

تعیین نقطه کارکرد چاههای نفتی با استفاده از مدل سازی

حرکت سیال در مخزن و چاه

مهدی فصیح و بهروز میرزایی (۱)

مرکز اکتشاف و تولید، پژوهشگاه صنعت نفت

(۱) دانشکده فنی و مهندسی دانشگاه تربیت مدرس

چکیده

خواهد کرد. در این کار مدل IPR ارائه شده توسط Vogel برای پیشگویی عملکرد جریان ورودی و مدل جریان دو فازی Aziz-Govier-Fogarası، برای پیشگویی عملکرد جریان خروجی به کار می روند. ترکیب این دو منحنی، دبی تولیدی یا نقطه کارکرد چاه را مشخص می کند. مقایسه نتایج پیشگویی شده با نتایج به دست آمده از نرم افزار ECLLIPSE-VFPi نشان می دهد که مدل ارائه شده از دقت بسیار خوبی برخوردار است.

پیشگویی رابطه بین دبی جریان چاه و افت فشار مخزن برای بهینه سازی تولید پیوسته از مخزن، بسیار حائز اهمیت است. مدل عملکرد جریان ورودی یا (IPR) برای این منظور به کار گرفته می شود. این مدل بررسی شرایط مختلف عملیاتی مانند تعیین روند تولید بهینه، طراحی تجهیزات تولید و سیستم های بالا آورنده مصنوعی و ... را امکان پذیر می سازد. چنانچه مدل IPR با به کارگیری روش "آنالیز گره"، با مدل چاه یا مدل عملکرد جریان خروجی ترکیب شود، شرایط تجزیه و تحلیل دبی تولیدی چاه را برای دست یابی به عملکرد بهینه فراهم

Determination of Operating Point of Oil Wells by Fluid Flow Modeling Through Reservoir and Well

M. Fasih and B. Mirzayi(1)

Research Institute of Petroleum Industry

(1) Tarbiat Modares University Faculty of Technical and Engineering

P.O.Box:18745-4163, Tehran, Iran

ABSTRACT

Predicting the relationship between the flow rate and the pressure drop performance in the reservoir is very important for continuous production optimization in the field. An inflow performance relationship (IPR) model is typically used for this task. IPR models allow us to consider various operating conditions; determine the optimum production scheme, and design production equipment and artificial lift systems. IPR modeling (inflow) can be combined with tubing analysis (outflow) using "nodal analysis" techniques which allow us to

monitor well flow rate and to choose the proper remedial treatment options to restore optimum well performance. In this work we use Vogel-type correlation for predicting Inflow Performance and Aziz-Govier-Fogarası two phase flow relationship to predict Outflow Performance. Combination of an Inflow and Outflow (a curve reflecting the tubing performance) curves identifies an operating point of wells. Comparison of predicting results and results obtained from ECLLIPSE-VFPi software indicates a good ability of proposed model.

مقدمه

پیشگویی عملکرد جریانهای ورودی و خروجی، از مهمترین کارهای مهندسين تولید است. چرا که با این پیشگویی، اداره و بهبود عملکرد چاه در حال و آینده امکان پذیر خواهد شد. عملکرد جریان ورودی (Inflow Performance Relationship) رابطه بین فشار جریانی ته چاه (Bottomhole Flowing Pressure) یا BHP و نرخ تولید را مشخص می کند. این رابطه به صورت یک منحنی که به منحنی IPR یا (Inflow) معروف است، بر روی محورهای مختصات نشان داده می شود. منحنی های IPR برای تجزیه و تحلیل میزان تولید چاهها با استفاده از داده های فشار جریانی ته چاه و بر عکس به کار می روند. منحنی IPR در واقع توانایی مخزن را در انتقال سیال به طرف چاههای تولیدی نشان می دهد. این منحنی به مهندسين نفت کمک می کند تا به بهینه سازی میزان تولید، طراحی بهینه بالا آورنده های مصنوعی (Artificial lift) و پیش بینی آینده تولید پردازند. برای جریان یک فازي، نرخ تولید به طرف چاه، مستقیماً با اختلاف فشار بین فشار مخزن و فشار جریانی ته چاه، که Drawdown نامیده می شود، متناسب است. منحنی های IPR برای جریانهای یک فازي به شکل خطوط راستی هستند که شیب آنها معکوس شاخص بهره دهی چاه یا PI می باشد [۲ و ۱]. برای جریانهای دو فازي، Muskat [۳] نشان داد که این رابطه به صورت یک منحنی در می آید. جریان دوفازي نفت و گاز عموماً در حین تولید، به خصوص در مخازن تحت رانش گاز محلول، اتفاق می افتد. تولید از مخزن سبب کاهش فشار تا زیر نقطه حباب و آزاد شدن گاز از نفت می شود و جریان دو فازي نفت و گاز به طرف چاه تولیدی برقرار می شود. رابطه تجربی برای محاسبه عملکرد جریان ورودی دو فازي توسط Vogel [۴] ارایه شد. پس از مدل موفق Vogel، مدل های متنوعی در ارتباط با عملکرد جریان ورودی چاههای عمودی و افقی در مخازن تحت رانش

