

# مطالعه و بررسی توزیع زمانی و مکانی فرونشست زمین در فرآیند برداشت از میدان نفتی کوپال

سیدرضا طاهری<sup>۱\*</sup>، علی پاک<sup>۲\*</sup> و سعید شاد<sup>۳</sup>

۱- دانشکده مهندسی عمران، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

۳- پژوهشکده بالادستی نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۶/۷/۲۹ تاریخ پذیرش: ۹۷/۲/۲۵

## چکیده

اندازه‌گیری توزیع زمانی و مکانی وقوع فرونشست در اثر برداشت از مخازن هیدروکربنی در جهان متداول است. اما، این موضوع در ایران چندان مد نظر قرار نمی‌گیرد، علی‌رغم این که پیش‌بینی روند فرونشست زمین در ابتدای عمر مخزن برای تخمین پیامدهای آتی برداشت مفید است. در مقاله حاضر، ابتدا دقت مدل‌سازی عددی فرونشست از طریق مقایسه با نتایج اندازه‌گیری شده برجا و روابط تحلیلی برای دو مخزن هیدروکربنی در آمریکا و هلند ارزیابی گردید. بر این اساس، مشخص شد که مدل‌سازی عددی، علی‌رغم فرض رفتار الاستیک و ساده‌سازی‌های دیگر به‌خوبی می‌تواند مسیر فرونشست را دنبال کند و علی‌رغم مکانیسم غیرالاستیک وقوع فرونشست و امکان تغییر پارامترها، تخمین صورت گرفته قابل قبول است. در ادامه، براساس روند برداشت از تعداد معینی چاه در میدان کوپال، توزیع زمانی و مکانی فرونشست سطحی در محدوده مشخصی از این میدان تخمین زده شد. ضمن آن که در مدل‌سازی فرونشست مخزن کوپال، برخلاف مثال‌های صحت‌سنجی که تغییر فشار کل مخزن، مبنای تعیین نشست قرار گرفت، اطلاعات زمانی برداشت از تعدادی چاه نیز استفاده گردید. نتایج حاصله نشان می‌دهد که پیش‌بینی می‌گردد برداشت از این محدوده میدان نفتی کوپال، حد فاصل سال‌های ۱۳۷۲ تا ۱۳۹۶، باعث ایجاد فرونشست به میزان ۲۶ تا ۳۲ cm در سطح زمین شده است.

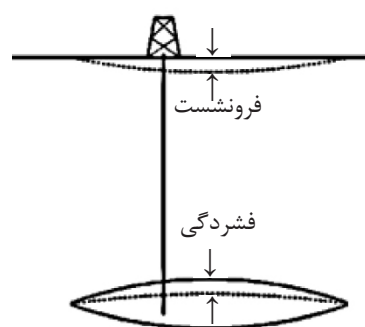
**کلمات کلیدی:** میدان نفتی کوپال، برداشت، فرونشست، توزیع زمانی و مکانی، شبیه‌سازی عددی

## مقدمه

می‌تواند با ایجاد نشست سطحی همراه گردد. شکل ۱ این روند را به‌صورت شماتیک نشان می‌دهد [۱]. اگرچه با وقوع تراکم مخزن، فشار تحریک‌کننده اضافی برای افزایش بهره‌وری در حین برداشت فراهم می‌شود، اما اثرات جانبی آن نامطلوب است. طوری که پیامدهای فرونشست می‌تواند بسیار پرهزینه بوده و بهره‌برداری از مخزن را با مشکل مواجه سازد.

یکی از موارد متداول اثرگذاری شرایط ژئومکانیکی بر رفتار مخزن، تراکم تدریجی مخزن در اثر برداشت و فرونشست سطحی مرتبط با آن است. به‌طوری‌که به موازات تولید نفت از مخزن زیرزمینی، فشار سیال کاهش یافته و متعاقب آن تنش موثر افزایش یافته و سبب فشردگی مخزن می‌گردد. این فشردگی

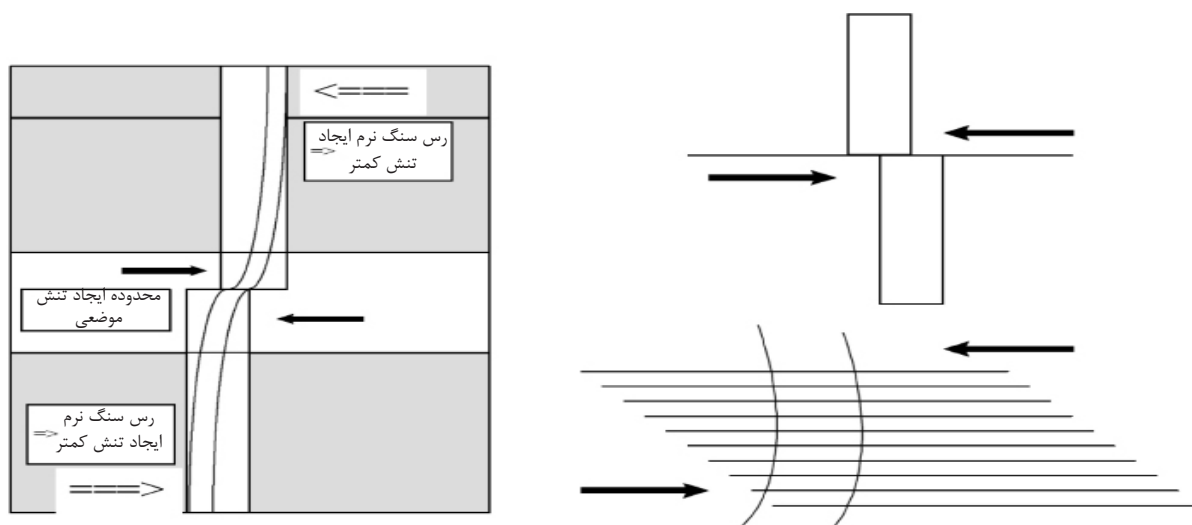
برداشت، تزریق و فرونشست جمع‌آوری شد تا تصویری کامل از رفتار مخزن و لایه‌های فوقانی آن حاصل شود. تحلیل داده‌ها نشان داد که ساده‌سازی دوبعدی نمی‌تواند مسائل پیچیده فرونشست، تزریق و برداشت را در برگیرد و به شبیه‌سازی سه‌بعدی ژئومکانیکی در مقیاس بزرگ نیاز است. برای ارزیابی اثر تغییر فشار ناشی از برداشت و تزریق، فشار منفذی محاسبه شده با شبیه‌سازی سه‌بعدی مخزن به‌صورت بارگذاری در مدل ژئومکانیکی سه‌بعدی غیر خطی المان محدود استفاده شد. شبیه‌سازی مقاطع، این امکان را فراهم کرد که میزان، موقعیت و شکل تقریبی بخش دچار فرونشست به‌همراه جزئیات روند تغییرات آن بازتولید شود. براساس مدل ساخته شده، سه حالت گسیختگی برای لوله جداری پیشنهاد شد که شامل گسیختگی برشی بالای مخزن و داخل لایه‌های فوقانی، گسیختگی کششی در لایه‌های فوقانی و شکست فشاری در مخزن هستند. همچنین، امکان پیش‌بینی حدودی زمان، موقعیت و عمق آسیب لوله جداری ناشی از فرونشست فراهم شد [۳]. تحلیل عددی سه‌بعدی فرونشست سازند و در ادامه، گسیختگی لوله جداری مرتبط با آن در چاهی مایل مربوط به میدانی در برزیل توسط شن انجام گرفت. شکل ۳ مدل کلی مربوط به این میدان را نشان می‌دهد. در این تحقیق، ابتدا بر تحلیل عددی گسیختگی چاه در اثر تغییر تنش در سازند و ناشی از برداشت تمرکز گردید. سپس، براساس نتایج حاصله، کانتور فرونشست در سطح میدان ترسیم شده و تغییر شکل‌های پلاستیک در هر مقطع بحرانی برای حداکثر بار وارد بر سازند تعیین گشت. مشاهده شد که مدل‌سازی عددی پیشنهادی، ابزاری موثر برای تخمین یکپارچگی لوله جداری و پیش‌بینی فرونشست ناشی از تولید است [۴].



