



دانشگاه صنعتی امیرکبیر
(پلی تکنیک تهران)
دانشکده مهندسی نفت

پایان نامه ارشد رشته مهندسی نفت
گرایش بهره برداری

موضوع :

بهینه-سازی عملکرد چاه‌ها با استفاده از خطوط جریان با در نظر
گرفتن محدودیت-های تولید و عملیاتی

نگارش:

سیف علی موسوی (96134101)

استاد راهنما:

دکتر فریبرز رشیدی

ماه و سال

شهریور 1398



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ





به نام خدا

تعهدنامه اصالت اثر

تاریخ:

اینجانب سیف علی قاسم عبد الزهره الموسوی متعهد می‌شوم که مطالب مندرج در این پایان نامه حاصل کار پژوهشی اینجانب تحت نظارت و راهنمایی اساتید دانشگاه صنعتی امیرکبیر بوده و به دستاوردهای دیگران که در این پژوهش از آنها استفاده شده است مطابق مقررات و روال متعارف ارجاع و در فهرست منابع و مآخذ ذکر گردیده است. این پایان نامه قبلاً برای احراز هیچ مدرک هم‌سطح یا بالاتر ارائه نگردیده است.

در صورت اثبات تخلف در هر زمان، مدرک تحصیلی صادر شده توسط دانشگاه از درجه اعتبار ساقط بوده و دانشگاه حق پیگیری قانونی خواهد داشت.

کلیه نتایج و حقوق حاصل از این پایان نامه متعلق به دانشگاه صنعتی امیرکبیر می‌باشد. هرگونه استفاده از نتایج علمی و عملی، واگذاری اطلاعات به دیگران یا چاپ و تکثیر، نسخه‌برداری، ترجمه و اقتباس از این پایان نامه بدون موافقت کتبی دانشگاه صنعتی امیرکبیر ممنوع است. نقل مطالب با ذکر مآخذ بلامانع است.

سیف علی قاسم عبد الزهره الموسوی

امضا



Edit with WPS Office

تقدیر و تشکر

با درود فراوان به پدر بزرگوارم که تلاش-های محبت آمیز وی که در دوران مختلف زندگی-ام انجام داده-اند و بامهربانی چگونه زیستن را به من آموخته-اند.

و سپاس بی-کران بر همدلی و همراهی و همگامی مادر دلسوز و مهربانم که سجده-ی ایثارش گل محبت را در وجودم پروراند و دامن گهربارش لحظه-های مهربانی را به من آموخت.

و با تقدیر و تشکر شایسته از استاد فرهیخته و فرزانه سرکار آقای دکتر فریبرز رشیدی که با نکته-های دلاویز و گفته-های بلند ، صحیفه-های سخن را علم پرور نمود و همواره راهنما و راه گشای نگارنده در اتمام و اکمال پایان نامه با صبر و حوصله بوده است.

و آن بالا منزلت که نیروی حرکت به سوی مقصود را در وجود من زنده کردند.

تقدیم به وجود با ارزششان...



چکیده

اغلب مخازن خاورمیانه، یا به مرحله بلوغ خود رسیده‌اند و یا در مرحله رسیدن به بلوغ خود هستند، بنابراین استفاده از عملیات ازدیاد برداشت مناسب امری رایج در صنعت نفت است. سیلاب زنی یکی از شایع‌ترین این عملیات‌ها است. ولی محدودیت دسترسی به منابع (آب یا گاز) به ویژه در سال‌های اخیر این عملیات را تحت چالش قرار می‌دهد.

در این پژوهش ابتدا نحوه مدیریت کلی مخزن توضیح داده شده و سپس به مشکلات آن پرداخته شده است. در ادامه، کاربرد‌های خطوط جریانی و محاسبات آن به صورت مفصل بیان گردیده است. در انتها از شبیه‌سازی خطوط جریانی و توانایی‌های منحصربه‌فرد آن کمک گرفته شده و با اعمال آن‌ها در میدان بازرگان، واقع در جنوب کشور عراق، به صیانت از این میدان پرداخته شده است. این صیانت که از اهداف این پژوهش است، در دو بخش انجام شده:

1) بهینه‌سازی بین چاهی؛ با بهره‌وری از روش‌های شبیه‌سازی خطوط جریانی و مفهوم فاکتور توزیع چاه‌ها و مدیریت الگوی جریان که شامل چاه تزریقی است.

2) بهینه‌سازی درون چاهی؛ در چاه‌های تولیدی با مد نظر قرار دادن رژیم‌های جریان چند فازی.

و با در نظر گرفتن محدودیت‌های تولیدی و عملیاتی. به بیشترین مقدار تولید ایمن ممکن میدان نفتی بازرگان دست یافته شود.

واژه‌های کلیدی:

بهینه‌سازی عملکرد چاه‌ها، شبیه‌سازی خطوط جریانی، تزریق گاز امتزاجی، جریان چند فازی، رژیم‌های جریانی، نرم افزار پترل، نرم افزار اولگا.

9	1 فصل اول: مقدمه
10	1.1 کلیات
10	1.1.1 نگاه به مدیریت مخزن
11	1.1.2 مفهوم تزریق امتزاجی، مشکلات و روش رفع آن در مخزن نفتی
13	1.1.3 مدیریت مخزن نفتی برپایه خطوط جریانی
16	1.2 بیان مسئله
16	1.3 ضرورت و اهداف تحقیق
17	1.4 ساختار پایان نامه
19	2 فصل دوم: مروری بر مستندهای علمی
20	2.1 قواعد و اصول مدیریت مخزن
20	2.1.1 تعریف مدیریت مخزن
22	2.1.2 مدیریت دادهها و اهمیت آن در مدیریت مخزن
25	2.1.3 نقش مسائل اقتصادی در مدیریت مخزن
28	2.1.4 استراتژی برنامه مدیریت مخزن
28	2.1.4.1 تعیین استراتژی کلی
30	2.1.4.2 توسعه برنامه
32	2.1.4.3 اجرا
32	2.1.4.4 نظارت و صیانت
33	2.1.4.5 ارزیابی
33	2.1.4.6 بازبینی طرحها، استراتژی و راه سازی
34	2.2 مروری بر فرایند تزریق امتزاج پذیر در مخزن نفتی
36	2.2.1 انواع فرایندهای امتزاج پذیری
36	2.2.1.1 امتزاجپذیری در تماس اول
36	2.2.1.2 امتزاجپذیری در چند تماس (MCM)
37	2.2.2 مراحل تزریق گاز به صورت امتزاجی:
38	2.2.2.1 آزمایش و امتحان
39	2.2.2.2 امکان سنجی و ارزیابی:
42	2.2.2.3 سیستم اجرا و نظارت بر اجرا:
42	2.2.3 عملکرد میدانی و مشکلات موجود در تزریق امتزاجی
45	3 فصل سوم: مدیریت مخزن براساس قواعد خطوط جریانی
46	3.1 پیشینه و مفاهیم خطوط جریانی
47	3.2 معادلات مخزن بر پایه خطوط جریانی
48	3.2.1 مفاهیم و تعاریف اولیه خطوط جریانی
49	3.2.1.1 برخی از تعارف خطوط جریانی
50	3.2.1.2 جریان بالقوه
51	3.2.2 مقدمهای بر روش خطوط جریانی در شبیه سازی مخازن
52	3.2.3 تارخچه مدلسازی مخزن بر پایه خطوط جریانی
54	3.2.4 روش خطوط جریانی
55	3.2.5 مزایا و معایب خطوط جریانی در شبیه سازی مخزن
57	3.2.6 مدل ریاضی مخزن بر پایه خطوط جریانی
57	3.2.6.1 معادله فشار و اشباع در روش IMPES
59	3.2.6.2 پاسخ معادله فشار
59	3.2.6.3 توصیف تحلیلی مسیر خطوط جریانی
61	3.2.6.4 زمان پرواز

61	3.2.6.5 تبدیل مختصات در راستای خطوط جریانی
62	3.3 مزایا و معایب استفاده از شبیه-ساز خطوط جریانی در این پژوهش
64	3.4 کاربردهای خطوط جریانی در مدیریت مخزن تحت تزریق امتزاجی
64	3.4.1 نظارت و صیانت جریانی:
65	3.4.1.1 نظارت کلاسیک (الگوهای ثابت و WAF هندسی)
65	3.4.1.2 نظارت کلاسیک (الگوهای ثابت و WAF های بر پایه جریانی)
66	3.4.1.3 الگوهایی با مرکز تزریق کننده متغیر (WAF های بر پایه جریان)
68	3.4.2 شبیه سازی جریانی
69	3.4.3 تطابق تاری خچه:
70	3.4.4 مدیریت جریانی:
71	4 فصل چهارم: بحث و بررسی نتایج
72	4.1 شبیه سازی میدان بازرگان
73	4.2 تطبیق تاری خچه برای میدان طراحی شده
74	4.3 تعریف استراتژیهای شبیه-سازی
74	4.3.1 استراتژی اول (استراتژی اجرای ساده):
74	4.3.2 استراتژی دوم (تزریق گاز امتزاجی):
75	4.3.3 استراتژی سوم (بهی-نه-سازی دبی تزریق گاز امتزاجی):
76	4.3.4 استراتژی چهارم (بهی-نه-سازی درون چاهی):
76	4.4 اجرای استراتژی دوم (تزریق گاز امتزاجی ساده):
76	4.5 پیاده سازی استراتژی سوم (بهی-نه-سازی و مدیریت الگوی جریانی در تزریق گاز امتزاجی) 78
85	4.6 انجام استراتژی چهارم (بهی-نه-سازی درون چاه-هی)
85	4.7 وقوع جریان چند فازی و کاربردهای آن
85	4.8 صنعت نفت
86	4.9 تعاریف و تقسیم بندی الگوهای جریانی
87	4.10 برخی مفاهیم اساسی
87	4.10.1 ماندگی مایع (HL):
88	4.10.2 لغزش و ماندگی
89	4.11 جریانی افقی و نزدیکی به افقی:
93	4.12 جریانی عمودی و دارای شیب زیاد
95	4.13 نرمافزار اولگا
97	4.14 شبیه سازی و بررسی نتایج در محیط اولگا
100	4.14.1 افت فشار صورت گرفته در اثر رژیم های جریانی
101	4.14.2 بررسی رژیم جریانی ID:
104	4.14.1 نفت تجمعی کلی:
105	4.14.2 تعیین سقف مجاز نوسانات فشاری
109	5 فصل پنجم نتایج گیری و پی شهادات
110	5.1 نتایج گیری
111	5.2 پی شهادات
112	منابع و مراجع:
117	پیوست ها

صفحه	فهرست شکل-ها
22	شکل 1 2 ارائه تعریف کلی درباره مدیریت مخزن.
23	شکل 2 2 مراحل اکتساب داده برای امور مدیریت مخزن.
26	شکل 1 2 نمودار جری آن نقدی نگي مرسوم.
29	شکل 2 2 فرایند مدیریت مخزن.
31	شکل 3 2 توسعه برنامه.
33	شکل 4 2 فرایند بهینه سازی اقتصادی.
35	شکل 5 2 تزریق گاز امتزاجی پذير بصورت عمودی در يك مخزن نفتی.
35	شکل 6 2 تزریق گاز امتزاجی پذير بصورت افقی در مخزن.
37	شکل 7 2 شماتیک از فرایند میعانی.
39	شکل 8 2 نحوه جاروب سطحی و افقی نفت مخزن توسط گاز امتزاجی.
41	شکل 9 2 دی اگرام سه گانه برای رانش گاز میعانی.
44	شکل 10 2 مشکلات موجود در تزریق گاز امتزاجی شامل تفاوت در چگالی و مقایسه با حالت ایدهآل.
47	شکل 1 3 نمایش خطوط جریانی برای مخزنی دارای چاهها تزریقی ب رنگ آبی و تولیدی به رنگ قرمز [38].
48	شکل 2 3 مجموعه ای از خطوط جریانی [38].
50	شکل 3 3 رسم میدان برای $v=[1,y]$ خطوط جری آن، $s(\tau)$ از $s(0)=s_0$ شروع شده و تا نقطه $s(1)$ دنبال شده است [39].
60	شکل 4 3 مسير خطوط جریانی [41].
65	شکل 5 3 چگونگی تخصیص تولید به الگوهایی که چاه تولیدی به آن اختصاصی دارد برای GWF و Flow Based WAF [47].
66	شکل 6 3 نمودار تولید نفت متناظر تجمعی در مقابل تزریق تجمعی [42].
67	شکل 7 3 نمودار نرخ نفت متناظر کنونی در مقابل نرخ آب تزریقی [47].
68	شکل 8 3 نمایش نقشه الگوی جری آن در سمت راست بر اساس خطوط جریانی که در شکل سمت چپ مشخص است [47].
72	شکل 1 4 نقشه جغرافیایی میدان بازرگان که در جنوب کشور جمهوری عراق واقع است.
72	شکل 2 4 نمای کلی از میدان طراحی شده، در سمت راست نمای جانبی میدان و در سمت چپ نما از بالای میدان را نشان می دهد.
73	شکل 3 4 خروجی نرم افزار پترل برای عملیات تطبیقی تاری خجه. شکل بالا برای بعد از تطبیق تاری خجه و شکل پایین برای حالت قبل از انجام تطبیق تاری خجه است.
75	شکل 4 4 عکس بازدیدی از میدان بازرگان جهت انجام تحقیقات لازم در خصوص پروژه تعریف شده.
76	شکل 5 4 خروجی های شبیه سازی خطوط جریانی؛ سمت راست گاز خروجی از چاهها تزریقی و در سمت چپ نفت تولیدی در سال 2040/01/01.
77	شکل 6 4 خروجی شبیه ساز خطوط جریانی برای گاز خروجی از چاهها تزریقی میدان بازرگان.
81	شکل 7 4 وضعیت الگوی چاهها تولیدی بر پایه نفت تولیدی در سال 2032/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهینه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق معمولی.
82	شکل 8 4 وضعیت الگوی چاهها تولیدی بر پایه نفت تولیدی در سال 2040/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهینه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق ساده.
83	شکل 9 4 وضعیت الگوی چاهها تولیدی بر پایه گاز خروجی در سال 2032/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهینه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق معمولی.

- شکل 10 4 وضعیت الگوی جاه‌های تزریقی بر پایه گاز خروجی در سال 2040/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهی‌نه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق معمولی. 83
- شکل 11 4 روند تزریق، تولید نفت روزانه و نفت تجمع‌ی می‌دان بازگان برای سه استراتژی تولید معمولی، تزریق معمولی و تزریق بهی‌نه. 84
- شکل 12 4 سمت راست روند تولید نفت روزانه، سمت چپ روند تولید نفت تجمع‌ی در بازه انجام عملیات تزریق. 84
- شکل 13 4 شمایی از رابطه می‌ان لغزش و ماندگی مایع [55]. 89
- شکل 14 4 شماتیک جریان لای‌های (لای‌های موجی و لای‌های صاف)، جریان متناوب (جریان لخته‌ای و جریان حبابی کشیده)، جریان حلقوی و جریان حبابی پراکنده در لوله‌های افقی [55]. 90
- شکل 15 4 رژی‌های جریان‌ی در لوله‌های عمودی [55]. 93
- شکل 16 4 تصاویری از آزمایشگاه‌های سمت راست (IFE) و چپ (SINTEF). 96
- شکل 17 4 مقایسه بین چاه BU-1 در طراحی واقعی (شکل بالا) و در حالت طراحی در نرم افزار اولگا به منظور اجرای بهی‌نه‌سازی داخل چاه (شکل پایینی). 99
- شکل 18 4 یک شکل توضیحی از روند افت فشار کلی از مخزن تا جداکننده‌ها. 100
- شکل 19 4 افت فشار کلی برای چهار حالت فشارهای ته چاهی 1500، 2000، 1300 و 1000 psi که به ترتیب با رنگ‌های مشکی، سبز، آبی و قرمز بی‌ان شده‌اند. 101
- شکل 20 4 شکل شماتیک نحوه تغییری رژی‌های جریان‌ی در لوله‌های عمودی [55]. 103
- شکل 21 4 خروجی نرم افزار اولگا برای انواع رژی‌های جریان‌ی فشارهای ته چاهی در طول مسیری چاه. 104
- شکل 22 4 خروجی نرم افزار اولگا بر پایه نفت تجمع‌ی حالت‌های مختلف فشارهای ته‌چاه‌ی برای 24 ساعت زمان اجرا. 105
- شکل 23 4 خروجی از نرم افزار اولگا برای طول حباب‌های تی‌لور در زمان اجرای شبی‌سازی. 106
- شکل 24 4 روند بهبود تولید برای چاه BU-1 برای دو استراتژی بهی‌نه‌سازی تزریق امتزاجی و بهینه‌سازی درون چاهی. 107
- شکل 25 4 روند بهبود تولید میدان برای دو استراتژی بهی‌نه‌سازی تزریق امتزاجی و بهینه‌سازی درون چاهی. 108

صفحه	فهرست جداول
20	جدول 1 2 تعاریف متفاوت مدیریتی مخزن موجود در ادبیات علمی
24	جدول 2 2 داده‌های موردنیاز جهت مطالعات شبیه‌سازی
78	جدول 4 1 اطلاعات منحصر به فرد شبیه‌ساز خطوط جریانی برای جابجایی BU-8 و تولید کنندگان مرتبط با آن در سال 2040/01/01
80	جدول 4-2 ضرائب و نتایج حاصل از محاسبات الگوریتم بی‌ان شده
101	جدول 3 4 بیشترین افت فشار صورت گرفته برای هر فشارته چاه-هی بررسی شده
102	جدول 4 4 انواع رژیم‌های جریانی بر اساس اعداد نرم افزار اولگا

فهرست عناوین	
Q_{on}	تولید نفت در سال معین
Q_{gn}	تولید گاز در سال معین
R	مقدار کنونی درآمد
S_o	قدار اشباع نفت اولیه
S_{ors}	اشباع نفت باقی مانده بعد از رانش
S_{wi}	اشباع آب غیر قابل امتزاجی
	جابجایی یا همزاد
TAX_n	مالیات در طی سال معین
U	مرعت بین سطحی
V_e	زده جاروب عمودی
V_p	حجم حفرة
X_e	موقعیت خروجی
X_i	موقعیت ورودی
	فهرست علائم یونانی
λ_x	حرکت پذیری کلی در x
جهت	
λ_y	حرکت پذیری کلی در y
جهت	
μ_j	وسکوزیته قاز z
ϕ	تخلخل
τ	زمان پرواز
λ_g	گراویته کلی
λ_t	حرکت پذیری کلی
ρ_j	چگالی فاز
A	سطح مقطع
A_e	بازده جاروب سطحی
$Capex_n$	هزینه در سال معین سرمایه گذاری
D_e	بازده جابجایی
E	مقدار کنونی خرج
G	ثابت شتاب گراویته
G_{vx}	گرادیان سرعت در امتداد گرید بلاک
I	نرخ تخفیف سالیانه
سا	نرخ تورم
الپانه	
INC	نخایر نفت قابل برداشت
K	مختصات در طول لوله جریانی
K_{rj}	تراوایی نسبی z
قاز	
K_x	تراوایی مطلق در x
جهت	
K_y	تراوایی مطلق در y
جه	
N	تعداد سه
ها	
N	کل فازهای موجود
$OPEX_n$	های عملیاتی در سال معین
$OOIP$	نفت اولیه در جای مخزن
P_{on}	قیمت نفت در سال معین
P_{gn}	قیمت گاز در سال معین
Q	های مورد توجه در هر سال

1 فصل اول: مقدمه

مقدمه

1.1 کلیات

1.1.1 نگاه به مدیریت مخزن

در مقدمه این پژوهش تحقیق گسترده-ای در خصوص مفهوم و ارزش مدیریت مخزن ارائه گردیده است. مدیریت مخزن یک نظام پیوسته می-باشد که داده‌ها، ابزار موجود، تکنولوژی در دسترس و نیروی انسانی را برای به حداکثر رساندن ارزش تعریف شده و

دارایی-های مخزن هیدروکربری، یک پارچه می‌کند. ارزش آن چیزی است که باید تحت برنامه-ریزی به حد اکثر مقدار برسد و دارایی-ها در مدیریت یک مخزن نفتی، سیستمی با اجزای :

- (1) مخزن (تکنیک-های مختلف بروز-رسانی داده-ها و نظارت بر عملکرد مخزن مانند چگونگی پیشروی الگوی جریان).
- (2) چاه-ها (مانند مشخص کردن مکان و نوع چاه)،
- (3) ابزار و عملیات (کنترل تجهیزات تحت و سطح الارضی).
- (4) گاز تزریقی (کنترل کیفیت گاز تزریقی) می-باشد.

داده-ها در دسترس و نحوه صحیح به کارگیری و استفاده از آنها نقش اساسی در مدیریت مخزن ایفا می‌کنند. برای فرایند استفاده از داده‌ها باید پروسه طرح ریزی، جمع آوری، آنالیز، وکاهش و در نهایت تلفیق و یکپارچه سازی داده را انجام داد. بی-شک مدیریت مخزن بدون در نظر گرفتن مسائل اقتصادی امر غیر منطقی و غیر امکان-پذیر است. از دیدگاه اقتصادی یک معیار ارزیابی به نام "ارزش خالص فعلی" یا به اختصار (NPV)¹ تعریف شده است، که جریان نقدینگی² را با گزینه‌های مدیریت مخزن همراه می‌کند.

یک برنامه مدیریت مخزن می-بایست از قبل طرح ریزی شده و تحت یک استراتژی و روند منظم به-خوبی اجرا شود. مدیریت مخزن یک برنامه بلند مدت است که برنامه-های توسعه میدانی را مشخص می-کند. از طرفی در هر زمان که مشکلی یا فرصتی پیش بیاید، باید با مطالعات کوتاه مدت یا بلند مدت آن را حل کرد. منظور از استراتژی، نظارت پیوسته و برنامه مطالعاتی برای میدان است که یک برنامه توسعه خاص را پیاده می-کند و به-وسیله تیم مدیریت مرکزی اجرا می‌شود. این برنامه باید شامل تمام بخش-های مخزن چاه و تجهیزات بالا دستی باشد؛ زیرا معیاری است برای اندازه گیری عملکرد میدان و شناخت فرصت-ها و چالش‌های توسعه. فرآیند مدیریت مخزن شامل تعیین استراتژی یا هدف کلی، توسعه برنامه، اجرا، نظارت، ارزیابی و تکمیل می-باشد.

1.1.2 مفهوم تزریق امتزاجی، مشکلات و روش رفع آن در مخزن نفتی

با توجه به این حقیقت که اغلب مخازن خاورمیانه به مرحله بلوغ خود رسیده اند و یا در حال رسیدن به این مرحله هستند، از لحاظ مدیریتی اجرای یک روش (EOR)³ مناسب با

¹ net present value

² cash flow

³ Enhanced oil recovery

شرایط مخزن در اکثر موارد می-تواند بازیافت نفت را بهبود بخشد. در بحث تزریق سیال به درون چاه می-توانیم به دو مورد تزریق و جابجایی امتزاجی و غیر-امتزاجی اشاره کنیم. در سیلاب-زنی و تزریق غیر امتزاجی، فاز جابجا کننده حلالیتی با فاز جابجا شونده ندارد ولی در جابجایی امتزاج-پذیر، سیالات در نفت قابل حل می-باشند، به زبان دیگر نیروی بین سطحی بین نفت و حلال وجود ندارد و در هر دو یک فاز را تشکیل می-دهند. لازم به ذکر است که در حالت کلی تزریق امتزاجی به دو حالت تزریق عمودی و افقی تقسیم می-شود.

در دما و ترکیب ثابت به حداقل فشاری که در آن امتزاج-پذیری در برخورد اول و یا چند برخورد بدست می-آید "فشار حداقلی امتزاج-پذیری" می-گویند. در این فشار کشش بین سطحی صفر می-باشد و هیچ سطح تماسی بین سیالات وجود ندارد. مستقیم-ترین و آسان-ترین روش بدست آوردن امتزاج-پذیری، تزریق حلالی می-باشد که در تمام نسبت-ها در نفت قابل حل است. به چنین حلالی-هایی امتزاج پذیر در اولین تماس می-گویند. این نوع حلال-ها با وجود کارایی بسیار زیاد، بسیار گران قیمت نیز هستند و همین نکته باعث شده است که استفاده از آن-ها از لحاظ اقتصادی در همه جا میسر نباشد. روش بهتر از لحاظ اقتصادی تزریق گاز ارزان-تر ولی با تاثیر کمتری به نام حلال های امتزاج پذیر در چند برخورد می-باشد. این نوع رانش امتزاجی به انواع فرایندهای تبخیری، میعانی و ترکیب تبخیری میعانی تقسیم می-شوند.

در تزریق افقی حرکت رو به بالای گاز¹ به-علت تفاوت در چگالی نفت و گاز و سبک تر بودن گاز می-باشد. و بر بازدهی جاروب² عمودی تاثیر می-گذارد. برای از بین بردن و به حداقل رساندن حرکت رو به بالا گاز باید شدت جریان گاز تزریقی را کنترل کرد. با افزایش شدت جریان گاز تزریقی، گاز فرصت کافی برای نفوذ به قسمت بالایی مخزن را ندارد و توده به صورت همگن-تری بصورت عمودی مخزن را جاروب می-کند.

منتهی باید دقت شود که اگر شدت جریان بسیار زیاد باشد سبب انگشتی شدن و نفوذ گاز تزریقی از نفت و تولید زود به هنگام گاز تزریقی شود.

همچنین این مشکل تا حدی می-تواند با افزایش ویسکوزیته سیال، که متعاقبا نسبت نیروی ویسکوز را به نیروی گراویته افزایش می-دهد، بهبود یابد.

پدیده انگشتی شدن گاز³ بعلافت تفاوت در ویسکوزیته و کمتر بودن ویسکوزیته گاز است که عموما باعث کاهش بازدهی جاروب سطحی می-شود. برای کاهش اثرات این نوع مشکل می-توان از تزریق متناوب آب و گاز استفاده کرد. همچنین کنترل پروفایل تزریقی

¹ Gas override

² Sweep efficiency

³ Gas fingering

ضعیف به بازدهی جاروب عمودی کم، در بسیاری از تزریق‌ها ختم می‌شود و پدیده کانالی شدن¹ رخ می‌دهد. در این حالت لایه با بالاترین ظرفیت بیشتر حلال را از خود عبود می‌دهد و فقط قسمت کمی از مخزن جاروب شده و سایر قسمت‌ها دست نخورده باقی می‌ماند. پس در ابتدای تزریق تجهیزات تزریقی با پکر مکانیکی برای کنترل مقدار تزریق آب و حلال در هر لایه ضروری است.

از میان راه حل‌های موجود برای مدیریت و صیانت از مخازن تحت تزریق گاز امتزاجی تا به اینجا، اجرای فرایند ردیاب² و استفاده از مفهوم خطوط جریانی³ جزء کارآمدترین رویکردها می‌باشند. از میان این دو روش اجرای ردیاب نیاز به سرمایه گذاری و انجام آزمایشات متعدد و همچنین اجرای میدانی دارد که به نوبه خود استفاده از این روش را از نقطه نظر مدیریت مخزنی دچار مشکل می‌کند. از طرفی می‌توان بدون انجام عملیات میدانی و بوسیله شبیه‌سازی ردیاب بر این مشکل غلبه کرد ولی اینکار با عدم قطعیت‌هایی همراه است و به اندازه تاثیرگذار انجام عملیاتی نمی‌باشد.

اما روش کارآمد استفاده از مفهوم خطوط جریانی بدون نیاز به هزینه‌های گزاف عملیاتی، آزمایشگاهی و شبیه‌سازی‌های زمان‌بر می‌باشد. این روش می‌تواند بر اکثر مشکلات ناشی از تزریق گاز امتزاجی از جمله کاهش اثر کانالی شدن و حرکت روبه بالای گاز، شناسایی مناطق دزد و کاهش پدیده انگشتی شدن کمک کند. تمام این‌ها می‌تواند بوسیله مفاهیم خطوط جریانی و روش‌های مدیریتی الگوی جریانی انجام شود.

1.1.3 مدیریت مخزن نفتی برپایه خطوط جریانی

خطوط جریانی خطوطی هستند که بر بردار سرعت در یک لحظه خاص مماس‌اند. دو خط جریانی مجاور یک لوله جریانی را بوجود می‌آورند که دارای حجم هستند و نرخ ثابتی دارند و هیچ وقت همدیگر قطع نمی‌کنند، این خطوط خصوصیات سیال در مخزن را توصیف می‌کنند. به کمک خروجی‌های حاصل از شبیه‌سازی خطوط جریانی می‌توان نحوه جابه جایی سیال در بخش‌های مختلف مخزن را مشاهده و بررسی کرد. به دلیل سادگی و شفافیت در نمایش ویژگی‌های سیال، خطوط جریان در صنعت نفت و گاز کاربرد فراوانی پیدا کرده‌اند.

در شبیه‌سازی بر مبنای خطوط جریان، معادلات سه بعدی سیال با چندین معادله یک بعدی در راستای خطوط جریان تقریب زده می‌شوند. ایده اصلی شبیه‌سازی مبتنی بر خطوط جریان جداسازی تاثیر ناهمگنی زمین شناسی از محاسبات حرکت سیال است. از

¹ channelling

² Tracer runnig

³ Streamline concept

نظر ریاضی این عمل با به کارگیری زمان پرواز¹ خطوط جریان، به عنوان متغیر مختصات، محقق شده است. در واقع مسئله به یک سیستم مختصاتی جدید منتقل می‌شود که در آن تمامی خطوط جریان مستقیم-اند، و زمان پرواز جایگزین فاصله شده است. تاثیر ناهمگنی در زمان پرواز و منحنی مسیر خطوط جریان لحاظ شده است. از آنجا که محاسبه اشباع در راستای خطوط جریان از گرید مربوط به آن جدا شده است، در انتخاب مرحله زمانی محدودیتی وجود ندارد. به عبارت دیگر در شبیه‌سازی مبتنی بر خطوط جریان، سیال به جای حرکت بین دو گرید گسسته، مشابه روش‌های سنتی، به طور طبیعی در راستای خطوط جریان حرکت می‌کند.

حرکت سیال بین گریدهای گسسته در مدل سازی مخزن به روش‌های سنتی تفاضل محدود، به دلیل ملاحظات پایداری و همگرایی این روش، به محدودیت در انتخاب مرحله زمانی منجر می‌شود، در حالی که با حرکت سیال در راستای خطوط جریان، محدودیت‌های پایداری از بین می‌روند و این روش به ازای هر مرحله زمانی پایدار است.

در روش‌های سنتی به دلیل محدودیت‌های مربوط به گریدها و انتخاب مرحله زمانی، مراحل زمانی کوچک انتخاب می‌شوند، این مسئله به محاسبه مکرر معادلات اشباع و فشار منجر می‌شود که از نظر محاسباتی بسیار پرهزینه است. اما در روش خطوط جریان به طور متناوب به روز می‌شود که به سریع تر شدن این روش می‌انجامد. که در ادامه به طور مفصل توضیح داده خواهد شد.

مفهوم خطوط جریانی برگرفته از مفاهیم لوله جریانی می‌باشد و تمام پیشرفت‌های شبیه‌سازی خطوط جریانی از ساده سازی فرضیات محدود کننده که در روش‌های لوله جریانی شبه تحلیلی وجود داشت سرچمه می‌گیرید.

