

مدل سازی و بررسی اثرهای تزریق ژل پلیمر به شاخص یکی از مخازن ایران

محسن وفايي سفتي*⁺، مهسا باغبان صالحی، حسن نادری، سید رضا هاشمی نسب زواره

تهران، دانشگاه تربیت مدرس، گروه تحقیقاتی نفت، گاز و ترمودینامیک

چکیده یک روش موثر در کنترل آب تولیدی از مخازن، استفاده از ژل هاست. دلیل عملکرد موفقیت آمیز ژل، توانایی آن در کاهش زیاد تراوایی آب نسبت به نفت و ارزان بودن آن است. در این پژوهش، به منظور دستیابی به رفتار سیال تزریقی در مخازن نفتی و بررسی تغییرهای نفوذپذیری پس از تزریق ژل، مدل ریاضی بر اساس نتیجه های آزمایشگاهی ارائه می شود. در این مدل معادله های حرکت سیال با فرض دو فاز مستقل آب و نفت و با تکیه بر اصول علم سیالات (معادله ی پیوستگی)، استخراج و معادله های انتقال شیمیایی (پروفایل غلظت ترکیب ها) به وسیله ی معادله های دیفرانسیل پاره ای دو بعدی و با احتساب اثرهای تخلخل، چگالی فازها و نرخ تشکیل ژل ارائه می شود. افزون بر این، معادله های حاکم بر خواص فیزیکی ژل، مانند ناروانی، جذب و کاهش تراوایی با تلفیق روش های نظری و تجربی به دست می آید. معادله های حاصل، دستگاه معادله های دیفرانسیل پاره ای تشکیل داده که با استفاده از روش های عددی و با احتساب شرایط مرزی مناسب حل می شوند. به منظور سنجش اعتبار مدل، نتیجه های حاصل با داده های آزمایشگاهی برای شاخص یکی از مخازن ایران مقایسه شده که نشان دهنده دقت مطلوب مدل می باشد.

واژه های کلیدی: شبیه سازی، ژل پلیمر، تراوایی، مخازن نفتی، محیط متخلخل.

KEY WORDS: Simulation, Gel-polymer, Permeability, Oil reservoir, Porous medium.

مقدمه

استفاده از ژل پلیمرهاست. در حقیقت ژل ها به سادگی با واکنش عامل پیوند، که به طور معمول یک یون فلزی است و پلیمر در محیط آبی تشکیل می شوند. عامل پیوند مولکول های پلیمر را به ه. متصل کرده و یک ژل یکپارچه ایجاد می کند. رایج ترین پلیمری که در ساخت ژل پلیمر استفاده می شود، پلیمر سنتزی آکریل امید به ویژه نوع آبکافت شده آن است که به همراه یون های فلزی سنگین مانند کروم و آلومینیم منجر به ایجاد ساختار سه بعدی ژل می شود. به طور کلی ساختار شیمیایی ژل های موجود در صنعت، پلیمر سنتزی آکریل امید به ویژه نوع آبکافت شده اش و بیو پلیمر زانتان است. اگرچه زانتان تحت تاثیر تنش قرار نمی گیرد ولی،

به طور کلی حرکت مخروطی آب، اثر زیادی بر قابلیت تولید نفت از مخزن دارد. این پدیده سبب تولید آب به همراه نفت شده و هزینه تولید را افزایش و بازده تولید را کاهش می دهد. ادامه تولید بعد از رسیدن مخروط به بازه تولیدی نیز سبب افزایش تدریجی برش آب شده و سرانجام چاه به وضعیت غیر اقتصادی از لحاظ تولید می رسد. به همین دلیل جلوگیری یا به تأخیر انداختن تولید آب، میزان بازیافت نهایی از مخزن را به حداکثر می رساند. در بیشتر موردها تنها با کاهش دبی تولید، تغییر محل بازه تولیدی و یا بستن چاه، سعی بر به تعویق انداختن حرکت مخروطی شده است. اما امروزه یکی از روش های افزایش بهره وری از مخازن نفتی،

*E-mail: vafaiesm@modares.ac.ir

*عهده دار مکاتبات

محیط متخلخل است. در این پژوهش، با توجه به پیچیدگی مسأله مورد حل و با هدف نزدیکی هرچه بیشتر به واقعیت های فیزیکی روش های حل عددی ترجیح داده شده است. در ادامه منطق حاکم بر حل معادله های حاکم تشریح می شود.

در این تحقیق، معادله های حاکم بر حرکت جریان سیال درون محیط متخلخل در کنار معادله های حاکم بر جریان ترکیب های شیمیایی که به صراحت پس از تزریق ژل پلیمر ایجاد می شود در دو گام زمانی حل می شود.

برای این منظور ابتدا معادله های حاکم بر جریان سیال، معادله ها با استفاده از روش IMPES^(۲) حل شده و در نهایت اشباع و فشار به صورت عددی محاسبه می شوند. طبیعی است که برای حل معادله های بالا شرط مرزی مناسبی بایستی اتخاذ شود. در این جا فرض می شود که جریان سیال در مرز محیط متخلخل وجود نداشته و این با فرض صفر بودن گرادیان فشار و غلظت در مرز مشترک سیال و مخزن محقق می شود. به دنبال آن معادله های انتقال شیمیایی ژل (معادله های (۲۰) تا (۲۳))، حل می شوند. برای حل معادله ها از روش MOL^(۳) [۳] استفاده می شود. با اعمال روش بالا معادله های دیفرانسیلی پارایی حاکم، به دستگاه معادلات دیفرانسیل معمولی غیر خطی و کوپل تبدیل شده سپس معادله های حاصل با استفاده از روش عددی موسوم به رانگ کوتای مرتبه ۴، حل می شود [۴].

پس از محاسبه میزان ژل منعقد شده با پیش فرض مقداری مناسب برای تراوایی، بار دیگر فشار مخزن محاسبه می شود. این روند تا پایان بازه زمانی که به مدل وارد می شود ادامه می یابد، البته به منظور عدم واگرایی در حل یک شرط برای مدل تعریف شده است که در هر مرحله بعد از محاسبه فشار تفاوت مقدار جدید با مقدار قبلی نمی بایست از DPMAX بیشتر شود که این ترم به صورت داده ورودی به وسیله کاربر به برنامه داده می شود. در این مدل از وجود فاز گاز صرف نظر شده، جریان هم دما و مخزن هم وزن است. همچنین فرض می شود که دبی تزریق ثابت بوده و تمامی مواد در فاز آبی انتقال می یابند. برای محاسبه میزان جذب ترکیب ها از قانون هنری استفاده شده است. روند مدل سازی به صورت شماتیک در شکل ۱ آورده شده است. داده های مربوط به ویژگی های سیال در جدول ۱ و داده های مربوط به ویژگی های سنگ در جدول ۲ آمده است.

پلی آکریل آمید آبکافت شده بیشتر در فرایند ساخت ژل به کار می رود. این امر به علت قیمت بالای زانتان نسبت به پلی آکریل آمید و همچنین حساسیت بالای زانتان نسبت به حمله های میکروبی در مخزن است. افزون بر آن، زانتان قابلیت استفاده در دمای بالا را ندارد، در حالی که پلی آکریل آمید تا دمای ۲۰۰ درجه فارنهایت تحمل دمایی دارد.

