



دانشگاه صنعتی شهرود

دانشکده هندسی معدن، نفت و ژئوفزیک

گروه هندسی نفت - خارجی و برقه برداری

پایان نامه برای اخذ درجه کارشناسی ارشد

## بررسی تأثیر هندسه و نوع چاه بر تولید در میدان پارس جنوبی با استفاده از روش آنالیز گرهات

دانشجو: فرهاد اورک

اساتید راهنما:

پروفسور علی مرادزاده

دکتر پیمان پورافشاری

آبان ۱۳۹۱



مدیریت تحصیلات تکمیلی  
فرم شماره (۶)

شماره: ۱۹۳۰۲-۳۶/۰۵  
تاریخ: ۱۰/۰۸/۴۱  
ویرایش:

بسمه تعالیٰ

### فرم صور تجلسه دفاع از پایان نامه تحصیلی دوره کارشناسی ارشد

با تأییدات خداوند متعال و با استعانت از حضرت ولی عصر (عج) ارزیابی جلسه دفاع از پایان نامه کارشناسی ارشد آقای فرهاد اورک رشته مهندسی نفت گرایش حفاری و بهره برداری تحت عنوان بررسی تاثیر هندسه و نوع چاه بر تولید در میدان پارس جنوبی با استفاده از روش آنالیز گره ای که در تاریخ ۷/۰۸/۹۱۳ با حضور هیأت محترم داوران در دانشگاه صنعتی شاھرود برگزار گردید به شرح ذیل اعلام می گردد:

<input type="checkbox"/> مردود	<input checked="" type="checkbox"/> دفاع مجدد	قبول (با درجه: <u>امتیاز ۱۸</u> )
--------------------------------	---	-----------------------------------

۱- عالی (۲۰ - ۱۹)

۲- بسیار خوب (۱۸ - ۱۸/۹۹)

۳- خوب (۱۷/۹۹ - ۱۶)

۴- قابل قبول (۱۵/۹۹ - ۱۴)

۵- نمره کمتر از ۱۴ غیر قابل قبول

امضاء	مرتبه علمی	نام و نام خانوادگی	عضو هیأت داوران
	استاد	علی مرادزاده	۱- استادراهنما
	استادیار	محمد کنشلو	۲- استاد مشاور
	استادیار	بهزاد تخمچی	۳- نماینده شورای تحصیلات تکمیلی
	استادیار	محمود فرزانه‌گرد	۴- استاد ممتحن
			۵- استاد ممتحن



تَقْدِيمٍ بِهِ

کوه اسوار زندگیم، پدرم را  
و بی بیل کو حزبندگانیم، مادرم را  
برای هر آنچه اتهای لطف میتوان نایدش

در این راستا بر خود واجب می دانم که از:

جناب آقای دکتر علی مرادزاده و جناب آقای دکتر پیمان پور افشاری، استادیار راهنمای محترم،  
برای راهنمایی و همکاری دلوزانه و خردمندان  
و همچنین از شرکت نفت و گاز پارس که اطلاعات مورد نیاز را در اختیاران قرار داده شکر نمایم.

## تعهد نامه

اینجانب فرهاد اورک دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت- حفاری و بهره برداری

دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه بررسی تاثیر

هنده و نوع چاه بر تولید در میدان پارس جنوبی با استفاده از روش آنالیز گرهای تحت راهنمایی

پروفسور علی مرادزاده متعدد می شوم .

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است .
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است .
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است .
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید .
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد .
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که از موجود زنده ( یا بافت‌های آنها ) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است .
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه ، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است .

تاریخ ۹۷/۸/۷

امضای دانشجو

## مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن ( مقالات مستخرج ، کتاب ، برنامه های رایانه ای ، نرم افزار ها و تجهیزات ساخته شده است ) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد . این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود .
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد .

## چکیده

در حال حاضر در میدان گازی پارس جنوبی که بین کشور ایران و قطر مشترک است به دلیل محدودیت‌ها و ویژگی‌های مخزنی و زمین شناسی خاص این میدان، تولید از دو لایه از چهار لایه تولیدی صورت می‌گیرد. با داشتن ویژگی‌های مخزنی و زمین‌شناسی این میدان و با بکارگیری تکنولوژی چاههای چند شاخه‌ای و هوشمند در این میدان، می‌توان از لایه‌هایی که محدودیت تولید دارند بهره‌برداری صورت گیرد. نکته مهم در این راستا بررسی دقیق ویژگی‌های مخزن مورد نظر، شامل تراوایی، تخلخل، نوع سازند و غیره به نحوی است که بتوان با توجه به مشخصات مخزن بهترین ساختار چاه چند شاخه‌ای را برای بیشترین تولید و با کمترین هزینه پیشنهاد نمود. بهینه‌سازی طراحی و مشخصات چاه، تاثیر اساسی بر دبی تولید هیدروکربن از مخزن دارد. طراحی چاه با توجه به قابلیت‌های مخزن نکته بسیار مهمی در دست‌یابی به تولید بهینه می‌باشد. از عواملی که می‌تواند در بهینه‌سازی طراحی استفاده شوند؛ نوع و هندسه چاه، قطر لوله مغزی و فشار سرچاهی و ... می‌باشند.

در این مطالعه، برای طراحی و بررسی ساختارهای چند شاخه‌ای، از نرم افزار *Prosper* بهره گرفته شده است. مدل مخزنی میدان گازی پارس جنوبی ساخته شده و چاههای چند شاخه‌ای مختلف مورد بررسی قرار گرفته است. به منظور بررسی نتایج بدست آمده از شبیه‌سازی‌های انجام شده، به مقایسه نرخ تولید چاهها پرداخته شده است. نهایتاً به این نتیجه رسیده شد، که استفاده از چاههای چند شاخه‌ای با دو شاخه مایل برای تخلیه سریع مخزن، به دلیل نرخ تولید بالایی که بدست می‌دهد، بسیار مناسب می‌باشد. سپس به بهینه‌سازی اجزاء و پارامترهای چاه طراحی شده با استفاده از آنالیز گرهای پرداخته شد و در نتیجه به توجه به خروجی نرم افزار، تولید از این میدان به کمک هر یک از این از این چاهها تا سقف ۱۱۴ میلیون فوت مکعب در روز افزایش یافت که چند برابر مقدار تولید فعلی هر یک از چاههای معمولی است.

**واژه‌های کلیدی:** چاههای چند شاخه‌ای - طراحی چاه - هندسه چاه - آنالیز گرهای - نرخ تولید - ویژگی‌های مخزن

# فهرست مطالب

عنوان	
صفحه	
<b>فصل اول: مقدمه و شرح مختصری بر تحقیق</b>	
۲	۱-۱ مقدمه
۷	۲-۱ ضرورت انجام تحقیق
۸	۳-۱ اهداف و روش تحقیق
۹	۴-۱ ساختار پایان نامه
<b>فصل دوم: چاه های چند شاخه ای و کاربرد آن در مخازن هیدروکربوری</b>	
۱۱	۱-۲ مقدمه
۱۱	۲-۱ تاریخچه پیدایش چاه های چند شاخه ای
۱۲	۲-۲ چاه چند شاخه چیست؟
۱۳	۱-۳-۲ مزایا
۱۳	۲-۳-۲ معایب
۱۴	۳-۳-۲ خطرات احتمالی
۱۴	۴-۳-۲ آرایش فضایی
۱۵	۱-۴-۳-۲ رتبه بندی از نظر پیچیدگی
۱۵	۲-۴-۳-۲ طبقه بندی از نظر کارکرد
۱۶	۴-۲ کاربرد چاه های چند شاخه ای در بهره برداری از مخازن
۱۹	۵-۲ تکمیل یک چاه چند شاخه ای
۲۰	۱-۵-۲ خروج از لوله جداری

۲۱	نصب اتصال	۲-۵-۲
۲۳	۳-۵-۲ خصوصیات سازند در محل اتصال	
۲۳	۴-۵-۲ مدیریت تزریق و تولید	
۲۴	۵-۵-۲ ورود مجدد به داخل چاه	
۲۴	۶-۲ تداخل جریان درون چاههای چند شاخه‌ای	
۲۴	۷-۲ ترکیب چاههای هوشمند با تکنولوژی چند شاخه‌ای	

### **فصل سوم: آشنایی با آنالیز گره ای و روش استفاده آن در بهینه سازی تولید**

۲۷	۱-۳ مقدمه	
۲۷	۲-۳ شیوه آنالیز سامانه‌ها	
۳۱	۳-۳ تاثیر تغییر در اجزاء سامانه چاه	
۳۲	۴-۳ مقدمه‌ای بر عملکرد مخزن	
۳۳	۱-۴-۳ معادلات عملکرد چاه	
۳۴	۱-۱-۴-۳ قانون دارسی	
۳۴	۲-۱-۴-۳ جریان شعاعی	
۳۶	۲-۴-۳ نمودار فشار چاه	
۳۷	۳-۴-۳ مفهوم شاخص بهره‌دهی	
۳۸	۴-۴-۳ تغییرات نفوذپذیری و آشفتگی	
۳۹	۵-۳ تاثیرات تکمیل چاه	
۴۰	۶-۳ افت فشار در لوله‌های افقی و عمودی	
۴۰	۱-۶-۳ روابط جریان چندفازی	
۴۲	۷-۳ کاربردهای آنالیز گره‌ای	

۴۳	۸-۳ محاسبات در چاهه ای چند شاخه‌ای
۴۳	۱-۸-۳ قابلیت تحويل چاهه ای چند شاخه‌ای
۴۶	۱-۱-۸-۳ چاه گازی
۴۹	۹-۳ آشنایی با نرم افزار <i>PROSPER</i>
۴۹	۱-۹-۳ کاربردهای مدل جریان
۵۰	۲-۹-۳ مفاهیم آنالیز سامانه

## فصل چهارم: مدل‌سازی و بهینه‌سازی چاه چند شاخه‌ای در میدان مورد مطالعه

۵۷	۱-۴ مقدمه
۵۷	۲-۴ مشخصات کلی میدان مورد بررسی
۵۸	۱-۲-۴ اطلاعات چاه و مخزن
۶۰	۲-۲-۴ چالش قرار گرفتن فازهای جدید در کناره‌های مخزن
۶۱	۳-۴ مراحل مدل‌سازی در نرم افزار
۶۲	۴-۴ مدل چاه چند شاخه‌ای با هندسه چهاربر
۶۲	۱-۴-۴ مشخص کردن نوع مدل
۶۳	۲-۴-۴ بررسی داده‌های فشار-حجم-دما
۶۶	۳-۴-۴ داده‌های تجهیزات
۷۱	۴-۴-۴ نمودار عملکرد چاه و مخزن
۷۴	۵-۴ مدل چاه چند شاخه‌ای با هندسه دو شاخه مایل
۷۸	۶-۴ آنالیز گرهای برای بهینه‌سازی پارامترهای چاه
۷۸	۱-۶-۴ تاثیر تغییر اندازه لوله مغزی بر دبی تولید
۸۰	۲-۶-۴ بهینه‌سازی فشار سرچاهی

۸۱	۳-۶ ناثیرات مقدار آب تولیدی
۸۳	۴-۶-۴ عوامل محدود کننده تولید
۸۴	۷-۴ نتیجه بهینه‌سازی بر روی مدل هندسی دوشاخه

### فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهادات

۸۷	۱-۵ بحث و نتیجه گیری
۸۹	۲-۵ ارائه پیشنهاد برای کار در آینده
۹۲	منابع

# فهرست اشکال

## صفحه

## عنوان

شکل ۱-۱: رتبه بندی از لحاظ پیچیدگی قواعد فنی تخصصی چند شاخه‌ای ..... ۵	۵
شکل ۱-۲: اولین طراحی پدر تکنولوژی چند شاخه‌ای ..... ۱۴	۱۴
شکل ۲-۲: هندسه چاه‌های چند شاخه‌ای ..... ۱۴	۱۴
شکل ۳-۲: رتبه بندی از نظر پیچیدگی و طبقه بندی از نظر کارکرد در تکمیل چاه ..... ۱۵	۱۵
شکل ۵-۲: ابزار آسیا کردن ته چاهی با ویپ استوک و مراحل ایجاد خروج از لوله جداری ..... ۲۰	۲۰
شکل ۶-۲: پروسه خروج از لوله جداری و نصب اتصال لوله جداری چند شاخه ..... ۲۲	۲۲
شکل ۱-۳: محل‌های مورد استفاده به عنوان گره در آنالیز سامانه‌ها ..... ۲۸	۲۸
شکل ۲-۳: تعیین ظرفیت جریان چاه با استفاده از آنالیز گره ..... ۳۰	۳۰
شکل ۳-۳: سامانه تولیدساده و اجزاء آن ..... ۳۲	۳۲
شکل ۴-۳: نمودار فشار مخزن بر حسب شعاع درونریز ..... ۳۶	۳۶
شکل ۳-۵: اثر صدمه دیدگی بر نمودار فشار مخزن ..... ۳۸	۳۸
شکل ۳-۶: رژیم‌های جریان دو فازی در جریان روبه بالای مایع و گاز سرعت جریان آنها ..... ۴۱	۴۱
شکل ۳-۷: شماتیک از مسیر چاه چند شاخه‌ای مدل‌سازی شده ..... ۴۴	۴۴
شکل ۳-۸: نامگذاری چاه چند شاخه‌ای مدل سازی شده ..... ۴۵	۴۵
شکل ۳-۹: شماتیک سیستم بهره برداری هیدروکربور و محل محاسبات بر حسب <i>IPR</i> و <i>VLP</i> ..... ۵۱	۵۱
شکل ۳-۱۰: پنجره اصلی نرم افزار که بخش‌های مختلف آن در شکل مصور است ..... ۵۲	۵۲
شکل ۳-۱۱: قسمت تنظیمات نرم افزار و انتخاب نوع مدل ..... ۵۳	۵۳
شکل ۳-۱۲: بخش تعریف سیال مخزن ..... ۵۴	۵۴
شکل ۳-۱۳: بخش وارد کردن داده‌های تجهیزات چاه ..... ۵۴	۵۴
شکل ۴-۱: شماتیک چاه در تکمیل <i>Monobore</i> ..... ۵۹	۵۹

شکل ۴-۲: نحوه رفتار سیال مخزن تحت شرایط دما و فشاری طی مراحل تولید	۶۴
شکل ۴-۳: نمونه‌هایی از منحنی پوش فازی برای نفت خام سنگین و سبک و گاز میانی و تر	۶۵
شکل ۴-۴: منحنی پوش فازی بدست آمده از داده‌های $PVT$ در معادله حالت پایدار	۶۵
شکل ۴-۵: شاخه‌های رابط بین نقطه گره، اتصال، تکمیل چاه چند شاخه‌ای با هندسه چهاربر	۶۹
شکل ۴-۶: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه‌های جانبی با هندسه چهاربر (دید از کنار)	۶۹
شکل ۴-۷: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه‌های جانبی با هندسه چهاربر (دید از بالا)	۷۰
شکل ۴-۸: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه‌های جانبی با هندسه چهاربر (دید از جلو)	۷۰
شکل ۴-۹: پنجره مربوط به انتخاب مدل و عملکرد جریان درونریز مخزن <i>PROSPER</i>	۷۱
شکل ۴-۱۰: نمودار عملکرد جریان درون ریز کل و لایه‌های مجزا با چاه چند شاخه‌ای چهاربر	۷۲
شکل ۴-۱۱: نمودار عملکرد چاه و مخزن مدل سازی شده در چاه چند شاخه‌ای با هندسه چهاربر	۷۳
شکل ۴-۱۲: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه‌های جانبی با هندسه دو شاخه (دید از جلو)	۷۵
شکل ۴-۱۳: نمودار عملکرد جریان درون ریز کل و لایه‌های مجزا با چاه چند شاخه‌ای دو شاخه	۷۶
شکل ۴-۱۴: نمودار عملکرد چاه و مخزن مدلسازی شده در چاه چند شاخه‌ای با هندسه دو شاخه	۷۷
شکل ۴-۱۵: تاثیر اندازه لوله مغزی بر روی ظرفیت تولید	۷۹
شکل ۴-۱۶: تاثیر فشار سرچاهی بر روی دبی تولیدی از چاه و مخزن	۸۱
شکل ۴-۱۷: شماتیک پدیده مخروطی شدن آب در مخزن گازی	۸۱
شکل ۴-۱۸: تاثیر درصد آب تولیدی بر روی دبی تولید	۸۲
شکل ۴-۱۹: چاه محدود شده با جریان درون ریز	۸۳
شکل ۴-۲۰: شمایی از نتیجه عملیات تحریک چاه و تاثیر آن روی نمودار فشار	۸۴
شکل ۴-۲۱: نمودار عملکرد چاه و مخزن مدل سازی شده در چاه با هندسه دو شاخه	۸۵

## فهرست جداول

### صفحه

### عنوان

جدول ۴-۱: شرایط مخزنی میدان مورد مطالعه ..... ۶۰	.....
جدول ۴-۲: مشخصات اولیه مدل ..... ۶۳	.....
جدول ۴-۳: داده های وارد شده در قسمت <i>PVT</i> ..... ۶۳	.....
جدول ۴-۴: داده های پیمایش انحراف چاه ..... ۶۴	.....
جدول ۴-۵: داده های تجهیزات داخل چاه ..... ۶	.....
جدول ۴-۶: اطلاعات گرادیان زمین گرمایی ..... ۶۶	.....
جدول ۴-۷: اطلاعات مربوط به عمق نقطه گره ..... ۶۷	.....
جدول ۴-۸: اطلاعات مربوط به عمق نقطه اتصال ..... ۶۸	.....
جدول ۴-۹: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه <i>K1</i> ..... ۶۸	.....
جدول ۴-۱۰: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه <i>K2</i> ..... ۶۸	.....
جدول ۴-۱۱: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه <i>K3</i> ..... ۶۸	.....
جدول ۴-۱۲: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه <i>K4</i> ..... ۶۸	.....
جدول ۴-۱۳: اطلاعات وارد شده برای لایه ها ..... ۷۲	.....
جدول ۴-۱۴: داده های مربوط به پیمایش انحراف شاخه ۱ ..... ۷۳	.....
جدول ۴-۱۵: داده های مربوط به پیمایش انحراف شاخه ۲ ..... ۷۳	.....

## عَلَائِمُ وَالْخَصَارَاتُ

$^{\circ}\text{API}$	<i>API gravity of stock tank oil</i>	$p_{sc}$	<i>standard pressure, 14.7 psia</i>
$bbl/d$	<i>Barrels per day</i>	$P_t$	<i>tubing pressure, psia</i>
$B_o$	<i>formation volume factor of oil, rb/stb</i>	$p_{tf}$	<i>flowing tubing head pressure, psig</i>
$B_w$	<i>formation volume factor of water, rb/bbl</i>	$p_{up}$	<i>pressure upstream the choke, psia</i>
$C_A$	<i>drainage area shape factor</i>	$p_{wh}$	<i>upstream (wellhead) pressure, psia</i>
$d$	<i>diameter, in.</i>	$p_{wf}$	<i>flowing bottom hole pressure,</i>
$f_{hi}$	<i>flow performance function of the vertical section of lateral i</i>	$p_{wfi}$	<i>the average flowing bottom-lateral pressure in lateral i</i>
$f_{Li}$	<i>inflow performance function of the horizontal section of lateral i</i>	$\Delta P$	<i>pressure drop, lbf=ft<sup>2</sup></i>
$f_{Ri}$	<i>flow performance function of the curvilinear section of lateral i</i>	$\Delta p_f$	<i>frictional pressure drop, psia</i>
$GOR$	<i>producing gas-oil ratio, scf/stb</i>	$\Delta p_h$	<i>hydrostatic pressure drop, psia</i>
$J$	<i>productivity of fractured well, stb/d-psi</i>	$Q$	<i>volumetric flow rate</i>
$k$	<i>permeability of undamaged formation, md</i>	$Q_G$	<i>gas production rate, scf/day</i>
$k_H$	<i>the average horizontal permeability, md</i>	$Q_o$	<i>oil production rate, bbl/day</i>
$k_{ro}$	<i>the relative permeability to oil</i>	$q_{total}$	<i>total liquid flow rate, bbl/day</i>
$k_V$	<i>vertical permeability, md</i>	$Q_w$	<i>water production rate, bbl/day</i>
$MMscf$	<i>Million standard cubic feet</i>	$q_{wh}$	<i>flow rate at wellhead, stb/day</i>
$P$	<i>pressure, lb=ft<sup>2</sup>, psia</i>	$R$	<i>producing gas-liquid ratio, Mcf/bbl</i>
$p_{hf}$	<i>wellhead flowing pressure, psia</i>	$R_c$	<i>radius of hole curvature, in.</i>
$p_{hf_i}$	<i>flowing pressure at the top of lateral i, psia</i>	$\text{Stb}/\text{day}$	<i>Stock tank barrels per day</i>
$p_i$	<i>initial reservoir pressure, psia,</i>	$S$	<i>skin factor, or choke size, 1/64in.</i>
$p_{kf_i}$	<i>flowing pressure at the kick-out-point of lateral i, psia</i>	$\gamma_g$	<i>gas-specific gravity, air <math>1/4</math> 1</i>
$p_s$	<i>surface operating pressure, psia,</i>	$\gamma_o$	<i>oil specific gravity, water <math>1/4</math> 1</i>

فصل اول

## مقدمه و شرح مختصری بر تحقیق

## ۱-۱ مقدمه

امروزه روش‌های رایج تولید از مخازن هیدرورکربوری در جهان بسیار متنوع می‌باشد. در بسیاری از کشورها تولید از مخازن نفت و گاز واقع در خشکی<sup>۱</sup> با فشار نرمال همچنان به وسیله چاههای متداول تک‌شاخه<sup>۲</sup> انجام می‌شود که البته استفاده از این روش هزینه و ریسک کمی دارد و برای مخازن عادی روشی مقرن به صرفه می‌باشد. روش تولید از مخازن هیدرورکربوری در نقاط مختلف دنیا بستگی به نوع مخزن، شرایط محیطی، انرژی و نوع سیال مخزن و ... دارد. در بعضی مخازن هیدرورکربور، سیال توسط فشار خود مخزن به سطح می‌رسد و تولید می‌شود و در بعضی مخازن که فشار مخزن برای رساندن سیال به سطح زمین کافی نمی‌باشد از روش‌های ثانویه مثل تزریق آب یا گاز و بعضًا از روش‌های ثالثیه مثل فرازآوری مصنوعی، تزریق  $CO_2$ ، تزریق مواد پلیمری، روش‌های میکروبی و یا حرارتی استفاده می‌شود<sup>[۱]</sup>.

در نوع دیگری از مخازن مثل کشور کانادا که حاوی نفت سنگین هستند از روش‌های حرارتی برای تولید استفاده می‌شود. اما در میادین فراساحلی<sup>۳</sup> مثل خلیج مکزیک یا آبهای عمیق<sup>۴</sup> دریای شمال و بخصوص در کشور نروژ تولید با چاههای چند شاخه‌ای و هوشمند به عنوان یک روش انتخابی جدید در هنگام توسعه میادین نفت و گاز شناخته شده است که باعث افزایش تولید و از طرفی کاهش هزینه‌های عملیاتی شده است<sup>[۲]</sup>. اغلب این نوع از چاهها برای صرفه‌جویی هزینه حفاری در جاهای که محدودیت پلتفرم است و یا حفاری جداگانه هدف‌های مخزنی<sup>۵</sup> (مکان‌های حاوی هیدرورکربور) توسط چاههای عمودی (متداول) غیر اقتصادی است، حفاری می‌شوند.

در کشور ما نیز تولید از مخازن همچنان به وسیله چاههای متداول تک‌شاخه انجام می‌شود که در مخازن واقع در خشکی با فشار نرمال، روشی اقتصادی است. اما در میادین فراساحلی مثل میدان

<sup>1</sup> Onshore

<sup>2</sup> Monobore

<sup>3</sup> Offshore

<sup>4</sup> Deep Waters

<sup>5</sup> Reservoir Targets

پارس جنوبی که ساختار مخزن به صورت چندلایه<sup>۱</sup> (شامل زون‌های تولیدی K1 و K2 و K3 و K4 که توسط لایه‌های انیدریت از هم جدا شده‌اند) می‌باشد، نیاز به استفاده از فناوری‌های جدید برای افزایش تولید از مخازن و کاهش هزینه‌های حفاری و بهره‌برداری می‌باشد. استفاده از چاه‌های چند شاخه‌ای یکی از فناوری‌های توسعه یافته حال حاضر در صنعت نفت و گاز می‌باشد. مزیت اصلی چاه‌های چند شاخه‌ای<sup>۲</sup> نسبت به چاه‌های معمولی در این است که با حفر یک حلقه چاه و ایجاد شاخه‌های متعدد هزینه حفاری در ازای برداشت بسیار کاهش می‌یابد [۳].

با پیشرفت روز افزون تکنولوژی چاه‌های چند شاخه‌ای و هوشمند در صنعت نفت و گاز، این تکنولوژی برای بهره‌برداری با بازدهی بیشتر از مخازن هیدروکربن در کشورهای مختلف جهان بکار گرفته شده است و استفاده آن در میادین نفت و گاز با پتانسیل تولیدی بالا امری متدائل شده و از نظر اقتصادی مهم می‌باشد.

برای اولین بار در دهه ۱۹۹۰ میلادی پیشرفت‌هایی در روش‌های حفاری به وجود آمد که اجازه حفاری و تکمیل تعداد بیشتری از چاه‌ها را با شاخه‌های جانبی می‌داد که از جمله آنها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد [۲].

▪ در سال ۱۹۹۳ اولین چاه چند شاخه‌ای سطح ۳ توسط شرکت شل در کانادا<sup>۳</sup> به انجام

رسید که در این روش تکمیل چاه، حفره اصلی لوله جداری و سیمانکاری شده اما حفره جانبی فقط لوله جداری گذاری شده و سیمانکاری نمی‌شود.

▪ در سال ۱۹۹۴ اولین چاه چند شاخه‌ای سطح ۴ توسط شرکت شل در کانادا انجام شد

که در این روش حفره اصلی و حفره جانبی لوله جداری گذاری و سیمانکاری می‌شود و مزیت این تکمیل نسبت به تکمیل‌های سطح پایین‌تر این است که باعث ایجاد یکپارچگی

<sup>1</sup> Multi Layer

<sup>2</sup> Multilateral Well (MLW)

<sup>3</sup> Shell, Alberta, Canada.

مکانیکی<sup>۱</sup> در اتصال حفره اصلی و حفره جانبی می‌شود.

در سال ۱۹۹۵ اولین چاه چند شاخه‌ای سطح ۵ توسط شرکت بی پی در خلیج مکزیک<sup>۲</sup>

انجام شد که در این روش تکمیل علاوه بر یکپارچگی مکانیکی، یکپارچگی فشار در اتصال حفره اصلی و حفره جانبی به وجود می‌آید و تولید سیال از شاخه‌ها بجای تولید مختلط می‌تواند به صورت جداگانه و انتخابی<sup>۳</sup> باشد.

در سال ۱۹۹۶ اولین عملیات مداخله<sup>۴</sup> درون لوله مغزی چند شاخه‌ای<sup>۵</sup> صورت گرفت که توسط آن بدون نیاز به بیرون آوردن تکمیل از چاه، امکان دسترسی به داخل حفره اصلی و جانبی برای عملیات تعمیری<sup>۶</sup> پس از تکمیل چاه به وجود آمد.

در سال ۱۹۹۶ پیشرفت اصطلاحات و قواعد فنی تخصصی چند شاخه‌ای<sup>۷</sup> (TAML) شکل گرفت که قسمتی از این قواعد به طور خلاصه و شماتیک در شکل ۱-۱ آمده است و در فصل ۲ به توضیح بیشتر آن پرداخته می‌شود.

و از سال ۱۹۹۸ با ظهر تکنولوژی چاههای هوشمند و استفاده آن در چاههای چند شاخه‌ای (در آخر فصل دوم مختصراً به آن اشاره شده است) تولید از مخازن هیدروکربوری وارد مرحله‌ی جدیدی شد که تا به امروز توسعه و پیشرفت چشمگیری داشته است.

از کارهایی که در این زمینه تا به امروز انجام گرفته است، می‌توان به استفاده از روش‌های ارزیابی اقتصادی و تولیدی را برای تسريع در تجاری کردن<sup>۸</sup> چاههای هوشمند و چند شاخه‌ای توسط راموس<sup>۹</sup> و اندرسون<sup>۱۰</sup> در سال ۲۰۰۵ اشاره کرد [۴].

<sup>1</sup> Mechanical Integrity

<sup>2</sup> BP, Gulf of Mexico, US

<sup>3</sup> Selective

<sup>4</sup> Intervention or Re-entry

<sup>5</sup> Through-tubing multilateral intervention

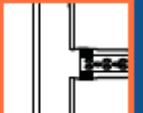
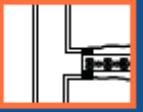
<sup>6</sup> Work Over

<sup>7</sup> Technical Advancement of Multi-Laterals

<sup>8</sup> Commercialisation

<sup>9</sup> Ramos

<sup>10</sup> Anderson

TAML CLASSIFICATION SYSTEM		
<b>TAML Complexity Ranking<sup>†</sup></b>		
Level	Description	Illustration
<b>1</b>	<b>Open / Unsupported Junction</b> Barefoot main bore & lateral or slotted liner hung off in either bore	 or 
<b>2</b>	<b>Main Bore Cased &amp; Cemented*, Lateral Open</b> Lateral either barefoot or with slotted liner hung off in open hole	 or 
<b>3</b>	<b>Main Bore Cased &amp; Cemented*, Lateral Cased but Not Cemented</b> Lateral liner anchored to main bore but not cemented at junction	
<b>4</b>	<b>Main Bore &amp; Lateral Cased &amp; Cemented*</b> Both bores cemented at the junction	 or 
<b>5</b>	<b>Pressure Integrity at the Junction</b> Straddle packers or (integral) mechanical casing seal (may or may not be cemented)	
<b>6</b>	<b>Pressure Integrity at the Junction</b> Achieved with the casing (cement alone is not acceptable) (includes reformable junctions and downhole splitters)	

شکل ۱-۱: رتبه بندی از لحاظ پیچیدگی قواعد فنی تخصصی چند شاخه‌ای [۱].

همچنین در سال ۲۰۰۸ آقاییان جبار تیاب<sup>۱</sup> و بوکابا یوسف<sup>۲</sup> در مقاله‌ای افزایش تولید نفت را با استفاده از چاههای چند شاخه‌ای در میدان چندلایه‌ای<sup>۳</sup> واقع در الجزایر گزارش کردند<sup>[۵]</sup> و در سال ۲۰۱۰ آقایان برت لارنس<sup>۴</sup> و مایک زیمرمن<sup>۵</sup> از شرکت هالیبرتون<sup>۶</sup> با ارائه مقاله‌ای کاهش هزینه‌های

<sup>1</sup> Djebbar Tiab

<sup>2</sup> Boughaba Youcef

<sup>3</sup> Multi Layer

<sup>4</sup> Brett Lawrence

<sup>5</sup> Mike Zimmerman

<sup>6</sup> Halliburton

سرمایه گذاری<sup>۱</sup> در توسعه میدان دریایی<sup>۲</sup> شمال غرب فلات استرالیا، که در آن با استفاده از یک سیستم اتصال چاههای چند شاخه‌ای، حفاری ۱۸ حلقه چاه تک شاخه با ۹ حلقه چاه چند شاخه‌ای

جایگزین شد و باعث صرفه‌جویی قابل ملاحظه‌ای در هزینه‌ها و زمان عملیات شده بود [۶].

و در سال ۲۰۱۱ آقای کرامپتون<sup>۳</sup> و آقای حبیب‌الله<sup>۴</sup> به شبیه‌سازی مخزن و طراحی هندسی چاههای چند شاخه‌ای و اصلاح تجهیزات کنترل جریان ورودی<sup>۵</sup> (ICD) برای بررسی بیشترین سطح تماس با مخزن<sup>۶</sup> در یک میدان پرداختند [۷].

در کشور ایران نیز برای نخستین بار در چاه شماره ۵۰ میدان نفتی میدان جفیر، حفاری به صورت افقی با دو شاخه و در مجموع طول دو هزار و ۱۲۸ متر تا عمق نهایی ۴۴۶۷ متر با موفقیت انجام شد. این چاه به منظور تولید از سازند ایلام میدان نفتی جفیر حفاری شد و طبق برنامه ریزی انجام شده هر دو شاخه (حفره اصلی با طول افقی ۸۲۸ متر و شاخه فرعی افقی به طول ۱۳۰۰ متر و در مجموع ۲۱۲۸ متر) با موفقیت به هدف رسید. عملیات حفاری این چاه در روز ۲۹ خرداد سال ۱۳۸۸ و پس از حفاری تا عمق ۳۲۰۱ متری (درون سازند روک) و گرفتن نمودارهای مورد نیاز توسط سیمان تا عمق ۲۷۳۰ متر و درون سازند ایلام آغاز شد. با تمهیدات مطلوب به کار گرفته شده حفر چاه کاملاً ایده آل انجام و نمودارهای ارزیابی مخزن نیز درون آن رانده شد و پس از حفاری حفره دوم، حفره اصلی با موفقیت تا انتهای چاه تمیزسازی شد و حفاری طبق برنامه ریزی مورد نظر به پایان رسید. در این عملیات صرفه جویی در وقت و هزینه، کاهش هدر رفت مواد نفتی، جلوگیری از جابجایی دکلهای حفاری و افزایش تولید، از جمله اهداف اجرای این برنامه شمرده شده است [۸].