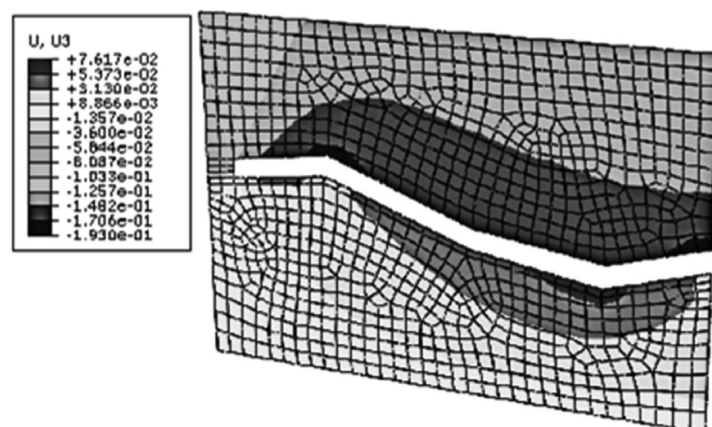
شکل ۱ وقوع تراکم و فرونشست ناشی از برداشت نفت [۱]

نمونه‌هایی از اثرات نامطلوب فرونشست و روند بررسی آن‌ها در نقاط مختلف دنیا، مربوط به بعد از سال ۲۰۰۰ میلادی در ادامه اشاره می‌گردد. کریستیانسن و همکاران، میدان نفتی والهال<sup>۱</sup> که به‌صورت مخزن پرفشار گچی در ناحیه اکوفیسک<sup>۲</sup> دریای شمال در نروژ قرار دارد را بررسی نمودند. گچ بسیار متخلخل این میدان (بیش از ۵۰٪ در برخی موارد) بسیار ضعیف بوده و بخش عمده‌ای از تخلخل اولیه آن، با افزایش تنش موثر ناشی از برداشت از بین رفت، به‌طوری‌که سبب نشست کف دریا به میزان ۴ m گردید. ضمن آن که مشخص شد تغییر شکل لوله جداری به‌صورت موضعی و در محدوده کوچکی ایجاد شده و همچنین، تحلیل اطلاعات نمودار کالیپر<sup>۳</sup> روشن نمود که مکانیسم وقوع تغییر شکل به‌صورت برش خوردگی در امتداد صفحات ضعیف و نزدیک به لایه‌بندی‌های موازی ایجاد می‌گردد، شکل ۲. در ادامه، از این اطلاعات به منظور دستیابی به طرح بهینه لوله جداری در نواحی دارای ریسک زیاد استفاده شد. نتایج نشان داد که مدل تغییر شکل عمدتاً از نوع لغزشی بوده و در اثر آن، هر مرتبه جابه‌جایی برشی به میزان ۲-۳ mm ایجاد می‌گردد [۲]. در مطالعه دیگر توسط فردریچ و همکاران، برنامه تحقیقاتی برای بررسی روند ژئومکانیکی که سبب ایجاد آسیب هنگام برداشت از سازند ضعیف تراکم‌پذیر میدان بلریج<sup>۴</sup> حوالی کالیفرنیا در ایالات متحده می‌گردد، تدوین شد. یک مجموعه اطلاعاتی جامع، متشکل از تاریخچه گسیختگی چاه، اطلاعات

1. Valhall  
2. Ekofisk  
3. Caliper  
4. Belridge



شکل ۲ برش موضعی مشاهده شده در میدان نفتی والهال [۲]



شکل ۳ نحوه توزیع نشست پس از افت فشار در یک مخزن هیدروکربنی در برزیل [۴]

موجود برای دو نمونه مخزن هیدروکربنی در آمریکا و هلند ارزیابی می‌شود. در ادامه، براساس اطلاعات موجود در خصوص روند برداشت از تعداد معینی چاه مربوط به میدان نفتی کوپال، توزیع زمانی و مکانی فرونشست سطحی در این میدان بررسی می‌شود.

### مثال صحت‌سنجی اول

#### معرفی مخزن

در این مثال، فرونشست سطح زمین برای مخزن بزرگی در آمریکا با نام لاست هیلز<sup>۱</sup> در ناحیه غربی کالیفرنیا به مساحت چهار و نیم مایل مربع مورد بررسی قرار می‌گیرد.

نمونه‌های ذکر شده به‌خوبی نشان می‌دهند که پیش‌بینی روند فرونشست زمین در ابتدای عمر مخزن بسیار مهم است و این امکان را فراهم می‌نماید که لوله‌های جداری به درستی طراحی گردند. همچنین، بر مبنای آن، طراحی مناسب برای تکمیل حفاری، حفر چاه‌های تزریق و لحاظ نمودن راهکارهای بهره‌برداری نیز تعیین گردد. معمولاً، توزیع زمانی و مکانی فرونشست ناشی از برداشت از مخازن هیدروکربنی اندازه‌گیری می‌شود. موضوعی که در ایران مغفول مانده است. در مقاله حاضر، ابتدا کارایی مدل‌سازی عددی جهت تعیین فرونشست مخازن، از طریق مقایسه نتایج آن با نتایج اندازه‌گیری شده برجا و روابط تحلیلی

1. Lost Hills

ضمن آن که تغییر نرخ زمانی تولید (1000 bbl/day) نیز در این شکل نشان داده شده است.

#### مدل عددی المان محدود

برای پیش‌بینی فرونشست میدان لاست هیلز، مدل عددی با نرم‌افزار آباکوس<sup>۴</sup> ایجاد شد. ابعاد مدل در پلان به مربعی با بعد ۹۱۴/۴ m (۳۰۰۰ ft) در نظر گرفته شده و شرایط مرزی به این صورت اعمال شد که کف مدل در برابر هر گونه تغییر شکل مقید شده، ضمن آن که در چهار محدوده جانبی، فقط حرکت در راستای قائم (نشست) مجاز باشد. شکل ۶ مش‌بندی مدل المان محدود ساخته شده و موقعیت مخزن را نشان می‌دهد. برای تحلیل، دو گام منظور شد. در گام اول، تنش‌های درجا در حالت ژئواستاتیکی در مدل منظور و در مرحله دوم، روند تغییرات زمانی فشار ناشی از برداشت براساس اطلاعات شکل ۵ در مدل اعمال گردید. رابطه مورد استفاده برای آن که میزان برداشت برحسب بشکه در روز براساس اطلاعات شکل ۵ را بتوان با تغییرات فشار مخزن مرتبط نمود به شرح زیر است [۵-۷]:

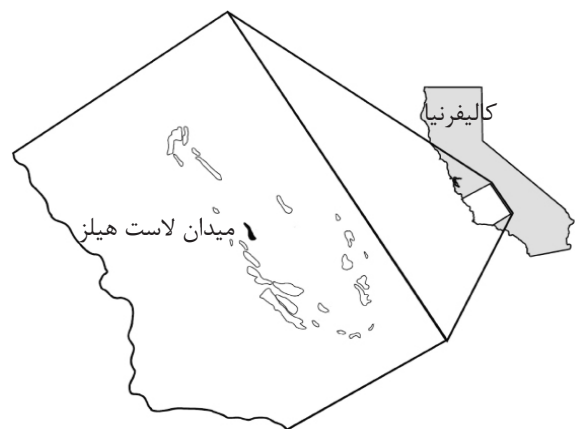
$$\frac{dp}{dt} = \frac{0.23396q}{C_r A H \phi} \quad (1)$$

که در آن:

dp/dt: نرخ تغییر فشار مخزن برحسب psi/hr

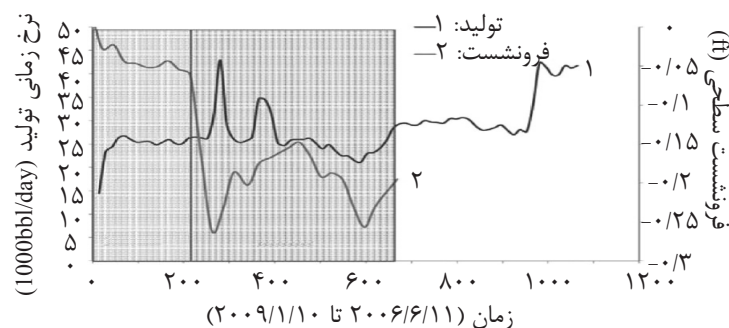
q: نرخ جریان برحسب بشکه بر روز براساس اطلاعات شکل ۵.

براساس گزارش‌های اولیه، این میدان ۲/۲ میلیارد بشکه نفت درجا دارد. عمده مخزن از جنس سازند دیاتومیت با تخلخل زیاد و نفوذپذیری کم می‌باشد. براساس مطالعات صورت گرفته، از سال ۱۹۸۹ تا ۲۰۱۱ میلادی، بخش‌هایی از این میدان بیش از ۳ m (۱۰ ft) نشست کرده است [۵]. شکل ۴ نقشه موقعیت میدان لاست هیلز کالیفرنیا را نشان می‌دهد.