از مزیت‌های اصلی شبیه‌سازی خطوط جریانی در مقایسه با سایر شبیه‌سازی‌ها اطلا عاتی است که بوسیله شبیه‌سازی خطوط جریانی بوجود می‌آید. دو نوع منبع داده پر کاربرد وجود دارد:

اولین آنها این است که شبیه‌سازی خطوط جریانی می‌تواند حجم‌های تخلیه شده و مورد تزریق قرار گرفته را به- ترتیب برای چاه‌های تولیدی و تزریقی مشخص کند.

نوع داده دوم از تجمع نرخ-های جریان حجمی همراه با تمام خطوط جریانی که یک جفت تزریقی و تولیدی را به -هم متصل می‌کند به وجود می‌آید. با این کار فاکتورهای تخصیص چاه (WAF)² محاسبه می‌شود (درصدی از جریان یک چاه به همراه چاه متناظرش که با آن ارتباط دارد).

¹ Time of flight

² Well allocation factor

اولین کاربرد مفاهیم خطوط جریانی در مدیریت مخزن، کنترل پیشرفت و بهبود فرایندهای نظارتی می‌باشد. از طریق اطلاعات منحصر به فرد شبیه‌سازی خطوط جریانی توانایی نظارت و صیانت از جریان به کمک ارتباط هوشمندانه حجم-های چاه تولیدی-تزریقی از داده‌های (WAF) قابل مشاهده شده است. یعنی ما در هر لحظه می‌توانیم عملکرد چاه-های تزریقی و تولیدی و بازدهی آنها، محل-های جاروب نشده مخزن و ارتباط بین تزریق‌کنندها و تولید‌کنندها را بصورت بصری و عددی بررسی کرده و در تصمیم‌گیری-های فوری از آن بهره ببریم. نظارت بر جریان به فاکتورهای تخصیص چاه بستگی دارد. بدلیل اینکه فاکتورهای تخصیص چاه نحوه ای اتصال مخزن را نشان می‌دهند، فرض‌هایی درباره گسل‌ها یا سایر خواص فضایی بر محاسبات فاکتور-های تخصیص چاه مؤثر است.

دومین کاربرد امکان تعریف اجزا سیال نفت است که توسط اوپراتور frontsim انجام می‌پذیرد، دست مهندسين را باز کرده، و امکان تعریف کردن سیال به دو روش نفت سیاه¹، یا روش نفت مرکب² که یکی از ویژگی‌های بسیار قوی و کاربرد به حساب می‌آید و به کاربر امکان شبیه‌سازی سیال با خصوصیات واقعی میدان را می‌دهد.

سومین کاربرد توانایی انجام شبیه-سازی مخزن بوسیله شبیه-سازی سازه‌های خطوط جریانی است. یک مدل شبیه‌سازی جریان از مدل نظارت مخزن به این دلایل متفاوت است که اینجا یک مرحله انتقال سیال در هر خط جریانی وجود دارد و در نتیجه می‌تواند برای مدل سازی عملکرد گذشته و آینده مخزن استفاده شود. مدل-های شبیه-سازی خطوط جریانی زمانی استفاده می‌شوند که مدل-های تفاضل محدود از لحاظ محاسباتی هزینه-بر باشند، مانند بهینه کردن یا آزمایش مدل-های میدان کامل با توصیفات زمین شناسی جزئی، صدها چاه و چندین سال تولید.

چهارمین کاربرد خطوط جریانی تطابق تاریخچه است. تطابق تاریخچه برپایه چاه سخت-ترین و وقت-گیرترین کار برای مهندسين مخزن است. صنعت به این نتیجه رسیده است که مهمترین عنصر در تطابق تاریخچه توصیف زمین شناسی دقیق مخزن است. اگر تطابق تاریخچه به عنوان مساله بهینه‌سازی خالص در نظر گرفته شود، سپس صدها یا شاید هم هزاران شبیه-سازی برای یافتن تطبیق لازم است. در نتیجه سرعت شبیه-سازی خطوط جریان برای محاسبه سریع تر به عنوان یک راه‌حل بهینه استفاده می‌شود.

مدیریت الگوی جریانی مهمترین کاربرد خطوط جریانی می‌باشد. دانستن حجم-های نفت در بین جفت چاه محاسبه‌ای، امکان محاسبه بازده تزریق آن اتصال را که نسبت نفت تولید شده به حجم تزریقی است محیا می‌سازد. چنین معیاری ویژه شبیه‌سازی خطوط

¹ Dead oil

² Component

جریانی می‌باشد. سپس فقط با تغییر نرخ-های گاز امتزاجی به چاه تزریقی می‌شود الگوی جریانی را بهینه کرد، به گونه‌ای که چاه-های و در نهایت باعث افزایش ضریب بازیافت مخزن می‌شود.

1.2 بیان مسئله

در این پژوهش هدف آشنایی کامل با روش-های مدیریت چاه-های میدان نفتی است که تحت تزریق گاز امتزاجی قرار دارد. از این رو ما در ابتدا با تعریف مفاهیم مدیریت مخزن و تزریق امتزاجی و بیان مشکلات و دشواری‌های همراه با این فرایند دید و سببی نسبت به مدیریت این نوع مخازن پیدا کردیم. سپس بوسیله خطوط جریانی و اعمال آن در مخزن واقعی به قصد صیانت از آن خواهیم پرداخت، که این صیانت در دو قسمت بین چاهی و درون چاهی با بهره‌وری از روش‌های بهینه‌سازی و با در نظر گرفتن شرایط تولید و عملیاتی از اهداف این پژوهش خواهد بود.

1.3 ضرورت و اهداف تحقیق

امروزه بطور عمده از روش‌های المان محدود برای مدیریت مخازن تحت سیلاب زنی و تزریق گاز استفاده می‌شود و این روش در مخازنی با تعداد چاه‌های تولیدی و تزریقی زیاد کاری طاقت فرسا، وقت گیر و پرهزینه است. از این رو، در میادین بالغ تحت تزریق با تعداد بالای چاه‌ها هنگامی که می-خواهند بازدهی تزریق را افزایش دهند، هدف اصلی مدیریت چاه‌های تولیدی و تزریقی بگونه‌ای است که نرخ تزریق کاهش یافته و در همین حال نرخ تولید ثابت باشد یا افزایش یابد. برای این منظور، شبیه‌سازی خطوط جریانی برای رفع مشکلات ناشی از زمان بر بودن شبیه‌سازی-ها در مدل‌های المان محدود، و اطلاعات منحصر به فرد آن، می‌توانند مؤثر باشند. این نوع شبیه‌سازی‌ها که در دهه 1960 مطرح شد و در صنعت نفت از دهه 1990 شکل جدیدی به خود گرفت، دارای دقت بسیار زیادی بوده و تا به کنون برای مخازن متعددی که تحت تزریق آب، گاز و حتی (WAG) بوده توانسته مؤثر واقع شود.

با این حقیقت که خطوط جریانی نمایانگر میزان اتصال دو چاه به یکدیگر از نظر خواص زمین‌شناسی هستند و میزان تولید و تزریق چاه‌ها داده‌های لازم برای شبیه‌سازی آن‌ها را فراهم می-کند، خطوط جریانی می‌توانند نماینده مطمئنی از رفتار واقعی مخزن باشند. این خاصیت باعث می‌شود که نظارت بر چاه‌ها بدون انجام شبیه‌سازی و به صورت بصری و با سرعت بسیار بالا قابل اجرا باشد و ابزاری قدرتمند برای تصمیم‌گیری‌های آنی را فراهم-کند. همچنین از طریق الگوریتم-های بهینه-سازی می‌توان مقدار بهینه پارامترهای چاه-هی تزریقی و تولیدی را در زمان‌های دلخواه را بدست آورد.

بطور خلاصه اهداف تحقیق عبارتند از:

- (1) آشنایی کامل با نحوه شبیه‌سازی میدان واقعی که تحت عملیات سیلاب زنی با گاز امتزاجی به روش شبیه‌سازی خطوط جریانی قرار دارد، مشکلات و نحوه رفع آنها پرداخته خواهد شد.
- (2) افزایش بهره‌وری تولید و مدیریت تزریق از طریق ارائه برنامه‌ای برای تجدید نظر در نرخ تزریقی چاه‌ها از طریق تعیین فاکتورهای شاخص چاه یا (WAF) که روشی بسیار کم هزینه نسبت به حفر چاه‌ها واسط و تبدیل چاه‌های تولیدی به تزریقی و بالعکس برای افزایش راندمان تولید است.
- (3) پیش‌بینی مشکلات بالقوه در هدررفت گاز تزریقی و ارائه راه حل برای رفع آن در سریع‌ترین زمان و با کمترین هزینه ممکن از طریق مشاهده بصری خطوط جریانی.
- (4) کاهش زمان اجرای شبیه‌سازی‌ها در خطوط جریانی (زمان اجرا) نسبت به شبیه‌سازی‌های المان محدود، از طریق کاهش زمان محاسبات و بهره‌وری از حافظه. زیرا حل این مسئله انتقال (مشکل انتقال) که پیچیده‌ترین و وقت‌گیرترین مرحله در شبیه‌سازی از نظر محاسباتی است، در خطوط جریانی رفع و معادلات بصورت تک بعدی حل می‌شود.
- (5) درک بهتر جریان چند فازی در چاه‌های تولیدی و پدیده‌های آن به منظور ارائه روشی برای بهبود تولید چاه‌های تولیدی.

1.4 ساختار پایان نامه

در فصل دوم بطور کلی در مورد فرایند پایه‌ای مدیریت مخزن توضیحات مفصلی ارائه شده. همچنین در این فصل مشکلات همراه با این فرایند و راه‌حل‌های آن نیز بحث شده است. در ادامه به طور خاصی این فرایند برای مخازن تحت تزریق گاز امتزاجی توضیح داده شده است.

فصل سوم بطور جامعی مفاهیم و قواعد خطوط جریانی را مرور کرده است. این مرور جامع شامل تاریخچه خطوط جریانی، روش حل آن و فرمول‌های حاکم بر آن می‌باشد. در ادامه فصل مهمترین کاربردهای خطوط جریانی مد نظر قرار گرفته است.

فصل چهارم در ابتدا با ساخت مدل واقعی برای یک میدان در جنوب کشور عراق به قصد بهینه‌سازی چاه‌های تزریقی و تولیدی در دو محدوده بین چاه‌ی و درون چاه‌ی با کمک شبیه‌سازی خطوط جریانی بحث و پرداخته خواهد شد، و نتایج آن بررسی گردید. در فصل پنجم نتایج این پژوهش بیان شده است.

2 فصل دوم: مروری بر مستند-های علمی

2.1 قواعد و اصول مدیریت مخزن

2.1.1 تعریف مدیریت مخزن

مدیریت مخزن برای نخستین بار بدلیل حجم بالای کار در دریای شمال و در اواسط دهه 70 اجرا شد. مدیریت مخزن در راستای فهم اینکه چه اتفاقاتی و عملیاتی در میدان رخ داده است، میتواند آینده مخزن را تحت سناریوهای مختلف پی-بینی کند و بهترین سناریوها را برگزیند[1]. تا کنون تعاریف متفاوتی از مدیریت مخزن ارائه شده است و

نویسندگان متفاوتی سعی بر توضیح و ارائه یک تعریف دقیق از مدیریت پروژه نفتی داشته-اند که در جدول 1-2 به برخی از آنها اشاره شده است.

جدول 1 2 تعاریف متفاوت مدیریت مخزن موجود در ادبیات علمی

نام پژوهشگر	تعریف ارائه شده
الحسینی و هومفریز{1}	نظر دادن به تمام منابع تجاری، تکنیکی و انسانی برای بهره‌وری از مخزن بصورت پیوسته از زمان اکتشاف تا ترک مخزن که علاوه بر علم و هنر و مهارت هم می‌باشد.
تاکور[3]	مدیریت مخزن عبارت است از استفاده بهینه از منابع مالی، انسانی، تکنولوژی و در عین حال به حداقل رساندن هزینه‌های سرمایه گذاری و عملیاتی و حد اکثر رساندن بازیافت با استفاده از دانش، اطلاعات و حقایق.
ساتر و همکاران[2]	مدیریت مخزن شامل هدف گذاری، برنامه ریزی، اجرا، ارزیابی و تجدید نظر در برنامه تحت فهم دقیقی از شرایط تجاری، سیاسی و محیطی است.
کالدول[5]	همبستگی تکنولوژی و نیازهای تجاری با تمرکز بر توسعه و کاربرد تکنولوژی و همچنین تاکید بر پرورش نیروی ماهر انسانی.
فانچی[4]	فرایند پیوسته ای که ارتباط بین داده‌ها و تصمیم گیری در طی حیات مخزن را بهینه می‌کند.

باتوجه به تعاریف متفاوتی که از مدیریت پروژه موجود است اما همچنان تعریف جامعی که بطور گسترده‌ای مورد قبول باشد وجود ندارد و این بدلیل وجود نظرات متفاوت در باره گستره مدیریت مخزن در صنعت نفت و گاز است.

در حالت کلی اگر بخواهیم تعاریف بالا را جمع بندی کنیم مدیریت مخزن به فرایند یک پارچه سازی داده‌ها، ابزار موجود، تکنولوژی در دسترس و نیروی انسانی جهت به حد اکثر رساندن ارزش تعریف شده دارایی‌های مخزن هیدروکربوری با در نظر گرفتن مقررات زیست محیطی گفته می‌شود که در شکل 1-2 نشان داده شده است.

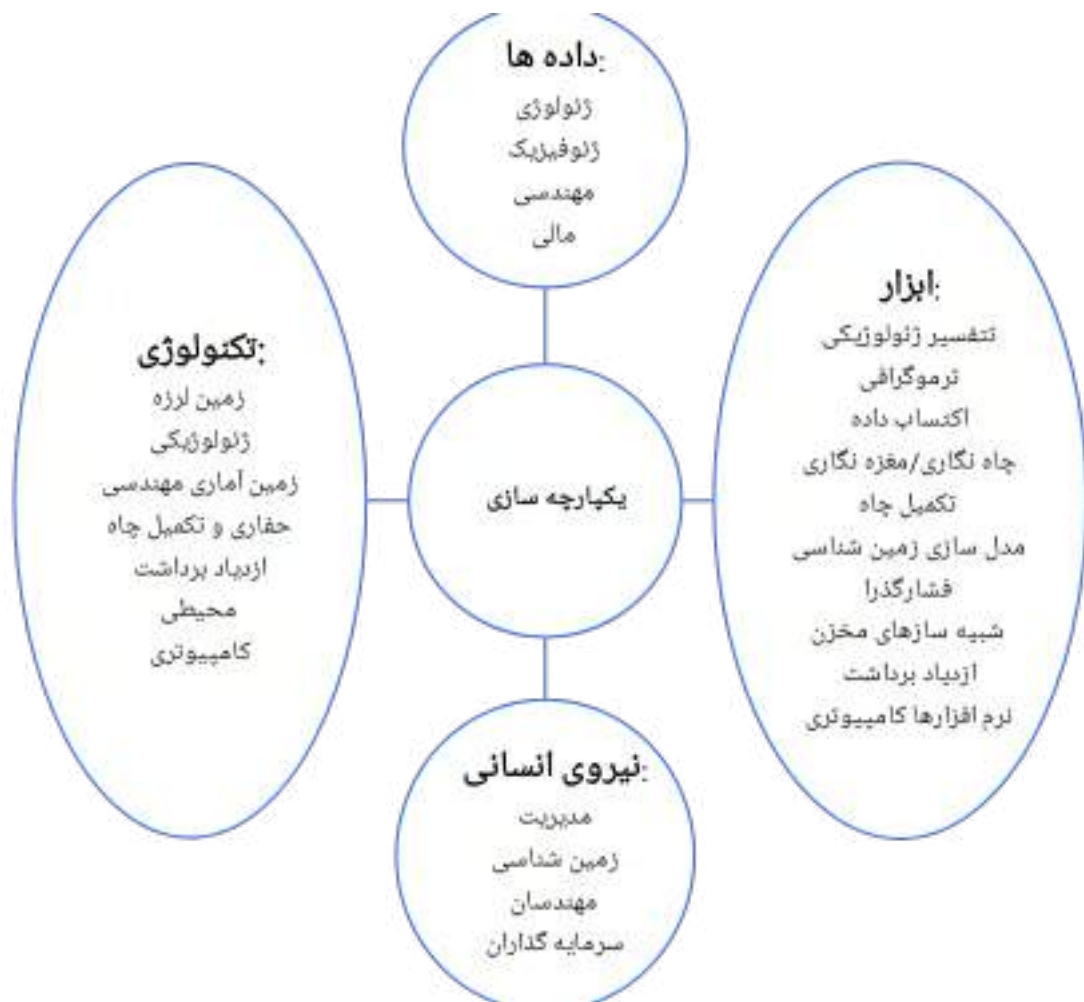
در این تعریف دو مفهوم "ارزش" و "دارایی‌های مخزن" ذکر شده است که شایان است به توضیح آن‌ها به-پردازیم.

ارزش به چیزی گفته می‌شود که باید تحت برنامه ریزی به حد اکثر برسد، در حقیقت اکثر شرکت‌های نفتی اغلب بر اساس مسائل مالی تصمیم می‌گیرند بطوری که بیشتر تصمیماتشان تحت الشعاع ارزش خالص فعلی (NPV) می‌باشد. اولویت بعدی آنها مدت زمان بهره برداری از مخزن و اهدافی مانند مقدار ذخیره نفت قابل برداشت، مالیات بر

ارزش افزوده و حساب جاری و... می باشد. اولویت های عملیاتی نیز شامل هزینه تولید، سود و هزینه توسعه مخزن و... می باشد. پس ارزش پایه برای هر کمپانی متفاوت و براساس زمان برای همان کمپانی نیز متغیر است [1]. قبلا مدیریت مخزن بر روی تجمع هیدروکربن در سطح تمرکز می کرد و به مخزن توجهی نمی کرد. همانگونه که قبلا گفته شد ارزش فقط به هیدروکربن بازیافت شده بستگی ندارد، بلکه به نرخ تولید و هزینه آن، پیش بینی قیمت و... نیز وابسته است [6].

منظور از دارایی ها در مدیریت یک مخزن نفتی سیستمی است با اجزای:

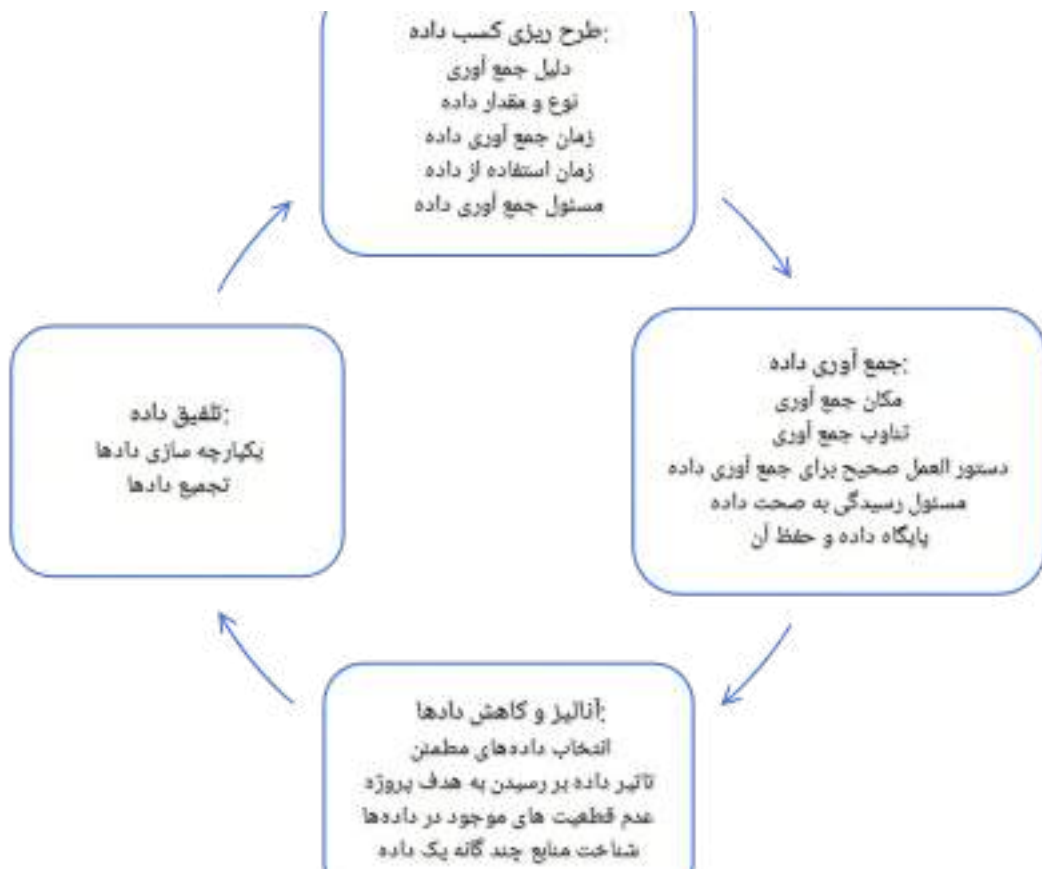
- 1) مخزن (تکنیک های مختلف بروز رسانی داده ها و نظارت بر عملکرد مخزن مانند چگونگی پیشروی الگوی جریان).
- 2) چاه ها (مانند مشخص کردن مکان و نوع چاه).
- 3) ابزار و عملیات (کنترل تجهیزات تحت و سطح الارضی).



شکل 12 ارائه تعریف کلی درباره مدیریت مخزن.

2.1.2 مدیریت داده-ها و اهمیت آن در مدیریت مخزن

هنگامی که داده-های مرتبط با مخزن در بیش-ترین مقدار ممکن و از همه منابع موجود جمع-آوری شده و بتواند با مدیریت مخزن یکپارچه شود، در این حالت، مدیریت مخزن دارای بیشترین تاثیر خواهد بود [4]. زمانی-که برنامه-ریزی شفاف برای گام-های مطالعه مدیریت مخزن توسعه پیدا می-کند، داده‌های لازم برای هر قسمت مورد مطالعه می‌تواند شناسایی شود [1]. اگر داده‌های یک بخش در دسترس نباشد، ابتدا برنامه ویژه-ای برای کسب داده‌های مورد نیاز در راستای هدف پروژه تعریف شده، سپس داده‌ها از منابع مختلف جمع آوری و در مرحله بعد صحت آنها بررسی می‌شود و در نهایت برای استفاده در مطالعه مخزن با یک-دیگر تلفیق می‌شود. این مراحل، به همراه جزئیات در شکل 2-2 آورده شده است.



شکل 2 2 مراحل اکتساب داده برای امور مدیریت مخزن.

در ابتدا لازم است فهم کاملی از اهداف و کاربرد داده‌ها وجود داشته باشد؛ یعنی به سوال "چرا و برای چه هدفی این داده‌ها مهم است؟" پاسخ داده شده باشد. عامل-های مهم و کلیدی در جمع آوری و تحلیل داده-ها عبارتند از: توجیه، اولویت-بندی، زمان-بندی و هزینه{3}. توجیه به این معناست که سود حاصل از جمع آوری داده-ها، درنهایت از هزینه جمع-آوری بیشتر باشد. اولویت بندی نشان-دهنده-ی این است که کدام داده باید بیش از سایر داده-ها اکتساب و تحلیل شوند. در صورتی که از ابتدا زمان بندی انجام شود، از هزینه-های آتی اندازه-گیری جلوگیری خواهد نمود.

انواع داده‌ها در مخزن به سه دسته کلی تقسیم می-شود که عبارتند از: داده‌های سنگ مخزن، سیال مخزن و داده‌های عملیاتی. داده‌های سنگ مخزن شامل سه مقیاس میکرو (آنالیز نمونه-های سنگی مانند خرده-های حفاری، مغزها و ...)، ماکرو (داده‌های چاه-پیمایی، آنالیز ردیاب و ...) و گیگا (داده‌های برزه-نگاری، چاه-آزمایی و ...) می

باشند. همچنین داده‌های سیال مخزن به-صورت نمونه-گیری سطحی و زیرزمینی بدست می-آیند. از داده-ها بعد از فرایند تلفیق و یکپارچه-سازی، برای ساخت مدل شبیه-سازی شده، به-منظور اهداف مدیریتی استفاده خواهد شد.

انواع داده‌های مورد نیاز برای ساخت مدل شبیه‌سازی و منابع اکتساب داده‌ها در جدول 2-2 خلاصه شده است {7}.

جدول 2 2 داده‌های مورد نیاز جهت مطالعات شبیه-سازی

منابع	خاصیت
تست فشار گذرا، آنالیز مغزه، روابط تجربی، عملکرد چاه	تراوایی
آنالیز مغزه، چاه پیمایی	تخلخل، تراکم پذیری سنگ
تست های جریان مغزه در آزمایشگاه	تراوایی نسبی و فشار موینگی
چاه پیمایی، آنالیز مغزه فشار، تست ردیاب تک چاه‌هی	اشباع
آنالیز آزمایشگاهی نمونه های سیال مخزن	فشار، حجم، دما
لرزه نگاری، تست فشار گذرا	گسل ها، مرزها، سطح تماس
لرزه نگاری، محاسبات موازنه جرم، مطالعات اکتشاف منطقه ای	آبده ها
آنالیز مغزه، چاه پیمایی، لرزه نگاری، تست فشار گذرا، عملکرد دهانه چاه	فاصله، جهت و ارتباط شکاف ها
تاریخچه عملکرد میدان	داده های نرخ و فشار داده‌های تکمیل چاه

یکی دیگر از مسائل بسیار مهم در بحث مدیریت داده‌ها، به حداقل رساندن عدم قطعیت-های موجود در داده-ها می-باشد. این عدم قطعیت-ها منابع مختلفی دارند که عبارتند از [8]:

- (1) در اندازه-گیری آزمایش-ها خطا وجود داشته باشد.
- (2) با وجود دقت بالای اندازه-گیری-ها، بازهم نماینده قسمتی از مخزن هستند.

- (3) برخی از اطلاعات مهم در دسترس نبوده و نیاز است که از روابط بدست آید.
 - (4) درجایی که نیاز به پردازش و تفسیر داده‌ها می‌باشد، ممکن است نظر و تجربه شخصی افراد دخیل شود.
 - (5) مقیاس-های اندازه-گیری دارای اشکال باشد.
 - (6) تخمین-ها و فرضیه-های مورد استفاده در آنالیز داده‌ها نامناسب باشد.
- کمی‌سازی عدم قطعیت تا حد زیادی به تطابق تاریخچه گره خورده است بگونه‌ای که مخزن به مجموعه پارامتر-هایی تقسیم-بندی می‌شود که توصیف کننده خواص جریان و زمین شناسی مخزن هستند. سپس پارامترهای دارای عدم قطعیت شناسایی شده و به عنوان توزیع احتمال مقدم در نظر گرفته می‌شوند [9,10].

2.1.3 نقش مسائل اقتصادی در مدیریت مخزن

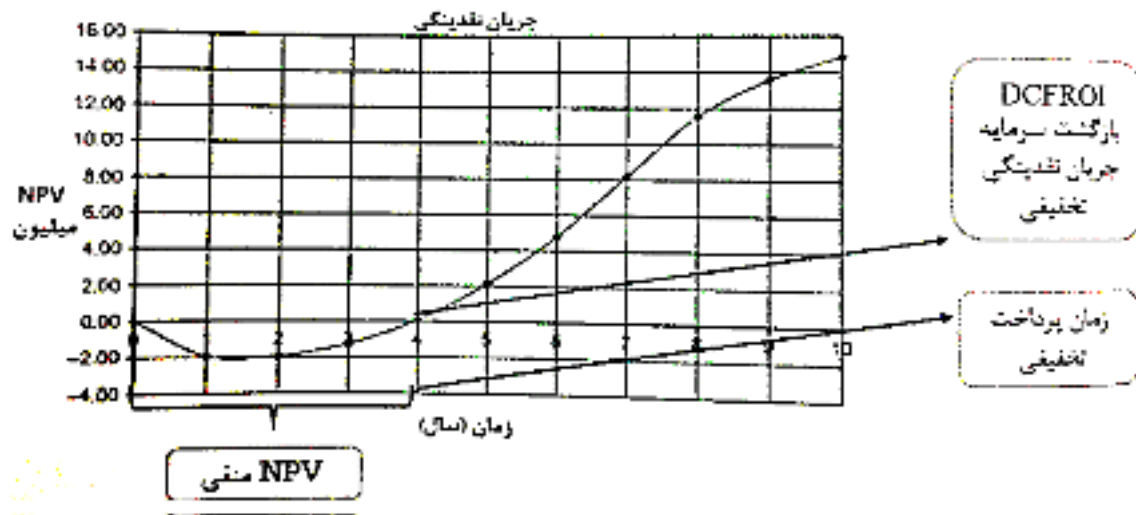
مسائل اقتصادی یک پروژه میتواند تابع عوامل مختلف باشد، که تعدادی از آنها قابلیت اندازه گیری می‌باشند.

بطور کلی یک مقیاس ارزیابی بنام ارزش خالص فعلی یا به اختصار (NPV) وجود دارد که جریان نقدینگی را با گزینه‌های مدیریت مخزنی مرتبط می‌کند. جریان نقدینگی پول خالص کسب شده یا خرج شده در یک عملیات در در یک بازه از زمان است. ارزش زمانی پول در آنالیزهای اقتصادی بوسیله اعمال نرخ تخفیف به منظور تنظیم ارزش پول فعلی به ارزش پول در سال پایه گنجانده می‌شود [4,11]. نرخ تخفیف فاکتوری تنظیم کننده می‌باشد و به جریان نقدینگی نتیجه، جریان نقدینگی تخفیفی گفته می‌شود. (NPV) برای یک جریان نقدینگی مقداری جریان نقدینگی در یک نرخ تخفیف مشخص است. شکل نمودار 1-2 نمودار (NPV) بر حسب زمان را نشان می‌دهد [4].

بدیهی است که در ابتدا نمودار (NPV) منفی است، که نشان می‌دهد پروژه در حال ضرر دهی است. این بخاطر سرمایه گذاری اولیه و خرج‌های عملیاتی می‌باشد. به نرخ تخفیفی که در آن (NPV) بعد از شروع برابر صفر است جریان نقدینگی تخفیفی بازگشت سرمایه یا (DCFROI)¹ یا نرخ ورودی بازگشت (IRR) می‌گوند و به زمانی که (NPV) برابر صفر است زمان پرداخت تخفیفی² گفته می‌شود. زمان پرداخت تخفیفی و (DCFROI) مقیاس‌هایی از صحت اقتصادی یک پروژه می‌باشند [4].

¹ Discount Cash Flow Return Of Investment

² Discount payment time



شکل 3 2 نمودار جریان نقدینگی مرسوم.

(NPV) تفاوت بین مقداری کنونی درآمد (R) و مقدار کنونی خرج (A) می باشد، در نتیجه داریم {12}:

$$NPV = R - E \quad (1-2)$$

اگر $\Delta E(K)$ خرج های رخ داده در طی دوره زمانی K باشد، E بصورت زیر محاسبه می شود [12].

$$E = \sum_{k=0}^{N \times Q} \frac{\Delta E(K)}{\left(1 + \frac{i}{Q}\right)^k} \quad (2-2)$$

که در آن i نرخ تورم سالیانه، N تعداد سالها، Q تعداد زمان های مورد توجه در هر سال می باشد. برای R حالت مشابه داریم:

$$R = \sum_{k=0}^{N \times Q} \frac{\Delta R(K)}{\left(1 + \frac{i}{Q}\right)^k} \quad (3-2)$$

که در آن (i) نرخ تخفیف سالیانه می باشد. قابل ذکر است که نرخ تورم و نرخ تخفیف سالیانه در طول یک پروژه ثابت در نظر گرفته می شوند ولی الزاما با یکدیگر برابر نیستند. پس اینگونه است که (NPV) ارزش زمانی پول را نیز در نظر می گیرد.