ژل های تشکیل شده آب دوست هستند و به آسانی در آب حل می شوند ولی حلالیت اندکی در نفت دارند، در نتیجه ناروانی آب افزایش یافته و به واسطه آن تحرک آب کاهش می یابد در حالی که در عمل، ناروانی نفت و تحرک پذیری آن بدون تغییر باقی می ماند. یکی از دلایل موفقیت آمیز بودن عملکرد ژل، توانایی آن در کاهش زیاد تراوایی آب نسبت به تراوایی نفت است که این پدیده DPR^(۱) نامیده می شود [۱]. براساس این پدیده نفت با آب درون ژل قابل امتزاج نبوده و قادر به جریان در درون شبکه ژل پلیمر نیست، بنابراین نفت نیازمند پیدا کردن مسیر دیگری برای جریان در درون ژل است تا سطح تماس بین نفت و ژل به حداقل برسد، در صورتی که آب تزریق شده با آب درون ژل امتزاج پذیر بوده و قادر به جریان در میان شبکه ژل پلیمر است. در حقیقت ژل پلیمر مانع از حرکت آب در نواحی با تراوایی بالا می شود.

ژل ها به نسبت ارزان و کم قیمت هستند زیرا ۷۰ تا ۸۰ درصد آنها را آب همراه با نگه دارنده های شیمیایی با قیمت های پایین تشکیل می دهد. ژل پلیمرها با توجه به غلظت کم سیال، ناروانی قابل قبول و توانایی پمپ کردن به داخل مخزن و تشکیل ژل در محل تماس مواد اتصال دهنده، نسبت به سایر روش ها از اهمیت ویژه ای برخوردارند. امروزه تکنیک (فن) تزریق ژل به عنوان یک روش بهینه و اقتصادی برای افزایش بازده تولید در مخازن پیشنهاد می شود. با توجه به اهمیت اقتصادی طرح، در این پژوهش با تزریق ژل تغییرهای نفوذپذیری و نسبت تولید آب به نفت در شاخص مخزن مورد بررسی قرار گرفته و نتیجه های حاصل با نتیجه های آزمایش های انجام شده [۲] در شرایط مخزن روی نمونه سنگ و سیال مخزن مذکور مقایسه شده است.

مدل سازی عملکرد ژل در محیط متخلخل

در این بخش، هدف ارایه روندی مناسب برای حل معادله های ریاضی حاکم بر حرکت جریان سیال و ترکیب های شیمیایی در

(۱) Disproportionate permeability reduction

(۳) Method of line (MOL)

(۲) Implicit pressure-explicit saturation

جدول ۱- داده‌های مربوط به ویژگی‌های سیال.

۳	ناروانی نفت (cp)
۰/۸	ناروانی آب (cp)
۶۴/۵	چگالی آب Lb/ft ^۳
۵۳	چگالی نفت Lb/ft ^۳
۱	ضریب حجمی نفت bbl/STB
۰/۹	ضریب حجمی آب bbl/STB

جدول ۲- داده‌های مربوط به ویژگی‌های سنگ.

۲۸/۵	طول (cm)
۷/۱	قطر (cm)
۴۰	سطح مقطع (cm ^۲)
۲۴۰/۵۴	حجم تخلخل (cm ^۳)
۲۱/۱	درصد تخلخل
۴۰	نفوذ پذیری (Md)

مدل ریاضی حاکم بر حرکت سیال

ابتدا یک بلوک از مخزن در نظر گرفته می‌شود که جریان سیال در x (Jx) وارد و در $x+\Delta x$ (Jx+ Δx) خارج می‌شود. در حقیقت J فلاکس جرمی سیال (جرم سیال در واحد سطح عمود بر جریان) می باشد. با نوشتن موازنه جرم برای المان مورد نظر خواهیم داشت:

$$\underbrace{\left[(J_x)_x \Delta y \Delta z + (J_y)_y \Delta x \Delta z + (J_z)_z \Delta x \Delta y \right]}_{\text{Mass in}} \Delta t - \quad (1)$$

$$\underbrace{\left[(J_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (J_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (J_z)_{z+\Delta z} \Delta x \Delta y \right]}_{\text{Mass out}} \Delta t -$$

$$\underbrace{Q \Delta y \Delta z \Delta x \Delta t}_{\text{Mass out}} = \underbrace{\left[(C_p)_{t+\Delta t} - (C_p)_t \right]}_{\text{Accumulation}} \Delta x \Delta y \Delta z$$

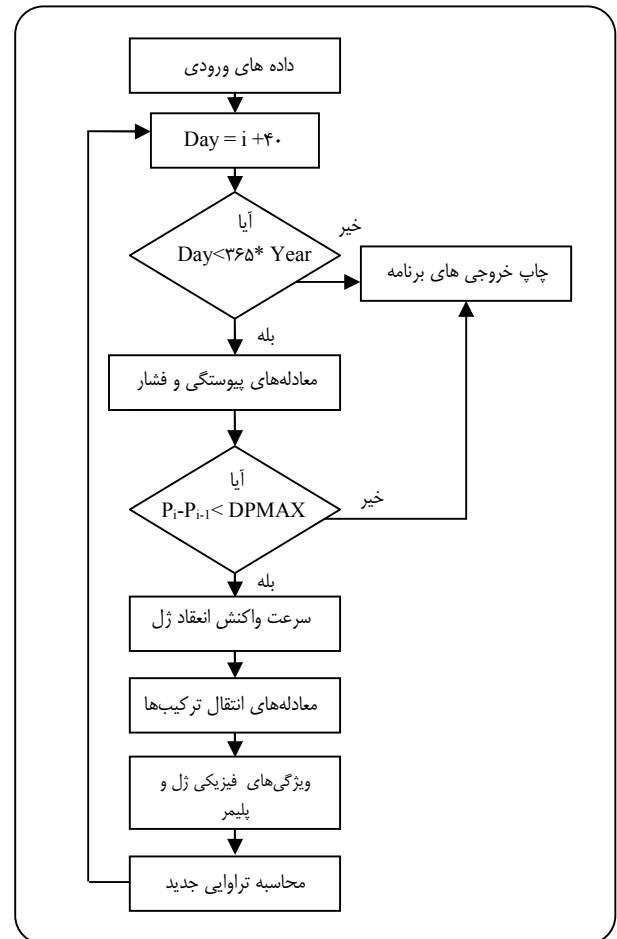
ترم اول و دوم در معادله‌ی (۱) جرم ورودی و خروجی به المان است. Δx طول، Δy عرض و Δz ارتفاع المان و Q دبی جرمی بر واحد حجم المان است. در چاه تولیدی این ترم مثبت و در چاه تزریقی منفی است. همچنین ترم تجمع در حقیقت تغییرهای غلظت فاز نفت یا آب (p معرف فاز مورد نظر است) داخل المان است. با تقسیم طرفین بر حجم المان و اعمال حد Δx ، Δy ، Δz و Δt به صفر، معادله‌ی پیوستگی حاصل می‌شود.

$$-\frac{\partial J_x}{\partial x} - \frac{\partial J_y}{\partial y} - \frac{\partial J_z}{\partial z} - Q = -\frac{\partial C_p}{\partial t} \quad (2)$$

معادله‌های جریان برای فازهای نفت و آب با توصیف فلاکس جرمی و غلظت (در معادله‌ی پیوستگی) محاسبه می‌شود. موازنه جرم در المان بالا در سه بعد صورت گرفت ولی در این مدل‌سازی مخزن دو بعدی در نظر گرفته شده و تمامی معادله‌ها در دو بعد نوشته می‌شوند. فلاکس جرمی را می‌توان به صورت ضرب چگالی فاز در سرعت فاز (با توجه به جهت موردنظر) نوشت.

$$\left(\vec{J} \right)_p = \frac{\rho_{psc}}{B_p} \vec{v}_p \quad (3)$$

اندیس sc بیانگر شرایط استاندارد است، ρ چگالی سیال مورد نظر (نفت و آب) و \vec{v} سرعت داری بوده و برای فاز p (نفت یا آب) در جهت X، به صورت زیر نوشته می‌شود. (با توجه به واحدها در این اینجا $g = gc$). علامت منفی در معادله نشان دهنده این است که فشار در طول حجم کنترل افت می‌کند، M_p تحرک‌پذیری فاز بوده و برابر نسبت تراوایی نسبی فاز به ناروانی آن است.