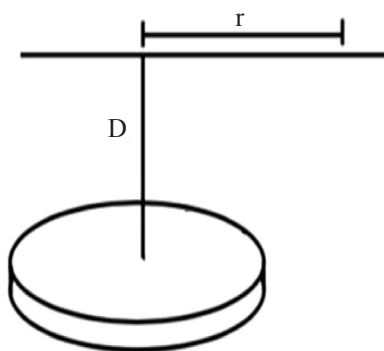
شکل ۴ نقشه موقعیت میدان لاست هیلز کالیفرنیا در آمریکا، پاتزک<sup>۱</sup> (۲۰۰۲) به نقل از مرجع [۵]

معمول‌ترین روش‌های مورد استفاده پایش نشست در میداین نفت و گاز، یکی استفاده از سیستم موقعیت یاب جهانی<sup>۲</sup> و دیگری روشی با نام داده‌های ماهواره‌ای رادار<sup>۳</sup> است که با این روش، روند وقوع نشست تجمعی با گذر زمان مطابق شکل ۵ تعیین شد.



شکل ۵ تغییرات نرخ برداشت و فرونشست با زمان (۲۰۰۶/۶/۱۱ تا ۲۰۰۹/۱/۱۰) در میدان لاست هیلز کالیفرنیا [۵]

1. Patzek
2. GPS - Global Positioning System
3. Interferograms Synthetic-aperture Radar (Insar)
4. Abaqus



شکل ۸ پارامترهای رابطه گیرتسا

$r$ : فاصله شعاعی از محور قائم در محدوده برداشت (معادل صفر منظور می‌شود)

$C_m$ : ضریب تراکم‌پذیری تک محوری برابر  $1/21 \times 10^{-9} \text{ pa}^{-1}$

$v$ : ضریب پواسون برابر  $0/25$

$\Delta p$ : میزان افت فشار براساس مقادیر محاسبه شده با رابطه (۲)

$D$ : عمق مدفون محدوده برداشت معادل  $640 \text{ m}$

$V$ : حجم محدوده برداشت معادل  $1/001 \times 10^8 \text{ m}^3$

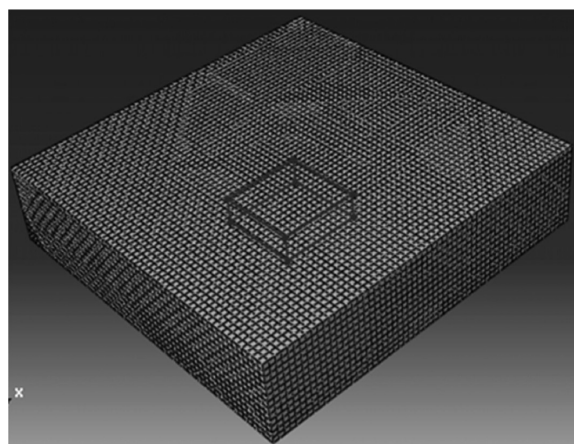
#### مقایسه روش‌های مختلف

در شکل ۹، نتایج تغییرات زمانی فرو نشست براساس اطلاعات اندازه‌گیری شده برجاء، مدل‌سازی عددی با آباکوس و همچنین، روش تحلیلی ارائه شده است. به نظر می‌رسد که روش عددی نسبت به روش تحلیلی، انطباق بهتری با نتایج اندازه‌گیری برجاء، به‌ویژه در دوره زمانی بعد از ۲۴۰ روز داشته و بهتر می‌تواند شرایط واقعی را شبیه‌سازی نماید. به عبارت دیگر، این روش علی‌رغم ساده‌سازی زیاد آن، توانسته روند فرونشست را دنبال کند. به نظر می‌رسد با توجه به مکانیسم غیرالاستیک وقوع فرونشست و تغییرات زیاد پارامترهای فرض شده، تخمین صورت گرفته قابل قبول است.

#### مثال صحت‌سنجی دوم

##### معرفی مخزن

در کشور هلند، بخش غالب مخازن هیدروکربنی در گوشه شمال شرقی قرار دارند.



شکل ۶ مش‌بندی مدل عددی المان محدود و موقعیت مخزن در آن

$C_t$ : تراکم‌پذیری مخزن برابر با  $1/5 \times 10^{-5}$

بر  $\text{psi}$  ( $2/18 \times 10^{-9} \text{ p}^a$ )

$A$ : سطح مقطع مخزن معادل  $5/04 \times 10^6$  فوت مربع ( $469160/235 \text{ m}^2$ )

$h$ : ضخامت مخزن معادل  $700 \text{ ft}$  ( $213/36 \text{ m}$ )

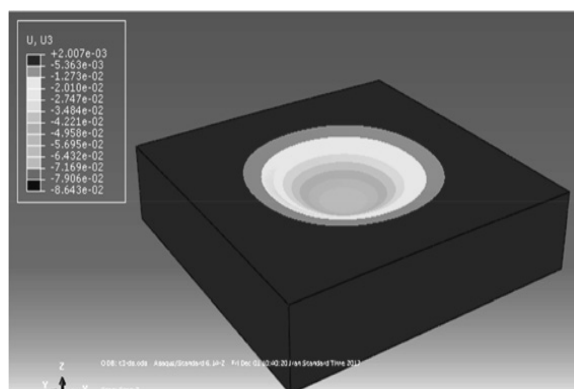
$\emptyset$ : تخلخل مخزن برابر با  $0/5$

شکل ۷ وضعیت نشست مدل عددی بعد از ۶۰۰ روز مدل‌سازی را نشان می‌دهد.

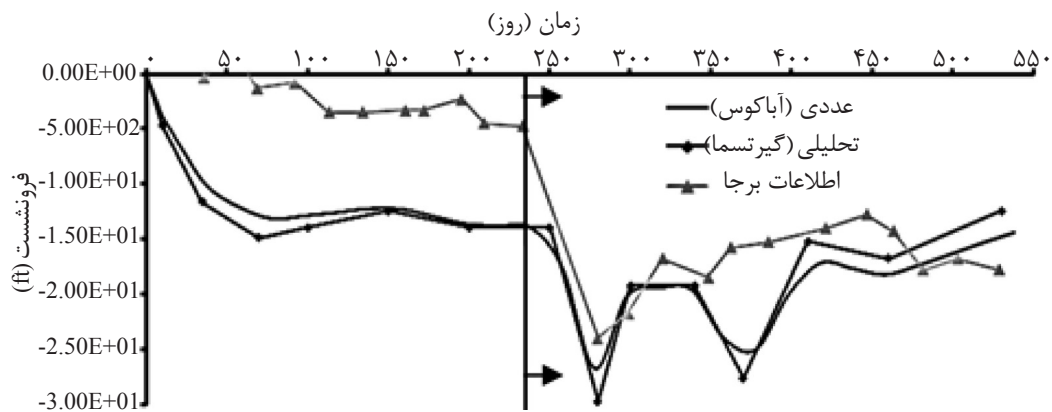
#### روش تحلیلی

برای ارزیابی بهتر نتایج، مدل تحلیلی ارائه شده توسط گیرتسا مورد استفاده قرار گرفت. این رابطه که میزان فرونشست سطح زمین را محاسبه می‌کند به شرح زیر است [۸]:

$$u_z(r) = -C_m (1-v) / \pi D / (r^2 + D^2)^{(3/2)} \Delta p V \quad (2)$$



شکل ۷ وضعیت نهایی نشست مدل عددی پس از ۶۰۰ روز مدل‌سازی



شکل ۹ نتایج تغییرات زمانی نشست با روش‌های مختلف

### مقایسه روش‌های مختلف

برای محاسبه نشست با مدل‌سازی عددی، از نرم افزار آباکوس استفاده گردید. شکل ۱۲ مش مدل المان محدود را نشان می‌دهد. در گام اول، تنش‌های برج در حالت ژئواستاتیکی در مدل منظور گردیده و در مرحله دوم، روند تغییرات زمانی فشار منفذی در مخزن اعمال گردید. ابعاد مدل در پلان به صورت دایره با شعاع ۴۵۰۰ m در نظر گرفته شده و شرایط مرزی مساله، مشابه مثال صحت‌سنجی اول اعمال گردید. در این مثال، با توجه به موجود بودن اطلاعات مستقیم افت فشار (فشار اولیه مخزن که در سال ۱۹۶۳ معادل ۳۴/۷ MPa بود، در سال ۲۰۰۵، ۱۲/۵ MPa اندازه‌گیری شده است)، تغییرات فشار به صورت خطی در مدل عددی وارد گردید. وضعیت نشست مدل عددی آباکوس در زمان نهایی در شکل ۱۳ مشخص شده است. در ادامه، مدل تحلیلی ارائه شده توسط گیرتسما استفاده گردید. مقادیر پارامترهای به کار رفته در مدل تحلیلی گیرتسما (رابطه ۲) به شرح زیر هستند:

$r$ : فاصله شعاعی از محور قائم در محدوده برداشت (معادل صفر منظور می‌شود)