امروزه شرکت‌های عملیاتی در صنعت نفت و گاز توجه خود را بر روی بهینه سازی تولید، کاهش هزینه و افزایش بازیابی نفت قرار داده‌اند. بدین منظور حفر چاههای چند شاخه‌ای گسترش

<sup>۱</sup> CApital Expenditures (CAPEX)

<sup>۲</sup> Subsea Development

<sup>۳</sup> Crumpton

<sup>۴</sup> Habiballah

<sup>۵</sup> Inflow control device

<sup>۶</sup> Maximum reservoir contact (MRC)

زیادی پیدا کرده است. از نظر تعداد چاههای چند شاخه‌ای، شرکت هالیبرتون که در سال ۱۹۹۳ تکمیل چاههای چند شاخه را شروع کرد تا سال ۲۰۰۰ بیش از ۲۵۰ اتصال را با تکنولوژی پایین<sup>۱</sup> (۷۵٪ آن‌ها در خشکی بود)، انجام داد و در طول دوره ۲۰۰۱ تا ۲۰۱۱ بیش از ۷۲۰ اتصال را با تکنولوژی بالا<sup>۲</sup> که ۳۵٪ آن‌ها در دریا بود، تکمیل کرد که یکی از آنها عمیقترین اتصال سطح ۵ جهان با عمق بیش از ۶۹۰۰ متر در دسامبر سال ۲۰۱۰ در کشور نروژ بود [۹].

بهینه‌سازی طراحی و مشخصات چاه، تاثیر اساسی بر دبی تولید هیدروکربن از مخزن دارد. طراحی چاه با توجه به قابلیت‌های مخزن نکته بسیار مهمی در دست‌یابی به تولید بهینه می‌باشد. از عواملی که می‌تواند در بهینه‌سازی طراحی استفاده شوند؛ نوع و هندسه چاه، قطر لوله مغزی و فشار سرچاهی و ... می‌باشند [۷].

## ۲-۱ ضرورت انجام تحقیق

با وجود منافع بالقوه و اثبات شده چاههای هوشمند و چند شاخه‌ای، هنوز درک غالب این است که این فن‌آوری برای رسیدن به سطح بالاتر تولید، بیش از حد پیچیده و ریسک بالایی دارد، در حالی که این فن‌آوری دارای پتانسیل قابل توجهی برای کاهش هزینه‌ها در پایان برنامه‌های بالادستی نفت و گاز می‌باشد. واقعیت این است که منافع اقتصادی و تولیدی در برنامه‌های کاربردی استفاده از این فن‌آوری وجود دارد، اما اثبات آن یک چالش را مطرح کرده است. با استناد به شرکت‌های پیشتاز در این فناوری، حرکت به سمت چاههای هوشمند و چند شاخه‌ای و استفاده از این فناوری ارزش بالقوه‌ای از جمله؛ کاهش هزینه حفاری، به حداقل رساندن هزینه‌های مداخله، بهینه‌سازی تولید و افزایش برداشت را دارد. کاهش هزینه را می‌توان به آسانی برای توجیه نصب موفقیت‌آمیز این فن‌آوری اندازه‌گیری و تخمین زد. با این حال، با وجود بیشتر شدن تقاضا برای تولید، تاکنون ارزیابی این فن‌آوری بدون استفاده مانده است [۴].

<sup>1</sup> Low technology ( levels 2 and 3)

<sup>2</sup> High technology ( levels 4 and 5)

با وجود اینکه بیش از یک دهه از آغاز رقابت ایران و قطر برای توسعه پارس جنوبی می‌گذرد، تا به حال حفاری چاه چند شاخه‌ای در میدان گازی پارس جنوبی انجام نشده است، اما در دستور کار شرکت ملی نفت می‌باشد [۱۰].

با بهبود و توسعه روش فوق، می‌توان تولید را در میدان پارس جنوبی یا سایر میدین هیدروکربوری کشورمان بطور قابل ملاحظه‌ای افزایش داد و این امر موجب می‌شود تا بتوان در کوتاه‌ترین زمان ممکن ظرفیت تولید را افزایش داد.

### ۳-۱ اهداف و روش تحقیق

هدف اصلی از انجام این تحقیق بررسی تاثیر هندسه چاه در طراحی، نشان دادن اجزاء تاثیر گذار آن بر دبی تولید چاه و بدست آوردن مشخصات بهینه آنها و سپس ارائه مدل پیشنهادی چاه برای تولید بهینه می‌باشد. همچنین در این تحقیق سعی می‌شود تا عوامل اصلی در تکمیل یک چاه تولیدی گازی مورد بررسی قرار گیرد. نکته مهم در این راستا بررسی دقیق مخزن مورد نظر، شامل تراوایی، تخلخل، نوع سازند و ... به نحوی است که بتوان با توجه به مشخصات مخزن بهترین ساختار چاه چند شاخه‌ای را برای بیشترین تولید و با کمترین هزینه پیشنهاد نمود.

برای این کار دو چاه چند شاخه‌ای تولیدی با اجزاء و هندسه مختلف در مخزن برای بهینه‌سازی تولید طراحی می‌شود. سپس با توجه به مشخصات مخزن گازی، برای این چاهها میزان گاز و میزانات گازی تولیدی با هم مقایسه خواهند شد و با یک تحلیل اقتصادی مدل بهینه انتخاب می‌شود و با استفاده از نرم افزار بهره‌برداری و کارایی سیستم<sup>۱</sup> PROSPER [۱۱]، (که در فصل سوم معرفی شده است) و آنالیز گره‌ای مشخصات تولید بهینه از چاه بررسی خواهد شد.

<sup>۱</sup> Production and Systems PERformance

## ۴-۱ ساختار پایان نامه

این پایان نامه شامل پنج فصل به شرح زیر می باشد:

فصل اول شامل مقدمه و شرح مختصری بر تحقیق همراه با ضرورت و اهداف مطالعه می باشد. فصل دوم شامل معرفی چاههای چند شاخه‌ای و کاربرد آن در مخازن هیدروکربوری و نحوه طراحی، حفاری و تکمیل آن‌ها می باشد. فصل سوم شامل آشنایی با آنالیز گره‌ای و مباحث مورد نیاز و همچنین آشنایی مختصری با نرم افزار *PROSPER* و نحوه محاسبات مربوط در چاههای چند شاخه‌ای می باشد. در فصل چهارم مدل‌سازی‌هایی که مربوط به چاه چند شاخه‌ای و بهینه سازی پارامترهای موثر در تولید چاه در میدان پارس جنوبی است، مورد بررسی و آنالیز قرار می گیرد. فصل پنجم، شامل نتایج و پیشنهادات می باشد.

## فصل دوم

# چاههای چند شاخه‌ای و کاربرد آن در مخازن هیدروکربوری

## ۱-۲ مقدمه

با بیشتر شدن تقاضای جهانی برای مصرف سوخت و منابع انرژی بخصوص در زمینه نفت و گاز، در کشور ما نیز که یکی از بزرگترین صادر کننده‌های نفت جهان است، نیاز به افزایش تولید امری ضروری می‌باشد. در حال حاضر استفاده از روش‌های برداشت اولیه و ثانویه برای جوابگویی به این درخواست استفاده می‌شود<sup>[۱۲]</sup>، اما در بعضی از موارد برای نیل به این هدف استفاده از گزینه‌ها و روش‌های جدید و بهتر برای این کار مناسب‌تر می‌باشد.

چاه‌های چند شاخه‌ای با هزینه بیشتری از چاه‌های معمولی و افقی حفر می‌شوند، ولی حجم برداشت از مخزن و فاکتور بازیابی بیشتری نسبت به دو روش دیگر دارند که در توجیه اقتصادی این روش تاثیر زیادی دارد<sup>[۴]</sup>. در این فصل ابتدا به معرفی چاه‌های چند شاخه‌ای و سپس روش‌های رایج تکمیل چاه‌های چند شاخه‌ای و در آخر کاربرد تجهیزات کنترل جریان ورودی (ICD) و تکمیل چاه‌های هوشمند با استفاده از وسائل ته چاهی و کنترل سیستم<sup>۱</sup> (DIACS) می‌پردازیم.

## ۲-۲ تاریخچه پیدایش چاه‌های چند شاخه‌ای

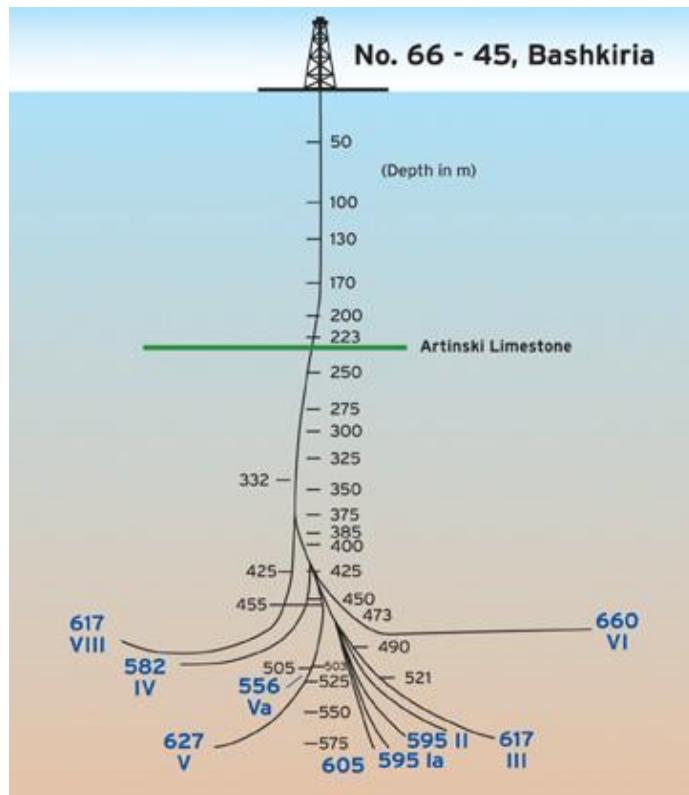
اولین چاه چند شاخه‌ای (چندجهتی) در سال ۱۹۵۳ در میدان باشکرا<sup>۲</sup> در جنوب روسیه با طراحی مهندس «الکساندر میخایلویچ گریگوریان» حفر شد. این چاه به منظور سطح تماس بیشتر با مخزن حفاری شد. در این حفاری با استفاده از یک توربو دریل<sup>۳</sup>، چاه ۶۶-۴۵<sup>۳</sup> برای نفوذ به مخزن ریفی کربناته حفاری شد. حفاری این چاه به صورت دستی و بدون ویپ استوک یا پل سیمانی بوده است و وقتی به ناحیه تولیدی رسید، ۹ شاخه چاه در اعماق و در جهت‌های مختلف با طول زیاد به شکل ریشه‌های یک درخت حفاری شد. هنگامی که چاه مذکور با ۹ شاخه مورد تولید قرار گرفت، در مقایسه با چاه‌های دیگر همان میدان نفتی، تولید آن ۱۷ برابر (۷۷۵ بشکه در روز) بیشتر از بقیه چاه-

<sup>1</sup> Downhole Instrumentation and Control Systems

<sup>2</sup> Bashkira Field

<sup>3</sup> Turbo drill

ها بود در حالی که هزینه آن فقط  $1/5$  برابر بیشتر از چاه های معمولی بود. البته این روش و تجهیزات تکمیل آن، تنها برای شرایط محدودی مناسب بود [۱۳]. در شکل ۱-۲ نمایی از این چاه مشاهده می شود.



شکل ۱-۲: اولین طراحی پدر تکنولوژی چند شاخه ای [۱۳].

### ۳-۲ چاه چند شاخه چیست؟

چاه های چند شاخه (MLW) چاه هایی واحد با یک یا چندین چاه انحرافی<sup>۱</sup> فرعی از چاه مادر<sup>۲</sup> هستند. تولید از چاه های چند شاخه ای را تولید مختلط می گویند. اتصال چاه های چند شاخه با سیستم طبقه بندی سطح<sup>۳</sup> (TAML) انجام می شود. این سیستم طبقه بندی، ساختار و یکپارچگی فشار<sup>۴</sup> در اتصال<sup>۵</sup> شاخه های چاه های چند شاخه را شرح می دهد.

این اتصال ممکن است به صورت حفره باز، سیمان شده، یک قسمت از رشته لوله تکمیل یا

<sup>1</sup> Sidetracks

<sup>2</sup> Mother well

<sup>3</sup> Technical Advancement of Multilaterals (TAML)

<sup>4</sup> Pressure integrity

<sup>5</sup> Junction

قسمتی از لوله جداری باشد که مزایا و معایب به کارگیری این چاهها به شرح ذیل می باشند [۱۳]:

### ۱-۳-۲ مزایا

از میان مزایای این روش می توان به موارد زیر اشاره کرد:

الف- ضریب بهره دهی بیشتر

ب- زه کشی لایه های نسبتاً نازک

ج- کاهش مخروطی شدن آب و گاز

د- دبی بالای تزریق چاه های افقی با طول زیاد در برداشت های ثانویه

ه- امکان تخلیه بسته های نفتی و گازی<sup>۱</sup> بیشتر که در ساختارهای زمین شناسی در مخازن هتروژن به صورت محاصره شده است.

### ۱-۳-۳ معایب

از میان معایب این روش می توان به موارد زیر اشاره کرد:

الف- ریسک زیاد اقتصادی مربوط به حفاری و تکمیل

ب- عملکرد دور از دسترس شیرهای ورودی جریان برای کنترل دبی های جریانی از نواحی و شاخه های چاه<sup>۲</sup>

ج- مشکل ایجاد خرده های حاصل از آسیا شدن<sup>۳</sup> لوله جداری در عملیات خروج از لوله جداری

د- حساس بودن به غیر یکنواختی ها و ناهمگونی ها<sup>۴</sup> (هم تنش و هم تراوایی)

ه- پیچیدگی حفاری، تکمیل و تکنولوژی تولید

و- تداخل جریان<sup>۵</sup> در شاخه های چاه

<sup>1</sup> Gas & Oil pockets

<sup>2</sup> Branches and zones

<sup>3</sup> Milling

<sup>4</sup> Heterogeneities and anisotropies

<sup>5</sup> Cross flow

### ۳-۳-۲ خطرات احتمالی

خطرات احتمالی اینگونه چاه ها نیز شامل موارد ذیل است [۱۳]:

الف- ناپایداری چاه<sup>۱</sup>

ب- گیر کردن لوله ها<sup>۲</sup>

ج- آسیب سازند<sup>۳</sup> در حین حفاری

د- ماندن در ناحیه تولیدی<sup>۴</sup>

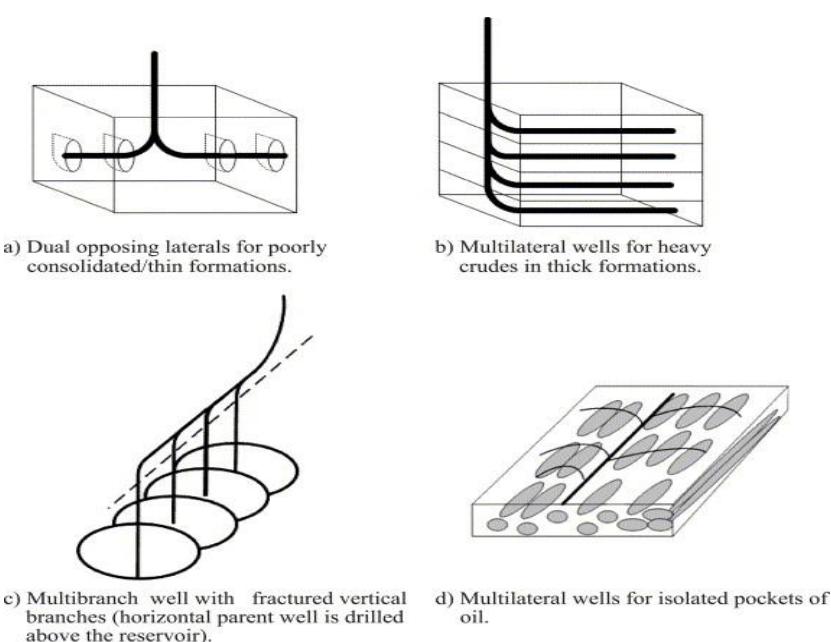
ه- جهت گیری مناسب در هنگام عملیات خروج از لوله جداری<sup>۵</sup>

و- جهت گیری ویپاستوک<sup>۶</sup> در چاه های موجود<sup>۷</sup> و ... می باشد.

### ۴-۳-۲ آرایش فضایی

هنده سه چاه های چند شاخه ای براساس آرایش فضایی آنها و تعداد شاخه ها نام گذاری می شود.

مانند شعاعی چهاربر، سه شاخه انباسته<sup>۸</sup> و ... شکل ۲-۲ هنده سه برخی از این چاه ها را نشان می دهد.



شکل ۲-۲ : هنده سه چاه های چند شاخه ای [۱۳]

<sup>۱</sup> Borehole instability

<sup>۲</sup> Stuck pipe

<sup>۳</sup> Drilling formation damage

<sup>۴</sup> Staying in the productive zone

<sup>۵</sup> Casing exit orientation

<sup>۶</sup> Whipstock

<sup>۷</sup> Existing wells

<sup>۸</sup> Stacked Tri-lateral, Radial Quadrilateral

در این موارد دو دسته طبقه بندی وجود دارد [۱۳]:

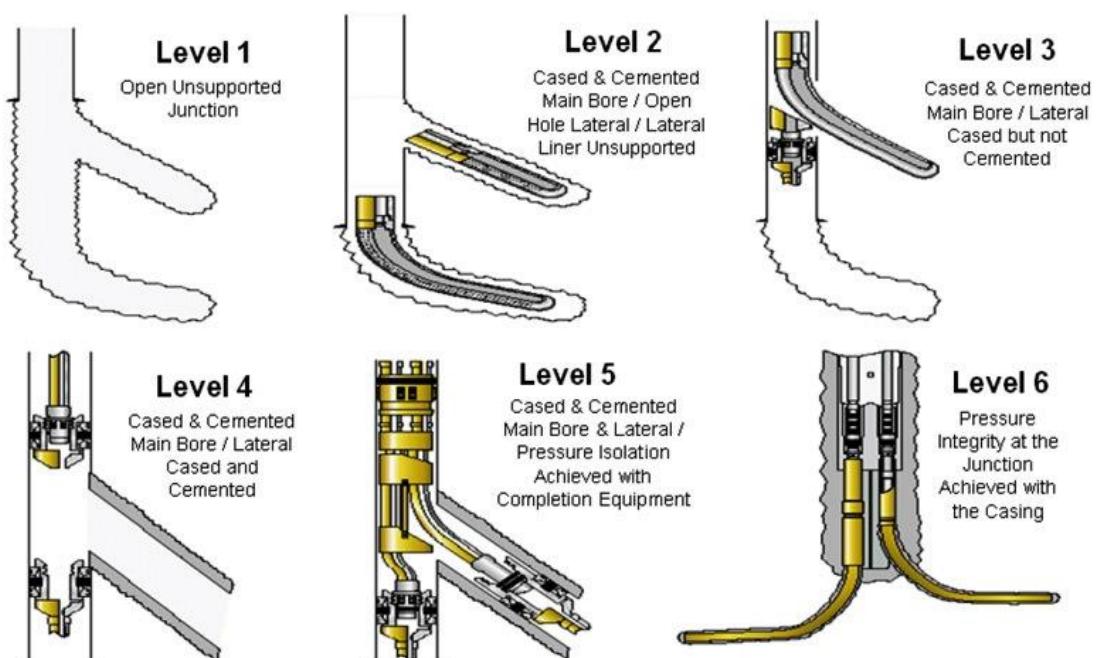
- رتبه بندی از نظر پیچیدگی
- طبقه بندی از نظر کارکرد

### ۱-۴-۳-۲ رتبه بندی از نظر پیچیدگی

یک عدد بین ۱ تا ۶، همانگونه که در شکل ۳-۲ نشان داده شده است، پیچیدگی اتصال چاه های چند شاخه را مشخص می کند.

### ۲-۴-۳-۲ طبقه بندی از نظر کارکرد

این طبقه بندی مشخصه های مهم چاه چند شاخه را با جزئیات تکنیکی بیشتر معرفی می کند که به دو قسمت تشریح چاه و تشریح اتصال تقسیم می شود.



شکل ۳-۲ : رتبه بندی از نظر پیچیدگی و طبقه بندی از نظر کارکرد در تکمیل چاه های چند شاخه ای [۱۳].

## ۴-۲ کاربرد چاه‌های چندشاخه‌ای در بهره‌برداری از مخازن

امروزه حفره‌های اصلی چاه و شاخه‌های جانبی آنها می‌تواند به طور قائم با زاویه‌های بالا یا به طور افقی برای برداشت از مخازن مختلف حفاری شوند، چاه‌های چند شاخه‌ای می‌توانند از حفره اصلی دارای یک شاخه یا چندین شاخه جانبی باشند.

شاخه‌های جانبی، همانند حفره‌های باز توسط لاینر با سیمان یا بدون سیمان تکمیل می‌شوند (لوله جداری به حفره اصلی متصل نمی‌شود). در دیگر طرح‌های تکمیل از مجموعه‌های مکانیکی برای ایجاد یک اتصال قوی و دسترسی انتخابی در نقاط اتصال بین لاینرهای جانبی و لوله جداری حفره اصلی استفاده می‌شود [۱۴].

تولید از شاخه‌های مجزا می‌تواند از طریق رشته‌های لوله‌های مغزی جداگانه با هم ترکیب شوند. امروزه چاه‌ها می‌توانند از تجهیزات تکمیل پیشرفته‌ای برای پایش (مونیتور کردن) و کنترل جریان از هر شاخه جانبی استفاده کنند، تماس بیشتر شاخه‌های جانبی با مخزن نسبت به یک چاه تک‌حفره‌ای تولید بیشتری را ایجاد می‌کند. در بعضی میدان‌ها، تکنولوژی چند شاخه‌ای مزیت‌های بیشتری نسبت به دیگر تکنولوژی‌های تکمیل (مانند چاه‌های قائم و افقی متداول یا تحریک شکستگی‌ها) دارد.

امروزه از این چاه‌ها به منظور حفاری بیش از یک مخزن یا سازندهای مختلف استفاده می‌شود و تنها وسیله اقتصادی تولید از قسمت‌های مجزا در یک مخزن و مخازن حاوی ذخیره محدود است. چاه‌های چند شاخه‌ای برای برداشت از مخازنی با شکستگی‌های طبیعی، سازندها و مخازن لایه‌ای مناسب است، چاه‌های زه‌کشی<sup>۱</sup> (با زاویه بالا یا افقی چندگانه، شکستگی‌های طبیعی بیشتری را قطع می‌کنند و غالباً تولید بهتری را نسبت به چاه‌های افقی تک حفره‌ای یا عملیات شکستن هیدرولیک<sup>۲</sup> ایجاد می‌کند [۳].

<sup>1</sup> Drain hole

<sup>2</sup> Hydraulic Fracturing

یک چاه چند شاخه‌ای باید در جایی مد نظر قرار گیرد که حفر چاه‌های افقی یا جهت‌دار مناسب باشد. چاه‌های جهت‌دار یا افقی چند شاخه‌ای سطح تماس حفره چاه را با مخزن بهینه می‌کنند و اجازه ایجاد جریان بالاتری را در افت فشارهای پایین تری نسبت به چاه‌های تک حفره‌ای قائم یا افقی می‌دهند. چاه‌های چند شاخه‌ای، افت فشار اصطکاکی هنگام تولید را با پخش جریان ورودی در میان دو یا چند شاخه‌های جانبی کوچک‌تر را کاهش می‌دهند. برای مثال استفاده از شاخه‌های جانبی مخالف هم<sup>۱</sup> [شکل (۲-۲)(a)]، در مقایسه با یک چاه افقی تک حفره‌ای که نرخ تولید و سطح تماس یکسانی دارد، باعث افت فشار اصطکاکی کمتری می‌شود.

چاه‌های چند شاخه‌ای نیاز به سرمایه‌گذاری اولیه بیشتری در تجهیزات دارد، اما به طور موثری با کاهش حفاری تعداد چاه‌های مورد نیاز، هزینه کل و همچنین هزینه‌های توسعه را همانند هزینه عملیاتی کم می‌کنند. همچنین این تکنولوژی، تجهیزات سرچاهی<sup>۲</sup>، پلاتfrm - رایزر و تجهیزات تکمیل زیردریایی را کاهش می‌دهد که در نتیجه باعث کاهش هزینه شده و مصرف دهانه حفره<sup>۳</sup> را روی پلاتfrm‌های دریایی یا قالب‌های زیر سطحی بهینه می‌کند. همچنین این چاه‌ها سایز پلاتfrm‌های خشکی و تأثیرهای زیست محیطی ناشی از عملیات حفاری را کاهش می‌دهند. هرچه حفره‌های اصلی در عملیات حفاری کاهش یابند، خطرات عملیات حفاری کاهش می‌یابد [۶].

چاه‌هایی با شاخه‌های جانبی چندگانه برای بهره‌برداری از مخازنی چون مخازن نفت سنگین، مخازن کم تراوا یا دارای شکستگی‌های طبیعی، سازندها و مخازن لایه‌ای، هیدروکربن‌های موجود در ساختارهای جداگانه یا ساختارهای چینه‌ای مختلف و مخازنی که افت فشار دارند، مناسب است.

در زون‌ها و مخازن لایه‌ای یا سازندهای ناهمگن (هتروژن)، چاه‌های با چندین شاخه جانبی تولید را با اتصال چند زون مجزا افزایش می‌دهد. تولید از چند زون، نرخ تولید را ثابت نگه داشته و عمر اقتصادی چاه‌ها و میدان‌ها را افزایش می‌دهد. در بلوکی که در آن حفر یک چاه تک‌حفره‌ای قابل

<sup>1</sup> Dual opposed

<sup>2</sup> Well head

<sup>3</sup> Slot

توجیه نیست، عملیات تکمیل به وسیله روش چند شاخه‌ای می‌تواند بخش‌های مختلف مخزن را به یکدیگر متصل کند [۱۴].

با استفاده از چاه‌های چند شاخه‌ای می‌توان از مخازنی که تحت تاثیر محیط رسوب‌گذاری، دیاژنز سازند و گسل‌ها به چند قسمت تقسیم شده‌اند، بهره‌برداری و تولید داشت [۵]. چاه‌های چند شاخه‌ای، توسعه مخازن کوچک، همچنین میدان‌هایی را که تولید از آنها با چاه‌های قائم و افقی معمولی ناممکن است، ممکن می‌کند. همچنین از چاه‌های چند شاخه‌ای برای بهره‌برداری از مخازن با فشار کم یا مخازن با افت فشار نیز استفاده می‌شود. شاخه‌های جانبی چندگانه با طول‌های متغیر در لایه‌های مختلف، حرکت قائم هیدروکربن و بازیابی ذخیره هیدروکربن را افزایش می‌دهند. این شاخه‌ها مخصوصاً در مخازن کم‌ضخامت نفتی، پوشش‌های گازی<sup>۱</sup>، مخروطی شدن سطح آب یا گاز با نفت<sup>۲</sup> را کاهش می‌دهند.

امروزه از چاه‌های چند شاخه‌ای برای اکتشاف و نمونه‌گیری در تعیین کیفیت مخازن افقی و تله‌های چینه‌شناسی نیز استفاده می‌شود (توصیف مخزن). با طراحی دو یا چند شاخه جانبی انشعابی از یک حفره اصلی، وسعت بیشتری از یک منطقه را می‌توان اکتشاف کرد. این روش انعطاف‌پذیری را هنگام توصیف مخزن افزایش می‌دهد [۱۵].

تکنولوژی‌های جدید، خطرها و پیچیدگی‌های فنی گوناگون دارد؛ بنابراین علاوه بر کاربردهای آن باید معایب آن را نیز بشمرد. عملیات تکمیل چاه‌های چند شاخه‌ای از نظر مکانیکی بسیار پیچیده‌تر از چاه‌های معمولی است و به ابزار‌آلات و سیستم‌های ته‌چاهی بستگی دارد. کنترل چاه در حین حفاری به روش چند شاخه‌ای یا عملیات تکمیل می‌تواند بسیار پیچیده باشد. همچنین خطرهای بیشتری در ارتباط با دسترسی به حفره چاه برای تعمیر یا مدیریت مخزن وجود دارد [۱۴].

<sup>1</sup> Cap Gas

<sup>2</sup> Conning Water or gas

## ۵-۲ تکمیل یک چاه چند شاخه‌ای

در تکمیل چاه‌های چند شاخه‌ای انتخاب‌های مختلفی وجود دارد. طراحی هر تکمیل، بستگی به نوع مخزن، مکانیسم رانش، خواص سیالات، شکل چاه و پیچیدگی‌های دیگر؛ مانند تولید ماسه و مخروطی شدن آب و گاز که ممکن است وجود داشته باشد، دارد. شاخه‌ها بصورت حفره باز یا بدون سیمان یا با لاینرهای سیمان شده تکمیل می‌شوند. طراحی‌های دیگر مجموعه‌های مکانیکی را برای ایجاد یکپارچگی فشار<sup>۱</sup> در اتصال و دسترسی انتخابی<sup>۲</sup> به اتصال‌ها بکار می‌گیرند.

در چاه‌های چند شاخه‌ای، بعضی اجزاء، به عنوان مکمل تکمیل، طراحی شده‌اند. از آنجایی که اجزاء تکمیل به اینصورت مشخص می‌شوند که چه چیز بعد از تکمیل اتصال در چاه قرار می‌گیرد بیشتر این اجزاء احتیاج به بررسی‌های ویژه و درخور چاه دارند. اجزائی که اجازه کنترل از راه دور هر شاخه جانبی مثل شیرهای کنترل جریان ورودی (یا وسایل کاهنده)<sup>۳</sup> مربوط به تکمیل هوشمند را می‌دهند باید بطور شایسته‌ای با اجزای اتصال چند شاخه‌ای برای اطمینان از سازگاری<sup>۴</sup> کامل تطبیق یافته باشد.

به گفته شرکت شولمبرژر<sup>۵</sup>: "ما در واقع اتصال را نصب نمی‌کنیم تا زمانی که بدانیم خود چاه مناسب است و ما آماده برای تکمیل آن هستیم" [۹]. چیزی که برای ما بیشترین اهمیت را دارد این است که بفهمیم بعد از اینکه اتصال نصب شود در چاه چه اتفاقی می‌افتد؟ آیا به صورت حفره باز با گراول پک است؟ دسترسی درون لوله تولیدی وجود دارد یا نیاز به تکمیل به روش هوشمند است؟ این نوع سوالات راه حل تکمیل چند شاخه را بوجود می‌آورد [۱۶].

<sup>1</sup> Pressure integrity

<sup>2</sup> Selective access

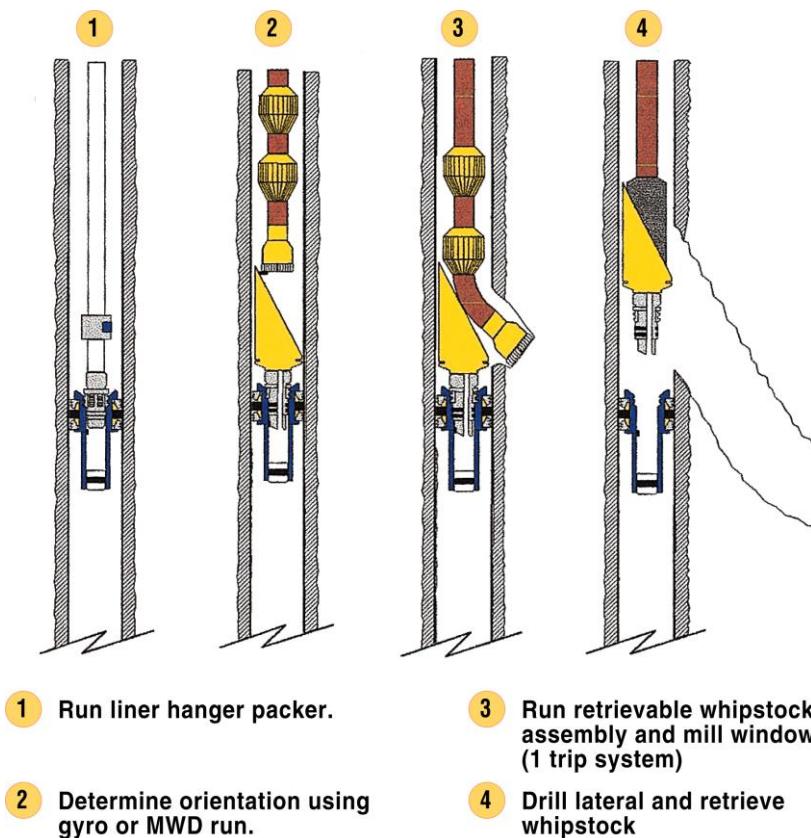
<sup>3</sup> Inflow control valves (or choking devices)

<sup>4</sup> Compatibility

<sup>5</sup> Schlumberger

## ۱-۵-۲ خروج از لوله جداری

قبل از پیشرفت تکنولوژی مداخله درون چاه، برای بررسی ایجاد یک مانع ناخواسته در چاه حاوی لوله جداری یا مسیر نامناسب چاه در مخزن، لازم بود که برای رسیدن به ناحیه تولیدی مورد نظر یک چاه دیگر حفاری شود. در موارد خیلی سخت، اگر حفاری چاه دیگر در مخزن مورد نظر قابل دستیابی نبود، سرانجام مخزن قابل دسترس نمی بود [۱۷]. در شکل ۱-۵-۲ ابزار آسیا کردن ته چاهی با ویپ استوک و مراحل ایجاد خروج از لوله جداری در چاههای چند شاخه ای قبل از مرحله نصب اتصال بصورت شماتیک نشان داده شده است.



شکل ۱-۵-۲ : ابزار آسیا کردن ته چاهی با ویپ استوک و مراحل ایجاد خروج از لوله جداری [۱۵].