شکل ۱- فلوجارت مدل‌سازی و حل معادله‌ها.

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{M_w}{B_w} \right) \nabla p_o + CG_w - \frac{Q_w}{\rho_{wsc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (14)$$

بخش جاذبه و فشار موئینگی در فشار هر فاز در دو ترم CG_o و CG_w آورده می شود.

$$CG_o = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{M_o}{B_o} \right) \nabla \left(\frac{\rho_o Z}{144} \right) \quad (15)$$

$$CG_w = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{M_w}{B_w} \right) \nabla \left(\frac{\rho_w Z}{144} \right) + p_{cow} \quad (16)$$

در حقیقت هدف، حل معادله‌های (۱۳) و (۱۴) و (۱۷) به منظور به دست آوردن سه ترم p_o ، S_o و S_w می باشد. بقیه ترم‌ها خواص فیزیکی بوده و در معادله‌ها معلوم هستند.

$$L_o = \nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M \lambda_o}{B_o} \nabla p_o + CG_o - \frac{Q_o}{\rho_{osc}} \quad (17)$$

$$L_w = \nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M_w}{B_w} \nabla p_o + CG_w - \frac{Q_w}{\rho_{wsc}} \quad (18)$$

با باز کردن L_o و L_w و ضرب معادله‌ی (۱۷) در B_o و معادله‌ی (۱۸) در B_w و جمع این دو معادله و با توجه به معادله‌ی (۷) معادله‌ی فشار حاصل می شود.

$$B_o \left[\nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M_o}{B_o} \nabla p_o - \frac{Q_o}{\rho_{osc}} \right] + \quad (19)$$

$$B_w \left[\nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{M_w}{B_w} \nabla p_o + CG_w - \frac{Q_w}{\rho_{wsc}} \right] = \left[\frac{\partial \phi}{\partial p_o} + \phi S_o \left(-\frac{1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial p_o} \right) + \phi S_w \left(-\frac{1}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial p_o} \right) \right] \frac{\partial p_o}{\partial t}$$

برای حل معادله‌های بالا، نیاز به دانستن معادله فشار نفت، ضروری است تا به وسیله معادله ای که هیچ مشتقی از ترم اشباع در آن وجود ندارد، با حل عددی p_o حاصل شده و با استفاده از آن در معادله‌ها، اشباع فازهای نفت و آب حاصل شود. شرایط مرزی و اولیه برای حل معادله فشار عبارت است از:

$$BC: \left\{ \frac{\partial p}{\partial x} \Big|_{x=0,L} = 0 \quad \& \quad \frac{\partial p}{\partial y} \Big|_{y=0,L} = 0 \quad IC: @t=0 \quad p = p_{initial} \right.$$

مدل ریاضی حاکم بر حرکت ژل

مدل ریاضی حاکم بر حرکت ژل از سه بخش زیر تشکیل می شود:
الف - معادله‌های انتقال شیمیایی

$$v_{xp} = -K_x M_p \frac{\partial}{\partial x} \left[p_p - \frac{\rho_p g z}{144 g_c} \right] \quad (4)$$

چگالی و غلظت فاز نیز به صورت زیر تعریف می شود:

$$\rho_p = \frac{\rho_{psc}}{B_p} \quad (5)$$

$$C_p = \phi \rho_{psc} S_p / B_p \quad (6)$$

در رابطه بالا، ϕ تخلخل و S اشباع فاز p است. در صورتی که از فاز گاز صرف نظر کنیم دو فاز کل حجم را اشغال کرده اند:

$$S_w + S_o = 1 \quad (7)$$

با ترکیب معادله‌های (۱)، (۳) تا (۷) معادله‌ی دیفرانسیل پاره‌ای حاکم بر حرکت سیال (معادله پیوستگی) شامل دو فاز آب و نفت، در حالت دو بعدی به صورت زیر بیان می شود [۵]:

$$-\left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{v_{xp}}{B_p} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{v_{yp}}{B_p} \right) \right] - \frac{Q_p}{\rho_{psc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_{xp}}{B_p} \right) \quad (8)$$

معادله‌های فشار

با تعریف ترم پتانسیل فاز، Φ_p می توان فرم معادله‌ی سرعت داری را ساده تر کرد.

$$\Phi_p = p_p - \frac{\rho_p z}{144} \quad (9)$$

$$\bar{v}_p = -\vec{K} \cdot M_p \nabla \Phi_p = -M_p \left[\hat{i} K_x \frac{\partial \Phi_p}{\partial x} + \hat{j} K_y \frac{\partial \Phi_p}{\partial y} \right] \quad (10)$$

با اعمال این ترم، معادله‌ی پیوستگی به صورت زیر است:

$$\frac{\nabla \cdot \vec{K} \cdot M_p \nabla \Phi_p}{B_p} - \frac{Q_p}{\rho_{psc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_p}{B_p} \right) \quad (11)$$

برای ایجاد ترم فشار نفت در معادله‌های بالا فشار موئینگی به صورت تفاوت فشار نفت و آب تعریف می شود.

$$p_{cow} = p_o - p_w \quad (12)$$

با جایگذاری معادله‌های بالا در معادله‌ی (۱۱) برای نفت و آب خواهیم داشت:

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{M_o}{B_o} \right) \nabla p_o + CG_o - \frac{Q_o}{\rho_{osc}} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (13)$$

استفاده می‌شود که شرایط اولیه (IC) و شرایط مرزی (BC) در زیر آورده شده است. همان‌طور که گفته شد در این مدل فرض می‌شود که در دیواره‌ها (مرزها) غلظت ترکیب‌ها ثابت است بنابراین، شرایط مرزی از نوع نیومن است:

$$\text{IC: } \begin{cases} \text{for HPAM} & \Rightarrow @t=0 & C_i = 3000 \text{ ppm} \\ \text{for Cr}^{3+} & \Rightarrow @t=0 & C_i = 1000 \text{ ppm} \\ \text{for Gel} & \Rightarrow @t=0 & C_i = 0 \text{ ppm} \end{cases}$$

$$\text{BC: } \begin{cases} \frac{\partial C_i}{\partial x} \Big|_{x=0, L} = 0 & \& \quad \frac{\partial C_i}{\partial y} \Big|_{y=0, L} = 0 \end{cases}$$

ب - معادله‌های سرعت واکنش انعقاد ژل

در این پژوهش، پلی آکریل آمید آبکافت شده به عنوان پلیمر و یون کروم به عنوان عامل پیوند در تشکیل ساختار ژل به کار گرفته شده است. بنابراین، یون سه ظرفیتی با پلیمر واکنش داده و ساختار سه بعدی ژل تشکیل می‌شود. معادله‌های این مدل به صورت زیر است [۸ و ۹]:



$$-\frac{d[\text{polymer}]}{dt} = \frac{d[\text{gel}]}{dt} = k[\text{Cr}^{3+}]^n [\text{polymer}]^m \quad (23)$$

مقدار ثابت سرعت با توجه به دمای مخزن $k = 10^{-5} \frac{1}{\text{ppm} \cdot \text{day}}$ [۸] و ثابت $n=1000$ [۱۰] است.