گاز محلول در مقالات به چاپ رسید [۵ تا ۱۰] که برخی از آنها به صورت روابط تحلیلی و بر گرفته از مدل Vogel بوده اند [۵] عملکرد جریان خروجی (Outflow Performance)، رابطه بین افت فشار در ستون چاه یا لوله استخراج (Tubing) را با نرخ تولید نشان می دهد. این رابطه منحنی جریان خروجی یا (Outflow) نامیده می شود. برای محاسبه منحنی جریان خروجی از مدل های ارائه شده، برای توصیف حرکت جریانهای چند فازي در خطوط لوله استفاده می شود [۱۷-۱۱]. این مدل ها، افت فشار و تغییر دمای ایجاد شده در خطوط لوله های عمودی، افقی و یا شیب دار را با تعیین نوع رژیم جریان چند فازي، بر حسب دبی یا نرخ محاسبه می کنند. با داشتن فشار و دمای سر چاهی می توان از این مدل ها برای محاسبه رابطه بین افت فشار و نرخ تولید چاه، که همان منحنی جریان خروجی است، استفاده کرد. از ترکیب منحنی های جریان ورودی و خروجی نقطه کارکرد چاه یا به عبارت دیگر نرخ تولید چاه، در فشار جریانی مشخص، ته چاه تعیین می شود. این نقطه از محل تلاقی دو منحنی مذکور، به دست می آید. برای تعیین نقطه کارکرد چاه، از "آنالیز گره" استفاده می شود. در این روش، ته چاه به عنوان "گره" یا "نود" (Node) انتخاب می شود تا سیستم به دو بخش ورودی و خروجی از این "نود" تقسیم شود. بخش ورودی آن مربوط به حرکت سیال از مخزن به طرف ته چاه و بخش خروجی آن به حرکت سیال از ته چاه به طرف سرچاه مربوط می باشد. محاسبات یک بار برای جریان ورودی به "گره" و یک بار هم برای جریان خروجی از "گره" انجام می شود، تا فشار به دست آمده در نقطه "گره" برای هر دو یکسان شود. نرخ تولیدی چاه در نتیجه این فشار، نرخ تولیدی مطلوب بوده و همان نقطه کارکرد چاه می باشد. در این کار مدل و گل [۴] برای محاسبه منحنی جریان ورودی و مدل جریان دو فازي عزیز-گاویر-فوگاراسی [۱۲] برای

$$\frac{q_0}{q_{0(max)}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{p}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{p}\right)^2 \quad (1)$$

q_0 : نرخ جریان نفت در p_{wf} , STB/Day

$q_{0(max)}$: ماکزیمم نرخ تولید نفت در

$$p_{wf} = 0 \text{ STB/Day}$$

\bar{p} : فشار متوسط مخزن، psig

p_{wf} : فشار جریانی ته چاه، psig

این روش برای مخازنی که آب تولید می کنند با جایگزینی

$$q_1 = q_0 + q_w \text{ که در آن } q_1 = q_0 + q_w \text{ می باشد، تعمیم یافته}$$

است. به کارگیری روش وگل نیازمند داشتن داده های زیر است:

- فشار متوسط مخزن \bar{p}

- فشار نقطه حباب p_b

- داده های آزمایشی جریان پایدار شامل q_0 در p_{wf}
این روش در پیش گویی منحنی IPR مخازن زیر از توانایی لازم برخوردار است.

$$\bar{P} \leq P_b \text{ مخازن نفتی اشباع}$$

$$P > P_b \text{ مخازن نفتی زیر اشباع}$$

الف- مخازن نفتی اشباع

مراحل به کارگیری روش وگل برای مخازن نفتی اشباع برای تولید IPR با داشتن مقدار q_0 پایدار در p_{wf} به صورت زیر است:

مرحله ۱: با استفاده از q_0 پایدار در p_{wf} ، $q_{0(max)}$ محاسبه می شود.

$$q_{0(max)} = q_0 / [1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{p}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{p}\right)^2] \quad (2)$$

مرحله ۲: با در نظر گرفتن مقادیر مختلف برای p_{wf} ، q_0 را محاسبه و منحنی IPR ترسیم می شود.

$$q_0 = q_{0(max)} [1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{p}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{p}\right)^2] \quad (3)$$

محاسبه منحنی جریان خروجی به کار گرفته می شوند. برای تعیین نقطه کارکرد چاه، از روش "آنالیز گره" استفاده کرده و نقطه تلاقی دو منحنی مذکور را پیدا می کنیم. برای مشخص کردن دقت مدل سازی انجام شده در این کار، نتایج حاصل، با نتایج به دست آمده از نرم افزار ECLIPSE-VFPI مقایسه می شوند. این مقایسه به دو صورت منحنی و جدول خط ارایه شده است و نتایج حاصل نشان می دهند که مدل سازی انجام شده از دقت قابل قبولی برخوردار است به طوری که، به جای این بخش از محاسبات توسط نرم افزار ECLIPSE-VFPI می توان با اطمینان از مدل ارایه شده استفاده کرد.

تئوری

مدل سازی بخش مخزن

حرکت سیال در مخزن به واسطه اختلاف فشاری که بین فشار متوسط مخزن و فشار انتهای چاه وجود دارد، صورت می گیرد. برای مدل کردن و بررسی این حرکت از مدل وگل [۴] استفاده می کنیم.

وگل، یک مدل کامپیوتری به منظور تولید منحنی های IPR برای چندین مخزن نفتی اشباع فرضی که دامنه وسیعی از شرایط را در بر می گرفتند، به کار برد. وی با نرمالیزه کردن IPR های محاسبه شده رابطه بدون بعدی ارائه داد و با معرفی پارامترهای بی بعد زیر، منحنی های IPR را نرمالیزه کرد:

$$\frac{P_{wf}}{p} : \text{Dimensionless pressure}$$

$$\frac{q_0}{q_{0,max}} : \text{Dimensionless flow rate}$$

$q_{0,max}$ ، نرخ جریان نفت در فشار جریانی ته چاه صفر ($p_{wf} = 0$) می باشد که آنرا با AOF هم نشان می دهند و اصطلاحاً به آن جریان باز مطلق (Absolute Open Flow) می گویند.