همانطور که در شکل مشخص است، در مرحله اول پکر نگهدارنده لاینر به داخل چاه رانده می شود و در عمق مورد نظر قرار می گیرد، در مرحله دوم جهت گیری آن توسط ابزار جایرو<sup>۱</sup> یا ابزار

<sup>1</sup> Gyro Tools

اندازه‌گیری در حین حفاری<sup>۱</sup> انجام می‌شود. سپس در مرحله سوم ویپ استوک قابل بازیابی رانده می‌شود و پنجره خروج از لوله جداری آسیا می‌شود. و در مرحله چهارم شاخه جانبی حفاری و ویپ استوک بازیابی می‌شود.

پیشرفت در عملیات خروج از لوله جداری، از ضرورت برای رسیدن به یک ناحیه مخزن بدون حفاری یک حفره اصلی و چاه اضافی به وجود آمد. انجام خروج از لوله جداری برای تکمیل اتصال چند شاخه‌ای می‌تواند تعداد حفره‌ها<sup>۲</sup> روی سکوی حفاری و هزینه حفاری و تکمیل را کاهش دهد و اثر محیطی حفاری، تکمیل و تولید را کم کند. بطور خلاصه، تکنولوژی خروج از لوله جداری، تولید از نواحی چندگانه را با یک چاه و یک حفره اصلی تامین کرده است [۱۵].

## ۲-۵-۲ نصب اتصال

نگرانی در مورد قرارگیری و جهت‌گیری محوری و چرخشی انحراف دهنده درزبندی حفره، انگیزه‌ای در پشت تلاش برای ایجاد یک سیستم ویژه ترکیبی ویپ استوک و انحراف دهنده درزبندی حفره بود که به موجب آن در آغاز عملیات خروج از لوله جداری می‌باشد به درستی در مقابل پنجره خروج از لوله جداری قرار گیرد. یک مدل ترکیبی ویپ استوک و انحراف دهنده درزبندی حفره در شکل ۲-۶ نشان داده شده است.

با توجه به شکل مراحل خروج از لوله جداری و نصب اتصال لوله جداری چند شاخه را می‌توان در گام‌های زیر خلاصه کرد [۱۵]:

الف- نصب ترکیب ویپ استوک و انحراف دهنده درزبندی در حفره چاه اصلی با استفاده از یک انکر/پکر با پروفایل معین با یک عمق و جهت‌گیری مبنا.

ب- با استفاده از ابزار آسیا کردن ته چاهی یک پنجره خروج از لوله جداری و یک حفره باز کوتاه ساخته می‌شود.

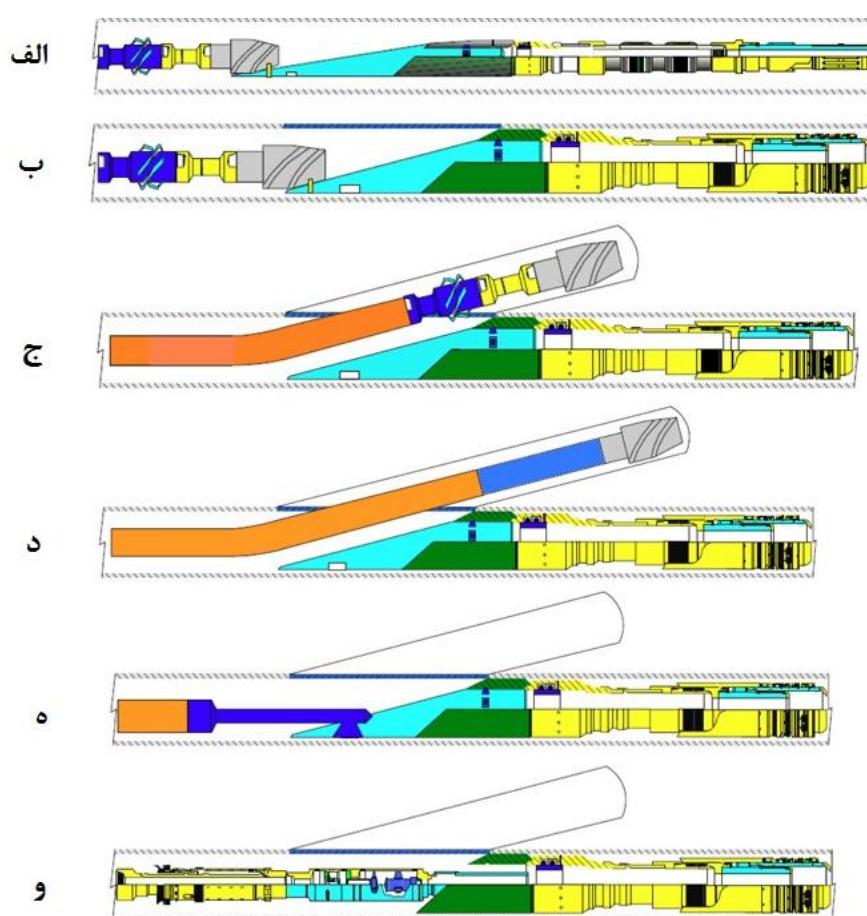
ج- قسمت حفره باز جانبی تا عمق مطلوب حفاری می‌شود.

<sup>1</sup> Measurement While Drilling (MWD)  
<sup>2</sup> Slots

د- بیرون آوردن قسمت بالایی ویپ استوک استفاده شده و انحراف دهنده درزبندی حفره در قسمت مهار شده پایین حفره بجای گذاشته می شود.

۵- راندن ابزار تمیز نمودن چاه برای آماده کردن ویپ استوک و انحراف دهنده درزبندی حفره برای نصب اتصال لوله جداری.

و- قرار دادن اتصال لوله جداری در پایین چاه و نصب آن در ویپ استوک و انحراف دهنده درزبندی حفره.



شکل ۵-۲ : پروسه خروج از لوله جداری و نصب اتصال لوله جداری چند شاخه [۱۵].

چاه های چند شاخه ای دارای انواع مختلفی هستند که با توجه به معیارهای سنگ و سیال انتخاب می شوند. از جمله مواردی که در تصمیم گیری انتخاب نوع حفاری و شکل چاهها موثر است عبارت اند از: تراوایی سازند و میزان ضخامت آن، درجه API سیال، میزان استحکام سنگ، وجود

شکاف های طبیعی<sup>۱</sup> و نزدیکی به مرزهای سیال<sup>۲</sup>.

هر کدام از پارامترهای ذکر شده می توانند به عنوان معیارهای غربالگری<sup>۳</sup> برای انتخاب نوع تکمیل و شکل چاهها در جداول غربالگری مورد استفاده قرار گیرند. اطلاعات لازم از معیارهای غربالگری عموماً براساس تجربیات میدانی و شبیه سازی عملکرد این چاهها بدست می آیند.

### ۳-۵-۲ خصوصیات سازند در محل اتصال

به طور کلی محل جدا شدن شاخه جانبی از حفره اصلی باید در قسمت محکمی از سازند قرار گیرد و در صورتی که سازند از استحکام کافی برخوردار نباشد، تکمیل با درجه بالاتر باید انجام شود تا استحکام محل اتصال تامین شود.

### ۴-۵-۲ مدیریت تزریق و تولید

در تولید از مخازن مختلف و قسمتهای مختلف یک مخزن، جداسازی قسمتهای مختلف و کنترل تولید به منظور رعایت مسائل زیست محیطی و همچنین بهینه سازی تولید امری ضروری است. همچنین جداسازی سیال تولیدی شاخهها از یکدیگر مزایای دیگری از جمله: بستن یک شاخه به دلیل تولید آب زیاد، تبدیل یک شاخه تولیدی به تزریقی و غیره دارند. علاوه بر این استفاده از تکمیل در درجه های بالاتر امکان استفاده از ابزار اندازه گیری و کنترل درون چاهی را نیز فراهم می کند. با استفاده از این ابزارها شاخه هایی که تولید نامطلوب دارند ( مثلًاً تولید آب زیاد) یا تولید آن ها باهم تداخل پیدا کرده است و یا سایر مشکلات تولید به سرعت و سهولت شناسایی می شوند و از ادامه آنها جلوگیری می شود، و به این ترتیب، تولیدی بهینه از کل شاخهها حاصل خواهد شد [۱۸].

<sup>1</sup> Natural Fracture

<sup>2</sup> Fluid Contact

<sup>3</sup> Screening Criteria

## ۵-۵-۲ ورود مجدد به داخل چاه

معمولًا برای عملیات تعمیر، تست و تحریک چاه<sup>۱</sup>، نیاز به ورود مجدد<sup>۲</sup> به داخل چاه می‌باشد.

## ۶-۲ تداخل جریان درون چاه‌های چند شاخه‌ای

هیدرودینامیک سیالات داخل چاه، به دو صورت بر روی عملکرد چاه چند شاخه‌ای موثر است.

افت فشار در شاخه‌های افقی می‌تواند توزیع نرخ جریان در داخل شاخه را تغییر دهد و همچنین فشار محل اتصال می‌تواند بعنوان فشار برگشت بر روی توزیع جریان در بین شاخه‌ها عمل کند. گاهی اوقات فشار چاه می‌تواند برای قابلیت بهره‌دهی چاه‌های چند شاخه‌ای بسیار بحرانی باشد. تداخل جریان در چاه‌های چند شاخه‌ای به شرایطی گفته می‌شود که جریان تولیدی از یک شاخه به داخل شاخه دیگر جریان پیدا کند. از آنجایی که شرایط ایجاد تداخل جریان پیچیده است، اجازه تولید بدون تجهیزات اندازه‌گیری و کنترل داده نمی‌شود [۱۷].

این تداخل جریان هم می‌تواند از شاخه‌های پایینی به بالایی باشد و هم بر عکس. راههای مختلفی برای غلبه بر این مشکل وجود دارد؛ به عنوان مثال در صورتی که جریان از شاخه پایینی به بالایی باشد، می‌توان فشار ته چاهی برای پایین ترین شاخه را به قدری کاهش داد که شاخه‌های بالایی نیز قادر به تولید باشند، و یا می‌توان شاخه بالایی را موقتاً بست تا ساخت فشار اطراف آن به حدی برسد که قادر به تولید باشد. لذا شبیه ساز باید شرایطی که تولید همزمان از شاخه‌ها امکان پذیر نیست را شناسایی کند.

## ۷-۲ ترکیب چاه‌های هوشمند<sup>۳</sup> با تکنولوژی چند شاخه‌ای

گام بعدی ایجاد موقعیت‌های بیشتر با ترکیب چاه‌های هوشمند با تکنولوژی چند شاخه‌ای است. تکمیل چاه نقش بحرانی در طراحی، عملکرد و کارایی چاه دارد. در سال ۱۹۹۸ چاه‌های چند

<sup>1</sup> Stimulation

<sup>2</sup> Re-entry

<sup>3</sup> Intelligent wells

شاخه‌ای در کشورهای مختلف به شرح زیر شروع به تحول به سمت چاههای هوشمند کردند [۱۹].

- در سال ۱۹۹۸ اولین چاههای آب عمیق چند شاخه‌ای سطح ۵ از یک سکوی شناور<sup>۱</sup> توسط شرکت پتروbras در برزیل<sup>۲</sup> ایجاد شد.
- در سال ۱۹۹۹ اولین چاه چند شاخه‌ای سطح ۶ توسط شرکت ایرا انرژی، کالیفرنیا<sup>۳</sup>
- در سال ۱۹۹۹ اولین چاه چند شاخه‌ای هوشمند سطح ۲ توسط شرکت بی پی انگلستان
- در سال ۲۰۰۲ اولین سیستم چاه چند شاخه‌ای شناور<sup>۴</sup> سطح ۳ توسط شرکت چورون، چین<sup>۵</sup>
- و در سال ۲۰۰۲ اولین چاه چند شاخه‌ای هوشمند سطح ۶ توسط شرکت CNOOC ، اندونزی ایجاد شد.

امروزه استفاده بیشتر از چاههای هوشمند و تکنولوژی چند شاخه‌ای و همچنین سیستم‌های انگیزش<sup>۶</sup> تکمیل چاه در مخازن حاوی شکستگی زیاد<sup>۷</sup> رایج شده است. با یکپارچه کردن چاههای هوشمند با تکنولوژی چند شاخه (از نقطه نظر پایش و هم کنترل جریان) کنترل ناحیه آبده<sup>۸</sup> یا بهینه سازی جریان تولیدی از نواحی مختلف بدون مداخله دستی میسر شده است [۱۹].

این نوع نحوه تکمیل به بهره‌بردار این امکان را می‌دهد تا بتواند کنترل هر شاخه را به صورت جداگانه بدست گیرد، و در صورت بروز مشکلات تولید، نظیر تداخل جریان در شاخه‌ها، اپراتور بهره‌بردار می‌تواند تولید از هر شاخه مورد نظر را قطع کند یا به تعویق درآورد. [۱۸].

برای طراحی ساختار این چاهها و همچنین انتخاب اجزاء بهینه برای آنها می‌توان از آنالیز گره-ای و نرم افزارهای مختلف بهره گرفت که در فصل بعد به توضیح مختصر آن می‌پردازیم.

<sup>1</sup> Floating rig

<sup>2</sup> Petrobras, Brazil

<sup>3</sup> AERA Energy, California

<sup>4</sup> Multilateral system floated

<sup>5</sup> Chevron, China

<sup>6</sup> Stimulation

<sup>7</sup> High frac rates and high frac volumes

<sup>8</sup> Watered-out zone

## فصل سوم

آشنایی با آنالیز گرهای و روش استفاده آن

در بهینه‌سازی تولید

## ۱-۳ مقدمه

هرچاه تولیدی به منظور انتقال نفت یا گاز از مکان اصلی خود به مخزن انباشت<sup>۱</sup> یا خطوط فروش؛ حفاری و تکمیل می‌شود. حرکت یا انتقال این سیالات نیاز به انرژی برای غلبه بر افت فشارهای ناشی از اصطکاک<sup>۲</sup> در سامانه و بالا آمدن سیالات تولیدی به سطح دارد. سیالات باید از مخزن و لوله تولیدی<sup>۳</sup> و سامانه خطوط جريان<sup>۴</sup> و در نهایت از دستگاه تفکیک<sup>۵</sup> برای جدا شدن نفت و گاز عبور کنند. سامانه تولید می‌تواند نسبتاً ساده یا شامل اجزاء بسیاری باشد که در آن‌ها کاهش فشار رخ می‌دهد [۲۰].

روشی برای انجام آنالیز چاه که اندازه تعیین ظرفیت تولید برای هر ترکیبی از اجزاء را مشخص می‌کند، آنالیز گرهای<sup>۶</sup> نامیده می‌شود که در مورد آن در این فصل توضیح داده خواهد شد. از این روش می‌توان در هر قسمتی از سامانه برای تعیین مکان‌هایی که مقاومت در برابر جريان یا افت فشار بیش از اندازه وجود دارد استفاده کرده و تاثیر تغییر در هر جزیی بر عملکرد کل چاه را به آسانی با این روش تعیین کرد [۲۱].

## ۲-۳ شیوه آنالیز سامانه‌ها

شیوه آنالیز سامانه‌ها که اغلب آنالیز گرهای نامیده می‌شود، سال‌های زیادی برای آنالیز عمکرد سامانه‌های در ارتباط با هم استفاده شده است. رویه کار شامل انتخاب نقطه تقسیم یا گره<sup>۷</sup> در چاه و تقسیم سامانه در این نقطه است. مکان‌هایی که عموماً به عنوان گره استفاده می‌شوند و افت فشار ( $\Delta P$ ) در آنها محاسبه می‌شود، در شکل ۱-۳ نشان داده شده است.

<sup>1</sup> Stock tank

<sup>2</sup> Friction losses

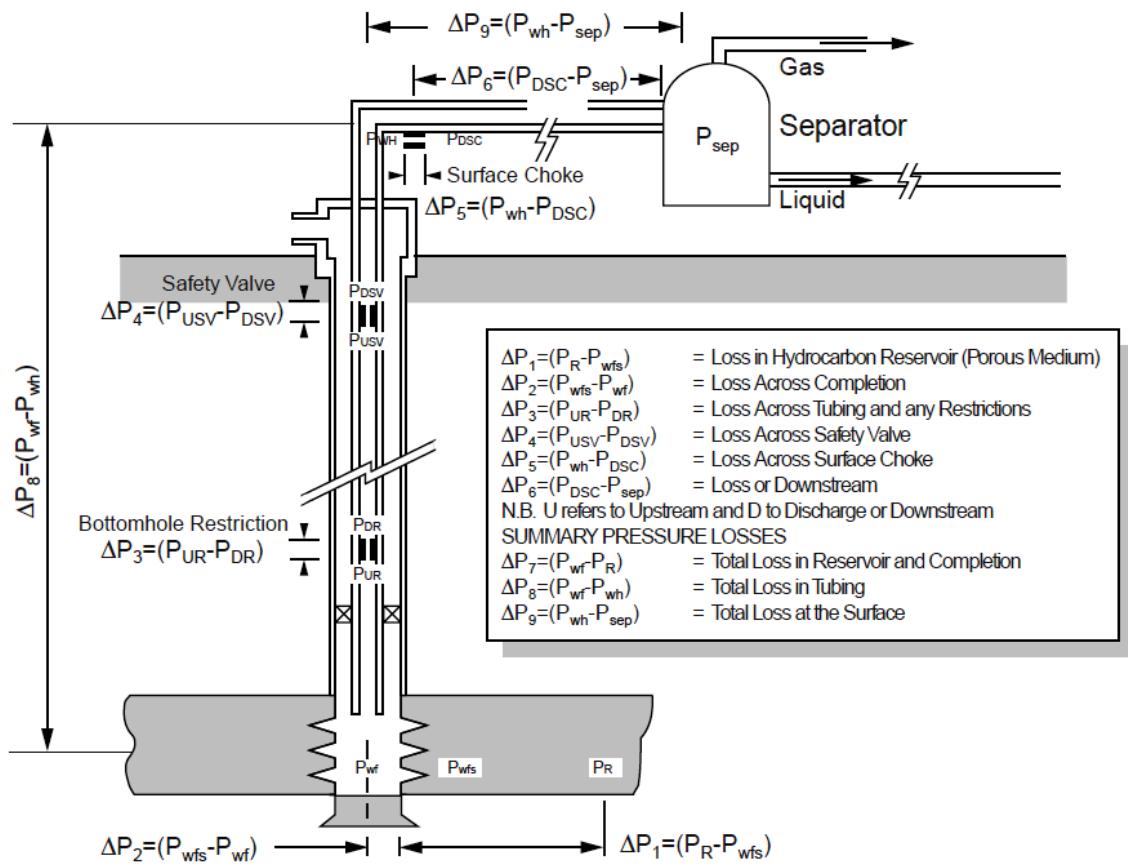
<sup>3</sup> Production string

<sup>4</sup> Flow line

<sup>5</sup> Separator

<sup>6</sup> NODAL Analysis

<sup>7</sup> Node



شکل ۳-۱: محل‌های مورد استفاده به عنوان گره در آنالیز سامانه‌ها [۲۰].

تمامی اجزای بالادست گره<sup>۱</sup> قسمت جریان درون ریز<sup>۲</sup> را تشکیل می‌دهند، در حالی که قسمت جریان برون ریز<sup>۳</sup> شامل تمامی اجزاء پایین دست گره<sup>۴</sup> می‌شوند. برای هریک از اجزای سامانه باید رابطه‌ای بین دبی و افت فشار وجود داشته باشد. کاهش فشار ( $\Delta P$ ) در کل سامانه در هر زمان برابر با فشار اولیه منهای فشار انتهایی سیال است ( $P_R - P_{sep}$ ). این افت فشار مجموع تمام افتشارها در اجزاء سامانه است. چون افت فشار در هر جزئی تابع دبی تولید است، با انتخاب اجزاء، دبی تولید کنترل می‌شود. انتخاب و اندازه هر یک از اجزاء ممکن است باعث تغییر رفتار افت فشار در سایر اجزاء شود. این اتفاق به این دلیل است که سیال تراکم پذیر است و در نتیجه افت فشار در یک جزء تنها به دبی تولید وابسته نیست بلکه به فشار متوسط موجود در هر جزء هم وابسته است.

<sup>1</sup> Upstream components

<sup>2</sup> Inflow

<sup>3</sup> Out flow

<sup>4</sup> Downstream components

طراحی نهایی سامانه بهره برداری قابل تجزیه به عملکرد مخزن و عملکرد شاخه تولیدی<sup>۱</sup> و بررسی جداگانه نیست، چون میزان نفت و گازی که از مخزن به درون چاه جریان می‌یابد به افت فشار در شاخه تولیدی بستگی دارد و افت فشار در این سامانه به میزان سیالی که درون آن جریان دارد بستگی دارد. در نتیجه کل سامانه بهره برداری باید به صورت واحد مورد آنالیز قرار گیرد [۲۰].

دبی تولید یا بهره دهی چاه می‌تواند به علت عملکرد یک جزء، شدیداً محدود شود. اگر بتوان تأثیر هر یک از اجزاء بر روی عملکرد کل سامانه را جدا کرد، عملکرد سامانه را می‌توان به بهترین روش اقتصادی، بهینه سازی کرد.

تجربه نشان می‌دهد که پول زیادی برای تحریک سازند به هدر رفته است در حالی که چاه به دلیل اندازه کوچک لوله مغزی<sup>۲</sup> یا لوله انتقال<sup>۳</sup>، دارای ظرفیت تولید محدود بوده است. مثال دیگری از خطاهای در طراحی تکمیل چاه، نصب لوله مغزی بسیار بزرگ است. این مورد عموماً در چاههایی که انتظار تولید با دبی بالا از آن‌ها می‌رود اتفاق می‌افتد. در اینجا نه تنها به دلیل تجهیزات بزرگتر از اندازه لازم، سرمایه به هدر می‌رود، بلکه اندازه لوله بزرگ در حقیقت به دلیل تغییر رژیم جریان در لوله باعث کاهش دبی تولید چاه می‌شود و حتی ممکن است چاه از سیال پر شده و چاه غیرفعال<sup>۴</sup> شود، که باعث نصب زود هنگام تجهیزات فرازاوری مصنوعی می‌شود. هنگامی که ملزمات زیر برقرار باشد، دبی عبوری از درون سامانه را می‌توان تعیین کرد [۲۱].

الف- جریان درون ریز به گره برابر جریان برون ریز از آن است.

ب- تنها یک فشار در گره می‌تواند وجود داشته باشد.

در زمانی خاص از عمر یک چاه، همیشه دو فشار هستند که ثابت بوده و تابع دبی نیستند، یکی از این فشارها، فشار متوسط مخزن ( $\bar{P}_R$ ) که و دیگری فشار خروجی سامانه که عموماً فشار دستگاه

<sup>1</sup> Tubing Performance Relationship (TPR)

<sup>2</sup> Tubing

<sup>3</sup> Flow line

<sup>4</sup> Die

تفکیک ( $P_{sep}$ ) است، اما اگر چاه توسط کاهنده چند راهه جریان<sup>۱</sup> کنترل شود، فشار خروجی ثابت

ممکن است فشار سرچاهی ( $P_{wh}$ ) باشد [۲۱].

وقتی که گره انتخاب شد، فشار گره ( $P_{node}$ ) با شروع از فشارهای ثابت از دو طرف محاسبه می شود:

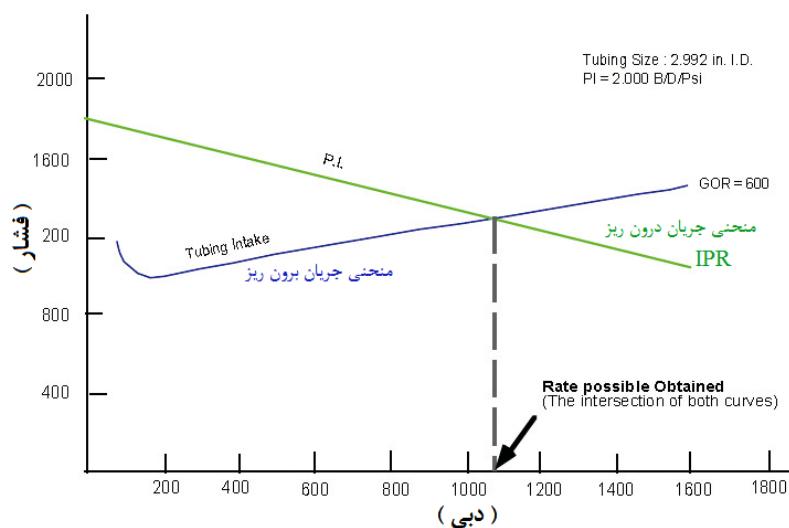
$$P_R - \Delta p \text{ (upstream components)} = P_{node}$$

جریان درون ریز به گره:

$$P_{sep} + \Delta p \text{ (downstream components)} = P_{node}$$

جریان برون ریز از گره:

که در آن افت فشار ( $\Delta p$ ) در هر جزء با دبی ( $q$ ) تغییر می کند. در نتیجه نمودار فشار گره بر حسب دبی، تشکیل دو منحنی با نقطه تقاطعی می دهد که دارای شرایط صدق کننده در ملزمات ۱ و ۲ فوق الذکر است. رویه کار در شکل ۳-۲ نشان داده شده است. نقطه برخورد منحنی جریان درون ریز<sup>۲</sup> با منحنی جریان برون ریز مقدار دبی سیال تولیدی را در گره می دهد.



شکل ۳-۲: تعیین ظرفیت جریان چاه با استفاده از آنالیز گره ای. [۲۱]

چاهها از ساده تا بسیار پیچیده که افت فشار در آنها (مطابق شکل ۱-۳) به هشت قسمت

تقسیم شده می توانند وجود داشته باشند. گرهها در نقاطی انتخاب می شوند که افت فشار رخ می دهد و این افت فشار به صورت یکتابع ریاضی یا فیزیکی قابل نشان دادن می باشد.

<sup>1</sup> Surface choke

<sup>2</sup> Inflow Performance Relationship (IPR)

دو گره به نرخ جریان بستگی ندارند: گره اول، فشار دستگاه تفکیک کننده و گره آخر، فشار مخزن هستند. هنگامی که یک جزء سامانه به عنوان گره انتخاب می شود، افت فشارها از هر دو طرف به سمت گره همگرا می شوند. انتخاب گره به جزء مورد بررسی بستگی دارد.

همچنین روابط مناسب برای جریان چندفازی و همچنین معادلاتی برای محدود کننده ها، شیر کاهنده جریان و غیره باید در نظر گرفته شود.

با آنالیز گرهای سامانه ها، وسیله ای مناسب برای آنالیز چاه حاصل شده و انجام تغییرات پیشنهادی یا برنامه ریزی برای چاهی جدید نیز بدست می آید [۲۰].

در سال ۱۹۸۵ کرمیت و برون [۲۲] در مقاله ای اهداف آنالیز گرهای را:

الف- تعیین نرخ جریان با توجه به مشخصات چاه.

ب- تعیین شرایطی که چاه در آن غیرفعال می شود.

ج- تعیین بهترین زمان برای فرازآوری مصنوعی از نظر اقتصادی و کمک به انتخاب روش بهینه فرازآوری.

د- بهینه سازی سامانه برای نرخ جریان تولیدی مورد نظر با در نظر گرفتن جنبه های اقتصادی.

۵- بررسی هریک از اجزاء در سامانه چاه؛ برای تعیین اینکه آیا محدود کننده نرخ جریان هستند یا خیر.

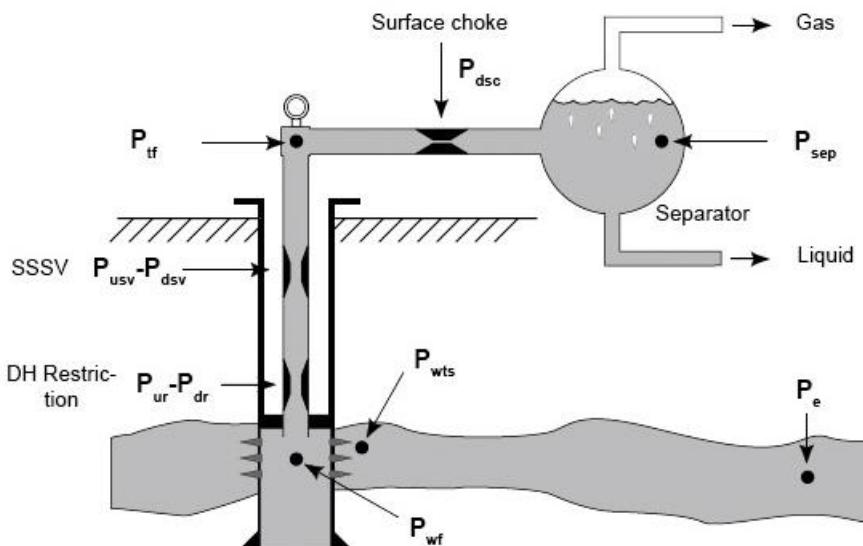
و- تشخیص سریع راه های افزایش نرخ جریان برای مدیر عملیات یا گروه مهندسی، مشخص کردند.

### ۳-۳ تاثیر تغییر در اجزاء سامانه چاه

تاثیر تغییر در هر یک از اجزاء چاه می تواند با محاسبه دوباره فشار گره بر حسب دی با استفاده از مشخصات جدید جزء تغییر کرده، مورد آنالیز قرار گیرد. اگر تغییر در جزء بالادستی باشد منحنی جریان برون ریز تغییر نکرده باقی می ماند. با تغییر هریک از منحنی ها، نقطه تقاطع جابجا می شود و یک ظرفیت جریان و فشار گره جدید بدست می آید. منحنی با تغییر هر یک از فشارهای ثابت، که

ممکن است به دلیل تخلیه<sup>۱</sup> یا تغییر در شرایط دستگاه تفکیک به وجود آید، نیز جایه جا می شود.

رویه کار با فرض یک سامانه تولید ساده (شکل ۳-۳) به شرح زیر است.



شکل ۳-۳: سامانه تولید ساده و اجزاء آن [۲۱].

$$\bar{P}_R - \Delta P_{res} - \Delta P_{tubing} = P_{wh}$$

جريان درون ریز به گره:

$$P_{sep} + \Delta P_{flowline} = P_{wh}$$

جريان برون ریز از گره:

## ۴-۳ مقدمه‌ای بر عملکرد مخزن

یکی از اجزاء بسیار مهم در کل سامانه چاه، مخزن است. اگر نتوان پیش بینی درستی از آنچه از مخزن به درون چاه وارد می شود داشت، عملکرد سامانه نمی تواند آنالیز شود. همان طور که گفته شد، یکی از فشارهای ثابت در هر زمانی از عمر مخزن، فشار متوسط مخزن ( $\bar{P}_R$ ) است. جريان به درون چاه به (drawdown) یا افت فشار در مخزن ( $\bar{P}_R - P_{wf}$ ), بستگی دارد. رابطه بين نرخ جريان و افت فشاری

<sup>۱</sup> Depletion

که در محیط متخخل ایجاد می‌شود می‌تواند بسیار پیچیده باشد و به عواملی مانند خواص سنگ، خواص سیال، رژیم جریان، اشباع سیال در سنگ، تراکم پذیری سیال‌های در جریان، صدمه دیدگی یا تحریک سازند، آشفتگی<sup>۱</sup> و مکانیسم تولید<sup>۲</sup> بستگی دارد. این موضوع همچنین به فشار مخزن هم بستگی دارد و با توجه به مکانیسم تولید، با گذشت زمان تولید تجمعی<sup>۳</sup> نیز کاهش می‌یابد.

مخزن همیشه یک جزء بالادست است. یعنی به ندرت ممکن است که بتوان  $(\bar{P}_R)$  را به عنوان گره فشاری انتخاب کرد، اگرچه فشار دیواره ماسه‌ای زون تولیدی مخزن<sup>۴</sup> یا  $(P_{wfs})$  گاهی به عنوان گره انتخاب می‌شود. این کار تاثیر افت فشار در مشبك کاری یا پوشش شنی را جدا می‌کند.

گیلبرت<sup>۵</sup> جریان از درون مخزن به چاه را عملکرد تولید نامید و نموداری از نرخ تولید بر حسب فشار جریان در ته چاه را، رابطه عملکرد جریان درون ریز<sup>۶</sup> یا  $(IPR)$  نامیده است [۲۳].

برای محاسبه عملکرد چاه، با توجه به انواع مخزن و مکانیسم تولید آن‌ها معادلاتی وجود دارد. این معادلات اجازه محاسبه  $(\Delta P_1 = \bar{P}_R - P_{wfs})$  را می‌دهند، و اگر افت فشاری که در مشبك کاری اتفاق می‌افتد قابل صرف نظر کردن باشد  $(\Delta P_1 = \bar{P}_R - P_{wfs})$  فشار جریان ته چاه<sup>۷</sup> است.

### ۱-۴-۳ معادلات عملکرد چاه

برای محاسبه افت فشاری که در چاه رخ می‌دهد، به رابطه‌ای نیاز است که افت فشار یا انرژی به دلیل برش گرانروی<sup>۸</sup> یا نیروهای اصطکاک را بر حسب سرعت یا نرخ جریان نشان دهد. اگرچه صورت معادله برای سیالات مختلف متفاوت است؛ اما اساس این معادلات، رابطه دارسی است.

<sup>1</sup> Turbulence

<sup>2</sup> Drive mechanism

<sup>3</sup> Cumulative production

<sup>4</sup> Sandface

<sup>5</sup> Gilbert

<sup>6</sup> Inflow Performance Relationship

<sup>7</sup> Flowing Bottom Hole Pressure ( $P_{wf}$  or FBHP)

<sup>8</sup> Viscous shear

### ۱-۱-۴-۳ قانون دارسی

در سال ۱۸۵۶ زمانی که دارسی مشغول انجام آزمایش‌هایی برای طراحی لایه‌های صافی شنی برای خالص سازی آب بود، رابطه‌ای ارائه کرد که سرعت ظاهری سیال و افت فشار در لایه صافی را به هم مرتبط می‌ساخت. اگرچه آزمایش‌ها فقط در حالت عمودی روبه پایین انجام شد اما رابطه برای جریان افقی، که اهمیت بیشتری در صنعت نفت دارد نیز برقرار شد [۲۰].