ج - ویژگی‌های فیزیکی پلیمر و ژل

در این بخش به بررسی خواص فیزیکی پلیمر و ژل، شامل، ناروانی و کاهش نفوذ پذیری پرداخته می‌شود. در این پژوهش اثر غلظت پلیمر بر ناروانی محلول به وسیله‌ی یک چند جمله‌ای درجه سه (معادله (۲۴)) بیان می‌شود [۱۱]:

$$\mu_p = \mu_w + \alpha_1 \times C_p + \alpha_2 \times C_p^2 + \alpha_3 \times C_p^3 \quad (24)$$

در این معادله C_p غلظت جرمی پلیمر و μ_w ناروانی آب است. ثابت‌های α_1 ، α_2 و α_3 برای پلی آکریل آمید آبکافت شده به ترتیب 3.98×10^{-3} ، 2.29×10^{-6} و 1.695×10^{-9} می‌باشد [۱۱ و ۱۲].

ناروانی ژل به وسیله‌ی (معادله‌های (۲۵) و (۲۶)) و از روش Sorbie محاسبه می‌شود [۱۰].

ب - معادله‌های سرعت واکنش انعقاد ژل
ج - ویژگی‌های فیزیکی پلیمر و ژل

الف - معادله‌های انتقال شیمیایی

طبیعی است که پس از تزریق پلیمر و یون کروم به مخزن فرایند تشکیل ژل آغاز می‌شود. برای نشان دادن فرایند تشکیل ژل و یا تغییر غلظت مواد تشکیل دهنده آن، از معادله‌های انتقال شیمیایی (معادله‌های پایستگی) استفاده می‌شود. این معادله‌ها بسته به نوع اندیس انتخاب شده تغییرهای غلظت ژل، پلیمر و یا کروم در مخزن را آرایه می‌دهد [۶].

$$\underbrace{\frac{\partial(\phi \rho S C_i)}{\partial t}}_{\text{accumulation}} + \underbrace{\frac{\partial[\phi \rho_R (1-\phi) C_{ir}]}{\partial t}}_{\text{adsorption}} = \underbrace{D \nabla \cdot (\phi \rho S \nabla C_i)}_{\text{diffusion}} - \underbrace{\nabla \cdot (\rho C_i \vec{v})}_{\text{convection}} + \underbrace{\phi \rho S R_i}_{\text{reaction}} - \underbrace{Q_i C_i}_{\text{flowrate}} \quad i=1,3 \quad (20)$$

در معادله‌ی بالا ترم اول از سمت چپ مربوط به تجمع در مخزن (المان مخزن) و ترم دوم مربوط به جذب ترکیب‌های مورد نظر یعنی پلی آکریل آمید آبکافت شده، یون کروم و ژل مورد نظر در سطح سنگ است. نخستین ترم از سمت راست مربوط به پدیده نفوذ مولکولی است و در ترم دوم انتقال بر اساس پدیده جابه‌جایی مد نظر است. سپس اثر واکنش مصرف پلی آکریل آمید آبکافت شده و یون کروم و تولید ژل و سپس نرخ تزریق (+) و تولید (-) محاسبه می‌شود. در ادامه در مورد R_i توضیح داده شده است. f سطح شکاف سنگ که در معرض فاز آبی قرار دارد، C_i غلظت جرمی ترکیب‌ها، ρ_R چگالی سنگ، و D ضریب پراکندگی، \bar{v} سرعت دارسی، ρ چگالی فاز آبی، Q_i دبی چاه و V حجم مخزن، R_i سرعت واکنش انعقاد ژل در واحد حجم محیط متخلخل است. C_{ir} غلظت جرمی ماده آبی که در سطح سنگ جذب شده و تابعی از C_i است. فرایند جذب به طور هم‌دما فرض می‌شود و میزان غلظت جرمی جذب شده از قانون هنری برای هر ترکیب محاسبه می‌شود [۷].

$$C_{ir} = T_i C_i \quad (21)$$

پارامتر T_i ثابت هنری برای فرایند جذب است که در این مدل برای پلی آکریل آمید آبکافت شده 0.4273 و برای ژل مورد نظر 0.8547 است [همان مرجع] فرض می‌شود که میزان جذب یون کروم بسیار ناچیز است. برای حل معادله (۲۱) از روش MOL

در معادله‌ی بالا C_g غلظت ژل و RRF_{max} از معادله‌ی زیر محاسبه می‌شود:

$$RRF_{max} = \left[1 - \beta_1^{1/2} / \left(\frac{\sqrt{k_x k_y}}{\phi} \right)^{1/2} \right]^{-2} \quad (33)$$

در این معادله k_x و k_y تراوایی در جهت x و y است. β_1 پارامتر ثابت معادله Sorbie در محاسبه ناروانی ژل است.

روش حل معادله‌ها

معادله‌های حاکم در مدل یک مجموعه معادله‌های دیفرانسیل پاره ای غیر خطی و وابسته را ایجاد می‌کنند که باید در یک قلمرو با شرایط اولیه و مرزی حل شوند. در این مدل، شرایط مرزی از نوع نیومن بوده که در آن گرادیان عمودی متغیر وابسته در مرزها داده می‌شود، بنابراین، برای حل این معادله‌ها با توجه به این که ضریب‌ها، وابسته به متغیرهای مجهول مسأله و معادله ناهمگن است از روش ترکیبی صریح و ضمنی (IMPES) استفاده می‌شود. برای این منظور، ابتدا ترم ناهمگن معادله از معادله‌ها حذف می‌شود. با این عمل معادله فقط بر حسب جمله‌های فشار خواهد بود و با توجه به همگن شدن معادله می‌توان آن را به روش ضمنی حل کرد. پس از حل معادله‌های همگن به روش ضمنی مقدارهای فشار در نقاط متفاوت به دست می‌آید. حال اگر همان معادله‌های اصلی منفصل شده را در نظر بگیریم، سمت چپ معادله‌ها به دست آمده و معلوم است و در سمت راست فقط درجه اشباع وجود دارد. حال برای به دست آوردن مقدارهای درجه اشباع از روش صریح استفاده می‌کنیم که مقدار درجه اشباع را در لحظه جدید بر اساس مقدار آن در لحظه قبل و مقدارهای فشار محاسبه می‌شود. البته با توجه به فرضیه‌های انجام شده و حذف برخی جمله‌ها در برخی از موردها حل نیاز به تکرار دارد. برای حل معادله‌ها از روش بالا نیاز به خطی سازی معادله‌ها و روش تفاوت محدود است. به این منظور از تقریب تیلور استفاده می‌کنیم.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\Gamma \frac{\partial p}{\partial x} \right) \approx \frac{\Gamma_{i+1/2} \left(\frac{P_{i+1} - P_i}{\Delta x''} \right) - \Gamma_{i-1/2} \left(\frac{P_i - P_{i-1}}{\Delta x'} \right)}{\frac{\Delta x' + \Delta x''}{2}} \quad (34)$$

$$\Delta x' = x_i - x_{i-1} \quad \Delta x'' = x_{i+1} - x_i$$

مقدار ضریب Γ در نقاط x_i از $i=1$ تا $i=1$ یعنی از ابتدا تا انتهای المان معلوم است. با استفاده از معادله‌های بالا معادله فشار

$$\mu_g = \mu_w + \beta_1 C_g + \beta_2 C_g^2, C_g < CGC \quad (25)$$

$$\mu_g = \mu_w + \beta_1 C_g + \beta_2 C_g^2 + \beta_3 (C_g - CGC)^2, C_g > CGC \quad (26)$$

