

## بهینه سازی تولید از چاههای نفتی بانصب لوله مغزی مناسب در آنها

سهیل فتی پور

سرپرست پروژه- شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب-معاونت مهندسی نفت

محمود نقدبیشی

مهندس ارشد نفت- شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب-معاونت مهندسی نفت

چکیده مقاله :

با توجه به اینکه نحوه تکمیل چاههای نفت که از سالها قبل جهت تولید دبی های جریانی بالای ۱۰هزار بشکه در روز بوده و نظر به افت فشار مخازن و کاهش دبی متوسط تولیدی چاهها، بخش زیادی از پتانسیل تولید بعلت تشکیل رژیم جریانی نا مناسب در ستون چاه به هدر رفته و این امر باعث کاهش تولید از چاهها میگردد. این مطالعه معضل مذکور و ارتباط آن با پارامترهای موثر بر تولید در چاه را مورد ارزیابی قرار میدهد که مطابق نتایج بدست آمده ؛ تصحیح رشته تولیدی با نصب لوله مغزی با قطر و طول مناسب و با هدف بهبود رژیم جریانی در ستون چاه و به تبع آن بهبود و افزایش تولید از آنها در بر دارد.

نظر به نتایج بدست آمده از مطالعه و بررسی های انجام شده ؛ راندن لوله مغزی با قطر و طول مناسب در چاههای شماره ۲۷ و ۵۲ منصوری و ۳۵۰ و ۳۵۱ و ۳۵۲ اهواز بنگستان باعث بهبود وضعیت تولید از این چاهها گردید.

یکی از موارد مهم مورد بحث در صنعت نفت بهینه سازی سیستم های تولید در چاههای نفتی میباشد. از آنجائیکه شرایط تولید از چاه ارتباط مستقیمی با نحوه عملکرد مخزن هیدروکربنی دارد؛ لذا ضروری است اطلاعات تولید اعم از مخزن؛ چاه و تسهیلات پیوسته مد نظر قرار گرفته و ارزیابی گردد.

در این مطالعه اهمیت تصحیح رژیم جریان سیال تولیدی بر نحوه تولید از چاه مورد توجه قرار گرفته و ارتباط آن با نحوه تکمیل چاه ارزیابی گردیده است.

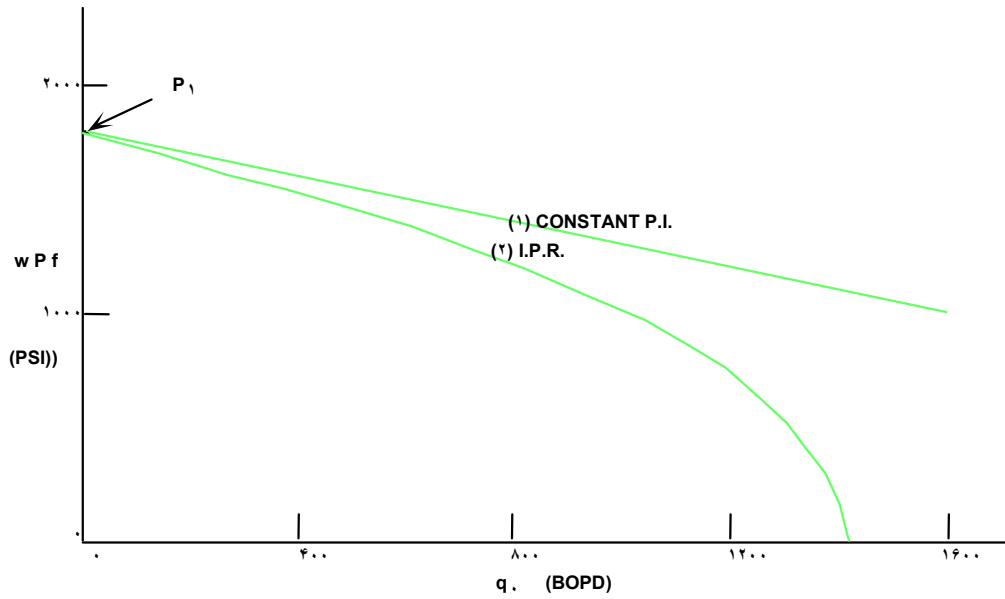
## تشریح آنالیز چاه

آنالیز چاه با توجه به موارد ذیل صورت میگیرد:

### 1. Well IPR Curve

در این قسمت ابتدا لازم است تا منحنی IPR که نشان دهنده تاثیر تولید بر فشار جریانی چاه است؛ رسم گردد. لذا ضروری است داده های صحیح آزمایش چاه اخذ شود. با توجه به شکل ۱ منحنی IPR میتوان به صورت های زیر باشد:

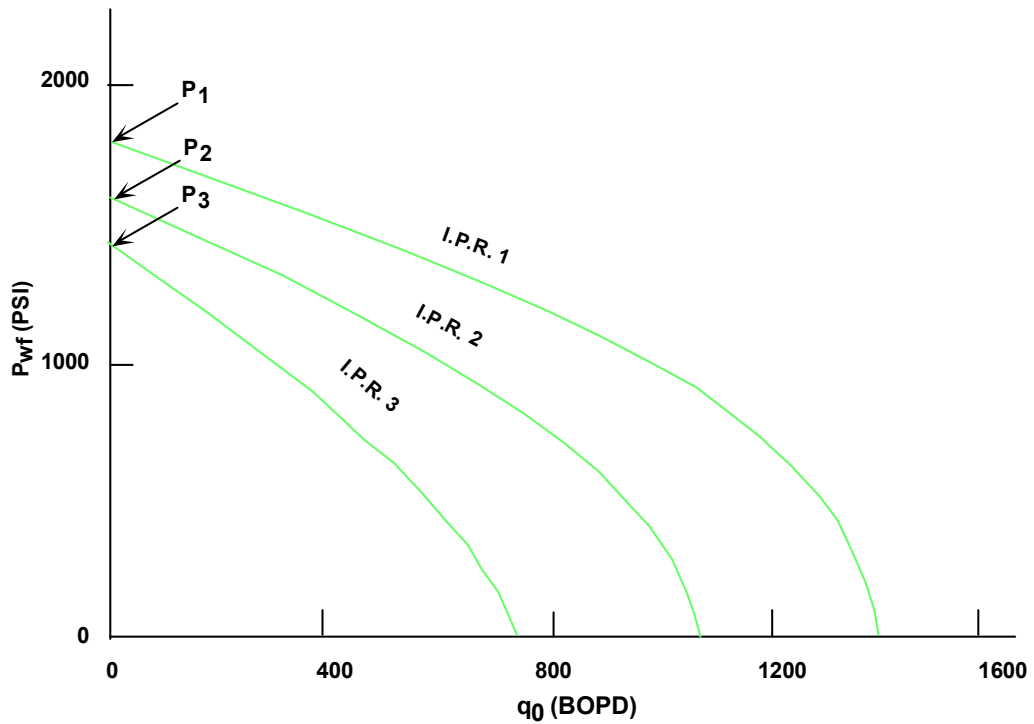
- **A straight line (constant PI).**
- **A curve which shows that the PI is decreasing with rate (as in gas wells).**



**Fig. 1 Inflow Performance Curves**

شاخص بهره دهی (PI) چاه معمولاً در مخازن با فشار بالای اشباع نفت ثابت می باشد. در مخازنی که فشار آنها زیر نقطه اشباع سیال مخزن کاهش یابد به علت دو فاز شدن سیال PI کاهش می یابد.

شکل ۲ یک سری منحنی IPR را با توجه به کاهش فشار مخزن نشان می دهد.



*Fig. 2 Future Inflow Performance Curves.*

روشها و معادلات زیر برای رسم IPR استفاده میشود.

1. Constant PI

$$q_L = J(P_r - P_{wf})$$

2. Changing PI

- a. Vogel's Equation1 for undamaged wells, FE = 1.0 . (FE=Flow Efficiency).

$$\frac{q_0}{q_0(\max)} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \frac{P_{wf}^2}{P_r}$$

- b. Standing's Modification to Vogel's Equation for damaged or stimulated wells, FE = 1.0.

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

where

$$P_{wf} = P_r (P_r - P_{wf}) FE$$

3. Standing's Relationship for predicting future inflow curves.

$$\frac{J^*_2}{J^*_1} = \frac{(K_{ro}/\mu_o B_o)_2}{(K_{ro}/\mu_o B_o)_1}$$

4. Fetkovich's Equation for oil wells

$$q_0 = J'_0 (P_r^2 - P_{wf}^2)^n$$

## 2. SYSTEM CURVE

منحنی سیستم

منظور از منحنی سیستم عبارت است از منحنی تغییرات فشار بر حسب مشخصات اجزای تشکیل دهنده رشته تولید اعم از رشته تکمیلی؛ شیر ایمنی درون چاهی؛ چوک؛ خط لوله جریانی؛ تفکیک گر و ... میباشد.