رابطه دارسی بر حسب نرخ حجمی جریان :

$$q = VA = -\frac{k A dp}{\mu dx} \quad (1-3)$$

که در آن :

$= k$  نفوذپذیری محیط متخلخل

$= V$  سرعت ظاهری سیال

$= q$  نرخ حجمی جریان

$= A$  سطح مقطع جریان

$= \mu$  گرانروی سیال

$= dp/dx$  تغییرات فشار در جهت جریان (منفی)

### ۲-۱-۴-۳ جریان ساعی

از قانون دارسی می‌توان برای محاسبه جریان به درون چاه هنگامی که سیال به درون حفره‌ای نسبتاً کوچک همگرا می‌شود، استفاده کرد.

با توجه به این که تغییرات فشار با جابه‌جایی با توجه به جهت جریان منفی است  $dp/dx$  تبدیل

به  $dp/dr$  می‌شود و با انجام این تغییرات، معادله تبدیل می‌شود به :

$$q = \frac{2 \mu r h k A}{\mu dr} dp \quad (2-3)$$

هنگامی که رابطه دارسی را برای جریان نفت به کار می‌بریم، نفت به صورت اندکی تراکم پذیر

فرض می‌شود. تغییرات کم دبی ( $q$ ) با تغییر فشار ( $P$ ) به وسیله ضریب حجمی سازند نفت ( $B_o$ ، حذف می‌شود [۲۰].

با انتگرال‌گیری از معادله ۳-۲ و این که عموماً فرض می‌شود که تابع ( $f(p) = k_o / \mu_o B_o$ ) مستقل از فشار است. بعد از این فرضیات و انتگرال‌گیری:

$$q_o = \frac{2 \mu k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln (r_e/r_w)} \quad (3-3)$$

در واحد میدانی<sup>۱</sup> این معادله تبدیل می‌شود به:

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln (r_e/r_w)} \quad (4-3)$$

که در آن :

$(STB/day) = q_o$

$(md) = \text{نفوذ پذیری موثر نفت} = k_o$

$(ft) = \text{ضخامت مخزن} = h$

$(psi) \ r = r_e = P_e$

$(psi) \ r = r_w = P_{wf}$

$(ft) = \text{شعاع تخلیه چاه} = r_e$

$(ft) = \text{شعاع چاه} = r_w$

$(cp) = \text{گران روی نفت} = \mu_o$

$(bbl/STB) = B_o = \text{ضریب حجمی سازند نفت}$

رابطه بالا برای حالت پایدار<sup>۳</sup> (ثابت  $P_e = P_w$ )، جريان خطی و چاه در وسط ناحیه تخلیه دایره‌ای

استفاده می‌شود. اگر معادله را بر حسب فشار متوسط مخزن ( $\bar{P}_R$ ) و حالت شبه پایدار<sup>۳</sup> و یا پایدار

<sup>1</sup> Oil Field Unit

<sup>2</sup> Steady State

<sup>3</sup> Pseudo Steady State

( ثابت  $= \bar{P}_R - P_{wf}$ ) نشان داده شود کاربردی‌تر است (رابطه ۵-۳):

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln (472 r_e / r_w)} \quad (5-3)$$

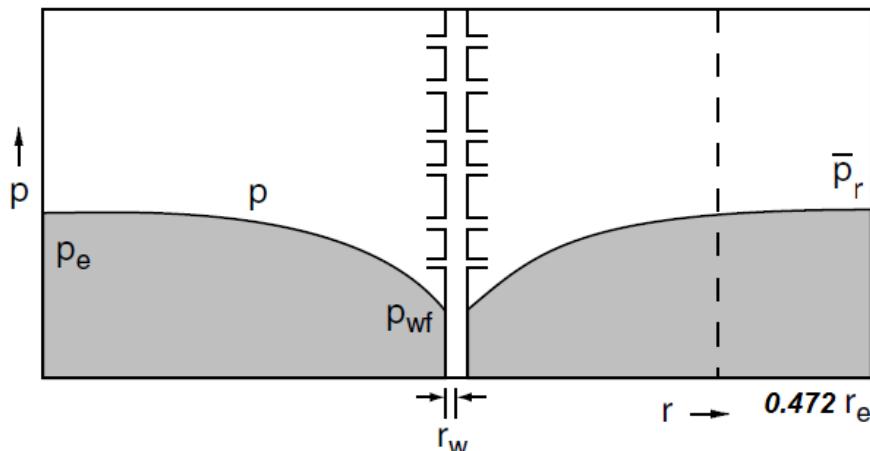
$\bar{P}_R$  = فشار متوسط در ناحیه تخلیه چاه

### ۲-۴-۳ نمودار فشار چاه

رفتار فشار در مخزن به عنوان تابعی از شعاع می‌تواند با رسم فشار بر حسب شعاع که توسط رابطه (۶-۳) محاسبه می‌شود، آنالیز شود. با توجه به شکل ۳-۴ با فرض ثابت بودن فشار متوسط مخزن

( $r = 0.472 r_e$ ) داریم:

$$P = \bar{P}_r - \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \ln r (0.472 r_e) + \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \ln r \quad (6-3)$$



شکل ۳-۴: نمودار فشار مخزن بر حسب شعاع درون‌ریز [۲۱].

نمودار فشار بر حسب شعاع برای یک چاه نوعی (شکل ۳-۴) نشان دهنده تغییرات فشار زیاد در هنگامی است که سیال در نزدیکی چاه به دلیل کم شدن شعاع و در نتیجه کم شدن سطح مقطع، اتفاق می‌افتد. تقریباً نیمی از کاهش فشار در شعاع ۱۵ فوتی از چاه اتفاق می‌افتد که برای جریان گاز از این میزان هم بیشتر است [۲۱].

اگر نمودار ( $P$ ) بر حسب ( $\ln r$ ) رسم شود خطی راست با شیب ( $m$ ) بدست می‌آید (شکل ۵-۳)

: که

$$m = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \quad (7-3)$$

شیب در صورتی ثابت می‌ماند که تمام عبارات سمت راست رابطه بالا ثابت بمانند. همچنین

برای ( $q$ )‌های متفاوت، ( $P_{wf}$ ) و شیب‌های متفاوت خواهیم داشت.

### ۳-۴-۳ مفهوم شاخص بهره‌دهی<sup>۱</sup>

رابطه بین نرخ جریان درون ریز چاه و کاهش فشار اغلب به صورت شاخص بهره‌دهی ( $J$ ) نشان

داده می‌شود، که با روابط ۳-۸ تا ۱۱-۳ بیان می‌شود:

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \ln (0.472 r_e / r_w)} \quad (8-3)$$

$$q_o = J (\bar{P}_R - P_{wf}) \quad (9-3)$$

$$J = \frac{q_o}{(\bar{P}_R - P_{wf})} \quad (10-3)$$

اگر ( $P_{wf}$ ) را بر حسب ( $q_o$ ) حل کنیم، نتیجه می‌دهد که رسم ( $P_{wf}$ ) بر حسب ( $q_o$ ) در یک دستگاه

مختصات کارتزین خطی با شیب ( $-I/J$ ) و عرض از مبدا ( $\bar{P}_R$ ) در ( $q = 0$ ) می‌دهد:

$$P_{wf} = \bar{P}_R - \frac{q_o}{J} \quad (11-3)$$

اگر شرایط به گونه‌ای باشد که ( $J$ ) با کاهش فشار ثابت باشد، یکبار که ( $J$ ) با استفاده از

رابطه بالا بدست آمد، می‌تواند برای پیش‌بینی عملکرد تولید در شرایط دیگر استفاده شود [۲۴].

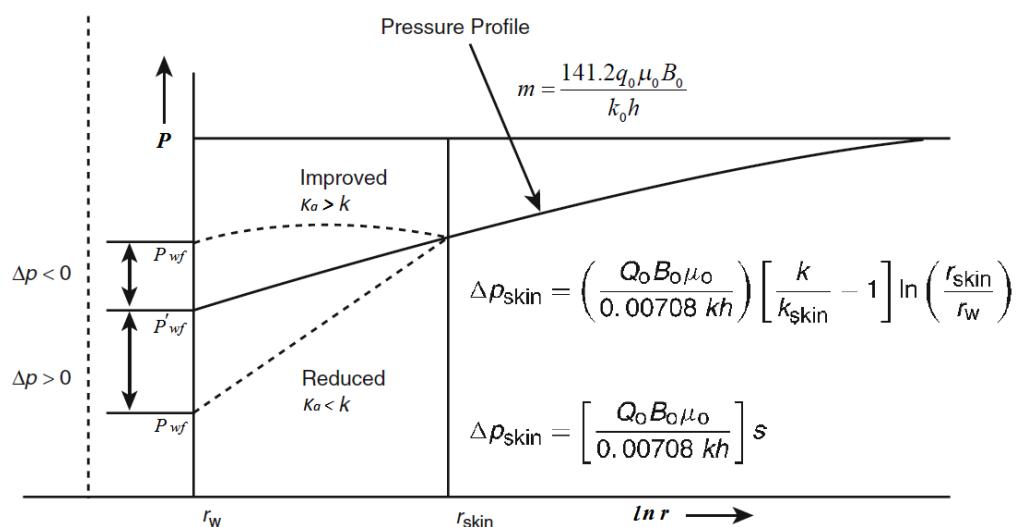
<sup>1</sup> Productivity Index

### ۴-۴-۳ تغییرات نفوذپذیری و آشفتگی

اساس قانون دارسی بر فرضیات ثابت بودن نفوذپذیری در ناحیه تخلیه چاه و خطی بودن جریان است. نفوذپذیری موثر نفت ( $K_o$ ) حاصل ضرب نفوذپذیری نسبی نفت ( $K_{ro}$ ) در نفوذپذیری مطلق سنگ مخزن ( $K$ ) است، یعنی:

$$K_o = K \cdot K_{ro} \quad (12-3)$$

نفوذپذیری مطلق  $K$  می‌تواند با تحریک سازند افزایش یابد یا بر اثر صدمه دیدگی سازند کاهش یابد. این موضوع مطابق شکل زیر باعث تغییر در شیب نمودار فشار در ناحیه‌ای که نفوذپذیری تغییر کرده، می‌شود.



شکل ۳-۵: اثر صدمه دیدگی بر نمودار فشار مخزن [۲۱].

شکل ۳-۵ نشان می‌دهد که برای یک نرخ جریان ثابت، اگر چاه تحریک شده باشد  $k_a > k$  ، کاهش فشار کمتری و اگر چاه صدمه دیده باشد  $k_a < k$  ، افت فشار بیشتری خواهیم داشت. فشار جریانی ته چاه برای نفوذپذیری بدون تغییر،  $P_{wf}$  است [۲۱].

میزان تغییر فشار به علت اثر پوسته<sup>۱</sup> و تلاطم به این صورت تعریف می‌شود:

$$\Delta P_{skin} = P_{wfs} - P_{wf} \quad (13-3)$$

<sup>1</sup> Skin effect

و می‌تواند از رابطه زیر محاسبه شود:

$$\Delta P_{skin} = \frac{141.2 q_o \mu_o B_o S'}{k_o h} \quad (14-3)$$

ضریب پوسته<sup>۱</sup>، ( $S'$ ) شامل اثرات تلاطم و صدمه دیدگی واقعی سازند است :

$$S' = S + Dq \quad (15-3)$$

که در آن:

$S$  = ضریب پوسته بر اثر تغییر نفوذ پذیری

$D$  = ضریب تلاطم

میزان  $S'$  را می‌توان از آنالیز انواع مختلف آزمون‌های فشار گذرا بدست آورد.

### ۳-۵ تاثیرات تکمیل چاه

در بسیاری موارد، جریان درون‌ریز به چاه بیشتر توسط کارایی تکمیل کنترل می‌شود تا به وسیله مشخصات مخزن. اساساً سه نوع تکمیل، با توجه به نوع چاه، عمق چاه، نوع مخزن یا سازند ممکن است بر روی چاه انجام شود. در مواردی، چاه بی‌جداره<sup>۲</sup> تکمیل می‌شود. جداره تا بالای سازند تولیدی گذاشته شده است و سازند در معرض سیمان قرار نمی‌گیرد. همچنین مشبك کاری هم لازم نیست. این نوع تکمیل هم اکنون چندان مانند گذشته متدائل نیست. اکنون بیشتر چاهها با سیمان کاری جداره در میان سازند تولیدی تکمیل می‌شوند [۲۴].

### ۳-۶ افت فشار در لوله‌های افقی و عمودی

محاسبه افت فشار جریان تک فازی به شرط داشتن مشخصات سیال و اندازه و زبری لوله؛ کار ساده‌ای است. اما هنگامی که جریان دو فازی مایع و گاز داشته باشیم، کار پیچیده می‌شود. در بیشتر چاه‌های نفت و گاز تولید در حالت دو فازی می‌باشد [۲۰].

<sup>1</sup> Skin factor

<sup>2</sup> Open hole

### ۳-۶-۱ روابط جریان چند فازی

استفاده از روابط محاسبه فشار در خطوط لوله اهمیت زیادی در کاربرد آنالیز گرهات دارد.

اسامی روابط تجربی که به طور گسترده برای شبیه‌سازی جریان چند فازی عمودی در لوله‌های بهره-

برداری نفت و گاز استفاده می‌شوند، در زیر آورده شده است [۲۰]:

۱. *Hagedorn and Brown*

۲. *Duns and Ros*

۳. *Orkizeski*

۴. *Beggs and Brill*

۵. *Aziz*

این روابط به صورت یک معادله تنها نمی‌باشد و هر کدام دارای روابط متعدد و پیچیده هستند

که به صورت مجزا طی مقالات مختلف توسط اشخاص پدید آورده و به اسم آن‌ها ارائه شده است. در

نرم افزار نیز روابط به همین صورت و به اسم افراد آمده است و جزئیات آن در این تحقیق نمی-

گنجد [۲۰].

این روابط در محاسبه افت فشار در چاههای خاص و میدان‌های خاصی مفید می‌باشند و

استفاده هر یک از آنها در محاسبات نرم افزار دارای مقادیری خطای محاسباتی است که این مقدار در

موقعی ناچیز و در بعضی مواقع قابل ملاحظه می‌باشد. در هر صورت، هر کدام ممکن است در

شرایطی بهتر از دیگری عمل کند و پیمایش (اندازه‌گیری) فشار<sup>۱</sup> تنها راه اطلاع از این موضوع است و

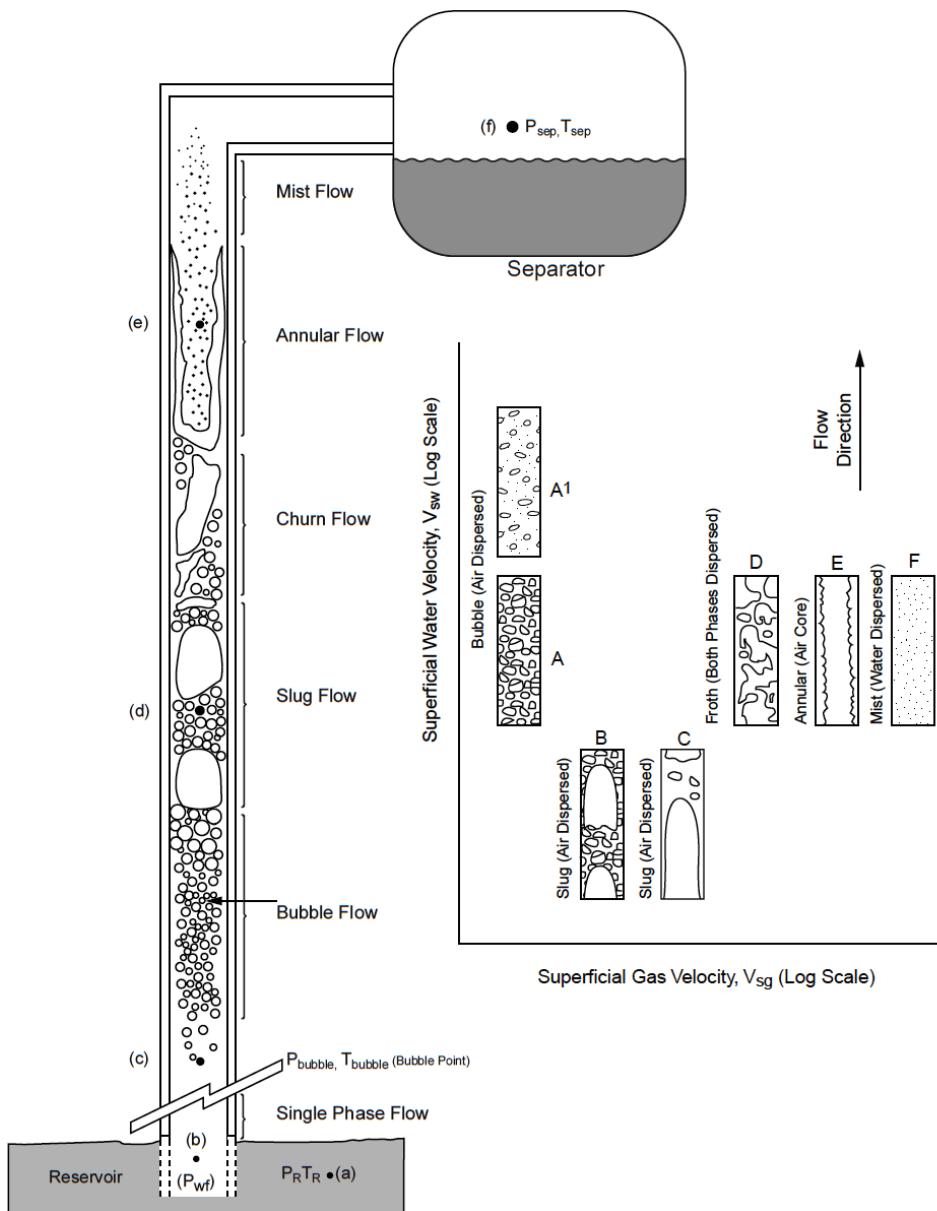
می‌توان برای محاسبات خیلی دقیق این خطا را اندازه گیری و مناسب‌ترین رابطه را برای محاسبات

انتخاب کرد. در این تحقیق از رابطه *Duns and Ros* انتخاب و استفاده شد.

برای اینکه سیال تولیدی از مخزن درون لوله تولیدی به صورت مطلوبی جریان پیدا کند و

<sup>1</sup> Pressure survey

پدیده‌ی لغزش و جدایش فازها<sup>۱</sup> اتفاق نیفتند، می‌بایست پارامترهای چاه مثل قطر لوله مغزی و فشار ته چاه و سرچاه و تفکیک کننده به نحوی انتخاب شود که در ته چاه تجمع مایعات صورت نگیرد و تولید یکنواختی در سطح حاصل شود. در شکل ۶-۳ رژیم‌های جریان دو فازی در جریان روبه بالای مایع و گاز در لوله عمودی نشان داده شده است [۲۱].



شکل ۶-۳: شمایی از رژیم‌های جریان دو فازی برای ترکیب آب و گاز در جریان روبه بالا بر حسب تغییرات سرعت ظاهری جریان [۲۱].

همانطور که از شکل ۶-۳ مشخص است، در محور افقی سرعت ظاهری گاز و در محور عمودی

<sup>۱</sup> Slipage & Hold up

سرعت ظاهری آب نشان داده شده است. هنگامی که سرعت ظاهری گاز نسبت به آب افزایش می‌یابد، رژیم جریانی به سمت حالت غباری<sup>۱</sup> در می‌آید که در این شرایط مایع به دیواره می‌چسبد و یا مقدار کمی به سطح می‌رسد اما گاز با دبی زیاد بالا می‌رود. بر عکس حالت قبل اگر سرعت مایع زیاد و سرعت گاز کم باشد، رژیم جریانی به سمت حالت حبابی<sup>۲</sup> در می‌آید که مایع حجم بیشتری از سطح مقطع لوله را اشغال می‌کند و دبی آن در سطح بیشتر می‌شود. با توجه به توضیحات گفته شده، حالت ایده آل این است که سرعت حرکت هر دو سیال اختلاف زیادی نداشته باشد که برای نیل به این هدف باید قطر لوله مغزی و فشار سرچاهی را به نحوی انتخاب کرد که شرایط فشار برای حرکت سیال مخزن به صورت یکپارچه صورت گیرد و از پدیده‌ی لغزش و جدایش فازها جلوگیری شود.

### ۷-۳ کاربردهای آنالیز گرهای

شیوه آنالیز گرهای سامانه‌ها ممکن است برای آنالیز مسایل بسیاری در مورد چاههای نفت و گاز به کار بrede شود. اگر بتوان تاثیر روش فرازآوری مصنوعی بر روی فشار را به عنوان تابعی از دبی بیان کرد؛ رویه کار هم برای چاههای در جریان و هم برای چاههای تحت فرازآوری مصنوعی می‌تواند استفاده شود. رویه کار همچنین می‌تواند برای آنالیز عملکرد چاه با تصحیح نحوه بیان عبارت‌های جریان درون‌ریز و جریان برون‌ریز به کار بrede شود. بخشی از کاربردهای ممکن به این گونه است [۲۴]:

- الف- انتخاب اندازه لوله مغزی
- ب- انتخاب لوله انتقال
- ج- طراحی پوشش شنی<sup>۳</sup>
- د- انتخاب اندازه کاهنده چندراهه جریان
- ه- انتخاب اندازه شیر اطمینان زیر سطحی<sup>۴</sup>

<sup>1</sup> Mist

<sup>2</sup> Bubble

<sup>3</sup> Gravel pack

<sup>4</sup> Subsurface Safety Valve (SSSV)

- و- آنالیز وجود سامانه غیر معمول محدود کننده جریان
- ز- طراحی فرازآوری مصنوعی
- ح- ارزیابی تحریک چاه
- ط- تعیین تاثیر تراکم بر عملکرد چاه گازی
- ی- آنالیز تاثیر چگالی مشبک کاری
- ک- پیش بینی تاثیر تخلیه بر ظرفیت تولید
- ل- تخصیص میزان تزریق گاز بین چند چاه فرازآوری با گاز
- م- آنالیز سامانه تولید چند چاهی<sup>۱</sup>
- ن- ارتباط دادن عملکرد میدان با زمان

### ۸-۳ محاسبات در چاههای چند شاخه‌ای

چاههای چند شاخه‌ای بهبود یافته چاههای جهت‌دار هستند که محاسبات پارامترهای زیاد آن به دشواری انجام می‌شود. یکی از این پارامترها قابلیت تحویل چاههای چند شاخه‌ای گازی<sup>۲</sup> می‌باشد. منظور از قابلیت تحویل (*Deliverability*), مقدار سیالاتی هیدروکربوری محاسبه یا اندازه گیری شده-ای است که می‌توان از یک مخزن با یک برنامه‌ریزی مشخص تولید کرد. این برنامه‌ریزی مشخص شامل استریتی برای تولید، هندسه و نوع چاههای تولیدی و تکنولوژی به کار رفته در آنها می‌باشد که در مرحله طراحی روش تولید مشخص می‌شود[۲۵]. روابط مورد استفاده در این محاسبات در ادامه آورده شده است.

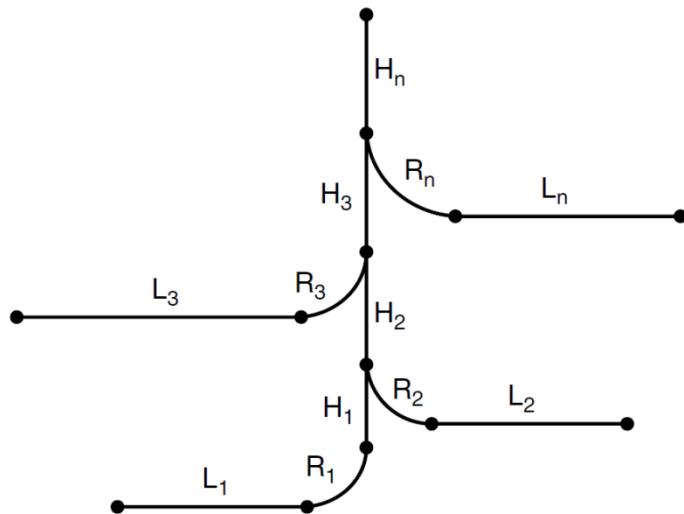
### ۱-۸-۳ قابلیت تحویل چاههای چند شاخه‌ای

مدل ریاضی مختلفی از سال ۱۹۹۶ و بعد از آن برای پیش بینی قابلیت تحویل چاههای چند شاخه‌ای پیشنهاد شده است که برخی از آن‌ها ساده و برخی بسیار پیچیده می‌باشند [۲۶]. مسیرهایی که در یک چاه چند شاخه‌ای در شکل ۷-۳ آمده است را مطابق نام گذاری آنها در

<sup>۱</sup> Looped gathering network

<sup>۲</sup> Deliverability of Multilateral Gas Wells

در شکل ۳-۸ در نظر بگیرید.



شکل ۷-۳: شمایی از مسیر چاه چند شاخه‌ای مدل‌سازی شده. [۲۵]

فرض کنید چاه دارای  $n$  شاخه و هر شاخه شامل سه قسمت: افقی، خمیده و عمودی است.

طول بخش افقی، شعاع انحنای قسمت خمیده و طول قسمت عمودی برای شاخه $i$  به ترتیب با  $Li$ ,  $Ri$  و  $Hi$  علامت گذاری شده است. با فرض اینکه افت فشارها در بخش افقی قابل اغماض هستند، شبه پایدار<sup>۱</sup> شاخه‌ها می‌تواند به صورت زیر بیان شود [۲۵].

$$q_i = f_{l_i}(P_{wfi}) \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (16-3)$$

که

$$\begin{aligned} q_i &= \text{دبی تولیدی از شاخه } i \\ f_{li} &= \text{تابع جریان درون ریز قسمت افقی شاخه } i \\ P_{wfi} &= \text{متوسط فشار جریانی ته شاخه در شاخه } i \end{aligned}$$

جریان سیال در قسمت خمیده را می‌توان به این صورت بیان کرد:

$$P_{wfi} = f_{R_i}(P_{Kfi}, q_i) \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (17-3)$$

<sup>1</sup> Pseudo-steady

که

$f_{Ri}$  = تابع جریان درون ریز قسمت خمیده شاخه $i$

$P_{Kf_i}$  = فشار جریانی در نقطه خمیده $i$  در شاخه $i$

جریان سیال در قسمت عمودی را می توان به این صورت بیان کرد:

$$P_{Kf_i} = f_{h_i} \left( P_{hf_i}, \sum_{j=1}^i q_j \right) \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (18-3)$$

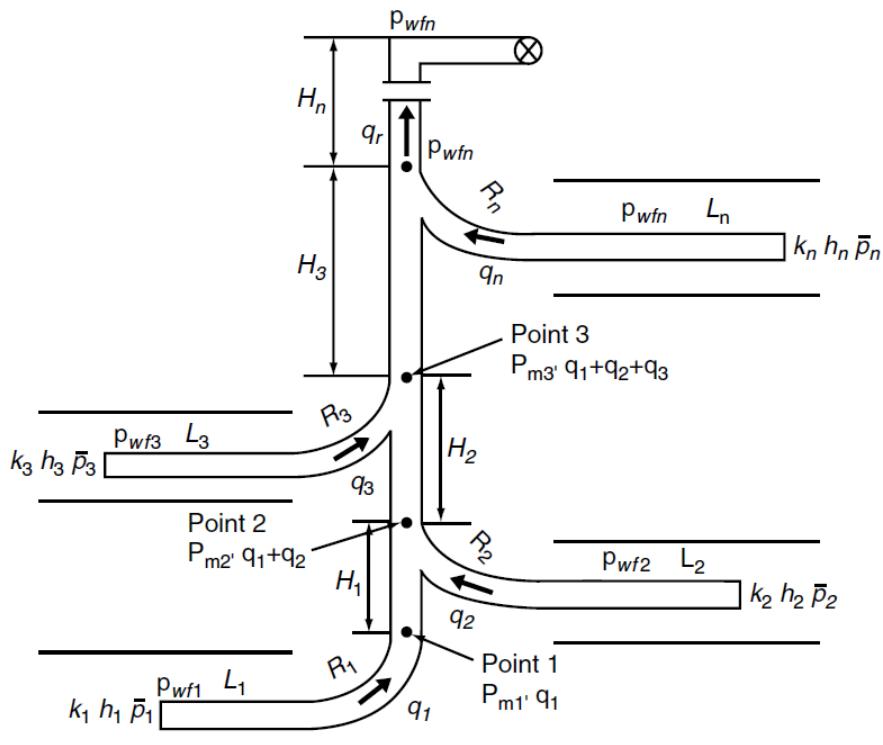
که

$f_{hi}$  = تابع جریان درون ریز قسمت عمودی شاخه $i$

$P_{hf_i}$  = فشار جریانی در بالای شاخه $i$

رابطه زیر در نقطه های اتصال صادق است:

$$P_{Kf_i} = P_{hf_{i-1}} \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (19-3)$$



شکل ۳-۸: نامگذاری چاه چند شاخه‌ای مدل‌سازی شده [۲۵].

روابط (۱۶-۳) تا (۱۹-۳) برای چاه  $n$  شاخه‌ای شامل  $(4n-1)$  معادله است که برای فشار جریانی  $P_{hf_n}$  داده شده در بالای شاخه  $n$   $(4n-1)$  مجھول زیر را می‌توان از  $(4n-1)$  معادله داده شده حل کرد.

$$q_1, q_2, \dots, q_n$$

$$p_{wf1}, p_{wf2}, \dots, p_{wfn}$$

$$p_{kf1}, p_{kf2}, \dots, p_{kfn}$$

$$p_{hf1}, p_{hf2}, \dots, p_{hfn-1}$$

سپس دبی تولیدی از چاه چند شاخه‌ای می‌تواند از رابطه زیر تعیین شود:

$$q = \sum_{j=1}^i q_i \quad (20-3)$$

بنابراین  $IPR$  ترکیبی می‌تواند به طور ضمنی برقرار شود.

$$q = f(P_{hf_n}) \quad (21-3)$$

لازم به ذکر است که مدل  $IPR$  ترکیبی در اینجا به طور کلی شرح داده شده است. در صورتی که قسمت عمودی بالای شاخه رشته تولیدی وجود داشته باشد (تولید از لوله مغزی یا جداری) سپس فشار جریانی سرچاهی خواهد شد. در این مورد، بیان رابطه (۲۱-۳) نشان دهنده<sup>۱</sup>  $WPR$  است.

### ۱-۱-۸-۳ چاه گازی

برای چاههای گازی معادله (۱۶-۳) به صورت زیر می‌شود [۲۵]:

$$q_{gi} = C_i \left( \bar{P}_i^2 - P_{wfi}^2 \right)^{n_i} \quad (22-3)$$

که

$$C_i = \text{ضریب بهره‌دهی شاخه } i$$

$$n_i = \text{توان بهره‌دهی}$$

$$\bar{P}_i = \text{فشار متوسط لایه مخزنی شاخه } i \text{ (psi)}$$

<sup>1</sup> Well Performance Relationship

از آنجایی که  $q_{gi}$  بر حسب میلیون فوت مکعب در روز ( $Mscf/d$ ) بیان می شود، رابطه (۱۷-۳)

را می توان به طور تقریبی به صورت زیر بیان کرد [۲۴]:

$$P_{wf_i}^2 = e^{s_i} P_{Kf_i}^2 + \frac{6.67 \times 10^{-4} [e^{s_i} - 1] f_{M_i} q_{gi}^2 \bar{Z}_i^2 \bar{T}_i^2}{d_i^5 \cos(45^\circ)} \quad (23-3)$$

که:

$$\begin{aligned} d_i &= \text{قطر داخلی لوله مغزی (in.)} \\ {}^{\circ}R &= \text{دما متوسط در شاخه } i \\ \bar{Z}_i &= \text{ضریب تراکم پذیری متوسط گاز}^1 \text{ در شاخه } i \end{aligned}$$

$$S_i = \frac{0.037 \pi \gamma_g R_i \cos(45^\circ)}{2 \bar{Z}_i \bar{T}} \quad (24-3)$$

ضریب اصطکاک  $f_{M_i}$  را می توان برای یک قطر لوله مغزی، زبری دیواره، عدد رینولد داده شده به شیوه ای معمولی بدست آورد. با این حال، اگر فرض شود جریان به طور کامل آشفته باشد (که برای اکثر موارد چاههای گازی همینطور است) آنگاه یک رابطه تجربی ساده ممکن است برای رشته لوله معمولی استفاده شود [۲۵]:

$$f_{M_i} = \frac{0.01750}{d_i^{0.224}} \quad \text{برای } d_i \leq 4.227 \text{ in.} \quad (25-3)$$

$$f_{M_i} = \frac{0.01603}{d_i^{0.164}} \quad \text{برای } d_i > 4.227 \text{ in.} \quad (26-3)$$

جیو<sup>۲</sup> به شرح زیر رابطه ضریب اصطکاک Nikuradse را برای جریان کاملاً آشفته لوله های زبر استفاده کرد [۲۵].

$$f_{M_i} = \left[ \frac{1}{1.74 - 2 \log \left( \frac{2 \varepsilon_i}{d_i} \right)} \right]^2 \quad (27-3)$$

$\varepsilon_i$  = زبری دیواره لوله مغزی <sup>۳</sup> (in.)

<sup>1</sup> Gas compressibility factor in average

<sup>2</sup> Guo

<sup>3</sup> Pipe wall roughness (in.)