$C_m$ : ضریب تراکم پذیری تک محوری برابر  $10^{-11} \text{ pa}^{-1}$

$v$ : ضریب پواسون برابر ۰/۲۵

$\Delta p$ : میزان افت فشار براساس اطلاعات بند قبلی

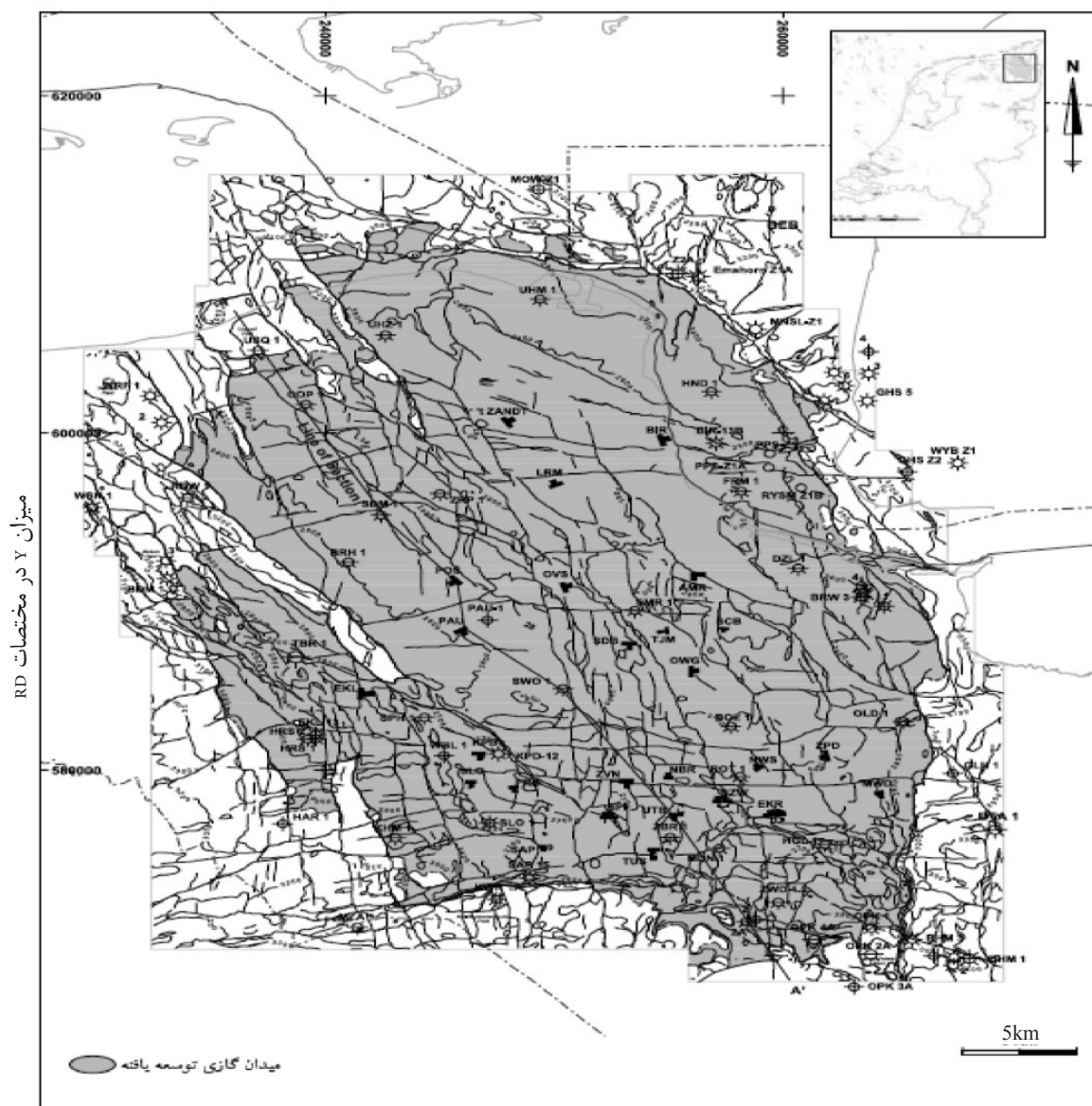
$D$ : عمق مدفون محدوده برداشت معادل ۳۰۰۰ m

$V$ : حجم محدوده برداشت معادل  $10^8 \times 0.7 \text{ m}^3$

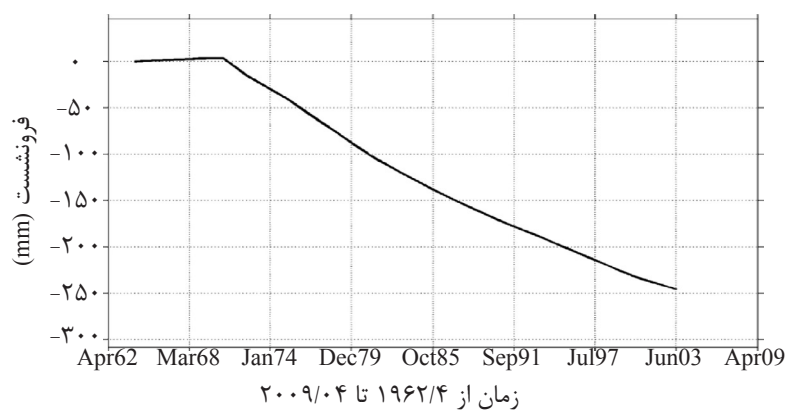
میدان مورد بررسی، با عنوان میدان گازی گرونینگن<sup>۱</sup>، مساحتی در حدود  $100 \text{ km}^2$  دارد. این میدان که بزرگ‌ترین میدان گازی اروپای غربی است، در عمق ۲۷۵۰ تا ۲۹۰۰ m واقع شده و ضخامت آن بین ۱۰۰ تا ۲۰۰ m متغیر است. شکل ۱۰ محدوده این میدان را نشان داده است. حجم قابل بازیافت این میدان در حدود ۲۷۰۰ میلیارد مترمکعب تخمین زده شده است. شکل این میدان گازی تقریباً به صورت استوانه با شعاع ۱۵ km بوده و تعداد چاه‌های این میدان ۲۹۵ عدد است. با بررسی‌های صورت گرفته، ضریب پواسون سنگ مخزن در حدود ۰/۲۵ و مقادیر تخلخل بین ۱۶ و ۲۰٪ تعیین گردیده است [۸]. یازده عدد چاه مشاهده‌ای در این میدان گازی به کار گرفته شد با این هدف که میزان تراکم در شرایط برج را با دقت میلی‌متر تعیین نماید. در واقع، از ابتدای برداشت از این میدان در دهه ۱۹۶۰، اندازه‌گیری نشست سطحی صورت گرفته و این امکان را به وجود آورده است تا تغییرات نشست با دقت زیاد تعیین شود. همچنین، ضریب تراکم‌پذیری مخزن بین  $10^{-5} \times 0.45$  تا  $10^{-5} \times 0.75$  برای هر بار فشار به دست آمده است. ضخامت متوسط این مخزن ۱۷۱ m بوده و براساس اندازه‌گیری‌های صورت گرفته تا سال ۲۰۰۵ میزان فرونشست آن در نقاط مختلف میدان بین ۱۷ تا ۲۸ cm تعیین گردیده است [۸]. شکل ۱۱ روند فرونشست اندازه‌گیری شده در این میدان را ارائه می‌نماید.



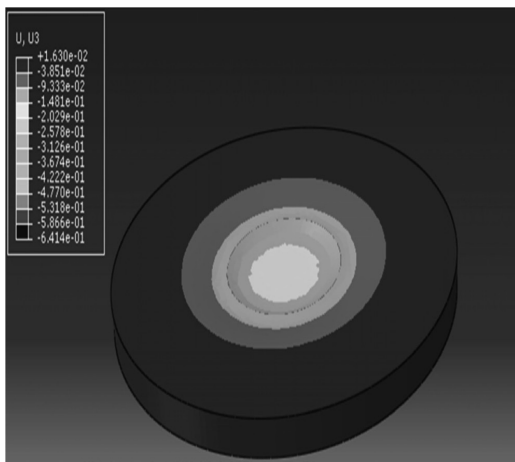
میزان X در مختصات RD



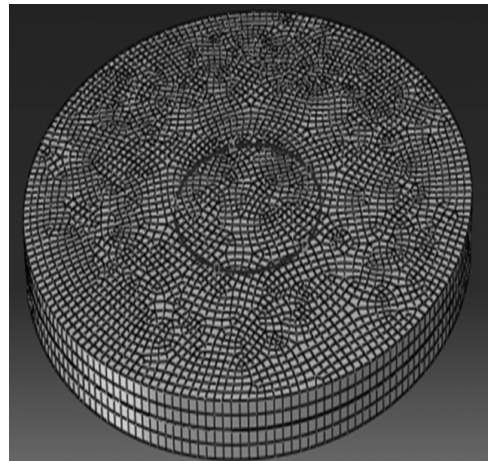
شکل ۱۰ محدوده میدان گازی گرونینگن شامل موقعیت چاه‌ها و گسل‌ها [۸]