برای یک مخزن نفتی یا گازی (NPV) برای یک نرخ تخفیف خاص در بازه یک ساله بصورت زیر محاسبه می‌شود {4}:

$$NPV = \sum_{n=0}^{N=Q} \frac{P_{on} Q_{on} + P_{gn} Q_{gn} - CAPEX_n - OPEX_n - TAX_n}{(1+r)^n} \quad (4-2)$$

که در آن:

$P_{on}(n)$: قیمت نفت در طی سال

$Q_{on}(n)$: تولید نفت در سال

$P_{gn}(n)$: قیمت گاز در سال

$Q_{gn}(n)$: تولید گاز در سال

$CAPEX_n$: هزینه در سال n ام سرمایه گذاری

$OPEX_n$: هزینه‌های عملیاتی در سال n ام

TAX_n : مالیات در طی سال n ام

R : نرخ می‌باشد.

همانگونه که در بالا نیز ذکر شد در مواردی بسیاری چالش مدیریت مخزن بهینه‌سازی مقیاس‌های اقتصادی مانند (NPV) می‌باشد. همچنین مدیریت مخزن باید خرج چاه، کمپرسورها، خطوط لوله، سکوها، تسهیلات فرازش و سایر موارد برای اجرای یک برنامه در نظر بگیرد. مقیاس‌های اقتصادی دیگری که ممکن است علاوه بر (NPV) در ارزیابی یک پروژه لحاظ شوند نرخ داخلی بازگشت و نسبت سود به سرمایه می‌باشند [13].

2.1.4 استراتژی برنامه مدیریت مخزن

منظور از استراتژی مدیریت مخزن یک برنامه بلند مدت (بالای 5 سال) است که برنامه‌های توسعه میدانی را مشخص می‌کند. هر زمان مشکلی یا فرصتی پیش آمد باید با مطالعات کوتاه مدت (2 تا 3 ماهه) یا بلند مدت (تا 3 ساله) آن را حل کرد. منظور از استراتژی مدیریت مخزن، نظارت پیوسته و برنامه مطالعاتی برای میدان است که یک برنامه توسعه خاص را پیاده می‌کند و بوسیله تیم مدیریت مخزن مرکزی اجرا می‌شود. این برنامه باید شامل تمام بخش‌های مخزن باشد، زیرا پایه ای است برای اینکه کارکنان عملکرد میدان را اندازه بگیرند و فرصت‌ها و چالش‌های توسعه را شناسایی کنند [5، 1].

مطالعه بلند مدت مدیریت مخزن توسط تیم مجزایی اجرایی شود که معمولاً از اعضای اصلی در تعیین استراتژی کلی مخزن هستند. نتیجه این مطالعه بطور کلی استراتژی مدیریت مخزن را تغییر می‌دهد و بیشتر شامل قسمت‌های مخزن، چاه، تجهیزات می‌شود و عملیات‌های عمده برنامه‌های سرمایه گذاری را تحت تاثیر قرار می‌دهد (مثلاً تبدیل چاه از عمودی به افقی). مطالعه کوتاه مدت مدیریت مخزن اما توسط تیم مرکزی برای رفع مشکلات عملیاتی بوجود آمده در راستای استراتژی کلی اجرا می‌شود (مثلاً مشکل اسکیل در چند چاه یا خوردگی لوله حفاری).

حال برای اجرای کلی مدیریت مخزن باید بطور مجزایی برنامه ریزی شود که شکل 2-2 طرح کلی این برنامه ریزی را نشان می‌دهد. همانطور که در شکل مشاهده می‌شود، فرآیند مدیریت مخزن شامل تعیین استراتژی یا هدف کلی، توسعه برنامه، اجرا، نظارت، ارزیابی و تکمیل می‌شود که در ادامه بطور خلاصه به هر کدام از بخش‌های آن بیشتر می‌پردازیم [2،14].

2.1.4.1 تعیین استراتژی کلی

شناسایی نیازها و طرح یک هدف معقول و دست یافتنی جز اولین گام‌ها در مدیریت مخزن می‌باشد. عناصر کلی در مدیریت مخزن (الف) خواص مخزن ب) محیط کلی و ج) تکنولوژی در دسترس می‌باشد. شناخت طبیعت و خواص مخزن عنصر کلیدی در طرح استراتژی است که خود به عوامل زیر وابسته است [15]:

(1) شناخت خواص زمین شناسی، سنگ و سیال.

(2) حفاری و تکمیل چاه.

(3) جریان سیال و مکانیزم‌های بازیافت.

(4) عمل کرد گذشته تولیدی.

منظور از محیط کلی یعنی شناخت فضای غالب بر:



شکل 4 2 فرایند مدیریت مخزن.

- (1) شرکت: اهداف، توان مالی، فرهنگ و رفتار.
- (2) سیاست: پایداری، قانون مداری، مقرراتی.
- (3) اقتصاد: رفتار شغلی، قیمت نفت و گاز، تورم، سرمایه، دسترسی به منابع انسانی.
- (4) جامعه: حفاظتی، ایمنی و قوانین محیطی.
- (5) محیط: آب و هوا.

در بحث تکنولوژی باید گفت که موفقیت مدیریت پروژه به قابل اعتماد بودن و استفاده مناسب از تکنولوژی اعمال شده در اکتشاف، حفاری و تکمیل، فرایندهای تولیدی و بازیافتی بستگی دارد [2,1].

2.1.4.2 توسعه برنامه

کار تیمی برای طرح برنامه جامع دارای گستره و سیعی از افراد با مشاغل متفاوت است:

- 1) زمین شناسان مسئول کار زمین شناسی و پتروفیزیکی هستند.
 - 2) مهندسان حفاری و تکمیل چاه.
 - 3) مهندسان بهره برداری
 - 4) مهندسان مخزن پیش بینی های تولیدی مخزن و ارزیابی ها را ارائه می دهند.
 - 5) مهندسان تجهیزات وظیفه طراحی را بعهدہ دارند.
 - 6) مهندسان سازه سکوهای دریای و پلتفرمها را طراحی می کنند.
- معمولا فردی با اطلاعات مدیریت مخزن رهبری گروه را بر عهده دارد. فلوچارتی که در شکل 2-3 نشان داده شده است در راستای توسعه مخزن می باشد.
- استراتژی توسعه و تخلیه مهمترین جنبه مدیریت مخزن می باشد که با استراتژی های عملیاتی برای برداشت از مخزن (اولیه، ثانویه و...) سروکار دارید و به مرحله ای که مخزن در آن قرار دارد بستگی دارد. برای توسعه، محدودیت های مقرراتی آژانس از نظر اکولوژیکی و محیط زیستی باید رعایت شود. اکتساب و آنالیز داده ها همانطور که قبلا توضیح داده شد باید پیاده سازی شود. در مطالعات مدل سازی عددی و زمین شناسی مدل مخزن تعریف می شود که خود یک مدل یک پارچه زمین شناسی و مهندسی است که باید بوسیله مهندسان و زمین شناسان بطور پیوسته انجام شود[3].



شکل 5 2 توسعه برنامه.

دقت آنالیز عملکرد تولیدی مخزن با کیفیت مدل مخزن مشخص می‌شود. مدل زمین شناسی با بسط دادن اندازی گیری‌های لاگ و مغزه به مخزن کامل بوسیله تکنولوژی‌هایی مانند: ژئوفیزیک، کانی شناسی، محیط رسوبی و... بدست می‌آید که قسمت یکپارچه ای از مدل‌های زمین آماری و شبیه‌سازی مخزن است. در حالی که مدل مهندسی با خواص سنگ و سیال، جریان سیال و مکانیزم‌های بازیافت، حفاری، تکمیل، تولید و تزریق سروکار دارد.

پیش‌بینی‌های تولید و مقدار نفت قابل برداشت به ارزیابی عملکرد گذشته و حال مخزن و پیش‌بینی رفتار آینده‌اش گفته می‌شود. روش‌های آنالیز نمودار کاهشی، موازنه مواد، حجمی و شبیه‌سازی‌های عددی خطوط جریانی، ترکیبی، نفت سیاه برای آنالیز عملکردی و پیش‌بینی مقدار نفت قابل برداشت استفاده می‌شوند. شبیه‌سازی‌های مخزن نقش بسیار مهمی در پیش‌بینی‌ها برای توسعه برنامه مدیریت مخزن، نظارت، ارزیابی و عملیات اجرای مخزن ایفا می‌کند و زمان‌های مختلف را تحت سناریوهای متفاوت شبیه‌سازی می‌کنند [17].

همچنین عملکرد تولید و نتایج و آنالیز آن برای تخمین الزامات تجهیزات و امکانات استفاده می‌شود. طراحی و نگهداری مناسب از تجهیزات اثر عمیقی بر سود دهی دارد.

تخمین‌های هزینه‌های سرمایه‌گذاری و اجرایی بر اساس الزامات تجهیزاتی برای آنالیزهای اقتصادی استفاده می‌شود. بهینه‌سازی اقتصادی هم همانطور که قبلاً توضیح داده شد بخش مهمی در فرایند مدیریت مخزن می‌باشد که روند انجام آن بصورت فلو چارتری در شکل 2-4 نشان داده شده است [2].

2.1.4.3 اجرا

پس از تصویب طرح مدیریت پروژه اکنون زمان اجرای آن و تولید از مخزن با حداکثر توان می‌باشد. اینجا نیاز به یک مدیر پروژه قوی، باتجربه و با اختیارات کامل برای مدیریت فعالیتهای زیر احساس می‌شود:

(1) طراحی، تنظیم و تصویب تجهیزات سطحی و زیر سطحی. این مسیر بحرانی برای کل پروژه مستلزم تلاش برای بیش برنامه ریزی، نظارت و تکمیل پروژه در موعد مقرر است.

(2) توسعه یک برنامه حفاری و تکمیل چاه.

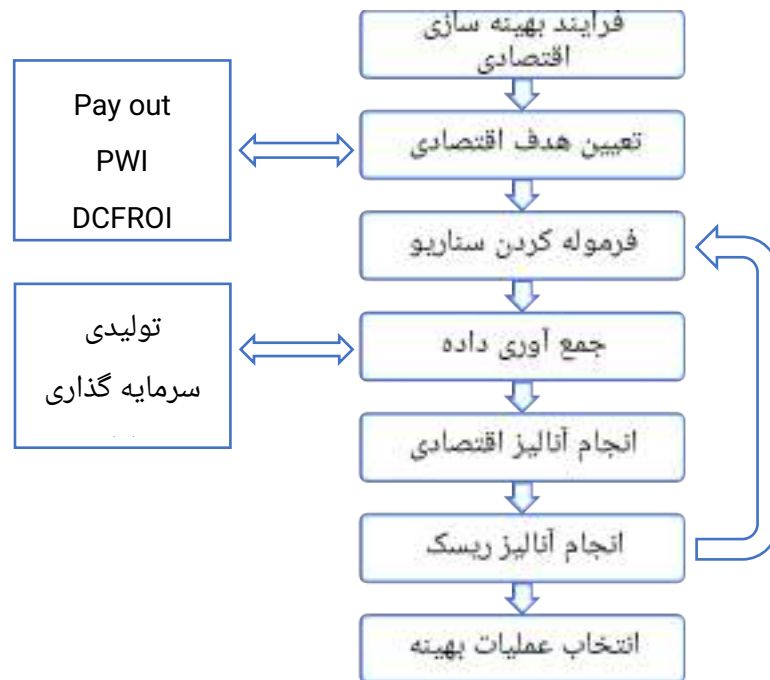
(3) آنالیز و اکتساب داده‌های ضروری چاه پیمایی، مغزه و چاه آزمایشی اولیه برای تعریف بهتر خواص مخزن.

(4) بروز رسانی داده‌ها و تجدید نظر در طرح تولیدی.

عوامل شکست یک برنامه در حین اجرا عبارت است از: کمبود اطلاعات در قسمتی از مخزن، شکست برای یک پارچه سازی کل تیم و تاخیر در شروع فرایند مدیریت [18].

2.1.4.4 نظارت و صیانت

برای هرچه بهتر بیش بردن عملیات مدیریت جامع مخزن می‌بایست نظارت و صیانت پیوسته بر عملکرد مخزن صورت گیرد. پس هماهنگی گروه‌های عملیاتی مختلف از ابتدا تا انتها مورد نیاز است. بطور معمول زمینه‌های اصلی نظارت و صیانت شامل اکتساب داده و مدیریت نفت، آب، گاز تولیدی بوسیله چاه‌ها، تزریق آب و گاز با چاه‌ها، تست فشار ته چاهی در جریان و استاتیک چاه‌های منتخب بصورت دوره‌ای، سیستماتیک، تست‌های تزریقی-تولیدی، پروفایل‌های تزریقی و تولیدی، شناسایی کارهای بهبودی و تعمیرات و نتایج آن و... می‌باشد [19].



شکل 6 2 فرایند بهینه سازی اقتصادی.

2.1.4.5 ارزیابی

برای اینکه مشخص شود آیا برنامه از استراتژی پیروی می-کند یا نه، باید آن را مرتباً مرور و ارزیابی کرد. در واقع پاسخ این سؤال که مدیریت پروژه چگونه کار می-کند؟ که جوابش در ارزیابی دقیق عملکرد پروژه نهفته است. با مقایسه عملکرد حقیقی (فشار مخزن، نسبت گاز به نفت، نسبت آب به نفت، تولید) با پیشبینی ارزیابی می شود.

2.1.4.6 بازبینی طرح-ها، استراتژی و راه سازی

در این قسمت با بررسی نتایج و ارزیابی آنها با داده های جدید تولیدی، به این دست میابیم که آیا برنامه ای که پیش گرفته ایم بر طبق پیش بینی ها عمل می کند یا خیر. در صورت مطلوب نبودن نتیجه باید در یک کدام از مراحل که در بالا ذکر شد تغییر ایجاد کرد و مجدداً برنامه را بررسی کرد. بعد سراغ قسمت توسعه یک برنامه می رویم و همین روند را تا اینجا پی می گیریم تا به نتیجه مطلوبمان در تعیین استراتژی کلی برسیم [20].

2.2 مروری بر فرایند تزریق امتزاج پذیر در مخزن نفتی

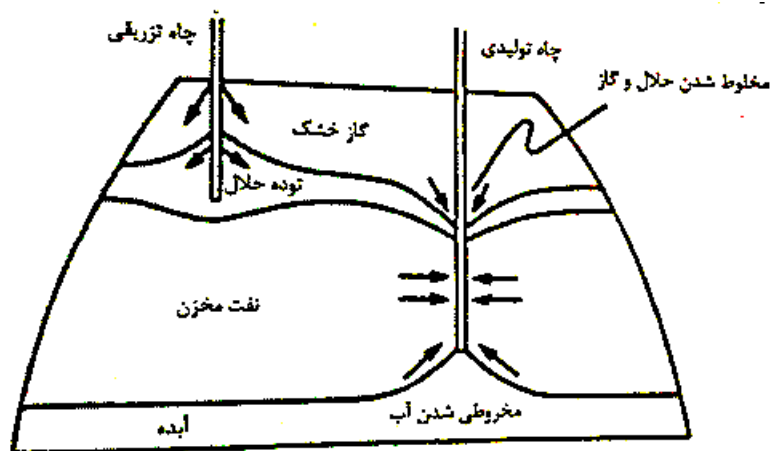
در اکثر مخازن بازیافت نفت می تواند با اجرای یک روش ازدیاد برداشت مناسب بهبود

پیدا کند. در بحث تزریق سیال به درون چاه می‌توانیم به دو مورد تزریق و جابجایی امتزاجی و غیر امتزاجی اشاره کنیم. در سیلاب زنی و تزریق غیر امتزاجی- فاز جابجا شونده ندارد. این جابجایی باعث باقی ماندن اشباع نفت باقی مانده در خلل و فرج‌ها بدلیل وجود نیروهای بین سطحی بین فاز جابجا کننده و جابجا شونده می‌شود. در عوض در جابجایی امتزاج پذیر گاز طبیعی با افزودن ترکیبات هیدروکربونی میانی غنی می‌شود، به طوری که بخش غنی شده گاز تزریقی که در ابتدای کار تزریق می‌گردد با نفت مخزن امتزاج یافته و آنرا از درون خلل و فرج سنگ مخزن به طرف چاه‌ها تولیدی هدایت می‌کند از این رو سیالات در نفت قابل حل می‌باشند - در نتیجه هیچ نیروی بین سطحی بین نفت و حلال وجود ندارد و در واقع هر دو یک فاز را تشکیل می‌دهند. در حالت کلی تزریق امتزاجی به دو حالت تزریق عمودی و افقی تقسیم می‌شود [21].

رانش امتزاجی عمودی نوعی از رانش می‌باشد که معمولاً در مخازنی با ریف‌های مرتفع یا مخازنی با زاویه شیب تند اجرا می‌شود. همانطور که در شکل 2-5 مشاهده می‌شود محلول بصورت توده‌ای در بالای مخزن تزریق می‌شود و از جابجایی پایداری که به علت گرانش است نهایت استفاده را می‌برد. تزریق گاز خنثی برای تعقیب آنباعث رانش نفت و محلول به سمت چاه‌ها تولیدی می‌شود [22]. در این نوع از تزریق معمولاً مرتفع ترین چاه‌ها به عنوان چاه‌های تزریقی انتخاب می‌شوند و تکیل چاه در چاه‌های تولیدی در بیشترین عمق ممکن در بالای مرز نفت و آب انجام می‌گردد. این نوع تزریق در حالت کلی برای مخازن همگن خوب جواب می‌دهد و دلیل آن پایداری گرانشی می‌باشد که بر روی سطح مشترک دو سیال اعمال می‌شود. ولی در مخازن ناهمگن با موانع شیلی افقی، کاهش عمده‌ای در بهبود بازیافت نفت شاهد خواهیم بود. نکته جالب توجه ضریب بازیافت بالای این نوع از جابجایی است که بین ۱۵ درصد تا ۴۰ درصد می‌باشد [21].

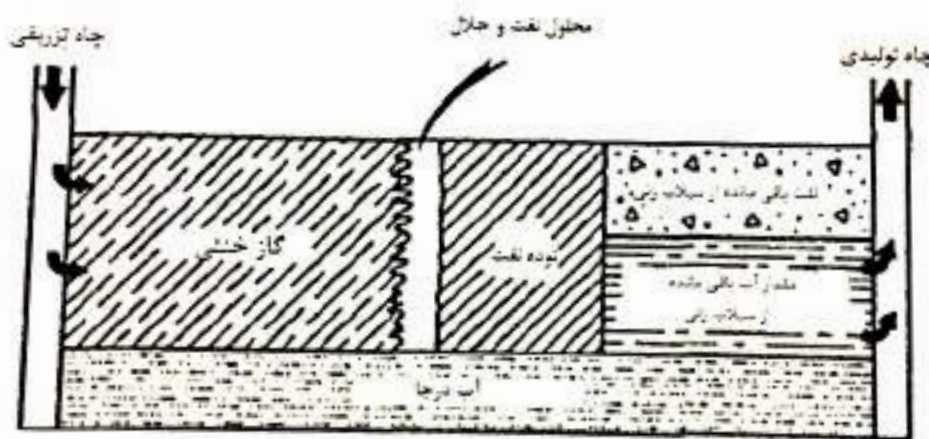
در رانش امتزاجی افقی همانطور که در شکل 2-6 مشخص است، در ابتدا حلال برای برقراری حالت امتزاجی در مخزن از طریق چاه تزریقی با ارتفاعی یکسان از چاه تولیدی تزریق شده و در ادامه بوسیله تزریق گاز خنثی تعقیب کننده، به سمت چاه‌های تولید حرکت می‌کند. در واقع در این فرایند یک کالای با ارزش مانند نفت توسط یک کالای کم ارزش جابجا می‌شود. ضریب بازیافت این نوع از رانش بین ۵ درصد تا ۱۵ درصد می‌باشد. تفاوت در ضریب بازیافت در این نوع رانش با رانش عمودی بنا به دلایلی می‌باشد. این دلا

یل عبارتند از:



شکل 7 2 تزریق گاز امتزاجی پذیر بصورت عمودی در یک مخزن نفتی.

- (1) تفاوت در چکالی دو سیال که باعث پدیده حرکت رو به بالای گاز می شود.
- (2) تفاوت در گرانروی دو سیال که باعث پدیده انگشتی شدن می شود.
- (3) ناتوانی در کنترل پروفایل تزریقی که باعث کانالی شدن و تولید زود هنگام گاز تزریقی می شود [23].



شکل 8 2 تزریق گاز امتزاج پذیر بصورت افقی در مخزن.

2.2.1 انواع فرایند-های امتزاج پذیری

2.2.1.1 امتزاج-پذیری در تماس اول

در ابتدا باید مفهومی به نام فشار حداقلی امتزاج پذیری را تعریف کرد. در دما و ترکیب ثابت به حد اقل فشاری که در آن امتزاج پذیری در تماس اول و یا در چند برخورد بدست می آید فشار حداقلی امتزاج پذیری می گویند. در این فشار کشش بین سطحی صفر می باشد و هیچ سطح تماسی بین مولکولهای سیالات وجود ندارد. مستقیم ترین و آسان ترین روش بدست آوردن امتزاج پذیری، تزریق حلالی می باشد که در تمام نسبتها در نفت قابل حل است. به چنین حلالهایی امتزاج پذیر در اولین برخورد می گویند. این نوع از حلالها با وجود کارایی، بسیار گران قیمت نیز هستند و همین نکته باعث شده است که استفاده از آنها از لحاظ اقتصادی در همه جا مسیر نباشد [24].

معمولاً هیدروکربنهای با وزن مولکولی بالا مانند پروپان یا گاز مایع نفتی LPG¹ با نفت خام در اکثر شرایط مخزنی در اولین تماس امتزاج پذیر هستند. معمولاً روش کار به این صورت می باشد که مقدار کمی حلال گران قیمت را به مخزن تزریق کرده و سپس بعد از آن مقدار بسیار زیادی توده جریان یافته را که با حلال امتزاج پذیر است بعنوان گاز تعقیب کننده تزریق می کنند [25].

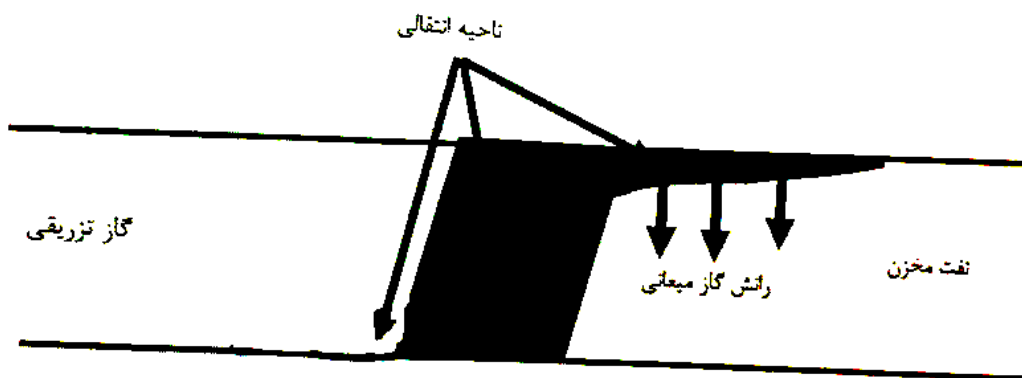
2.2.1.2 امتزاج-پذیری در چند تماس (MCM)

روش بهتر از لحاظ اقتصادی تزریق گاز ارزان تر ولی با تاثیر کمتری به نام حلالهای امتزاج پذیر در چند تماس می باشد. این نوع رانش امتزاجی به انواع فرایندهای تبخیری-میعانی و ترکیب تبخیری میعانی تقسیم می شوند و ناحیه اختلاط را تشکیل می دهند. معمولاً وقتی گاز تزریقی با عناصر میانی مانند C₂, C₃, C₄ و... غنی می شود فرایند میعانی در هنگام تزریق غالب می شود. در فرایند تبخیری هیدروکربنهایی با وزن متوسط از نفت داخل مخزن به داخل سیال تزریقی تبخیر می شود تا یک ناحیه اختلاط را تشکیل دهد. در این فرایند امتزاج پذیری می تواند به وسیله گاز طبیعی، گاز خنثی، دی اکسید کربن و نیتروژن انجام شود [21، 24].

گاز تزریقی بطور کلی شامل کسرهای سنگین میانی که در نفت حضور دارند نمی شود. پس فرایند واقع بینانه تر فرایند رانش گازی تبخیری-میعانی می باشد که شامل هر دو فرایند بالا هست. در فرایند تبخیری-میعانی ابتدا گاز تزریقی نفت را از عناصر میانی سبک غنی می کند در نتیجه نفت در تماس با گاز تازه در ابتدا سبک شده، اما زمانی که با گاز تازه

¹ Liquefied Petroleum Gas

بیشتری تماس می‌یابد عناصر میانی را از دست می‌دهد و سنگین تر می‌شود. در نتیجه این نفت سنگین تر با گاز تزریقی امتزاج پذیری کمتری دارد. شرایط امتزاج پذیری رانش گاز میعانی در محدوده یک ناحیه انتقالی رخ می‌دهد که در شکل 2-7 هم بصورت تصویری نشان داده شده است. در جلوی ناحیه انتقالی رانش گاز میعانی در پشت آن رانش گاز تبخیری داریم [26، 27].



شکل 2-9 شماتیک از فرایند میعانی.

2.2.2 مراحل تزریق گاز به صورت امتزاجی:

برای مدیریت یک مخزن در هنگام تزریق گاز امتزاجی باید مراحل را طی کرد و به حد اکثر اطمینان از لحاظ فنی و اقتصادی رسید. این مراحل عبارتند از:

(1) آزمایش و امتحان.

(2) امکان سنجی و ارزیابی.

(3) اجرا و نظارت بر اجرا.

که در ادامه بطور مفصل تری در باره آنها توضیحی داده خواهد شد.

2.2.2.1 آزمایش و امتحان

قبل از ورود به مرحله رانش امتزاج پذیر گاز باید آزمایشات متعددی روی آن انجام شود. در مرحله اول یک روش خام برای پیش‌بینی و ارزیابی‌های اقتصادی انجام می‌شود. در این مرحله ذخایر با روش حجمی و پیش‌بینی‌های تولیدی با روش (BTR) بدست می‌آید. ذخایر نفت قابل برداشت بوسیله تزریق امتزاجی گاز بوسیله زیر بدست می‌آید:

$$INC = D_e \times V_e \times A_e \times OOIP \quad (5-2)$$

که در آن (INC) ذخایر نفت قابل برداشت، (De) بازده جابجایی، (Ve) بازده جاروب عمودی، (Ae) بازده جاروب سطحی و (OOIP) نفت اولیه در جا مخزن می‌باشد. بازده جابجایی بصورت زیر تعریف می‌شود:

$$D_e = \frac{S_o - S_{on}}{1 - S_{wi}} \quad (6-2)$$

که در آن (S_n) مقدار اشباع نفت اولیه، (S_{ors}) اشباع نفت باقی مانده بعد از رانش امتزاجی (S_{wi}) اشباع آب غیر قابل جابجایی و یا همزاد می‌باشد. (S_{ors}) یا اشباع نفت باقی مانده بعد از رانش امتزاجی از لحاظ تئوری بعد از سیلاب امتزاجی باید صفر باشد زیرا کشش بین سطحی بین نفت و محلول وجود ندارد ولی بدلیل گیر افتادن نفت بوسیله آب قابل حرکت و یا حفره‌های بسته-ای اتفاق رخ نمی‌دهد. نفت باقی مانده بعد از تزریق هیدروکربن در شرایط حقیقی معمولاً از فرایند تزریق در مغزه بیشتر است [28، 29].

✧ بازدهی جاروب سطحی در تزریق امتزاجی افقی:

بازدهی جاروب سطحی همانطور که در شکل (8-2) نشان داده است، به نسبت سطح الگویی می‌گویند که توسط حلال تحت تاثیر قرار گرفته است و به نسبت تحرک پذیری فرایند بستگی دارد (تحرک پذیری سیال جابجا کننده تقسیم بر جابجا شونده). بازدهی جاروب سطحی هنگامی که نسبت تحرک پذیری فرایند افزایش می‌آید کاهش پیدا می‌کند و مضر می‌باشد. از آنجا که محلول نفت دارای ویسکوزیته کمتری نسبت به خود نفت هست ناحیه اختلاط نفت- محلول و نفت دارای پایداری کمتری نسبت به سیلاب زنی می‌باشند و این باعث انگشتی شدن محلول به سمت چاه‌ها تولیدی می‌شود که دلیلی بر بازدهی سطحی کم و تولید زود هنگام می‌باشد. تزریق متناوب آب و نفت یا (WAG)¹ یک راه حل مناسب برای چنین مشکلی است [30].

✧ بازدهی جاروب عمودی برای تزریق امتزاج پذیر افقی:

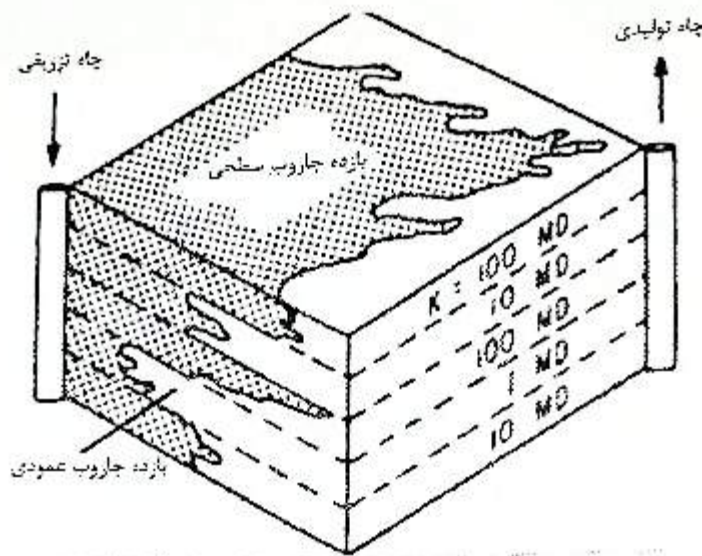
جاروب عمودی به سطح مقطعی از جریان می‌گویند که تحت تاثیر جریان امتزاجی قرار گرفته است. پارامترهایی که بر بازدهی جاروب عمودی اثر گذارند عبارتند از لایه بندی مخزن، توزیع عمودی ظرفیت جریان و جدایش فازی هیدروکربری. یک مخزن همگن با نسبت تراوایی افقی به عمودی کم دچار مشکلاتی مربوط به جاروب عمودی نامناسب می‌شود. این مشکل در شکل 8-2 نشان داده شده است [21، 30].

2.2.2.2 امکان سنجی و ارزیابی:

مطالعات امکان سنجی شامل مطالعات شبیه‌سازی مخزن و زمین شناسی، طراحی ترکیب

¹ Water Alternative Gas

و مشخص کردن اندازه توده حلال و گاز تعقیب کننده می باشد.



شکل 10 2 نحوه جاروب سطحی و افقی نفت مخزن توسط گاز امتزاجی.

