

بررسی عددی تأثیر پارامترهای مختلف در برداشت از چاه‌های نفت به روش IMPES

صالح فومن*

کارشناسی ارشد، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، تهران، ایران

مهرزاد شمس

دانشیار، دانشکده مهندسی مکانیک، دانشگاه صنعتی خواجه نصیرالدین طوسی، تهران، ایران

چکیده

انرژی فسیلی نظیر نفت، گاز و زغال سنگ عموماً به طور کامل قابل استحصال و بازیابی نبوده و مقادیر عظیمی از این ثروت‌ها به صورت درجا باقی می‌ماند که این امر علاوه بر مشخصات اولیه و زمین‌شناسی آن‌ها که از دسترس ما خارج می‌باشند، به صورت عمده به نحوه عملکرد در زمان برداشت نظیر سرعت بهره برداری و شیوهی آن برمی‌گردد. در این پژوهش با استفاده از شکل دقیق معادلات به مدل‌سازی عددی جریان دوفازی آب و نفت در یک مخزن هیدروکربوری پرداخته می‌شود. جریان آب از طریق چاه تزریقی واقع در مرکز مخزن تزریق می‌شود و از طریق چاه‌های تولید که در گوشه‌های مخزن قرار دارد نفت برداشت می‌شود. توزیع فشار و اشباع آب در درون مخزن طی مدت زمان معینی شبیه‌سازی می‌شود و میزان تولید چاه‌ها به همراه تأثیر پارامترهای تراوایی و تخلخل و مانع نفتی درون مخزن بررسی می‌شود. روش حل عددی بر مبنای فشار ضمنی - اشباع صریح یا همان روش ایمپز هست. نتایج کلی حاصل از حل عددی با استفاده از نرم‌افزار تجاری نفتی اعتبارسنجی می‌شوند که صحت کارهای انجام شده را تأیید می‌کند. نتایج نشان می‌دهند که تا حد امکان با تشخیص دقیق باید مکان مناسبی برای چاه تزریقی در نظر گرفت که در فاصله دورتری از مانع نفتی حفر شود تا به لحاظ مصرف انرژی، مقرون به صرفه باشد.

واژه‌های کلیدی: مخزن هیدروکربوری، چاه تزریق، تراوایی، تخلخل، مانع نفتی.

Numerical Investigation of Different Parameters on Oil Reservoir Recovery

S. Fouman

Faculty of Mechanical Engineering, Khajeh Nasir Toosi University of Technology, Tehran, Iran

M. Shams

Faculty of Mechanical Engineering, Khajeh Nasir Toosi University of Technology, Tehran, Iran

Abstract

Fossil energy such as oil, gas and coal, generally not fully recoverable and retrieve. Large amounts of wealth remains in situ, which in addition to the basic features and their geological which are out of our reach, in bulk at harvest time performance such as speed of operation and the way it goes. In this study, a numerical scheme for simulation of two phase water and oil in an oil reservoir is developed. Constant flow rate of water injected through injection well located in the center of the reservoir and oil produced through production wells in the corners of the reservoir. The water and oil saturation and pressure distribution within the reservoir simulated during a certain time period and the general results are examined and compared with CMG software outlet which a good agreement is achieved. The effect of a barrier in the reservoir is also examined. The results illustrate that as much as possible with an accurate diagnosis must be considered a suitable place to injection wells that are drilled so far of the oil barrier.

Keywords: reservoir, injection well, permeability, porosity, oil barrier.

۱- مقدمه

به برنامه اصلی برداشت ونحوه آن را چه در مراحل اولیه و همچنین در مراحل میانی برداشت را تعیین و تحت تاثیر قرار می‌دهد. عدم توجه به آنها باعث کاهش شدید نرخ بهره‌وری و از دست رفتن انرژی اولیه مخزن و در نهایت درجماندن مقدار زیادی نفت به صورت غیر قابل دسترس در این شرایط می‌شود. در ادامه باید علاوه بر صرف زمان، هزینه‌های بسیار زیادی را متحمل شد تا بتوان مخزن را به مرحله‌ی تولید باز گرداند [۲].

مدل‌های کامپیوتری مخازن نفتی بدلیل نشان دادن شرایط واقعی تری از مدل زمین‌شناسی و تاثیرات جریان سیال روز به روز پیچیده‌تر می‌شوند. مبانی مربوط به نظریه جریان پتانسیل به اواسط قرن نوزدهم میلادی برمی‌گردد. شبیه‌سازی با استفاده از روش IMPES به ویژه در حل سیستم‌هایی که از لحاظ زمین‌شناختی ناهمگن پیچیده و بزرگ هستند، موثر می‌باشد.

فای و همکارش (۱۹۵۱) [۳] و تبیل (۲۰۰۱) [۴] به بررسی عملکرد روش خطوط جریان^۱ و لوله جریان^۲ برای مدل کردن

امروزه گسترش نیاز روزافزون به نفت در جهان، کشورها را بر آن داشته که از ذخایر نفتی خود حداکثر استفاده را بنمایند. لذا سعی می‌شود به واسطه تولید در طول عمر یک مخزن حداکثر میزان نفت از آن استحصال شود. باتوجه به روند رو به رشد جمعیت و نیاز روز افزون به انرژی درعرصه‌های مختلف زندگی به ویژه در صنایع اصلی و در امر تولید ضروری به نظر می‌رسد که از این منابع خدادادی و غیر قابل تجدید به صورت صحیح و بهینه استفاده گردد. استفاده‌ی نادرست و بی‌برنامه از این منابع انرژی نه تنها باعث بروز مشکلاتی در زمان حال می‌گردد بلکه ادامه‌ی حیات را به خصوص برای نسل‌های آینده با بحران جدی روبه‌رو خواهد ساخت [۱]. هر مخزن باتوجه به بافت زمین‌شناسی آن علاوه بر مشخصات کلی نظیر میزان کل نفت درجا، لایه‌های دارای نفت، عمق لایه نفتی و ... دارای پارامترهای دیگری که در مرحله تولید بسیار قابل توجه است نیز می‌باشد. ازجمله می‌توان به درجه سنگینی نفت، NLH و فشار اولیه مخزن، تخلخل، تعداد چاه-های برداشتی، فواصل آنها با یکدیگر و نحوه چیده شدن آنها، وجود یا عدم وجود شکاف در لایه‌های مختلف و ... اشاره کرد. هر مخزن باتوجه

¹streamline

²streamtube

این بررسی به روش IMPES و از شکل دقیق تر معادلات استفاده می-شود. نتایج حاصل از حل عددی با نرم افزار CMG اعتبارسنجی می-شوند. تأثیر پارامترهایی نظیر تراوایی و تخلخل مخزن و همچنین موانع زیرزمینی (تله نفتی) در میدان جریان سیال و توزیع برداشت نفت با روش عددی بررسی می-گردد. در مورد نرم افزار CMG باید گفت که یکی از بهترین شبیه سازهای مخازن هیدروکربوری است. در این شبیه ساز معادلات بر اساس اصل بقای جرم برای هر سلول به روش تمام ضمنی با فرض ثابت بودن دما و ترکیب سیال مخزن برای سه فاز نفت و گاز و آب حل می-شوند و قادر به شبیه سازی حرکت سیال به صورت مدل نفت سیاه می-باشد. نرم افزار مذکور قادر به نمایش جزئیات نتایج از جمله بررسی پارامتر موانع زیرزمینی، بررسی توزیع فشار مخزن در فاصله چاه تزئقی و چاه های تولیدی و ... نمی-باشد به همین خاطر با حل عددی و به روش IMPES به تشریح مساله پرداخته می-شود.