وگل، منحنی های بدون بعد IPR را برای تمامی مخازن مورد نظر رسم کرد و در نهایت به رابطه کلی زیر دست یافت:

ب- مخازن نفتی زیر اشباع

Beggs [۲۱] نشان داد که در به کارگیری روش Vogel برای مخازن نفتی زیر اشباع، باید دوسری از داده های آزمایشی جریان پایدار وجود داشته باشند زیرا ممکن است یکی از دو حالت زیر اتفاق بیفتد:

فشار جاری ته چاه پایدار بزرگتر یا مساوی فشار نقطه حباب باشد، $p_{wf} \geq p_b$ ،
فشار جاری ته چاه پایدار کمتر از فشار نقطه حباب باشد،

$$p_{wf} < p_b$$

حالت اول $p_{wf} \geq p_b$

Beggs روش زیر را برای محاسبه IPR در این حالت ارائه داد مرحله ۱: با استفاده از داده های آزمایشی پایدار p_{wf} و q_o ، شاخص بهره دهی J قابل محاسبه است:

$$J = \frac{q_o}{\bar{p} - p_{wf}} \quad (۴)$$

مرحله ۲: نرخ جریان نفت در فشار نقطه حباب محاسبه می شود:

$$q_{ob} = J(\bar{p} - p_b) \quad (۵)$$

مرحله ۳: منحنی IPR را در زیر نقطه حباب با فرض مقادیر مختلف برای $p_{wf} < p_b$ و محاسبه q_o ، از رابطه زیر ترسیم می شود:

$$q_o = q_{ob} + \frac{J p_b}{1.8} [1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b}\right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b}\right)^2]$$

ماکزیم نرخ تولید نفت زمانی اتفاق می افتد که $p_{wf} = 0$ ، بنابراین:

$$q_{o\max} = AOF = q_{ob} + \frac{J p_b}{1.8} \quad (۷)$$

واضح است که وقتی $p_{wf} \geq p_b$ باشد، IPR خطی است و با عبارت زیر بیان می شود:

$$q_o = J(\bar{p} - p_{wf}) \quad (۸)$$

حالت دوم $p_{wf} < p_b$

در این حالت مراحل زیر برای محاسبه IPR پیشنهاد شده است مرحله ۱: با استفاده از داده های آزمایشی پایدار و ترکیب معادلات (۵) و (۶)، شاخص بهره دهی، J محاسبه می شود:

$$J = \frac{q_o}{(\bar{p} - p_b) + \frac{p_b}{1.8} [1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_b}\right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_b}\right)^2]} \quad (۹)$$

مرحله ۲: مقدار q_{ob} را از رابطه (۵) به دست می آید:

$$q_{ob} = J(\bar{p} - p_b)$$

مرحله ۳: منحنی IPR را برای $p_{wf} \geq p_b$ با فرض مقادیر مختلف برای p_{wf} بالای فشار نقطه حباب و محاسبه q_o از

$$q_o = J(\bar{p} - p_{wf})$$

رابطه زیر، به دست می آید: مرحله ۴: از معادله (۶) برای محاسبه q_o در مقادیر مختلف p_{wf} زیر نقطه حباب ($p_{wf} < p_b$) استفاده می شود.

می توان با توجه به شرایط حاکم بر مخزن و حالت های مختلف فوق، منحنی جریان ورودی یا IPR، به دست می آید.

مدل سازی بخش چاه

برای مدل کردن رفتار یک چاه تولیدی نفت و گاز، مدل جریان چند فاز لازم است. معادله های گوناگونی برای پیش بینی افت فشار در جریان های دو فاز پیشنهاد شده اند [۱۷ تا ۱۱].

دوگانگی و تفاوت این معادله ها ناشی از شیوه به دست آوردن سه ترمی است که پدید آورنده افت فشار هستند برخی از پژوهشگران از لغزش (slipping) بین دو فاز صرف نظر می کنند گویا فاز مایع و گاز با سرعت یکسان حرکت می کنند با این فرض چگالی مخلوط را اندازه گیری می کنند و تنها یک ضریب اصطکاک تجربی به دست می آورند برخی دیگر روشهایی هستند که باید هم کسر حجمی مایع (liquid holdup) و هم ضریب اصطکاک را به دست آورد به طور کلی معادله هایی که برای جریان های عمودی دوفازی

ارابه شده اند می توانند دریکی از سه دسته زیر گنجانده شوند [۱۱]:

الف- از لغزش و الگوهای گوناگون جریان چشم پوشی می شود. در این گروه از معادلات فقط به یک معادله برای به دست آوردن ضریب اصطکاک دو فازی نیاز داریم و بین رژیم های مختلف جریان، تفاوتی دیده نمی شود.

ب- لغزش در نظر گرفته می شود ولی از رژیم جریان چشم پوشی می شود، روشهای این بخش به معادلاتی نیازمند هستند که هم ضریب اصطکاک و هم کسر حجمی مایع را محاسبه کنند و معادله هایی که برای محاسبه ضریب اصطکاک و کسر حجمی مایع به کار می روند برای تمامی رژیم ها یکسان هستند.

ج- لغزش و الگوی جریان هر دو در نظر گرفته می شود. در این دسته ابتدا نوع رژیم جریان مشخص شود سپس روابط مناسب و مربوط به آن رژیم برای محاسبه ضریب اصطکاک و کسر حجمی مایع به کار برده شود. در سال ۱۹۷۲ عزیز و همکارانش (Aziz- Govier- Fogarasi) روش AGF را پیشنهاد کردند که به نوع رژیم جریان بستگی داشت و برای رژیمهای slug و bubble نیز روابط جدیدی را ارائه دادند [۱۲].