شکل ۳ یک شماتیک ساده تولید از چاه را نشان میدهد.

این سیستم شامل سه قسمت میباشد:

1. Flow through porous medium.
2. Flow through vertical or directional conduit.
3. Flow through horizontal pipe.

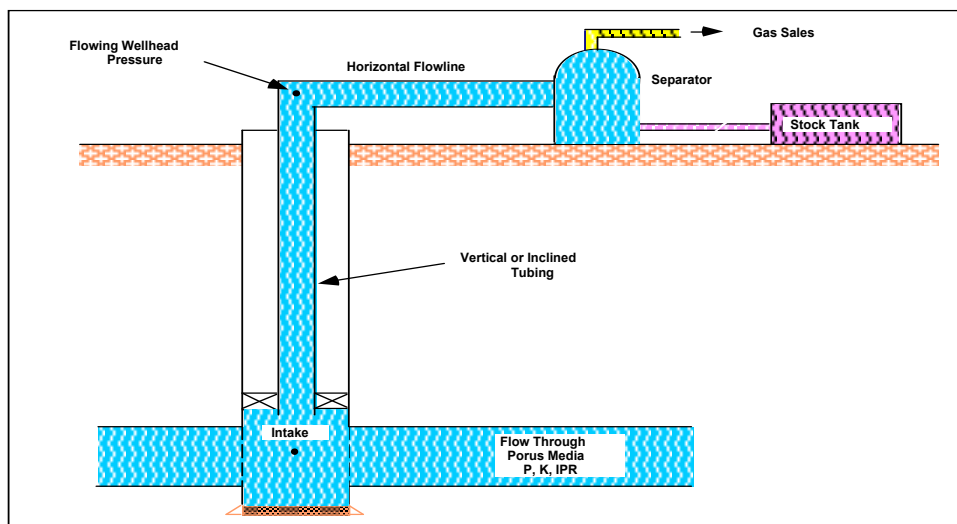


Fig. 3 Simple Producing System.

افت فشارهای مختلف حین تولید از چاه میتواند بصورت های زیر باشد:

$\Delta P_1 = P_r - P_{wfs}$	=	Pressure loss in porous medium.
$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$	=	Pressure loss across completion.
$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$	=	Pressure loss across regular, choke or tubing nipple.
$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV}$	=	Pressure loss across safety valve.
$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC}$	=	Pressure loss across surface choke.
$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{SEP}$	=	Pressure loss in surface flow line.
$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$	=	Total pressure loss in tubing string which includes $\Delta P_3$ and $\Delta P_4$ .
$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{SEP}$	=	Total loss in surface flow line including surface choke.

شکل ۴ افت فشارهای مذکور را نشان میدهد:

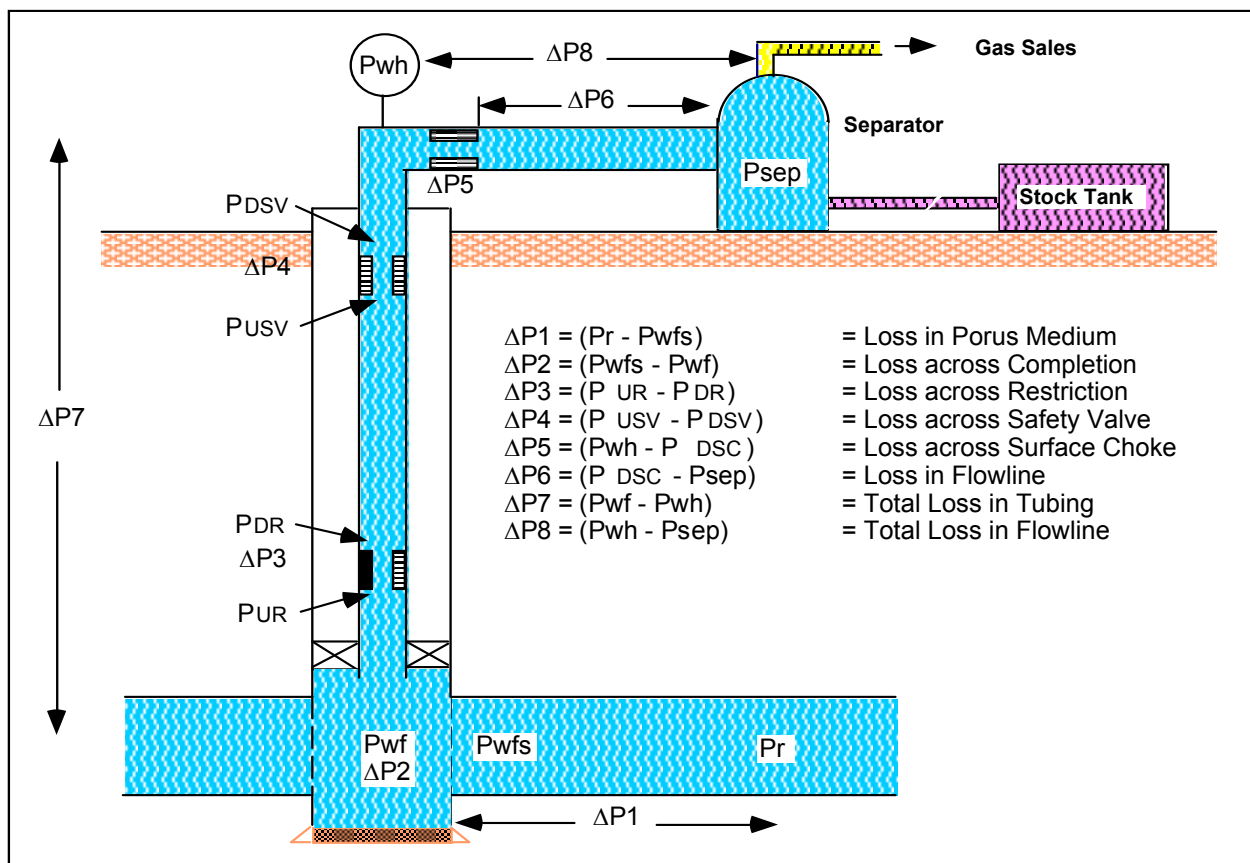


Fig. 4 Possible Pressure Losses in Complete System.

در محاسبات افت فشار جریانی در ستون چاه از معادلات تجربی استفاده می‌گردد. پس از تهیه منحنی‌های IPR و SYSTEM CURVE و بررسی پارامترهای موثر بر تولید پرداخته خواهد شد.

## ۱- آنالیز چاه شماره ۲۷ منصوری

چاه شماره ۲۷- منصوری تولیدی نفت سازند ایلام میباشد که بدلیل وجود مانع کانندید تعمیر گردیده بود.

### ۱-۲ محاسبات:

با توجه به اطلاعات موجود و نرم افزار شبیه ساز محاسبات انجام شده شامل موارد زیر می‌گردد:

الف) محاسبه نقطه کار کرد چاه

(ب) محاسبه روند تولید بعد از راندن لوله مغزی

(ج) محاسبه قطر مناسب لوله مغزی

(د) محاسبه طول لوله مغزی

### (الف) محاسبه نقطه کار کرد چاه

جهت انجام محاسبه نقطه کار کرد ابتدا مدل چاه ساخته شده و پس از شبیه سازی و تغییر پارامترهای مختلف نقطه کار کرد چاه (OPERATING POINT) مطابق شکل ۵- گزارش محاسبات پیوست بدست آمد که با اطلاعات واقعی همخوانی دارد (دبی معادل ۱۸۰۰ بشکه در روز و فشار سرچاهی معادل ۶۰۰ پام)

### (ب) محاسبه روند تولید پس از راندن لوله مغزی

همانطوریکه در شکل ۶ نشان داده شده است ، نقطه کار کرد چاه پس از راندن لوله مغزی به قطر ۴/۵ اینچ و بطول ۱۵۰۰ متر، معادل ۲۶۳۲ بشکه در روز بدست می آید که نسبت به حالت اولیه بهبود در وضعیت تولید را نشان میدهد (فشار سرچاهی معادل ۶۰۰ پام نسبی)

### (ج) محاسبه قطر مناسب لوله مغزی

جهت بدست آوردن قطر مناسب لوله مغزی ، چاه با فشار سرچاهی ثابت و در قطرهای مختلف لوله مغزی (۷/۸-۲ و ۳/۵ و ۴/۵ و ۵ اینچ ) شبیه سازی گردید. نتایج محاسبات در شکل (۷) آورده شده است. چنانچه در شکل مشهود است نسبت تغییرات دبی تولیدی نسبت به تغییر قطر لوله مغزی حداکثر حدود ۳۰۰ بشکه در روز خواهد بود و این مقدار اختلاف در مقایسه دو قطر ۳/۵ و ۴/۵ اینچ به ۱۰۰ بشکه در روز میرسد. با توجه به نتایج بدست آمده قطر ۴/۵ اینچ از لحاظ فرآیندی و اقتصادی مناسب تشخیص داده میشود.