۲- معادلات حاکم

تراوایی نسبی فازهای آب و نفت را بر اساس روابط زیر محاسبه می-شود [۱۴].

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^2 \quad (۱)$$

$$K_{ro} = \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^2 \quad (۲)$$

در معادلات بالا مقادیر اشباع باقیمانده نفت و اشباع بحرانی آب در مخزن به ترتیب $S_{wc} = 0.2$ و $S_{or} = 0.25$ است. بدلیل این که از اثرات موئینگی صرف نظر می-کنیم، داریم:

$$P_{cow} = 0 \rightarrow P_w = P_o = P \quad (۳)$$

معادله فشار برای جریان تراکم پذیر در روش IMPES با صرف نظر از اثرات موئینگی به صورت زیر ارائه می-شود [۱۴]:

$$\begin{aligned} & \frac{S_w}{\rho_w} \frac{\partial(\rho_w)}{\partial t} + \frac{S_o}{\rho_o} \frac{\partial(\rho_o)}{\partial t} \\ &= \frac{1}{\rho_w} \nabla \cdot \left(\frac{\rho_w K_{rw}}{\mu_w} K(\nabla P - \rho_w g) \right) \\ &+ \frac{1}{\rho_o} \nabla \cdot \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} K(\nabla P - \rho_o g) \right) + \frac{q_w}{\rho_w} \\ &+ \frac{q_o}{\rho_o} \end{aligned} \quad (۴)$$

در نهایت معادله فشار برای جریان دوفازی آب و نفت عبارتند از:

$$\begin{aligned} & \phi C_t \frac{\partial p}{\partial t} \\ &= \frac{1}{\rho_w} \nabla \cdot \left(\frac{\rho_w K_{rw}}{\mu_w} K(\nabla P - \rho_w g) \right) \\ &+ \frac{1}{\rho_o} \nabla \cdot \left(\frac{\rho_o K_{ro}}{\mu_o} K(\nabla P - \rho_o g) \right) + \frac{q_w}{\rho_w} \\ &+ \frac{q_o}{\rho_o} \end{aligned} \quad (۵)$$

که در آن $C_t = (S_w C_w + S_o C_o + C_R)$ است.

در پژوهش حاضر با توجه به اینکه جمع اشباع آب و نفت برابر واحد می-باشد برای نمایش نتایج مربوط به اشباع سیال، فقط به ذکر نتایج اشباع آب بسنده می-کنیم که معادله اشباع آب نیز به صورت زیر بیان می-شود [۱۴]:

جابجایی ها در محیط همگن پرداختند. آنها دریافتند که روش خطوط جریان همچنین در نشان دادن مسیر جریان سیال در مخزن، راندمان تزئیق، حجم فضای خالی و تعیین ضریب تخصیص چاه^۱ به منظور تعیین حجم سیال انتقال یافته بین چاه های تزئیقی و تولیدی، نسبت به روش تفاضل محدود برتری دارد. در سال ۲۰۰۴ میلادی لی و همکارش [۵] طی تحقیقاتی به مقایسه ی نتایج شبیه سازی مخازن نفتی با شبکه ساختاری نامنظم^۲ مربوط به سه روش تمام ضمنی^۳، روش تکراری IMPES و روش خطوط جریان پرداختند. آنها نتیجه گرفتند که روش های حل خطوط جریان و IMPES سرعت بالایی نسبت به روش تمام ضمنی دارند. در سال ۲۰۰۵ میلادی تحقیقاتی که صورت گرفت این بود که کوسک و همکارش [۶] به مطالعه ازدیاد برداشت از مخازن نفتی با تزئیق گاز دی اکسید کربن مبتنی بر روش خطوط جریان پرداختند و یک مدل نیمه ضمنی جریان دوفازی (نفت - گاز) هم به سمت چاه، با اصلاح مدل نفت سیاه IMPES توسط ساویولی و همکارش [۷] توسعه داده شد. ماترینگ و همکاران [۸] روش جدید خطوط جریان را به شبکه های ساختاری نامنظم با المان های چهار گوش یا مثلثی با ضرایب تانسوری ناهمگن بسط دادند. آنها دریافتند که با هزینه محاسباتی یکسان، ردگیری مرتبه بالا^۴، بسیار دقیق تر و با ثبات تر (به خاطر استقلال از شبکه) نسبت به روش مرتبه پایین هست. در سال ۲۰۰۸ میلادی یک مدل سه بعدی پیشگویی پتانسیل برای بهبود ازدیاد برداشت نفت مبتنی بر روش خطوط جریان توسط جیان و همکاران [۹] مطرح شد. آنها توزیع پتانسیل جریان در محیط متخلخل تحت شرایط مرزی پیچیده را با روش المان مرزی حل کردند. کو و همکارش [۱۰] حل عددی موثری برای جریان مخلوط نشدنی دوفازی در یک محیط متخلخل با فشارهای موئینگی مختلف را مورد مطالعه قرار دادند. آنها دریافتند که در محیط متخلخل با ناهمگنی بالا، اشباع به علت فشارهای موئینگی متفاوت، ناپیوسته است. در سال ۲۰۱۳ میلادی وان-جینگ و همکاران [۱۱] عملکرد روش خطوط جریان را در تشخیص نواحی روان و ساکن یک مخزن با تراوایی کم با استفاده از الگوی چاه پنج نقطه ای تشریح کردند.

در این راستا در سال ۲۰۱۴ سیاوشی و همکاران [۱۲] شبیه سازی مبتنی بر روش خطوط جریان را به حالات غیرهمدمایی جریان دوفازی با تزئیق آب گرم به مخزن سه بعدی حاوی نفت سنگین بسط دادند. آنها نتیجه گرفتند که روش مذکور هزینه کمتر و عملکرد بهتر نسبت به روش شبکه ای دارد. لیندن و همکارانش [۱۳] هم کیفیت طیف را با تقلیل مقادیر ویژه اضافی بهبود بخشیدند که در این مطالعه عمل تقلیل برای سیستم های خطی شبیه سازی مخازن به کار گرفته شد.

در پژوهش حاضر مخزن هیدروکربوری به صورت دو بعدی و به شکل مربع فرض شده است که سیال آب و نفت در آن جریان دارد و چاه تزئیق در وسط مخزن وجود دارد که سیال آب را با دبی ثابت به مخزن تزئیق می-کند و از چاه های تولید آب و نفت خارج می-شود. در

^۱well allocation factor

^۲unstructured grids

^۳fully implicit

^۴High-order tracing

$$\frac{\partial(\phi \rho_w S_w)}{\partial t} = \nabla \cdot \left(\frac{\rho_w K_{rw}}{\mu_w} K(\nabla P - \rho_w g) \right) + q_w \quad (6)$$

برای مدل سازی چاه ها نیز از رابطه زیر استفاده می کنیم.

$$Q_\alpha = q_\alpha V_\alpha = W I \frac{K_{rw}}{\mu_\alpha} [P_{wf} - P - \gamma(z - z_{bh})] \quad (7)$$

$$W I = \frac{2\pi \Delta z \sqrt{K_x K_y}}{\ln(r_e/r_w) + S} = \frac{2\pi \Delta z k}{\ln(r_e/r_w)} \quad (8)$$