در این معادله μ_g ناروانی و C_g غلظت جرمی ژل و μ_w ناروانی آب است. ثابت‌های β برای ژل مورد نظر، به ترتیب برابر $10^{-3} \times 4,825$ ، $10^{-6} \times 1,608$ و $10^{-7} \times 3,6$ است [۱۰]. GC غلظت ژل در Gelation Point بوده و برابر ۱۰۰۰ ppm است [۱ و ۱۷].

اثر نرخ تنش بر ناروانی محلول به وسیله‌ی معادله‌ی Meter (معادله‌ی (۲۷))، محاسبه می‌شود [۱۳].

$$\mu = \mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + (\dot{\gamma}/\dot{\gamma}_{1/2})^{p-1}} \quad (27)$$

در معادله‌ی بالا، $\dot{\gamma}$ نرخ برش و μ_0, μ_∞ ناروانی محلول به ترتیب در $\dot{\gamma} = 0$ و $\dot{\gamma} = \infty$ است. $\dot{\gamma}_{1/2}$ نرخ برش در حالتی که ناروانی نصف μ_0 است. $\dot{\gamma}$ از معادله‌ی زیر محاسبه می‌شود [۱۴]:

$$\dot{\gamma} = 268 |\bar{u}| / (kk_r / \phi S)^{1/5} \quad (28)$$

در معادله‌ی بالا \bar{u} بردار سرعت داری و k_r تراوایی نسبی فاز آبی و k تراوایی مطلق است که از معادله‌ی زیر محاسبه می‌شود [۱۲]:

$$k = \left[(u_x / |\bar{u}|)^2 / k_x + (u_y / |\bar{u}|)^2 / k_y \right]^{-1} \quad (29)$$

k_x و k_y تراوایی مطلق در جهت x و y هستند. پارامتر p در معادله‌ی Meter یک چند جمله ایی درجه سه است که با توجه به نوع پلیمر و عامل پیوند ثوابت آن تعیین و محاسبه می‌شود [۱۵].

$$p = \lambda_0 + \lambda_1 C_p + \lambda_2 C_p^2 + \lambda_3 C_p^3 \quad (30)$$

ثابت‌های $\lambda_0, \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ برای پلی آکریل آمید آبکافت شده و یون Cr^{+3} ، به ترتیب برابر $1,47$ ، $1,96 \times 10^{-4}$ و $-2,882 \times 10^{-8}$ و 0 می‌باشد [۱۶].

در نهایت کاهش تراوایی در اثر عملکرد ژل از معادله‌ی زیر محاسبه می‌شود [۱۰]. در این معادله‌ی K تراوایی آب و $RRF^{(1)}$ نسبت تحرک پذیری قبل و بعد از تزریق ژل می‌باشد.

$$k(c) = k / RRF \quad (31)$$

$$RRF = 1 + \frac{(RRF_{max} - 1) C_g}{1 + C_g} \quad (32)$$

(1) Residual resistance factor

پلی آکریل آمید آبکافت شده به غلظت ۳۰۰۰ ppm و یون کرم به غلظت ۱۰۰۰ ppm و چاه تولید هریک به نرخ ۷۰۰ بشکه در روز است. درجه اشباع اولیه برای نفت ۰/۷۵ و برای آب ۰/۲۵ است. دما و فشار اولیه فاز نفت در عمق مینا ۵۰۰۰ فوتی زیر سطح دریا، به ترتیب ۹۰ درجه سانتی گراد و ۴۳۹۱ Psia و فشار اولیه فاز آب در عمق مینا ۸۱۲۹ فوتی زیر سطح دریا برابر با ۵۶۱۰ Psia است. عملکرد ژل پلیمر در شاخص مخزن به مدت ۵ سال در این مدل بررسی شده است. مابقی اطلاعات شامل اطلاعات مربوط به خواص سیال، اطلاعات خواص سنگ مخزن، شرایط اولیه و اطلاعات کنترلی مانند زمان بندی است.

به منظور اعتبار سنجی مدل ریاضی، نتیجه‌های مدل‌سازی، با نتیجه‌های تجربی [۲] روی مغزه در شرایط مخزن مقایسه شده است. به طور کلی برای انجام این نوع از آزمایش‌ها (نتیجه‌های تجربی)، ابتدا مغزه مورد نظر تحت سناریوهای متفاوتی، از نقطه نظر نوع سیال (آب و نفت)، تحت تزریق قرار گرفته و تراوایی محاسبه می‌شود. در ادامه محلول ژلاتینی به داخل مغزه تزریق می‌شود، بعد از تزریق سیستم بسته شده و زمان کافی برای انعقاد کامل ژل در دمای مخزن (که در آزمایش‌های استاتیکی تعیین شده) به سیستم داده می‌شود. حال برای بررسی عملکرد ژل در مورد کنترل تولید آب می‌توان مغزه را تحت تزریق آب قرار داد و با محاسبه تراوایی جدید عملکرد ژل را بر اساس میزان تغییر نفوذپذیری برای سیال تزریقی، مورد تجزیه و تحلیل قرار داد. در این پژوهش، آزمایش‌های متفاوتی برای بررسی عملکرد ژل پلیمر روی میزان کنترل تولید آب انجام شده است.

برای انجام آزمایش‌ها از سیستم پژوهشی که به طور شماتیک در شکل ۲ نشان داده شده است، استفاده می‌شود. دستگاه به طور کلی شامل دو پمپ با سرعت‌های متفاوت، محفظه دمای ثابت و نگه‌دارنده مدل فیزیکی است. سیستم پمپ‌ها مجهز به کنترل کننده ایمنی الکتریکی در ماکسیمم فشار و همچنین سیستم انتخاب دبی در درون تابلو برق است. نگه‌دارنده در درون حمام هوا قرار دارد که مجهز به سیستم دمنده هوای گرم و کنترل کننده دماست. حداکثر دمای حمام ۲۰۰ درجه فارنهایت است. در قسمت بالا و روی پانل دستگاه دو فشار سنج وجود دارد که سمت راستی فشار ورودی و سمت چپی فشار خروجی محفظه را نمایش می‌دهد.