## (د) محاسبه طول لوله مغزی

با توجه به دبی تولیدی در حالت جدید و فشار متوسط مخزن، گرادیان تغییرات فشار بر حسب عمق در شکل ۸- نشان داده شده است. با توجه به عمق تشکیل فاز گاز در ستون چاه، حداکثر طول مورد نیاز با فشار سرچاهی ۶۰۰ پام نسبی معادل ۱۰۰۰ متر برآورد میگردد.

همچنین جهت بررسی طول مورد نیاز در شرایط دیگر فشار مخزن محاسبات انجام گردید که نتایج آن در شکل (۹) آورده شده است. همانطوریکه در شکل میتوان یافت در فشار سرچاهی معادل ۶۰۰ پام نسبی تشکیل فاز گازی در فشار ۴۷۰۰ پام مطلق مخزن در عمق حدود ۱۲۰۰ متری بدست میآید لذا طول لازم لوله مغزی معادل ۱۲۰۰ متر برآورد میگردد. همچنین چنانچه در شکل (۱۰) نشان داده شده است میزان حساسیت تغییرات دبی نسبت به عمق لوله مغزی زیاد نخواهد بود.

## ۲ آنالیز چاه شماره ۵۲ منصوری

چاه شماره ۵۲ منصوری در حال حفاری جهت تولید از سازند ایلام میباشد.

### ۲-۱ محاسبات انجام شده

با توجه به اطلاعات موجود و نرم افزار شبیه ساز، بررسی های لازم جهت راندن لوله مغزی مناسب صورت پذیرفت. جهت انجام محاسبه نقطه کارکرد ابتدا مدل چاه ساخته شده و پس از شبیه سازی و تغییر پارامترهای مختلف نقطه کارکرد چاه (OPERATING POINT) مطابق شکل شماره ۱۱ محاسبات پیوست بدست آمده است. (دبی معادل ۱۶۰۰ بشکه در روز و فشار سرچاهی معادل ۵۴۷ پام).



سپس روند تولید از چاه با راندن لوله مغزی با قطرهای مختلف مورد بررسی قرار گرفت که نتایج آن در شکل شماره ۱۲ نشان داده شده است. نتایج بیانگر بهبود در روند تولید از چاه میباشد. پس از مقایسه نتایج بدست آمده؛ لوله مغزی بهینه با قطر اسمی ۴/۵ اینچ و طول ۱۲۰۰ متر جهت چاه مذکور انتخاب گردید.

## ۳ آنالیز چاههای شماره اهواز ۳۵۰-۳۵۱ و ۳۵۲

چاه شماره ۳۵۰ با هدف تولید نفت بنگستان (ایلام) و چاههای شماره ۳۵۱ و ۳۵۲ با هدف تولید نفت بنگستان (سروک) در حال حفاری میباشد.

### ۳-۱ محاسبات انجام شده

با توجه به اطلاعات موجود و نرم افزار شبیه ساز WELL FLOW، بررسی های لازم جهت راندن لوله مغزی مناسب صورت پذیرفت. جهت انجام محاسبه نقطه کارکرد ابتدا مدل چاه ساخته شده و پس از شبیه سازی و تغییر پارامترهای مختلف نقطه کارکرد چاه (OPERATING POINT) بدست آمده است. محاسبات انجام شده جهت تعیین نقطه کارکرد چاههای شماره ۳۵۱، ۳۵۰ و ۳۵۲ اهواز مطابق شکلهای شماره ۱۳ و ۱۵ و ۱۷ در محاسبات پیوست ارائه گردیده است. روند تولید از چاه با راندن لوله مغزی با قطرهای مختلف مورد بررسی قرار گرفته و نتایج آن در شکلهای شماره ۱۴ و ۱۶ و ۱۸ نشان داده شده که بیانگر بهبود در روند تولید از چاه میباشد. در نتیجه لوله مغزی بهینه با قطر اسمی ۴/۵ اینچ و طول ۱۵۰۰ متر جهت چاههای مذکور انتخاب گردید.

### نتیجه گیری

با توجه به مطالعات و بررسی های انجام شده بر روی چاههای شماره ۲۷ و ۵۲ منصوری و ۳۵۰ و ۳۵۱ و ۳۵۲ اهواز بنگستان میتوان نتیجه گرفت راندن لوله مغزی با قطر و طول مناسب در

چاههای با دبی جریان پایین و با توجه به نحوه فعلی تکمیل چاهها میتواند یکی از راههای افزایش بهره دهی چاه بوده و باعث بهبود وضعیت تولید از این چاهها گردد.

مراجع

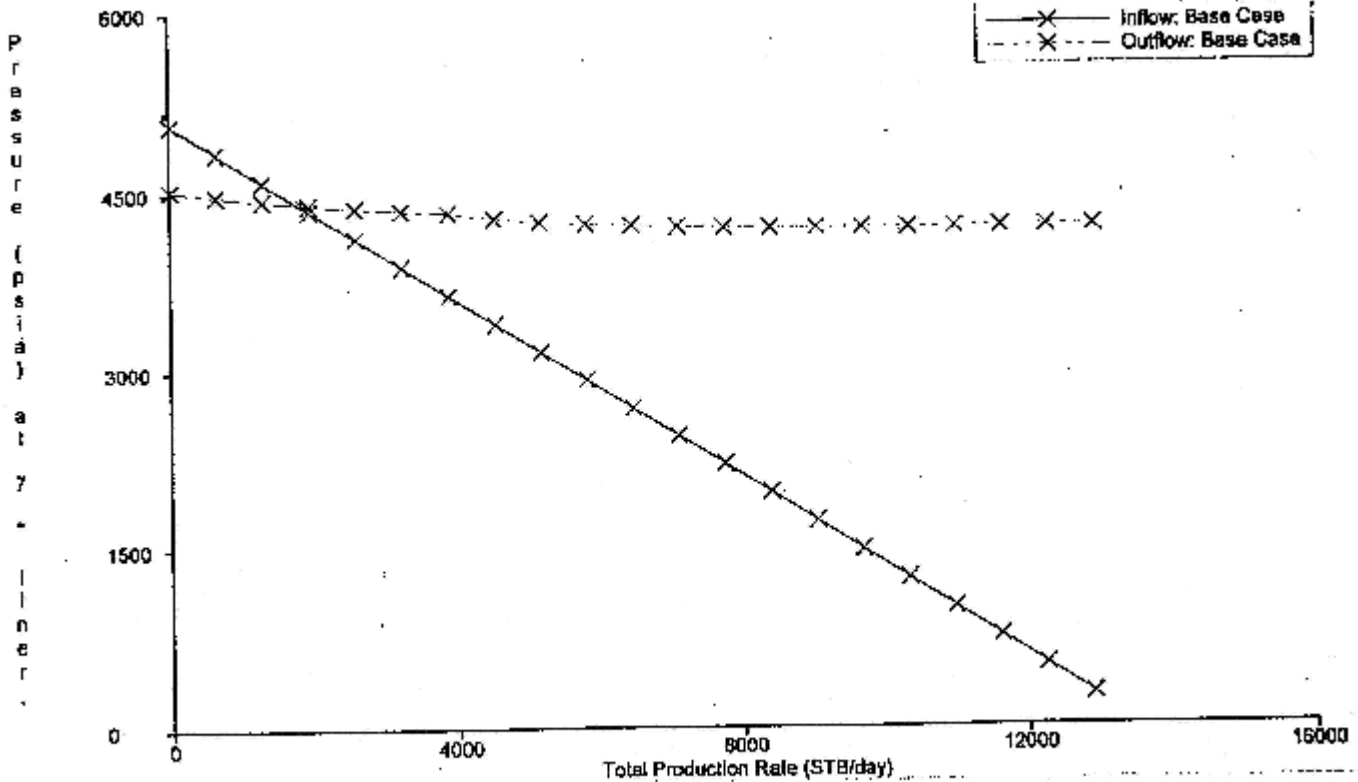
1. Standing, M.B. : "Inflow Performance Relationships for Damaged Wells Producing By Solution Gas Drive," J. Pet. Tech. ( November 1970) 1399.