معادله کمکی هم به صورت زیر استفاده می شوند [۱۴]:

$$S_w + S_0 = 1 \rightarrow S_0 = 1 - S_w \quad (9)$$

۳- گسسته سازی معادلات و حل مساله

شبیه سازی جریان دوفازی آب - نفت به روش IMPES بوسیله معادلات مذکور و به ترتیب زیر انجام می پذیرد؛ ابتدا معادله (۵) به صورت ضمنی و با فرض ثابت بودن اشباع آب حل می شود، سپس معادله (۶) به صورت صریح و با استفاده از مقادیر فشار بدست آمده از مرحله قبل حل شده و مقادیر اشباع بدست می آید. مقادیر اشباع جدید بدست آمده برای پیدا کردن فشار در گام زمانی بعدی استفاده می شود. برای حل مساله از شبکه CCG استفاده می کنیم و برای شرایط مرزی از شرط نیومن استفاده می کنیم و فرض می کنیم که هیچ جریانی از مرزها عبور نمی کند در این صورت دبی جریان یا اینکه ضریب جابجایی کل بر روی مرزها را برابر صفر قرار داد. برای بدست آوردن دبی تولیدی از فشار سلول های چاه استفاده می کنیم. برای گسسته سازی معادلات هم از روش تفاضل محدود استفاده می کنیم [۱۴]. در وسط مخزن هیدروکربوری یک چاه تزریق با دبی حجمی تزریقی ثابت $\left(\frac{m^3}{day}\right)$ ۲۴۰ و در چهار گوشه آن چاه تولید با فشار ته-چاهی ثابت $6/75(MPa)$ قرار دارند. اشباع اولیه آب درون مخزن $0/2$ می باشد. می خواهیم جریان دوفازی آب - نفت درون مخزن را در طی مدت زمان ۷۰۰ روز شبیه سازی کنیم و توزیع فشار و اشباع را طی شبیه سازی درون مخزن بدست آوریم. برای حل مساله یک شبکه حل ایجاد می کنیم و عرض، طول و ارتفاع مخزن را به ترتیب به $I = 61, K = 1, J = 61$ بخش تقسیم می کنیم و چاه تزریق را در وسط مخزن قرار داده و چاه های تولید را در وسط چهار سلول قرار گرفته شده در گوشه های مخزن قرار می دهیم. برای مدل سازی چاه ها فرض می شود که شعاع تمامی چاه ها برابر $r_w = 0/085(m)$ است. آب و نفت در فشار مرجع $P_0 = 100(kPa)$ به ترتیب دارای چگالی است $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$ ۹۹۸ و $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$ ۸۳۳ بوده که دارای ضریب تراکم پذیری ثابت می باشد. ضریب تخلخل سنگ در فشار مرجع برابر $0/25$ است. تراوایی در راستای y و x یکسان و برابر md در نظر گرفته شده اند بین فازها هیچ نوع انتقال جرمی صورت نمی گیرد [۱۴]. شکل گسسته سازی شده معادله فشار به صورت زیر می باشد:

$$\begin{aligned} (V_b \phi C_t \frac{p^{n+1} - p^n}{\Delta t})_{i,j} = & \left[(T_{xw})_{i+\frac{1}{2},j} P_{i+1,j} - \right. \\ & (T_{xw})_{i-\frac{1}{2},j} P_{i-1,j} + (T_{yw})_{i,j+\frac{1}{2}} P_{i,j+1} - \\ & (T_{yw})_{i,j-\frac{1}{2}} P_{i,j-1} + (Q_w)_{i,j} \left. \right] + \\ & \left[(T_{xo})_{i+\frac{1}{2},j} P_{i+1,j} - (T_{xo})_{i-\frac{1}{2},j} P_{i-1,j} + \right. \end{aligned} \quad (10)$$

$(T_{yo})_{i,j+\frac{1}{2}} P_{i,j+1} - (T_{yo})_{i,j-\frac{1}{2}} P_{i,j-1} + (Q_o)_{i,j} \left. \right]$
به خاطر ثابت بودن فشار حاکم بر مخزن طی دوره های زمانی مختلف برداشت و شرایط پایا:

$$\begin{aligned} (V_b \phi C_t \frac{p^{n+1} - p^n}{\Delta t})_{i,j} = 0 \\ \text{معادله اشباع بعد از عملیات لازم، به صورت زیر گسسته سازی می شود:} \\ (S_w)^{n+1} = (S_w)^n + \frac{\Delta t}{V(\phi)_{i,j}} \left[(T_{xw})_{i+\frac{1}{2},j} P_{i+1,j} + \right. \\ (T_{xw})_{i-\frac{1}{2},j} P_{i-1,j} + (T_{yw})_{i,j+\frac{1}{2}} P_{i,j+1} + (T_{yw})_{i,j-\frac{1}{2}} P_{i,j-1} + \\ \left. (Q_w)_{i,j} \right] \end{aligned} \quad (11)$$

در روابط فوق ضرایب جابجایی مانند معادله (۱۲) تعریف می شوند:

$$\begin{aligned} (T_{xw})_{i+\frac{1}{2},j} = \left(\frac{A_x K_{rw} K_x}{\mu_x \Delta x} \right)_{i+1/2,j} \\ = \frac{A_x}{\mu_x \Delta x} \left[\frac{K_i K_{i+1}}{K_i + K_{i+1}} \right] \cdot (K_{rw})_{i,j} \end{aligned} \quad (12)$$

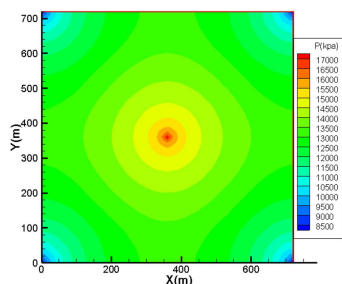
۴- اعتبار سنجی نتایج

مشخصات سنگ و سیال مخزن مورد مطالعه در جدول ۱ آورده شده است.

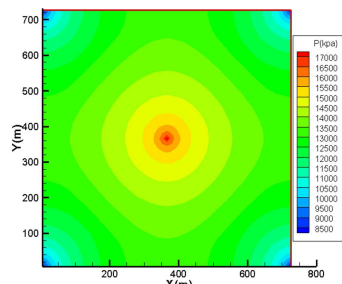
جدول ۱- داده های مربوط به سنگ و سیال مخزن

ابعاد مخزن (m)	۷۲۰×۷۲۰×۶
فشار اولیه مخزن (kPa)	۸۷۵۰
فشار ته چاهی (kPa)	۶۷۵۰
فشار مرجع (kPa)	۱۰۰
شعاع چاه های تزریق و برداشت (m)	۰/۰۸۵
دبی تزریقی آب $\left(\frac{m^3}{day}\right)$	۲۴۰
چگالی اولیه آب $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$	۹۹۸
چگالی اولیه نفت $\left(\frac{kg}{m^3}\right)$	۸۳۳
تخلخل سنگ	۰/۲۵
ضریب تراکم پذیری سیالات (kPa^{-1})	۱e-۷
ضریب تراکم پذیری سنگ (kPa^{-1})	۱/۴۵e-۷
لزجت دینامیکی آب $(kPa \cdot day)$	۱e-۶/(۲۴×۳۶۰۰)
لزجت دینامیکی نفت $(kPa \cdot day)$	۲e-۶/(۲۴×۳۶۰۰)

هنگام استخراج نفت، فشار چاه به سرعت پایین می آید و در مخازن با ابعاد کوچکتر این افت فشار سریعتر صورت می گیرد که می توان از این افت فشار، اطلاعاتی در مورد اندازه مخزن و ارتباط داخلی آن در طول بهره برداری بدست آورد. معمولاً سعی بر این است که فشار آب را در مخازن بزرگ، ثابت نگه دارند. بهترین وضعیت ممکن برای بهبود عملیات برداشت، حالتی است که سیال در مخزن تحت فشار باشد که به آن اصطلاحاً سفره تحت فشار می گویند [۱۵].