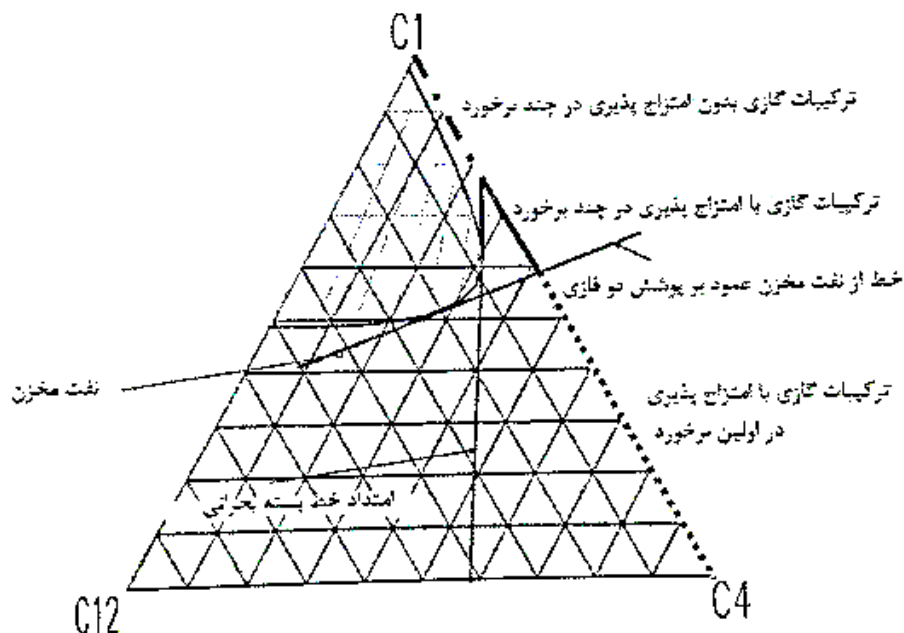
چهار مدل بوسیله صنعت برای محاسبه امتزاج پذیری و طراحی ترکیب حلال و گاز تزریقی انجام می شود.

مدل اول استفاده از نمودار (X-P) می باشد. دیاگرام (X-P) بوسیله یک تست آزمایشی یا ترکیب کردن سیال مخزن با کسرهای مولی متفاوت حلال تزریقی و اندازه گیری فشار اشباع هر مخلوط انجام می شود. نقطه بحرانی فشار حد اکثری و حد حلالیت میتواند در دمای عملیاتی محاسبه شود. مخلوطی مناسب تزریق می باشد که فشار حد اکثری آن زیر فشار عملیاتی مخزن قرار بگیرد که حلال امتزاج پذیر در تماس اول را شکل می دهد.

مدل دوم دیاگرام سه گانه چند تماسی است. آزمایشهای غربالگری در دما و فشار مخزن با ترکیب کردن حلال و سیال مخزن بدست می آید. ترکیبات مایع و بخار نتیجه مشخص شده و اولین نقاط در پوشش فازی را مشخص می کنند. مرحله بعدی به این بستگی دارد که کدام فرایند (MCM) شبیه سازی شود. برای (MCM) میعانی باید گاز تحت تعادل خارج شده و حلال بیشتری به مایع تعادلی تزریق شود و برای (MCM) تبخیری مایع تحت تعادل خارج شده و نفت بیشتری به گاز تعادلی تزریق می شود. این فرایند چندین بار تکرار شده و خطوط بسته بعد از هر مرحله بوجود می آید و پوشش فازی شبیه سه گانه بوجود می آید.

مخلوط هیدروکربنی غیر امتزاج پذیر نامیده می شود اگر حلال در امتداد این خط بسته

قرار بگیرد. نمونه از این نمودار برای فرایند رانش گاز میعانی در شکل 2-6 نشان داده شده است [23].



شکل 2 11 دیاگرام سه گانه برای رانش گاز میعانی.

مدل سوم استفاده از (آزمایش لوله باریک) می باشد که شامل یک لوله استیل می باشد که با سیلیک-ای خرد شده و خرده شیشه پوشیده شده است. محیط متخلخل در ابتدا با نفت مخزن در فشار و دمای مطلوب پر شده است. حلال در نرخ مشخص در یک طرف تزریق می شود و امتزاج پذیری و ضریب بازیافت از طریق مشاهده ناحیه انتقالی بدست می آید. بر خلاف دو تای قبلی که در موقعیت استاتیک انجام می شوند، در این روش جابجایی در فرایند دینامیک چند تماسه انجام می شود.

مدل چهارم استفاده از تست افزایش حباب می باشد. این وسیله شامل یک لوله عمودی با قطر کمتر از لوله باریک می شود. در یک سلول با فشار بالا که با نفت مخزن پر شده است، یک حباب از حلال در پایین لوله تزریق می شود. ویژگی امتزاج پذیری بوسیله مشاهده قطره که از لوله بالا می آید اندازه گیری می شود. ترکیب حلالی قابل قبول می باشد که حجم حباب تزریقی آن قبل از رسیدن به بالا از بین برود. این وسیله دارای سلول و توده تزریقی کوچک است و طبیعت دینامیکی آن شبیه لوله باریک می باشد و همچنین بازدهی بهتری نسبت به بقیه دارد [31].

✧ محاسبه سائز حلال و گاز تعقیب کننده :

در یک تزریق امتزاجی باید مقدار کل حلال استفاده شده برای نگهداری موقعیت امتزاج پذیری در جبهی جابجا کننده-ی در کل مخزن کافی باشد. در صورتی که ناهمگونی و لایه بندی تاثیر به سزایی در هدر رفتن حلال و استفاده بیشتر از حلال دارد، باید با ملاحظات اقتصادی این مقادیر را بهینه کرد.

پارامترهای اساسی که هدر رفت حلال را محاسبه می‌کند: ضرایب پخش شدگی و مخلوط شدگی هستند که روش‌های اسانی برای پیدا کردن آنها موجود نیست. پیچیدگی‌های فرایند سیلاب زنی تفسیر داده‌ها را از روش‌های در دسترس مشکل می‌سازد. این پیچیدگی‌ها علاوه بر ناهمگونی و لایه بندی می‌تواند در نتیجه جابجایی جبه، هندسه سطح جاروب، حفره‌های بسته، طبیعت سیلاب امتزاجی، حضور آب قابل حرکت یا گاز در تله افتاده و ترشوندگی باشد. رایج ترین روش برای محاسبه سائز توده حلال و گاز تعقیب کننده بر اساس محاسبات پخش شدگی و نفوذ در لبه‌های جلو و عقب ناحیه انتقال حلال و نفت می‌باشد[32].

2.2.2.3 سیستم اجرا و نظارت بر اجرا:

نتایج مطالعه امکان سنجی برای ارزیابی صحت اقتصادی پروژه و گرفت تصویب مدیریت استفاده می‌شود که غالباً به طراحی وسایل، توسعه سیستم اکتساب داده، آماده سازی برنامه‌های نظارت جزئی و اصول عملیاتی میدانی ختم می‌شود. مهمترین هدف اکتساب داده و سیستم‌های نظارت بر داده بهینه کردن و توسعه عملکرد سیلاب می‌باشد.

2.2.3 عملکرد میدانی و مشکلات موجود در تزریق امتزاجی

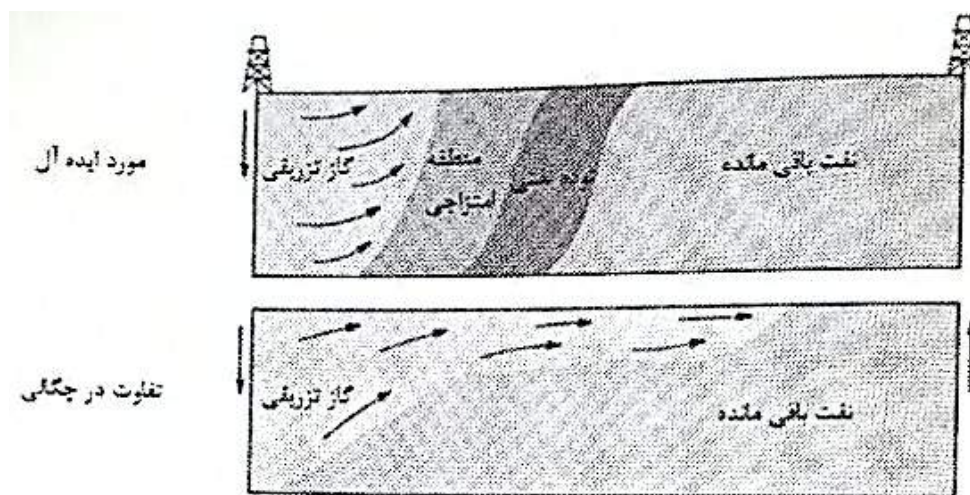
تزریق عمودی از افقی موفق تر می‌باشد که دلیل آن جابجایی پایدار عمودی می‌باشد. اما در برخی تزریق‌های عمودی درک غیر صحیح از مخزن به مقدار کمتر از انتظار برداشت نفت ختم شده است که این بدلیل موانع شیلی افقی می‌باشد که به بازدهی جاروب حجمی کمتری می‌انجامد. هدر رفت بصورت پدیده ساندویچی شدن بدلیل مخروطی شدن گاز و آب همچنین یک فاکتور اساسی در کاهش نفت بازیافی می‌باشد و باعث ضرر اقتصادی می‌شود. برای کاهش هدر رفت ساندویچی جدیداً زدن چاه‌ها افقی پیشنهاد می‌شود که میتوان هم تزریقی و هم تولیدی باشد[33].

چاه‌ها تولیدی افقی که در سطح مشترک آب و نفت حفر شده اند می‌توانند مشکلات مخروطی شدن را کاهش و بازده جاروب حجمی را افزایش دهند. چاه‌ها تزریقی افقی حفر شده در جریان امتزاجی عمودی یک ناحیه پایدار انتقالی را ایجاد می‌کنند و از انگشتی شدن حلال خالص در نفت جلوگیری کرده و بازده جاروب حجمی را بهبود می‌بخشد.

در تزریق افقی حرکت رو به بالا گاز بعلت تفاوت در چگالی نفت و گاز وسبکتر بودن گاز می باشد و پربازدهی جاروب عمودی تاثیر می گذارد. این پدیده که قبلا هم به آن اشاره شد در شکل 2-7 نشان داده شده است. برای از بین بردن و به حد اقل رساندن حرکت رو به بالا لای گاز باید شدت جریان گاز تزریقی را کنترل کرد. و با افزایش دادن شدت جریان گاز تزریقی، فرصت کافی برای نفوذ بقسمت بالایی مخزن را ندارد و توده بصورت همگن تری بصورت عمودی مخزن را جاروب می کند[21].

پدیده انگشتی شدن بعلت تفاوت در ویسکوزیته و کمتر بودن ویسکوزیته گاز است که عموما باعث کاهش بازدهی جاروب سطحی می شود. برای کاهش اثرات این نوع مشکل میتوان از تزریق متناوب گاز و آب استفاده کرد. همچنین کنترل پروفایل تزریقی ضعیف به بازدهی جاروب عمودی کم در بسیاری از تزریق ها ختم می شود. در این تزریقات لایه با بالا ترین ظرفیت بیشتر حلال را از خود عبور می دهد و فقط قسمت کمی از مخزن جاروب شده و سایر قسمت ها دست نخورده باقی می ماند. سپس در ابتدای تزریق تجهیزات تزریقی با پکر مکانیکی برای کنترل مقدار تزریق آب و حلال در هر لایه ضروری است.

با این حال برای جریان تزریقی که مدتی از آن میگذرد و مقدار زیادی حلال تزریق شده است، چاه ها تزریقی افقی می توانند برای لایه های غیر جاروب حفر شوند و جاروب حجمی را بهبود بخشند. عمودی همچنین چاه ها تولیدی افقی برای بازیافت حلال ضروری می باشد. همچنین بازدهی جاروب عمودی ضعیف بوسیله که حرکت رو به بالا گراویته بوجود می آید بطور عمده ای در مخازن لایه ای و قطور بازدهی جاروب حجمی را کاهش می دهد. این مشکل تا حدی می تواند با افزایش ویسکوزیته سیال که متعاقبا نسبت نیروی ویسکوز را به نیروی گراویته افزایش می دهد بهبود یابد[34].



شکل 2 2 مشکلات موجود در تزریق گاز امتزاجی شامل تفاوت در چگالی و مقایسه با حالت ایده-آل.

از میان راه حل‌های موجود برای غلبه بر مشکلات گفته شده تا به اینجا برای تزریق امتزاجی، اجرای فرایند ردیاب و استفاده از مفهوم خطوط جریانی کارآمدترین روش‌ها می‌باشند. از میان این دو روش اجرای ردیاب نیاز به سرمایه گذاری و انجام آزمایشات متعدد و همچنین اجرای میدانی دارد که به نوبه خود استفاده از این روش را نقطه نظر مدیریت مخزنی دچار مشکل می‌کند. از طرفی میتوان بدون انجام عملیات‌های میدانی و بوسیله شبیه‌سازی ردیاب بر این مشکل غلبه کرد ولی اینکار با عدم قطعیت‌هایی همراه است و به تاثیر گذاری انجام عملیاتی نیز نمی‌باشد.

اما روش کار امد استفاده از مفهوم خطوط جریانی بدون نیاز به هزینه‌های گزاف عملیاتی ، آزمایشگاهی و شبیه‌سازی‌های زمان بر می‌باشد که میتواند بر اکثر مشکلات ناشی از تزریق گاز امتزاجی از جمله کاهش اثر کانالی شدن و حرکت رو به بالا گاز، شناسایی مناطق دزد و کاهش پدیده انگشتی شدن کمک کند. تمام اینها می‌تواند بوسیله مفاهیم خطوط جریانی و روش‌های مدیریتی الگوی جریانی انجام شود. در ادامه به معرفی مفاهیم و کاربردهای خطوط جریانی می‌پردازیم و در نهایت این روش‌ها را بر روی میدان واقعی پیاده می‌کنیم.

3 فصل سوم: مدیریت مخزن براساس قواعد خطوط جریانی

3.1 پیشینه و مفاهیم خطوط جریانی

مدل‌های کامپیوتری مخزن‌های نفتی به منظور ارائه جزئیات زمین شناسی و تأثیرش بر جریان سیال بسیار پیچیده شده است. محدودیت‌های زمان (CPU) و حافظه که در بسیاری از شبیه‌سازی‌های تفاضل محدود (FD) و حجم محدود (FV) وجود دارد باعث شده است که از بزرگ نمایی بیشتری برای مدل کلی مخزنی استفاده کنیم و گریدهای را درشت تر کنیم و افزایش مقیاس دهیم که این خود به کاهش دقت در انجام عملیات‌های مربوط به مهندسی مخزن می‌شود. شبیه-سازی خطوط جریانی در 10 سال اخیر به پیشرفت‌های زیادی دست پیدا کرده است. مدل‌های (FV) بر اساس مفهوم‌هایی کلی هستند که می‌گویند سیال از سلولی به سلول دیگر حرکت می‌کند. مشکل این روش افزایش تصاعدی زمان با افزایش خطی در سائز مدل برای (CPU) می‌باشد. این افزایش بدین دلیل است که مدل‌های بزرگ‌تر بطور عمده ای اندازه بازه زمانی را کاهش می‌دهند زیرا حجم سلول کم شده و ناهمگنی افزایش یافته است. تحت چنین شرایطی زمان شبیه-سازی افزایش یافته و رفع نقص داده‌ها و محاسبات آنالیز حساسیت مشکل می‌شود [35].

شبیه-سازی بر پایه خطوط جریانی یک جایگزین مناسب است زیرا رویکرد متفاوتی در حرکت سیالات دارد. بجای حرکت سیالات از لولی بسلول دیگر، شبیه‌سازی خطوط جریانی، مخزن را به سلول‌ها یا خطوط یک بعدی می‌شکند. سپس معادلات انتقال در طول خطوط یک بعدی را با استفاده از زمان پرواز (TOF) حل می‌کند. بوسله جدا کردن مسئله انتقال از مدل زمین شناسی سه بعدی، سیالات می‌توانند بطور مؤثر تری انتقال یابند. بازهای زمانی بزرگتری می‌تواند مشخص شود، پراکندی عددی به حداقل برسد و زمان (CPU) با سائز مدل بطور خطی و نه تصاعدی تغییر کند [36]. خطوط جریانی همان گونه که در شکل 3-1 نشان داده شده اند، بصورت خطوطی هستند که در هر مکان مماس بر میدان سرعت محلی در زمان داده شده می‌باشد. شبیه‌سازی خطوط جریانی مدرن در صنعت نفت و گاز دارای ریشه‌هایی در روش‌های خطوط جریانی و لوله جریانی نیمه تحلیلی می‌باشد که توسط موسکات و وایگاف اجرا شده است. بر خلاف روش لوله جریانی شبه تحلیلی در سال‌های 1970 و 1980 خطوط جریانی مدرن در بعد از 1990 کشف شد و دارای 5 ویژگی است:

- (1) ردیابی خطوط بروزرسانی شده سه بعدی با استفاده از مفهوم زمان پرواز.
- (2) نشان دادن معادلات تبدیل جرم بصورت زمان پرواز.
- (3) بروز رسانی دوره‌ای خطوط جریانی در راستای حل مسائل انتقال بصورت عددی در طول خطوط جریانی بجای تحلیلی [38].
- (4) به حساب آوردن اثر گراویمته.

5) در نظر گرفتن جریان تراکم پذیر[37].

در ادامه بصورت گام به گام به تحلیل و بررسی خطوط جریانی و مفاهیم وابسته به آن پرداخته خواهد شد.



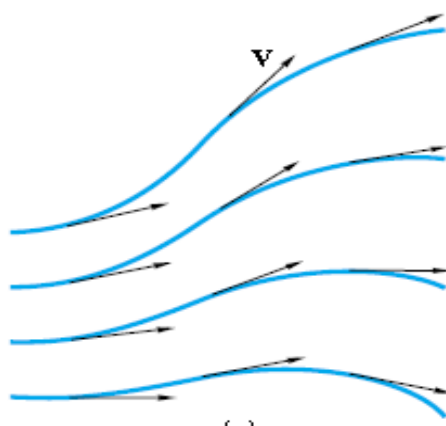
شکل 3 1 نمایش خطوط جریانی برای مخزنی دارای چاه‌ها تزریقی ب رنگ آبی و تولیدی به رنگ قرمز [38].

3.2 معادلات مخزن بر پایه خطوط جریان¹

در این بخش ابتدا مفاهیم و تعاریف اولیه خطوط جریانی بیان خواهد شد. سپس مقدمه ای بر کاربرد آن در شبیه سازی مخزن بیان خواهد شد. پس از مروری کوتاه بر تاریخچه خطوط جریانی در مدلسازی مخازن، نحوه فرمولاسیون معادلات مخزن بر پایه خطوط جریانی بررسی خواهد شد. در مکانیک سیالات نمایش حرکت سیال موضوع پر اهمیتی می باشد. الگوی حرکت سیال با روش های متفاوتی نمایش داده می شود که این تصاویر

¹ Streamlines

می‌توانند اطلاعات کیفی و اغلب کمی مناسبی درباره سیال در اختیار قرار دهند. چهار الگوی اصلی جهت نمایش حرکت سیال، Streamline، Pathline، Streakline و Timeline می‌باشد. محاسبه خطوط جریانی (یا خطوط جریان) از نظر ریاضی ساده می‌باشد و همچنین در مکانیک سیالات در اکثر موارد به منظور مشاهده حرکت سیال از این روش استفاده می‌شود. در شکل 2-3 مجموعه‌ای از خطوط جریانی را مشاهده می‌کنید [38]. در این بخش ریاضیات خطوط جریان در حالت کلی معرفی می‌شود. در ادامه جهت سادگی نوشتار، خطوط جریان به صورت SL ذکر می‌شود.



شکل 2 3 مجموعه‌ای از خطوط جریانی [38].

3.2.1 مفاهیم و تعاریف اولیه خطوط جریانی

تعریف کلی SL ها، $s(\tau) = x(\tau)$ ، بدین صورت است که شیب منحنی SL ها برابر با سرعت در هر لحظه داده شده از زمان می‌باشد.

$$\frac{dx(\tau)}{d\tau} = v(x,t) \quad x(0) = x_0 \quad (1-3)$$

☐ در اینجا τ پارامتری است که از SL تبعیت می‌کند در حالی که t زمان (فیزیکی) واقعی است.

☐ از آنجا که SL ها مستقل از زمان هستند، SL ها توصیف کننده مسیر میدان جریان در هر لحظه داده شده در زمان می‌باشند.

☐ پارامتر τ ، مدت زمانی که نیاز است یک ذره، مسافت معینی را در راستای SL در زمان واقعی داده شده t طی کند، اندازه گیری می‌کند.

دقت شود که در شبیه سازی مخزن، هم τ و هم شکل مسیر حرکت خطوط جریانی مهم

هستند. در حالی که در سایر کاربردها تنها مسیر حرکت خطوط جریانی مورد توجه است

3.2.1.1 برخی از تعارف خطوط جریانی

با توجه به اینکه شیب منحنی خطوط جریانی برابر با سرعت در هر لحظه داده شده از زمان می باشد، رابطه زیر برقرار می باشد.

$$v \times ds = 0 \quad (2-3))$$

معادلات (3-1) و (3-2) به صورت زیر می تواند نوشته شود.

$$\frac{dx}{d\tau} = v_x \quad x(o) = x_o \quad (3-3))$$

$$\frac{dy}{d\tau} = v_y \quad y(o) = y_o \quad (4-3))$$

$$\frac{dz}{d\tau} = v_z \quad z(o) = z_o \quad (5-3))$$

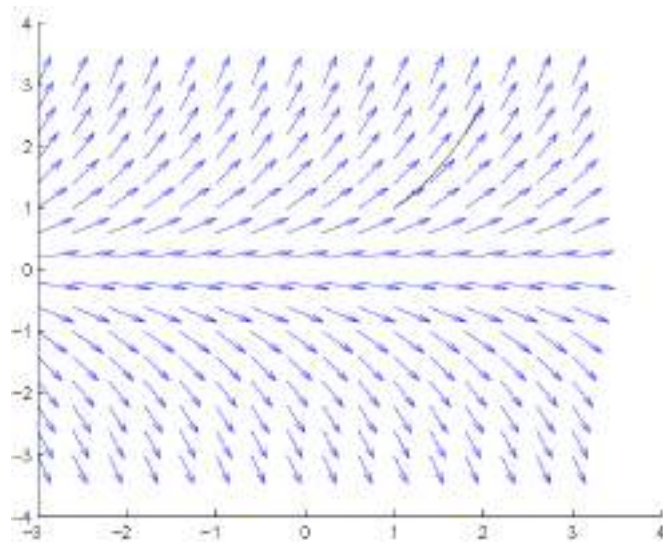
حذف پارامتر زمان: در دو بعد،

$$\frac{dx}{v_x} = \frac{dy}{v_y} \Rightarrow \frac{dy}{dx} = \frac{v_y}{v_x} \quad (6-3))$$

در سه بعد:

$$\frac{dx}{v_x} = \frac{dy}{v_y} = \frac{dz}{v_z} \quad (7-3))$$

ساده ترین وضعیت: معادلات جداشدنی باشد. برای مثال، $v = [1, y]$ و $x_0 = [1, 1]$ باشد آن گاه $s(\tau) = [\tau + 1, e^\tau]$ یا $y = e^{x-1}$ می شود. شکل 3-3 را ببینید.



شکل 3-3 رسم میدان برای $v=[1,y]$ خطوط جریان، $s(\tau)$ از $s(0)=s$ شروع شده و تا نقطه $s(1)$ دنبال شده است [39].

3.2.1.2 جریان بالقوه¹

فرض کنید یک جریان غیرچرخشی² و مستقل از دیورژانس (جریان غیر قابل تراکم³) در دو بعد داریم:

$$\nabla \cdot v = 0 \quad \wedge \quad \nabla \times v = 0 \quad (8-3)$$

تابع تحلیلی $F(z)$ (پتانسیل مختلط) به صورت زیر تعریف می شود،

$$F(z) = \phi(x,y) + i\psi(x,y) \quad (9-3)$$

از معادله کوشی-ریمان، می-دانیم که:

$$\frac{\partial \phi}{\partial x} = \frac{\partial \psi}{\partial y} \quad \frac{\partial \phi}{\partial y} = -\frac{\partial \psi}{\partial x} \quad (10-3))$$

تعریف می-کنیم $v = \nabla \phi$ ، یا

$$v_x = \frac{\partial \phi}{\partial x} \quad v_y = \frac{\partial \phi}{\partial y} \quad (11-3))$$

¹ potential flow

² Irrotational

³ Incompressible Flow

بنابراین $\phi(x,y)$ هارمونیک است، و

$$\nabla \cdot v = \nabla^2 \phi = \frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} = \frac{\partial}{\partial x} \frac{\partial \psi}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial y} \left(-\frac{\partial \psi}{\partial x} \right) = 0 \quad (12-3)$$

9

$$|\nabla \times v| = \frac{\partial v_y}{\partial x} - \frac{\partial v_x}{\partial y} = \frac{\partial^2 \phi}{\partial x \partial y} - \frac{\partial^2 \phi}{\partial y \partial x} = 0 \quad (13-3)$$

همچنین داریم:

$$\nabla \phi \cdot \nabla \psi = \frac{\partial \phi}{\partial x} \frac{\partial \psi}{\partial x} + \frac{\partial \phi}{\partial y} \frac{\partial \psi}{\partial y} = \frac{\partial \psi}{\partial y} \frac{\partial \psi}{\partial x} - \frac{\partial \psi}{\partial x} \frac{\partial \psi}{\partial y} = 0 \quad (14-3)$$

که بیان می‌کند منحنی‌های ϕ و ψ بر هم عمودند.
تابع ϕ تابع پتانسیل نامیده می‌شود و ψ تابع جریان (Stream Function) نامیده می‌شود.
از آنجا که سرعت v عمود بر سطوح منحنی $\phi(x,y)$ ($v = \nabla \phi$) می‌باشد، تابع ψ باید توصیف کننده خطوط جریانی باشد [39].

3.2.2 مقدمه-ای بر روش خطوط جریانی در شبیه‌سازی مخازن

شبیه‌سازی جریان سیال بر مبنای خطوط جریان، توجه بسیار زیادی را در سال‌های اخیر به خود جلب کرده است. و هم اکنون به عنوان یک روش کارآمد نسبت به روش‌های سنتی مدل سازی جریان سیال نظیر Finite-Difference مورد توجه است. شبیه‌سازی بر مبنای خطوط جریان، مخصوصاً در مخازن با ابعاد بالا و دارای پیچیدگی‌های زمین شناسی و ناهمگن که جریان سیال متأثر از موقعیت چاه‌ها و خاصیت سنگ‌های مخزن (نفوذ پذیری، تخلخل و ...) و گرانش می‌باشد، موثر است. اما از طرف دیگر تأثیرات فشار موئینگی در این روش به خوبی مدل نمی‌شود [40].

شبیه‌سازی بر مبنای خطوط جریان بر 6 اصل بنا شده است:

- (1) تعقیب کردن مسیر خطوط جریانی در سه بعد در مختصات TOF
- (2) تغییر معادله سه بعدی اشباع به چندین معادله یک بعدی در راستای خطوط جریانی
- (3) به روز رسانی پریودیک خطوط جریانی
- (4) حل عددی معادله ی بعدی در راستای خطوط جریانی

5) لحاظ کردن اثر گرانش به کمک اپراتور Splitting

6) گسترش روش به سیال‌های متراکم¹

از مزایای اولیه روش-خطوط جریان، محاسبات سریع تر، بهبود دقت (کاهش پراکندگی عددی²)، قابلیت نمایش مدل‌های زمین شناسی با جزئیات بالا، نمایش کمی جریان و تطبیق سریع تاریخچه مخزن می‌باشد. سرعت و دیگر ویژگی‌های متنوع این روش، باعث سودمند واقع شدن این روش در بسیاری از کاربردها شده است.

سیال‌ها به جای حرکت بین دو گرید گسسته در روش‌های سنتی، به طور طبیعی در راستای خطوط جریانی حرکت می‌کنند. حرکت سیال بین گریدهای گسسته در مدل سازی مخزن به روش‌های سنتی FD، به دلیل ملاحظات پایداری و همگرایی این روش، منجر به محدودیت در انتخاب مرحله زمانی (Time-Steps) می‌شود. در حالی که با حرکت سیال در راستای خطوط جریان، محدودیت‌های پایداری از بین می‌رود و این روش به ازای هر مرحله زمانی پایدار است. در نتیجه به دلیل محدودیت‌های مربوط به گریدها و انتخاب مرحله زمانی، در روش‌های سنتی، مراحل زمانی کوچک انتخاب می‌شوند و این منجر به محاسبه مکرر معادلات اشباع و فشار می‌شود. که از نظر محاسباتی بسیار پرهزینه است. اما در روش خطوط جریانی به دلیل انتخاب مرحله زمانی بزرگ، مسیر خطوط جریانی متناوبا به روز می‌شوند و این باعث هر چه سریع تر شدن این روش می‌شود [41].

مدل بر مبنای خطوط جریان جایگزینی برای شبیه‌سازی‌های سنتی بر مبنای گرید نمی‌باشد. اما نقش مهمی در پر کردن فضای خالی میان مدل‌های زمین شناسی و شبیه‌سازی های جریان ایفا می‌کند [42].

3.2.3 تاریخچه مدل-سازی مخزن بر پایه خطوط جریانی

امروزه شبیه‌سازی بر پایه خطوط جریان بر حداقل چهار روش دیگر مدل سازی جریان در مخزن مقدم است. روش‌های Line-Source/Sink به طور گسترده در صنعت نفت مورد استفاده قرار می‌گرفته است [43، 44]. این روش از جواب‌های تحلیلی برای فشار و توزیع سرعت در مخزن استفاده می‌کنند. محدودیت اصلی این روش نیاز به شرایط همگنی و ضخامت ثابت مخزن می‌باشد. روش مبتنی بر خطوط جریان جامع تر است و به صورت موفقیت آمیز در مدل سازی سیلاب زنی و تزریق امتزاجی به کار گرفته شده است [45-47]. در این روش، محدوده جریان به تعدادی خطوط جریان تقسیم می‌شود و محاسبات اشباع سیال در راستای خطوط جریانی انجام می‌شود. اما نیاز به دنبال کردن هندسه St در سه بعد، عملی بسیار کند و زمان بر است. بنابراین در اکثر کاربردها، روش St به

¹ Compressible Flow² Numerical Dispersion

دو بعد محدود می-شود. روش دنبال کردن یک ذره¹، در صنعت نفت برای مدل کردن Tracer-Transport در مخازن هیدروکربنی و همچنین کاربردهایی نظیر آب‌های زیرزمینی مورد استفاده قرار می‌گیرد [48]. این روش جابه جایی دسته بزرگی از ذرات را، در راستای مسیرهای حرکت مناسب، دنبال می‌کند. در حالی که این روش در نزدیکی جبهه-های شیب دار به خوبی کار می-کند، برای پروفایل‌های هموار مناسب عمل نمی‌کند. در نهایت، روش Front-Tracking، جلو سیال² را به عنوان یک درجه آزادی در محاسبات معرفی می‌کند [49]. محدودیت این روش بار محاسباتی زیاد آن است.