2. Vogel, J.V. : "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells," J. Pet. Tech. (January 1968) 83

3. Hagedorn, A.R and Brown, K.E. : " Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits," Trans., AIME (april 1965) 17, 475

4. David A.T. Donohue, Ph.D., J.D. and T.E.W. Nind, M.A. "Vertical Lift Performance" ( copyright 1983)

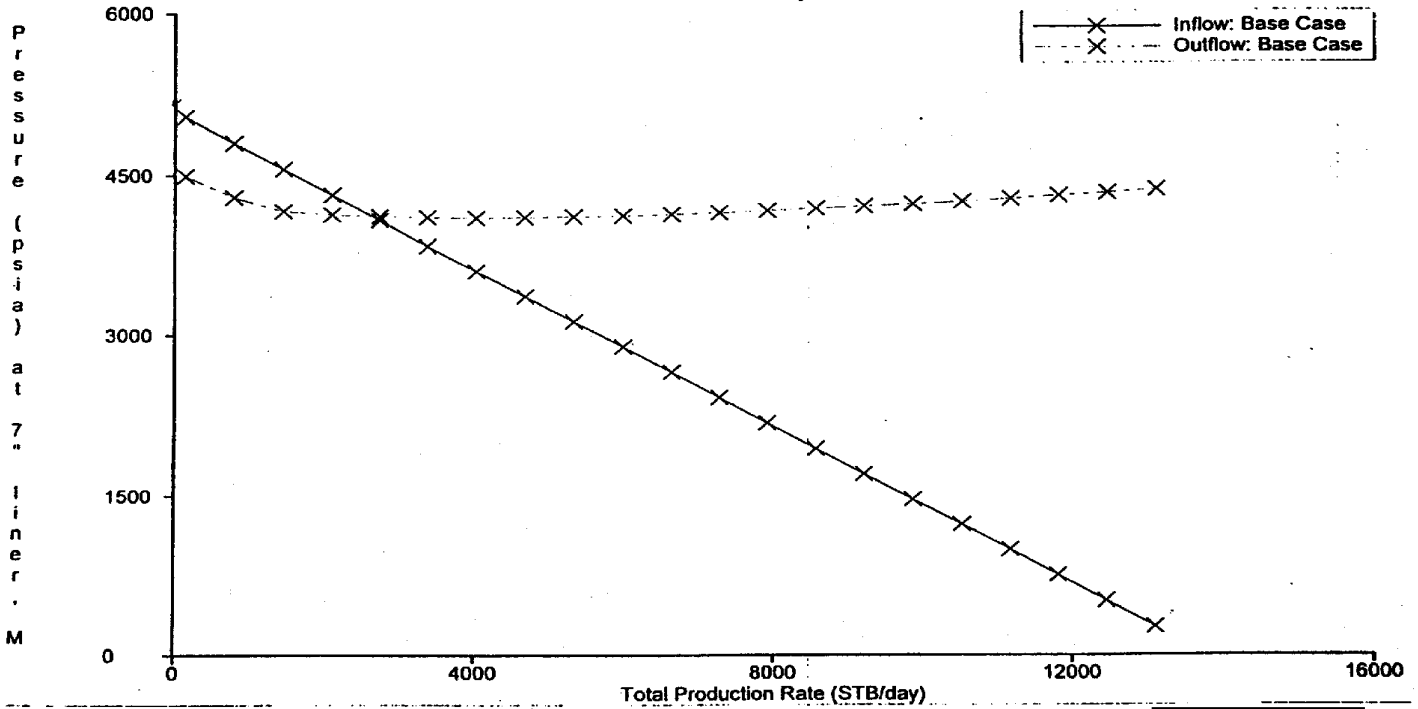
Inflow/Outflow Curves for MI-27  
Base Case Only



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	Stable
4408.992	1798.158	1798.158	0	0.714	0	397.000	Stable

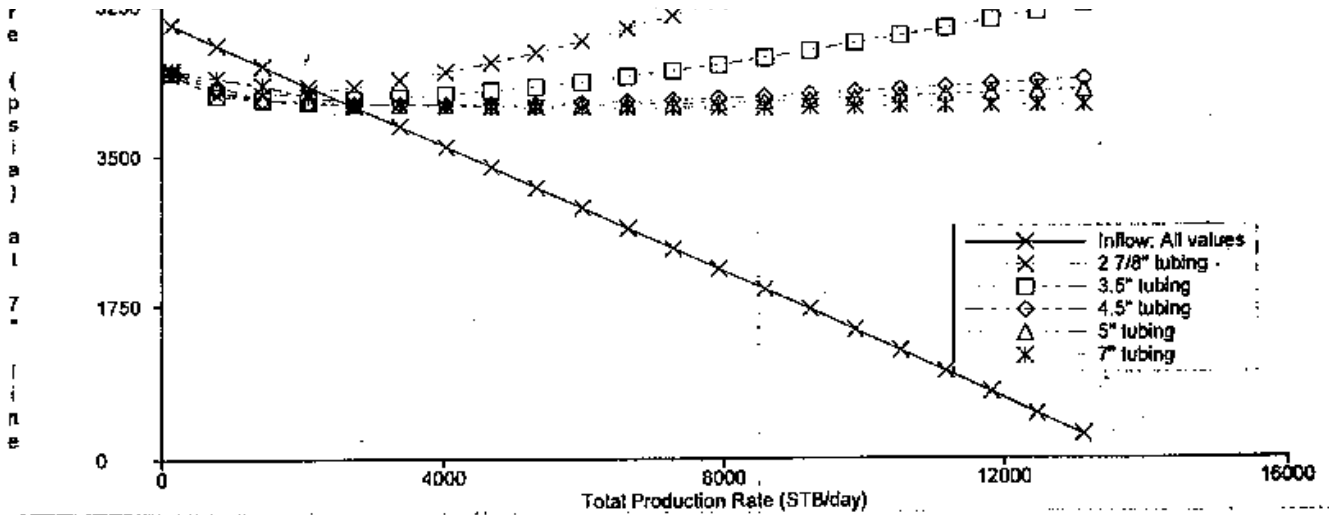
شکل - ۵

Inflow/Outflow Curves for MI-27 with 4.5 tubing  
Base Case Only



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)
4113.449	2632.352	2632.352	0	1.045	0	397.000