برای چاههای گازی معادله (۲۸-۳) را می‌توان به اینصورت بیان کرد [۲۴]:

$$P_{hf_i}^2 = e^{s_i} P_{hf_i}^2 + \frac{6.67 \times 10^{-4} [e^{s_i} - 1] f_{M_i} (\sum_{j=1}^i q_{gi})^2 \bar{Z}_i^2 \bar{T}_i^2}{d_i^5} \quad (28-3)$$

که

$$S_i = \frac{0.0375 \gamma_g H_i}{\bar{Z}_i \bar{T}_i} \quad (29-3)$$

ضخامت لایه تولیدی<sup>۱</sup> شاخه  $i$  (ft)  $= H_i$

چگالی گاز  $= \gamma_g$

در نقاط اتصال:

$$P_{Kf_i} = P_{hf_{i-1}} \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (30-3)$$

معادله‌های (۲۲-۳)، (۲۳-۳)، (۲۸-۳) و (۳۰-۳) شامل (۴n-۱) معادله است که برای فشار

جريانی  $P_{hf_n}$  داده شده در بالای شاخه  $n$ ، بایستی برای بدست آوردن (۴n-۱) مجهول زیر آنها را حل کرد.

$$q_{g1}, q_{g2}, \dots, q_{gn}$$

$$p_{wf1}, p_{wf2}, \dots, p_{wfn}$$

$$p_{kf1}, p_{kf2}, \dots, p_{kfn}$$

$$p_{hf1}, p_{hf2}, \dots, p_{hfn-1}$$

سپس دبی گاز تولیدی از چاه چند شاخه‌ای می‌تواند به صورت زیر تعیین شود با:

$$q_g = \sum_{j=1}^i q_{gi} \quad (31-3)$$

بنابراین IPR ترکیبی می‌تواند به طور ضمنی برقرار شود.

$$q = f(P_{hf_n}) \quad (32-3)$$

<sup>۱</sup> Reservoir thickness, ft

و آن را به صورت زیر در مدل IPR برای شاخه های واحد به کار گرفت:

$$q_g = \frac{K_h h (\bar{P}^2 - P_{wf}^2)}{1424 \mu Z T} \left[ \frac{1}{\ln \left( \frac{0.472 r_{eh}}{l/4} \right)} \right] \quad (33-3)$$

که:

$\bar{P}$  = فشار متوسط مخزن ( $psi$ )

$r_{eh}$  = شعاع ناحیه زه کشی<sup>۱</sup> ( $ft$ )

### ۹-۳ آشنایی با نرم افزار *PROSPER*

نرم افزار *PROSPER* ، نرم افزاری برای آنالیز سامانه های تولیدی و محصول شرکت <sup>۲</sup> Petex می باشد. نرم افزار پیشرفته آنالیز تولید و کارایی سیستم<sup>۳</sup>، یک شبیه ساز عددی است که می تواند با استفاده از مدل سازی ، توصیف دقیق رفتار سیالات تولیدی در تمام سیستم تولید را انجام دهد. راه حل های بهینه سازی تولید در هر عملیات میدانی را می توان با مدل سازی یک پارچه مخزن، چاه و شبکه سطحی، توسط این نرم افزار فراهم کرد [۲۷].

### ۱-۹-۳ کاربردهای مدل جریان

مدل کردن جریان چند فازی یک مبحث مهم در مهندسی بهره برداری نفت به شمار می رود. مدل کردن جریان دارای کاربرد در زمینه های بهینه سازی نرخ تولید، انتخاب اندازه لوله تولید، طراحی، تکمیل و فرازآوری مصنوعی است. مهندسین بهره برداری نفت هم از این تکنیک برای مدل کردن منحنی های تولید برای استفاده در شبیه سازی ها و محاسبه فشار مخزن استفاده می کنند [۲۷].

<sup>1</sup> Radius of drainage area, (ft)

<sup>2</sup> Petroleum Experts

<sup>3</sup> Production and Systems PERformance

## ۲-۹-۳ مفاهیم آنالیز سامانه

در آنالیز گرهای سامانه‌های بهره‌برداری نفت، محاسبه نرخ‌های تولید چاه با حل کردن متوالی روابط جریان درون ریز چاه ( $IPR^1$ ) و جریان برون ریز چاه ( $VLP^2$ ) بدست می‌آید. روابط جریان درون ریز  $IPR$  نرخ تولید را با فشار جریانی ( $P_{wf}$ ) مرتبط می‌سازد و عملکرد فرازآوری عمودی اختلاف فشار بین سطح<sup>۳</sup> ( $P_{surface}$ ) و دیواره ماسه‌ای زون تولیدی مخزن ( $P_{wf}$ ) را بیان می‌کند. عملکرد فرازآوری عمودی وابسته به عوامل زیر است:

مشخصات فشار - حجم - دما ( $PVT$ ) ، عمق چاه ، اندازه لوله مغزی تولیدی ، فشار سطح، نسبت آب به سیال تولیدی ( $WGR^4$  یا  $GOR^5$ ) ، نسبت گاز به نفت ( $GOR^6$ ) [۲۸]. عملکرد فرازآوری عمودی از روی یک فشار سطح معلوم ( سرچاه، دستگاه تفکیک‌کننده یا کاهنده چندراهه<sup>۷</sup> ) رو به پائین تا دیواره ماسه‌ای زون تولیدی مخزن برای محدوده‌ای از نرخ‌های تولید محاسبه می‌شود.

گره‌های سامانه مکان‌هایی هستند که سامانه بطور موثر به منظور انجام محاسبات مجزا می‌شوند. جریان درون ریز می‌تواند در هر نقطه‌ای از چاه با استفاده از معادلات بهره‌دهی و روابط جریان محاسبه شود. همچنین فشار جریان برون ریز یا  $VLP$  می‌تواند از گره اول تا هر نقطه دیگری محاسبه شود. انتخاب گره‌های محاسباتی بستگی به کاربرد آن دارد؛ هنگامی که هدف تعیین نرخ تولید چاه است گره در دیواره ماسه‌ای زون تولیدی مخزن انتخاب می‌شود و جریان درون ریز در دیواره ماسه‌ای زون تولیدی مخزن، و جریان برون ریز از سطح تا دیواره ماسه‌ای زون تولیدی مخزن محاسبه می‌شود (شکل ۹-۳).

<sup>1</sup> Inflow Performance Relationship (IPR)

<sup>2</sup> Vertical lift performance (VLP)

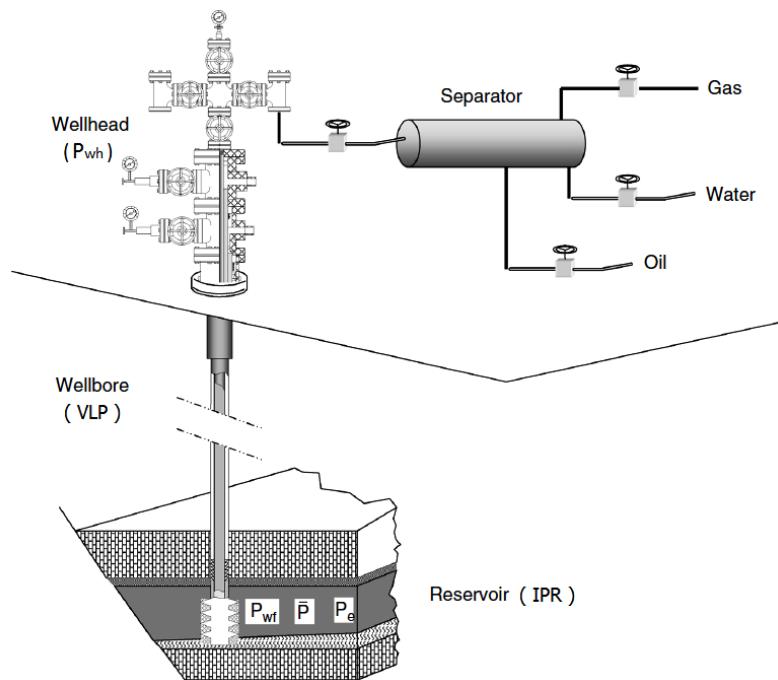
<sup>3</sup> Surface Pressure

<sup>4</sup> Water Gas Ratio

<sup>5</sup> Water Oil Ratio

<sup>6</sup> Gas Oil Ratio

<sup>7</sup> Manifold



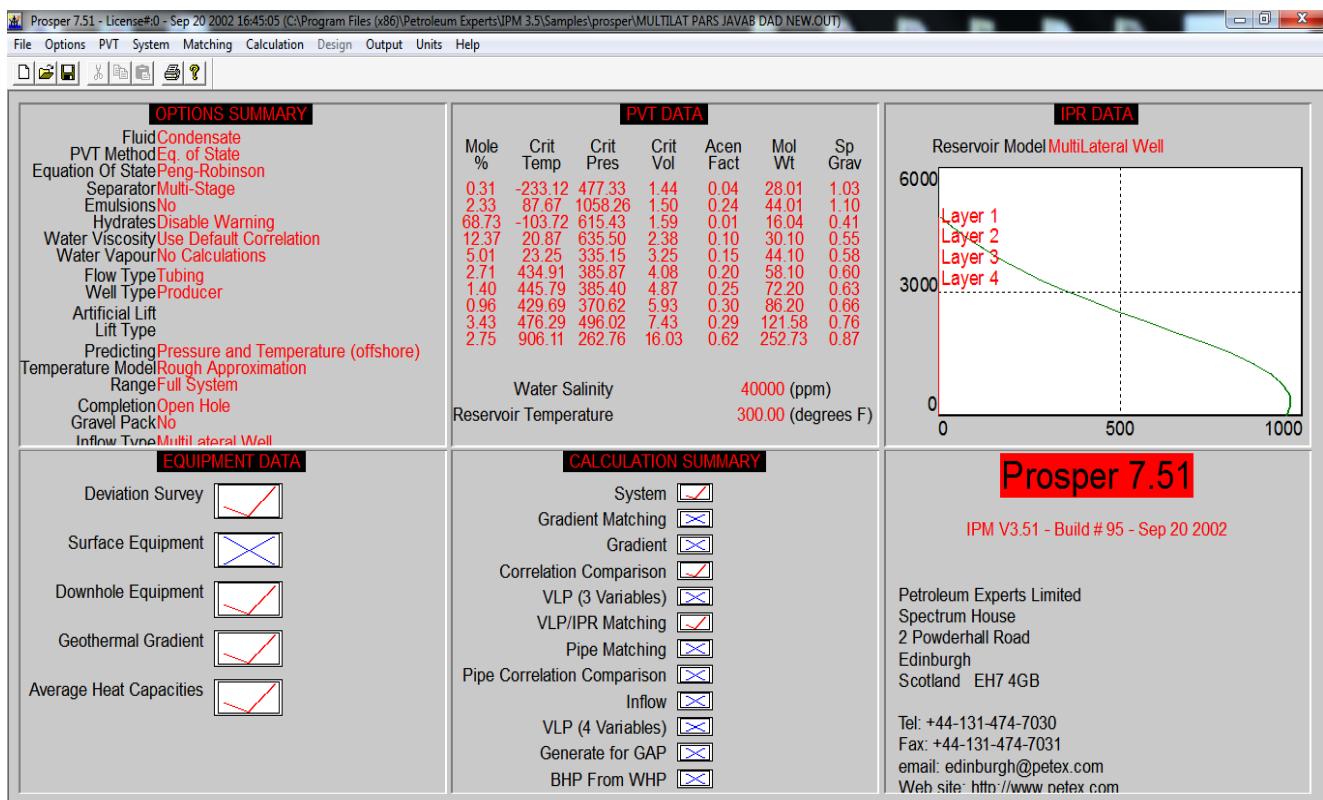
شکل ۳-۹: شماتیک سیستم بهره‌برداری هیدروکربور و محل محاسبات بر حسب IPR و VLP [۲۸].

تمام نرم‌افزارهای حرفه‌ای مهندسی نفت به گونه‌ای ساخته شده‌اند که امکان محاسبه و تطبیق هر جزء سامانه را قبل از پیشرفت و انجام محاسبات بعدی مدل می‌دهند. برای مثال از داده‌های فشار حجم - دما در محاسبه *VLP* و *IPR* استفاده می‌شود، بنابراین داده‌های فشار - حجم - دما قبل از محاسبه *IPR*, باید تطبیق<sup>۱</sup> شود. این روند باعث حداقل شدن خطا می‌شود هر چند که تطبیق کردن با یک سری داده و کم کردن خطا تضمین نمی‌کند که در هر شرایطی جواب *VLP* به خوبی گرفته شود ولی حداقل در این شرایط خاص بهترین جواب را می‌دهد [۲۸].

### ۳-۹-۳ روند کار در نرم افزار *PROSPER*

هنگامی که نرم افزار *PROSPER* تحت محیط ویندوز اجرا شد (شکل ۳-۱۰)، با استفاده از آن تطبیق چاه تولیدی با داده‌های میدانی انجام گرفت و از آن برای مدل‌سازی چاه در سناریوهای مختلف و پیش‌بینی فشار مخزن با توجه به شرایط تولید استفاده شد که مرحل آن در ادامه آمده است.

<sup>۱</sup>Matching



شکل ۱۰-۳: پنجره اصلی نرم افزار که بخش‌های مختلف آن در شکل مشخص است.

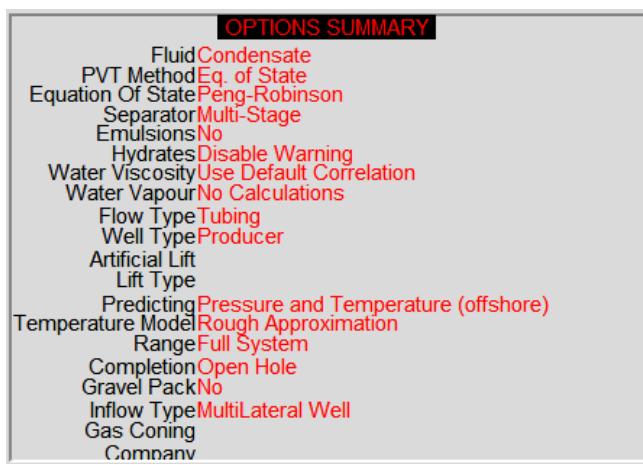
برای مدلسازی چاه باید از روند زیر استفاده کرد [۲۷]:

ابتدا در قسمت تنظیمات نوع مدل را مشخص می‌کنیم. این کار باعث می‌شود که که فقط داده‌هایی که برای مسئله مورد نیاز است توسط نرم افزار خواسته شود. برای شروع، مشخصات سامانه و نوع مدل مشخص می‌شود. در بخش تعریف سیال نوع سیال از بین آب و نفت، گاز تر و خشک یا میانات برگشتی<sup>۱</sup> انتخاب و روش محاسبه از بین *Blak oil* و یا معادله حالت<sup>۲</sup> انتخاب می‌شود. همچنین وجود امولوسیون، اخطار تشکیل هیدرات و روش محاسبه گرانزوی آب و تعداد مراحل دستگاه تفکیک‌کننده از بین یک مرحله‌ای و چند مرحله‌ای انتخاب می‌شود. در بخش نوع چاه، جریان از بین جریان در لوله تولیدی و جریان در فضای حلقوی انتخاب می‌شود و همچنین نوع چاه از بین چاه‌های تولیدی و یا تزریقی گاز یا تزریق آب مشخص می‌شود. در بخش محاسبات تخمین، از بین تخمین فشار یا تخمین فشار-دما در مناطق خشکی یا فراساحلی تعیین شده؛ و مدل محاسبه دما از

<sup>1</sup> Retrograde condensate

<sup>2</sup> Equation of state

بین موازنۀ آنتالپی یا برآورده تقریبی انتخاب می شود. دامنه محاسبات هم می تواند کل سامانه یا فقط خطوط جریان باشد. در بخش تکمیل چاه نوع تکمیل چاه که به صورت حفره باز یا چاه با لوله جداری و اینکه پوشش شنی داشته باشد یا خیر تعیین می شود. در بخش مخزن نوع جریان درون ریز از بین تک شاخه یا چند شاخه انتخاب می شود و همچنین در نظر گرفتن پدیده مخروطی شدن گاز یا آب تعیین می شود. پس از انتخاب این گزینه ها خلاصه‌ی تنظیمات در پنجره اصلی نمایان می شود (شکل ۱۱-۳).



شکل ۱۱-۳: قسمت تنظیمات نرم افزار و انتخاب نوع مدل

سپس داده های فشار- حجم- دما موجود را با داده های آزمایشگاهی می توان تطبیق داد و در صورت لزوم روابط را تنظیم کرد تا داده های فشار- حجم- دما دقیقی بدست آید. در این قسمت باید از داده های تبخیر آنی<sup>۱</sup> استفاده کرد (شکل ۱۲-۳).

PVT DATA							
Mole %	Crit Temp	Crit Pres	Crit Vol	Acen Fact	Mol Wt	Sp Grav	
0.31	-233.12	477.33	1.44	0.04	28.01	1.03	
2.33	87.67	1058.26	1.50	0.24	44.01	1.10	
68.73	-103.72	615.43	1.59	0.01	16.04	0.41	
12.37	20.87	635.50	2.38	0.10	30.10	0.55	
5.01	23.25	335.15	3.25	0.15	44.10	0.58	
2.71	434.91	385.87	4.08	0.20	58.10	0.60	
1.40	445.79	385.40	4.87	0.25	72.20	0.63	
0.96	429.69	370.62	5.93	0.30	86.20	0.66	
3.43	476.29	496.02	7.43	0.29	121.58	0.76	
2.75	906.11	262.76	16.03	0.62	252.73	0.87	

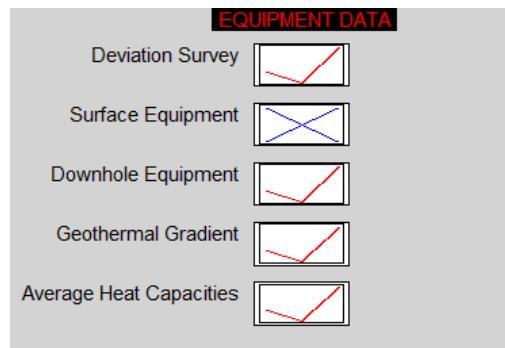
  

Water Salinity	40000 (ppm)
Reservoir Temperature	300.00 (degrees F)

شکل ۱۲-۳: بخش تعریف سیال مخزن

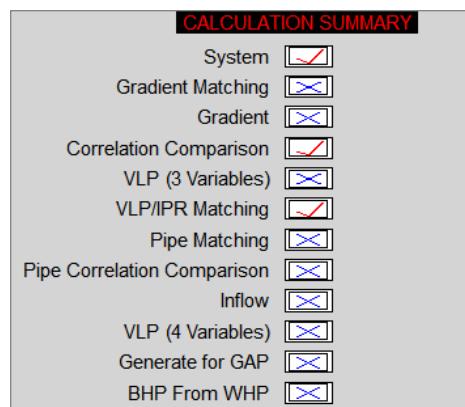
<sup>1</sup> Flash test

مرحله بعدی وارد کردن داده های تجهیزات چاه است و مدل  $IPR$  با وارد کردن داده های لازم ساخته می شود (شکل ۱۳-۳).



شکل ۱۳-۳: بخش وارد کردن داده های تجهیزات چاه

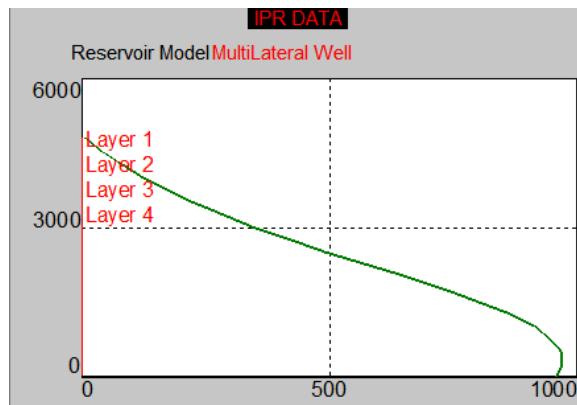
در قسمت محاسبات تطبیقی<sup>۱</sup>، روابط  $VLP$  تنظیم می شوند تا فشار ته چاهی اندازه گیری شده را بتوان توسط مدل بدست آورد (شکل ۱۴-۳).



شکل ۱۴-۳: بخش محاسبات تطبیقی، روابط  $VLP$

با کار کردن روی فشار سطح ( $P_{surface}$ ) و فشار مخزن ( $P_R$ ) می توان فشار جریانی ته چاهی  $(P_{wf})$  را تنظیم کرد تا نمودار  $IPR$  بدست آید (شکل ۱۵-۳).

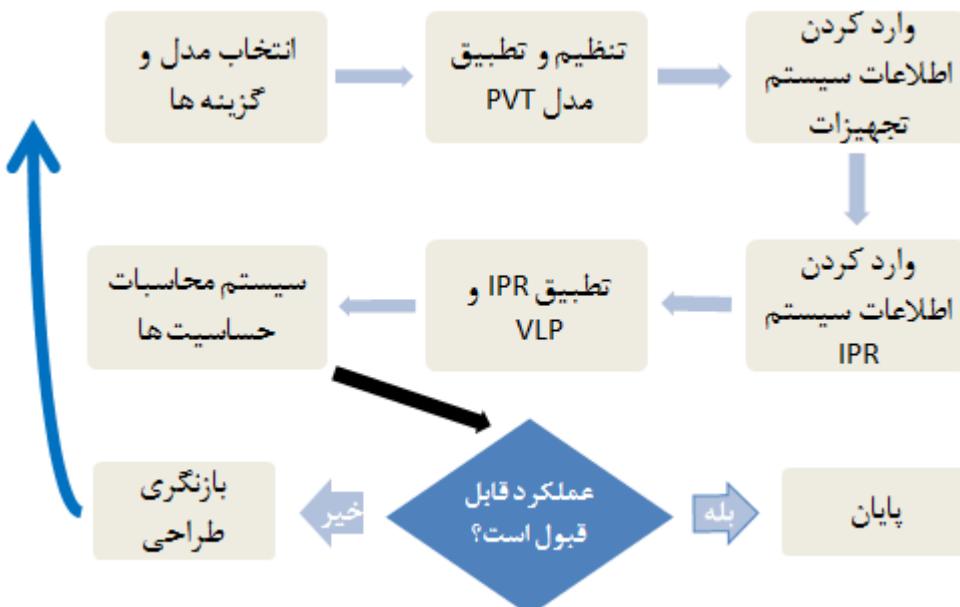
<sup>1</sup> Calculation Matching



شکل ۱۵-۳: بخش نمودار IPR نرم افزار

بعد از ساختن مدل چاه می توان از آن برای طراحی فرازآوری مصنوعی یا محاسبه حساسیت‌ها برای محاسبه نرخ تولید و شرایط تولید در آینده استفاده کرد. در شکل ۱۶-۳ نیز به طور مختصر روند کار در نرم افزار آمده است اما برای یادگیری کامل کارایی‌های مختلف نرم افزار می‌توان به قسمت Help نرم افزار که در آن بطور مفصل توضیح داده شده رجوع کرد [۲۷].

طراحی چاههای چند شاخه‌ای در نرم افزار PROSPER به دقت بالایی نیاز دارد، چرا که علاوه بر پیچیده بودن نحوه طراحی، درست بودن طراحی برای انجام محاسبات صحیع توسط نرم افزار نیز از اهمیت بالایی برخوردار است.



شکل ۱۶-۳: فلوچارت روند کار در نرم افزار PROSPER

## فصل چهارم

مدل سازی و بهینه سازی چاه چند شاخه ای

در میدان مورد مطالعه

**۱-۴ مقدمه**

از آنجایی که میدان گازی پارس جنوبی دارای چهار لایه تولیدی با خواص مخزنی متفاوت می باشد و همچنین حفاری در دریا به مراتب پرهزینه تر و دشوارتر از حفاری در خشکی می باشد، لذا با استفاده از چاههای چند شاخه ای، می توان قسمت بیشتری از مخزن را با حفاری یک چاه تحت تاثیر قرار داد، که باعث تولید بیشتر می شود و هم هزینه حفاری در آب های خلیج فارس را بطور قابل ملاحظه ای کاهش داد. در مخازنی که از چاههای چند شاخه ای استفاده می شود، بهینه سازی ساختار چاه چند شاخه ای و همچنین استراتژی های تولید بسیار پر اهمیت است. در این فصل هدف بر این است تا مقدار تولید و عملکرد مخزن میدان پارس جنوبی با استفاده از آنالیز گره ای و در حالتی که از چاههای چند شاخه ای با هندسه متفاوت استفاده می شود بررسی شده و روی نتایج بحث های مربوط صورت گیرد.

**۲-۴ مشخصات کلی میدان مورد بررسی**

میدان گازی پارس جنوبی بر روی خط مرزی مشترک ایران و قطر در خلیج فارس قرار دارد که شامل ۴ لایه تولیدی می باشد. ابتدا توسعه این میدان در قالب ده فاز تعریف شد؛ چرا که در آن زمان تصویر روشنی از توسعه میدان و میزان قابل توجه گاز در جای آن وجود نداشت. هم اکنون ۱۰ فاز میدان گازی پارس جنوبی به ۲۴ فاز افزایش یافته است [۲۹].

میدان گازی پارس جنوبی یکی از بزرگترین منابع گازی جهان است و یکی از اصلی ترین منابع انرژی کشور به شمار می رود. مساحت این میدان ۹۷۰۰ کیلومتر مربع است که سهم متعلق به ایران ۳۷۰۰ کیلومتر مربع است. مخزن مشترک گازی پارس جنوبی ۵۰ درصد از ذخایر گاز کشور و ۸ درصد از ذخایر گاز طبیعی جهان را در اختیار دارد. ذخیره گاز این بخش از میدان ۱۴ تریلیون متر مکعب گاز به همراه ۱۸ میلیارد بشکه میعانات گازی است [۳۰].

## ۱-۲-۴ اطلاعات چاه و مخزن

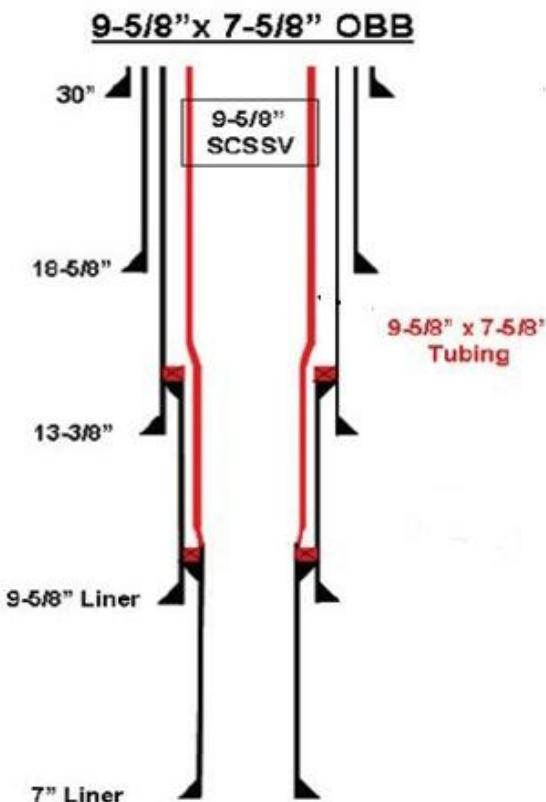
لایه های مخزنی میدان در دو سازند دالان و کنگان قرار گرفته است که از لحاظ چینه شناسی به چهار بخش تقسیم بندی می شود که از بالا به پائین شامل  $K1$  و  $K2$  (سازند کنگان به سن تریاس تحتانی) و  $K3$  و  $K4$  (سازند دالان به سن پرمین) به ضخامت حدود ۴۰۰ متر و گرادیان فشار  $kg/cm^2/10m$   $1/45 - 1/36$  می باشد. جنس سازندهای دالان و کنگان شامل سری از سنگ های کربناته و تبخیری می باشد که توسط لایه های انیدریت از هم جدا شده اند. ضخامت این لایه ها در قسمت های مختلف مخزن متفاوت است.

این مخزن متشکل از سازندهای کنگان و دالان با لیتولوژی سنگ آهک، سنگ آهک دولومیتی، انیدریت و رسهای چسبنده در عمق حدودا ۲۷۰۰ متر می باشد. علاوه بر لایه های گازدار کنگان و دالان که لایه اصلی میدان مشترک پارس جنوبی است، لایه های دیگری در این میدان وجود دارد که حفاری های انجام شده، وجود نفت در آن را تأیید کرده است. در این میان، لایه نفتی "داریان" در این میدان از اهمیت خاصی برخوردار است [۳۱].

نفوذ پذیری افقی در این مخزن کم است و همین موضوع باعث شده تا استفاده از چاه های افقی در این میدان محدود شود [۳۰]. همچنین به دلیل اینکه نوع سیال مخزن گاز معیانی<sup>۱</sup> است استفاده از چاه های افقی، به دلیل تشکیل میانات گازی در ستون چاه، می تواند مشکلاتی ایجاد کند. بنابراین، با توجه به این ویژگی ها، استفاده از چاه های چند شاخه ای گزینه اقتصادی و مطلوبی برای بهره برداری از این میدان مهم گازی به نظر می رسد.

در حال حاضر نحوه تکمیل چاه های این میدان به صورت تک شاخه است که شمای آن در شکل ۱-۴ نشان داده شده است.

<sup>1</sup> Gas-condensate



شکل ۱-۴: شماتی چاه در تکمیل [۳۰] Monobore.

لازم به ذکر است که کلیه اطلاعات مورد نیاز چاه و مخزن از طریق شرکت نفت و گاز پارس در اختیار این تحقیق قرار گرفته است. شرایط مخزن در جدول ۱-۴ بصورت خلاصه ارائه شده است:

جدول ۱-۴: شرایط مخزنی در لایه‌های K1 و K2 میدان مورد مطالعه (که از شرکت نفت و گاز پارس گرفته شده است).

سیال تولیدی	گاز میعانی
دبی گاز (میلیون فوت مکعب استاندارد)	۲/۲
فشار نقطه حباب در $^{\circ}\text{F}$	۴۷۰۰-۵۰۰۰ psi
نسبت گاز به میانات گازی	۷۰۰۰ $\text{m}^3/۵۰۰۰ \text{m}^3$
سنگینی میانات گازی	۵۰ °API
مقدار هیدروژن سولفور در گاز تفکیک شده	ماکزیمم ۰.۱٪ مولار ( $/.۰/۵۴$ )
دماهی تهچاهی در عمق ۳۰۰۰ متر	۱۴۸ °C
فشار تهچاهی در عمق ۳۰۰۰ متر	۵۳۲۰ psig <sup>۱</sup>
میزان شوری آب	۲۹۰ gr/lit
فشار سرچاهی ماکزیمم	۴۱۵۶ Psig
دماهی جریان در سرچاه	۸۰ °C
فشار جریان در سرچاه	۳۹۰۰ Psig

<sup>۱</sup> Gage pressure (Psig) = Absolute pressure + 14.7

## ۴-۲-۲-۴ چالش قرار گرفتن فازهای جدید در کناره های مخزن

در حال حاضر در میدان پارس جنوبی حفاری چاهها با توجه به خصوصیات مخزن بصورت مایل با زاویه ۴۲ درجه نسبت به خط قائم صورت می گیرد. حفاری این چاهها به صورت مایل علاوه بر اینکه تمام لایه ها را تحت تاثیر قرار می دهند، سطح تماس بیشتری بین چاه و مخزن حاصل می نمایند. حال آنکه حفاری چاه بصورت افقی نه تنها لایه های مختلف را تحت تاثیر قرار نمی دهد، بلکه به دلیل نسبت پایین نفوذ پذیری قائم به افقی تولید مطلوبی را نیز باعث نمی شود.

با توجه به ساختار لایه ای و همچنین سایر خصوصیات میدان، استفاده از چاه های چند شاخه ای به نحوی که هم سطح تماس چاه با مخزن زیاد باشد و هم سطح بیشتری از مخزن تحت تاثیر چاه قرار گیرد، باید مورد مطالعه قرار گیرد.

بیشتر فازهای جدیدی که تاکنون در پارس جنوبی تعریف شده اند در کناره های مخزن گازی در دو لایه بالایی ( $K1$  و  $K2$ ) سازند کنگان قرار دارند؛ یعنی جایی که لایه های اصلی گازده (لایه های  $K3$  و  $K4$  سازند دالان که در عمق بیشتری قرار دارند) وجود ندارد.

تنها ۳۰ تا ۴۰ درصد گاز در لایه های ( $K1$  و  $K2$ ) قرار دارد و این در حالی است که عمدۀ گاز میدان در لایه های پایینی  $K4$  سازند دالان واقع شده است؛ بر اساس برآوردهای انجام شده بیش از پنجاه درصد گاز در پایین ترین لایه ( $K4$ ) قرار دارد که از ضخامت بیشتری نیز برخوردار است [۳۱].

در این میدان با استفاده از روش نرمال حفاری (چاه های متداول در حال حاضر) می توان به تولید ۲/۲ تا کمتر از ۲۰ میلیون فوت مکعب<sup>۱</sup> گاز در روز به ازای هر چاه دست یافت؛ این در حالی است که این امکان وجود دارد که با حفر چاه های چند شاخه ای (با تولید از چهار لایه)، ظرفیت تولید را ۱۰۰ تا ۱۴۰ میلیون فوت مکعب گاز بالا برد [۳۱].