و به تبع آن اشباع، با انجام یک‌سری عملیات به صورت زیر خطی می‌شود. در این معادله‌ها n مربوط به زمان کنونی و $n+1$ زمان مرحله بعد است.

$$\left(B_o^n \right)_{ij} \left(\Delta A_o^n \Delta p^{n+1} - \Delta A_o^n \Delta \left(\frac{\rho_o Z}{134} \right)^n - \frac{q_o V_B}{\rho_{osc}} \right)_{ij} + \quad (35)$$

$$\left(B_w^n \right)_{ij} \left(\Delta A_w^n \Delta p^{n+1} - \Delta A_w^n \Delta \left(\frac{\rho_w Z}{134} \right)^n - \frac{q_w V_B}{\rho_{wsc}} \right)_{ij} =$$

$$\left(\frac{V_p^n C_t^n}{\Delta t} \right)_{ij} (p^{n+1} - p^n)$$

$$\left(\Delta A_o^n \Delta p^{n+1} + GOWT - \frac{q_o V_B}{\rho_{osc}} \right)_{ij} = \quad (36)$$

$$\frac{1}{\Delta t} \left[\left(\frac{V_p S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{V_p S_o}{B_o} \right)^n \right]_{ij}$$

در شکل ۱ فلوجارت مدل‌سازی نشان داده شده است. در ابتدا داده‌های ورودی به برنامه داده می‌شود (تعداد سال مورد نظر با آیتیم Year مشخص شده است). نرم افزار به ازای هر ۴۰ روز محاسبه‌ها را انجام می‌دهد و در صورت اتمام زمان مدل‌سازی، داده‌های به دست آمده را چاپ می‌کند. برای یافتن تراوایی تغییر یافته ابتدا معادله‌های پیوستگی و فشار حل می‌شوند سپس سرعت واکنش در معادله‌ی انتقال ترکیب‌های جای‌گذاری شده و با شرایط اولیه و مرزی مناسب، این معادله برای سه ترکیب پلیمر و کرم و ژل حل می‌شود. در مرحله بعد ویژگی‌های فیزیکی ژل و پلیمر محاسبه شده و در نهایت RRF و تراوایی جدید محاسبه می‌شود. حال با مقدارهای جدید دوباره معادله‌ی فشار حل می‌شود، اگر تفاوت فشار با مرحله قبل کم‌تر از DP MAX بود سیکل تا پایان زمان داده شده به مدل ادامه می‌یابد و در غیر این صورت، برنامه با چاپ نتیجه‌ها به اتمام می‌رسد.

تعریف مسئله

در این مدل به منظور بررسی اثر تزریق ژل پلیمر بر کاهش تولید و تراوایی آب، شاخص مخزن به دو لایه یکی با تراوایی بالا (۴۰ mD) که معرف ماسه و دیگری با تراوایی پایین (۱ mD) که کربناته است، تقسیم شده است. تخلخل متوسط ۲۱ درصد و حجم 16875000 ft^3 در نظر گرفته شده به طوری که هر لایه به ۱۰۰ شبکه‌ی برابر تقسیم شده است. مخزن حاوی چاه تزریق آب،

نسبت به برطرف کردن مشکل تولید آب اقدام کرده و در مرحله بعد، پس از کسب تجربیات منطقه ای نسبت به تهیه و ساخت ژل در داخل کشور اقدام کرد.

عملکرد ژل پلیمر در شاخص مخزن به مدت ۵ سال در این مدل بررسی شده است. در شکل ۱ فلوچارت برنامه و ترتیب حل معادله‌ها نشان داده شده است. شکل‌های ۳ و ۴ بر اساس شبکه‌ی فرض شده در مخزن و با استفاده از نرم افزار مطلب رسم شده اند، (چون تزریق پلیمر و عامل پیوند در لایه با تراوایی بالا صورت گرفته این لایه انتخاب شده است)، شکل ۳ پروفایل غلظت ژل تشکیل شده در شبکه شاخص مخزن را نشان می‌دهد. در این مدل چاه تزریق با توجه به شبکه بندی شاخص مخزن در مختصات (۱ و ۱) قرار گرفته است و به همین علت غلظت ژل در این ناحیه بالاتر است و هر چه از این ناحیه دور می‌شویم غلظت ژل کاهش یافته و در نهایت به یک مقدار ثابتی می‌رسد که البته این امر به علت افزایش ناروانی ژل می‌باشد. شکل ۴ پروفایل نفوذپذیری نسبی آب در شبکه‌های شاخص مخزن را نشان می‌دهد. مقایسه این نمودارها نشان می‌دهد که در بخش‌هایی از مخزن که غلظت ژل بیشتر بوده، نرخ کاهش نفوذپذیری نسبت به آب بالاتر است. این عملکرد ناشی از خصوصیت DPR و ساختار ژل است. به‌طور کلی در مکانیسم انعقاد ژل، مسیرهای آب تحت تاثیر قرار گرفته اما مسیرهای نفت نسبت به ژل تحت تاثیر قرار نمی‌گیرند، بنابراین پس از تشکیل ژل، نفت در میان مسیرهایی که تحت تاثیر نفت قرار نگرفته اند جریان می‌یابد. لذا تزریق ژل، نفوذپذیری را نسبت به آب بیشتر از نفت کاهش می‌دهد.

آب عنصر اصلی ژل (حلال) بوده که شبکه مولکول‌های به هم پیوسته ژل را پر می‌کند. بنابراین، با آب درون ژل امتزاج پذیر و قادر به جریان در میان شبکه پلیمر است. به‌طور کلی می‌توان گفت آب در درون ژل حبس می‌شود، در نتیجه ناروانی آب افزایش یافته و به‌واسطه‌ی آن تحرک پذیری آب کاهش می‌یابد، ولی نفت با آب درون ژل قابل امتزاج نبوده و قادر به جریان در درون شبکه پلیمر نیست، در نتیجه در عمل ناروانی نفت و تحرک پذیری آن بدون تغییر باقی می‌ماند. در حقیقت ژل پلیمر مانع از حرکت آب در نواحی با تراوایی بالا می‌شود. به‌طوری که کاهش نفوذپذیری آب بر اثر تزریق ژل به میزان ۸۱ درصد محاسبه شده که این امر بیانگر عملکرد رضایت بخش ژل است.

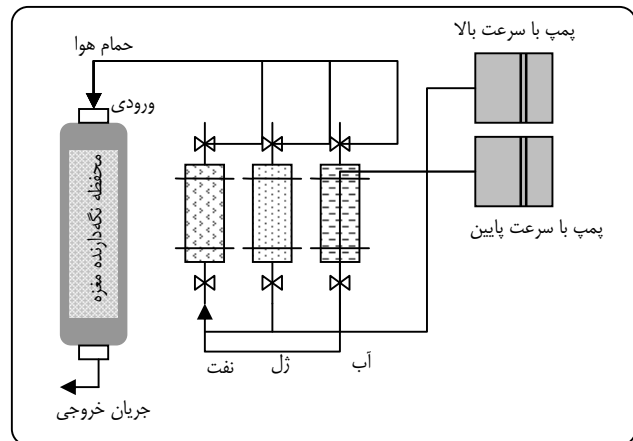
شکل ۵ نسبت تولید آب به نفت (WOR)^(۱) را بر حسب حجم

جدول ۳- داده‌های مربوط به چاه و داده‌های کنترلی.

۵۰	(Psi) DP MAX
۱۵۰۰	فاصله بازه تولیدی (Ft)
۰	ضریب آسیب دیدگی سازند
۴۰	فاصله زمان بندی (روز)

جدول ۴- نفوذ پذیری نسبی و فشار مویینگی.