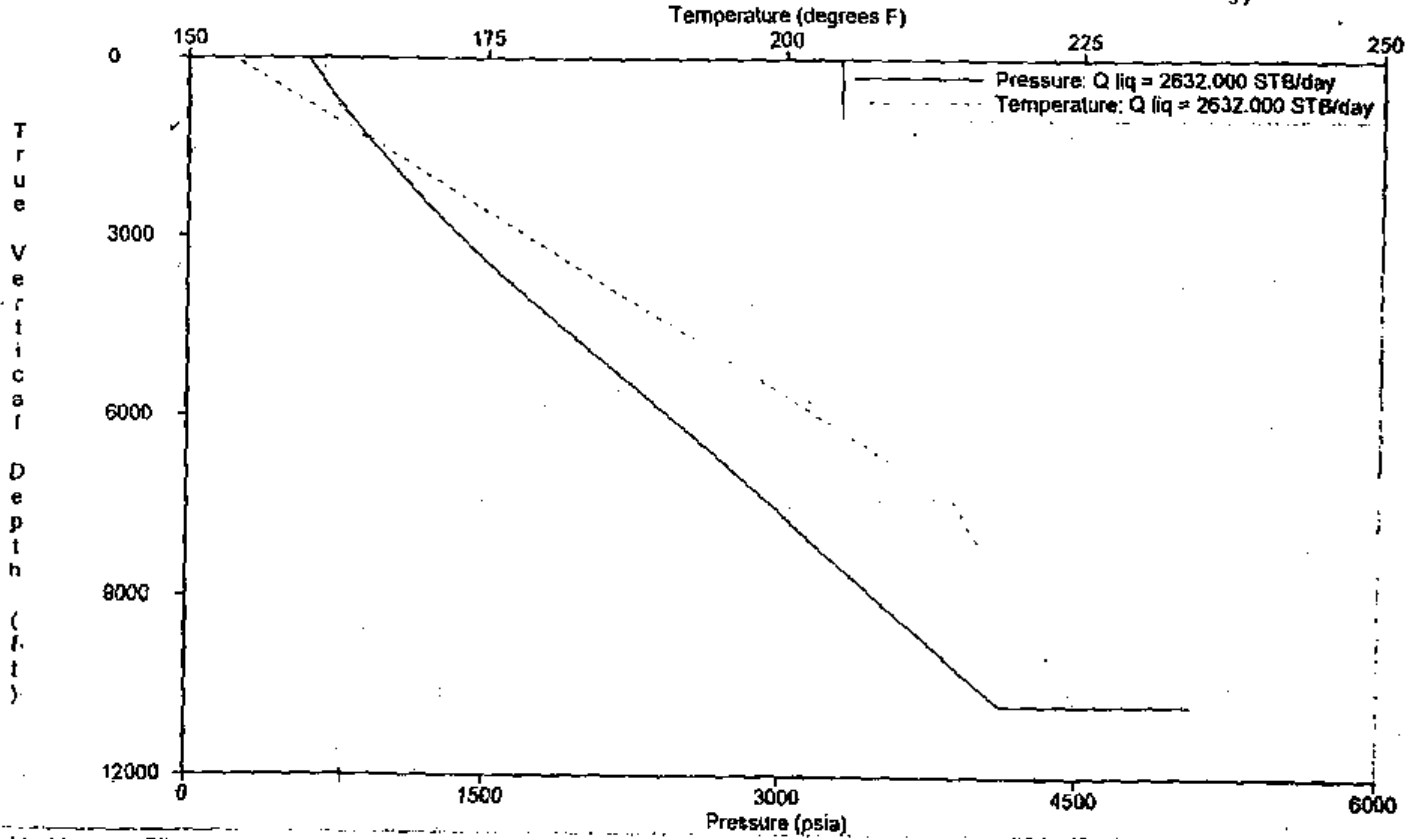
Stable  
شکل ٦-



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)
4259.683	2234.146	2234.146	0	0.887	0	397.000
4159.027	2508.223	2508.223	0	0.996	0	397.000
4114.356	2629.681	2629.681	0	1.044	0	397.000
4111.699	2637.118	2637.118	0	1.047	0	397.000
4141.892	2554.888	2554.888	0	1.014	0	397.000

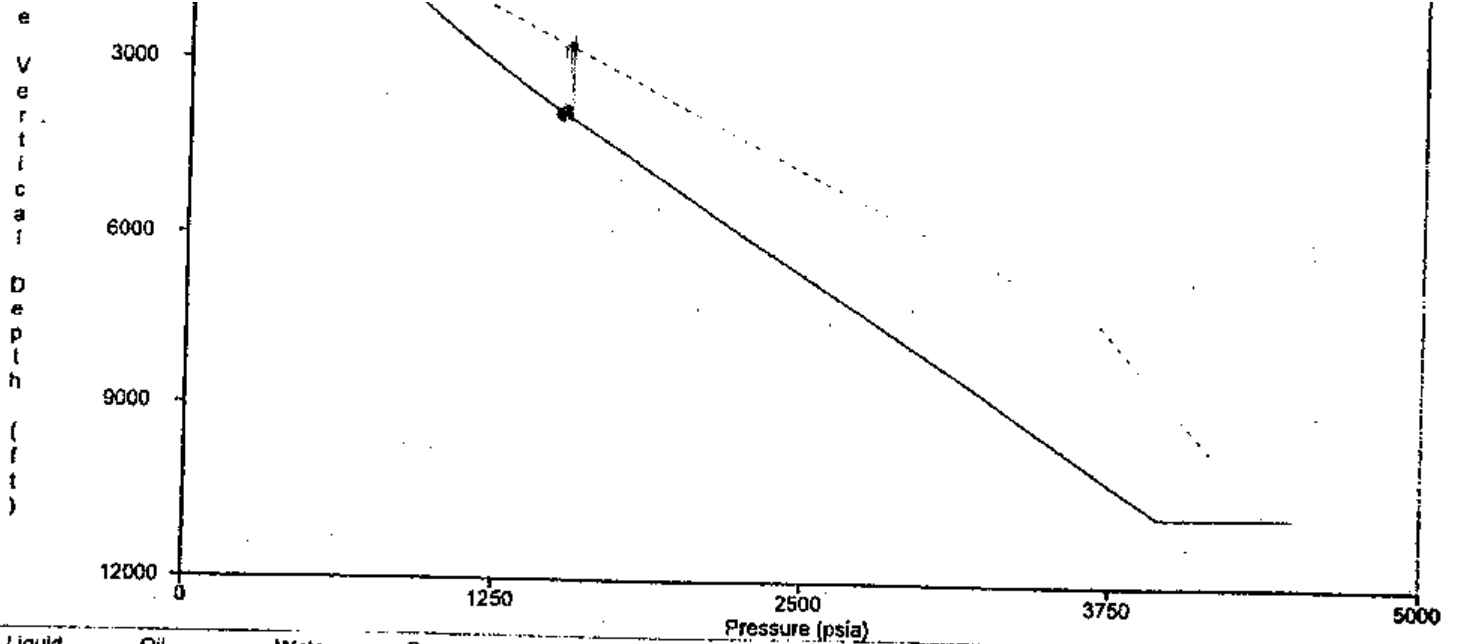
شکل ٧-

Pressure and Temperature vs Depth Analysis for MI-27 with 4.5 tubing (TRP = 600 psig)



Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)
2632.000	2632.000	0	1.045	0	397.000

شکل ۸



Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)
1500.000	1500.000	0	0.596	0	397.000

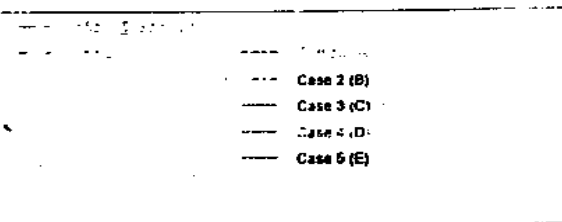
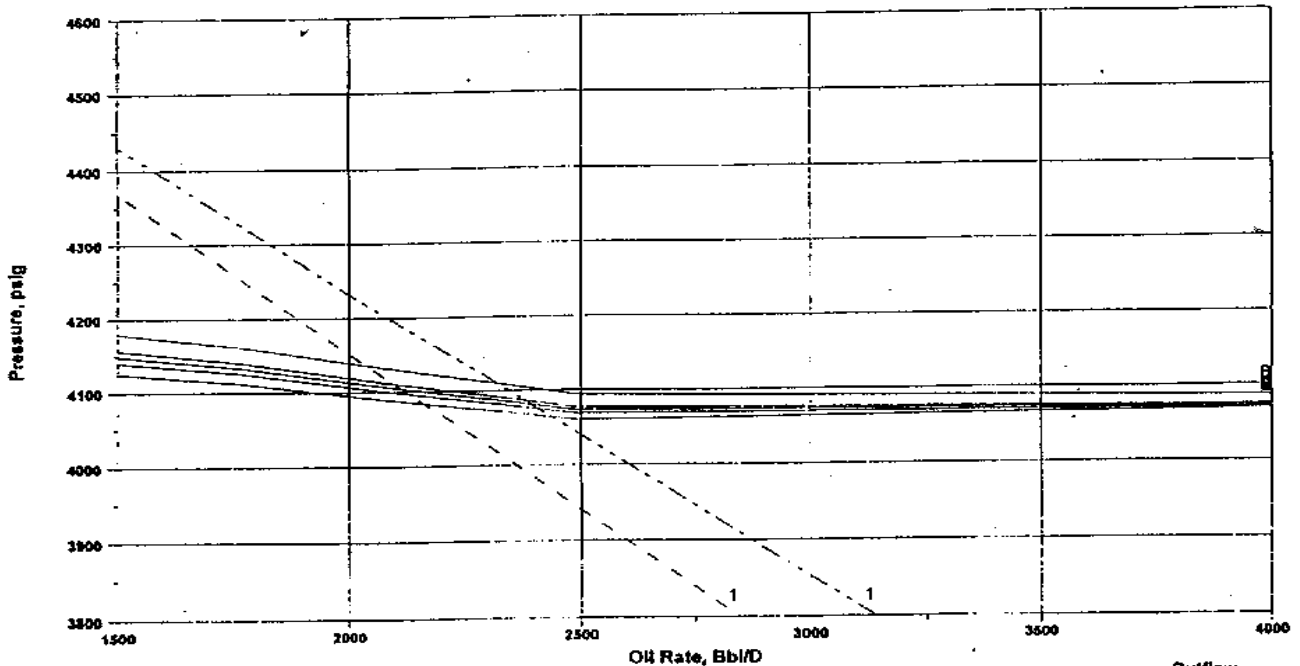
شکل ۹