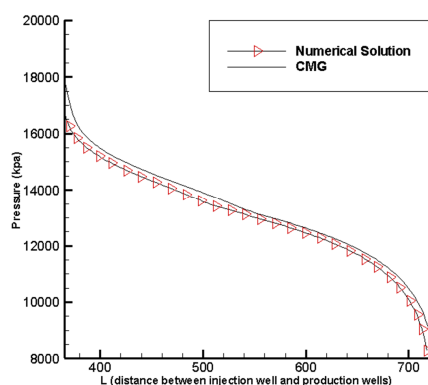
(الف)



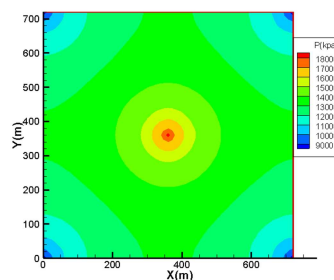
(ب)

شکل ۳- کانتور فشار بعد از گذشت ۷۰۰ روز از برداشت
(الف) حل عددی (ب) شبیه سازی با نرم افزار CMG
[۱۶]

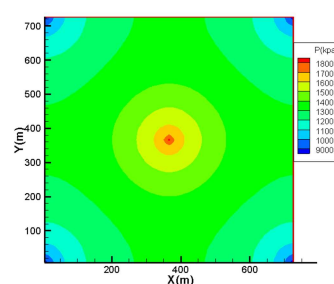
در کانتورهای اشاره شده کمترین مقدار فشار مربوط به چاه های تولیدی، همواره ثابت و برابر $7967/59$ کیلوپاسکال در کد فترن و $8011/74$ کیلوپاسکال در نرم افزار CMG است و این مقدار از مقدار مربوط به فشار ته چاهی (6750 (kPa)) بیشتر می باشد که این اختلاف فشار در واقع شرط لازم برای تولید نفت از چاه های برداشت را ارضا می کند.



شکل ۴- نمودار فشار مخزن در فاصله میان چاه تزریقی و چاه های تولیدی پس از گذشت ۴۰۰ روز از برداشت

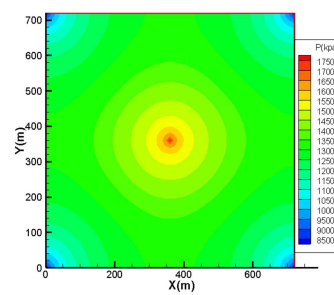


(الف)

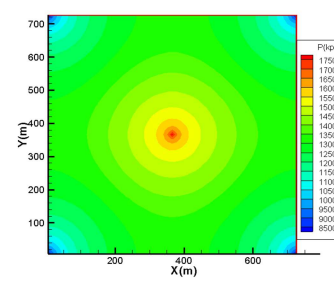


(ب)

شکل ۱- کانتور فشار بعد از گذشت ۱۰۰ روز از برداشت
(الف) حل عددی (ب) شبیه سازی با نرم افزار CMG



(الف)



(ب)

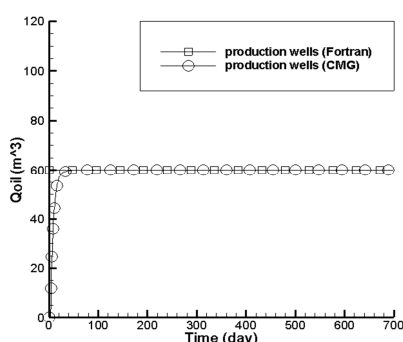
شکل ۲- کانتور فشار بعد از گذشت ۴۰۰ روز از برداشت
(الف) حل عددی (ب) شبیه سازی با نرم افزار CMG

جدول ۲- برآورد خطای شبیه سازی فشار در چاه های برداشت و چاه تزریق بین دو نرم افزار

متوسط خطای شبیه سازی بین دو نرم افزار	روز ۷۰۰		روز ۴۰۰		روز ۱۰۰		مدت زمان سپری شده از برداشت نرم افزار شبیه ساز
	CMG	Numerical Solution (Fortran)	CMG	Numerical Solution (Fortran)	CMG	Numerical Solution (Fortran)	
حداقل فشار (فشار چاه های تولیدی) (kPa)	۸۰۱۱/۷۴	۷۹۶۷/۵۹	۸۰۱۱/۹۲	۷۹۶۷/۵۹	۸۰۱۱/۸۷	۷۹۶۷/۵۹	
حداکثر فشار (فشار چاه تزریقی) (kPa)	۱۷۵۹۷/۷	۱۷۳۵۹	۱۷۷۹۳/۵	۱۷۶۰۱/۸	۱۸۳۷۹/۴	۱۸۵۸۰/۲	

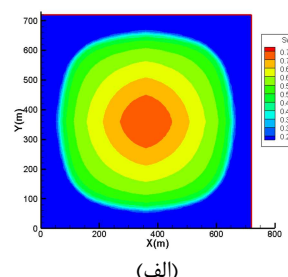
نفت (S_{or}) در لایه لای محیط متخلخل سنگ و سیال را برابر ۰/۲۵ گرفتیم و کمترین مقدار هم برابر ۰/۲ است که همان مقدار اشباع بحرانی آب (S_{wc}) است.

در زمانی که حفر چاه های جدید به پایان رسید و برداشت با ظرفیت ثابت شروع شد، مرحله دوم از عمر مخازن ظاهر می شود. مدت زمان این دوره را پارامترهایی نظیر ارتفاع ستون هیدروکربنی، خصوصیت زمین و ساز و کارهای اجرایی و تعمیرات دوره ای تاسیسات کنترل می کنند. میزان درازای زمان این دوره بستگی به استراتژی تدوین شده در استخراج نفت از مخزن دارد. برداشت بی رویه نفت در این مرحله می تواند منجر به مخلوط شدن گاز و آب با نفت استخراجی شود که تبعات اقتصادی سنگین وارد بر تجهیزات و تعطیلی چندین ماهه برداشت از میدان را به دنبال دارد [۱۵]. لازم به ذکر است که چون محیط متخلخل مخزن ایزوتروپیک یعنی ثابت های تراوایی در هر سه محور مختصاتی دکارتی ثابت و مساوی همدیگر در نظر گرفته شده است و همچنین با توجه به تقارن موقعیت چاه های تولیدی، در نمودار مربوط به شکل ۶ مشاهده می شود که مقادیر تولیدی نفت در چاه های مختلف ۶۰ مترمکعب یعنی ۰/۲۵ درصد حجم کلی آب تزریقی به مخزن می باشد و بدین ترتیب مخزن طی مدت زمان شبیه سازی فقط تولید نفت داشته است و در طی این مدت زمان، فشار تقریباً ثابتی برای مخزن حاکم است (شکل ۷).

