‌تر شده است. در بخش شرق و شمال شرق میدان که به لحاظ تراوایی و تخلخل وضعیت نامناسب‌تری دارد، زون تدریجی بزرگ‌تر و سطح تماس در عمق بالاتری قرار دارد، بنابراین، یکی از دلایل این سطح تماس مایل، تغییر خصوصیات سنگ مخزن می‌باشد (شکل ۱۵).

تشکر و قدردانی

بدین وسیله از حمایت‌های واحد پژوهش و فناوری شرکت نفت فلات قاره ایران، تشکر و قدردانی می‌گردد.

نقشه پتانسیومتریک منطقه‌ای تهیه شده از بخش آب‌ده مخزن میشریف، وجود یک جریان هیدرودینامیک را در ناحیه مورد مطالعه تأیید می‌نماید که این جریان از سمت شرق (سطح پتانسیومتریک بالاتر) به سمت غرب (سطح پتانسیومتریک پایین‌تر) خلیج فارس در جریان می‌باشد. وجود این جریان، با نقشه هم‌شوری تهیه شده از بخش مخزنی میشریف تأیید می‌گردد. همسویی جهت جریان هیدرودینامیک و افزایش شوری آب از شرق به غرب منطقه و میدان مورد بررسی، می‌تواند تعمیق سطح تماس نفت-آب را در این جهت توجیه نماید. توزیع سه بعدی پارامترهای پتروفیزیکی سنگ مخزن با استفاده از روابط زمین‌آماری و به کمک نرم افزار پترل، دید بسیار مناسبی از روند تغییرات ویژگی‌های مخزنی سازند میشریف در کل میدان فراهم می‌سازد. توزیع تخلخل زون میشریف نشان‌دهنده میانگین بیشتر این

منابع

- [۱]. قلاوند ه.، شایسته م.، سراج م. و صنوبر لیماکشی ع.، مطالعه هیدرودینامیک و هیدروشیمی سازند آسماری در فروافتادگی دزفول، شرکت ملی نفت خیز جنوب، ش. ۶-R، ۱۳۸۴.
- [۲]. رضایی م. ر.، زمین‌شناسی نفت، انتشارات علوی، ۱۳۸۰.
- [۳]. قلی‌پور ع.، مطالعه وضعیت هیدرودینامیک در سازند آسماری در فروافتادگی دزفول، شرکت ملی نفت خیز جنوب، شماره پ-۴۲۲۰، ۱۳۶۹.
- [۴]. گرگیان م. م. و رضایی ر.، کاربرد داده‌های فشار مؤبینه در تعیین سطح تماس سیالات مخازن هیدروکربوری با مثالی از جنوب ایران، سومین همایش انجمن زمین‌شناسی ایران، ۱۳۷۸.
- [۵]. حاجی کاظمی ا.، یوسف‌پور م.، آرامی ا.، مطالعه زمین‌شناسی سازندهای ایلام، لافان و سروک در میداین نفتی سیری سیوندو دنا، شرکت نفت فلات قاره ایران، پروژه مطالعات اکتشافی حوضه خلیج فارس، ۱۳۸۲.
- [۶]. مطیعی ه.، زمین‌شناسی نفت زاگرس (جلد ۱ و ۲)، سازمان زمین‌شناسی کشور، ۱۳۷۴.
- [7]. Bath P., *Aquifer pressure in the area*, NISOC, Report No. P- 2047, 1972.
- [8] Dennis H., Baillie J., Holt T. and Wessel-Berg D., "Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea", Norwegian Petroleum Society Special Publication, Vol. 9, pp. 171-185, 2000.
- [9]. Dennis H., Berymo P. and Holt T., "Tilted oil- water contact: modelling the effects of aquifer heterogeneity", Petroleum Geology Conference Series, Geological Society, London, Vol. 6, pp. 145- 158, 2005.
- [10]. Dias T. A., Tett D. and Croasdaile M., "Evidence for a hydrodynamic aquifer in lower miocene sands of the mod doy field; Gulf of Mexico", BHP Billiton Petroleum, Vol. 17, pp. 234- 248, 2009.
- [11]. Estrada C. and Mantilla C., "Tilted oil water contact in the cretaceous formation", Puerto colon field, Putumayo

Basin, Colombia, SPE 59429, 2000.

[12]. Fabricius I. L. and Rana M. A., "Tilting oil – water contact in the chalk of tyra field as interpreted from capillary Pressure data", Petroleum Geology Conference Series, Geological Society, London, Vol. 7, pp. 463- 472, 2010.

[13]. Gyson, *Sirri C field 3D geological model*, I.O.O.C. Report, 2003.

[14]. Lake L. W., "Petroleum engineering handbook", SPE, pp. 450-457, 2007.

[15]. Lucia F. J., *Carbonate reservoir characterization*, Springer, 2007.

[16]. Macbeth C., Stephen K. D. and McInally A., "The 4D seismic signature of oil-water contact movement due to natural production in a stacked turbidite reservoir: geophysical prospecting", Vol. 53, pp. 183- 203, 2005.

[17]. Pelissier j., Hedayati A., Abgrall E. and Plique J., "Study of hydrodynamic activity in the mishrif field off shore", Iran, Journal of Petroleum Technology, Vol. 5, pp. 1043-1052, 1980.

[18]. Rossi R. E., Mulla D. J., Journel A. G. and Franz E. H., "Geostatistical tools for modeling and interpreting geological spatial dependence", *Ecol Monoger*, Vol. 62, pp. 277-314, 1992.

[19]. Stenger B. A., Pham T. R., AL-Sahhaf A. A. and AL- Muhaish A. S., "Assessing the oil water contact in Haradh Arab- D", SPE 71339, 2001.

[20]. Tiab D. and Donaldson E., "Petrophysics theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties", Elsevier, 2nd Edition, 2004.

[21]. Total, *Sirri C & D oil fields development plan*, I.O.O.C. Report, 1999.