این روش که از دقیق ترین روشها برای جریان های دوفازی عمودی است در این تحقیق به کار گرفته شده که به شرح و توصیف آن می پردازیم:

در این مرحله می خواهیم با به کارگیری روش AGF، برای هر نرخ تولیدی در فشار و دمای معلوم سرچاه، فشار جریانی ته چاه را به دست آوریم. برای این کار از تراورس فشار (Pressure Traverse) استفاده کرده و فشار را در عمق های مختلف ΔL ، پیدا می کنیم تا اینکه به عمق نهایی برسیم. روش کار چنین است [۱۲ و ۱۱]:

۱- فرض کنید بر اساس فشار P_L در عمق L یک فشار جریانی به طرف پایین در تغییر عمق داده شده ΔL ، وجود دارد فرض اولیه می تواند به صورت $P_L + \Delta L = P_L$ باشد.

۲- تغییرات دما را از سطح تا عمق، به صورت خطی در نظر می گیریم.

۳- دما و فشار متوسط را در تغییر طول ΔL به دست می آید.

۴- محاسبات فلاش را برای مخلوط در دما و فشار متوسط برای محاسبه خواص و ترکیب درصد فازها انجام می دهیم.

۵- روش AGF را برای محاسبه LH، نوع رژیم جریان، افت فشارهای اصطکاک و هیدرواستاتیکی و تعیین افت فشار کل، به کار برده می شوند.

۶- با استفاده از خروجی محاسبات جریان چند فازی، P_L ، $P_{L+\Delta L}$ را در تغییر طول ΔL محاسبه می شود. اگر $P_{L+\Delta L}$ تغییر زیادی کرده باشد به مرحله ۳ برمی گردیم در غیر این صورت این مرحله همگرا شده است.

۷- تغییر طول ΔL ، بعدی را در نظر می گیریم و با قرار دادن: $P_L = P_{L+\Delta L}$ ، $P_L = P_L + (P_L - P_{L-\Delta L})$ ، $P_{L+\Delta L} = P_L$ به مرحله ۳ برگردیم. این مراحل تا رسیدن به عمق نهایی ادامه می یابد تا فشار جریانی ته چاه به دست آید.

بدین ترتیب منحنی عملکرد چاه یا منحنی جریان خروجی (Outflow) به دست می آید.

مدل سازی جریان به وسیله Eclipse-VFPI

VFPI نرم افزاری است که دارای مدول های گرافیکی و پنل های (panels) کنترل و وارد کردن داده می باشد و به کاربر، امکان بررسی حرکت سیال در ستون چاه و مخزن را داده و محاسبه افت فشار را در اثر تولید سیال فراهم می کند. اساس محاسبات در این نرم افزار به دو صورت ترکیبی یا compositional و نفت سیاه یا black oil است. در این نرم افزار می توان خواص سیال را در لوله استخراج و تجهیزات سرچاهی در طول تولید بررسی کرد. منحنی های افت فشار در این نرم افزار، به دو صورت دوبعدی و سه بعدی قابل ترسیم هستند. با ترسیم منحنی های افت فشار در مخزن و چاه می توان نقطه تلاقی آنها که همان نقطه کارکرد چاه است را به دست آورد. این نرم افزار حرکت سیال را در لوله های افقی و

شیب دار همانند لوله های عمودی بررسی می کند. در اینجا چگونگی کار با نرم افزار Eclipse-VFPI، نحوه وارد کردن داده ها و گرفتن نتایج را به طور خلاصه توضیح می دهیم.

محاسبه جدول VFP

داده های مورد نیاز عبارتند از: ترکیب درصد سیال، مشخصات لوله استخراج و دما و فشار سر چاه. ابتدا ترکیب درصد سیال مخزن و سپس فشار و دمای سر چاه، دمای مخزن و طول لوله

استخراج برای ساختن جدول VFP وارد می شوند. در قسمت مدل سازی ترکیبی، لازم است معادله حالت مورد نظر انتخاب شود. جدول VFP علاوه بر داده های فوق شامل داده های دیگری نیز است که در صورت وجود باید وارد شوند. این داده ها عبارتند از: نرخ حجمی گاز تر و نسبت نرخ حجمی آب به نرخ حجمی گاز تر.

ترسیم هندسه لوله استخراج

در این مرحله نرم افزار VFPI، داده های مربوط به هندسه لوله استخراج را از جدول VFP می گیرد و آن را رسم می کند.

محاسبه منحنی VFP یا برش عمودی فشار

منحنی های VFP در این قسمت به صورت گرافیکی قابل ترسیم هستند. با داشتن داده های فشار سر چاهی و انتخاب نوع مدل چند فاز، تغییرات فشار جریانیه ته چاه (BHP) بر حسب نرخ تولید نفت ترسیم می شود. این کار با محاسبه فشار در طول لوله استخراج از سر چاه به طرف ته چاه آغاز شده و تا رسیدن به ته چاه و تعیین BHP در نرخ مشخصی از نفت ادامه می یابد.

محاسبه برش عمودی دما

در این قسمت نرم افزار VFPI، داده های مربوط به دما را از جدول VFP گرفته و با مشخص کردن نوع روش محاسبه، دمای سیال را در هر مرحله از محاسبه فشار در طول لوله استخراج تعیین می کند.

محاسبه IPR

در این مرحله، VFPI به داده های مخزن شامل دما، فشار و ضریب بهره دهی برای محاسبه منحنی جریان ورودی نیازمند است. روش Vogel بدین منظور به کار گرفته می شود. این منحنی رابطه بین نرخ تولید نفت و BHP را نشان می دهد. با ترسیم این منحنی در کنار منحنی VFP و تعیین نقطه تلاقی آنها، نرم افزار VFPI نرخ تولیدی یا نقطه کارکرد چاه را محاسبه می کند.