شکل ۱۱ میزان فرونشست اندازه‌گیری شده در مرکز میدان گرونینگن از ابتدای برداشت گاز [۸]



شکل ۱۳ وضعیت نهایی نشست مدل عددی در سال ۲۰۰۵



شکل ۱۲ مش بندی مدل المان محدود و موقعیت مخزن در آن

ایران و موقعیت محدوده مورد بررسی شامل ۹ چاه که اطلاعات برداشت زمانی آنها در این تحقیق مورد بررسی قرار گرفته را نشان می‌دهد. همان‌طور که اشاره شد، این میدان متشکل از دو مخزن آسماری با ضخامت متوسط ۴۳۳ m و عمق متوسط ۶۳۷ m و بنگستان با ضخامت متوسط ۳۱۷۵ m و عمق متوسط ۳۹۶۰ m است که پنج چاه A، B، C، D، E، F، G و I در آسماری و چهار چاه A، B، D، H در بنگستان قرار دارند. تاریخچه زمانی برداشت از این ۹ چاه در شکل ۱۶-الف مشخص شده که محور افقی، زمان بین سال‌های ۱۳۷۲ تا ۱۳۹۶ شمسی و محور قائم، میزان برداشت تجمعی (میلیون بشکه) است [۹]. شکل ۱۶-ب عمق و ضخامت متوسط دو مخزن آسماری و بنگستان را نشان می‌دهد. در ادامه، برای آن که میزان جریان به‌صورت برداشت را بتوان با تغییر فشار مخزن مرتبط نمود، رابطه ۱ استفاده گردید. پارامترهای مورد استفاده در این رابطه به‌صورت زیر هستند [۱۰ و ۱۱]:

$dp/dt$ : نرخ تغییر فشار مخزن بر حسب psi/hr (پوند بر اینچ مربع در هر ساعت)

q: نرخ جریان بر حسب بشکه بر روز براساس اطلاعات شکل ۱۵

C: تراکم‌پذیری برابر با  $10^{-7} \text{ psi}^{-1} \times 2/42$  برای مخزن بنگستان و  $10^{-7} \text{ psi}^{-1} \times 3/86$  برای مخزن آسماری

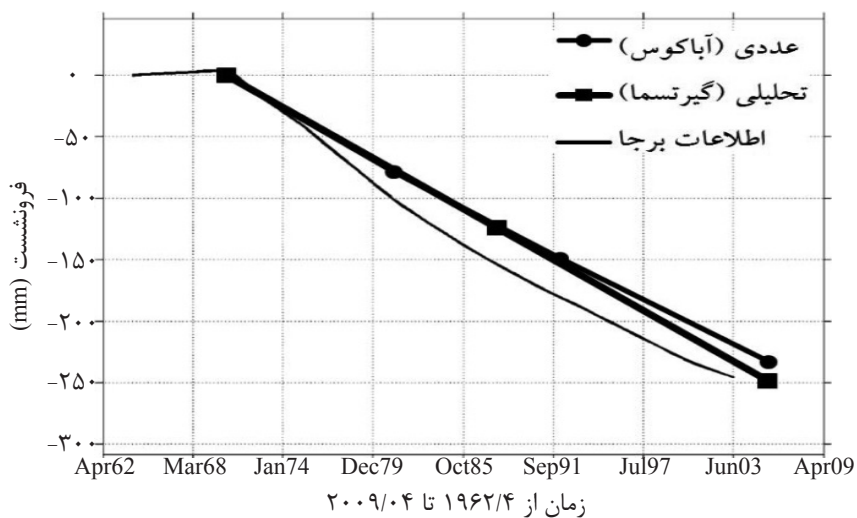
A: سطح مقطع مخزن

در شکل ۱۴، نتایج تغییرات زمانی نشست براساس اطلاعات اندازه‌گیری شده میدانی، مدل‌سازی عددی و همچنین، روش تحلیلی ارائه شده است. مشاهده می‌شود که مدل‌سازی عددی و روش تحلیلی هر دو انطباق مناسبی با اندازه‌گیری برجها دارند و می‌توانند شرایط واقعی را شبیه‌سازی نمایند.

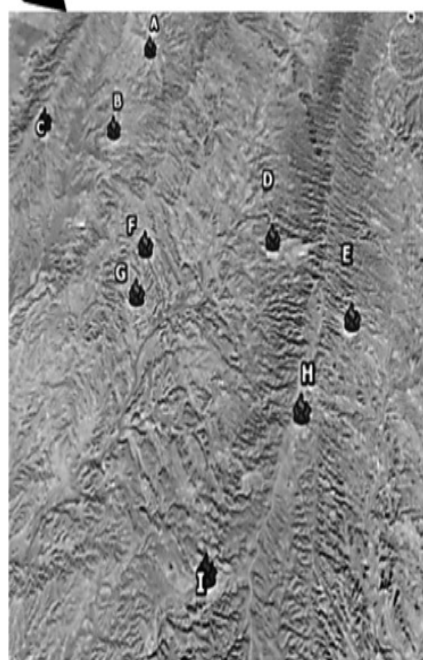
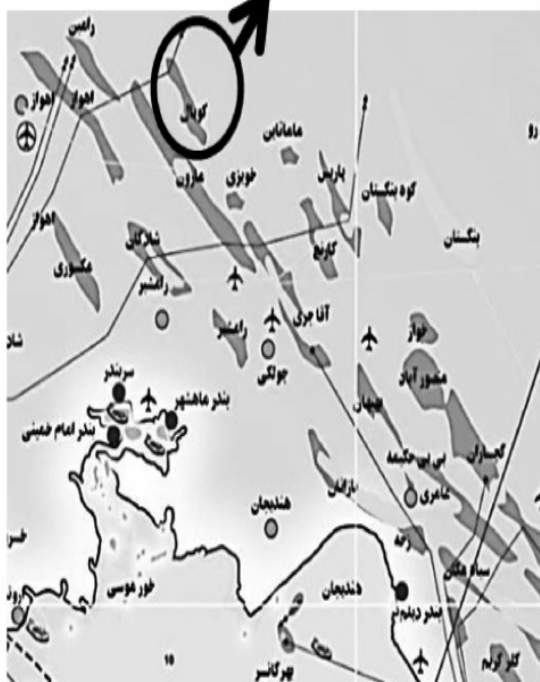
### شبیه‌سازی فرونشست سطحی بخشی از میدان نفتی کوپال

میدان نفتی که در مقاله حاضر، توزیع زمانی مکانی فرونشست در محدوده مشخصی از آن مورد بررسی قرار گرفته، میدان نفتی کوپال است. این میدان نفتی، در بخش شمالی استان خوزستان و در بخش میانی حوضه فرو افتاده دزفول و در ۶۰ km شرق اهواز واقع شده است. طول این میدان، حدود ۶۰ و عرض آن ۱/۵ km است. این میدان در سال ۱۳۴۴ کشف و در سال ۱۳۵۰ بهره‌برداری از آن آغاز شد. میدان کوپال ۵ میلیارد و ۶۰۰ میلیون بشکه نفت در جای اولیه دارد و تاکنون تعداد ۴۸ حلقه چاه نفت در آن حفاری شده است و در حال حاضر از ۳۲ حلقه چاه فعال در دو مخزن این میدان با نام‌های آسماری و بنگستان، مجموعاً ۹۴ هزار بشکه در روز نفت تولید می‌شود. شکل ۱۵ موقعیت کوپال در میان دیگر میادین نفت جنوب غرب