اگرچه روش خطوط جریان در بسیاری از مفاهیم مشابه روش‌های پیشین است، اما دارای برخی تعریف‌های جدید نیز می‌باشد. به کمک خطوط جریانی می‌توان شبیه‌سازی را در یک محیط سه بعدی ناهمگن انجام داد. که این امر با تعریف مفهوم زمان پرواز³ (TOF) خطوط جریان محقق شده است. زمان پرواز به طور ساده مدت زمان طی شده توسط یک ذره خنثی در راستای خطوط جریانی است. کلید اصلی شبیه‌سازی بر مبنای خطوط جریانی جداسازی اثر ناهمگنی‌های زمین شناسی از معادلات اشباع می‌باشد. این جداسازی به کمک زمان پرواز خطوط جریان به عنوان متغیر تصادفی محقق شده است. تاثیر ناهمگنی زمین شناسی در زمان پرواز خطوط جریان نهفته شده است. به علاوه، در مختصات TOF، معادله چند بعدی اشباع به چندین معادله یک بعدی در راستای خطوط جریانی کاهش می-یابد. که مسلماً محاسبات مربوط به معادلات اشباع را ساده خواهد کرد. شبیه‌سازی خطوط جریان، برای مدل سازی میدان‌های با سرعت متغیر در زمان، جریان‌های متراکم، تحت تاثیر گرانش و دارای شرایط غیریکنواخت مناسب است. در [50] لیست کاملی از تاریخچه شبیه‌سازی خطوط جریان آورده شده است [42].

Muskat در سال 1937 یک توصیف اولیه از معادلات تحلیلی تعریف کننده، تابع Stream، ψ ، و تابع پتانسیل، ϕ ، برای یک محیط ساده دو بعدی با سیال غیر قابل تراکم ارائه داد. اکثر کارهای صورت گرفته در خطوط جریانیدر زمینه آب‌های زیرزمینی⁴ بوده است. آقای Fay و Pratts برای اولین بار در زمینه نفت، از خطوط جریانی در دو بعد استفاده نمودند. تمام روش‌های خطوط جریان سه بعدی از ایده تعقیب یک دسته ذره⁵ به منظور تعریف خطوط جریان استفاده می-کنند. آقای Shafer یک ذره را از تزریق کننده تا تولید کننده به کمک روش رانگ - کوتا ردیابی کرد. روش آقای Shafer به یک سیستم ناهمگن دو بعدی اعمال شد. سپس آقای Pollock [51] ردیابی به کمک رانگ - کوتا را با

¹ Particle-Tracking Method

² Fluid Front

³ Time Of Flight

⁴ Groundwater

⁵ Particle Tracking

تعریف تکه ای خطی بودن میدان سرعت در هر گرید بهبود بخشید. در نتیجه یک الگوریتم تحلیلی برای ردیابی مسیر خطوط جریان در هر گرید بدست آمد. آقای Bommer و Schecter معادلات عددی پایستگی جرم را در راستای خطوط جریانی، نگاشت کرد. آقای Dutta-Gupta و King زمان پرواز¹ را در راستای خطوط جریان معرفی نمود. و سپس یک مدل بر مبنای خطوط جریان را بر روی یک سیستم دوبعدی ناهمگن با دو چاه پیاده سازی کردند. سپس روش خطوط جریان، به یک سیستم سه بعدی توسط آقای Blunt اعمال شد [41].

3.2.4 روش خطوط جریانی

شبیه سازی خطوط جریان، معادلات سه بعدی سیال را با چندین معادله یک بعدی در راستای خطوط جریانی تقریب می-زند. و ایده اصلی شبیه سازی خطوط جریان، جداسازی تاثیر ناهمگنی زمین شناسی از محاسبات حرکت سیال می باشد. از نظر ریاضی این عمل با به کارگیری زمان پرواز خطوط جریان به عنوان متغیر مختصات، محقق شده است. در واقع به یک سیستم مختصاتی جدید می-رویم که در آن تمام خطوط جریانی خطوط مستقیم هستند و فاصله با زمان پرواز جایگزین شده است. تاثیر ناهمگنی، در زمان پرواز و منحنی مسیر خطوط جریانی لحاظ شده است. از آنجا که محاسبه اشباع در راستای خطوط جریانی از گرید مربوط به آن جدا شده است، در انتخاب مرحله زمانی (Time-Steps) هیچ گونه محدودیتی وجود ندارد.

شبیه سازی خطوط جریان شامل گام های اصلی زیر می باشد:

- 1) دنبال کردن خطوط جریانی بر اساس سرعت میدان که معمولاً به طور عددی با روش (FD) Finite-Difference محاسبه می شود.
- 2) محاسبه زمان پرواز در راستای خطوط جریانی
- 3) محاسبه معادلات جابه جایی سیال (نظیر اشباع و تمرکز²) در راستای خطوط جریانی
- 4) به روز رسانی پریودیک خطوط جریانها به منظور لحاظ کردن اثر تغییر شرایط میدان و تاثیرات جابه جایی سیال

مزیت محاسباتی روش خطوط جریان به چهار عامل وابسته است: الف) خطوط جریانی نیاز به بروز رسانی زیادی ندارند. ب) معادلات جابه جایی سیال در راستای خطوط جریانی غالباً می تواند به صورت تحلیلی حل شود. ج) پاسخ عددی معادلات یک بعدی در راستای خطوط جریانی به قیود زمین شناسی مسئله محدود نشده است. در نتیجه می توان مرحله زمانی بزرگتری را انتخاب کرد. د) زمانی که ناهمگنی بر جابه جایی

¹ Time-Of-Flight

² Concentration

سیال غالب است، زمان محاسباتی معمولاً به طور تقریباً خطی با تعداد گریدها تغییر می‌کند [42].

3.2.5 مزایا و معایب خطوط جریانی در شبیه‌سازی مخزن

سرعت و تنوع روش خطوط جریانی منجر به کاربردهای وسیعی در سال‌های اخیر شده است. در این بخش، به طور خلاصه برخی از این کاربردها را مرور می‌کنیم. تمرکز اصلی را بر کاربردهای عملی، مورد استفاده در تکنولوژی روز دنیا قرار می‌دهیم.

(1) محاسبه حجم- سیلندر¹:

روش خطوط جریان دارای مزیت ویژه‌ای جهت محاسبه حجم و سطح یک سیلندر در شرایط کلی می‌باشد. و این نتیجه مستقیم فرموله سازی مسئله بر حسب زمان پرواز می‌باشد [42].

(2) نرخ تخصیص²:

روش خطوط جریان با ارائه اطلاعات ارزشمندی نظیر نحوه ارتباط میان تزریق کننده‌ها و تولید کننده‌ها و همچنین ضریب تخصیص برای تزریق کننده‌ها، نقش مهمی در مدیریت مخزن برعهده دارد. این اطلاعات به طور طبیعی از ذات روش خطوط جریان قابل استخراج است. در صورتی که نمی‌توان از شبیه‌سازی‌های سنتی عددی آن‌ها را نتیجه گرفت [42].

(3) رتبه بندی کردن مدل‌های Geostatistical :

سرعت روش خطوط جریان باعث می‌شود که این روش جهت رتبه بندی کردن مدل‌های Geostatistical مخزن با رزلوشن بالا، ایده آل باشد. تکنیک Geostatistical به طور معمول در تعیین ویژگی‌های یک مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد. این تکنیک تعداد زیادی مدل مخزن، که با اطلاعات متنوع و گسترده‌ای از مخزن مطابقت می‌کند، تولید می‌نماید. هر کدام از این مدل‌ها یک توصیف پذیرفتنی و قابل قبولی از مخزن ارائه می‌دهند. روش خطوط جریان یک فرایند سریع جهت رتبه بندی کردن این مدل‌ها فراهم می‌کند [42].

(4) کارایی و سرعت محاسباتی:

یکی از مزیت‌های شبیه‌سازی بر پایه خطوط جریان در مقایسه با روش‌های سنتی، سرعت محاسباتی ذاتی این روش است. اگرچه که سرعت و کارایی این روش به قیمت ساده سازی فیزیک جریان سیال و برخی دیگر از فرضیات می‌شود، اما همچنان

¹ Swept-Volume

² Rate Allocation

در بسیاری از مسائل واقعی، شبیه‌سازی خطوط جریان جواب‌هایی را ارائه می‌دهد که در سایر روش‌ها امکان پذیر نیست.

کارایی در اینجا، حافظه و سرعت محاسباتی تلقی می‌شود. کارایی در حافظه ناشی از دو دلیل اصلی زیر می‌باشد.

(1) شبیه‌سازی بر پایه خطوط جریان، یک فرمولاسیون IMPES می‌باشد. بنابراین تنها شامل یک متغیر فشار در مسئله است.

(2) مسیر یابی خطوط جریانی و حل معادلات در راستای آن‌ها، پشت سرهم صورت می‌گیرد. در نتیجه در هر لحظه از زمان تنها اطلاعات یکی از خطوط جریانی در حافظه ذخیره می‌شود.

کارایی در سرعت محاسبات به دلایل زیر می‌باشد:

- i. مسئله سه بعدی به صورت یک سری مسئله یک بعدی در راستای خطوط جریان حل می‌شود.
- ii. تعداد خطوط جریانی به طور خطی با افزایش تعداد گریدهای فعال افزایش می‌یابد.
- iii. خطوط جریانی به تعداد کمی به روز رسانی نیاز دارند. (به دلیل اینکه مرحله زمانی بزرگی دارند) [40].

(5) این روش در تطبیق تاریخچه مخزن، Upgridding و Upscaling و کاربردهای وسیع دیگری مورد استفاده قرار می‌گیرد. جهت اطلاعات بیشتر به [40] مراجعه کنید.

کارایی شبیه‌سازی خطوط جریان بر اساس وجود معادلات یک بعدی، انتخاب مرحله زمانی بزرگ، و فرمولاسیون IMPES¹ می‌باشد. بر خلاف آن، شبیه‌سازی‌های استاندارد IMPES، در انتخاب مرحله زمانی، به علت امکان ناپایداری این روش محدودیت دارند. بنابراین رسیدن به دقت مطلوب در این روش در مقایسه با پایداری عددی منجر به ایجاد محدودیت در انتخاب مرحله زمانی می‌شود.

شاید بتوان یکی از اساسی‌ترین محدودیت مدل بر اساس خطوط جریان را فرض اینکه معادله حرکت سیال در راستای خطوط جریان یک بعدی است، دانست. وقتی این فرض نقض می‌شود (برای مثال Transverse Capillary، changing well Rates و ...) چندین مرحله زمانی نیاز است تا بتوان از کاهش دقت مدل جلوگیری کرد. و این امر منجر می‌شود که بخشی از مزیت محاسبات سریع این روش از بین برود [42].

¹ Implicit Pressure Explicit Saturation

3.2.6 مدل ریاضی مخزن بر پایه خطوط جریانی

شبیه سازی خطوط جریان بر اساس حل معادله فشار و سپس معادله اشباع که یک فرمولای سیون IMPES می باشد، عمل می کند. در این بخش، معادلات فشار و اشباع برای یک جریان چند فازی در یک مخزن، که در روش خطوط جریان مورد استفاده قرار می گیرد، نوشته می شود.

3.2.6.1 معادله فشار و اشباع در روش IMPES

معادله جریان عنصر i با n_p فاز که در یک محیط متخلخل در جریان است به صورت زیر تعریف می شود:

$$\sum_{j=1}^{n_p} \left\{ \frac{\partial}{\partial t} (\phi w_{ij} \rho_j S_j) + \nabla \cdot (w_{ij} \rho_j u_j - \phi \rho_j S_j \vec{D}_{ij} \cdot \nabla w_{ij}) \right\} = q_s \rho_j w_{ij} \quad (15-3)$$

جایی که q_s نرخ دبی سیال در تزریق کننده یا تولید کننده، w_{ij} mass fraction، عنصر i در فاز j می باشد. و u_j سرعت فاز می باشد، که طبق معادله داریسی به صورت زیر نوشته می شود.

$$u_j = - \frac{K k_{ij}}{\mu_j} \cdot (\nabla P_j + \rho_j g \nabla D) \quad (16-3)$$

P_j فشار فاز، D عمق و g ثابت گرانشی است.

برای ساده سازی معادله (15-3) فرض می شود سیال غیر قابل تراکم باشد. (تباط $\rho_j = 0$) و $(D_{ij} = 0)$ و سپس بعد از ساده سازی، معادله برای تمام عناصر جمع زده می شود. و با توجه به اینکه، $\sum_{i=1}^{n_p} w_{ij} = 1$ ، رابطه زیر حاصل خواهد شد.

$$\nabla \cdot u_t = q_s \quad (17-3)$$

سرعت کل u_t با جمع معادله (16-3) برای تمامی فازها نتیجه خواهد داد:

$$u_t = - K \cdot (\lambda_t \nabla P + \lambda_g \nabla D) \quad (18-3)$$

در رابطه بالا از فشار موئینگی صرف نظر شده است. ترکیب معادله (17-3) و (18-3) منجر به یافتن معادله فشار برای سیال غیر قابل تراکم چندفازی در محیط متخلخل می شود.

$$\vec{\nabla} \cdot K \cdot (\lambda_t \vec{\nabla} P + \lambda_g \vec{\nabla} D) = -q_s \quad (3-19)$$

معادله (3-19) یک معادله بیضی گون است و به معادله پواسون¹ معروف است، که در

آن P مجهول است. وقتی P معلوم شد، به کمک رابطه (3-18) می توان u_t را یافت.

برای یافتن معادله اشباع در روش IMPES، با فرض سیال غیر قابل تراکم، دوباره از معادله (3.15) کمک گرفته می شود. به علاوه جهت سادگی فرض می شود فازها غیرترشونده هستند، به عبارت دیگر $w_{ij} = 0$ برای $i \neq j$ و $w_{ij} = 1$ برای $i = j$. آن گاه:

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot u_j = q_{s,j,s} \quad (3-20)$$

با جایگزینی معادله دارسی، معادله (3-20)، در معادله (3-20) و حذف $\vec{\nabla} P$ به کمک معادله (3-18) به معادله زیر خواهیم رسید:

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot f_j u_t + \vec{\nabla} \cdot G_j = q_{s,j,s} \quad (3-21)$$

برای سیال غیر قابل تراکم، $\vec{\nabla} \cdot u_t = 0$ می باشد. در نتیجه معادله اشباع برای هر فاز خواهد بود:

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + u_t \cdot \vec{\nabla} f_j + \vec{\nabla} \cdot G_j = q_{s,j,s} \quad (3-22)$$

معادله اشباع یک معادله هایپربولیک است.

معادله (3-19) و (3-22) معادلات غیر خطی برای روش IMPES که در شبیه سازی های خطوط جریان استفاده می شود، می باشد. این معادلات به این دلیل غیر خطی اند که ضرایب هر کدام از این معادلات به متغیرهای مجهول (P یا S_j) وابسته است.

در روش سنتی FD معادلات اشباع و فشار به کمک روش IMPES به دست می آید و در این روش معادلات (3-19) و (3-22) در مختصات کارتیزین گسسته می شوند [6] و سپس به صورت عددی محاسبه می شوند. این امر در مخازن با ابعاد بالا منجر به پیچیدگی های محاسباتی خواهد شد. اما بر خلاف آن در روش شبیه سازی مخزن بر پایه خطوط جریان با استفاده از مفهوم خطوط جریانی معادله سه بعدی (3-22) به یک سری معادله یک بعدی تبدیل می شود (در بخش های بعد دیده می شود).

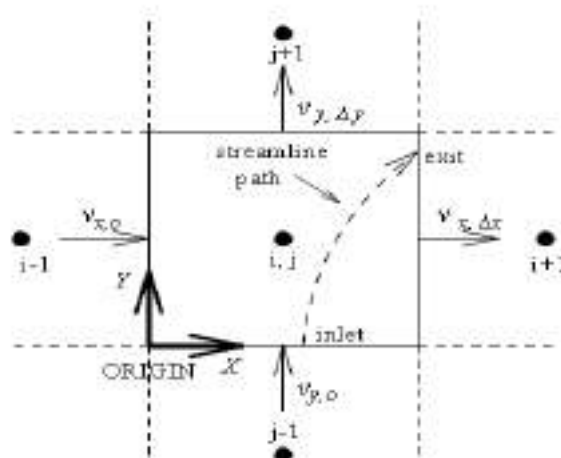
¹ Poisson Equation

3.2.6.2 پاسخ معادله فشار

برای یافتن پاسخ معادله فشار، معادله (3-19)، به کمک روش FD و مشابه روش گسسته سازی معادلات مخزن در مختصات کارتیزین عمل می-کنیم. در نهایت فشار هر گزید یافته می-شود. پس از یافتن فشار هر گزید، به کمک معادله داریسی، معادله (3-18)، بردار میدان سرعت را به منظور ردیابی مسیر خطوط جریانی می-یابیم.

3.2.6.3 توصیف تحلیلی مسیر خطوط جریانی

مسیر خطوط جریانی از تزریق کننده‌ها تا تولید کننده‌ها بر اساس توصیف تحلیلی مسیر خطوط جریانی در یک گزید توسط آقای Pollock ارائه شد. با فرض اینکه میدان سرعت در هر کدام از محورهای مختصات به صورت خطی تغییر می‌کند و از سرعت در بقیه جهت‌ها مستقل است. یک گزید دو بعدی مطابق شکل زیر، 3-4، در نظر بگیرید.



شکل 3 4 مسیر خطوط جریانی [41]

برای این گزید سرعت شبکه ای ($v = \frac{u}{\phi}$) معلوم است. (با توجه به گام‌های قبل) و همچنین یک سیستم مختصاتی و مبدا آن را مطابق شکل تعریف می‌شود. سرعت کل در جهت محور x به صورت زیر تعریف می‌شود.

$$V_x = V_{x,0} + m_x(x - x_0) \quad (3-23)$$

که m_x ، گرادیان سرعت در راستای محور x در یک گزید است.

$$m_x = \frac{V_{x,\Delta x} - V_{x,0}}{\Delta x} \quad (3-24)$$

با توجه به اینکه $V_x = \frac{dx}{dt}$ می باشد، با انتگرال گیری از طرفین رابطه (23-3) زمان لازم برای خروج از گرید در جهت x یافته می شود. به همین صورت برای محورهای دیگر این مراحل تکرار می شود. (x_i, y_i, z_i) مختصات نقطه ورودی و (x_e, y_e, z_e) مختصات نقطه خروجی خواهد بود.

$$\Delta t_x = \frac{1}{m_x} \ln \left[\frac{V_{x,o} + m_x(x_e - x_o)}{V_{x,o} + m_x(x_i - x_o)} \right] \quad (25-3))$$

$$\Delta t_y = \frac{1}{m_y} \ln \left[\frac{V_{y,o} + m_y(y_e - y_o)}{V_{y,o} + m_y(y_i - y_o)} \right] \quad (26-3))$$

$$\Delta t_z = \frac{1}{m_z} \ln \left[\frac{V_{z,o} + m_z(z_e - z_o)}{V_{z,o} + m_z(z_i - z_o)} \right] \quad (27-3))$$

با توجه به اینکه خطوط جریان از مسیری عبور می کند که کمترین زمان پرواز را داشته باشد، لذا:

$$\Delta t_m = \text{MIN}(\Delta t_x, \Delta t_y, \Delta t_z) \quad (28-3))$$

در نتیجه مختصات نقطه خروجی به صورت زیر بدست می آید:

$$x_e = \frac{1}{m_x} \ln [V_{x,i} \exp(m_x \Delta t_m) - V_{x,o}] + x_o \quad (29-2))$$

$$y_e = \frac{1}{m_y} \ln [V_{y,i} \exp(m_y \Delta t_m) - V_{y,o}] + y_o \quad (30-3))$$

$$z_e = \frac{1}{m_z} \ln [V_{z,i} \exp(m_z \Delta t_m) - V_{z,o}] + z_o \quad (31-3))$$

3.2.6.4 زمان پرواز¹

زمان پرواز (TOF) مدت زمانی است که طول می کشد در راستای خطوط جریان و با میدان سرعت در راستای خطوط جریان مسافت s را پیمود. از نظر ریاضی، زمان پرواز، τ ، به صورت زیر تعریف می شود.

$$\tau(s) = \int_0^s \frac{\varphi(\xi)}{|u_t(\xi)|} d\xi \quad (32-3))$$

¹ Time-Of-Flight

انتگرال بالا می‌تواند به کمک روابط (3-25) تا (3-27) به صورت تحلیلی محاسبه شود.

$$\tau = \sum_{i=1}^{n_{\text{blocks}}} \Delta t_{e,i} \quad (33-3))$$

که $\Delta t_{e,i}$ ، زمان پرواز محاسبه شده در گرید i ام است.

3.2.6.5 تبدیل مختصات در راستای خطوط جریانی

Blunt با نوشتن رابطه (32-3) به صورت زیر، تبدیل مختصات در راستای خطوط جریانی را انجام داد.

$$\frac{\partial \tau}{\partial s} = \frac{\varphi}{|u_t|} \quad (34-3))$$

$$|u_t| \frac{\partial}{\partial s} \equiv u_t \cdot \nabla = \varphi \frac{\partial}{\partial \tau} \quad (35-3))$$

با جایگزینی رابطه (35-3) در معادله اشباع (40-3)، داریم:

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} + \frac{1}{\varphi} \nabla \cdot G_j = \frac{q_{s,j,s}}{\varphi} \quad (36-3))$$

معادله (35-3)، معادله شبه یک بعدی تبدیل شده در راستای مختصات خطوط جریانی می‌باشد. این معادله شبه یک بعدی است، به این دلیل که ترم گرانش معمولاً در جهت و

راستای خطوط جریانی قرار نمی‌گیرد. ترم گرانش G_j ، را با فرض برابر بودن غلظت فازها در هر گرید، صفر فرض می‌کنیم. بنابراین با این فرض به معادله زیر خواهیم رسید:

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} = 0 \quad (37-3))$$

فرض‌های بسیار زیادی در معادلات بدست آمده، نهفته شده است. برای مثال، نرخ جریان در راستای هر خطوط جریان غیر قابل ترکم ($\nabla \cdot v = 0$) در نظر گرفته شده است. و همچنین خطوط جریانی با گذشت زمان تغییر نمی‌کنند (برای حذف این فرض خطوط جریانی به طور پریودیک به روز می‌شوند. همچنین جواب‌های معادلات یک بعدی باید دارای شرایط اولیه و مرزی یکسانی نظیر مسئله سه بعدی باشد. اما این فرمول نشان می‌دهد، مسئله سه بعدی حرکت سیال می‌تواند به صورت چندین مسئله یک بعدی نوشته شود. و مهمترین نکته درباره معادله بالا این است که سرعت کل در مسئله سه بعدی، در زمان پرواز هر کدام از خطوط جریانی، ناپدید شد. در نهایت جداسازی یک مسئله سه بعدی ناهمگن به چند سری مسئله یک بعدی همگن در مختصات زمان پرواز (TOF)، باعث

جذابیت این روش شده است [41].

3.3 مزایا و معایب استفاده از شبیه ساز خطوط جریانی در این پڑ و هس

مزیت اصلی شبیه سازی خطوط جریانی در مقایسه با سایر شبیه سازی ها اطلاعاتی است که بوسیله شبیه سازی خطوط جریانی می آید. دو نوع منبع داده پرکاربرد وجود دارد: اولین آنها این است که شبیه سازی خطوط جریانی می تواند حجمهای تخلیه شده و مورد تزریق قرار گرفته را به ترتیب چاه های تولیدی و تزریقی مشخص کند. همچنین می توانید بدانیم که کدام گرید با کدام چاه در چه زمانی در ارتباط است. این مناطق در تطابق تاریخچه در سطح چاه می توانید برای تصمیم گیری درباره اینکه چگونه خواص گرید استاتیک برای بهبود تطابق بین حجم های مشاهده ای و شبیه سازی کمک می کند، استفاده شود. استفاده دیگر از استفاده به عنوان یک معیار در روش های افزایش مقیاس است [42].

نوع داده دوم به تجمیع نرخ های جریان حجمی همراه با تمام خطوط جریانی که یک جفت تزریقی و تولیدی را به هم متصل می کند. بوجود می آید. با این کار فاکتورهای تشخیص چاه WAF محاسبه می شود (در صدی از جریان یک چاه به هر چاه متناظرش که با آن ارتباط دارد). بنابراین شبیه سازی خطوط جریانی یک راه حل ساده را به مسائل بحث برانگیز برای مرتبط سازی حجم های تزریقی تولیدی پیشنهادی می داد. این داده ها برای آنالیز الگو و مدیریت مؤثر جریان ها ضروری می باشد [43].

سرعت محاسبتی و بازدهی بالای مموری از ویژگی های مهم شبیه سازی خطوط جریانی می باشد. بدلیل اینکه مساله انتقال که سخت ترین و محاسبتی ترین مرحله در شبیه سازی مخزن است بطور موثری در خطوط جریانی یک بعدی حل شده و خطوط جریانی در بازه های زمانی تعریف شده توسط کاربر بروز رسانی می شود. شبیه سازی خطوط جریانی از روش های تفاضل محدود بسیار سریع تر هستند. مهم ترین کاربرد این بازدهی بالای شبیه سازی گریدهای ریز با جزییات زمین شناسی بسیار بالاست [44].

با این حال فقط سیستم های کم تراکم پذیر که در آنها فیزیک جریان اصلی جابجایی نفت درجا بوسیله سیال تزریقی است برای شبیه سازی خطوط جریانی مناسب است. مانند سیلاب زنی یا تزریق امتزاجی گاز یا هر دو. این مسائل انتقال محور (یعنی بر اساس گرادیان فشار) هستند بیشتر از اینکه بر اساس فشار مطلق باشند. این موارد با مدل تفاضل محدود سخت حل شده و استفاده از شبیه سازی خطوط جریانی رویکرد کامل تری برای آنالیز مهندسی مخزن است. اما مسائلی که با فیزیک جریان پراکنده مانند انبساط گاز و فشار

مویبندی در ارتباطند بویسله شبیه سازی خطوط جریانی به سختی حل می شوند زیرا جهت جریانی مشخصی ندارد [45].

بزرگ ترین عیب شبیه سازی خطوط جریانی به این بر می گردد که دارای گرید دو گانه اند و فرض می شود که خطوط جریانی از همدیگر مستقل هستند. گرید دو گانه مستلزم تصویر کردن مکرر متغیرهای حل مساله (فشار و ترکیب کلی) بین گرید اورلین استاتیک و لانگران ژین دینامیک است که به روشی ختم می شود که موازنه جرم دقیقی ندارد. همچنین مستقل بودن خطوط جریانی از یکدیگر به ضرر در نظر گرفتن فیزیک مسائلی است که با جریان اصلی جریان متقاطع اند مانند در نظر گرفتن گراویته، فشار اشباع، بخش شدگی و اثرات حرارتی معکوس [46].

3.4 کاربرد های خطوط جریانی در مدیریت مخزن تحت تزریق امتزاجی

3.4.1 نظارت و صیانت جریان:

نظارت و صیانت جریان ارتباط هوشمندانه حجم های چاه تولیدی تزریقی از داده های تولیدی تزریقی مشاهده شده است و معمولا شامل شبیه سازی جریانی نمی شود. نظارت بر جریان به فاکتورهای تخصیص چاه بستگی دارد. قبلا فاکتورهای تخصیص چاه ها برای تولید کننده ها با استفاده از الگوی هندسی ثابت استفاده می شده است که نزدیک ترین تزریق کننده ها به آن و زاویه باز آن تخمین زده می شود. برای سیلاب های چند چاه این الگوها وقت گیرند و به شخص مطالعه کننده میدان بستگی دارند به این خاطر است که نظارت بر مبنای الگو به ندرت انجام می شود [47].

به دلیل اینکه خطوط جریانی تولید کننده را به تزریق کننده وصل می کند، مجموعه ای از این خطوط جریان حجمی بین این دو را مشخص می کند. از همه مهم تر شبیه سازی خطوط جریانی مفهوم الگو را از الگوی هندسی ثابت به الگوی بر پایه تزریقی دینامیک تغییر داد. یک الگو شامل یک تزریق کننده و تولید کننده هایش در زمان مشخصی در لحظه می شود. این الگوی دینامیک است زیرا اتصالات با زمان تغییر کرده و هیچ جریان خروجی و ورودی از این الگو وجود ندارد. برای مشخص کردن خطوط جریانی فقط محاسبه میدان سرعت ضروری است. به این خاطر به حد اقل یک گرید استاتیک اورلین با خواص بتروفیزیکی همراهش، مکان چاه ها و حجم های تولیدی و تزریقی تاریخی نیاز داریم.

بدلیل اینکه فاکتورهای تخصیص چاه اتصال مخزن را نشان می دهند. فرض هایی درباره گسل ها یا سایر خواص فضایی بر محاسبات فاکتورهای تخصیص چاه مؤثر است. واحدهای جریان عمده و خواص زمین شناسی کلی مهم اند اما خواص ریز مقیاس مانند

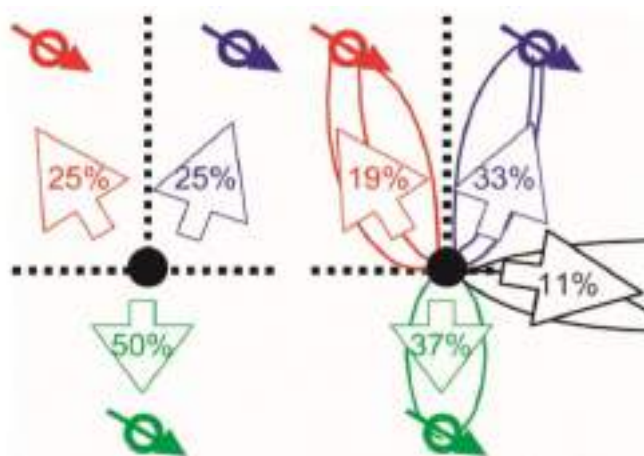
تراوای‌های بین چاهی تاثیر چندانی بر فکتورهای تخصیص چاه‌ها ندارد. به این دلیل است که فکتورهای تخصیص چاه‌ها به شدت تابع مکان چاه‌ها و نرخ‌های حجمی می‌باشند که وابسته به زمین شناسی و اتصال مخزن است [48].

یک مدل نظارتی بر مبنای خطوط جریان مانند یک مدل شبیه‌سازی جریان نیست. خطوط جریانی فقط برای محاسبه اتصال جفت چاه‌ها استفاده می‌شود. این محدودیت باعث سبک کردن بار محاسباتی شده اما از مدل قابلیت پیش‌بینی را می‌گیرد. وقتی فاکتورهای تخصیص چاه محاسبه شده‌اند. آن‌ها در نقشه الگوی جریان نشان داده شده که جریان حجمی بین چاه‌ها و قدرت‌ش را نشان می‌دهد. سپس فاکتورهای تخصیص چاه برای تولید نمودارهای انطباق استفاده می‌شوند. تولید نفت متناظر مقابل حجم تزریقی کننده یا الگو. دقت مدل نظارت مخزن بر پایه خطوط جریانی بخاطر میزان آسانی آن می‌باشد که مهندس مخزن می‌تواند یک الگو را آنالیز کند [49].

در این قسمت تشخیص‌های نظارتی بر اساس روش کلاسیک با الگوی ثابت در مقابل الگوهای با مرکز تزریق کننده متغیر را بررسی می‌کنیم.