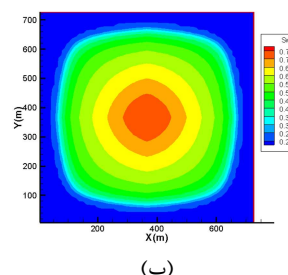


شکل ۶- دبی نفت تولیدی چاه های برداشت

با پیشروی از طرف چاه تزریقی به سمت چاه های تولیدی مخزن دچار افت شدید فشار می شود. در شکل ۴ بیشترین مقدار فشار مربوط به چاه تزریقی است. در جدول ۲ مقادیر فشار به واحد کیلو پاسکال می باشد. معمولاً به دلیل استخراج مقداری از سیالات مخزن (آب، نفت و گاز)، درجه اشباع باقی مانده این سیالات در مخزن تغییر می کند. این وضعیت باعث بر هم خوردن وضعیت تعادلی و فشار موئینگی در مخزن می شود. به دنبال این اثرات و نیروهای محرکه طبیعی تولید، درصد نفت باقی مانده در جداره مخزن زیاد می شود. به دلیل آنکه درجه ناهمگنی سنگ مخزن عملاً بیشتر از نمونه های آزمایشگاهی است، میزان تلفات نفت در هنگام برداشت از مخزن همواره بیشتر از پیش بینی ها می باشد [۱۵]. در ادامه برای اعتبار سنجی نتایج مربوط به اشباع، به عنوان نمونه نتیجه مربوط به اشباع روز ۷۰۰ ام برداشت را اینجا آورده ایم و از آوردن نتایج مربوط به زمان های ۱۰۰ و ۴۰۰ پرهیز کرده ایم.



(الف)



(ب)

شکل ۵- کانتور اشباع آب بعد از گذشت ۷۰۰ روز از برداشت (الف) حل عددی (ب) شبیه سازی با نرم افزار سی ام جی [۱۶]

با توجه به کانتورهای مربوط به اشباع آب، شاهد پیشروی سیال آب به طرف اطراف مخزن و سمت چاه های تولیدی هستیم طبق رابطه (۹) به همین میزان هم از تراکم نفت در سمت مرکزی مخزن کاسته شده و در اطراف آن و سمت چاه های تولیدی افزوده می گردد. در نتایج مربوط به کد فرتن در همه کانتورهای بالا بیشترین مقدار اشباع آب $S_w = 0.75$ است به خاطر اینکه مقدار اشباع باقیماند

جدول ۳- برآورد خطای شبیه‌سازی اشباع آب در چاه‌های برداشت و چاه تزریق بین دو نرم‌افزار

خطای شبیه‌سازی بین دو نرم‌افزار	روز ۷۰۰		روز ۴۰۰		روز ۱۰۰		مدت زمان سپری شده از برداشت
	CMG	Numerical Solution (Fortran)	CMG	Numerical Solution (Fortran)	CMG	Numerical Solution (Fortran)	نرم‌افزار شبیه ساز
حداقل اشباع آب (S_{wc})	۰/۱۹۹۵	۰/۲	۰/۱۹۹۵	۰/۲	۰/۱۹۹۵	۰/۲	
حداکثر اشباع آب ($1 - S_{or}$)	۰/۷۴۷	۰/۷۵	۰/۷۴۷	۰/۷۵	۰/۷۴۷	۰/۷۵	

مثلا مقدار تولیدی نفت چاه های تولیدی در روز ۴۰۰ ام به قرار زیر است:

$$Q_1 = 60 / 0.000040238414$$

$$Q_2 = 60 / 0.000059598054$$

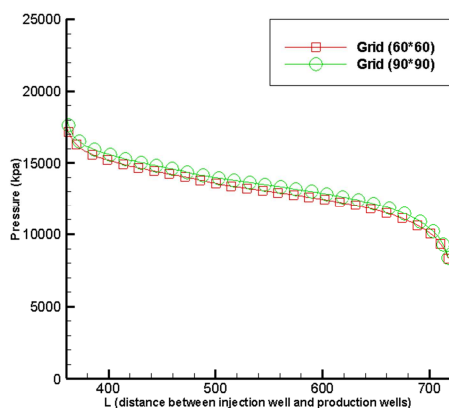
$$Q_3 = 59 / 9999984574436$$

$$Q_4 = 59 / 999998541494$$

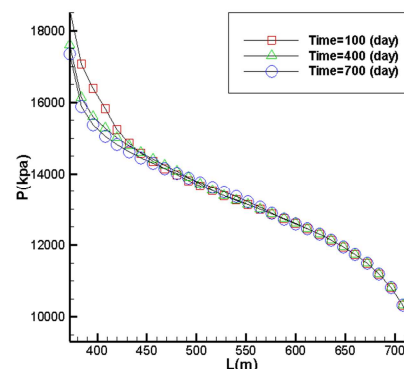
$$\sum Q = 240 / 0.00008$$

$$\sum Q_{inj} = 240 \rightarrow Q_{error} = 8e-6 (m^3/day)$$

با ریزتر کردن شبکه مربوط به مخزن نفتی از تقسیمات 60×60 به تعداد 90×90 ، مقایسه نتایج آن به صورت زیر است:



شکل ۹- توزیع فشار مخزن در فاصله چاه تزریق و چاه‌های تولیدی برای دو نوع شبکه‌بندی

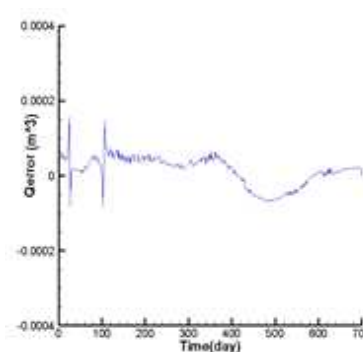


شکل ۷- توزیع فشار مخزن در فاصله چاه تزریق و چاه‌های تولیدی

۵- بررسی خطا، دقت حل و استقلال از شبکه

در فرایند مربوط به تزریق آب و تولید نفت یک پارامتری به صورت Q_{error} تعریف می‌کنیم که عبارت است از مجموع دبی‌های ورودی و خروجی چاه‌ها.

$$Q_{error} = Q_{inj} + Q_{prod} \quad (12)$$



شکل ۸- نمایش میزان خطای بقای جرم و حجم سیالات در مخزن

جدول ۴- مقادیر حداقل و حداکثر فشار به ازای تراوایی‌های مختلف مخزن در روز ۴۰۰ ام برداشت

تراوایی	$k=100$ md	$k=200$ md	$k=400$ md
حداقل فشار (فشار چاه‌های برداشت)	۸۰۱۱/۹۲kPa	۷۳۸۱/۰۲kPa	۷۰۶۵/۵۲kPa
حداکثر فشار (فشار چاه تزریق)	۱۷۷۹۳/۵kPa	۱۲۲۷۳/۳kPa	۹۵۱۱/۹۸kPa

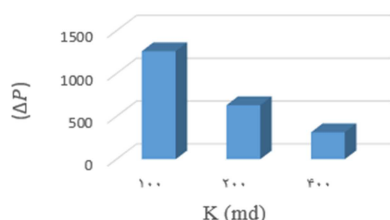
۶- بررسی تأثیر پارامترهای تراوایی و ضریب