بررسی و مقایسه خروجی ها

بر اساس روابط و الگوریتم تشریح شده، برنامه کامپیوتری برای محاسبه دبی تولیدی یا نقطه کارکرد چاههای نفتی نوشته شد. این مدل به زبان برنامه نویسی مطلب (Matlab) نوشته شده است.

برنامه کامپیوتری دارای دو قسمت اصلی محاسبات مخزن و محاسبات چاه است که از زیر برنامه های متعددی تشکیل شده اند. این دو برنامه اصلی توسط برنامه ای دیگر فراخوانده می شود تا کل محاسبات را به طور همزمان انجام داده و در نتیجه دبی تولیدی چاه را محاسبه کند.

داده های مربوط به سیال مخزن و مشخصات چاه تولیدی و مخزن در جداول ۴-۱ گزارش شده اند. این داده ها شامل ترکیب درصد سیال مخزن، خواص جزء سنگین، خواص سنگ مخزن و مشخصات چاه تولیدی می باشد. این داده ها به عنوان اطلاعات ورودی به مدل پیشنهادی و همچنین نرم افزار Eclipse-VFPI داده می شوند تا منحنی های عملکرد مخزن

و چاه را محاسبه کرده و نرخ تولیدی چاه مربوطه را تعیین کنند. نتایج حاصل از مدل ارایه شده با بسته نرم افزار تجاری Eclipse-VFPI مقایسه شده است. این نتایج در نمودار های ۱-۴ آورده شده اند. همان طوری که مشاهده می شود مدل پیشنهادی به خوبی منحنی های به دست آمده از بسته نرم افزار Eclipse-VFPI را پوشش داده است و بنابراین جایگزین مناسبی برای این بسته نرم افزار می تواند باشد. متوسط خطای مطلق برای میزان دبی تولیدی چاهها محاسبه شده است. این مقایسه به خوبی توانایی مدل ارایه شده را آشکار می کند.

جدول ۱- داده های مربوط به چاه و مخزن شماره ۱

سیال مخزن	درصد مولی	خواص مخزن و چاه	مقدار
C1	49.53	Porosity	0.3
C2	8.72	Permeability(md)	7416.4
C3	3.23	Initial pressure (psi)	3622
iC4	1.15	Bubble pressure (psi)	3245
nC4	3.00	Temperature (°C)	90.5
iC5	1.16	Height (m)	216
nC5	1.71	Depth (m)	2722
C6	2.82	Diameter (inch)	7
C7 ⁺	28.68	Wellhead pressure (psi)	1412
MW-C7 ⁺	244	Wellhead temperature(°C)	40
SG-C7 ⁺	0.877	PI	176.5

جدول ۲- داده های مربوط به چاه و مخزن شماره ۲

سیال مخزن	درصد مولی	خواص مخزن و چاه	مقدار
C1	37.46	Porosity	0.33
C2	7.21	Permeability(md)	7715.6
C3	5.65	Initial pressure (psi)	3547
iC4	1.01	Bubble pressure (psi)	3163
nC4	2.97	Temperature (°C)	93.3
iC5	1.39	Height (m)	420
nC5	1.76	Depth (m)	2865
C6	3.79	Diameter (inch)	7
C7 ⁺	38.72	Wellhead pressure (psi)	1168
MW-C7 ⁺	245	Wellhead temperature(°C)	46
SG-C7 ⁺	0.937	PI	36

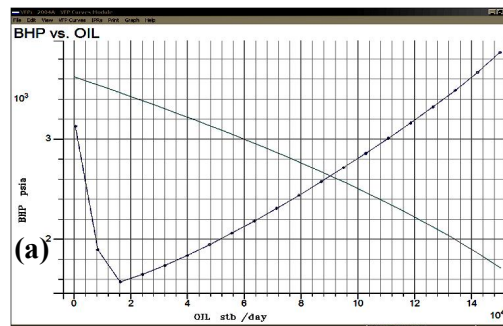
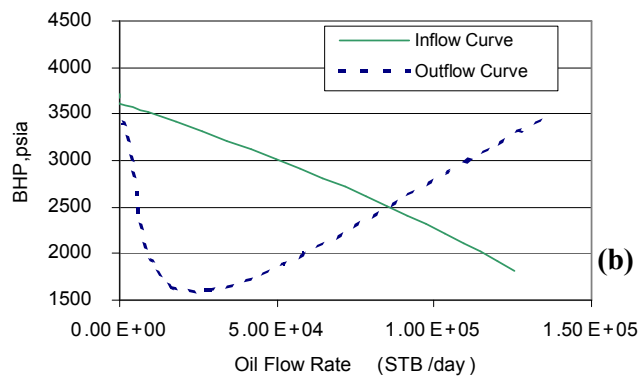
جدول ۳- داده های مربوط به چاه و مخزن شماره ۳