3.4.1.1 نظارت کلاسیک (الگوهای ثابت و WAF هندسی)

فاکتور تخصیص چاه هندسی GWAF بر اساس زاویه باز رو به جریان بین تولید کننده و الگوهای تزریقی فعال متناظر همسایه که تولید کننده به آن تعلق دارد محاسبه می‌شود. هر فاکتور تخصیص چاه هندسی مجدداً برای سنجش باز یا بسته بودن چاه تزریقی دوباره محاسبه می‌شود. مجموع فاکتور تخصیص چاه هندسی در هر الگو ۱۰۰ درصد می‌باشد. دلائل اصلی که در نظارت مخزن الگوهای ثابت تعریف می‌کنیم عبارت است از شناسایی جریان بین الگویی و فاکتورهای بازیافت الگو [47].



شکل 5 3 چگونگی تخصیص تولید به الگوهایی که چاه تولیدی به آن اختصاصی دارد برای GWAF و Flow Based WAF [47].

3.4.1.2 نظارت کلاسیک (الگوهای ثابت و WAFهای بر پایه جریان)

از مدل سنتی هندسی بهترند زیرا محدودیت‌های ذاتی فاکتورهای تخصیص چاه هندسی را ندارند (مثلا اجبار به محاسبه زاویه باز به جریان) فاکتورهای تخصیص چاه بر پایه جریان موقعیت چاه‌ها، نرخ‌های چاه‌های، مکان‌ها و نرخ‌های چاه‌های فعال همسایه را نشان می‌دهد. جمع نقاط در داخل الگو برابر با ۱۰۰ در صد نمی‌شود.

در این حالت اگر جمع تولیدات در یک چاه به ۱۰۰ در صد نرسید، مقدار اضافی به چاه تزریقی خارج از الگو تعلق می‌گیرد که مربوط جریان ورودی به الگو inflow یا خروجی از الگو outflow است و در FWAها با تغییر در تزریق کننده یا تولید کننده تمام‌ها تغییر می‌کند [47].

3.4.1.3 الگوهایی با مرکز تزریق کننده متغیر (WAFهای بر پایه جریان)

در حقیقت، جریان منحصراً به فرد یک الگوی خاص ثابت نمی‌شود و به نرخ‌های چاه و زمین شناسی مخزن وابسته است. در فاکتور تخصیص چاه ثابت مشکل این بود که اپراتور نمی‌دانست که چقدر باید نرخ‌های چاه را به منظور بالانس کردن الگوهای ثابت تغییر دهد. یک جایگزین مناسب الگوهای دینامیک با مرکزیت آن دسته از چاه‌های تزریقی اند که تولید کننده‌های متناظرشان آن‌هایی‌اند که تزریق کننده در هر بازه زمانی بدون توجه به موقعیت آن‌ها را ساپورت می‌کند. تولید کننده‌های متناظر هم با محاسبه خطوط‌های متصل بر هر تزریق کننده شناسایی و در نقشه الگو جریان FPmap به نمایش گذاشته می‌شوند. به علاوه جریان‌های خطوط جریانی به گونه‌ای محاسبه می‌شوند که فاکتورهای تخصیص الگو با تغییر در الگو ثابتند. پیشبینی‌های کلیدی برای نظارت الگو متغیر برای مشخص کردن الگو تزریق شامل موارد زیر می‌شود [50].

مورد اول نمودار (تولید نفت متناظر تجمعی در مقابل تزریق تجمعی) می‌شود. همانطور که در شکل 3-4 نشان داده شده است، با رسم نفت تزریقی تجمعی برای الگوها در مقابل آب تزریقی تجمعی برای الگوها بدست می‌آید.



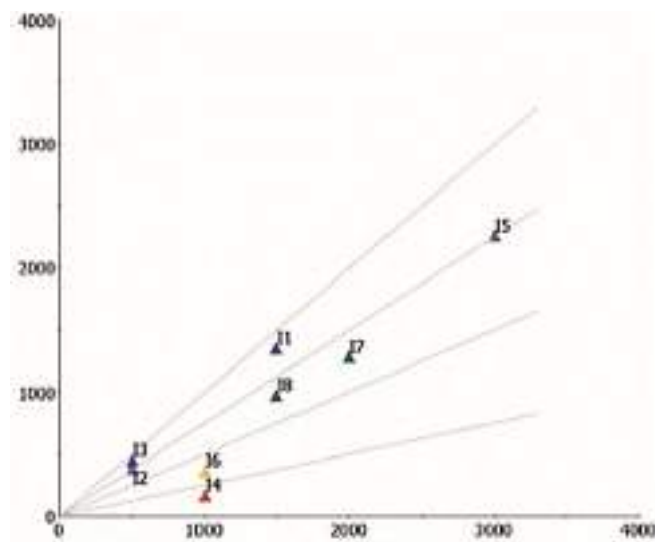
شکل 6 3 نمودار تولید نفت متناظر تجمعی در مقابل تزریق تجمعی [42].

این نمودار بسیار پرکاربرد است و بازدهی هر الگو را برای ما مشخص می‌کند. هر چه نسبت نفت تولیدی به آب تزریقی بیشتر باشد، یعنی هر چه نمودار به سمت بالا و گوشه چپ متمایل شود، ان الگو دارای بازدهی بالاتری می‌باشد. از این مدل نمودار برای تشخیص انی و نظارت بر عملکرد چاه‌های تزریقی در هر لحظه از زمان استفاده می‌کنند [44].

مورد دوم نمودار (نرخ نفت متناظر کنونی در مقابل نرخ تزریقی) می‌باشد که به ان نمودار بازده تزریق نیز می‌گویند و در شکل نشان داده شده است. برای هر الگو با هر چاه تزریقی فرمول ان بصورت زیر است:

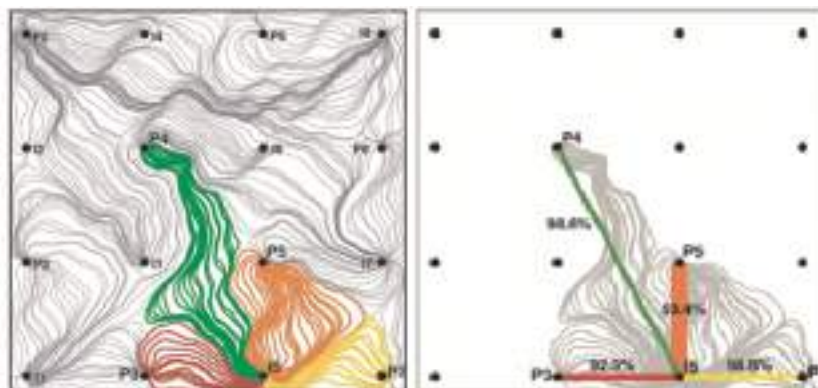
$$IE = \frac{\text{offset oil production}}{\text{water injection}} \quad (3-38)$$

صورت کسر بیانگر مقدار نفت تولیدی مرتبط با چاه تزریقی و مخرج کسر بیانگر کل آب تزریقی می‌باشد. این نمودار هم مانند نمودار قبلی در تصمیم گیری‌های انی و ارزیابی الگوها و چاه‌های تزریقی اهمیت دارد و تزریق کننده‌ها و الگوهای خوب را از بد جدا می‌کنند.



شکل 3 7 نمودار نرخ نفت متناظر کنونی در مقابل نرخ آب تزریقی [47].

مورد سوم نقشه الگوی جریان یا است که نماینگر داده‌های مربوط با خطوط جریانی مانند فاکتورهای تخصیص چاه، الگوهای تزریقی و تولیدی و قدرت هر الگو و اتصال می‌باشد. همانطور که در شکل مشخص است. قطر هر اتصال نماینگر قدرت آن و میزان حجم سیال جا بجا شونده در آن و رنگ آن نماینگر یک جفت چاه تزریقی تولیدی خاص است [44].



شکل 3 8 نمایش نقشه الگوی جریان در سمت راست بر اساس خطوط جریانی که در شکل سمت چپ مشخص است [47].

3.4.2 شبیه سازی جریان

یک مدل شبیه سازی جریان از مدل نظارت مخزن به این دلایل متفاوت است که اینجا یک مرحله انتقال سیال در هر خط جریانی وجود دارد و در نتیجه می تواند برای مدل سازی عملکرد گذشته و آینده مخزن استفاده شود. مدل های تفاضل محدود از لحاظ محاسباتی هزینه بر باشند، مانند بهینه کردن یا آزمایش مدل های میدان کامل با توصیفات زمین شناسی جزئی، صدها چاه و چندین سال تولید [60].

با داشتن عدم قطعیت های زیادی در پرامتری های مدل، مخصوصاً پرامتری های زمین شناسی، تخمین گستره عدم قطعیت به وسیله استفاده از شبیه سازی خطوط جریانی بسیار ارزشمندتر از یک شبیه سازی تفاضل محدود هزینه بر می باشد. وقتی که سایز مدل زیاد و تعداد چاه ها و پچیدگی جریان بیش از حد است، مزیت سرعت پیشنهاد شده بوسیله شبیه سازی خطوط جریانی امری ضروری است. یک مثال خوب مدل تزریق گاز امتزاجی کلی است، این مدل ها تحت شبیه سازی تفاضل محدود هزینه بر و سخت هستند اما می توانند بطور موثری در محدوده بازه زمانی چند ساعته بوسیله شبیه سازی خطوط جریانی حل شوند. در این روش نیاز نیست مدل به بخش های تقسیم شده و مساله گذشتن جریان در مرزها نادیده گرفته شود که بعضاً تنها راه اجرای یک مدل تفاضل محدود است.

همچنین، در نتیجه سرعت و بازدهی بالا، وضوح بیشتر توزیع سیال در چاه باعث پیدا کردن مکان چاه پرکننده برای تخلیه نفت باقی مانده یا ارزیابی دقت استراتژی ازدیاد برداشت است. سرعت زیاد همچنین اجازه انالیز حساسیت بیشتر در بین پرامتری های ورودی (تراوای نسبی، سیال، مرزهای مشترک، مکان و قدرت ابدها) راه می دهد. کسانی که با شبیه سازی مخزن سر و کار دارند بر این باورند که اجرای انالیز حساسیت بخش مهمی از فاز ساخت مدل است [43,37].

با توجه به این که روند شبیه سازی خطوط جریانی سریع تر و ساده تر است اما داده های لازم برای شروع و اجرای مدل شبیه سازی خطوط و تفاضل محدود تفاوتی نمی کند و به همان داده های مدل تفاضل محدود نیاز دارد (یک گرید استاتیک همراه با خواص سنگ، داده های، مکان چاه ها و داده های تولیدی). در نتیجه فاز ساخت مدل در شبیه سازی خطوط جریانی همانند تفاضل محدود طاقت فرسا می باشد [50].

3.4.3 تطابق تاریخچه:

تطابق تاریخچه بر پایه چاه سخت ترین و وقت گیر ترین کار برای مهندسین مخزن است. صنعت به این نتیجه رسیده است که مهمترین عنصر در تطابق تاریخچه توصیف زمین شناسی دقیق مخزن است. اگر تطابق تاریخچه به عنوان مساله بهینه سازی خالص در نظر گرفته شود، سپس صدها و شاید هم هزاران شبیه سازی جریان برای یافتن تطبیق لازم است. در نتیجه سرعت شبیه سازی خطوط جریانی برای محاسبه سریع ترین راه حل

بهینه استفاده می‌شود.

در ابتدا خطوط جریانی منطقه تخلیه همراه با هر چاه را مشخص می‌کند. این مرحله مشخص کردن مناطقی را بر اساس جریان مهیا می‌سازد که بیشترین احتمال تغییر در پاسخ تولید چاه‌ها مد نظر را دارد. در مرحله دوم به دلیل این که سیالات در طول خطوط جابجا می‌شود. الگوریتم‌های تطابق تاریخچه بر اساس خطوط جریانی می‌توانند مشخص کنند که به منظور بهبود تولید در یک چاه خاص آیا سیالات سریع تر حرکت می‌کنند یا کندتر و در چه مقداری این اتفاق رخ می‌دهد[52].

همیشه این سؤال وجود دارد که چه سناریوی زمین شناسی اولیه‌ای صحیح می‌باشد. بر طبق نظر نویسندگان، نشانه یک شروع اشتباه تغییرات عمده در خواص استاتیک است که نشان می‌دهد که الگوریتم فرای منطق پیش می‌رود. تطابق تاریخچه بر اساس خطوط جریانی می‌تواند مدل زمین شناسی استاتیک را برای به حساب آوردن داده‌های تولید اصلا ح کند و همزمان معیارهای پیش‌بینی پرکاربردی را فراهم کند که به مهندسين مخزن در تصمیم گیری کمک می‌کند. برای مخازن خیلی بزرگ با چندین چاه، خطوط جریانی زمان چرخه کمتری نسبت به سایر مدل‌ها دارد[53].

3.4.4 مدیریت جریان:

هدف اولیه تطابق تاریخچه ایجاد مدلی است که می‌تواند با اطمینان برای اهدافی مانند پیش‌بینی و برنامه ریزی استفاده شود. مهندسان به این هدف بوسیله تکمیل مجدد یا زدن چاه‌های جانبی از چاه‌های موجود، تطبیق چاه‌ها، حفر چاه‌های پرکننده، بالانس مجدد نرخ های تزریقی تولیدی، اجرا یا بهبود (EOR) یا مخلوطی از تمام اینها دست می‌یابند.

بدون توجه به گزینه انتخاب شده، مدیریت مؤثر جریان‌های قدیمی بطور کلی یک مسئله بهینه‌سازی است. پس تکیه به سرعت و بهینه بودن شبیه‌سازی عددی قابل توجه است. تفاوت این با نظارتی که در آن حجم‌های نفت به سادگی با استفاده از فاکتورهای تخصیص چاه مشخص شده است این است که مرحله انتقال در طول هر خط جریانی همراه با خط اتصال یک جفت چاه در بازه زمانی (دلتا تی) حل می‌شود. در نتیجه تمام اتصالات نقشه تفاضل محدود میتواند با حجم‌های نفت شبیه‌سازی شده همراه شوند.

دانستن حجم‌های نفت در بین جفت چاه محاسبه‌ای بازده ای تزریق برای آن اتصال را که نسبت نفت تولید شده به حجم تزریقی است محیا می‌سازد. محاسبه چنین معیاری ویژه شبیه سازی خطوط جریانی می‌باشد[51].

همچنین این ویژگی میتواند شناسایی عدم بالانس جاروب در بین جفت چاه‌ها مانند آب خارج شده از چاه تولیدی که مربوط به یک چاه تزریقی خاص است را مشخص کند. بازدهی تزریق بین چاهی نیز می‌تواند برای مدیریت فعال سیلاب بر روی یک پایه الگوی خاص بوسیله منتقل کردن حجم‌های تزریقی از اتصالات ضعیف به قوی از طریق تغییر

نرخ چاه استفاده شود. بازدهی تزریقی هر چاه تزریقی یا الگو می‌تواند توسط نمودار مورد دوم در بخش نظارت بر مخزن خلاصه شود که نفت تولیدی متناظر را در مقابل حجم تزریقی نشان می‌دهد. این نمودار بازده تزریقی را که یک تصویر ارزشمند از عملکرد هر چاه تزریقی و موقعیت کلی یک جریان است را نشان می‌دهد. این معاری است که به تغییر گام در مدیریت مخزن می‌انجامد [51,37].

4 فصل چهارم: بحث و بررسی نتایج

4.1 شبیه سازی میدان بازرگان

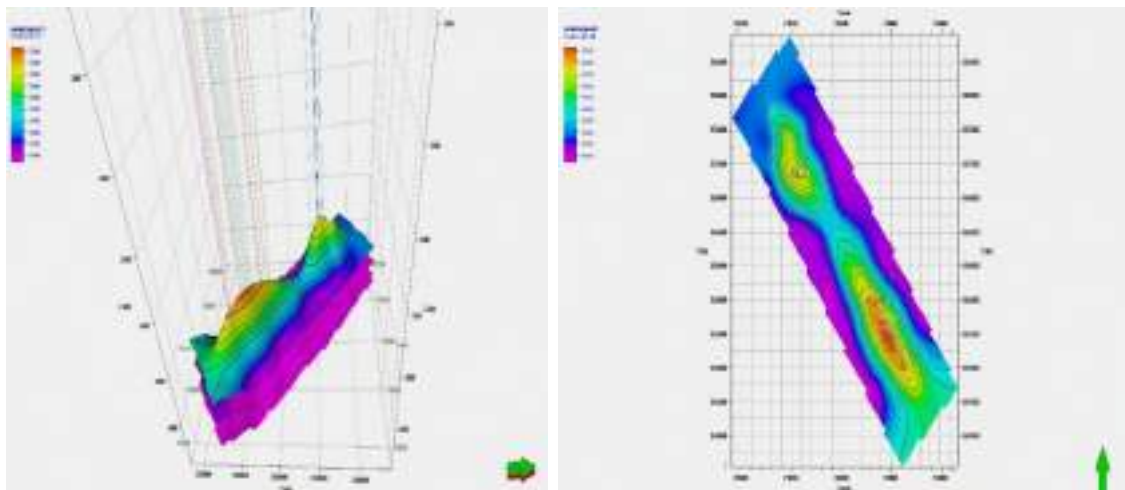
میدان نفتی بازرگان یکی از مهم ترین میدان های نفتی جنوب کشور عراق است، که نفت خود را مدیون سازند نفتی مشرف در طبقه (mb21) است. اولین چاه اکتشافی این میدان در سال 1969 حفاری گردید و وجود نفت در سازند مشرف

را تایید کرد.

این میدان در سال 1976 شروع به تولید کرد و تاکنون در چرخه تولید است و به-دلیل اهمیت فراوان، تا-کنون مطالعه-های گوناگونی در مورد آن صورت گرفته است. همان-گونه که قبلا بیان شد، در این پژوهش بحث ازدیاد برداشت این میدان، توسط گاز امتزاجی و در دو محدوده بین چاهی و درون چاهی مورد بررسی قرار گرفته و در ادامه به صورت کامل بیان خواهد شد.

شکل 4 1 نقشه جغرافی میدان بازرگان که در جنوب کشور جمهوری عراق واقع است.

با توجه به اطلاعات موجود، این میدان تا سال 2003 دارای 18 چاه تولید و 3 چاه تزریقی بوده است. بنابراین در مجموع 21 چاه بوده که به-صورت غیر متقارن در دو تپه بنام تپه شمالی و تپه جنوبی وجود داشته است. این تپه-ها و موقعیت آنها در شکل 4-2 آمده است.

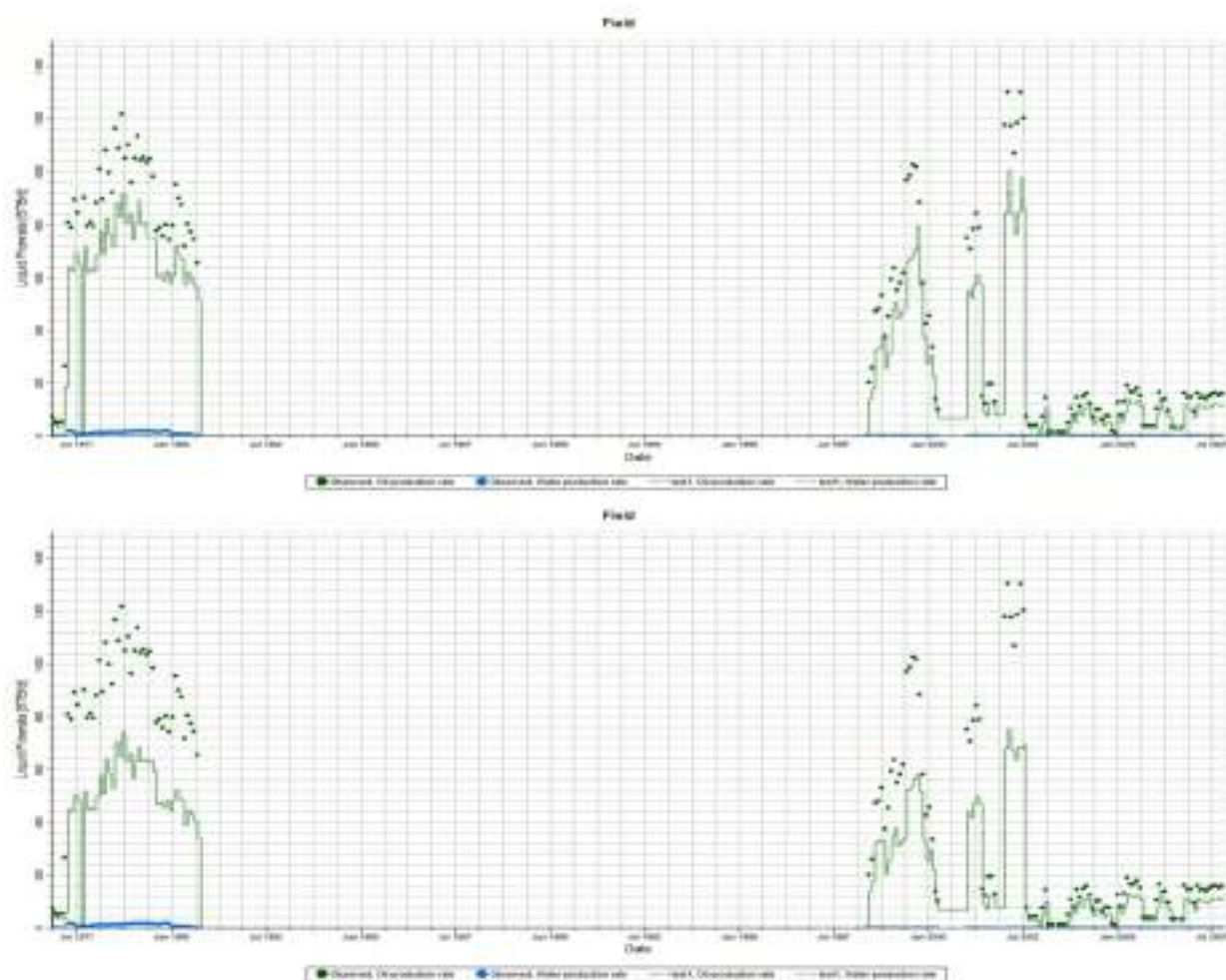


شکل 4 2 نمای کلی از میدان طراحی شده، در سمت راست نمای جانبی میدان و در سمت چپ نما از بالای میدان را نشان میدهد.

4.2 تطبیق تاریخچه برای میدان طراحی شده

یکی از مهم-ترین فرایندهای شبیه‌سازی، تطبیق تاریخچه است که به-منظور حصول

اطمینان از شبیه‌سازی صورت گرفته با حالت میدان واقعی انجام می‌شود. برای این کار نیاز به اطلاعات مشاهده‌ای¹ میدان واقعی برای بازه‌ای از زمان است که خوش-بختانه این اطلاعات در دسترس است. نتایج شبیه‌سازی این پژوهش، بیشتر از 85% با تاریخچه منطبق بوده، که عدد قابل قبولی است.



شکل 4-3 خروجی نرم افزار پترل برای عملیات تطبیق تاریخچه. شکل بالا برای بعد از تطبیق تاریخچه و شکل پایین برای حالت قبل از انجام تطبیق تاریخچه است.

¹ observation

4.3 تعریف استراتژی-های شبیه-سازی

به-منظور اجرای هرچه بهتر این پژوهش از استراتژی-های متفاوتی استفاده شده که در ادامه، هر کدام توضیح داده خواهد شد.

4.3.1 استراتژی اول (استراتژی اجرای ساده):

هدف از انجام این استراتژی، دریافت روند کلی مخزن و چاه-ها است تا بتوان استراتژی-های دیگر را به-صورت بهینه و ایمن طراحی و اجرا کرد. شرایط انجام این استراتژی به-صورت زیر است:

1- برای هر چاه تولیدی، مقدار دبی STB/D 400 تعیین گردید. این عدد از میانگین دبی تولیدی از سال 1376 تا 2003 حاصل به دست آمده است، تا همه چاه-ها بتوانند به-صورت ایمن تولید کنند.

2- به-منظور حصول یک تولید پایدار، فشار ته چاهی تولیدی psia 2000 انتخاب گردید.

3- میزان برش آب برابر 0/6 % تعیین گردید.

4- در این استراتژی دبی تزریق چاهها صفر بوده و هیچ تزریقی صورت نخواهد گرفت.

4.3.2 استراتژی دوم (تزریق گاز امتزاجی):

این استراتژی مانند استراتژی تولید ساده است، با این تفاوت که:

1- برای چاه-های تزریقی، گزینه تزریق گاز باید فعال گردد. در اینجا برای هر چاه تزریقی، دبی تزریق گاز MSCF 6000 تعیین گردید.

2- مقدار فشار ته چاهی تزریقی حداقل psia 8500 تعیین گردید تا از حصول تزریق امتزاجی در اولین تماس اطمینان حاصل گردد.

نکته مهم در این استراتژی، نحوه محاسبه مقدار حداقل فشار امتزاجی در اولین تماس است که در این پژوهش، برای این کار از برنامه PVTi استفاده شد.

لازم به ذکر است که از گاز تزریقی نیتروژن (N_2) به منظور اعمال فرایند تزریق امتزاجی استفاده شد، زیرا طبق بازدید صورت گرفته منبع تولید و ذخیره نیتروژن در محل مورد نظر وجود دارد.



شکل 4 4 عکس بازدید از میدان بازرگان جهت انجام تحقیقات لازم در خصوص پروژه تعریف شده.

4.3.3 استراتژی سوم (بهینه-سازی دبی تزریقی گاز امتزاجی):

این فرایند بهینه‌سازی نفت، در گستره بین چاهی (مخزنی) انجام شده است، که به کمک شبیه‌سازی خطوط جریانی قابل اجرا است. هدف این بهینه-سازی تغییر دبی چاه‌های تزریقی است، به گونه‌ای که بتوان بیشینه مقدار ممکن نفت را برداشت نمود. به عبارت دیگر، به چاه‌های تزریق-تولید که باهم ارتباط خوبی دارند، ضریب تزریق بیشتری اختصاص داده شده و بیشترین نفت ممکن تحت فرایند تزریق امتزاجی قرار می‌گیرد و در نتیجه جاروب بیشتر نفت حاصل می‌شود.

4.3.4 استراتژی چهارم (بهینه-سازی درون چاه-ی):

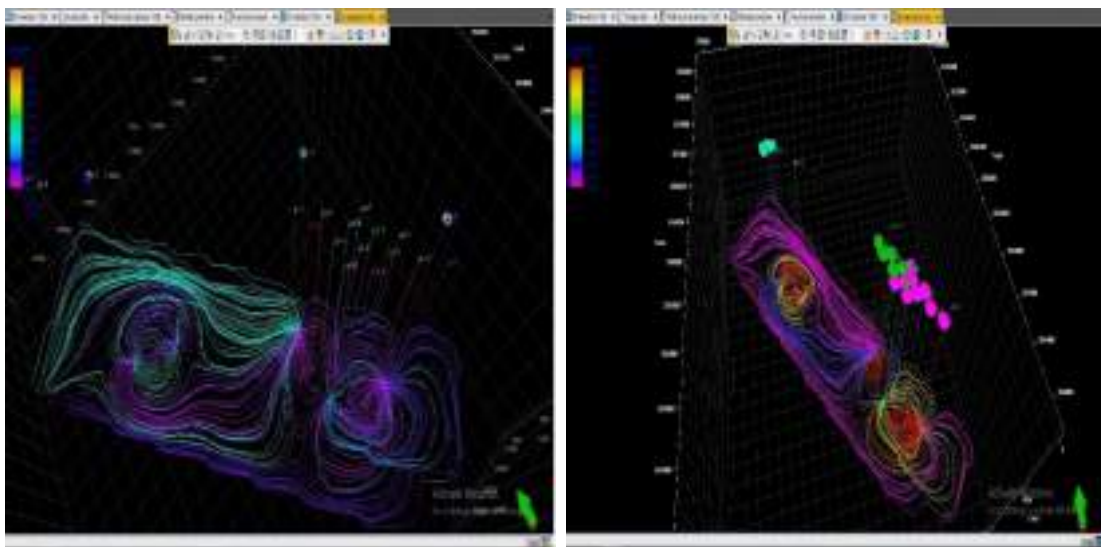
این استراتژی شامل بهینه-سازی سیال تولیدی در درون چاه است، به گونه‌ای که با در

نظر گرفتن رژیم-های جریان مختلف، بتوان بیشترین و امن-ترین تولید نفت از چاه را حاصل نمود. به-دلیل اینکه این بهینه-سازی برای اولین بار مطرح می-شود و نوآوری این پروژه است، به-طور مفصل بررسی و توضیح داده خواهد شد.

4.4 اجرای استراتژی دوم (تزریق گاز امتزاجی ساده):

همانطور که قبلاً بیان شد، منظور از نظارت مخزن عبارت است از: مشاهده لحظه-ای و بصری مناطق جاروب شده توسط فرایند معین، توانایی‌های تصمیم‌گیری‌های فوری، مقایسه عملکرد الگوهای جریانی، مقایسه عملکرد چاه‌های تزریقی و سایر امکانات بصری، که فقط و فقط بوسیله خطوط جریانی امکان-پذیر می-باشد.

در اینجا با توجه به مدلی که ساخته شده، در ابتدا یک شمای کلی از خطوط جریانی از استراتژی دوم اعمال گردیده است که بر اساس نقت تولیدی از چاه‌های تولیدی و گاز خروجی از چاه‌ها تزریقی در سال 2040/01/01 است. تصاویر حاصل از این شبیه-سازی در شکل 4-5 نشان داده شده است.

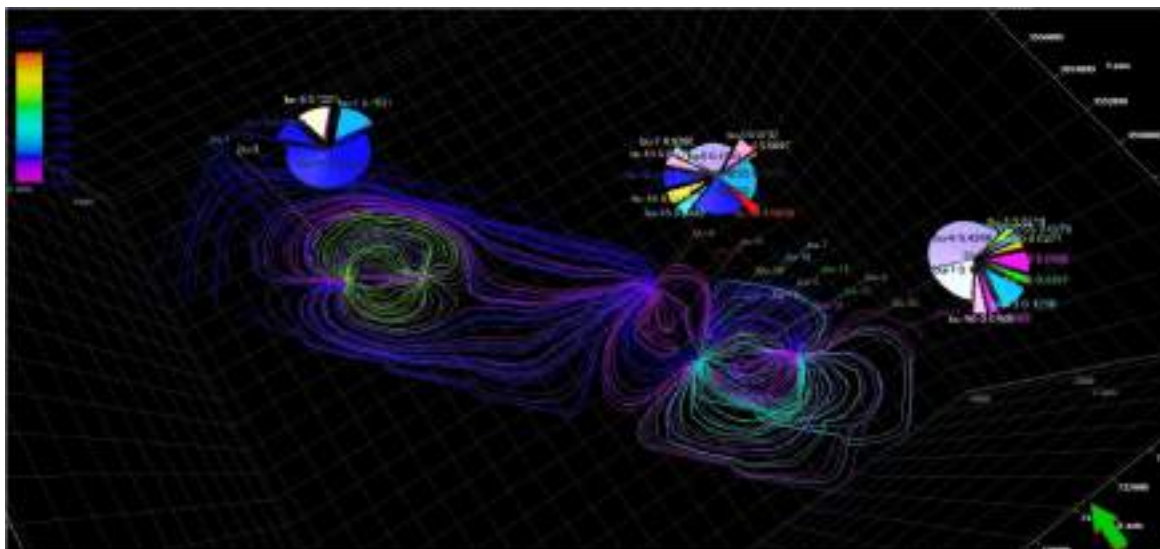


شکل 4 5 خروجی‌های شبیه-سازی خطوط جریانی؛ سمت راست گاز خروجی از چاه‌ها تزریقی و در سمت چپ نقت تولیدی در سال 2040/01/01.