تخلخل روی فشار مخزن و اشباع سیالات مخزن

در مسأله حاضر به ازای مقادیر تراوایی ۱۰۰، ۲۰۰ و ۴۰۰ نتایج را بدست آوردیم که ملاحظه شد افزایش مقدار تراوایی به مراتب افت فشار محسوس سیالات زیرزمینی را سبب می‌شود که برای نقاط تزریق و برداشت مقادیر فشار مطابق جدول ۴ می‌باشد. در صنعت نفت و گاز قبل از مشخص کردن محل مخزن و حفاری چاه‌ها، آگاهی داشتن از میزان تراوایی مخزن نقش به‌سزایی در عملیات برداشت نفت دارد. یک مهندس نفت می‌داند که در زیرزمین یک مخزن هیدروکربوری هست اما نمی‌داند که این مخزن (محیط متخلخل) دارای چه نوع سیالی است؛ gas, oil و... دوست دارد که این سیال را تولید کند اما نمی‌داند که مکانیزم برای تولید آن چیست نمی‌داند که معادلات حاکم برای تغییرات فشار چگونه تغییر می‌کند و یا این‌که بخواهد یک سری پارامترها مثل فشار، اشباع و... را پیش‌بینی کند. که همه این موارد باید مورد تجزیه و تحلیل قرار گیرند. همانطور که ذکر شد، میزان اختلاف فشار چاه برداشت و فشار ته چاهی در واقع شرط لازم برداشت نفت از مخزن است که این مقدار فشار چاه برداشت باید توسط پمپ‌ها و تأسیسات تأمین گردد. که با توجه به خصوصیات سنگ و سیال مخزن، هرچه میزان تراوایی مخزن بالا باشد تأمین این فشار راحت‌تر بوده و به توان مصرفی کمتری نیاز خواهد بود. در مسأله حاضر با توجه به این‌که فشار ته چاهی ثابت و برابر ۶۷۵۰ کیلوپاسکال هست مقادیر اختلاف فشار چاه‌های برداشت و فشار ته چاهی را در قالب نمودار شکل ۱۰ آورده‌ایم که با توجه به نمودار به ازای میزان تراوایی ۱۰۰، به توان مصرفی بیشتری برای برداشت نفت نیاز خواهیم داشت.

طی این پژوهش مشاهده گردید که مقادیر اشباع (مقادیر موجود در نقاط مختلف کانتور مربوطه) به ازای سه مقدار مذکور تراوایی هیچ فرقی نکرد بنابراین می‌توان نتیجه گرفت تراوایی با میزان اشباع سیالات زیرزمینی رابطه‌ای ندارد و کانتورهای اشباع آب به همان شکلی حاصل شد که پیشتر به آن‌ها اشاره شد (شکل ۵). همچنین برای بررسی اثرات ضریب تخلخل به ازای ضرایب تخلخل ۰/۱۵، ۰/۲۵ و ۰/۳۵ روی نتایج بحث می‌شود که اول روی اشباع سیال متمرکز می‌شویم؛ با توجه به شکل‌های ۱۱ و ۱۲ ملاحظه می‌شود که با کاهش میزان تخلخل سنگ، پیشرای سیال به سمت چاه‌های برداشت بیشتر شده و عملیات برداشت نفت در زمان معینی به صورت بهینه انجام می‌شود. برای توضیح بیشتر با توجه به کانتورهای شکل ۱۲ (مربوط به

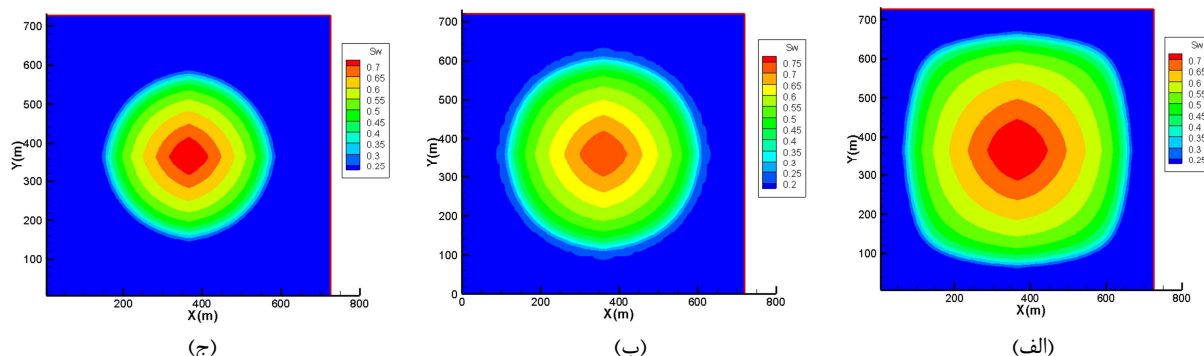
زمان روز ۱۷۰۰ برای مخزنی با ضریب تخلخل $\phi = 0.15$ ، سیال آب به چاه‌های برداشت رسیده و در این حال برداشت هر دو سیال آب و نفت را توأم خواهیم داشت. برای مخزن مذکور همچنین نمودار برداشت نفت و برداشت کل سیال را جداگانه در ادامه آورده‌ایم. برای عمل اختصار به عنوان نمونه به توزیع اشباع آب مربوط به روز ۴۰۰ ام و ۷۰۰ ام برداشت، اشاره می‌شود.



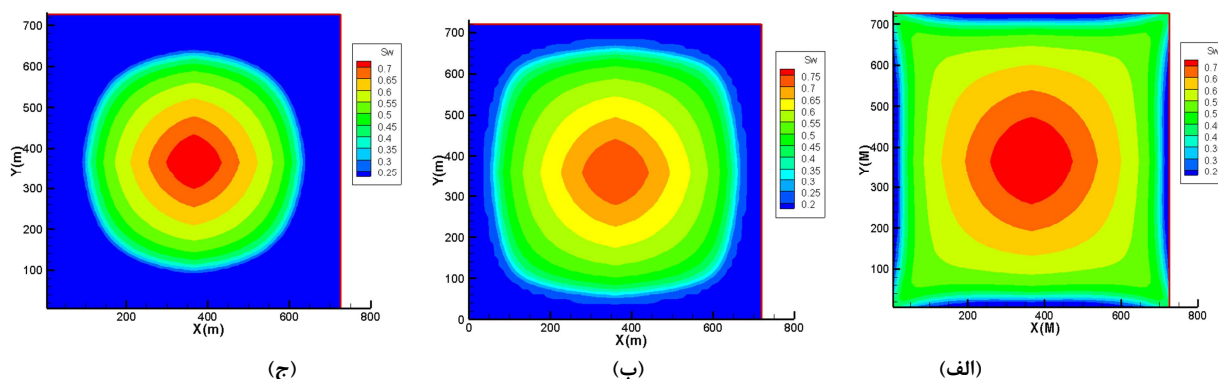
شکل ۱۰- نمودار ارتباط بین تراوایی (k) و مقادیر اختلاف فشار چاه-های برداشت و فشار ته چاهی (Δp)

۷- بررسی اثرات مانع زیرزمینی (تله نفتی) در داخل مخازن نفتی

موانع نفتی به مجموع سنگ مخزن و پوش سنگ آن گویند که باعث به تله افتادن نفت در سنگ مخزن می‌شود. شکل این مجموعه می‌تواند طاق‌دیس، ناودیس یا شکل حاصل از تغییر ماهیت سنگ و غیره باشد. معمولاً در مسیر حرکت نفت از سنگ منشأ، جریان نفت به سنگ‌پوش و موانعی که نفت را در خود جای می‌دهد برخورد می‌کند. این مسیر هر اندازه که طولانی‌تر شود و نفت در مسیر حرکت خود بیشتر به سطح زمین نزدیک شود، باعث می‌شود که مواد سنگین نیز در طول مسیر جدا شده و نفت سبک‌تری به سطوح بالاتر نفوذ کند. اگرچه در هر صورت، همواره میزانی از مواد سنگین در درون نفت باقی خواهد ماند. البته باید توجه کرد بالاتر بودن سطح مخزن ضرورتاً نشان‌دهنده‌ی سبک‌تر بودن نفت درون آن نیست، بلکه هر اندازه که سنگ منشأ در لایه‌های پایین‌تر زمین باشد به دلیل بلوغ بیشتر نفت، نفت درون آن نیز سبک‌تر خواهد بود. بنابراین تنها اگر فاصله‌ی میان سنگ منشأ تا سنگ مخزن طی کند، این امکان وجود دارد که نفت درون سنگ مخزن در لایه‌های نزدیک به سطح زمین سبک باشد [۱۵].