<sup>۱</sup> Million standard cubic feet per day (MMscf/d)

### ۳-۴ مراحل مدل سازی در نرم افزار

در هنگام انتخاب اندازه لوله مغزی بزرگتر و جریان مختلط از چند شاخه (از زون های تولیدی)، چاه چند شاخه افت فشار اصطکاکی کمتری ( $\Delta P_f$ ) را در مقایسه با چاه های تک شاخه ممکن است ایجاد کند که این کار باعث جریان تولیدی ( $q$ ) بیشتری می شود. اما بعضی موقعیت سیالات مختلط ممکن است افت فشار اصطکاکی بزرگتری از آنچه انتظار می رود را سبب شوند. بنابراین عملکرد جریان خروجی ( $VLP$ ) ناسازگارتر از چاه های تک شاخه حاصل می شود، این به این معنی است که بهره دهی چاه وابسته به اثرات تداخل، هم در مخزن و هم در دیواره چاه است. اگر هدف های مخزنی برای چندین شاخه بدون بررسی مناسب انتخاب شوند، پتانسیل ایجاد تداخل جریان<sup>۱</sup> ممکن است باعث مشکلات دیگری شود. اطلاع از میزان بهره دهی چاهها با ساختارهای مختلف و مقایسه آنها با یکدیگر می تواند کمک شایان توجهی به مهندسین طراح ارائه دهد. در اینجا می توان ارزش بیشتری به کار مدل سازی اضافه کرد.

چاه های چند شاخه ای متفاوت از چاه های واحد هستند، زیرا ساختار متنوعی دارند. تعداد شاخه ها و روشی که آنها متصل می شوند متنوع است و همچنین اثر متقابل هر شاخه باید محاسبه شود. از این رو برای فهمیدن رفتار این نوع از چاه ها روش قابل انعطافی برای مدل سازی باید استفاده شود.

در ادامه، به منظور طراحی ساختار چند شاخه ای مناسب برای مخزن مورد مطالعه، چاه چند شاخه به دو صورت و با هندسه های مختلف طراحی می شود. در حالت اول یک چاه چند شاخه ای با هندسه چهاربر<sup>۲</sup> با شاخه هایی با زاویه عمودی نزدیک به ۹۰ درجه، به صورت افقی به طول تقریبی ۲۰۰ فوت به داخل هر یک لایه ها حفاری می شوند. در حالت دوم یک مدل از چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه که به صورت مایل با زاویه عمودی نزدیک به ۴۵ درجه از دو لایه بالایی عبور کرده و

<sup>1</sup> Cross flow

<sup>2</sup> Quadrilateral

قسمت انتهایی چاه که بصورت نسبتاً افقی (زاویه نزدیک به ۸۰ درجه) یک شاخه در لایه سوم و یک شاخه دیگر در لایه چهارم به انتهای می رسد و هر چهار لایه را تحت تاثیر قرار می دهند، طراحی می شود.

#### ۴-۴ مدل چاه چند شاخه ای با هندسه چهار برابر

هدف از ساخت این مدل نشان دادن موقعیتی است که چاه چند شاخه ای با ایجاد مسیرهای جانبی افقی (با زاویه زیاد در چهار ناحیه هدف مخزنی با ضخامت کم) حفاری می شود و افزایش تولید و ضریب بهره دهی آن بررسی شود. برای نیل به این هدف باید اطلاعات کافی از نوع مدل و مخزن وجود داشته باشد.

#### ۴-۴-۱ مشخص کردن نوع مدل

با استفاده از اطلاعاتی که در اختیار ما قرار گرفت، به کمک نرم افزار نوع مدل تعیین شد. براساس نوع مدل انتخاب شده، داده های مورد نیاز مخزن و چاه وارد شد. مشخصات اولیه مدل در جدول ۲-۴ آورده شده است.

جدول ۲-۴: مشخصات اولیه مدل

PVT روش	معادله حالت پایدار
سیال	گاز میعانی برگشتی
تفکیک کننده	چند مرحله ای
نوع جریان	جریان از طریق لوله مغزی
نوع چاه	تولیدی
تکمیل	حفره باز
معادله حالت	Peng-Robinson
روش فراز آوری	جریان طبیعی چاه
مخزن	چند لایه ای

## ۲-۴-۴ بررسی داده های فشار- حجم- دما

در گام دوم داده های فشار- حجم- دما در قسمت *PVT* نرم افزار وارد شد. این داده ها، اطلاعاتی است که در طی عملیات حفاری و همچنین با بررسی و تجزیه و تحلیل در محیط آزمایشگاهی بر روی سیال مخزن بدست می آید. به دلیل اینکه مخزن گازی است، به محاسبات دقیق تری نیاز داشتیم و به همین دلیل داده های فشار- حجم- دما مربوط به لایه های *K1* و *K2* مخزن، به صورت ترکیبی<sup>۱</sup> در قسمت *PVT* نرم افزار وارد شد (جدول ۳-۴).

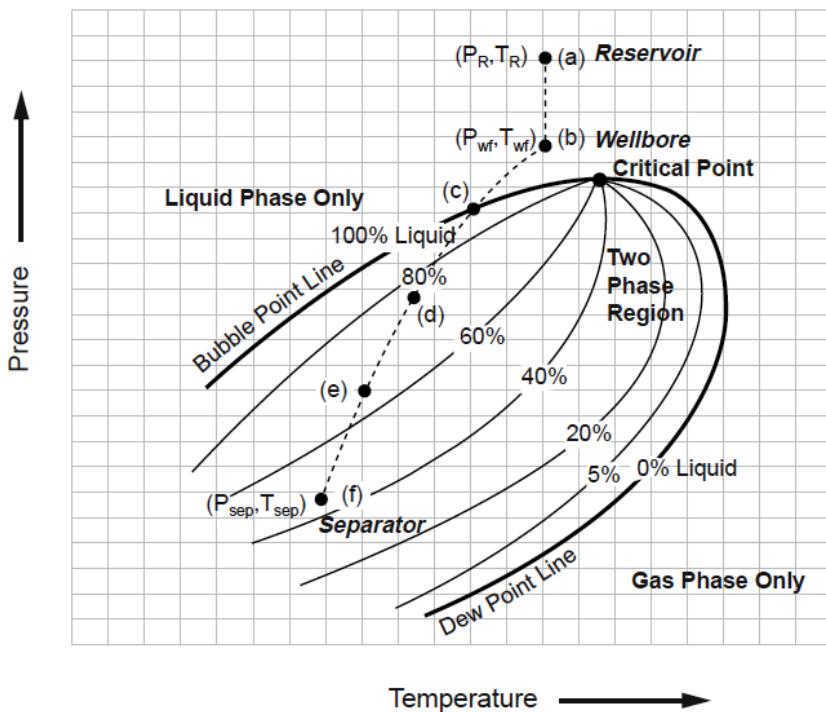
جدول ۳-۴: داده های وارد شده در قسمت *PVT*

ترکیبات	%مولی	دما بحرانی °F	فشار بحرانی psig	حجم بحرانی	ضریب Acentric	وزن مولکولی	سنگینی ویژه
N <sub>2</sub>	۶/۳۱	-۲۳۳/۱۲۴	۴۷۷/۳۲۶	۸۹/۸	۶/۶۳۹	۲۸/۶۱	۱/۶۲۶
CO <sub>۲</sub>	۲/۳۳	۸۷/۶۷۲	۱۶۵۸/۲۶	۹۳/۹	۶/۲۳۹	۴۴/۶۱	۱/۱۶۱
C <sub>۱</sub>	۶۸/۷۳	-۱۶۳/۱۱۶	۶۱۵/۴۳۵	۹۹/۲	۶/۶۱۱	۱۶/۶۴	۶/۴۱۵
C <sub>۲</sub>	۱۲/۳۷	۲۶/۸۶۶۲	۶۳۵/۵۶۴	۱۴۸/۳	۶/۶۹۹	۳۶/۱	۶/۵۴۶
C <sub>۳</sub>	۵/۶۱	۲۳/۲۵۵	۳۳۵/۱۰۴	۲۶۳	۶/۱۵۳	۴۴/۱	۶/۵۸۵
NC <sub>۴</sub>	۲/۷۱	۴۳۴/۹۶۷	۳۸۵/۸۶۹	۲۵۵	۶/۱۹۹	۵۸/۱	۶/۶
NC <sub>۵</sub>	۱/۴	۴۴۵/۷۸۶	۳۸۵/۴۶۳	۳۶۴	۶/۲۵۱	۷۲/۲	۶/۶۳
C <sub>۶</sub>	۶/۹۶	۴۲۹/۶۸۹	۳۷۶/۶۲۲	۳۷۶	۶/۲۹۹	۸۶/۲	۶/۶۶۴
C <sub>۷::۱۲</sub>	۳/۴۳	۴۷۶/۲۹۲	۴۹۶/۶۲۴	۴۶۵	۶/۲۹۶۴	۱۲۱/۵۸۱	۶/۷۶۲۸
C <sub>۱۳::C<sub>۲۵</sub></sub>	۲/۷۵	۹۶۶/۱۱۵	۲۶۲/۷۶	۱۶۶۶/۶۶	۶/۶۲۳۲	۲۵۲/۷۳	۶/۸۶۹۲

نکته ای که قابل ذکر می باشد این است که با توجه به راهنمای نرم افزار، اگر داده های کامل آزمایشگاهی را در اختیار نداشته باشیم، وارد کردن مشخصات *PVT* سیال در فشار نقطه حباب بهترین جواب را می دهد.

برای پی بردن به اطلاعات قابل برداشت از منحنی پوش فازی بدست آمده از داده های *PVT*، به صورت شماتیک مثالی از نحوه رفتار سیالات یک مخزن تحت شرایط دما و فشاری که طی مراحل تولید برای آن پیش می آید در شکل ۲-۴ آمده است.

<sup>۱</sup> Compositional

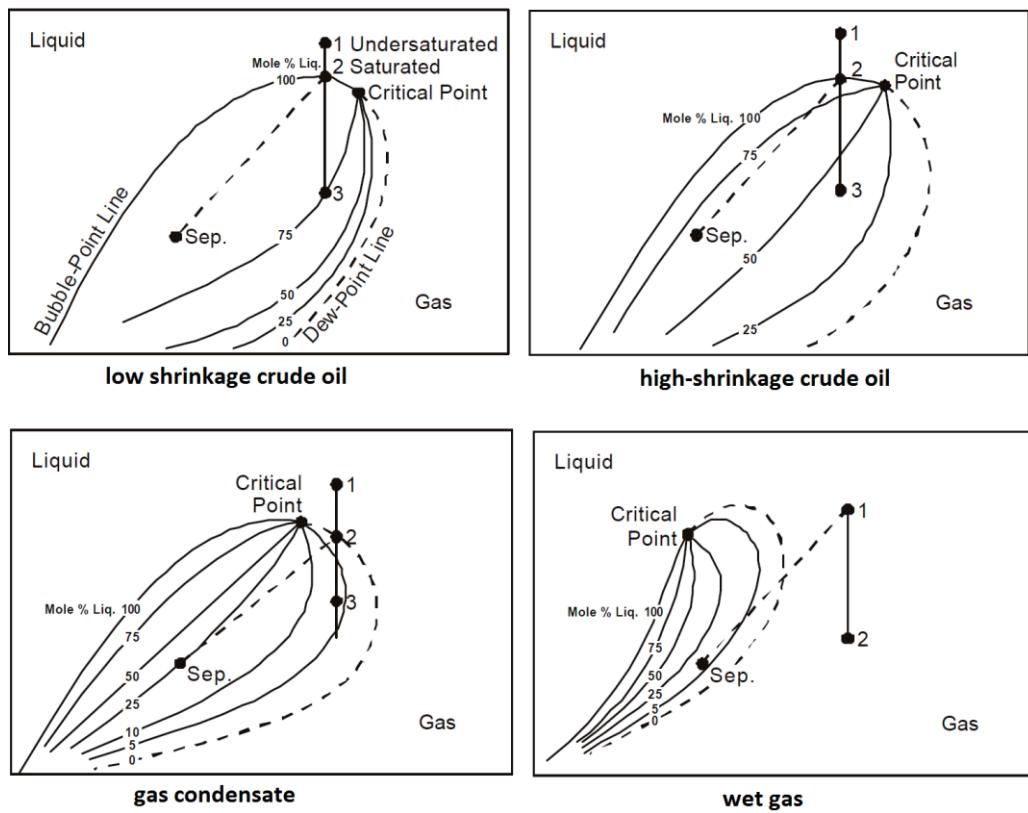


شکل ۴-۲: نحوه رفتار سیال مخزن تحت شرایط دما و فشاری طی مراحل تولید [۲۱].

در شکل ۴-۲ می‌توان دید در فشار و دمای مخزن ( $P_R, T_R$ ) سیال به صورت تک فاز است (به علت اینکه در سمت چپ نقطه بحرانی است فاز فقط مایع است). اگر شرایط فشار و دمای سیال مخزن به نحوی بود که در سمت راست نقطه بحرانی و خارج از ناحیه دوفازی قرار می‌گرفت سیال به صورت گازی می‌بود.

همانطور که در شکل ۴-۲ با نقطه‌چین نشان داده شده، افت دما و فشار ناشی از حرکت سیال به داخل چاه باعث ایجاد شرایط جدیدی می‌شود و سیال با وارد شدن به ناحیه دوفازی (گاز و مایع) از هم جدا شده و به صورت درصدی گاز و درصدی مایع در می‌آید. این امر شرایط نامطلوب در چاه را سبب شده و ممکن است باعث ایجاد مشکلاتی شود که در قسمت افت فشار در لوله‌های افقی و عمودی فصل ۳ به آن اشاره شد.

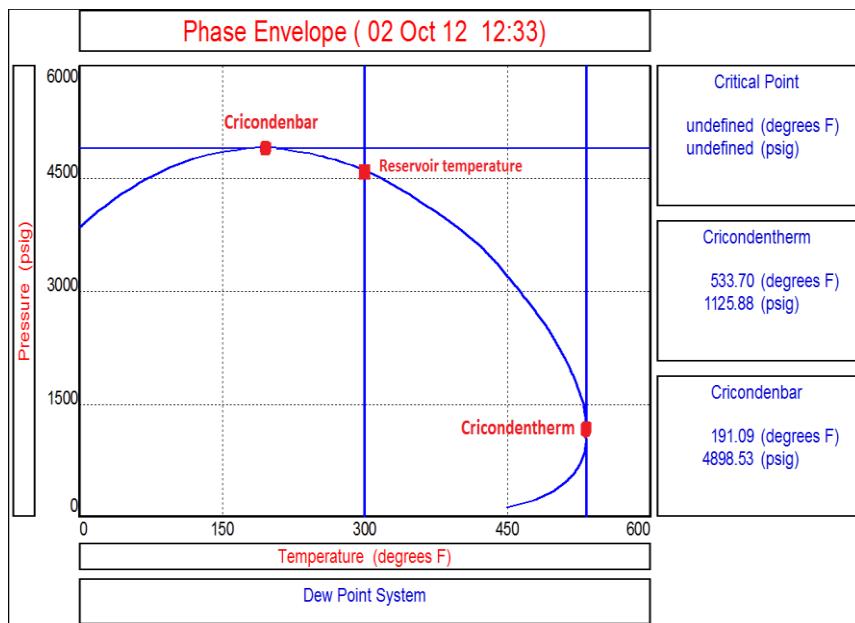
در شکل ۴-۳ نیز نمونه‌هایی از منحنی پوش فازی برای سیالات مخزنی مختلف و نحوه رفتار آنها طی شرایط تولید در دما و فشار مخزن نشان داده شده است.



شکل ۴-۳: نمونه هایی از منحنی پوش فازی برای نفت خام سنگین و سبک و گاز معیانی و تر [۲۱].

پس از وارد کردن داده های فشار- حجم- دما در قسمت PVT نرم افزار، پوش فازی<sup>۱</sup> سیال

مخزن که گاز معیانی می باشد در شکل ۴-۴ نمایان شد.



شکل ۴-۴: منحنی پوش فازی بدست آمده از داده های PVT در معادله حالت پایدار

<sup>1</sup> Phase envelope

### ۳-۴-۴ داده‌های تجهیزات

گام بعد، مشخص کردن ساختار خود چاه و تجهیزات سطحی است. این قسمت دارای پنج بخش است، در بخش پیمایش انحراف چاه<sup>۱</sup>، عمق اندازه گیری شده<sup>۲</sup> (طول مسیر حفاری شده) و عمق عمودی واقعی<sup>۳</sup> (عمق عمودی چاه از سطح زمین) که در جدول ۴-۴ آمده است، وارد شد تا انحراف و جابه‌جایی در چاه مشخص شود. در بخش تجهیزات سطحی و داخل چاه<sup>۴</sup>، نوع تجهیزات<sup>۵</sup>، طول آن‌ها، عمق، قطر داخلی و میزان زبری داخل لوله، مکان مجموعه شیرهای سرچاه، محدودیت‌ها<sup>۶</sup>، رشته تولیدی، لوله جداره و شیر اطمینان زیر سطحی<sup>۷</sup> مشخص شده و عمق، قطر داخلی و زبری داخل لوله بر حسب نیاز وارد می‌شود که در جدول ۴-۵ آمده است. در بخش تغییرات دمای زمین<sup>۸</sup>، عمق و دمای سازند (حداقل دو نقطه) و همچنین ضریب کلی انتقال حرارت وارد می‌شود. اطلاعات گرادیان زمین گرمایی در جدول ۴-۶ آمده است.

در بخش ظرفیت گرمایی متوسط، ظرفیت گرمایی ویژه نفت و گاز و آب به صورت پیش فرض وجود دارد. در مورد این چاه، داده‌های زیر وارد شد:

جدول ۴-۴: داده‌های پیمایش انحراف چاه

عمق اندازه گیری شده (feet)	عمق عمودی واقعی (feet)
.	۸۸۰۰

جدول ۴-۵: داده‌های تجهیزات داخل چاه

Type	عمق اندازه گیری شده (feet)	قطر داخلی (ins)	زبری (ins)
Xmas Tree	.	-	-
Tubing	۸۸۰۰	۴/۶	۰/۰۰۰۶

<sup>1</sup> Deviation survey

<sup>2</sup> Measured Depth (MD)

<sup>3</sup> True Vertical Depth (TVD)

<sup>4</sup> Downhole Equipment

<sup>5</sup> Surface Equipment

<sup>6</sup> Restrictions

<sup>7</sup> Sub Surface Safty Valve

<sup>8</sup> Geothermal Gradient

جدول ۴-۶: اطلاعات گرادیان زمین گرمایی

عمق اندازه گیری شده (feet)	دماهی سازند (F)
.	۶۰
۸۸۰۰	۳۰۰

ضریب کلی انتقال حرارت  $Btu/hr/ft^2/F$  ۸ در نظر گرفته شد.

برای شروع طراحی سیستم چند شاخه ای با توجه به ساختار چاه شروع به انتخاب نقطه گره<sup>۱</sup>، اتصال<sup>۲</sup> و تکمیل<sup>۳</sup> انجام گرفت. با توجه به برنامه حفاری، نقطه گره در عمق عمودی ۸۸۰۰ فوت در بالای شاخه های جانبی در نظر گرفته شد.

نقطه گره به این صورت تعریف می شود که هر چیزی بالای آن قسمتی از طراحی دیواره چاه<sup>۴</sup> به حساب می آید و بنابراین افت فشار هر چیزی در این قسمت جزء جریان بروون ریز چاه حساب می شود و هر چیزی پایین نقطه گره جزء جریان درون ریز چاه حساب می شود و افت فشار در این قسمت جزء محاسبات جریان درون ریز چاه ارزیابی می شود. اطلاعات مربوط به عمق نقطه گره و نقطه اتصال به ترتیب در جدول ۷-۴ و ۸-۴ آمده است.

هنگامی که این نقاط تعیین شدند، سپس داده های پیمایش انحراف، آزمیث و تجهیزات ته چاهی چاه های جانبی وارد شد. داده های پیمایش انحراف چاه های جانبی در جدول های ۹-۴ تا ۱۲-۴ آمده است.

جدول ۷-۴: اطلاعات مربوط به عمق نقطه گره

عمق عمودی واقعی (feet)	عمق اندازه گیری شده (feet)
۸۸۰۰	۸۸۰۰

<sup>1</sup> Tie point<sup>2</sup> Junction<sup>3</sup> Completion<sup>4</sup> Well Bore

جدول ۴-۸: اطلاعات مربوط به عمق نقطه اتصال

مدل جریان افقی	Beggs and Brill
مدل جریان عمودی	Petroleum Expert
نوع مدل	Tubing
زاویه آستانه <sup>۱</sup>	۴۵°
شعاع دهانه چاه (ft)	۰/۴۳

جدول ۴-۹: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه K1

درجه آزیمoot	عمق اندازه گیری شده (feet)	عمق عمودی واقعی (feet)
•	۸۹۱۰	۸۹۰۰
•	۹۰۰۰	۸۹۲۰
•	۹۱۳۰	۸۹۳۰

جدول ۴-۱۰: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه K2

درجه آزیمoot	عمق اندازه گیری شده (feet)	عمق عمودی واقعی (feet)
۹۰	۹۲۲۵	۹۲۱۰
۹۰	۹۳۰۰	۹۲۷۰
۹۰	۹۴۸۰	۹۲۷۵

جدول ۴-۱۱: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه K3

درجه آزیمoot	عمق اندازه گیری شده (feet)	عمق عمودی واقعی (feet)
۱۸۰	۹۷۰۰	۹۶۶۰
۱۸۰	۹۷۷۰	۹۷۰۰
۱۸۰	۹۹۱۰	۹۷۱۰

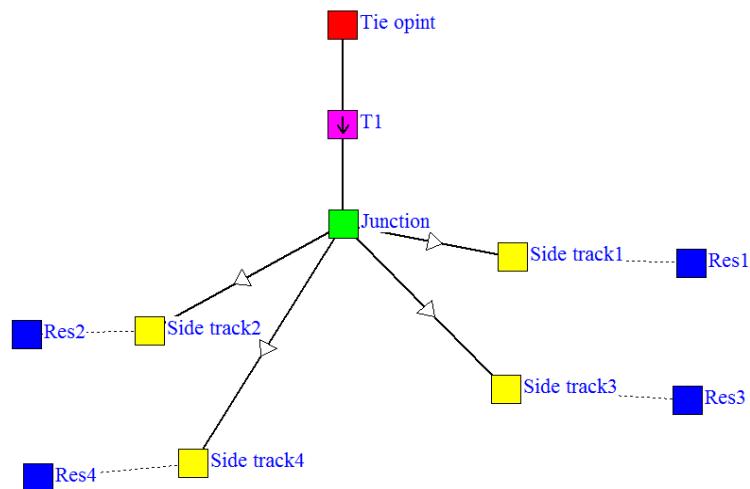
جدول ۴-۱۲: داده های مربوط به پیمایش انحراف تکمیل در لایه K4

درجه آزیمoot	عمق اندازه گیری شده (feet)	عمق عمودی واقعی (feet)
۲۷۰	۱۰۰۰۰	۹۹۶۰
۲۷۰	۱۰۰۵۰	۹۹۸۰
۲۷۰	۱۰۲۱۰	۱۰۰۱۰

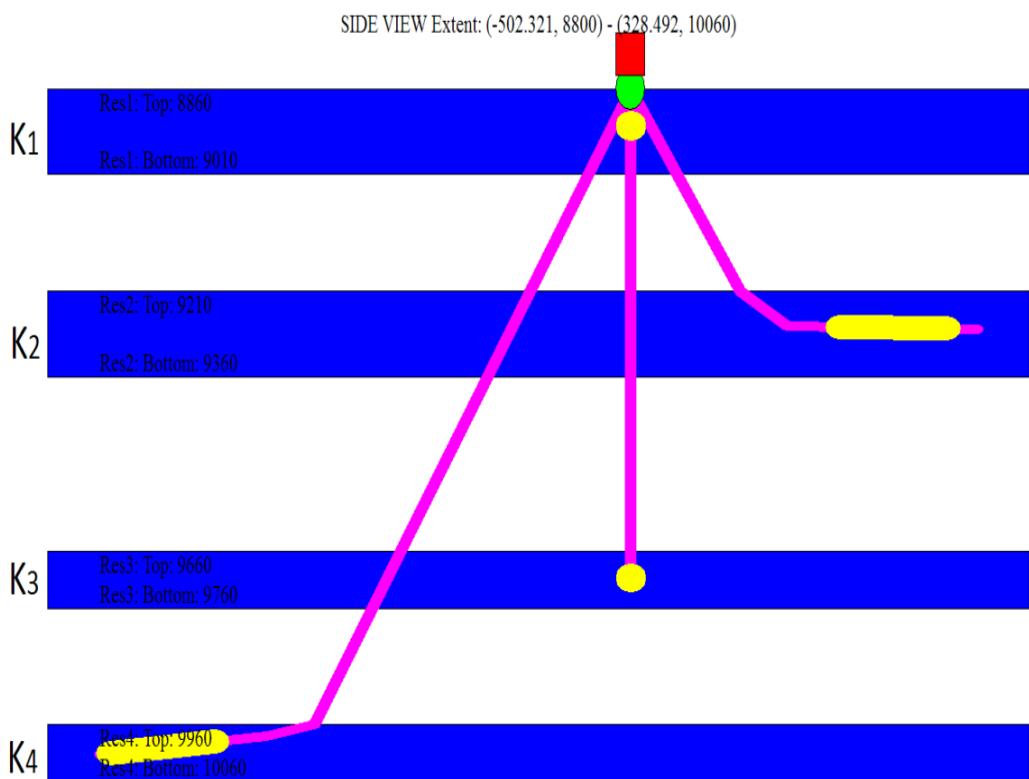
پس از وارد کردن اطلاعات در نرم افزار، هندسه مدل ساخته شده به صورت زیر نمایان شد.(شکل ۴-۵).

تا شکل ۴-۸.

۱- حداکثر زاویه انحراف در هنگام حفاری

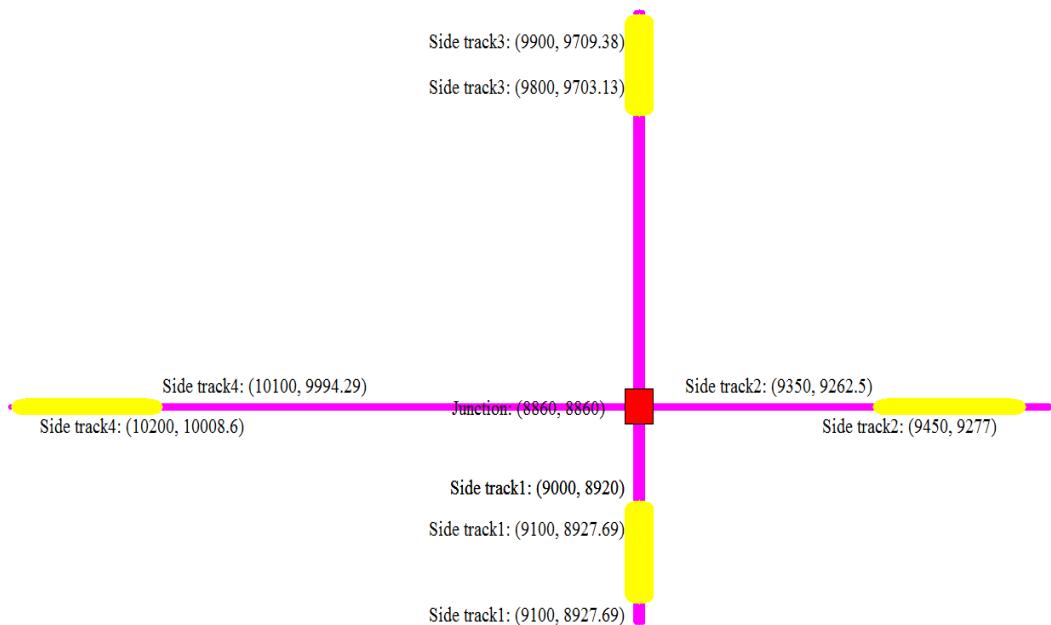


شکل ۴-۵: شاخه های رابط بین نقطه گره، اتصال، تکمیل و مخزن در چاه چند شاخه ای با هندسه چهاربر



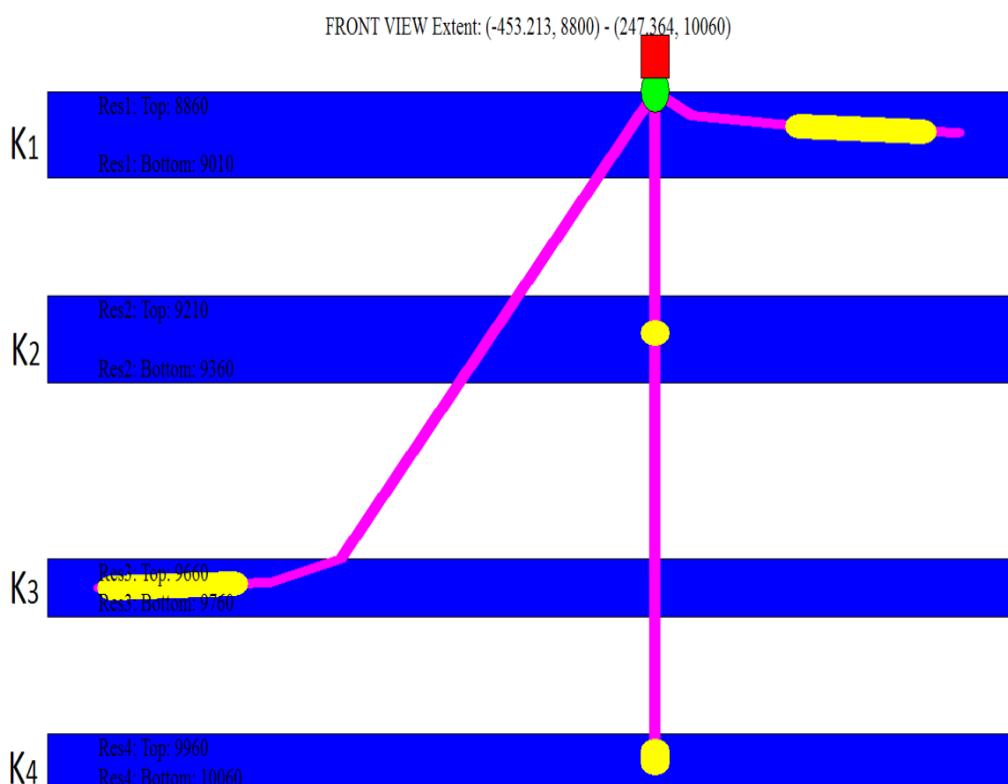
شکل ۴-۶: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه های جانبی با هندسه چهاربر (دید از کنار)

اعدادی که در داخل پرانتز در بالای شکل نمایان شده است عمق شروع سازند  $K1$  و عمق پایانی حفاری در سازند  $K4$  و در قسمت دیگر جهت و طول جابجایی حفاری افقی آنها نسبت به نقطه گره است. (شاخه بالایی و پایینی واقع در زون  $K4$  و  $K1$ )



شکل ۴-۷: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه های جانبی با هندسه چهاربر (دید از بالا)

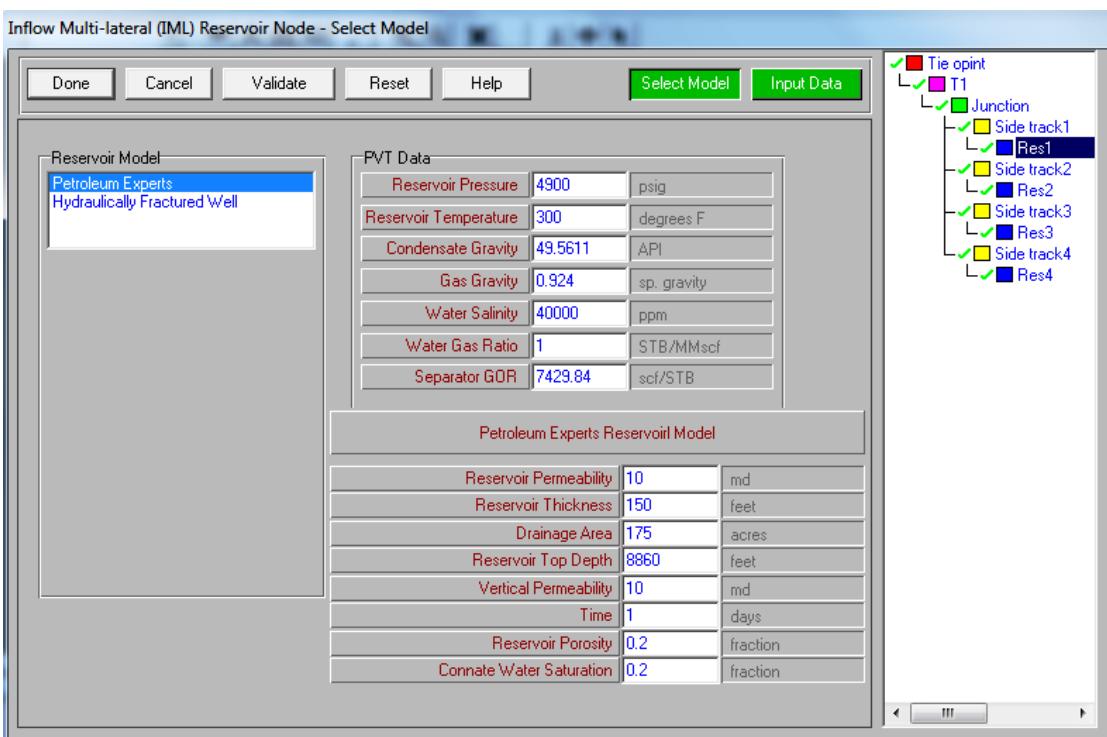
در شکل فوق نیز اعداد نشان داده شده داخل پرانتز، به ترتیب از چپ به راست عمق اندازه گیری شده و عمق عمودی واقعی (TVD) تکمیل شاخه ها را بیان می کند.