سیال مخزن	درصد مولی	خواص مخزن و چاه	مقدار
C1	54.33	Porosity	0.28

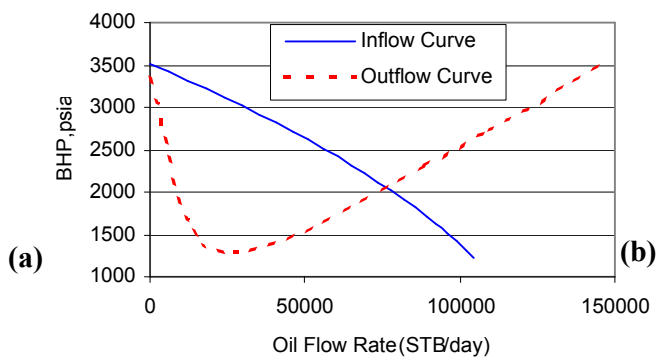
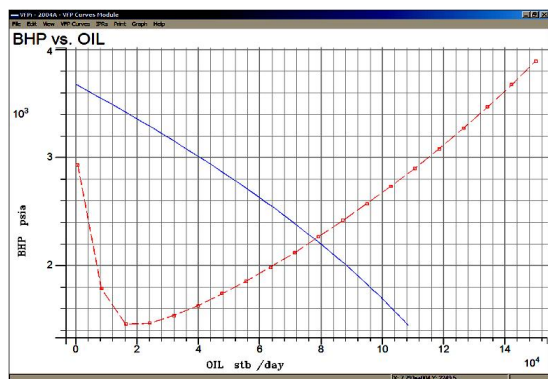
C2	8.76	Permeability(md)	6826.3
C3	2.28	Initial pressure (psi)	3685
iC4	1.04	Bubble pressure (psi)	3316
nC4	2.57	Temperature (°C)	91.5
iC5	0.96	Height (m)	312
nC5	1.29	Depth (m)	2522
C6	3.64	Diameter (inch)	7
C7 ⁺	25.13	Wellhead pressure (psi)	1497
MW-C7 ⁺	241	Wellhead temperature(°C)	42
SG-C7 ⁺	0.869	PI	157.5

جدول ۴- داده های مربوط به چاه و مخزن شماره ۴

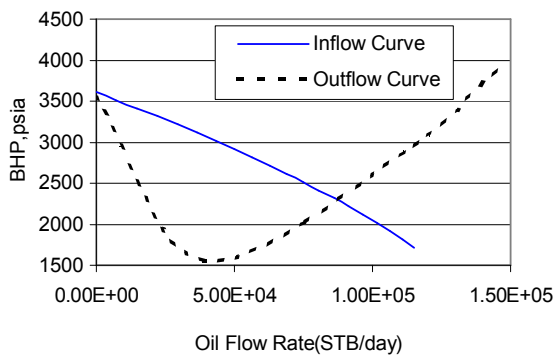
سیال مخزن	درصد مولی	خواص مخزن و چاه	مقدار
C1	47.35	Porosity	0.31
C2	9.27	Permeability(md)	7523.2
C3	3.05	Initial pressure (psi)	3534
iC4	0.87	Bubble pressure (psi)	3085
nC4	2.18	Temperature (°C)	92.4
iC5	2.34	Height (m)	380
nC5	2.79	Depth (m)	2766
C6	2.43	Diameter (inch)	7
C7 ⁺	29.72	Wellhead pressure (psi)	1057
MW-C7 ⁺	248	Wellhead temperature(°C)	44
SG-C7 ⁺	0.941	PI	52

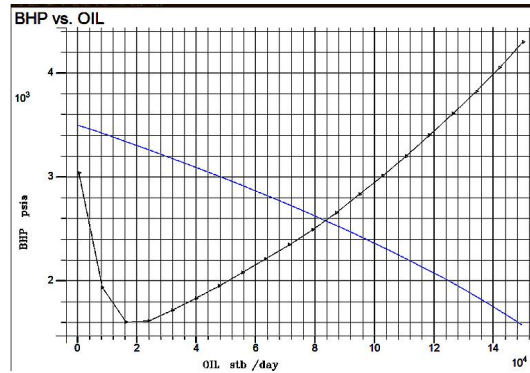


نمودار ۱- منحنی های جریان ورودی (Inflow) و جریان خروجی (Outflow) برای چاه شماره ۱
 مدل ارائه شده (a) نرم افزار VFPI (b)



نمودار ۲- منحنی های جریان ورودی (Inflow) و جریان خروجی (Outflow) برای چاه شماره ۲
 مدل ارائه شده (a) نرم افزار VFPI (b)

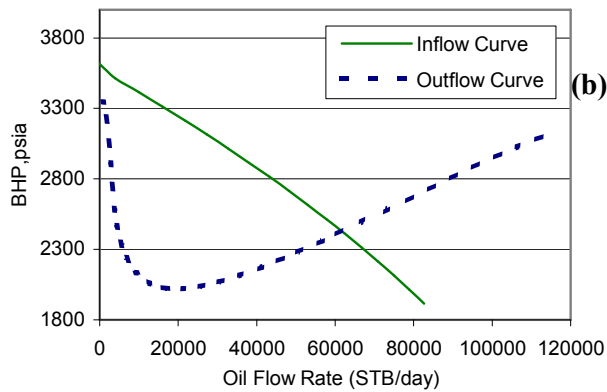




(b)

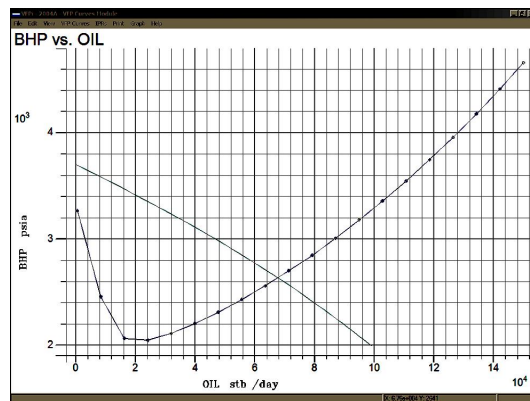
(a)

نمودار ۳- منحنی های جریان ورودی (Inflow) و جریان خروجی (Outflow) برای چاه شماره ۳
مدل ارائه شده (a) نرم افزار VFPI (b) نرم افزار VFPI



(b)

(a)



نمودار ۴- منحنی های جریان ورودی (Inflow) و جریان خروجی (Outflow) برای چاه شماره ۴
مدل ارائه شده (a) نرم افزار VFPI (b) نرم افزار VFPI