شکل ۱۱- کانتورهای اشباع آب بعد از گذشت ۴۰۰ روز از برداشت، با ضرایب تخلخل (الف) $\phi = 0.15$ (ب) $\phi = 0.25$ (ج) $\phi = 0.35$



شکل ۱۲- کانتورهای اشباع آب بعد از گذشت ۷۰۰ روز از برداشت، با ضرایب تخلخل (الف) $\phi = 0.15$ (ب) $\phi = 0.25$ (ج) $\phi = 0.35$

۸- نتیجه‌گیری

در این مقاله توزیع فشار و اشباع آب در درون مخزن طی مدت زمان معینی شبیه‌سازی شد و میزان تولید چاه‌ها به همراه تأثیر پارامترهای تراوایی و تخلخل و مانع نفتی درون مخزن با حل عددی بررسی شدند. روش حل عددی بر مبنای فشار ضمنی - اشباع صریح یا همان روش ایمپز بود. هندسه مورد مطالعه هم، برگرفته از شکل مخازن در صنعت هست. نتایج کلی حاصل از حل عددی با استفاده از نرم‌افزار تجاری نفتی CMG [۱۶] اعتبارسنجی شدند که صحت کارهای انجام شده را تأیید می‌کند. نرم‌افزارهای سیالاتی مثل Fluent و CFX قادر به شبیه‌سازی دقیق مسایل جریان چندفازی در محیط متخلخل نیستند برای همین از نرم‌افزار CMG استفاده شد. این نرم‌افزار هم، قادر به نمایش جزئیات نتایج از جمله بررسی پارامتر موانع زیرزمینی، بررسی توزیع فشار مخزن در فاصله چاه تزئینی و چاه‌های تولیدی و ... نمی‌باشد و صرفاً برای اعتبارسنجی نتایج کلی مساله مورد استفاده قرار گرفته است به همین خاطر با حل عددی و با روش IMPES به تشریح دقیق مساله پرداخته شد.

نتایج بدست آمده عبارتند از:

با توجه به کانتورهای فشار مقدار حداقل فشار هیدروستاتیکی محاسبه شده مخزن از مقدار مربوط به فشار ته چاهی بیشتر هست که این اختلاف فشار در واقع شرط لازم برای تولید نفت از چاه‌های برداشت را ارضا می‌کند و با استمرار برداشت تقریباً فشار ثابتی بر مخزن حاکم هست.

در صورتی که نفت در مسیر حرکت خود به هیچ مانعی برخورد نکند به سطح زمین راه خواهد یافت و در اینصورت مواد سبک آن تبخیر شده و مواد سنگین آن همچون قیر در سطح زمین باقی می‌ماند. بنابراین نبود پوش‌سنگ مناسب منجر به فرار نفت از سنگ مخزن و عدم تجمع آن می‌شود. در مساله پیش رو اثر یک مانع زیرزمینی مخزن به طول ۳۶۰ متر، در سه مکان، مرکز مخزن، ۱۲۰ متری و ۲۴۰ متری از مرکز مخزن بررسی می‌شود. ابتدا اثرات این مانع را روی کانتور فشار، به عنوان نمونه مربوط به روز ۴۰۰ ام عملیات برداشت مورد بررسی قرار داده می‌شود. هرچه مانع نفتی متمایل به سمت چاه تزئینی باشد مطابق شکل ۱۳، فشار چاه تزئینی بالا می‌رود یا به عبارت دیگر به فشار بیشتری برای روانه ساختن و سوق دادن نفت به سمت چاه‌های تولیدی نیاز خواهد بود. و این خود، صرف انرژی و توان بیشتر تاسیسات جایگاه‌های نفتی را می‌طلبد. بنابراین انتخاب دقیق‌ترین و مناسب‌ترین مکان برای حفر چاه‌های برداشت و تزریق مخازن نفتی به مراتب توسط متخصصین در این حوزه احساس می‌شود. در واقع اولین گام برای برداشت از هر مخزن نفت و گاز، حفر چاه‌های جدید است. انتخاب مکان چاه طوری که بهترین نتیجه را ممکن سازد، همواره مورد پرسش محققان بوده است. استفاده از روش‌های سنتی برای بهینه‌سازی مکان چاه به علت پیچیدگی‌های معادلات حاکم بر مخزن، دشوار و در مواردی غیر ممکن است. با کاهش ذخایر زیرزمینی، شرکت‌های نفتی به سمت تولید صیانتی از مخازن متمایل شده‌اند. تولید صیانتی، اغلب ناظر بر روش‌های ازدیاد برداشت به منظور افزایش ضریب بازیافت نفت درمخزن است همچنین با استفاده از الگوریتم وراثتی، مکان بهینه چاه‌های جدید در مخزن به منظور افزایش ضریب بازیافت نفت بررسی می‌شود.

شکل ۱۴ نمودار مربوط به دبی تولیدی نفت از مخزن با توجه به فواصل مختلف مانع نفتی را نشان می‌دهد. بدیهی است با توجه به این شکل که مانع در نیمه چپی مخزن قرار دارد، انتظار می‌رود مقدار تولیدی نفت مربوط به چاه‌های برداشت طرف چپ، کمتر از چاه‌های برداشت طرف راست مخزن باشد. همچنین مشاهده می‌شود با نزدیک شدن مانع به سمت چاه تزئینی این اختلاف دبی تولیدی بین چاه‌های دو نیمه چپ و راست مخزن، بیشتر هم می‌شود. بنابراین در تعیین موقعیت مناسب چاه‌های برداشت و تزریق باید نهایت ابتکار و دقت به عمل آید.

تأمین اختلاف فشار چاه تولیدی و فشار ته چاهی راحت تر بوده و به توان مصرفی کمتر تاسیسات نیاز خواهد بود.

تأثیر تخلخل سنگ مخزن روی اشباع سیالات: به طور کلی آب در محیط‌های با تخلخل کمتر (درمقیاس میکروسکوپی) اشباع بالایی را تشکیل می‌دهد که این اصل با نمایش کانتورهای اشباع سیالات نشان داده شد. بدین صورت که با کاهش میزان تخلخل سنگ، اشباع آب و پیشروی آن به سمت چاه‌های تولیدی بیشتر شده و متناسب با پیشروی آن، نفت به سمت این چاه‌ها رانده شده و عملیات برداشت نفت در زمان معینی به صورت بهینه انجام می‌گیرد.

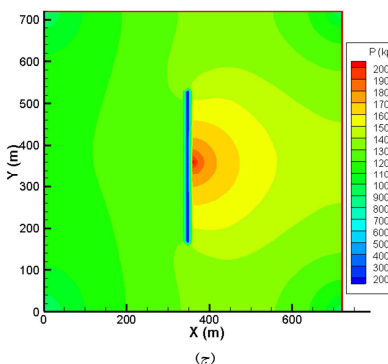
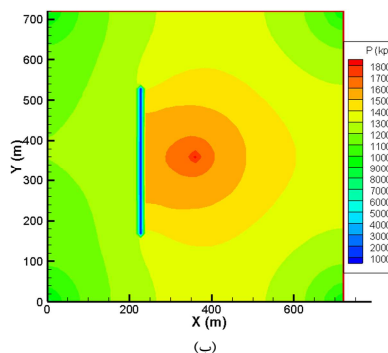
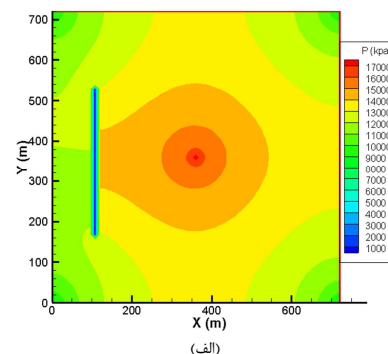
میزان و توزیع اشباع سیالات مخزن ارتباطی با تراوایی سنگ مخزن ندارند.