S_w	k_{ro}	k_{rw}	P_{cow}
۰٫۲۵	۰٫۹	۰	۲
۰٫۳	۰٫۶۳	۰٫۰۰۴	۱٫۸۷۷
۰٫۴	۰٫۳۲۶	۰٫۰۴	۱٫۶۳۲
۰٫۵	۰٫۱۸	۰٫۱۲	۱٫۸۷
۰٫۵۵	۰٫۱۲۸	۰٫۱۷۳۴۹۲	۱٫۲۶۴
۰٫۶	۰٫۰۸۵	۰٫۲۴	۱٫۱۴۲
۰٫۷	۰٫۰۳	۰٫۴۱	۰٫۸۹۶
۱	۰	۰٫۶	۰٫۷

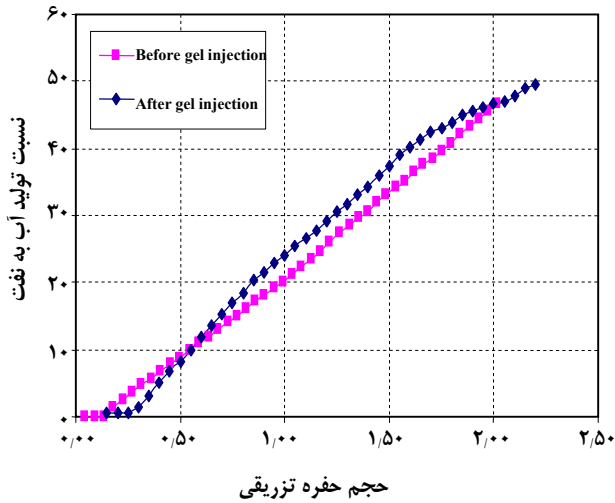


شکل ۲- شمایی از سیستم تحقیقاتی مورد استفاده.

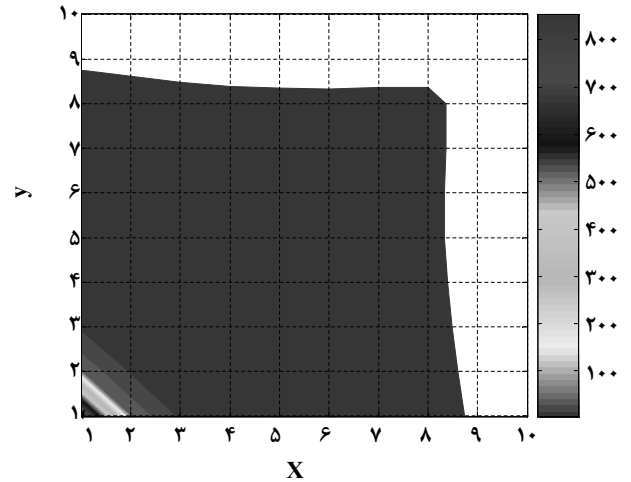
نتیجه‌ها و بحث

تولید آب در اثر مخروطی شدن را می‌توان با کاهش دبی تولید به‌طور موقتی قطع کرد، اما روش بهینه برای ممانعت از تولید آب به منظور افزایش مدت تولید تزریق ژل است. با توجه به مشکلات ناشی از تولید آب در چاه‌های نفتی کشور، لازم است که با استفاده از ژل‌های تجاری مناسب با شرایط خاص مخزن،

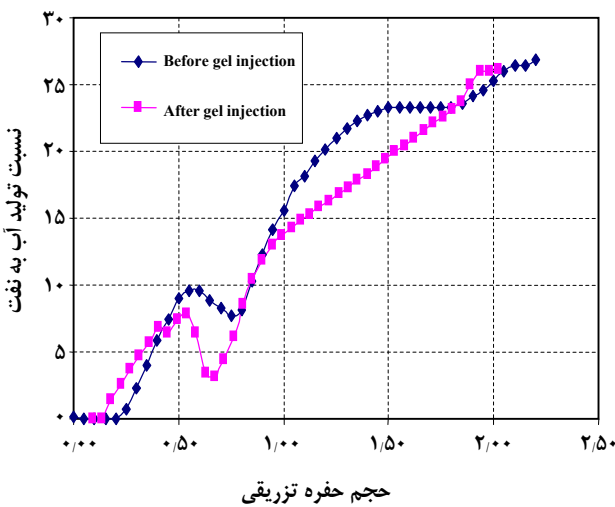
(۱) Water oil ratio



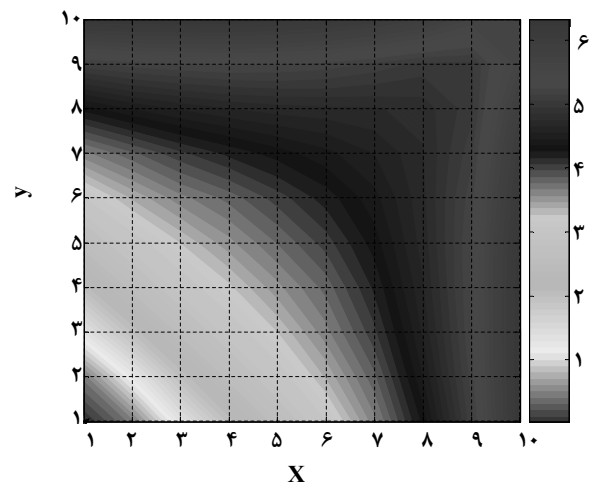
شکل ۶- مقایسه نتیجه‌های تجربی و مدل‌سازی قبل از تزریق ژل.



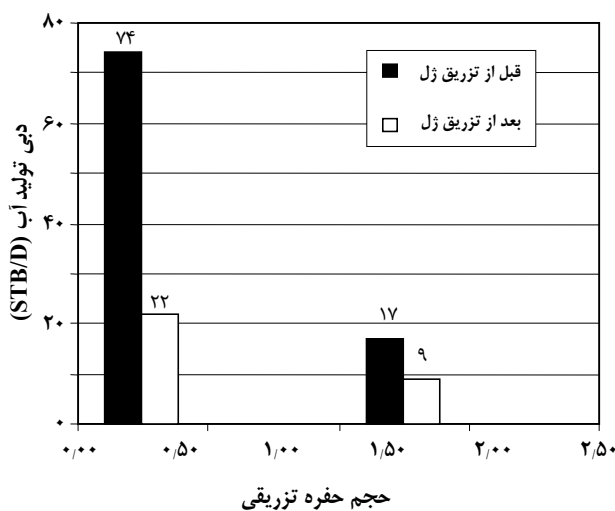
شکل ۳- پروفایل غلظت ژل پلیمر (PPm) در شبکه‌های شاخص مخزن.



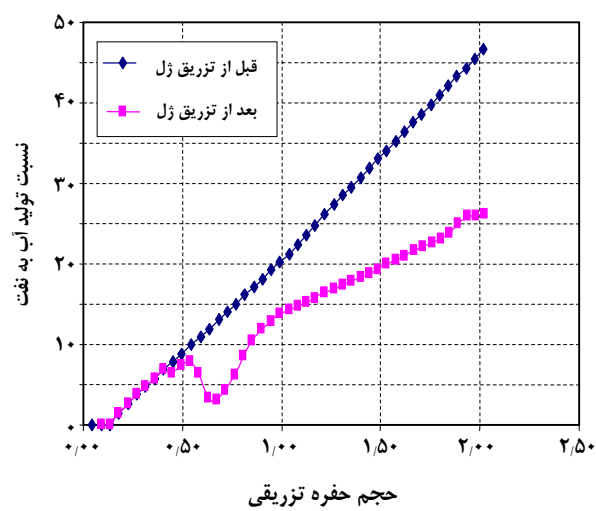
شکل ۷- مقایسه نتیجه‌های تجربی و مدل‌سازی بعد از تزریق ژل.