نکته قابل توجه این است که در هر بازه زمانی مشخص شده، می‌توان تغییر حالت جریان را مشاهده کرد.

یکی از مزیت‌های خطوط جریانی، فاکتورهای تخصیص چاه‌ها است که در نرم افزار پترل نیز وجود دارد، و امکان رسم خطوط جریانی بر حسب آب تولیدی و گاز تولیدی در چاه‌های تولیدی را به کاربر می‌دهد. به عبارت دیگر، توانایی تشخیص اینکه در هر چاه تولیدی چند درصد از یک سیال تولیدی خاص توسط یک تزریق کننده خاص تامین می‌شود را فراهم می‌نماید.

در شکل 4-6 به وضوح مناطقی که تحت تزریق هستند مشخص می‌شوند و می‌توان عملکرد کلی این فرایند تزریق را بررسی کرد.



شکل 4-6 خروجی شبیه‌ساز خطوط جریانی برای گاز خروجی از چاه‌ها تزریفی میدان بازرگان.

علاوه بر مزیت بالا، خطوط جریانی امکان مشاهده درصد تولید و یا تزریق مرتبط به دو چاه تزریق-تولید متناظر را بصورت نمودارهای دایره-آی در بالای هر چاه نشان می‌دهد، که به راحتی می‌توان درصد تاثیر-گذاری چاه‌های تزریقی و تولیدی بر یکدیگر را مشاهده و بررسی نمود. در واقع فاکتورهای تخصیص چاه‌ها را علاوه بر حالت جدولی، می‌توان بر روی خود شکل، مانند شکل 4-6 نیز مشاهده نمود.

همانطور که در شکل 4-6 مشخص است فاکتورهای تخصیص چاه‌ها تولیدی مرتبط با چاه‌های تزریقی معلوم می‌باشد. در این لحظه مشخص است که کدام چاه‌های تولیدی بیشترین تاثیر را از چاه‌های تزریقی می‌پذیرد.

جدول 4-1 نمایانگر اطلاعاتی است که در بازه زمانی 2040/01/01 از میدان گرفته شده است. همانطور که در جدول نیز مشخص می‌باشد، یک شبیه‌ساز خطوط جریانی می‌تواند اطلاعات بسیار ارزشمندی در اختیار یک مهندس مخزن، جهت امور مدیریتی

قرار دهد. این اطلاعات شامل نرخ‌های تمام سیالات هر اتصال بین دو چاه، فشار اتصال و فاکتور تخصیص چاه می‌باشد.

جدول 4 1 اطلاعات منحصر به فرد شبیه-ساز خطوط جریان برای چاه BU-8 و تولید کننده-های مرتبط با آن در سال 2040/01/01.

Start WellId	End WellId	Date	OilProd Rate	GasProd Rate	WtrProd Rate	GasInj Rate	Pressure	AlloFac
BU-8	BU-6	1/1/2040	74.67	60.85	142.46	658.47	5408.44	0.37
BU-8	BU-7	1/1/2040	16.1	13.43	92.86	257.95	5429.55	0.31
BU-8	BU-15	1/1/2040	37.29	31.11	28.74	164.96	5381.72	1
BU-8	BU-18	1/1/2040	12.74	10.62	289.59	563.38	5385.78	1
BU-8	BU-13	1/1/2040	51.71	43.06	297.22	616.41	5367.38	1
BU-8	BU-3	1/1/2040	28.13	23.6	30.11	126.14	5369.11	1
BU-8	BU-20	1/1/2040	96.71	79.93	101.77	410.31	5353.64	1
BU-8	BU-11	1/1/2040	186.5	153.37	22.15	452.75	5379.57	1
BU-8	P-edge/BU-8	1/1/2040	0	0	0	349.69	5422.03	0

4.5 پیاده سازی استراتژی سوم (بهینه-سازی و مدیریت الگوی جریان در تزریق گاز امتزاجی)

به-منظور افزایش تولید میدان و متعاقباً افزایش ضریب بازیافت، بدون انجام کارهای فیزیکی مانند حفر چاه‌ها جدید، تغییر سناریو تزریق یا حداقل تبدیل چاه‌ها تولیدی به تزریقی، می-توان از روش-های الگوریتم بهینه-ساز استفاده کرد. این روش فقط نیازمند داده-های مناسب و دقیق و پیاده سازی یک الگوریتم معین جهت تغییر نرخ چاه‌های خاص در زمان مشخص است.

در اینجا بوسیله مفاهیم خطوط جریانی، یک الگوریتم ساده برای افزایش ضریب بازیافت میدان و متعاقباً افزایش تولید تجمعی نفت و یا کاهش تزریق تجمعی گاز به-کار گرفته شده است. اساس و پایه این الگوریتم به این صورت می-باشد که برای هر اتصال بین چاه تزریقی و تولیدی یک ضریب اتصال بدست می-آید که به صورت رابطه (4-1) می

باشد:

$$e_i = \frac{\text{oil production from a bundle}}{\text{gas injection into the bundle}} \quad (4-1)$$

این نسبت نفت تولیدی از یک چاه به ازای گاز تزریقی از چاه متناظر را مشخص می-کند، بنابراین هر اتصال دارای یک ضریب بازدهی می-باشد. الگوریتم مذکور برای بهینه-سازی الگوی تزریق بصورت مرحله به مرحله در زیر ارائه شده است.

الف- محاسبه بازدهی تزریق کل مخزن $\bar{e}$: در این مرحله ضریب تزریق برای کل مخزن ($\bar{e}$) از تقسیم کل نفت تولیدی در مخزن بر کل گاز تزریقی بدست می-آید، از این بازدهی بعدها به عنوان معیاری برای رتبه-بندی و تغییر نرخ سایر چاه-ها استفاده می-شود.

ب- محاسبه بازدهی اتصال برای هر اتصال بین یک جفت چاه تزریقی و تولیدی: با توجه به رابطه-ای (4-1)، می-توان ضریب اتصال را برای هر جفت چاه بدست آورد، این ضریب معمولاً کمتر از 1 می-باشد.

ج- رتبه بندی اتصالات و نحوه محاسبه نرخ گاز تزریقی جدید: با اختصاص دادن یک ضریب وزنی به دبی تزریق سابق توسط رابطه-ی (4-2) می-توان نرخ جدید گاز تزریقی در هر اتصال را محاسبه کرد [60].

$$q_i^{\text{new}} = (1 + w_i) * q_i^{\text{old}} \quad (4-2)$$

که در اینجا q_i^{old} نرخ جدید تزریق گاز در اتصال و q_i^{new} نرخ قدیمی تزریق گاز در اتصال است.

اگر e_i (بازده اتصال)، از ضریب تزریق کل مخزن بیشتر باشد w_i (ضریب وزنی) از رابطه (4-3) بدست می-آید:

$$e_i > \bar{e} : w_i = \min \left[w_{\max}, w_{\max} \left(\frac{\bar{e} - e_i}{e_{\max} - \bar{e}} \right)^2 \right] \quad (4-3)$$

ولی اگر e_i (بازده اتصال)، از ضریب تزریق کل مخزن کمتر باشد w_i ضریب وزنی از رابطه (4-4) بدست می-آید:

$$e_i < \bar{e} : w_i = \max \left[w_{\min}, w_{\min} \left(\frac{\bar{e} - e_i}{\bar{e} - e_{\min}} \right)^2 \right] \quad (4-4)$$

د- اصلاح نرخ جریان‌های جدید: گاهی اوقات مجموع نرخ‌های جدید از نرخ تزریق تعیین

شده متفاوت خواهد بود، که در این صورت رابطه (4-5) استفاده می‌شود:

$$r = \frac{\text{field target water-injection rate}}{\sum q_i^{\text{new}} | \text{unconstrained}} \quad (4-5)$$

ه- شبیه‌سازی با نرخ‌های جدید: همانطور که در بالا توضیح داده شد، با تغییر نرخ جریان ها، چاه‌ها برای بازه مشخصی بوسیله شبیه‌سازی خطوط جریانی اجرا می‌گردد.

نکته: لازم به ذکر است که الگوریتم مذکور یک بار برای میدان اعمال شد. برای بهتر کردن نتایج الگوریتم بهینه می‌توان آن را در چند بازه زمانی انجام داد، که سبب جاروب بیشتر نفت و در نتیجه بهبود ضریب بازیافت می‌گردد.

جدول 2-4 ضرائب و نتایج حاصل از محاسبات الگوریتم بیان شده.

well name	e_{wp}	W_i	q_i^{old} STB/D	$q_i^{\text{old}}(1+W_i)^*$ Unconstrained, STB/D	$q_i^{\text{new}} r^*$ constrained, STB/D
BU-2	55.73%	0.3-	6000	4200	4213
BU-8	51.68%	0.3	6000	7800	7825.2
BU-21	45.51%	0.11595	6000	5941.8	5961
--	--	--	18000	17941.8	18000
* $\alpha = 2$; $e_{\min} = 0.1037$; $e_{\max} = 0.1362$; $W_{\min} = -0.3$; $W_{\max} = 0.3$					

بررسی نتایج
می‌شود.

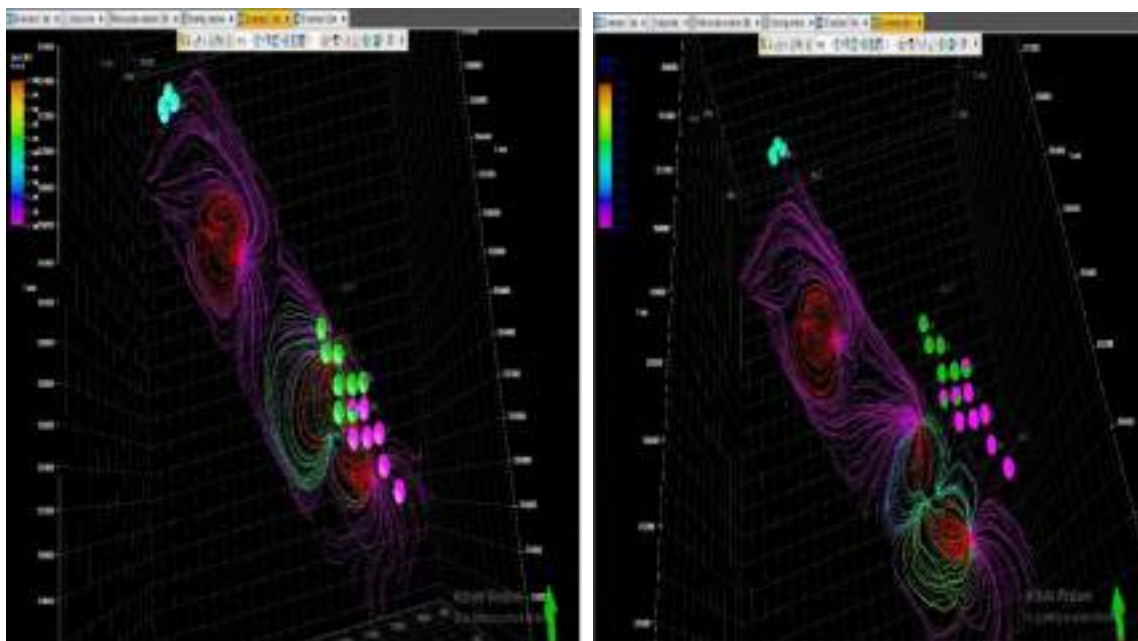
حال به
پرداخته

منطقه جاروب

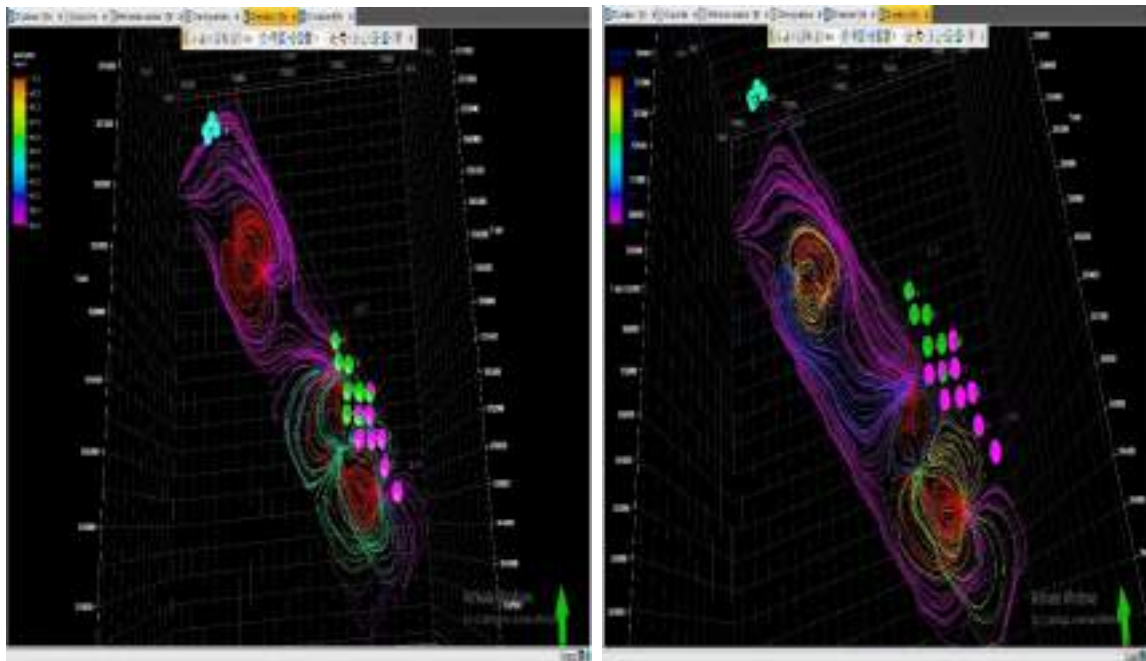
در شکل 7-4

شده و وضعیت الگوی چاه‌ها تولیدی در بازه زمانی 2032/01/01 نشان داده شده است. میزان تولید در سال 2040/01/01 نیز در شکل 8-4 نشان داده شده است که میدان سمت راست، مربوط به استراتژی سوم یعنی تزریق امتزاجی بهینه و میدان سمت چپ مربوط به استراتژی دوم یعنی تزریق امتزاجی ساده است. همان‌گونه که مشاهده می‌شود، تعداد چاه‌هایی که توسط چاه تزریقی (BU-21) تامین می‌گردد بیشتر شدند و تولید چاه‌هایی که ارتباط خوبی با چاه تزریقی دارد بهتر گردید. از طرفی اگر به رنگ خطوط جریانی برای هر دو حالت تزریق ساده و بهینه دقت شود، به راحتی می‌توان دریافت که رنگ خطوط جریانی مایل به سبز (در شکل سمت راست که استراتژی بهینه را نشان می‌دهد) درصد اشباع نفت کم میدان را نشان می‌دهد، بر خلاف عکس سمت چپ که خطوط جریانی رنگ قرمز، زرد و آبی به خود گرفته‌اند و حاکی از وجود نفت درجای میدان است. این بیانگر این واقعیت است که استراتژی تزریق گاز امتزاجی بهینه به

تولید بهینه میدان کمک کرده و باعث شده است مناطقی که در خلل و حفر خود دارای نفت بوده اند و جاروب نشده، تحت تاثیر استراتژی تزریق جدید واقع شوند و در بخش هایی از میدان، با ثابت نگه داشتن مقدار گاز امتزاجی تزریقی، باعث افزایش تولید شوند که تا قبل از آن دارای تولید خوبی در آن قسمت نبودند.

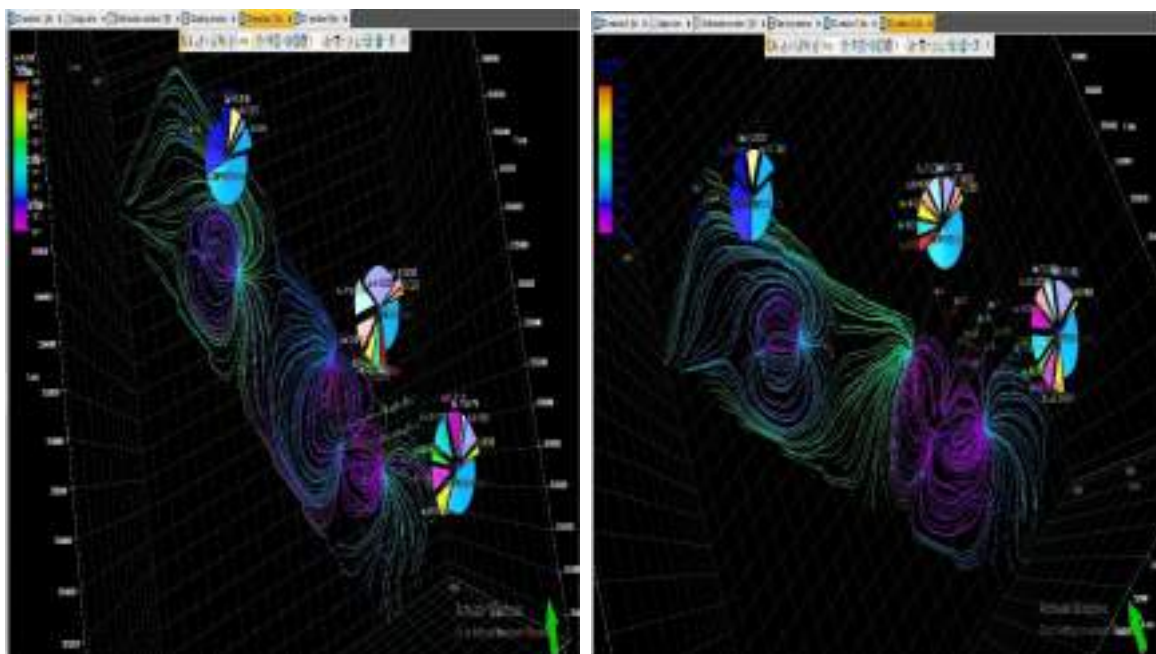


شکل 7 4 وضعیت الگوی چاه‌ها تولیدی بر پایه نفت تولیدی در سال 2032/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهینه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق معمولی.

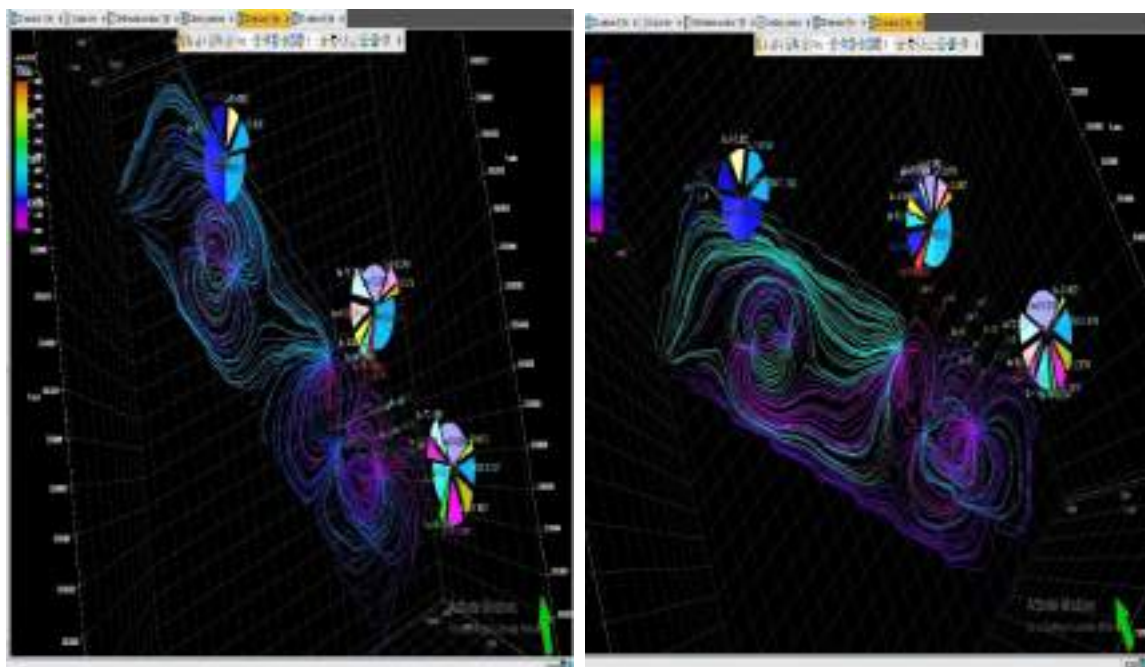


شکل 8 4 وضعیت الگوی چاه‌ها تولیدی بر پایه نفت تولیدی در سال 2040/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهینه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق ساده.

همانطور که قبلاً نیز ذکر شد، هدف این الگوریتم بهینه‌سازی این است که چاه‌ها تزریقی-تولیدی که ارتباط خوبی باهم دارند از درصد تزریق بیشتری بهره بگیرند، از طرفی چاه‌های که ارتباط ضعیفی دارند، درصد تزریق کمتری داشته باشند. این امر به-وضوح در شکل 9-4 و 10-4 مشاهده می‌شود. برای مثال با توجه به شکل سمت چپ 4-10 می‌توان دریافت، چاه تزریقی (BU-21) در حالت تزریق اولیه، 10 چاه تولیدی را تامین می‌کرد، که بعد از اعمال استراتژی تزریق بهینه، این تعداد به 9 چاه تولیدی کاهش یافت، منتهی چاه‌های تزریق-تولیدی که با هم ارتباط خوبی داشتند درصد تزریق بیشتری را کسب کردند و در تولید بهینه میدان کمک شایانی نمودند.

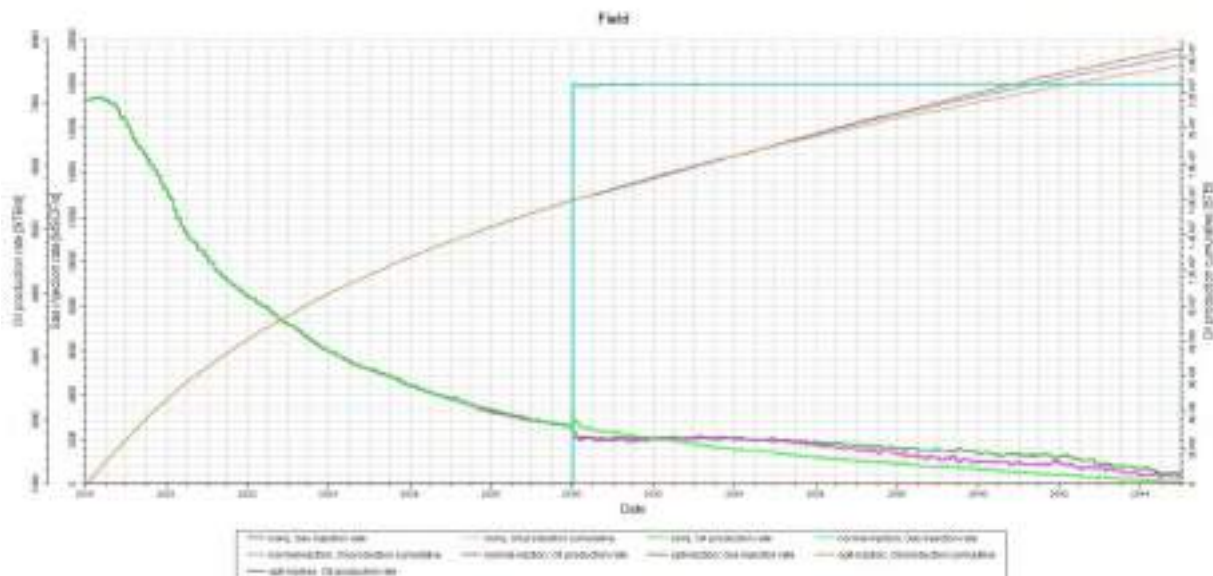


شکل 9 4 وضعیت الگوی جاه‌های تزریقی بر پایه گاز خروجی در سال 2032/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهینه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق معمولی.



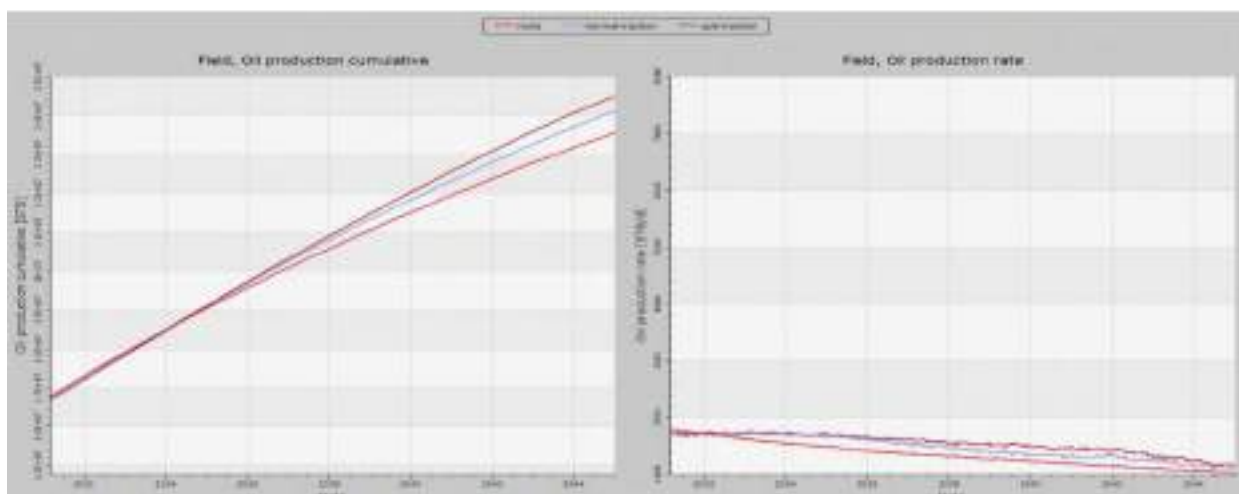
شکل 4-10 وضعیت الگوی جابه‌جایی تزریقی بر پایه گاز خروجی در سال 2040/01/01، سمت راست در حالت استراتژی بهینه تزریق و در سمت چپ حالت تزریق معمولی.

شکل 4-11 به صورت کلی روند تزریق و تولید نفت روزانه و نفت تجمعی برای سه استراتژی اول، دوم و سوم را نشان می‌دهد. این شکل، موفقیت بهینه سازی به کمک خطوط جریان به راحتی اثبات کرده است. بنابراین مقدار نفت تجمعی برای استراتژی تزریق بهینه گاز امتزاجی بیشترین تولید نفت تجمعی را به خود اختصاص داده است.



شکل 11-4 روند تزریق، تولید نفت روزانه و نفت تجمعی میدان بازگان برای سه استراتژی تولید معمولی، تزریق معمولی و تزریق بهینه.

روند بهبود تولید در شکل 4-12 نشان داده شده است، که حاکی از افزایش تولید بعد از بهینه-سازی تزریق نسبت به حالت تولید با استراتژی تزریق معمولی است. بنابراین موفقیت آمیز بودن استراتژی تزریق امتزاجی بهینه، برای میدان نفتی بازگان اثبات می-شود.



شکل 12-4 سمت راست روند تولید نفت روزانه، سمت چپ روند تولید نفت تجمعی در بازه انجام عملیات تزریق.

4.6 انجام استراتژی چهارم (بهینه‌سازی درون چاه-هی)

در اینجا با در نظر گرفتن شرایط تولید و عملیاتی، یک روش بهینه‌سازی جدیدی مورد مطالعه و بررسی قرار خواهد گرفت. هدف از این استراتژی بررسی شرایط جریان-های چند فازی تشکیل شده در چاه است و انتخاب بهترین رژیم جریانی برای چاه شبیه-سازی شده است، به گونه‌ای که بیشترین تولید ایمن از چاه حاصل گردد. در هنگام تولید نفت و به مرور زمان، خواه یا ناخواه شروع به تولید چند فاز (نفت، گاز، آب و در برخی موارد ذرات جامد) خواهد شد.

درک هرچه بیشتر جریان و رژیم-های جریانی حاصل گشته، بی-شک به بهبود تولید بهینه و ایمن کمک شایانی خواهد کرد. در سال‌های اخیر شرکت-های بزرگ دنیا و دانشمندان اهمیت بسیاری به جریان-چند فازی و پدیده-های آن داده اند. پژوهش‌های مختلف و نرم افزار-های متعددی نیز تا کنون انجام و طراحی گردیده است. در این پروژه به منظور اجرای هرچه بهتر بهینه-سازی مطرح شده، جریان-های چند فازی و پدیده‌های مرتبط با آن، مورد بررسی قرار گرفته است.

4.7 وقوع جریان چند فازی و کاربردهای آن

جریان چند فازی گاز و مایع به وفور در صنایع مختلف مشاهده می‌شود. صنایع نفت، پتروشیمی، هسته-ای، فضایی و زمین گرمایی نمونه-هایی از این دست هستند. جریان چند فازی در این صنایع، مانند بسیاری صنایع دیگر، در محدوده گسترده-ای از کاربردهای مهندسی اتفاق می‌افتد. در واقع آن چه پس از ۱۹۵۰، سبب جلب توجه و تلاش‌هایی برای تحقیق در زمینه جریان چند فازی شده، نیاز به طراحی روش‌هایی برای این کاربردهای مهندسی بوده است که کاربرد آن در صنعت نفت مورد بررسی این پروژه است.

4.8 صنعت نفت

در صنعت نفت، جریان چند فازی در هنگام تولید و انتقال نفت و گاز رخ می‌دهد. این جریان ممکن است در تمامی انواع لوله‌های افقی، شیب-دار و عمودی، چاه-ها و خطوط لوله رخ دهد. در مناطق فراساحل ممکن است طول لوله تا رسیدن به تأسیسات تفکیک بسیار زیاد و قابل توجه باشد. معمولاً برای فرآوری و کنترل جریان، از اجزای لوله-کشی، تفکیک گر^۱ یا لخته گیر^۲ استفاده می‌شود. به همین دلیل برای تعیین افت فشار، ماندگی مایع^۳، کسر حجمی مایع^۴ و تعیین ابعاد خطوط لوله و تأسیسات تفکیک، به

¹ Separator

² Slug Catchers

³ Liquid Holdup

روش‌های طراحی ویژه ای نیاز است [54].

4.9 تعاریف و تقسیم بندی الگوهای جریان

تفاوت اساسی جریان تک فازی و چند فازی، در وجود الگوهای جریان یا رژیم-های جریان برای جریان چند فازی است. عبارت "الگوی جریان" به پیکربندی هندسی فازهای مایع و گاز در لوله اشاره دارد. هنگامی که مایع و گاز به صورت همزمان در یک لوله جریان می-یابند، ممکن است در گستره وسیعی از پیکربندی‌های جریان توزیع یابند. پیکربندی‌های جریان از نظر توزیع فضایی و سطح تماس با یکدیگر متفاوت هستند. در نتیجه خصوصیات جریان مانند توزیع ماندگی و سرعت در این پیکربندی‌ها نیز متفاوت خواهند بود [54].

الگوی جریان حاکم بر یک سیستم چند فازی خاص، به متغیرهای زیر وابسته است:

- ✘ پارامترهای عملیاتی، یعنی دبی جریان مایع و گاز؛
- ✘ متغیرهای هندسی، شامل قطر لوله و زاویه شیب؛
- ✘ خواص فیزیکی دو فاز، یعنی تنش سطحی، چگالی و گرانشی گاز و مایع.