**NISOC**  
Well PERFORMANCE Analysis  
System Graph

(c) 2002

Well: MI-27  
Loc :  
Desc: TUBING COMPLETION STUDY  
File: MI27NEW.PF2

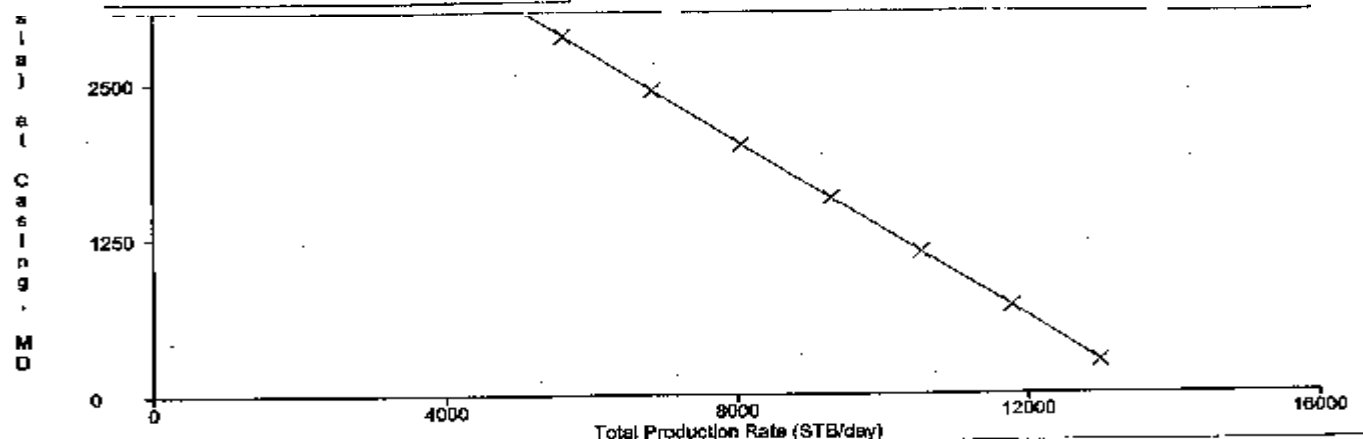
Date: 8-11-2002



**Outflow**  
(A) 1500.0  
(B) 500.0  
(C) 1000.0  
(D) 2000.0  
(E) 3000.0

**Outflow**  
Tubing Bottom Depth, m

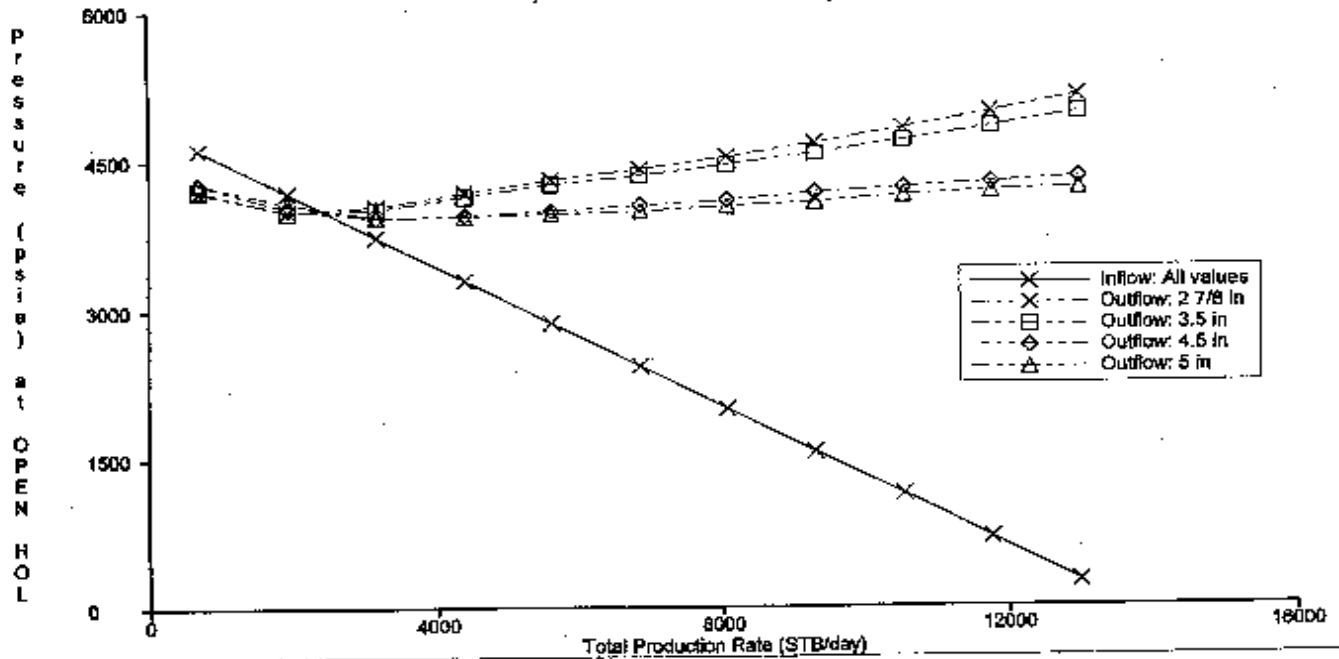
شكل ١٠



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	Stability
4284.352	1626.118	1626.118	0	0.631	0	388.000	Stable

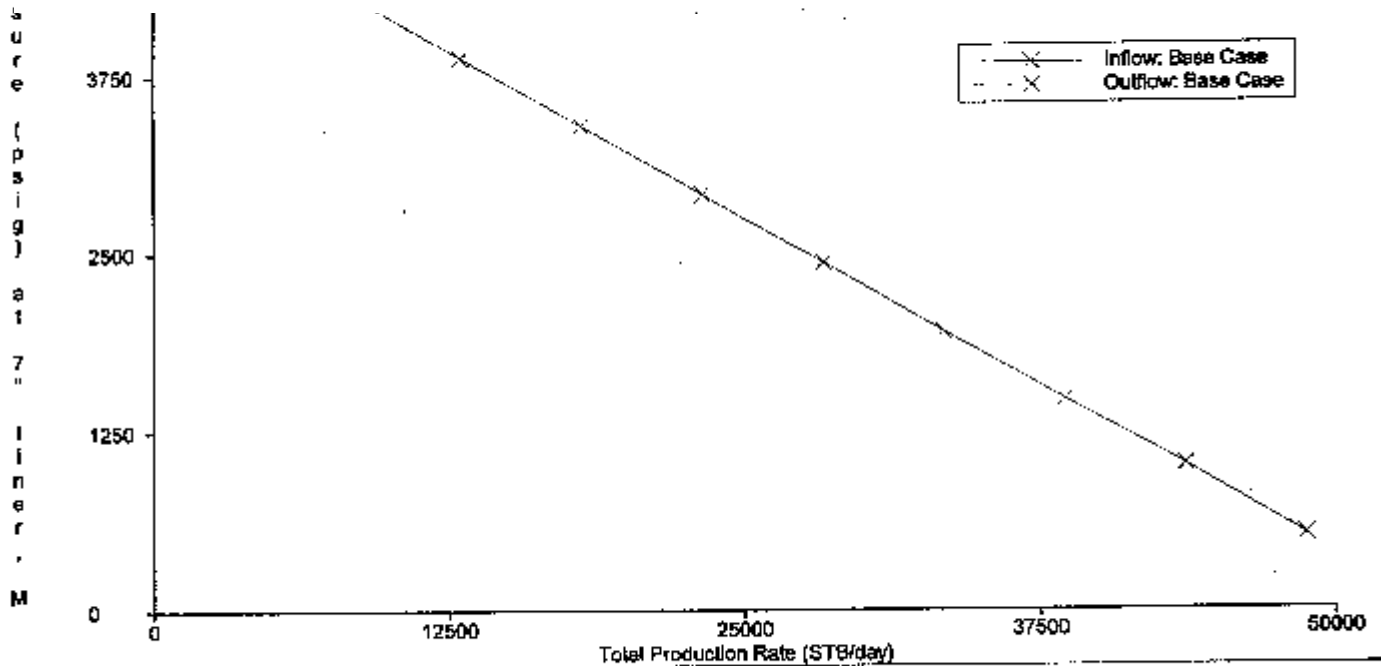
شكل ١١

Inflow/Outflow Curves for MI-52 WITH TUBING  
Sensitivity To: Inside dia. of one well node (TUBING)