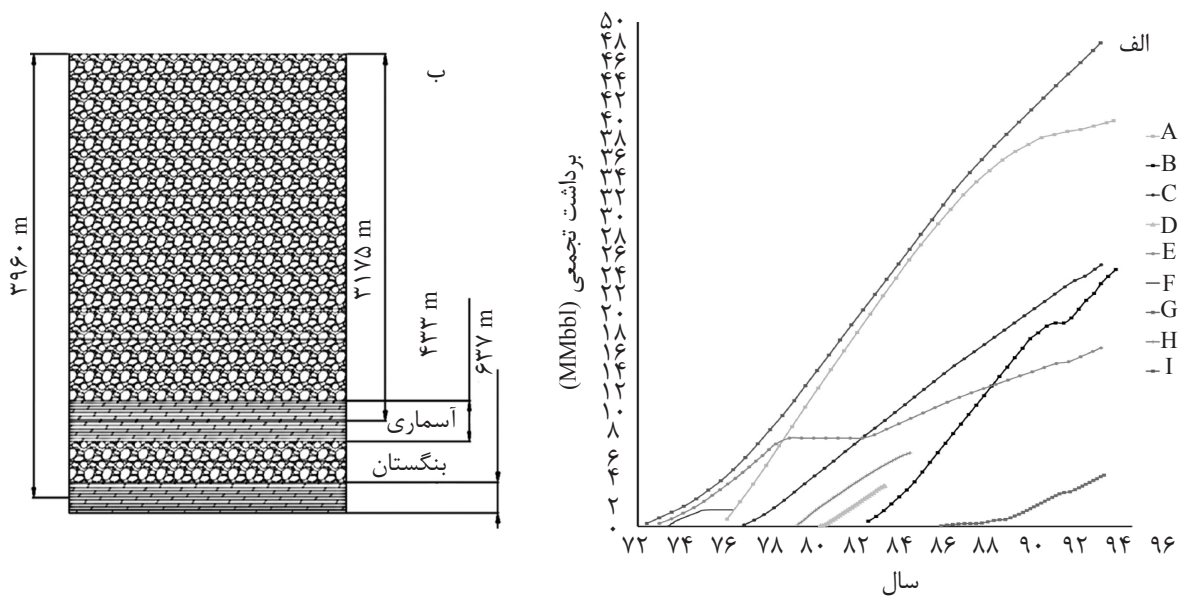




شکل ۱۴ نتایج تغییرات زمانی نشست با روش‌های مختلف



شکل ۱۵ موقعیت قرارگیری محدوده مورد بررسی در میدان نفتی کوپال



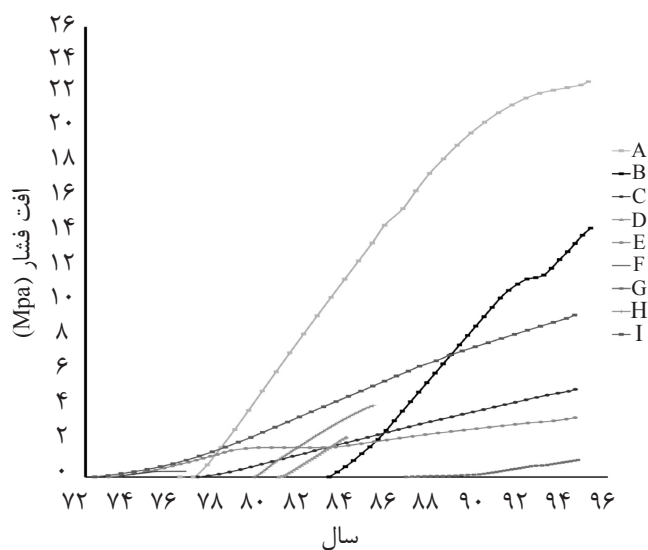
شکل ۱۶ الف) روند زمانی برداشت چاه‌های مورد بررسی و ب) عمق و ضخامت مخازن نفتی میدان کوپال [۹]

گردیده و در مرحله بعدی، روند تغییرات زمانی فشار منفذی هر چاه در مدل اعمال شد. با توجه به عمق مخزن بنگستان، عمق مدل معادل ۴/۵ km لحاظ شده است. مشخصات هندسی و ژئومکانیکی دو مخزن آسماری و بنگستان که با توجه به محدودیت اباکوس در اعمال شرایط واقعی هندسی، به صورت افقی در مدل در نظر گرفته شده‌اند در جدول ۱ وضعیت تغییرشکل یافته و کانتور تغییر مکان در شکل ۱۹ ارائه شده‌اند. شکل ۲۰، کانتور تغییر مکان قائم در سه تراز مختلف سطح زمین، سطح مخزن آسماری و سطح مخزن بنگستان را نشان می‌دهد. براساس شکل‌های ۱۹ و ۲۰، فرونشست زمین در سال ۱۳۹۶ در محدوده مورد نظر میدان، بین ۲۶ تا ۳۲ cm است. روند زمانی فرونشست برای هر چاه در شکل ۲۱ نشان داده شده است. بر این اساس، روند فرونشست مشابهی برای ۹ چاه با گذر زمان و برداشت مشاهده می‌گردد. بیشترین میزان نشست مربوط به چاه‌های A و C (بیش از ۳۲ cm) و کمترین آن مربوط به سه چاه E، H و I (در حدود ۲۶ cm) است.

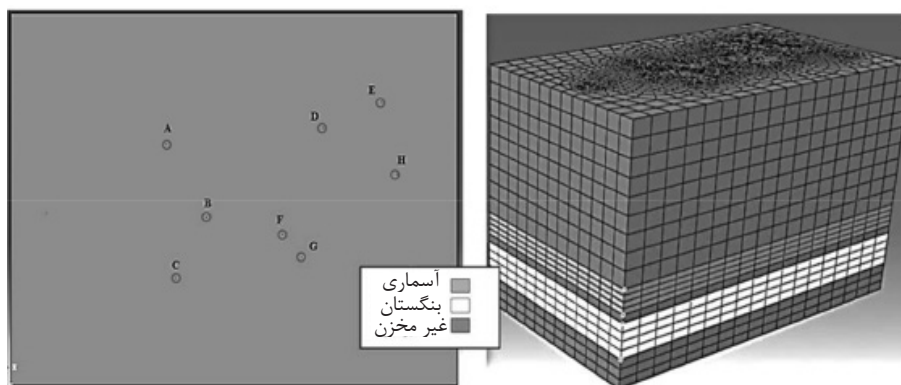
h: ضخامت مخزن ۲۰۹۰ ft (۶۳۷/۰۳ m) برای مخزن بنگستان و ۱۴۱۹ ft (۴۳۲/۵۱ m) برای مخزن آسماری  
 0: تخلخل مخزن معادل ۰/۰۴۴ برای مخزن بنگستان و ۰/۱۳۶ برای مخزن آسماری

شکل ۱۷ مقادیر افت فشار محاسبه شده برحسب مگاپاسکال با گذر زمان برای هر چاه را نشان می‌دهد. براساس اطلاعات ژئومکانیکی این دو مخزن و برداشت صورت گرفته در طول زمان، مدل عددی شامل ۹ چاه ساخته شد.

شرایط مرزی به گونه‌ای تعریف شد که کف مدل در برابر هر گونه تغییر شکل مقید شده و در چهار محدوده جانبی، فقط حرکت در راستای قائم (نشست) مجاز باشد. شکل ۱۸ وضعیت مش‌بندی مدل المان محدود و موقعیت قرارگیری چاه‌ها بر روی پلان مدل را نشان می‌دهد. لازم به ذکر است که المان‌های مورد استفاده قادر به لحاظ هم‌زمان درجات آزادی جابه‌جایی و فشار منفذی هستند. مراحل تحلیل به این صورت تعریف شد که ابتدا، تنش‌های برجا در حالت ژئواستاتیکی در مدل منظور



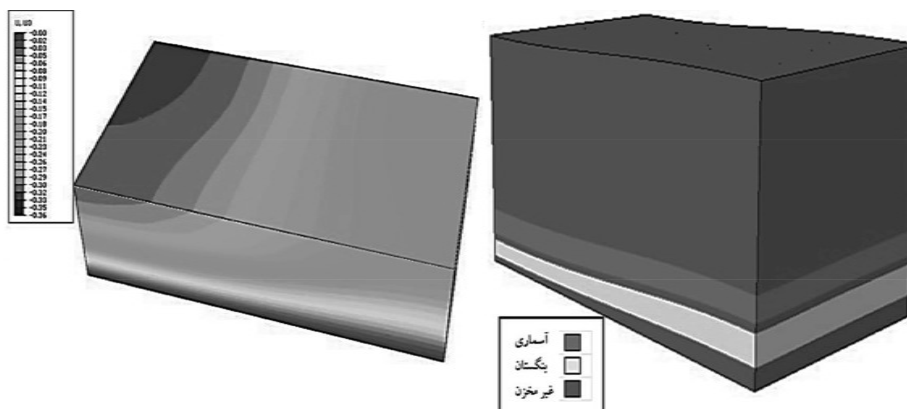
شکل ۱۷ مقادیر افت فشار محاسبه شده برای هر چاه میدان کوپال



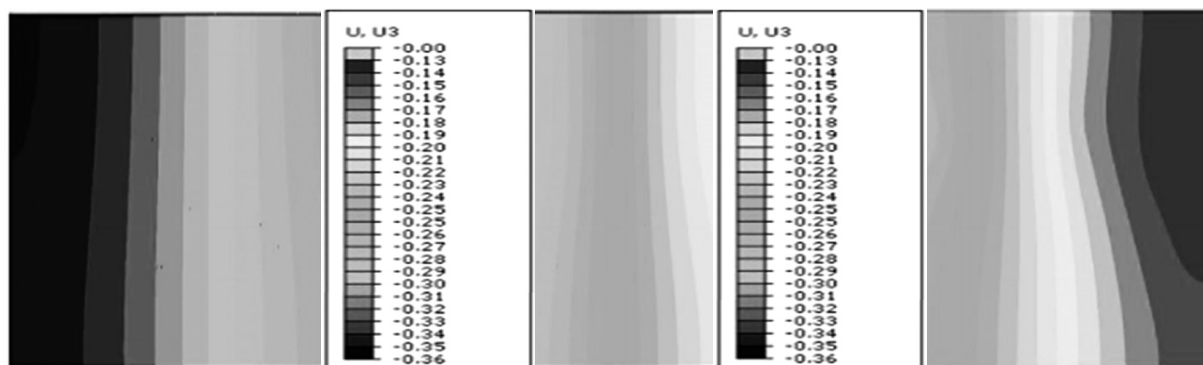
شکل ۱۸ مش مدل عددی آباکوس بخشی از میدان نفتی کوپال (چاه ۹)- موقعیت چاه‌ها روی پلان