شکل ۴-۸: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه های جانبی با هندسه چهاربر (دید از جلو)

#### ۴-۴-۴ نمودار عملکرد چاه و مخزن

در این قسمت منحنی IPR از بین مدل های مخزنی *Petroleum Experts* و *Hydraulically* برای شرایط و اطلاعات جریان درون ریز، ساخته شد. با وارد کردن اطلاعاتی از قبیل: فشار و دمای مخزن، نسبت آب به گاز، نسبت گاز به نفت، فشار مخزن، و همچنین ضریب بهره-دهی که با توجه به نوع مدل نیاز بود، نمودار عملکرد مخزن ایجاد شد. (شکل ۹-۴)



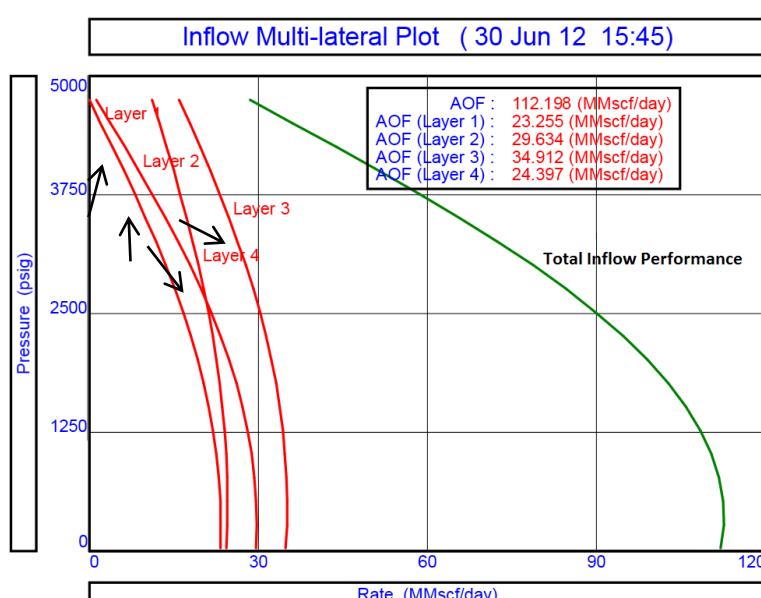
شکل ۹-۴: پنجره مربوط به انتخاب مدل و عملکرد جریان درون ریز مخزن و چاه چند شاخه در نرم افزار *PROSPER*

لازم به ذکر است که در مدل سازی انجام شده ضخامت لایه های تولیدی در قسمت های مختلف این مخزن متفاوت است و چاه های مورد بررسی نیز بصورت حفره باز طراحی شده اند. اطلاعات سایر پارامترهای مخزن مثل تخلخل، نفوذ پذیری، اشباع آب و ... به ترتیب لایه ها در جدول های ۱۳-۴ آورده شده است.

جدول ۱۳-۴: اطلاعات وارد شده برای لایه ها

K4	K3	K2	K1	
۴۸۰۰	۴۸۰۰	۴۹۵۰	۴۹۰۰	فشار مخزن (psig)
۳۱۷	۳۱۲	۳۰۵	۳۰۰	دماي مخزن (°F)
۴۷/۱۱	۴۸/۵۶	۵۰/۷۳	۴۹/۳۳	سنگيني معيانات گازی (°API)
۰/۸۷۴	۰/۸۹۶	۰/۸۵۵	۰/۹۲۲	چگالي گاز
٪۱۵	٪۱۵	٪۱۰	٪۵	درصد آب
۱۲۰۰۰	۱۲۰۰۰	۴۰۰۰	۴۰۰۰	ميزان شوري آب (ppm)
۵۱۱۶	۶۲۲۳	۷۴۲۹	۷۴۲۹	نسبت گاز به نفت کل (scf/stb)
۹	۱۰	۶	۸	تراوايسي افقی (md)
۷۸	۹۷	۱۹۵	۱۴۸	ضخامت سازند (ft)
۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	۱۷۵	ناحие زهکشی (acres)
۹۹۶۰	۹۶۶۰	۹۲۱۰	۸۸۶۰	عمق سازند (ft)
۰/۱۸	۰/۲۳	۰/۱۹	۰/۱۵	تراوايسي عمودي (md)

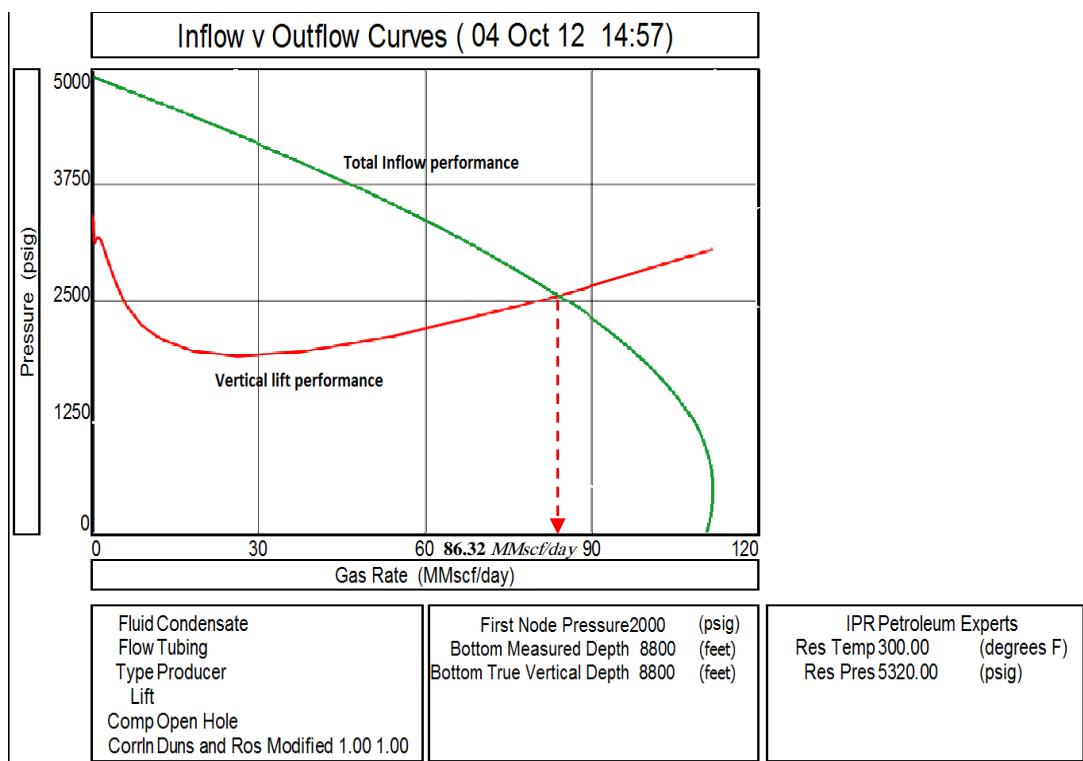
با وارد کردن اطلاعات مخزن نمودار عملکرد مخزن برای چاه مدل سازی شده (شکل ۱۰-۴) بدست آمد.



شکل ۱۰-۴: نمودار عملکرد جريان درون ريز کل و لاييه ها مجزا با چاه چند شاخه ای چهاربر

همانطور که از نمودار جريان درون ريز اين چاه مشخص است، لاييه ها با يك دبى تقربياً ثابت (حدود ۳۰ MMscf/day) سياال را به داخل شاخه های چاه جريان می دهند. با توجه به اينكه ضخامت

لایه ها متفاوت است، اما مقدار دبی تولیدی از لایه ها به هم نزدیک است و این می تواند به دلیل حفاری افقی با طول های تقریباً هم اندازه باشد. در این روش تخلیه مخزن به صورت آرام و پایدار انجام می شود و از ایجاد اعوجاج و پدیده مخروطی شدن جلوگیری می شود. اگرچه سطح تماس چاه با مخزن زیاد است و دبی تولیدی نسبتاً خوبی همانطور که شکل ۱۱-۴ نشان می دهد از آن حاصل می شود اما هزینه و ریسک حفاری و تکمیل این چاه را نیز نباید نادیده گرفت. به هر حال با توجه به ویژگی های مخزنی که در این مورد میدانی تاثیرگذار ترین آن نسبت پایین نفوذ پذیری قائم به افقی ( $K_v/K_h$ ) است این طراحی معایبی نیز دارد که آن ها را باید در نظر گرفت. (در ادامه به تحلیل بیشتر آن پرداخته خواهد شد و یک مدل هندسی چاه دیگر نیز بررسی می شود).



شکل ۱۱-۴: نمودار عملکرد چاه و مخزن مدل سازی شده در چاه چند شاخه ای با هندسه چهاربر

همانطور که در شکل بالا مشخص است نقطه برخورد دو نمودار برای شرایط تعریف شده در مدل چاه و مخزن، نقطه عملیاتی<sup>۱</sup> تولید می باشد و مقدار تولید از این چاه  $86.32 \text{ MMscf/day}$  می-

<sup>1</sup> Operating point

باشد. از مزایای چاه چند شاخه با شاخه های جانبی افقی می توان گفت در مخازن شکافدار شاخه های افقی چاه، تعداد بیشتری از شکاف ها را قطع می کند که این عمل باعث افزایش بازدهی تولید و همچنین باعث کم شدن میزان تولید آب در مخازنی که پدیده مخروطی شدن آب وجود دارد، خواهد شد. در مخازن گازی با تراوایی پایین، شاخه های افقی ناحیه تخلیه را افزایش داده و لذا تعداد چاه های مورد نیاز برای تخلیه را کاهش می دهد. همچنین در مخازن گازی با تراوایی بالا، که سرعت سیال در نزدیکی دیواره چاه زیاد است، با استفاده از چاه های افقی می توان اثرات تلاطم جریان<sup>۱</sup> را کاهش داد تا افت فشار در اطراف چاه به دلیل تلاطم و اثرات Non-Darcy کمتر شود. اما در این میدان به علت نسبت بسیار پایین نفوذپذیری قائم به افقی ( $K_v/K_h$ ) تخلیه مخزن به آرامی صورت می گیرد و همچنین ریسک تجمع مایعات میانی در ته چاه و علاوه بر آن هزینه و ریسک حفاری افقی در چهار جهت و در عمق های مختلف از لحاظ اقتصادی جای بحث و تأمل بیشتری دارد.

#### ۴-۵ مدل چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه مایل

هدف از ساخت این مدل حفر چاهی با هندسه دو شاخه در جهت مخالف هم<sup>۲</sup> است که با ایجاد دو مسیر جانبی مایل با زاویه عمودی نزدیک به ۴۵ درجه از دو لایه بالایی عبور کرده و قسمت انتهایی چاه که بصورت نسبتاً افقی با زاویه نزدیک به ۸۰ درجه است یک شاخه در لایه سوم و یک شاخه دیگر در لایه چهارم به انتهای می رسد و بدین طریق هر چهار لایه را تحت تاثیر قرار می دهنند. مراحل مدل سازی (شامل مشخص کردن نوع مدل، اطلاعات مخزن، داده های های فشار-حجم-دما و ...)، مشابه مدل قبل است، با این تفاوت که هندسه و ساختار این چاه به صورت مایل و با دو شاخه در دو جهت مخالف هم (آزیموت  $180^\circ$ ) است، و اطلاعات وارد شده در قسمت داده های تجهیزات، داده های پیمایش انحراف شاخه های چاه به صورت اعداد مندرج در جدول های ۱۷-۴ و ۱۸ می باشد.

<sup>1</sup> Turbulence Flow

<sup>2</sup> Dual opposed

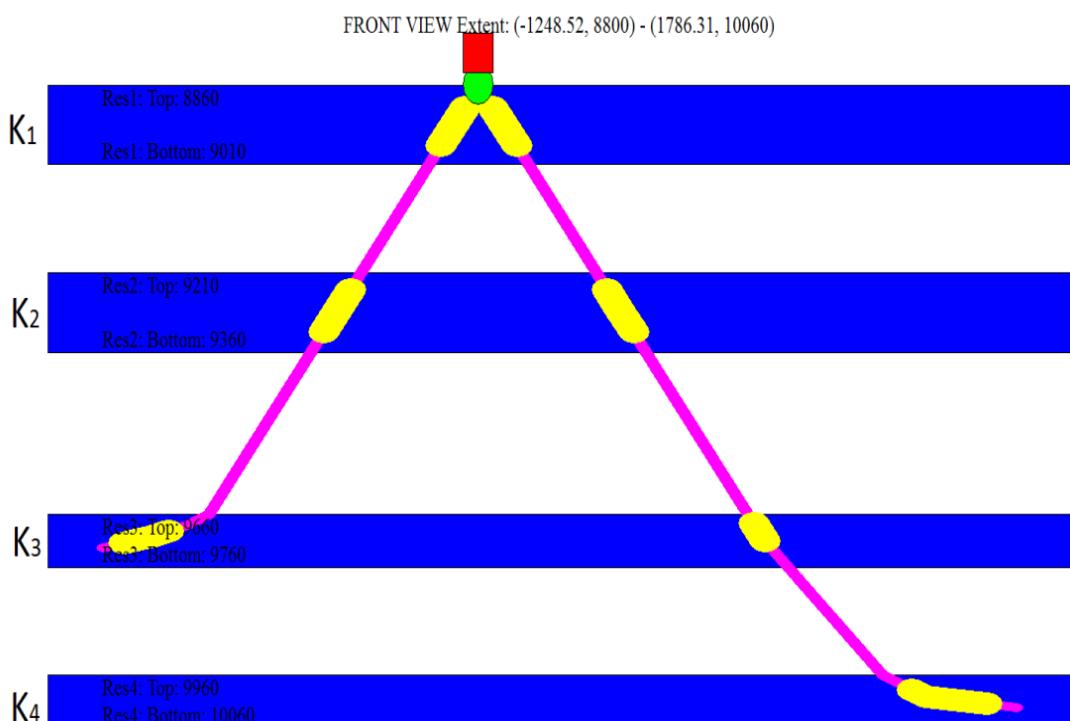
جدول ۱۴-۴: داده های مربوط به پیمایش انحراف شاخه ۱

درجه آزیمoot	عمق عمودی واقعی (feet)	عمق اندازه گیری شده
.	۸۸۶۰	۸۸۶۰
.	۸۹۰۰	۸۹۲۰
.	۹۰۰۰	۹۰۷۰
.	۹۶۶۰	۱۰۰۶۰
.	۹۷۱۰	۱۰۱۳۵
.	۱۰۰۰۰	۱۰۷۵۰
.	۱۰۰۲۰	۱۱۰۵۰

جدول ۱۵-۴ داده های مربوط به پیمایش انحراف شاخه ۲

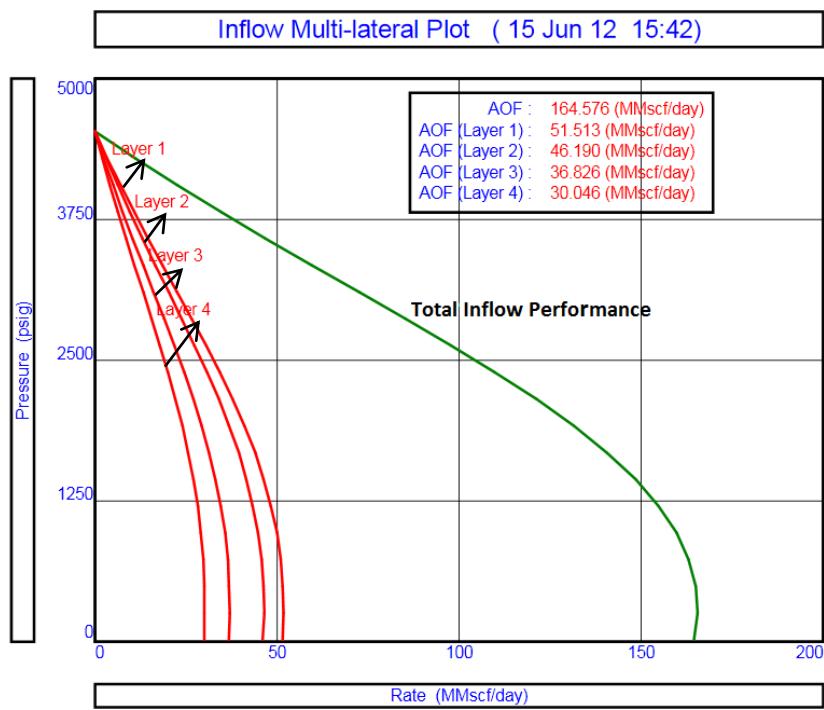
درجه آزیمoot	عمق عمودی واقعی (feet)	عمق اندازه گیری شده
۱۸۰	۸۸۶۰	۸۸۶۰
۱۸۰	۸۹۰۰	۸۹۲۰
۱۸۰	۹۰۰۰	۹۰۷۰
۱۸۰	۹۶۶۰	۱۰۰۶۰
۱۸۰	۹۷۰۰	۱۰۲۵۰
۱۸۰	۹۷۲۰	۱۰۴۰۰
۱۸۰	۹۷۲۲	۱۰۴۲۰

پس از وارد کردن اطلاعات در نرم افزار، هندسه مدل چاه به صورت زیر نمایان شد. (شکل ۱۱-۴)



شکل ۱۱-۴: ساختار و جهت گیری مسیر شاخه های جانبی با هندسه دو شاخه (دید از جلو)

با وارد نمودن اطلاعات مخزن برای لایه های مختلف (جداول ۱۳-۴ تا ۱۶-۴) نمودار عملکرد مخزن برای چاه چند شاخه ای با هندسه دوشاخه مایل، مطابق شکل ۱۳-۴ بست آمد. همان طور که از نمودار مشخص است عملکرد مخزن با این مدل هندسی چاه، بهبود یافته است و نرخ تولیدی چاه در شرایط جریان مطلق ( $AOF^1$ ) ۱۶۴.۵۷۶  $MMscf/day$  است که در مقایسه با مدل هندسی چاه چند شاخه ای با هندسه چهاربر (شکل ۱۰-۴) افزایش چشمگیری داشته است. علت اصلی این مسئله نسبت پایین نفوذپذیری قائم به افقی ( $K_v/K_h$ ) سنگ مخزن در این میدان می باشد.



شکل ۱۳-۴: نمودار عملکرد جریان درون ریز کل و لایه های مجزا با چاه چند شاخه ای دوشاخه

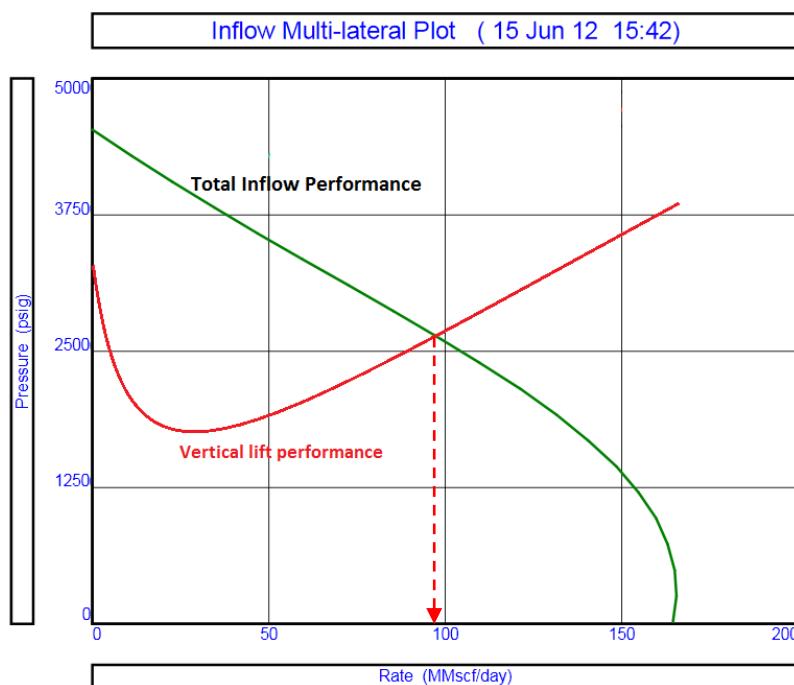
همچنین این ساختار با داشتن فقط دو شاخه مایل نسبت به ساختار قبلی ساده تر و حفاری آن کم هزینه تر می باشد. به دلیل بیشتر بودن نفوذپذیری افقی مخزن، تخلیه آن در لایه های بالایی به خوبی صورت می گیرد و در لایه های پایینی که امکان بروز پدیده مخروطی شدن آب<sup>۲</sup> وجود دارد، با ادامه حفاری افقی این شاخه ها، امکان کنترل این پدیده بوجود آمده است. همچنین در این لایه ها

<sup>1</sup> Absolute Open Flow (AOF)

<sup>2</sup> Conning

(K3 و K4) که اخیراً وجود نفت در آن تأیید شده است [۳۲]، سطح تماس با مخزن در شاخه های افقی انتهایی چاه بیشتر شده و افت فشار در آنها کمتر و مشکل تجمع میعانات گازی در ته شاخه های افقی نیز مرتفع شده است.

عملکرد مدل چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه در شکل ۱۴-۴ نشان داده شده است.



شکل ۱۴-۴: نمودار عملکرد چاه و مخزن مدل سازی شده در چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه

با توجه به نمودار فوق، عملکرد تولیدی چاه و مخزن مدل سازی شده در چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه (نرخ تولید ۹۷  $MMscf/day$ ) در مقایسه با چاه چند شاخه ای با هندسه چهاربر (نرخ تولید ۸۳  $MMscf/day$ ) افزایش داشته است. پس با توجه به دلایل مذکور برای این میدان مدل هندسی چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه مناسب تر می باشد.

حال آن که مدل مناسب (چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه) از لحاظ هندسی انتخاب شد، در ادامه به بررسی و بهینه سازی پارامترهای آن با استفاده از آنالیز گره ای می پردازیم.

## ۴-۵ آنالیز گرهای برای بهینه سازی پارامترهای چاه

روال کار برای نیل به هدف به صورت زیر است:

الف- مشخص کردن اجزایی از سامانه که می توان در آنها تغییر ایجاد کرد. تغییرات گاهی به وسیله تصمیمات قبلی محدود می شوند. به طور مثال، هنگامی که چاهی با قطر حفره خاص حفاری شده، اندازه جداره و در نتیجه لوله مغزی محدود می شود.

ب- انتخاب جزیی که می خواهیم به بهینه سازی آن بپردازیم:  
در اینجا به بهینه سازی قطر لوله تولیدی و فشار سرچاهی و بررسی تاثیرات مقدار آب تولیدی و عوامل محدود کننده سیستم پرداخته شد.

ج- انتخاب مکان گرهای که به بهترین صورت تاثیر تغییر در جزء انتخاب شده را نشان دهد. البته این مسئله خیلی حساس نیست، چون در کل یک نتیجه مشابه بدون در نظر گرفتن مکان گره بدست می آید (در اینجا مکان گره در ته چاه و در بالای شاخه های جانبی در نظر گرفته شده است).

د- مشخص کردن نحوه بیان جریان درون ریز و جریان برون ریز (با رسم نمودار نشان داده می شود).

۵- مشخص کردن تاثیر تغییر مشخصات جزء انتخاب شده با رسم منحنی های جریان درون ریز و جریان برون ریز و خواندن نقاط تقاطع (با رسم نمودار نشان داده می شود).

و- در بهینه سازی اجزاء سیستم بهره برداری با روش آنالیز گرهای، این رویه باید برای هر جزء به کار گرفته شود.

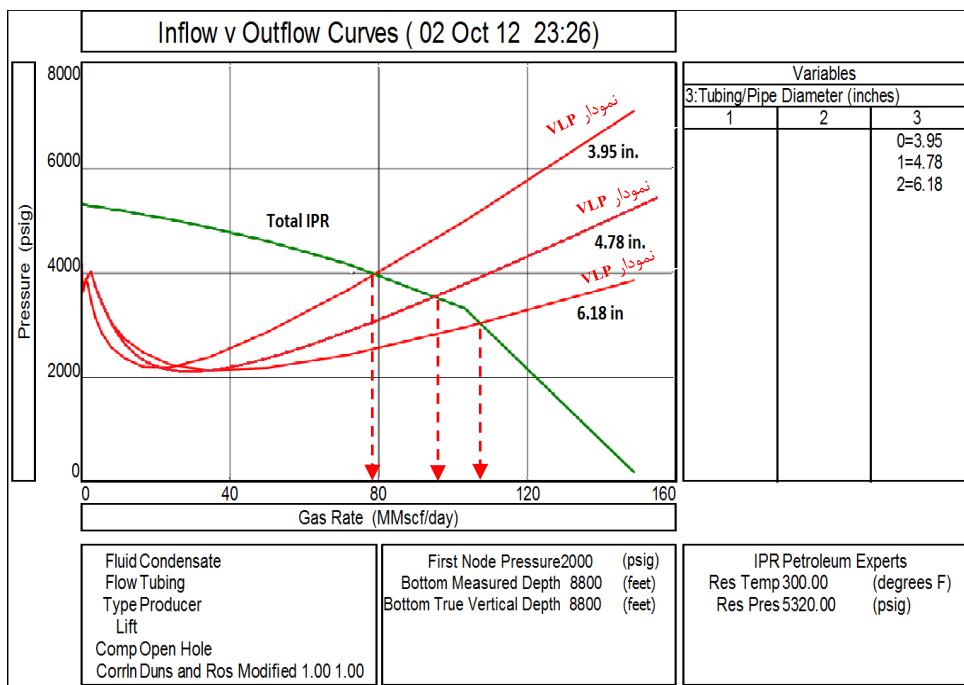
## ۴-۶ تاثیر تغییر اندازه لوله مغزی بر دبی تولید

همانطور که در قسمت افت فشار در لوله های افقی و عمودی فصل سوم اشاره شد، یکی دیگر از عوامل محدود کننده تولید اندازه لوله مغزی می باشد. اگر اندازه لوله مغزی خیلی بزرگ باشد ممکن است سرعت بالا رفتن سیال در لوله مغزی کمتر از آن باشد که به طور موثر مایعات را به سطح

بررساند.

از آنجا که سرعت سیال برابر دبی تولید تقسیم بر مساحت لوله مغزی است، با افزایش اندازه قطر لوله مغزی، افت فشار ناشی از اصطکاک کاهش می‌یابد. این پدیده باعث پایین آمدن  $P_{wf}$  و در نتیجه جریان درون ریز بیشتر می‌شود. با وجود این، همان طور که قطر لوله مغزی افزایش می‌یابد، چاه شروع به پر شدن از مایع می‌کند و جریان به صورت متناوب و ناپایدار در می‌آید. به دلیل افزایش سطح مقطع لوله مغزی، سرعت سیال تا حدی کاهش می‌یابد که توانایی بالا بردن مایع را نخواهد داشت و ارتفاع مایع در چاه افزایش می‌یابد و سرانجام چاه غیر فعال می‌شود.

تأثیر افزایش اندازه لوله مغزی، تا زمانی که اندازه آن خیلی زیاد نشده باشد، بالا بردن فشار سرچاهی برای یک دبی خاص است؛ چون افت فشار در لوله مغزی کاهش می‌یابد. مثلاً با کاهش قطر لوله مغزی از ۱۸/۶ اینچ به ۳/۹۵ اینچ نقطه تقاطع (نقطه عملیاتی تولید) همانطوری که در شکل ۱۵-۴ مأمه به سمت چپ جابجا می‌شود. این شکل تاثیر اندازه لوله مغزی را بر ظرفیت تولید کل سیستم بهره‌برداری هنگامی که  $P_{wf}$  فشار در نقطه گره است، نشان می‌دهد.



شکل ۱۵-۴ : تاثیر اندازه لوله مغزی بر ظرفیت تولید

از آنجایی که در صنعت نفت و گاز با توجه به استاندارد API و همچنین با در نظر گرفتن نوع چاه و سیالات تولیدی و فشار مخزن برای چاههای تولیدی با پتانسیل بالا اغلب از لوله مغزی با اندازه-های ۳/۹۵ و ۴/۷۸ و ۶/۱۸ استفاده می‌شود، این اندازه‌ها برای بررسی بیشتر انتخاب شد. همانطور که از شکل فوق مشخص است عملکرد چاه برای لوله مغزی با قطر ۶/۱۸ اینچ که نرخ تولید ۱۰۴/۳۴۱  $MMscf/day$  را حاصل می‌کند در مقایسه با لوله مغزی با قطر ۳/۹۵ اینچ که نرخ تولید ۷۹/۵۲  $MMscf/day$  را فراهم می‌کند، کارکرد بهتری دارد.

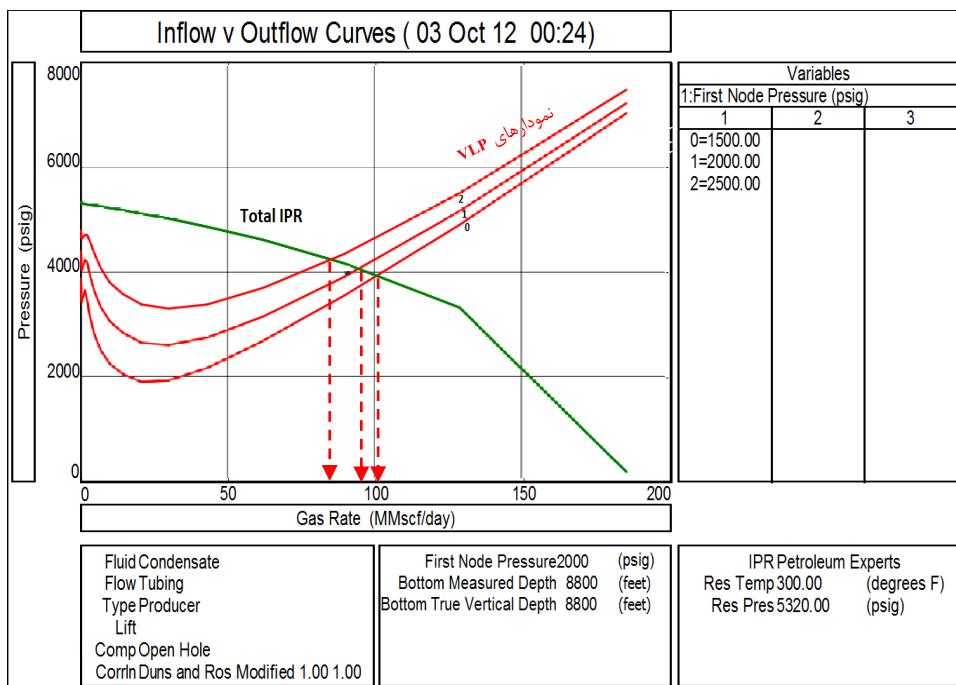
با توجه به اینکه هدف از این طراحی افزایش تولید است و همچنین با در نظر گرفتن پتانسیل تولیدی بالا که در اثر سطح تماس چاه و مخزن حاصل می‌شود، لوله مغزی با قطر ۶/۱۸ اینچ مناسب‌تر می‌باشد.

## ۲-۶-۴ بهینه سازی فشار سرچاهی

بهینه سازی فشار سرچاهی برای ایجاد یک رژیم جریانی پایدار در بهینه سازی نرخ تولید با توجه به ظرفیت تولید از چاه و مخزن است. همانطور که از شکل ۱۶-۴ مشخص است با کاهش فشار سرچاه (از  $2500\text{ Psi}$  به  $1500\text{ Psi}$ )، دبی تولیدی از ۷۶ میلیون فوت مکعب در روز به بیش از ۱۰۰ میلیون فوت مکعب در روز افزایش می‌یابد، اما این افزایش دبی ممکن است سبب بر هم زدن تولید صیانتی از مخزن شود و مشکل به وجود آورد، همچنین می‌تواند باعث ایجاد یک رژیم جریانی ناپایدار در دیواره چاه شود و پدیده لغزش و جدایش فازها را به وجود آورد که منجر به افزایش ستون مایع در چاه و محدودیت تولید گردد.

بنابراین برای جلوگیری از ایجاد مشکلات فوق و با در نظر گرفتن ظرفیت تجهیزات سطحی مثل کاهنده چندراهه و تفکیک‌کننده که توان تحمل فشار خاصی را دارند و همچنین ایمنی بیشتر در خطوط لوله<sup>۱</sup>، فشار سرچاهی  $2000\text{ Psi}$  مناسب‌تر می‌باشد.

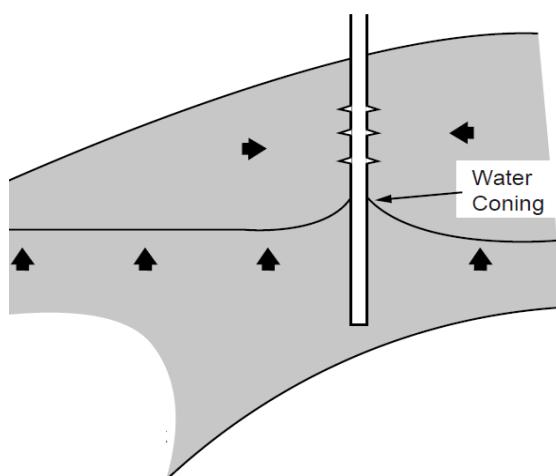
<sup>۱</sup> Pipeline



شکل ۱۶-۴: تاثیر فشار سرچاهی بر دبی تولید

### ۳-۶-۴ تاثیرات مقدار آب تولیدی<sup>۱</sup>

همانطور که در مزایای استفاده از مدل چاه چند شاخه‌ای با هندسه دو شاخه مایل در امکان کنترل پدیده مخروطی اشاره شد، در لایه‌های پایینی و در قسمت‌های یال مخزن پارس جنوبی که سطح تماس آب با گاز بالاتر است، امکان بروز پدیده مخروطی شدن آب وجود دارد [۳۵]. پدیده مخروطی شدن آب به صورت شماتیک در شکل ۱۷-۴ داده شده است.