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
4012.357	2394.478	2394.478	0	0.929	0	388.000	Stable
3998.226	2440.042	2440.042	0	0.947	0	388.000	Stable
3967.396	2521.483	2521.483	0	0.978	0	388.000	Stable
4008.476	2405.439	2405.439	0	0.933	0	388.000	Stable

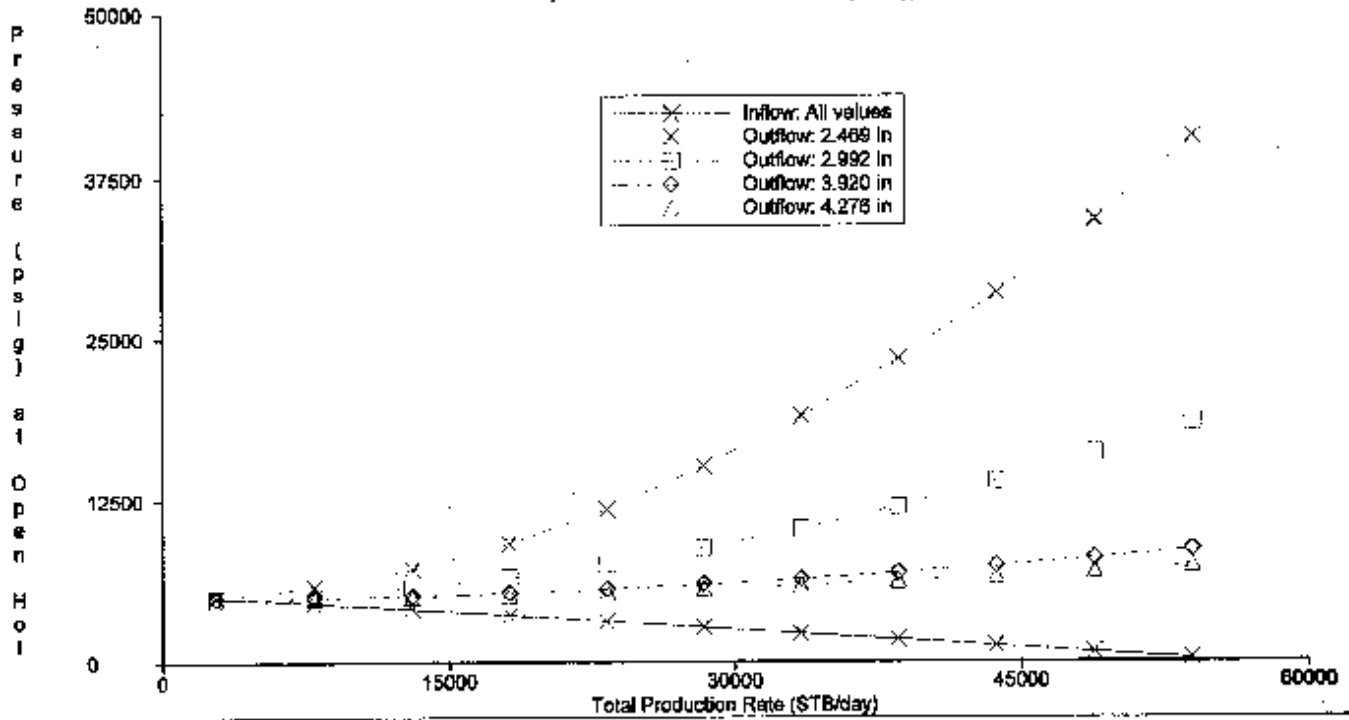
شكل ١٢



Operating Pressure (psig)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
4763.939	3592.510	3592.510	0	1.584	0	441.000	Stable

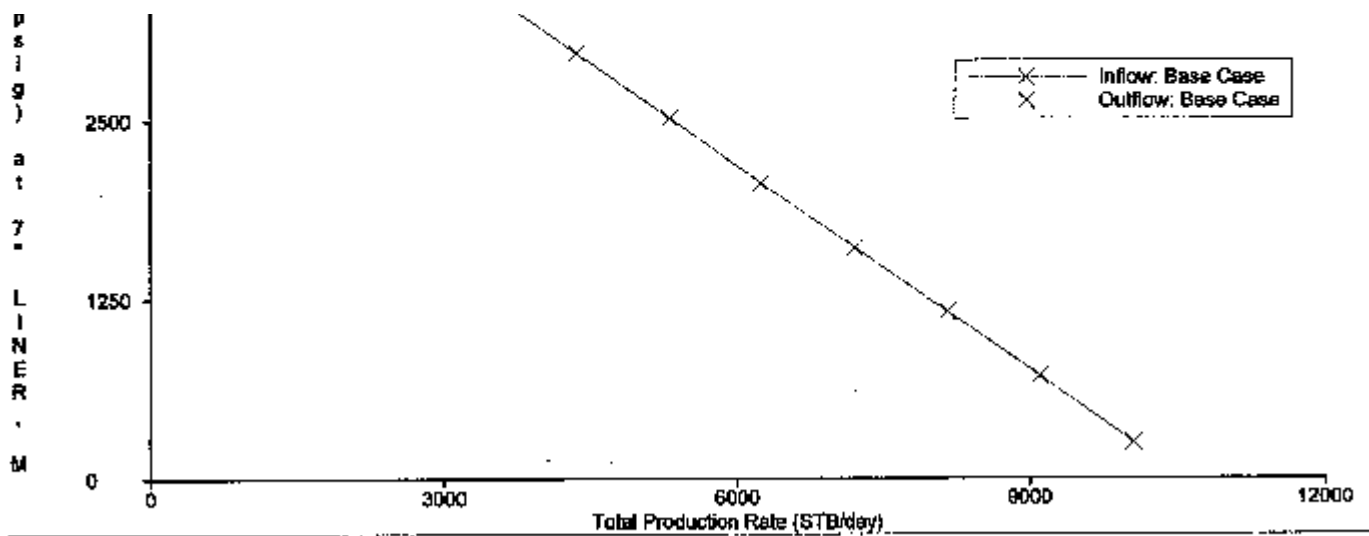
شكل ١٣

Inflow/Outflow Curves for AZ350 with tubing  
Sensitivity To: Inside dia. of one well node (tubing)



Operating Pressure (psig)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
5085.181	2687.310	2687.310	0	1.185	0	441.000	Stable
5009.261	3283.805	3283.805	0	1.448	0	441.000	Stable
4952.888	3778.857	3778.857	0	1.686	0	441.000	Stable
4958.247	3849.503	3849.503	0	1.698	0	441.000	Stable