جدول ۱ مشخصات هندسی و ژئومکانیکی دو مخزن آسماری و بنگستان [۱۰ و ۱۱]

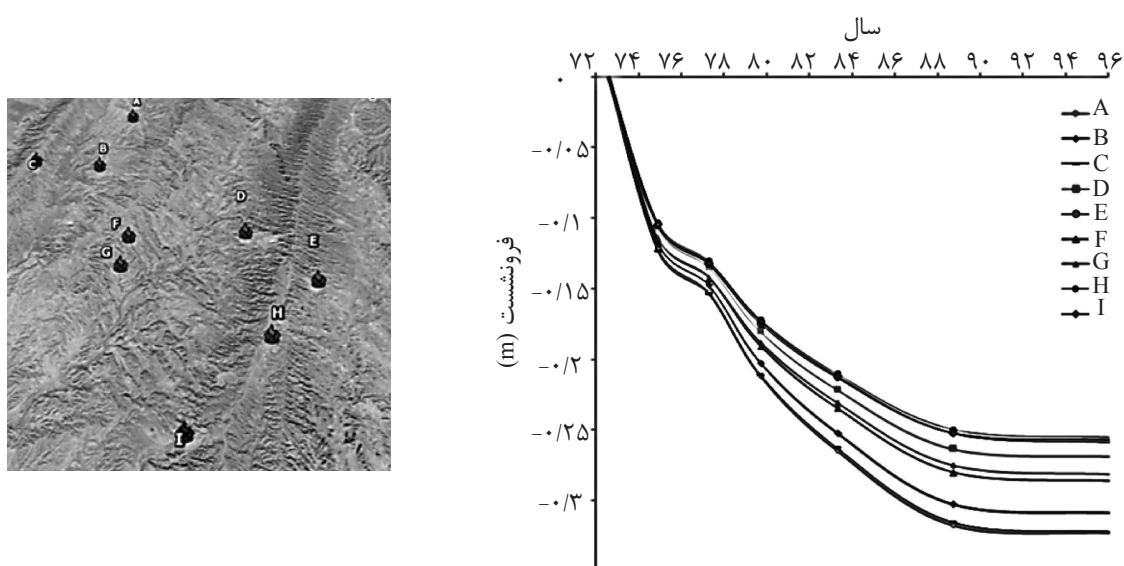
نام مخزن	عمق متوسط (m)	ضخامت متوسط (m)	تخلخل (%)	دانسیته ( $kg/m^3$ )	مدول الاستیسیته (Gpa)	ضریب پواسون
آسماری	۳۱۷۵	۴۳۳	۱۳/۶	۲۵۰۰	۲۱/۴۴	۰/۳
بنگستان	۳۹۶۰	۶۳۷	۴/۴	۲۶۰۰	۳۴/۱۷	۰/۳



شکل ۱۹ وضعیت تغییر شکل یافته سه بعدی مدل عددی- کانتور تغییر مکان سه بعدی



شکل ۲۰ کانطور تغییر مکان قائم در تراز از راست سطح زمین، مخزن آسماری و مخزن بنگستان



شکل ۲۱ تخمین روند زمانی فرونشست هر چاه بین سالهای ۱۳۷۲ تا ۱۳۹۶ و وضعیت قرارگیری چاه ها نسبت بهم

مود غیرالاستیک وقوع فرونشست و امکان تغییر پارامترها، تخمین صورت گرفته قابل قبول است. در ادامه، براساس اطلاعات موجود در خصوص روند برداشت از میدان نفتی کوپال، توزیع زمانی و مکانی فرونشست سطحی در محدوده مشخصی از این میدان مدل سازی شد. این میدان نفتی متشکل از دو مخزن آسماری و بنگستان بوده که پنج چاه از مخزن آسماری و چهار چاه از مخزن بنگستان در تحلیل منظور گردید.

بر این اساس، میزان فرونشست به وقوع پیوسته در سطح زمین، از سال ۱۳۷۲ تا سال ۱۳۹۶ در محدوده مورد نظر در میدان کوپال، بین ۲۶ تا ۳۲ cm تخمین زده می شود. لازم به ذکر است که در مدل سازی فرونشست مخزن کوپال، بر خلاف دو

### نتیجه گیری

در شرایطی که اندازه گیری توزیع زمانی و مکانی فرونشست در اثر برداشت از مخازن هیدروکربنی در جهان مرسوم است، این امر در ایران چندان مورد توجه قرار نگرفته است. در مقاله حاضر، ابتدا دقت مدل سازی عددی از طریق مقایسه نتایج مدل سازی با نتایج اندازه گیری شده برجا و روابط تحلیلی موجود برای دو نمونه مخزن هیدروکربنی در آمریکا و هلند ارزیابی و مشخص شد مدل سازی عددی و روش تحلیلی، انطباق مناسبی با نتایج برجا داشته و می توانند شرایط واقعی را شبیه سازی نمایند. برای مدل سازی عددی مشخص شد که این روش، با وجود فرض رفتار الاستیک و ساده سازی های دیگر می تواند الگوی فرونشست را دنبال کند و علی رغم



استفاده قرار گرفته و قابلیت تحلیل عددی در این خصوص بررسی گردید.

مثال صحت‌سنجی که تغییر فشار در کل مخزن مبنای تعیین نشست قرار گرفته بود، اطلاعات زمانی برداشت از تعدادی چاه در تحلیل مورد

## مراجع

- [1]. Fjaer E., Holt R. M., Horsrud P. and Raaen A., "Petroleum related rock mechanics," 2<sup>nd</sup> ed., Elsevier Publishing, 2008.
- [2]. Kristiansen T. G., Barkved O. and Pattillo P. D., "Use of passive seismic monitoring in well and casing design in the compacting and subsiding Valhall Field, North Sea". SPE 65134. In: Proc. SPE European Petroleum Conference, pp. 24–25 October, Paris, France, 2000.
- [3] Fredrich J. T., Arguello J. G., Deitrick G. L. and de Rouffignac E. P., "Geomechanical modeling of reservoir compaction, surface subsidence, and casing damage at the belridge diatomite field," SPE Reservoir Eval. & Eng. Vol. 3, Issue 4, 2000.
- [4]. Shen X., "Subsidence prediction and casing integrity with respect to pore-pressure depletion with 3-D finite-element method," SPE 138338, 2010.
- [5]. Wang W., "Reservoir characterization using a capacitance resistance model in conjunction with geomechanical surface subsidence models," Master of Science in Engineering Thesis, University of Texas at Austin, 2011.
- [6]. Ahmed T., "Advanced reservoir engineering," Gulf Professional Publishing, AP - Technology & Engineering, p. 424, 2011.
- [7]. Bruno M. S. and Bovberg C. A., "Reservoir compaction and surface subsidence above the Lost Hills Field, California," Rock Mechanics, the 33<sup>rd</sup> U.S. Symposium, Balkema, 1992.
- [8]. Ketelaar V. B. H., "Subsidence due to hydrocarbon production in the Netherlands," Satellite Radar Interferometry, Remote Sensing and Digital Image Processing 14, Springer Science & Business Media, 2009.
- [۹]. پژوهشکده بالادستی نفت دانشگاه صنعتی شریف، "شناخت مساله، تجزیه و تحلیل اطلاعات، گزارش تاریخچه تولید: پروژه افزایش ضریب بازیافت مخزن بنگستان میدان کوپال با روش‌های فناورانه پایه آبی/گازی"، کارفرما: شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۳۹۶.
- [۱۰]. پژوهشکده بالادستی نفت دانشگاه صنعتی شریف، "شناخت مساله، تجزیه و تحلیل اطلاعات، مرور مطالعات زمین‌شناسی: پروژه افزایش ضریب بازیافت مخزن بنگستان میدان کوپال با روش‌های فناورانه پایه آبی/گازی"، کارفرما: شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب، ۱۳۹۶.
- [11]. Mehrgini B., Memarian H., Dusseault M. B., Eshraghi H., Goodarzi B., Ghavidel A., Niknejad Qamsari M. and Hassanzadeh M., "Geomechanical characterization of a south Iran carbonate reservoir rock at ambient and reservoir temperatures," Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 34, pp. 269-279, 2016.