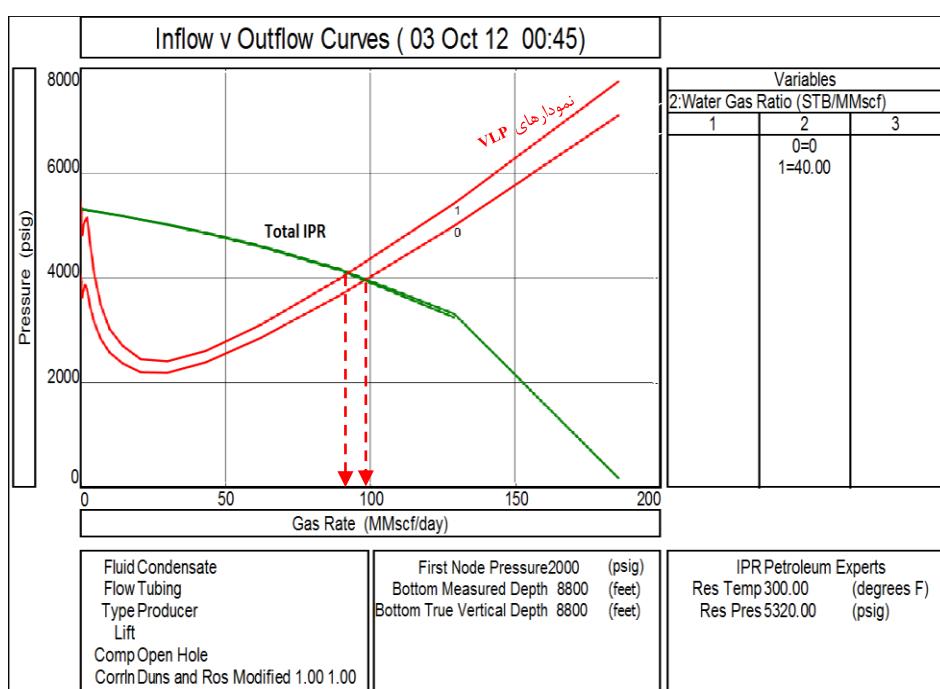


شکل ۱۷-۴: شماتیک پدیده مخروطی شدن آب در مخزن گازی [۳۵].

<sup>1</sup> Water Cut

در اکثر موقع همراه با سیالات تولیدی از مخزن، مقداری آب تولیدی نیز وجود دارد که امری عادی است. اما با زیاد شدن درصد آب تولیدی که می‌تواند به دلیل پدیده مخروطی شدن آب در مخزن باشد، مشکلات جدی در هنگام تولید به وجود آورد. از جمله افزایش مقدار غلظت ( $ppm$ ) نمک که سیال تولیدی را از حالت استاندارد API برای فروش، خارج می‌کند. همچنین این مسئله باعث ایجاد مشکلات تصفیه و تفکیک آن و خوردگی تجهیزات و از همه مهمتر باعث سنگین شدن ستون سیال و کاهش دبی تولید نیز می‌شود. در صورت بروز این مشکل، تاثیر آن بر روی دبی تولید در شکل ۱۸-۴ نشان داده شده است.

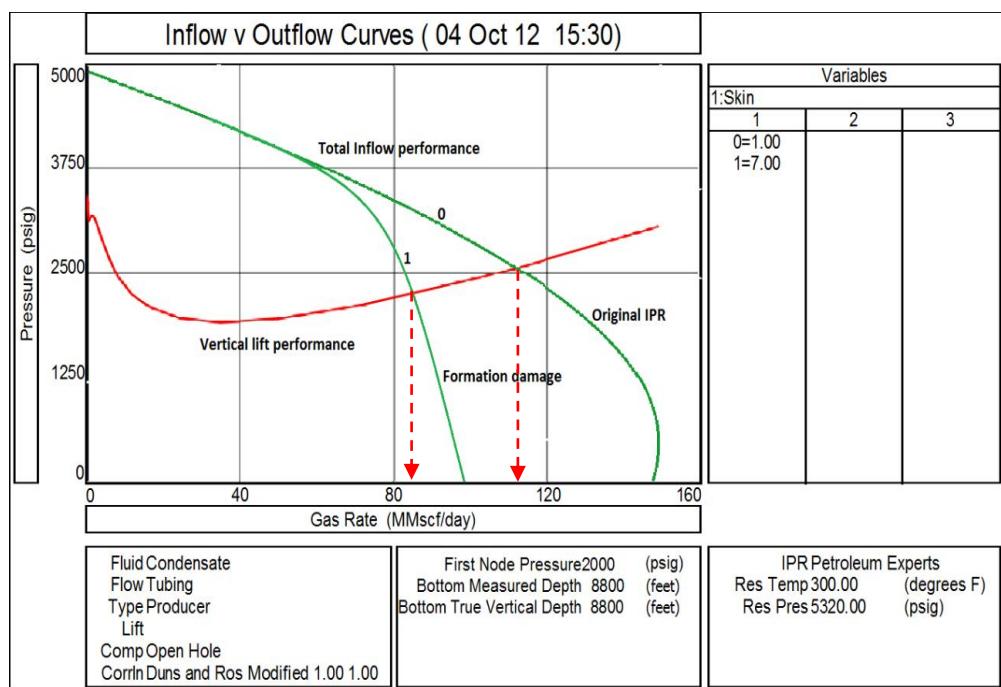
از روی نمودارهای شکل ۱۸-۴ می‌توان فهمید که اگر در هنگام تولید از مخزن مقدار آب تولیدی از صفر به  $40$  درصد افزایش یابد نرخ تولید سیال مخزن از  $97$  به  $80 MMscf/day$  کاهش می‌یابد که دلیل آن سنگین شدن ستون سیال و افت فشار ناشی از اصطکاک در دیواره چاه است. به همین دلیل فرض شد که پس از حفاری این چاه در شرایط واقعی، مقدار آب تولیدی اولیه از این چاه (دو شاخه مایل)  $5$  درصد باشد که مقدار منطقی و متدائلی است و به ادامه مراحل مدل‌سازی پرداخته شد.



شکل ۱۸-۴: تاثیر درصد آب تولیدی بر دبی تولید

#### ۴-۶-۴ عوامل محدود کننده تولید

همانطور که در قسمت تغییرات نفوذپذیری و آشفتگی و تاثیرات تکمیل چاه در فصل سوم اشاره شد، نفوذپذیری مخزن در نواحی نزدیک به دیواره چاه در زمان عملیات حفاری و تکمیل و حتی در هنگام تولید (تشکیل رسوب و آسفالتین و ...) ممکن است آسیب ببیند. شکل ۱۹-۴ در مقایسه با شکل ۱۴-۴ نشان دهنده افت فشار بیش از اندازه در نزدیکی دیواره چاه به دلیل صدمه دیدگی سازند<sup>۱</sup> (ضریب پوستهای  $+7^2$ ) و به تبع آن، کاهش تراوایی در محیط متخلخل مخزن است که باعث محدود شدن عملکرد جریان ورودی شده است (نرخ تولید  $MMscf/day$  ۸۴). این شرایط در عمل باعث کاهش جریان و تجمع میعانات گازی در ته چاه می‌شود.



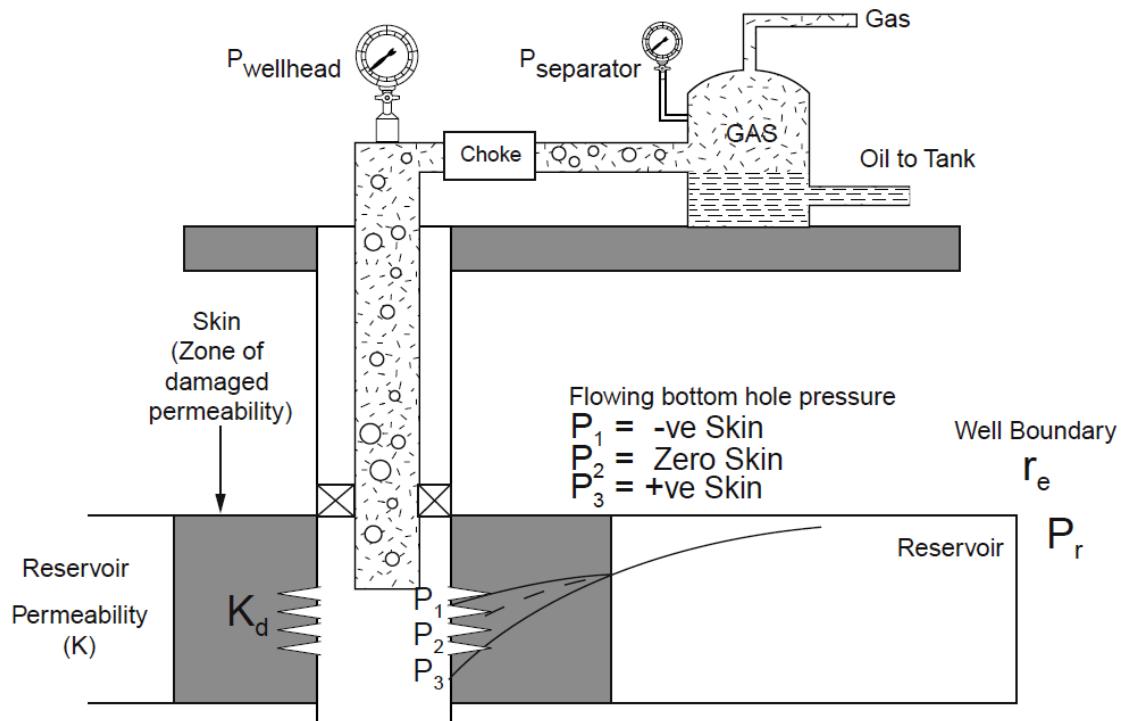
شکل ۱۹-۴: چاه محدود شده با جریان درون ریز

با توجه به شکل واضح است که بهبود عملکرد شاخه تولیدی (جریان برون ریز) با انجام بهینه سازی تولید و استفاده از فرازآوری مصنوعی در چاه برای افزایش نرخ تولید بی نتیجه خواهد بود، زیرا در این مورد مشکل از ته چاه (دیواره ماسه‌ای زون تولیدی مخزن) است و باید عملکرد جریان درون-

<sup>1</sup> Formation damage

<sup>2</sup> Skin factor = +7

ریز<sup>۱</sup> از ناحیه صدمه دیده سازند (و یا نحوه تکمیل ته چاه) با استفاده از عملیات تعمیری بهره برداری<sup>۲</sup> مثل اسید کاری<sup>۳</sup> و یا شکاف هیدرولیکی<sup>۴</sup>، بهبود یابد و ضریب پوسته ای<sup>۵</sup> به صفر و حتی منفی کاهش پیدا کند. در این مدل سازی فرض شد که ضریب پوسته ای<sup>۶</sup> در نظر گرفته شود که در اکثر تجربیات میدانی نیز اعدادی نزدیک به آن مشاهده شده است و متعارف می باشد. شکل ۲۰-۴ شما یای از نتیجه عملیات تحریک چاه و تاثیر آن روی نمودار فشار در اطراف دهانه چاه را نشان می دهد.



شکل ۲۰-۴: شما یای از نتیجه عملیات تحریک چاه و تاثیر آن بر نمودار فشار در اطراف دهانه چاه [۳۶].

#### ۷-۴ نتیجه بهینه سازی بر روی مدل هندسی دوشاخه

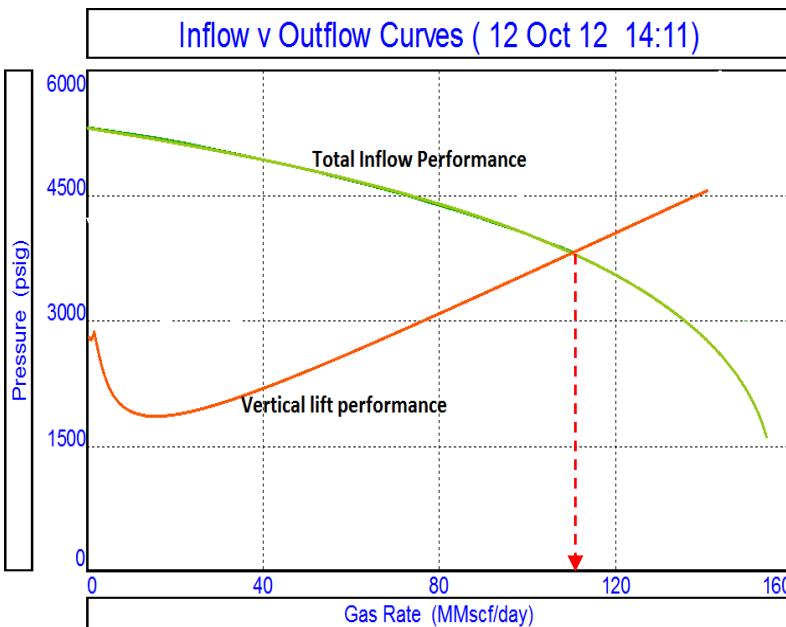
پس از بهینه سازی و انتخاب پارامترهای اندازه لوله مغزی (۶/۱۸ اینچ)، فشار سرچاهی<sup>۷</sup>، و فرضیات ضریب پوسته ای<sup>۸</sup> + و مقدار آب تولیدی ۵ درصد، نتایج محاسبات عملکرد جریان درون ریز و برون ریز با استفاده از آنالیز گره ای در شکل ۲۱-۴ نشان داده شده است.

<sup>1</sup> Inflow Performance

<sup>2</sup> Remedial Production Operation

<sup>3</sup> Matrix acid treatments

<sup>4</sup> Hydraulically Fracturing



شکل ۲۱-۴: نمودار عملکرد چاه و مخزن مدل سازی شده در چاه چند شاخه ای با هندسه دو شاخه پس از بهینه سازی پارامترهای موثر

همانطور که در شکل مشخص است نقطه برخورد دو نمودار برای شرایط تعریف شده در مدل چاه و مخزن، نقطه عملیاتی تولید می باشد. در این نقطه عملیاتی، بهینه سازی نرخ تولید با در نظر گرفتن تاثیر تغییر اندازه لوله مغزی بر دبی تولید، تاثیر عوامل محدود کننده تولید، تاثیرات مقدار آب تولیدی و تاثیر فشار سرچاهی برای ایجاد یک رژیم جریانی پایدار، با توجه به ظرفیت تولید از چاه و مخزن لحاظ شده است. در این طراحی بهینه سازی شده، تولید گاز تا سقف  $114/423 \text{ MMscf/day}$  و تولید میانات گازی را تا  $5866 \text{ STB/day}$  (جدول الف-۲ پیوست الف) در مقایسه با حالت قبل از بهینه سازی (شکل ۲۱-۴) با نرخ تولید  $97 \text{ MMscf/day}$  افزایش یافته است، که از لحاظ اقتصادی به سرعت می تواند هزینه های اولیه برای حفاری این چاه را جبران کند.

از نتایج بدیهی که در حین طراحی این دو حلقه چاه و عملکرد چاه در مخزن قابل استنباط بود می توان به این مسئله اشاره کرد که؛ هرچه طول شاخه ها افقی بیشتر شود، تولید بیشتری حاصل می شود، ولی به دلیل پایین بودن نفوذ پذیری عمودی مخزن این افزایش چشمگیر نخواهد بود. ولی به هر حال، برای بررسی اینکه آیا حفره های طویل تر حفاری شوند، باید دید از نظر اقتصادی نیز مقرر و صرفه است یا خیر.

## فصل پنجم

### نتیجه گیری و پیشنهادات

## ۱-۵ بحث و نتیجه گیری

در این مطالعه سعی شد تا با استفاده از روش‌های متداول مدل‌سازی و شبیه‌سازی چاه و مخزن، و بررسی پارامترهای اصلی چاه، امکان و بلکه لزوم استفاده از چاه چند شاخه‌ای در میدان گازی پارس جنوبی که یکی از مهمترین و حساس‌ترین مخازن استراتژیک ایران است، مورد بررسی قرار گیرد. در این میدان با استفاده از روش نرمال حفاری (چاههای متداول در حال حاضر) می‌توان به تولید کمتر از ۲۰ میلیون فوت مکعب گاز در روز به ازای هر چاه دست یافت. با توجه به نتایج بدست آمده (پیوست الف) و مدل‌سازی که در این تحقیق انجام گرفت به کمک چاه چند شاخه‌ای با هندسه چهاربر (جدول الف-۱) به صورت تئوری می‌توان تولید گاز را تا  $MMscf/day$  ۸۶ و تولید میعانات گازی را تا  $STB/day$  ۴۰۱۶ افزایش داد و در مدل بهینه سازی شده چاه چند شاخه‌ای با هندسه دو شاخه مایل (جدول الف-۲) تولید گاز را تا سقف  $MMscf/day$  ۱۱۴ و تولید میعانات گازی را تا  $STB/day$  ۵۸۶۶ می‌توان بالا برد، ولی در عمل این موضوع باید از لحاظ اقتصادی و سرمایه‌گذاری اولیه و تجربیات میدانی مشابه در نقاط مختلف جهان مورد تحقیق و بررسی بیشتر قرار گیرد.

نتایج اصلی بدست آمده از این پژوهش به شرح زیر ارائه می‌شود:

الف- با توجه به نسبت کم  $K_v/K_h$  در این میدان، حفر چاههای افقی اگرچه سطح تماس بیشتری با مخزن برقرار می‌کند؛ اما مناسب نمی‌باشد به همین دلیل حفر چاههای مایل (مدل چاه دو شاخه‌ای) بازدهی بهتری دارد.

ب- مدل چاه نمونه دو شاخه‌ای مایل در هنگام تولید با لوله مغزی به قطر ۳/۹۵ و ۴/۷۸ اینچ، ایجاد محدودیت تولید از طرف لوله مغزی می‌کند. اما در هنگام تولید با لوله مغزی به قطر ۶/۱۸ اینچ همچنان به دبی تولید افزوده می‌شود.

ج- با توجه به پتانسیل تولیدی چاه و مخزن و شرایط تولید صیانتی و همچنین ظرفیت تجهیزات

سطحی فشار سرچاهی  $2000 \text{ Psi}$  برای چاه چند شاخه‌ای دو شاخه مناسب است.

د- در صورت ایجاد محدودیت در تکمیل ته چاه و یا صدمه دیدن سازند عملکرد جریان درون ریز

با استفاده از عملیات تعمیری بهره‌برداری مثل اسید کاری یا شکاف هیدرولیکی می‌تواند

بهبود یابد و اثر نامطلوب پوسته‌ای حذف شود.

ه- با توجه به پایداری سازند و نوع و ساختار سنگ مخزن (که از جنس دولومیت و آهک است)،

تکمیل به روش حفره باز مناسب است و نیاز به یکپارچگی مکانیکی در اتصال نمی‌باشد.

و- برای جلوگیری از تداخل جریان در طراحی چاه چند شاخه‌ای، استفاده از شیر کاهنده یک-

طرفه<sup>۱</sup> می‌تواند قابلیت اطمینان را در طراحی تکمیل افزایش دهد.

باید توجه داشت که یک تکمیل گران‌قیمت‌تر سوددهی خود را در بلند مدت نشان خواهد داد و

لذا در برنامه‌ریزی اقتصادی تکمیل یک چاه، به جای سطح نگری باید به بلند مدت و شرایط آینده

بیشتر از شرایط حال اندیشید. یک برنامه‌ریزی سطحی می‌تواند تأثیرات بسیار بدی را در بلند مدت

داشته باشد لذا همواره نیاز است تا در خصوص لحاظ عوامل اقتصادی در تکمیل یک چاه شرایط و

بهره‌وری درست و بلند مدت را در نظر گرفت و هیچگاه مقطعی در خصوص مقایسه‌ی یک برنامه پر

هزینه و یک برنامه کم هزینه قضاوت نکرد.

با توجه به مشترک بودن میدان گازی پارس جنوبی و همچنین تاخیر طرف ایرانی در برداشت

از این مخزن عظیم گازی، تخلیه سریع مخزن می‌تواند تا حدودی این تاخیر را جبران کند، و لذا

سرمايه‌گذاری در بخش حفاری این میدان، می‌تواند توجیه پذیر باشد.

<sup>1</sup> One way choke

## ۲-۵ ارائه پیشنهاد برای کار در آینده

الف- برای غلبه بر چالش پدیده مخروطی شدن آب و محدودیت تولید از دو زون ( $K4$  ،  $K3$ ) به علت آب زدگی، استفاده از چاههای چند شاخه با شاخه‌های افقی و همچنین کاهش ریسک ایجاد جریان متقطع و تولید بهتر و بهینه در میدان مورد مطالعه، استفاده از تکنولوژی چاههای هوشمند و بکارگیری ابزار کنترل جریان ورودی ( $ICD$ ) راه حل مناسبی به نظر می‌رسد.

ب- طول بهینه شاخه‌های افقی و زاویه مناسب حفاری در مدل چاه چند شاخه‌ای با هندسه چهاربر برای ایجاد سطح تماس بیشتر مورد بررسی بیشتر قرار گیرند.

ج- برای بررسی دقیق هزینه‌های حفاری در مقابل تولید و توجیه سرمایه‌گذاری در حفاری این میدان با روش چاههای چند شاخه بایستی به کمک نرم افزارهایی مثل  $CMG$  و  $ECLIPS$  و شرایط مختلف تولیدی از این میدان را با لاحظ شرایط مخزن، عمر مفید مخزن و زمان ترک چاه<sup>۱</sup> شبیه‌سازی نمود و مقدار تولید آینده را تخمین زد.

د- برای کنترل بیشتر در هنگام تولید و ایجاد تولید انتخابی<sup>۲</sup> از زون‌ها می‌توان از گیج‌های فشار، دبی، دما، و  $SSD$ <sup>۳</sup> در طراحی تجهیزات ته چاهی استفاده کرد.

هـ- از همه مهمتر این مطالعه می‌تواند برای میدان عظیم گازی که اخیراً در آب‌های عمیق (۷۱۲ متری) دریای خزر کشف شده است، انجام شود.

<sup>1</sup> Abandonment time

<sup>2</sup> Selective production

<sup>3</sup> Sliding sleeve door

## پیوست (الف): خلاصه نتایج خروجی<sup>۱</sup> مدل سازی انجام شده

جدول الف-۱: نتایج مدل سازی مدل چاه چند شاخه‌ای با هندسه چهاربر

<b>System Solution Data</b>		PVT Method : Eq. of State
File :	C:\Petroleum Experts\IPM 3.5\Samples\prosper\	Fluid : Condensate
Report Date :	06/30/12 12:03:23	Well : #1
		Analyst : Farhad Orak

Gas Rate	86.234	(MMscf/day)
Oil Rate (Condensate)	4016.0	(STB/day)
Bottom Hole Pressure	2615.03	(psig)
dP Total Skin	412.61	(psi)
dP Perforation	0	(psi)
dP Damage	0	(psi)
dP Completion	0	(psi)
Completion Skin	0	
dP Gravel Pack	0	(psi)
Gravel Pack Skin	0	
Total Skin	1.12	
Water To Gas Ratio	1.00	(STB/MMscf)
Wellhead Liquid Density	63.337	(lb/ft3)
Wellhead Gas Density	4.457	(lb/ft3)
Wellhead Liquid Viscosity	0.6826	(centipoise)
Wellhead Gas Viscosity	0.0149	(centipoise)
Wellhead Superficial Liquid Velocity	2.172	(ft/sec)
Wellhead Superficial Gas Velocity	57.887	(ft/sec)
Wellhead Z Factor	0.885473	
Wellhead Interfacial Tension	10.7270	(dynes/cm)
Wellhead Pressure	1200.00	(psig)
First Node Liquid Density	63.337	(lb/ft3)
First Node Gas Density	4.457	(lb/ft3)
First Node Liquid Viscosity	0.6826	(centipoise)
First Node Gas Viscosity	0.0149	(centipoise)
First Node Superficial Liquid Velocity	2.172	(ft/sec)
First Node Superficial Gas Velocity	57.887	(ft/sec)
First Node Z Factor	0.885473	
First Node Interfacial Tension	10.7270	(dynes/cm)
First Node Pressure	1200.00	(psig)

<b>System Solution Data</b>	<b>Prosper 7.51 - License#:0</b>	
	Page : 1	

<sup>1</sup> Output result Summaries

جدول الف-۲: نتایج مدل سازی چاه چند شاخه‌ای بهینه سازی شده با هندسه دو شاخه مایل

<b>System Solution Data</b>		PVT Method : Eq. of State
File : C:\Petroleum Experts\IPM 3.5\Samples\prosper\		Fluid : Condensate
Report Date : 06/17/12 20:36:02	Well : #1	Analyst : Farhad Orak

Gas Rate	114.423	(MMscf/day)
Oil Rate (Condensate)	5866.0	(STB/day)
Bottom Hole Pressure	2859.32	(psig)
dP Total Skin	207.68	(psi)
dP Perforation	0	(psi)
dP Damage	0	(psi)
dP Completion	0	(psi)
Completion Skin	0	
dP Gravel Pack	0	(psi)
Gravel Pack Skin	0	
Total Skin	0.97	
Water To Gas Ratio	1.00	(STB/MMscf)
Wellhead Liquid Density	63.337	(lb/ft <sup>3</sup> )
Wellhead Gas Density	4.457	(lb/ft <sup>3</sup> )
Wellhead Liquid Viscosity	0.6826	(centipoise)
Wellhead Gas Viscosity	0.0149	(centipoise)
Wellhead Superficial Liquid Velocity	2.458	(ft/sec)
Wellhead Superficial Gas Velocity	49.788	(ft/sec)
Wellhead Z Factor	0.885473	
Wellhead Interfacial Tension	10.7270	(dynes/cm)
Wellhead Pressure	2000.00	(psig)
First Node Liquid Density	63.337	(lb/ft <sup>3</sup> )
First Node Gas Density	4.457	(lb/ft <sup>3</sup> )
First Node Liquid Viscosity	0.6826	(centipoise)
First Node Gas Viscosity	0.0149	(centipoise)
First Node Superficial Liquid Velocity	2.172	(ft/sec)
First Node Superficial Gas Velocity	57.887	(ft/sec)
First Node Z Factor	0.885473	
First Node Interfacial Tension	10.7270	(dynes/cm)
First Node Pressure	2500.00	(psig)



## منابع

1. Latil, M., (2001) “Enhanced Oil Recovery” TeKnica Petroleum Services Ltd, Calgary, Alberta, No3, 12-34
2. Jordan, M., and Paez, R., (2002) “New Aspects of Multilateral Well Construction” Oilfield Review14. No3, 52-69.
3. Al-Khelaiwi, F.T., (2010) “Advanced Sand-Face Completion Design and Application in Gas and Gas- Condensate Fields” **SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition,133603-MS.** pp.1-12.
4. Ramos, X., and Anderson, A., (2005) “Using Economic and Production Evaluation Methodologies to Expedite Commercialisation of Intelligent and Multilateral Wells” **SPE Oil and Gas Conference and Exhibition 93859-MS** pp.1-12.
5. Youcef, B., and Tiab, D., (2008) “Increased Oil Production by Unconventional Wells--Short-Radius, Horizontal, and Multilateral in the Hassi Messaoud: Thick Multilayer Cambrian Formation, Algeria” **CIPC/SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 114645-MS.** pp.1-9.
6. Lawrence, B., and Zimmerman, M., (2010) “Multilateral Wells Reduce Capex in Subsea Development” **SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 128314-MS.** pp.1-10
7. Crumpton, P.I., and Habiballah, W.A., (2011) “Multilateral-Complex Well Optimization” **SPE Reservoir Simulation Symposium, Texas, USA, 140882-MS.** pp.1-12.
8. <http://abc14.blogfa.com/post-1182.aspx>
9. Langley, D., (2011) “Multilateral completions on rise but still a niche” **Jornal of Drilling Contractor 9938. No96, 10-24**
10. <http://www.naftnews.net/view-10321.html>
11. Petroleum Experts (Petex), Integrated Production Modelling , PROSPER 7.51  
<http://www.petex.com/company/>
12. <http://www.inn.ir/newsdetail.aspx?id=32403>
13. Bonner, J., (2007) “Multilateral technology then and now” **Journal of E&P 3244. No75, 52-69**

- 
14. Moritis, G., (2003) “TAML refocuses on educating industry on multilaterals” **The Oil and Gas Journal 4465. No47, 22-48**
  15. Bosworth, S., and West, C., (1998) ”Key Issues in Multilateral Technology” Oilfield Review10. No4, 14-28.
  16. Ruszka, J., and Emerson, B., (2008) “Extended reach, multilateral drainage or both?” **Jornal of E&P 5685. No127, 12-32**
  17. DeGeare, J., ( 2003) “The Guide to Oilwell Fishing Operations” Burlington, MA, Gulf Professional Publishing, **No4, 97-116**.
  18. Iktissanov, V.A., (2010) “Pressure Transient Analysis And Simulation Of Nonconventional Wells” **SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, 133477-MS** pp.1-3.
  19. Sun, K., and Constantine, J., ( 2009) “Intelligent Well System: Providing Value or Just Another Completion? ” **SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 124916.** pp.1-8.
  20. Dale Beggs, H., ( 1999) “Production Optimization Using NODAL Analysis” OGCI and Petroskills Publications,Tulsa,Oklahoma. **No2, 11-169.**
  21. Watt, H., (1999) “Production Technology II - Performance of Flowing Wells” HERIOT-WATT UNIVERSITY DEPARTMENT OF PETROLEUM ENGINEERING. **No1,Chapter3, 139-158**
  22. Kermit, E., and Brown, J., (1985) “Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells” **SPE 14714-MS.** pp.1-12.
  23. Gilbert, W.E., (1954) “Flowing and Gas Lift Well Performance”, API Drill. Prod. Practice. **No3, 11-169.**
  24. Rafiqul Awal, M., and Lloyd, R., (2009) “A New Nodal-Analysis Technique to Improves Well Completion and Economic Performance of a Matured Gas Field” **SPE Production & Operations Symposium,Oklahoma, 120632-MS.** pp.1-12.
  25. Guo, B., (2007) “Petroleum Production Engineering , A computer- assisted approach”, Publisher: Elsevier Science & Technology Books. **No2, 87-92.**
  26. Chen, W., and Zhu, D., (2000) “A comprehensive model of multilateral well deliverability” **SPE Oil and Gas Conference. 64751-MS.** pp.1-11.

- 
27. Petroleum Experts (IPM), Integrated Production Modeling, PROSPER User Guide.pdf
28. Al Lawati, M., and Al Salmi, A., (2010) “Realizing Opportunities Using Integrated Production Modeling in Occidental of Sultanate of Oman” **SPE Production and Operations Conference and Exhibition, 136126-MS** pp.1-9.
29. Johannessen, B., and Vestvik, J., (2005) “Smart Operations: Cheap? High-tech? Or Simply The Best Fit? Optimized Drilling Solutions on The South Pars Field, Offshore Iran” **SPE Annual Conference, Madrid, Spain, 94146-MS.** pp.3-9
30. Johannessen, B., and Teigen, A.S., (2006) “Implementation of Smart Solutions in the Persian Gulf: Optimized Drilling and Completion in South Pars 6-8” **IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, USA, 99083-MS.** pp.1-4.
31. Khosravani, M.J., and Saeedi, F., (2008) “How Much Lucrative Drilling A Level 5 Multilateral Well Can Be In A Gas Condensate Reservoir From Offshore Platforms?” **IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 114949-MS.** pp.1-5.
32. <http://www.petropars.com/tabid/671/Default.aspx>
33. Teigen, A.S., and Johannessen, B., (2005) “Smart Operations: Cuttings Costs By Use of Simple Completion Solutions in the South Pars Field, Offshore I.R. Iran” **International Petroleum Technology Conference, Qatar, 10233-MS.** pp.1-12
34. Hembling, D., and Berberian, G., (2009) “Production Optimization of Multi-Lateral Wells Using Passive Inflow Control Devices” **International Petroleum Technology Conference,Doha, Qatar, 14094-MS.** pp.1-12.
35. Rahimi, R., and Tahami, A., (2010) “Implementing Smart Solution for Controlling Water Cut in South Pars Gas Field from Environmental Point of View” **SPE Deep Gas Conference and Exhibition, Bahrain,130913-MS.** pp.7-12.
36. Al Ramis, H., and Alothman, KH., (2012) “Well Structure Optimization in Complex Wells for High Permeability Reservoirs” **SPE International Production and Operations Conference & Exhibition, Doha, Qatar, 157027-MS.** pp.1-6.

## **Abstract**

Presently in the South Pars gas field which is shared between Iran and Qatar, production is being done from two layers of four productive layers due to the special limitations and reservoir and geological characteristics. Considering to the reservoir and geological characteristics, and using multilateral and intelligent wells technology; layers that have limits on production can be exploited. Hence, it is important to study the reservoir properties like: permeability, porosity, formation type and etc., precisely; so that the best structure of multilateral well to be designed for maximum production and minimum cost. Optimization of design and well's characteristics has a substantial impact on the production rate of hydrocarbon from the reservoir. According to the reservoir capabilities, well design is a very important point in achieving optimum production. The factors that can be used to optimization of design are well type, well geometry, tubing diameter, wellhead pressure and etc. In this study, for design; and evaluation of multilateral structures, the PROSPER software is being used. South Pars gas field reservoir model was constructed and the various multilateral wells have then been investigated. To evaluate the results of performed simulations, the rate of production wells have been compared with together. It was finally concluded that the use of dual opposed multilateral well with two slant branches for quick depletion of reservoir, is very appropriate. Then the optimization of effective components and well parameters was performed using nodal analysis. The obtained results indicate that gas production of the optimized dual opposed multilateral well is increased to 114 (MMscf/day) which is several times more than to the production rate of each normal existing wells.

**Keywords:** Multilateral well, well design, well geometry, nodal analysis, production rate, reservoir properties