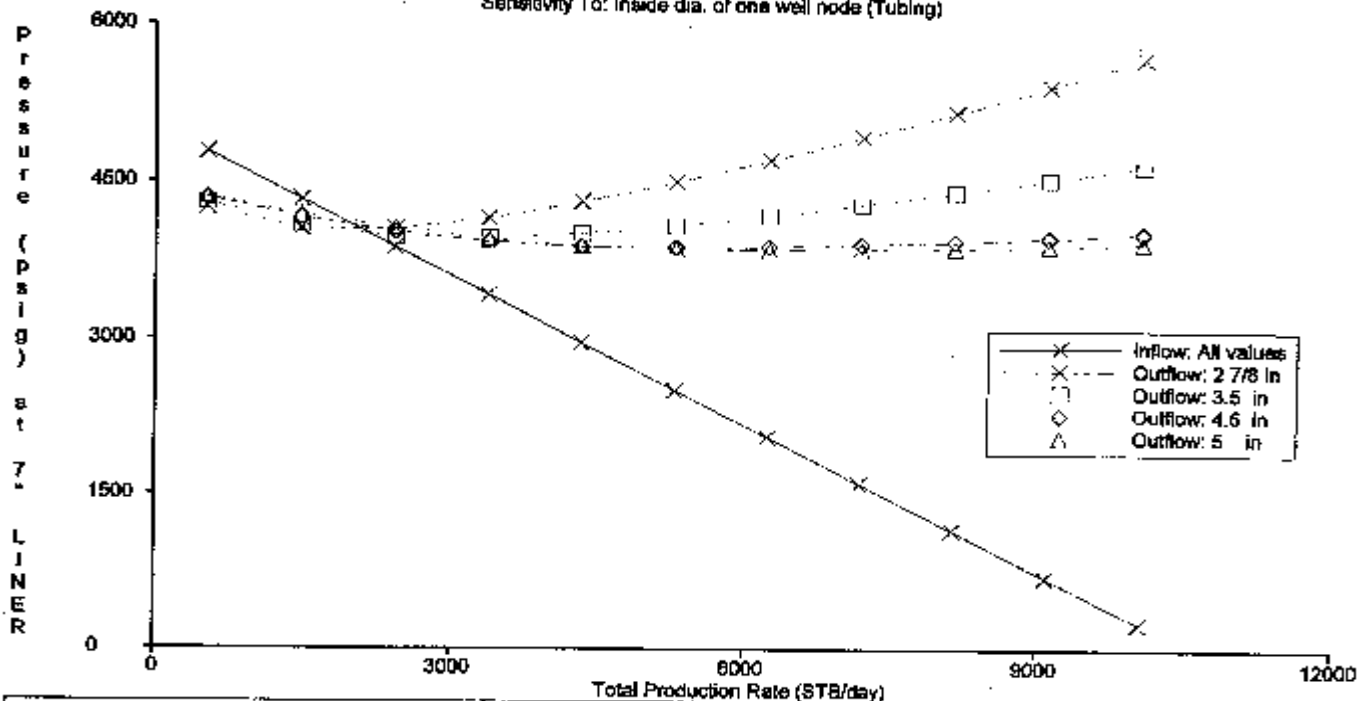
شکل - ۱۴



Operating Pressure (psig)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
4321.047	1497.800	1497.800	0	0.749	0	500.000	Stable

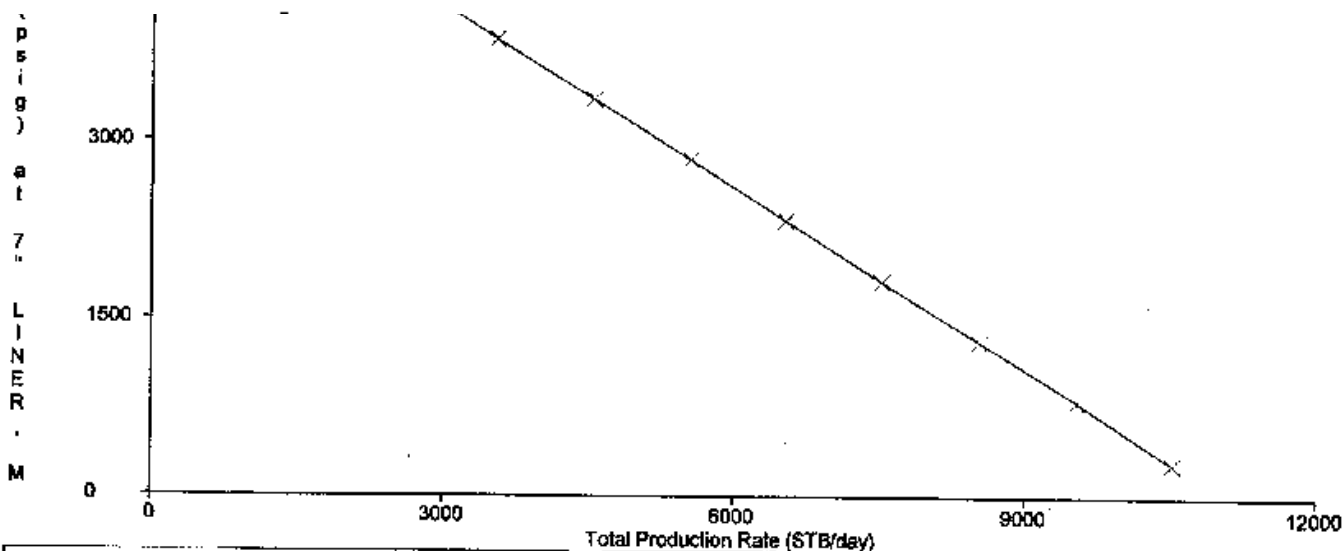
شکل - ۱۵

Inflow/Outflow Curves for AZ-351 with tubing  
Sensitivity To: Inside dia. of one well node (Tubing)



Operating Pressure (psig)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
4040.525	2087.131	2087.131	0	1.044	0	500.000	Stable
4000.089	2172.082	2172.082	0	1.088	0	500.000	Stable
4077.721	2008.988	2008.988	0	1.004	0	500.000	Stable
4134.584	1889.508	1889.508	0	0.945	0	500.000	Stable

شكل ١٦

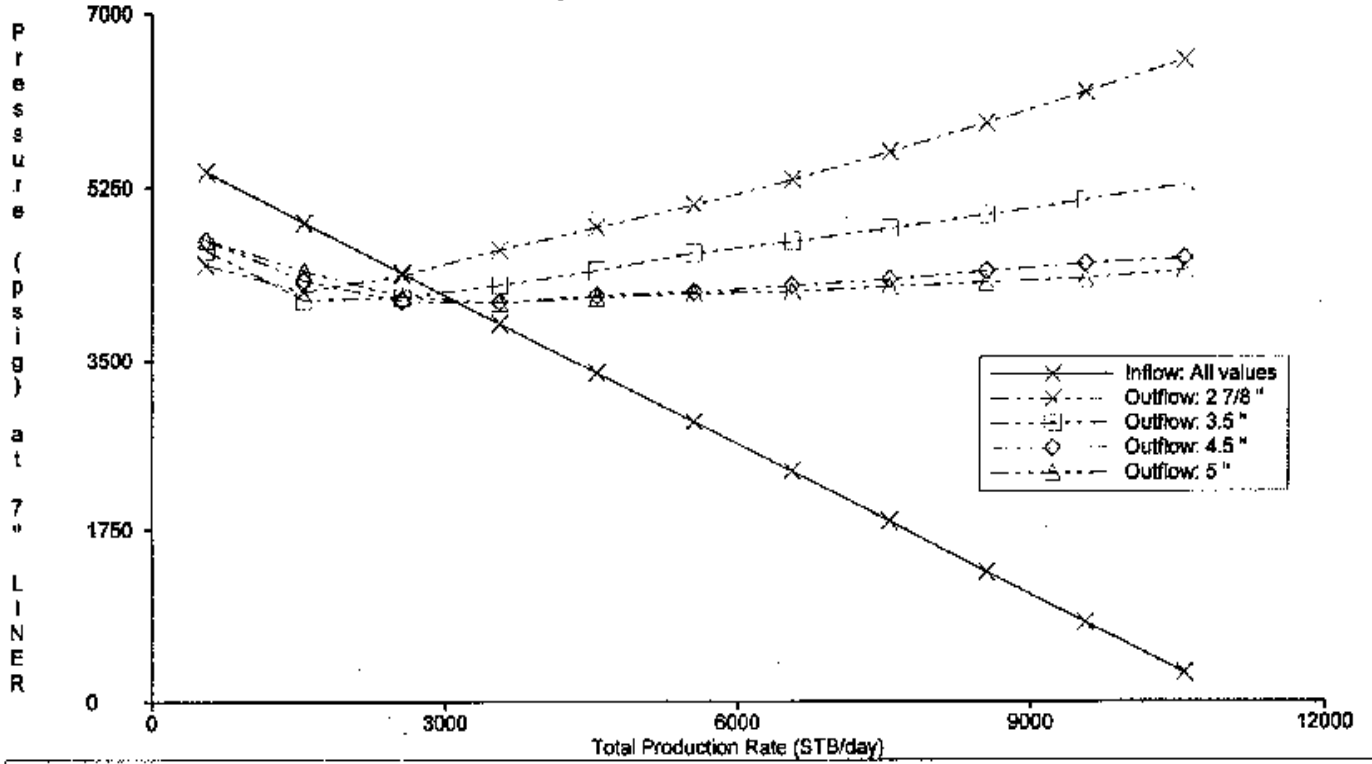


Operating Pressure (psig)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
4848.029	2010.304	2010.304	0	1.005	0	500.000	Stable

شكل ١٧



Inflow/Outflow Curves for AZ352 with tubing  
Sensitivity To: Inside dia. of one well node (tubing)



Operating Pressure (psig)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	
4368.908	2580.258	2580.258	0	1.290	0	500.000	Stable
4184.538	2940.355	2940.355	0	1.470	0	500.000	Stable
4087.052	3130.758	3130.758	0	1.565	0	500.000	Stable
4099.904	3105.655	3105.655	0	1.553	0	500.000	Stable

شكل ١٨