## Petroleum Research

Petroleum Research 2018 (August-September), Vol. 28, No. 99. 8-11

DOI: 10.22078/pr.2018.2475.2146

# Study of the Temporal-Spatial Distribution of Surface Subsidence due to Production from Kupal Oil Field

Seyed Reza Taheri<sup>1,3</sup>, Ali Pak\*<sup>1,3</sup>, and Saeed Shad<sup>2,3</sup>

1. Civil Engineering Department, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

2. Chemical & Petroleum Engineering Department, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

3. Upstream Petroleum Research Institute, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

[pak@sharif.edu](mailto:pak@sharif.edu)

DOI: 10.22078/pr.2018.3051.2414

Received: December/20/2017

Accepted: May/15/2018

## Abstract

Measurement of temporal-spatial distribution of surface subsidence as a result of production from hydrocarbon reservoirs is a relatively common practice worldwide; however, it is set aside in Iran, although it seems that prediction of subsidence trend at the beginning of the reservoir life can be beneficial in future production estimates. In this paper, the accuracy of the numerical modeling for calculating subsidence process is evaluated by comparison with the in-situ measurements recordings, as well as those designated from analytical solutions for two hydrocarbon reservoirs in the USA, and the Netherlands. It was observed that the numerical simulations can well trace the subsidence trend in spite of elastic behavior assumption, and other simplifications considered. Although, the real mechanism of subsidence is inelastic, and parameters variations are possible. Afterwards, the distribution of temporal-spatial surface subsidence in a specified zone of Kupal oil field, Iran, was predicted. Moreover, unlike the verification examples, in which pressure changes in the whole reservoir had been considered to determine settlements, the “production history” of some wells was used in the simulations. It was concluded that production from the selected area in the Kupal oil field has resulted in surface subsidence in the range of 26 to 32 cm in the period between years of 1372-1396.

**Keywords:** Kupal Oil Field, Production, Subsidence, Temporal – Spatial Distribution, Numerical simulation.

## INTRODUCTION

The process of oil production results in reservoir compaction. Accordingly, the compaction of the reservoir can induce surface subsidence [1]. Numerous studies in various parts of the world have been conducted in this regard, considering the negative consequences it may cause [2, 3, and 4]. These cases confirm that it is convenient to estimate the trend of surface subsidence at the start of the reservoir life to be able to design the casing more appropriately. Although measuring the surface subsidence is nearly common in numerous hydrocarbon fields worldwide, it has not been considered so much in the oil industry of Iran. In this paper, the efficiency of numerical simulation to specify the variations of subsidence over time is verified at first, through comparison of the results with the field measured data and also, based on the analytical relationship for two case studies in USA and Netherlands. Then, the temporal-spatial distribution of surface subsidence due to the production from a number of oil wells in Kupal oil field located in the southwest of Iran is determined based on the previously verified numerical modeling.

### VERIFICATION EXAMPLE NO. 1

#### LOST HILLS FILED, CALIFORNIA, USA

In this part, the surface subsidence of the giant Lost Hills reservoir located in the west area of California, USA, was assessed. Some parts of this reservoir settled more than 3m from 1989 to 2011. The accumulative trend of subsidence has been determined in this filed using Insar (Interferograms Synthetic Aperture Radar) system [5]. The measured data were compared with the corresponding results based on the two different methods of analytical solution and

numerical simulation. It must be noted that for the analytical part, the relationship proposed by Geertsma has been used [6]. Variations of surface subsidence over time according to the different ways of filed data, analytical solution, and numerical simulation show that there is a good agreement between the corresponding results. Meanwhile, the numerical simulation can predict the subsidence process more carefully.

### Verification Example No. 2

#### Groningen Filed, Netherlands

In another study, the Groningen field as the biggest gas filed in Western Europe was considered. Measurement of surface subsidence conducting from the start of the production since 1960s show that the subsidence values in different parts of the field are between 17 and 28 cm [6]. Both analytical solution based on Geertsma's relationship and numerical simulation were used again to predict the subsidence values and also to specify how they conformed to the in-situ measured data. The results show that both methods have suitable adaptations with the field measurements and can simulate the real conditions well.

### NUMERICAL SIMULATION OF SURFACE SUBSIDENCE (KUPAL OIL FIELD)

According to the two previous verification examples, the numerical simulation is used in this part to specify the temporal-spatial distribution of surface subsidence in the specified area including 9 wells of Kupal oil field in the south-west of Iran. In view of that, a three-dimensional numerical model with the finite element method was performed with the commercial code ABAQUS, covering the boundary between the ground surface and the

two reservoirs of Asmari and Bangestan at depths of 3175 m, and 3960 m, respectively.

Figure 1 shows the variations of pressure drawdown for the considered wells. These data were introduced in the model for each well individually. Figure 2 shows the temporal trend of subsidence for each of these 9 wells. As depicted, the similar trends of subsidence are observed for all wells. The

results showed that the surface subsidence ranges between 26 and 32 cm in the years between 1372 and 1396. Also, it is concluded that the numerical simulation is capable to estimate the distribution of the surface subsidence effectively, provided that the mechanical properties in the simulated area are well-defined.

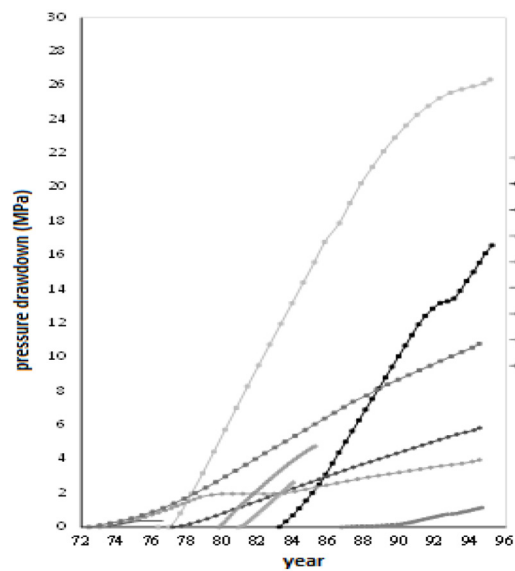


Figure 1: The variations of pressure drawdown for each well introduced in the simulation model.

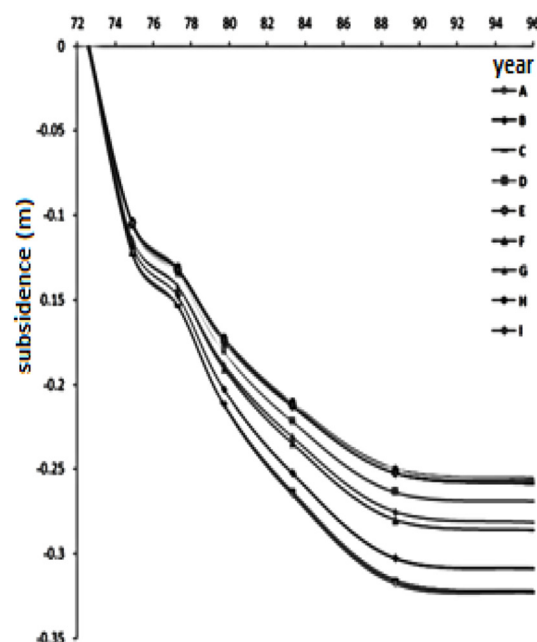


Figure 2: Estimation of surface subsidence over time for each well between years of 1372-1396.

## REFERENCES

- [1]. Fjaer E., Holt R. M., Horsrud P. and Raaen A., *"Petroleum related rock mechanics,"* (2<sup>nd</sup> edn), Elsevier publishing, 2008.
- [2]. Kristiansen T. G., Barkved O. and Pattillo P. D., *"Use of passive seismic monitoring in well and casing design in the compacting and subsiding Valhall Field, North Sea"*. SPE 65134. In: Proc. SPE European Petroleum Conference, pp. 24–25 October, Paris, France, 2000.
- [3] Fredrich J. T., Arguello J. G., Deitrick G. L. and de Rouffignac E. P., *"Geomechanical modeling of reservoir compaction, surface subsidence, and casing damage at the belridge diatomite field,"* SPE Reservoir Eval. & Eng. Vol. 3 Issue 4, 2000.
- [4]. Shen X., *"Subsidence prediction and casing integrity with respect to pore-pressure depletion with 3-D finite-element method,"* SPE 138338, 2010.
- [5]. Wang W., *"Reservoir characterization using a capacitance resistance model in conjunction with geomechanical surface subsidence models,"* Master of Science in Engineering Thesis, University of Texas at Austin, 2011.
- [6]. Ketelaar V. B. H., *"Subsidence due to hydrocarbon production in the Netherlands,"* Satellite Radar Interferometry, Remote Sensing and Digital Image Processing 14, Springer Science & Business Media, 2009.