اثرات مانع (تله نفتی) درون مخزن: مانع نفتی در واقع سنگ‌های با تراوایی خیلی کم و نزدیک به صفر هستند که امکان عبور سیالات مخزن از لایه‌لای محیط متخلخل آن وجود ندارد. هرچه مانع نفتی نزدیک مرکز مخزن باشد، فشار چاه تزریقی بالا می‌رود و این خود، صرف انرژی و توان بیشتر تاسیسات جایگاه‌های نفتی را می‌طلبد.

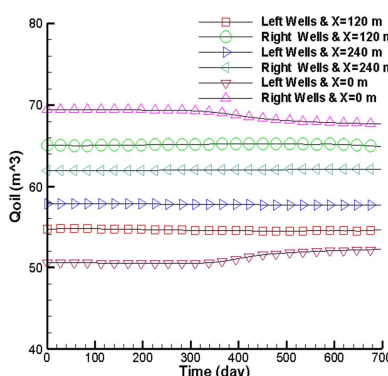
با نزدیک شدن مانع نفتی به سمت چاه تزریقی اختلاف دبی تولیدی بین چاه‌های دو نیمه مخزن، بیشتر می‌شود. بنابراین برای تعیین موقعیت مناسب چاه‌ها به لحاظ میزان تولید نفت یا گاز، پیشنهاد می‌شود چاه‌های تزریقی در نواحی با تراوایی بالا و به دور از نواحی با مانع نفتی حفاری گردند.

۹- نمادها

تراوایی نسبی نفت در مخزن (md)	K_{ro}
تراوایی نسبی آب در مخزن (md)	K_{rw}
میزان تراوایی مخزن در جهت افق (md)	K_x
میزان تراوایی مخزن در جهت قائم (md)	K_y
فشار موینگی آب و نفت (kpa)	P_{cow}
فشار اولیه مخزن (kpa)	P_{int}
فشار مرجع (kpa)	P_o
فشار ته چاهی (kpa)	P_{wf}
دبی آب تزریقی (m^3)	Q_{inj}
دبی نفت تولیدی (m^3)	Q_o
دبی آب تولیدی (m^3)	Q_w
شعاع چاه‌های تزریقی و برداشت (m)	r_w
اشباع نفت	S_o
اشباع باقیماند نفت	S_{or}
اشباع آب	S_w
اشباع بحرانی آب	S_{wc}
اشباع اولیه آب مخزن	S_{wint}
ضریب جابه جایی در جهت افق	T_x
ضریب جابه جایی در جهت قائم	T_y
حجم یک سلول مربوط به شبکه (m^3)	V_b
چگالی اولیه آب (kg/m^3)	ρ_w^o
چگالی اولیه نفت (kg/m^3)	ρ_o^o
لزجت آب ($kpa \cdot day$)	μ_w



شکل ۱۳- نمایش کانتور فشار با مانع نفتی در مکان‌های الف) ۲۴۰ متری از مرکز ب) ۱۲۰ متری از مرکز ج) واقع در مرکز مخزن.



شکل ۱۴- دبی تولیدی نفت در چاه‌های برداشت نیمه چپ و راست مخزن با حضور مانع نفتی در مکان‌های مختلفی از مرکز مخزن

تأثیر تراوایی سنگ مخزن روی فشار: برای مخازن با تراوایی بالا فشار هیدروستاتیکی مخزن به مراتب کمتر است. با توجه به خصوصیات سنگ و سیال مخزن، هرچه میزان تراوایی مخزن بالا باشد

μ_0 لزجت نفت ($kpa \cdot day$)
 φ^0 ضریب تخلخل سنگ در فشار مرجع

۱۰- مراجع

- [1] Kovscek A. R., Cakici M. D., Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. II. Cooptimization of storage and recovery, *Energy Conversion and Management* 46.11, 1941-1956, 2005.
- [2] Adams D. M., Experiences with waterflooding Lloydminster heavy-oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology* 34.08, 1-643, 1982.
- [3] Fay, C.H. and Prats. M.: "The Application of Numerical Methods to Cycling and Flooding Problems, Proceedings of the 3rd World Petroleum Congress 1951.
- [4] Marco R., Thiele, StreamSim Technologies, Inc. Streamline Simulation. International Forum on Reservoir Simulation September 3rd-7th Schloss Fuschl, Austria (2001).
- [5] Li, Baoyan, Zhangxin Chen, and Guanren Huan. Comparison of solution schemes for black oil reservoir simulations with unstructured grids. *Computer methods in applied mechanics and engineering* 193. 3, 319-355, 2004.
- [6] Kovscek A. R. and Wang Y., Geologic storage of carbon dioxide and enhanced oil recovery. I. Uncertainty quantification employing a streamline based proxy for reservoir flow simulation, *Energy Conversion and Management* 46.11, 1920-1940, 2005.
- [7] Savioli Gabriela B. and M., Susana Bidner. "Simulation of the oil and gas flow toward a well—A stability analysis, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 48.1, 53-69, 2005.
- [8] Matringe Sébastien F., Ruben Juanes, and Hamdi A. Tchelepi., Robust streamline tracing for the simulation of porous media flow on general triangular and quadrilateral grids, *Journal of Computational Physics* 219.2, 992-1012, 2006.
- [9] Jian, H. O. U., et al. A streamline-based predictive model for enhanced-oil-recovery potentiality, *Journal of Hydrodynamics, Ser. B* 20.3, 314-322, 2008.
- [10] Kou Jisheng and Shuyu Sun., A new treatment of capillarity to improve the stability of IMPES two-phase flow formulation, *Computers & Fluids* 39.10, 1923-1931, 2010.
- [11] LUO, Wan-jing, et al. A streamline approach for identification of the flowing and stagnant zones for five-spot well patterns in low permeability reservoirs, *Journal of Hydrodynamics, Ser. B* 25.5, 710-717, 2013.
- [12] Siavashi Majid, et al., Three-dimensional streamline-based simulation of non-isothermal two-phase flow in heterogeneous porous media., *Computers & Fluids* 103, 116-131., 2014.
- [13] van der Linden, J. H., et al. "The parallel subdomain-levelset deflation method in reservoir simulation., *Journal of Computational Physics* 304, 340-358, 2016.
- [14] Chen, Zhangxin. Reservoir simulation: mathematical techniques in oil recovery. Vol. 77., pp. 8-10, and 13-17, and 73-74, and 91-102, 2007.
- [۱۵] کامران مصلح، فرید دهقانی، محمدرضا الزامی، رضا میرزا ابراهیمی. «فصل دوم: تزریق گاز به میادین نفتی» در استفاده بهینه از منابع گازی در ایران. موسسه مدیریت انرژی افق. ویرایش فیا. چاپ اول ۱۳۸۷.
- [16] CMG (Computer Modelling Group) 2006.10 Software.