شکل ۴- پروفایل تراوایی برحسب (mD) در شبکه‌های شاخص مخزن.



شکل ۸- مقایسه دبی تولید آب قبل و بعد از تزریق ژل.



شکل ۵- نسبت تولید آب به نفت قبل و بعد از تزریق ژل.

در حقیقت سیال پس از تزریق از مسیرهایی که نفوذ پذیری بیشتری دارند حرکت کرده و آن مکان را مسدود می‌کند، در نتیجه مسیرهای با نفوذپذیری بالا که آب به وسیله آنها بتواند خود را به بازه تولیدی چاه برساند مسدود شده و آب مجبور است مسیر خود را از میان نواحی با نفوذ پذیری کم به سمت چاه پیدا کند و در نتیجه مخروطی شدن به تعویق می‌افتد.

جدول ۵ - مشخصات لایه های شاخص مخزن.

h_1 (ft)	۱۵
h_2 (ft)	۱۵
K_1 (mD)	۴۰
K_2 (mD)	۱

حفره تزریق در حالت قبل و بعد از تزریق ژل نشان می‌دهد. بر اثر تزریق ژل پلیمر این نسبت به میزان ۷۶٫۶ درصد کاهش یافته است. نکته دیگری که می‌بایست به آن اشاره کرد سیر صعودی WOR قبل از تزریق ژل است که بعد از تزریق، نه تنها این مقدار کاهش یافته بلکه به یک میزان ثابتی رسیده است.

به عبارت دیگر، بدون تزریق ژل، با گذشت زمان WOR افزوده شده تا جایی که بعد از مدتی تنها آب تولید می‌شد. به منظور اعتبار سنجی مدل ارائه شده نتیجه‌های حاصل از آن با نتیجه‌های آزمایشگاهی [۲] که به همین منظور طراحی و انجام شده است، مقایسه می‌شود. با توجه به این امر که شرایط زمانی مدل و آزمایشگاه یکسان نبوده، از ترم بدون بعد حجم حفره تزریق استفاده شده است. در شکل‌های ۶ و ۷، WOR به ترتیب قبل و بعد از تزریق ژل با نتیجه‌های آزمایشگاهی انجام شده روی نمونه سنگ و سیال شاخص مخزن، مقایسه شده است. همان‌طور که ملاحظه می‌شود WOR قبل از تزریق ژل در هر دو حالت مدل و تجربی سیر صعودی داشته همچنین بعد از تزریق ژل در نهایت ثابت می‌شود که این امر بیانگر رفتار یکسان در هر دو حالت است. شایان ذکر است که در نهایت خطایی کم‌تر از ۱٫۵ درصد بین مدل و نتیجه‌های تجربی وجود دارد. شکل ۸ بیانگر نرخ تولید آب در هر دو لایه قبل و بعد از تزریق ژل است. ویژگی‌های هر لایه در جدول ۵ آمده است (h معرف ضخامت هر لایه می‌باشد). همان‌طور که مشاهده می‌شود، بیشترین اثر تزریق ژل از لایه‌های تراوایی بالا حاصل خواهد شد و میزان تولید آب در لایه با تراوایی بالا (۴۰ میلی داری) بعد از تزریق بسیار کاهش یافته است که این امر نشان‌دهنده عملکرد موفقیت آمیز ژل پلیمر است.

فهرست علائم

J	فلاکس جرمی سیال
Q	دبی جرمی بر واحد حجم
r	چگالی سیال
V	سرعت داری
M_p	تحرک پذیری فاز
f	تخلخل
S	اشباع فاز
F	پتانسیل فاز
f	سطح شکاف سنگ (در معرض فاز آبی)
c_i	غلظت جرمی ترکیب‌ها
c_r	غلظت جرمی ماده جذب شده
V	حجم مخزن
D	ضریب پراکندگی
r_R	چگالی سنگ
T_i	ثابت هنری
k	ثابت سرعت
m	ناروانی
CG	غلظت ژل در نقطه انعقاد
g	نرخ برش
K	تراوایی مطلق

تاریخ دریافت: ۱۵/۵/۸۵ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۲/۱/۲۷

مراجع

- [1] Sydansk, R.D., "A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium(III) Gel Technology", SPE/DOE 17329, pp. 17-20, (1988).

[۲] سجادیان، ولی احمد؛ هاشمی نسب، رضا؛ وفایی سفتی، محسن؛ نادری، حسن؛ مطالعه و بررسی آزمایشگاهی عملکرد ژل پلیمر ها به منظور جلوگیری از تولید آب در چاه‌های تولیدی، اولین کنگره مهندسی نفت ایران، (۱۳۸۵).

- [3] Sorbie, K.S., "Calculation on the Behavior of Time-Setting Polymer Gels in Porous Media", AIChE Mtg., (1985).
- [4] Carnahan, B., "Applied Numerical Methods", John Wiley & Sons, (1969).
- [5] Fanchi, J.R., "BOAST: A Three-Dimensional, Three-Phase Black Oil Applied Simulation Tool", DOE/BC10033 (1982).
- [6] Bird, R.B., "Transport Phenomena", (1960).
- [7] Bedrickovetsky, P., "Mathematical Theory of Oil and Gas Recovery", Petroleum Engineering and Development Studies, (1993).
- [8] Huang, C., "An Experimental Study of the In-Situ Gelation of Chromium(+3)-Polyacrylamide Polymer in Porous Media" SPE/DOE12638, pp. 15-18 (1984) .
- [9] Prudhomme, R.K., "Kinetics of Polymer/Metal-Ion Gelation", SPE/DOE12640, pp. 15-18 (1984).
- [10] Sorbie, K., "Calculation on the Behavior of Time-Setting Polymer Gels in Porous Media", AIChE Mtg., (1985).
- [11] Camilleri, D., "Micellar/Polymer Flooding Experiments and Comparisons with an Improved 1-D Simulator", Univ. of Texas-Austin, (1983).
- [12] Datta, G., "Three-Dimensional Simulation of Chemical Flooding", Univ. of Texas-Austin, (1985).
- [13] Meter, D., "Tube Flow of Non-Newtonian Polymer Solutions: Part I Laminar Flow and Rheological Models", *AIChE*, **5**, p. 1143 (1984).
- [14] Gao, H., "Viscoelastic Behavior of Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in Porous Media", ACS Div. of Polymeric Materials, **55**, pp. 685-693, (1986).
- [15] Sorbie, K., "A Model for Calculating Polymer Injectivity Including the Effect of Shear Rate", SPE12654, (1984).
- [16] Shuler, P., "Improving "Polymer Injection at West Coyote Field California", SPE. pp. 271-280, (1987).
- [17] Terry, R.E., "Correlation of Gelation Times for Polymer Solutions Used as Sweep Improvement Agents", *Pet. Eng. J.*, p. 229 (1981).