جدول ۵ - قدر مطلق خطای دبی تولیدی حاصل از مدل پیشنهادی و VFPI

قدر مطلق خطا* (%)	مقادیر حاصل از VFPI (STB/Day)	مقادیر حاصل از مدل پیشنهادی (STB/Day)
4.6	90250	85100
0.167	77930	77800
3.25	83390	86100
4.88	67600	64300

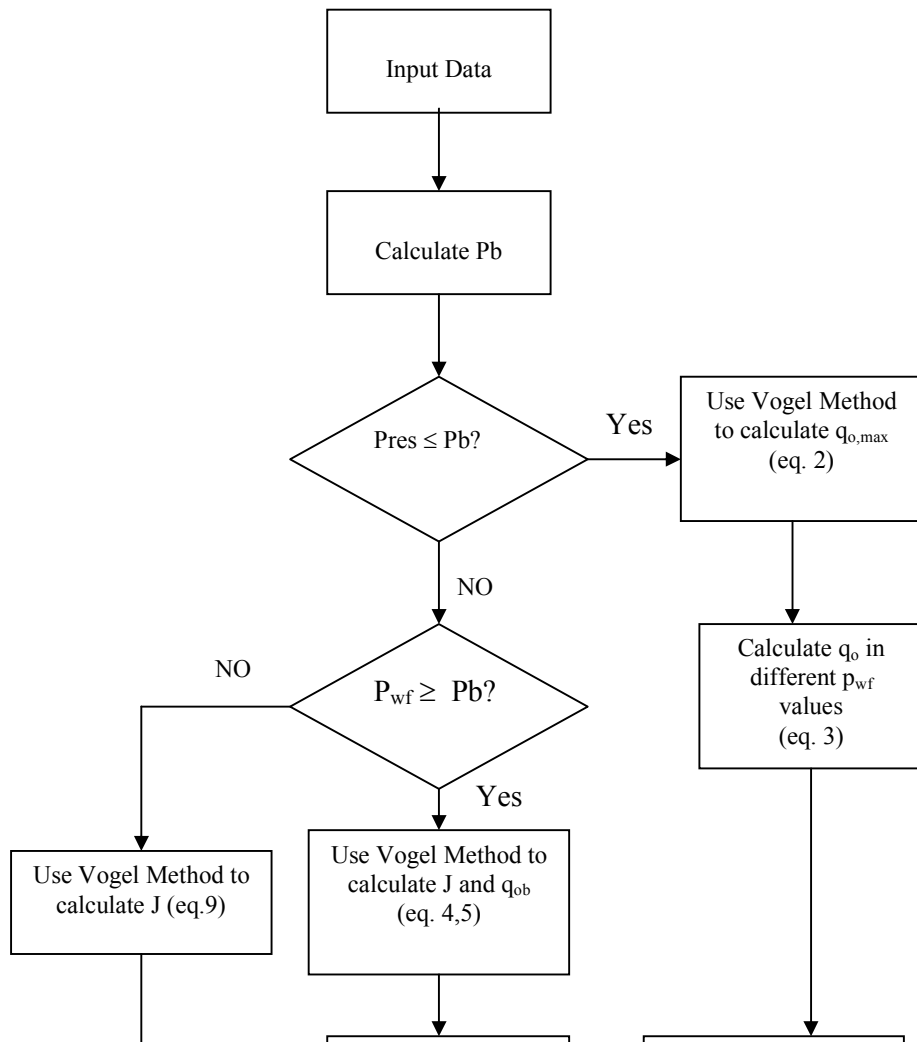
$$(|\text{Predicted-VFPI}|) / \text{VFPI} * 100$$

نتیجه گیری

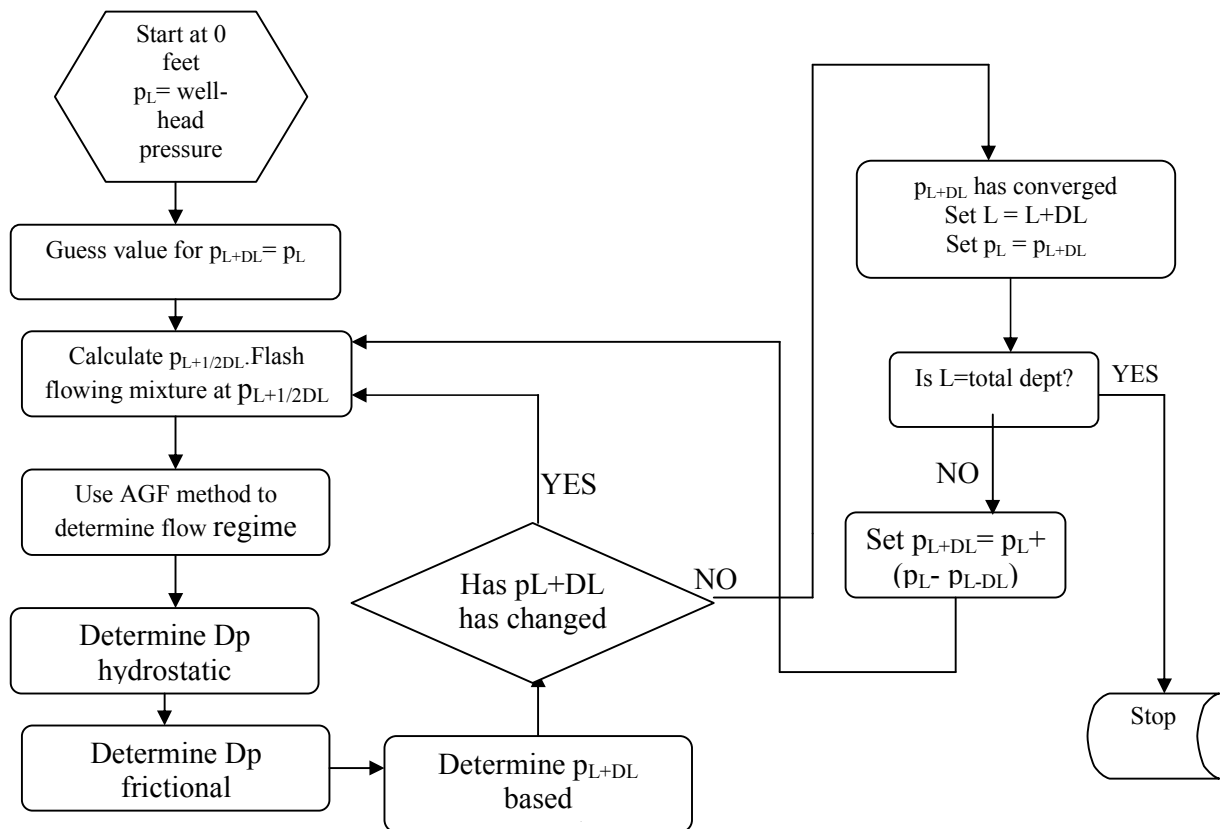
در این تحقیق یک روش ساده برای پیشگویی میزان دبی تولیدی یا نقطه کارکرد چاه های نفتی ارائه شد. مدل پیشنهادی دارای دو قسمت اصلی محاسبات مخزن و محاسبات چاه است که دو منحنی جریان ورودی (Inflow) و جریان خروجی (Outflow) حاصل این محاسبات می باشند. منحنی جریان ورودی یا IPR رابطه بین فشار جریانی ته چاه (Bottomhole Flowing Pressure) و نرخ تولید را مشخص می کند و منحنی جریان خروجی رابطه بین افت فشار در ستون چاه یا لوله استخراج (Tubing) را با نرخ تولید نشان می دهد. در این کار منحنی عملکرد جریان ورودی با استفاده از مدل Vogel و منحنی عملکرد جریان خروجی به وسیله روش

AGF محاسبه شدند. با به کارگیری روش "آنالیز گره" این دو منحنی با هم ترکیب شده اند و از محل تلاقی آنها دبی تولیدی یا نقطه کارکرد چاه تعیین شد. مدل ارائه شده برای محاسبه دبی تولیدی چهار نمونه از چاه هایی که داده های میدانی آنها در دسترس بود به کار گرفته شد که نتایج حاصله با داده های به دست آمده از بسته نرم افزار تجاری Eclipse-VFPi، مقایسه شدند. این مقایسه به دو صورت منحنی و جدول خطا ارائه شد که این نتایج از سازگاری بسیار خوب بین مدل ارائه شده و نرم افزار Eclipse-VFPi حکایت دارد. بنابراین مدل حاضر می تواند جایگزین مناسبی برای این قسمت از محاسبات توسط نرم افزار Eclipse-VFPi باشد.

ضمیمه



شکل A- الگوریتم محاسباتی در مخزن



شکل B- الگوریتم محاسباتی در ستون چاه

منابع

- [1] T.E.W Nind “Hydrocarbon reservoir and well performance” London, New York Hall, 1989
- [2] B.C Craft, M.F Hawkins “Petroleum reservoir engineering”, 1th edition 1959
- [3] Evinger, H. H. and Muskat, M.: “Calculation of Theoretical Productivity Factor”, Trans., AIME, 1942, 146, 126-139.
- [4] Vogel, J. (1968). Inflow Performance Relationships for Solution Gas-Drive Wells. JPT January, pp 83–92.
- [5] A.M. Cheng: “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive”, SPE paper 20720, presented at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineerings held in New Orleans, LA, September 23-26, 1990.
- [6] Albertus Retnanto and Michael J. Economides: “Inflow Performance Relationships of Horizontal and Multibranch Wells in a Solution-Gas-Drive Reservoir”, SPE paper 50659, presented at the SPE European Petroleum Conference held in The Hague, The Netherlands, October 20-22, 1998.
- [7] C.S. Kabir: “Inflow Performance of Slanted and Horizontal Wells in solution-Gas-Drive Reservoirs”, SPE paper 24056, presented at the SPE Western Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers held in Bakersfield, CA, March 30- April 1, 1992.
- [8] S.V. Plahn, R.A. Startzman, and R.A. Wattenbarger: “A Method for Predicting Horizontal Well Performance in Solution-Gas-Drive”, SPE paper 16201, presented at the SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 8-10, 1997.
- [9] H. Bendakhila and K. Aziz: “Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Horizontal Well”, SPE paper 19823, presented at the 64th Annual Technical Conference

and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in San Antonio, TX, October 8-11, 1989.

- [10] Fetkovich, M.J.: "The Isochronal Testing of Oil Wells", SPE 4529, 1972.
- [11] J.P. Brill and H.D. Beggs "Two phase flow in pipes", The University of Tulsa, 6th edition, 1998.
- [12] K.Aziz, G. Govier, M. Fogarasi "Pressure drop in wells producing oil and gas J.Cdn. Pet. Tech (1972) 38-48.
- [13] A.Rashid Hasan and C.Shah Kabir,"A new model for two phase oil/water flow", SPE Prod.Eng., May, 1990,193.
- [14] A.Hasan, C.S.Kabir "Predicting multiphase flow behavior in deviated well" SPE Prod.Eng.,1998, 474-482.
- [15] J.Ternyik "Virtual Measurement in pipes, part 1: Flowing bottom hole pressure under multi-phase flow and inclined wellbore conditions", SPE 30975, 1995.
- [16] J.Ternyik "Virtual Measurement in pipes, part 2: Liquid holdup and flow pattern correlations", SPE 30976, 1995.
- [17] V.R. Penmatcha et al. "Effects of pressure drop in horizontal wells and optimum well length", SPE 37494, 1997.