تعیین الگوهای جریان در تحلیل جریان دو فازی از اهمیت ویژه-ای برخوردار است. در واقع، تمامی متغیرهای طراحی جریان به الگوی جریان حاکم وابسته-اند. این متغیرهای طراحی عبارتند از: گرادیان فشار، ماندگی مایع، ضرایب انتقال جرم و گرما، و نرخ واکنش شیمیایی. در گذشته، توافق همه جانبه-ای میان محققان جریان چند فازی، در مورد تعریف و تقسیم-بندی الگوهای جریان وجود نداشت. برخی از محققان در تقسیم-بندی الگوهای جریان از حداکثر جزئیات استفاده می-کردند، در حالی که در تقسیم-بندی محققان دیگر از حداقل الگوهای جریان استفاده شده بود. دلیل اصلی این عدم توافق، پیچیدگی پدیده-های جریان و مقایسه و دسته-بندی مشاهده-ای الگوهای جریان می-باشد. دلیل دیگر، وابستگی الگوهای جریان به زاویه شیب است. این الگوها اغلب برای یک شیب خاص یا گستره محدودی از زوایای شیب گزارش می-شدند. در سال‌های اخیر، توجه ویژه-ای به تعریف یک مجموعه قابل قبول از الگوهای جریان صورت گرفته است. این مجموعه از یک جهت باید دارای کمترین تعداد الگوهای تفکیک شده و از جهت دیگر باید حاوی تعاریف قابل قبول و با کمترین تغییرات باشد. همچنین، باید بتوان آن را برای تمامی گستره زوایای شیب به-کار گرفت.

در سال ۱۹۸۲ شوهام، بررسی‌های فراوانی را برای تعریف یک مجموعه قابل قبول از الگوهای جریان انجام داد. این تعاریف براساس نتایج آزمایشگاهی حاصل از تمامی محدوده زوایای شیب، یعنی جریان افقی، جریان شیب دار به سمت بالا و پایین، و جریان

¹ Liquid Volume Fraction

عمودی به سمت بالا و پایین، پایه-ریزی شده است. که در این پروژه بیشتر به الگوهای جریان در لوله‌های عمودی پرداخته خواهد شد [55].

4.10 برخی مفاهیم اساسی

4.10.1 ماندگی مایع (H_L):

ماندگی مایع عبارت است از "کسری از المان حجم در یک میدان جریان چند فازی که به وسیله فاز مایع اشغال می‌شود"

به طور مشابه، کسر خالی گاز به صورت "کسری از المان حجم که توسط فاز گاز اشغال می‌گردد" تعریف می‌شود. برای جریان چند فازی می‌توان نوشت:

$$\alpha < 1 \text{ یا } H_L > 0 \quad (4)$$

$$H_L + \alpha = 1 \quad (4-7)$$

که برای جریان تک فازی H_L یا α ، صفر یا یک است.

4.10.2 لغزش¹ و ماندگی

شمایی از رابطه میان لغزش و ماندگی مایع در شکل 4-13 نشان داده شده است. در این شکل-ها فازهای مایع و گاز به صورت جریان لایه ای² از یکدیگر تفکیک شده اند. شکل 4-13 قسمت A، حالت عدم لغزش را نشان می‌دهد که در آن فازهای مایع و گاز با سرعت یکسان حرکت می‌کنند (به عبارت دیگر $V_g = V_L$).

از دیدگاه فیزیکی برای حالت عدم لغزش، از آن جا که دو فاز با سرعت یکسانی حرکت می‌کنند، ماندگی مایع برابر است با نسبت دبی حجمی مایع به دبی حجمی کل، که همان ماندگی بدون لغزش مایع می‌باشد. به عنوان مثال، شرایط بدون لغزش، برای حالت جریان همگن³ یا جریان حبابی پراکنده⁴ در دبی بالای مایع و دبی پایین گاز اتفاق می‌افتد. در این شرایط جریان، فاز گاز به صورت حباب-های کوچک در یک فاز مایع پیوسته، پراکنده

¹ Slippage

² Stratified

³ Homogeneous

⁴ Dispersed-Bubble

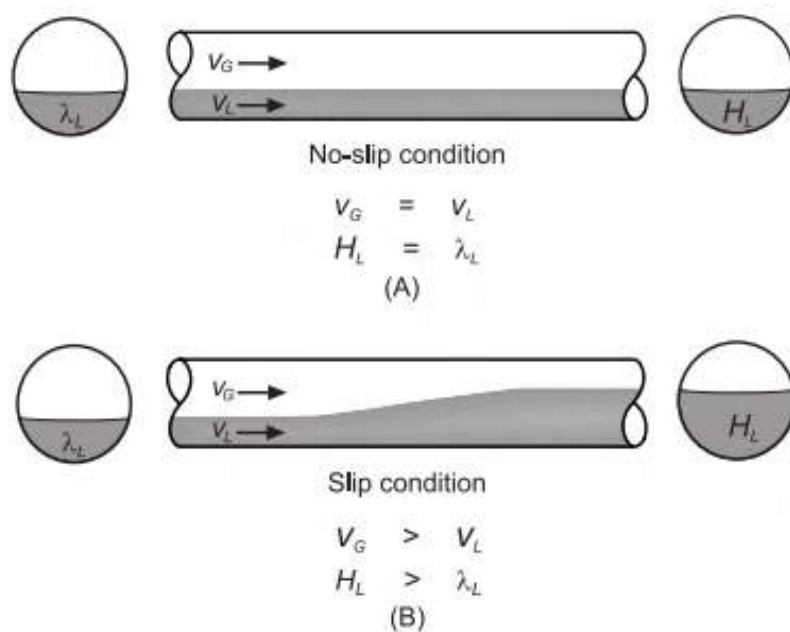
می‌شود. به دلیل دبی بالای جریان مایع، حباب‌های گاز با سرعت یکسانی توسط فاز مایع حمل می‌شوند، و در نتیجه میزان لغزش صفر خواهد بود. بنابراین برای این شرایط جریان، ماندگی در جای مایع با ماندگی بدون لغزش مایع برابر است (به عبارت دیگر، $H_L = \lambda_L$).

معمولاً سرعت جریان گاز و مایع با هم برابر نیستند، و میان دو فاز لغزش اتفاق می‌افتد. فاز گاز به دلیل شناوری¹ و نیروهای اصطکاکی کمتر، در سرعت بالاتری نسبت به فاز مایع حرکت می‌کند. از دیدگاه پیوستگی، اگر فاز گاز سریع‌تر از فاز مایع حرکت کند، همان‌طور که در شکل 4-13 قسمت B نشان داده شده است، مساحت سطح مقطع فاز گاز کاهش می‌یابد، در حالی که مساحت سطح مقطع فاز مایع افزایش می‌یابد. این امر به تجمع مایع در لوله و بیشتر شدن ماندگی درجا نسبت به ماندگی بدون لغزش مایع منجر می‌شود. در مقایسه با آن چه از شکل 4-13 قسمت A برداشت می‌شود، این پدیده مربوط به ناحیه ورودی² نیست. این پدیده در هر ناحیه از طول لوله اتفاق می‌افتد. به عنوان مثال می‌توان به جریان حبابی در لوله‌های عمودی، در دبی‌های پایین مایع اشاره کرد. در این شرایط به دلیل شناوری، فاز گاز سریع‌تر از فاز مایع حرکت می‌کند یا به عبارت دیگر، با سرعتی که سرعت صعود توده حباب³ نامیده می‌شود، بر روی آن می‌لغزد. این وضعیت به بالاتر بودن ماندگی مایع نسبت به ماندگی بدون لغزش مایع، یعنی $H_L = \lambda_L$ ، منجر خواهد شد [55].

¹ Buoyancy

² Entry Region Phenomena

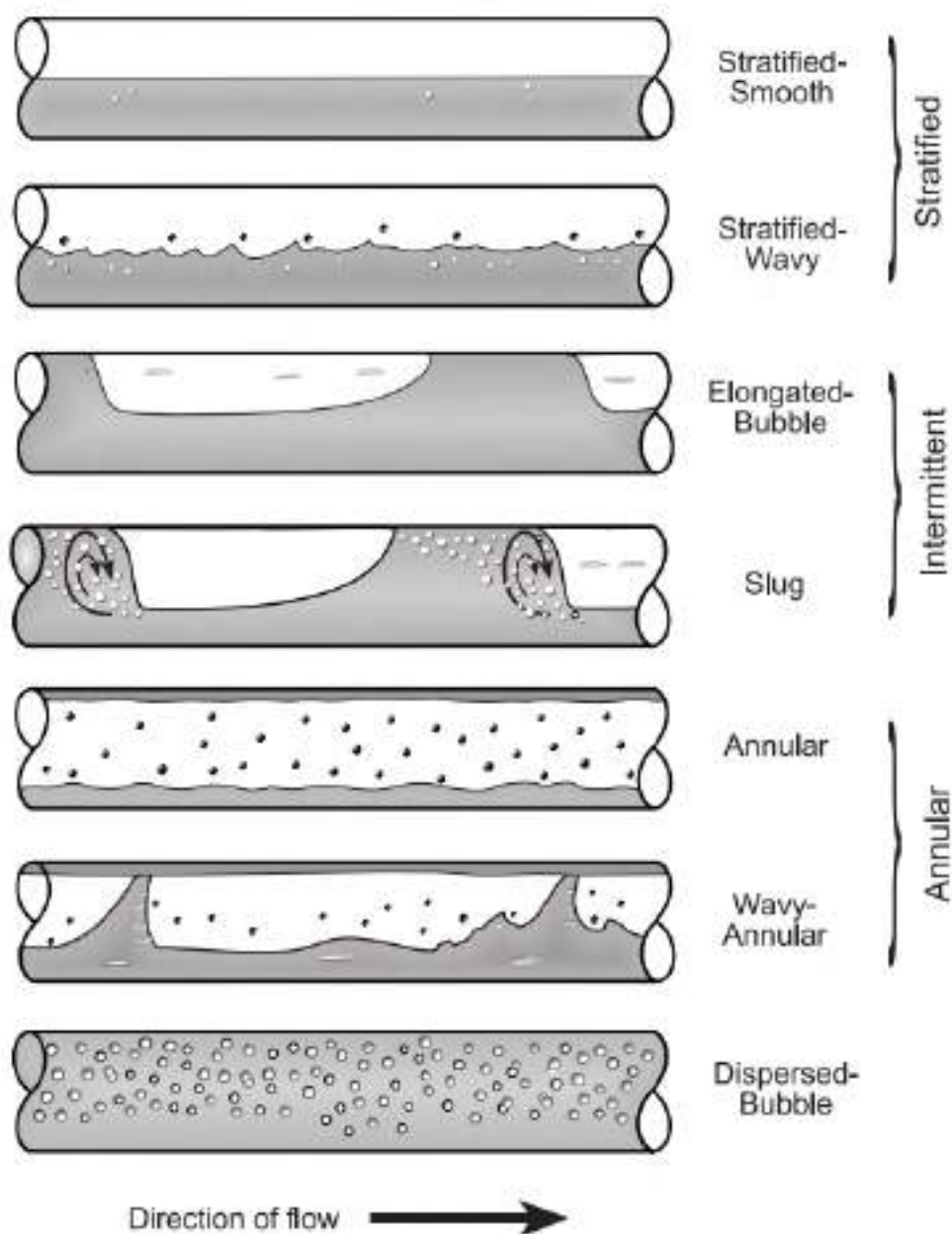
³ Bubble-Swarm-Rise Velocity



شکل 4 13 شمایی از رابطه میان لغزش و ماندگی مایع [55].

4.11 جریان افقی و نزدیک به افقی:

الگوی جریان حاکم در این پیکربندی-ها را می-توان به صورت جریان لایه-ای (لایه-ای موجی و لایه-ای صاف)، جریان متناوب (جریان لخته‌ای و جریان حبابی کشیده)، جریان حلقوی و جریان حبابی پراکنده تقسیم-بندی کرد (شکل 4-14).



شکل 14 4 شماتیک جریان لایه-ای (لایه-ای موجی و لایه-ای صاف)، جریان متناوب (جریان لخته‌ای و جریان حبابی کشیده)، جریان حلقوی و جریان حبابی پراکنده در لوله-های افقی [55].

جریان لایه-ای¹: این الگوی جریان در دبی-های نسبتاً پایین گاز و مایع اتفاق می-افتد.

¹ Stratified

دو فاز، تحت تاثیر جاذبه از یک دیگر جدا می‌شوند. فاز مایع در بخش پایینی لوله و فاز گاز در بخش بالایی لوله جرین می‌یابد. الگوی جریان لایه-ای خود به دو دسته تقسیم می‌شود: (1) لایه-ای صاف؛ یعنی حالتی که سطح تماس گاز - مایع صاف باشد و لایه-ای موجی؛ که در دبی‌های نسبتاً بالاتر گاز اتفاق می‌افتد و در آن، امواج پایداری در سطح تماس دو فاز تشکیل می‌شود [55].

جریان متناوب (I)¹: جریان متناوب با توجه به جریان متغیر و متناسب فازهای مایع و گاز شناسایی می‌شود. در این الگوی جریان، بسته-ها² یا لخته-های³ مایع که تمام سطح مقطع لوله را اشغال کرده‌اند، به وسیله حباب-های بزرگ گاز⁴ از یک دیگر جدا می‌شوند. این حباب-ها یک فیلم لایه-ای مایع را که در قسمت انتهایی لوله جریان دارد، احاطه می‌کنند.

مکانیسم این جریان، مکانیسم یک لخته مایع با سرعت بالا است که فیلم مایع پیش روی خود را که سرعت پایینی دارد، پشت سر می‌گذارد. مایع موجود در بدنه لخته، ممکن است به وسیله حباب-های کوچک، هوازده شود. غلظت این حباب-ها در قسمت جلوی آن و قسمت فوقانی بیشتر است. الگوی جریان متناوب، به دو دسته الگوی لخته-ای و الگوی حبابی کشیده تقسیم می‌شود. رفتار جریان الگوهای لخته‌ای و حبابی کشیده، با در نظر گرفتن مکانیسم جریان یکسان است. الگوی حبابی کشیده، به صورت حالت حدی جریان حبابی، هنگامی که لخته مایع فاقد حباب‌های محبوس همراه باشد، در نظر گرفته می‌شود. این حالت در دبی‌های پایین گاز، هنگامی که جریان آرام-تر است، اتفاق می‌افتد. در دبی‌های بالاتر گاز، که جریان در پیشانی لخته به صورت یک گرداب (در اثر برچیدن فیلم مایع با سرعت کند) و با حباب‌های محبوس، همراه است، جریان به صورت لخته‌ای در نظر گرفته می‌شود.

جریان حلقوی (A)⁵: جریان حلقوی در دبی‌های بسیار بالای گاز اتفاق می‌افتد. فاز گاز به صورت یک هسته با سرعت بسیار بالا حرکت می‌کند و ممکن است حاوی قطرات مایع نیز باشد. فاز مایع نیز به صورت یک فیلم نازک در اطراف دیواره لوله جریان می‌یابد. سطح تماس به شدت موجی است و سبب می‌شود تنش برشی بین سطحی بالا باشد. بسته به مقادیر نسبی دبی-های گاز و مایع، ضخامت فیلم مایع در پایین دیواره معمولاً از ضخامت آن در بالای لوله بیشتر خواهد بود. در پایین-ترین دبی-های فاز گاز، بخش اعظم مایع در ته لوله جریان می‌یابد، در حالی که امواج هوازده ناپایدار، در اطراف محیط لوله روبوده

¹ Intermittent Flow

² Plug

³ Slug

⁴ Gas Pockets

⁵ Annular

می-شوند و گاهی بخش فوقانی دیواره لوله را خیس می-کنند. این جریان در یک مرز گذار بین جریان لایه ای موجی، لخته ای و حلقوی اتفاق می-افتد. این جریان، لایه ای موجی نیست زیرا در آن فاز مایع روییده می-شود و به صورت یک فیلم نازک، بخش فوقانی دیواره لوله را تر می-کند. همچنین نمی-توان آن را جریان لخته ای در نظر گرفت، زیرا هیچ پل مایعی در سطح مقطع لوله تشکیل نمی-شود. در نتیجه، سرعت امواج کف-دار به وسیله فاز گاز افزایش نمی-یابد، بلکه کندتر حرکت می-کنند. همچنین این رژیم، جریان حلقوی کاملاً توسعه یافته نیست، زیرا نیازمند یک فیلم پایدار در اطراف محیط لوله است. گاهی از این الگوی جریان با نام جریان "لخته ای اولیه" یاد می-شود. با توجه به تعاریف و مکانیسم های جریان های لخته ای و حلقوی، این رژیم، رژیم موجی-حلقوی (WA)¹ نامیده شده و به عنوان یک زیر گروه از جریان حلقوی طبقه بندی می-شود. تفاوت میان جریان لخته ای و جریان موجی-حلقوی را می-توان در جریان شیب دار به سمت بالا، بهتر درک کرد. در جریان لخته ای، یک جریان معکوس از فیلم مایع در میان لخته ها مشاهده می-شود، در حالی که در جریان موجی-حلقوی، فاز مایع به همراه امواج کف آلود اضافه شده به فیلم، در جهت بالا به سمت جلو پیش می-رود. این امواج بسیار کندتر از فاز گاز حرکت می-کنند [55].

جریان حبابی پراکنده (DB)²: در دبی های بسیار بالای فاز مایع، فاز مایع به صورت پیوسته جریان می-یابد و فاز گاز به شکل حباب های مجزا در آن پراکنده می-شود. شرایط گذار به این جریان عبارت است از شرایطی که در آن برای اولین بار، حباب ها در مایع به حالت تعلیق در می-آیند و یا هنگامی که حباب های بزرگ (بسته های گاز که بخش فوقانی لوله را لمس می-کنند)، از هم می-پاشند. هنگامی که این حالت رخ می-دهد، اکثر حباب ها در اطراف بخش فوقانی دیواره لوله قرار دارند. در دبی های بالاتر فاز مایع، حباب های گاز به صورت یکنواخت تر در تمامی مساحت سطح مقطع لوله پراکنده می-شوند. در جریان حبابی پراکنده، به دلیل دبی بالای فاز مایع، دو فاز با سرعت یکسان حرکت می-کنند و جریان، به صورت بدون لغزش همگن³ در نظر گرفته می-شود.

4.12 جریان عمودی و دارای شیب زیاد

در این محدوده زاویه ای، رژیم لایه ای ناپدید شده و یک الگوی جریان جدید با نام جریان کف آلود⁴ مشاهده می-شود. معمولاً، الگوهای جریان حول محور لوله متقارن-تر

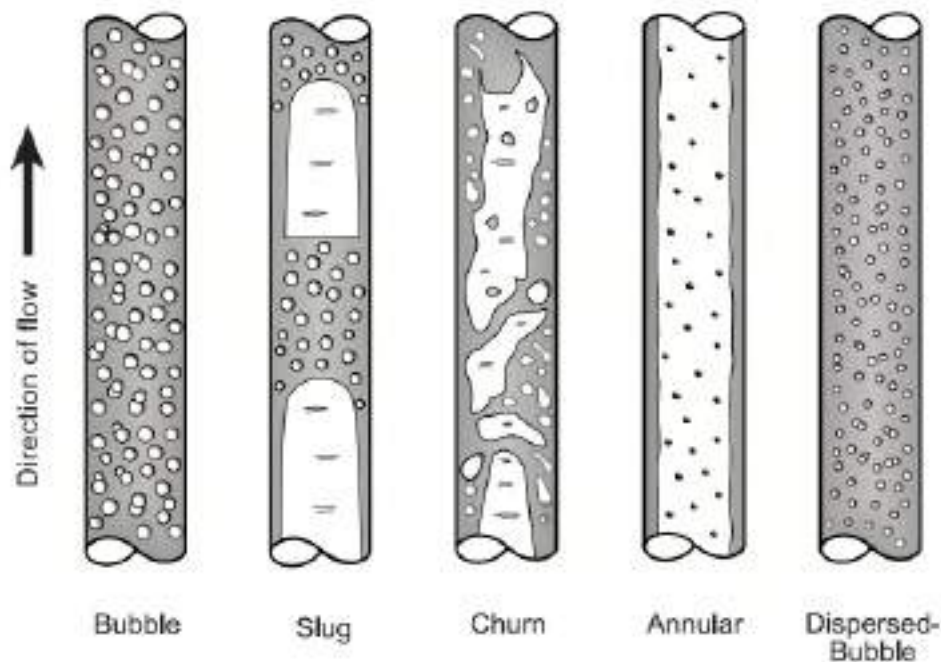
¹ Wavy-Annular

² Dispersed Bubble Flow

³ Homogeneous No-Slip

⁴ Churn

هستند و کمتر تحت تأثیر جاذبه قرار می-گیرند. الگوهای جریان موجود در این دسته عبارتند از: جریان حبابی، جریان لخته‌ای، جریان کف آلود، جریان حلقوی و جریان حبابی پراکنده (شکل 4-15).



شکل 15 4 رژیم-های جریانی در لوله-های عمودی [55].

جریان حبابی (B)¹: در جریان حبابی، فاز گاز به شکل حباب‌های کوچک مجزا پراکنده می‌شود و در یک فاز پیوسته از مایع، به صورت زیگزاگ به سمت بالا جریان می-یابد. در جریان عمودی، توزیع حباب‌ها در راستای سطح مقطع لوله تقریباً همگن است. جریان حبابی در دبی-های نسبتاً پایین فاز مایع و با درهمی اندکی اتفاق می-افتد و با لغزش میان فازهای مایع و گاز، که به مقادیر بالای ماندگی مایع می-انجامد، شناسایی می‌شود.

جریان لخته‌ای (SL)²: جریان لخته‌ای در لوله‌های عمودی، حول محور لوله، متقارن است. بخش اعظم فاز گاز در یک بسته گلوله-ای شکل بزرگ که "حباب تیلور"³ نامیده می‌شود، و قطر آن تقریباً با قطر لوله برابر است، قرار می-گیرد. این جریان ترکیبی است از حباب‌های

¹ Bubble Flow

² Slug Flow

³ Taylor-Bubble

تیلور و لخته‌های مایع که به صورت متوالی پلهایی را در سطح مقطع لوله تشکیل داده‌اند. یک فیلم نازک از فاز مایع نیز میان حباب تیلور و دیواره لوله، به سمت پایین جریان می‌یابد. این فیلم به درون لخته مایع پشت سر نفوذ کرده و یک ناحیه اختلاط را تشکیل می‌دهد که به وسیله حباب‌های کوچک گاز، هوازده می‌شود.

جریان کف آلود (CH)¹: این رژیم جریان به کمک حرکت نوسانی فاز مایع شناسایی می‌شود. جریان کف آلود، مشابه جریان لخته‌ای است؛ اما بسیار آشفته‌تر بوده و مرز مشخصی میان دو فاز وجود ندارد. این رژیم، در دبی‌های بالای گاز به وجود می‌آید و در آن، لخته‌های پل زننده مایع در درون لوله، کوتاه‌تر و کف آلودتر می‌شوند. فاز گاز به درون لخته‌ها وارد می‌شود و آن‌ها را می‌شکند. سپس لخته‌ها به سمت پایین، باز و با لخته پیش رو ادغام می‌شوند. در نتیجه، حباب‌های گلوله‌ای شکل تیلور شکسته شده و کف‌دار شدن جریان آغاز می‌شود.

جریان حلقوی (A)²: همانند حالت افقی، مشخصه این جریان نیز، یک هسته گازی سریع حاوی قطرات مایع و یک فیلم مایع در اطراف دیواره است که به کندی حرکت می‌کند. جریان، با یک ساختار بین سطحی موجی همراه است که تنش برشی بین سطحی حاصل از آن بسیار بالاست. در جریان عمودی، ضخامت فیلم مایع در اطراف دیواره لوله تقریباً یکسان است.

جریان حبابی پراکنده (DB)³: همانند حالت افقی، جریان حبابی پراکنده در لوله‌های عمودی و دارای شیب زیاد نیز، در دبی‌های نسبتاً بالای فاز مایع اتفاق می‌افتد. در این شرایط، فاز گاز به صورت حباب‌های مجزا در فاز مایع (فاز پیوسته) پراکنده است. در این الگوی جریان، فاز مایع، حباب‌های گاز را با خود حمل می‌کند و لغزش میان فازها اتفاق نمی‌افتد. بنابر این جریان به صورت همگن و بدون لغزش در نظر گرفته می‌شود [55].

4.13 نرم‌افزار اولگا

نرم‌افزار اولگا در سال 1983 توسط شرکت (stateoil) توسعه یافت و سپس به تصاحب گروه (SPT GROPE) درآمد که در سال 2011 (olga 7) را ارائه نمودند. پس از آن در سال 2014 کل سهام این گروه توسط شرکت (Schlumberger) خریداری شده و توسعه‌ی آن به این شرکت محول گردید. در این پروژه از نسخه (olga 2017.2) استفاده شده است.

¹ Churn Flow

² Annular Flow

³ Dispersed Bubble Flow

این نرم-افزار یکی از قوی-ترین نرم افزارهای موجود برای شبیه‌سازی جریان درون خطوط لوله نفت و گاز است و قابلیت شبیه‌سازی دینامیک لوله-هایی با شرایط مختلف را دارد. شبکه-های خطوط لوله که دارای تجهیزات فرایندی مانند پمپ، کمپرسور، مبدل حرارتی، تفکیک کننده، شیر و... است، با این نرم افزار به راحتی به صورت دینامیکی قابل شبیه‌سازی شدن هستند. این نرم افزار با قابلیت نمایش کامل جریان-های چند فازی در خط لوله و توصیف آن-ها به صورت موضعی و مبتنی بر کل سیستم، امکان بررسی سیستم را در شرایط مختلف توسعه-بخشی، برای کاربران فراهم نموده و این امکان را به صورت وابسته به زمان یا جریان گذرا شبیه‌سازی می-کند.

برخی ویژگی‌های مهم نرم افزار اولگا عبارت اند از:

- ☒ شبیه‌سازی و مدل سازی دقیق و پیشرفته جریان درون لوله‌ها
- ☒ قابلیت شبیه‌سازی دینامیکی لوله-های نفت و گاز در شرایط متفاوت
- ☒ شبیه‌سازی به صورت وابسته به زمان و یا جریان گذرا
- ☒ قابلیت شبیه‌سازی و پیش بینی دقیق شرایط اصلی و کلیدی عملیات مانند: راه اندازی، تمیز شدن چاه، خاموش کردن، عملیات توپک رانی و...
- ☒ برخورداری از تجهیزات مجازی مختلف برای مدل سازی
- ☒ قابلیت انجام مطالعات امکان سنجی و انتخاب بهینه
- ☒ توصیف جریان سیالات در کل سیستم یا بخشی از آن.
- ☒ دارا بودن اطلاعات آزمایشگاهی دقیق و برخورداری از آزمایشگاه-های برتر دنیا مانند (IFE) و (SINTEF) (شکل 4-16)
- ☒ دسترسی به اطلاعات میدانی از شرکت-های بزرگ دنیا مانند: (shale)، (total) و (stateoil)



شکل 4 16 تصاویری از آزمایشگاه-های سمت راست (IFE) و چپ (SINTEF).

وجود این ویژگی-ها باعث می‌شود نرم افزار اولگا به عنوان یک نرم افزار کارآمد و قدرتمند در زمینه شبیه‌سازی پدیده رژیم جریانی مورد استفاده قرار گیرد. زمینه-های کاربردی نرم-افزار اولگا عبارتند از:

❑ داخل چاه

❑ خطوط جریان

❑ ناحیه اطراف چاه

❑ برخی تجهیزات سطح الارضی مانند جداکننده-ها.

لازم به ذکر است که برای شبیه‌سازی کامل و دقیق رژیم جریانی چاه با در نظر گرفتن بعد زمان در شرایط مخزنی، نیاز است که نرم افزار اولگا با یک نرم افزار شبیه‌سازی دیگر، به صورت همزمان استفاده شود، بطوری که بتوان تغییرات وضعیت مخزن را نیز مشاهده نمود. در این پروژه با شبیه-سازی خطوط جریانی و (AWF) -که قبلاً صورت مفصل توضیح داده شد- در نرم افزار پترل، به بررسی شرایط مخزن و چاه‌ها پرداخته شده و نیز از برنامه (PIPESIM) به عنوان برنامه میانی برای طراحی شرایط و ترکیب سیال واقعی مخزن برای نرم افزار اولگا و پترل استفاده شده است. دلایل استفاده از این نرم-افزار-ها عبارتند از:

1- هر دو نرم افزار اولگا و پترل به شرکت (Schlumberger) متعلق هستند.

2- امکان مشاهده و گرفتن انواع مختلف خروجی‌ها به صورت عددی و انیمیشن در هر بازه-های زمانی مورد نظر.

3- برنامه (PIPESIM) توانایی فراهم کردن اطلاعات سیال طراحی شده به زبان برنامه‌های مختلف مانند اکلیپس، اولگا و... و نیز محاسبات خواص سیال مانند

(فلش، حداقل فشار امتزاجی چند گانه...) را دارد.

4.14 شبیه سازی و بررسی نتایج در محیط اولگا

پس از بهینه سازی نرخ-های تزریقی در گستره بین چاهی (مخزنی)، به بهینه سازی چاه ها تولیدی در گستره (درون چاهی) پرداخته خواهد شد.

برای شبیه سازی جریان و شناخت رژیم-های جریانی، ابتدا یک مدل چاه و مخزن با استفاده از نرم افزار اولگا ساخته شد. برای این کار از محیط (olga well editor) که مختص چاه ها عمودی است استفاده شد. این محیط نرم-افزار شامل قسمت-های زیر است:

Profile: برای وارد کردن اطلاعات مربوطه به نوع، طول، و انحراف چاه-ها.

Casing: در اینجا نوع، سایز و عمق لوله جداره وارد می شود.

Tubing: برای وارد کردن قطر و عمق تیوبینگ.

Equipment: برنامه ابزارآلات مختلفی در اختیار کاربر قرار داده، که به-راحتی در این قسمت می-توان از آنها استفاده نمود، مانند: (ESP, ICV, CHECK VALVE ...).

Ambient: شرایط دما، ویسکوزیته و سازند را می-توان وارد کرد.

Fluid: سیال ساخته شده در نرم افزار PIPESIM، در اینجا به برنامه اولگا معرفی می شود.

Reservoir: مخزن و شرایط آن، در این قسمت قابل تعریف است.

Boundary conditions: برای تعریف شرایط مرزی تیوبینگ یا فضای آنولوس تعبیه شده است.

Initial conditions: شرایط اولیه شبیه سازی را می-توان در اینجا تعریف کرد.

Output: خروجی-های مختلفی را از نرم افزار اولگا می-توان دریافت نمود که برحسب نیاز، در این تعریف می شود.

Discretization: این قسمت بصورت خود-کار نرم افزار، گسسته سازی را انجام می-دهد. پیشنهاد می شود تغییری در آن ایجاد نشود.

لازم به ذکر است پیاده سازی فرایند بهینه سازی برای چاه Bu-1 شبیه-سازی شد که روش نوین و می-باشد.

شکل نهایی چاه طراحی شده توسط نرم افزار اولگا و چاه واقعی در شکل 4-17 نشان-دهنده شده است. همانطور که در این شکل نشان داده شده است، چاه شبیه سازی شده مطابق با

حالت واقعی چاه (BU-1) است. روند بهینه‌سازی انجام شده به صورت زیر است:

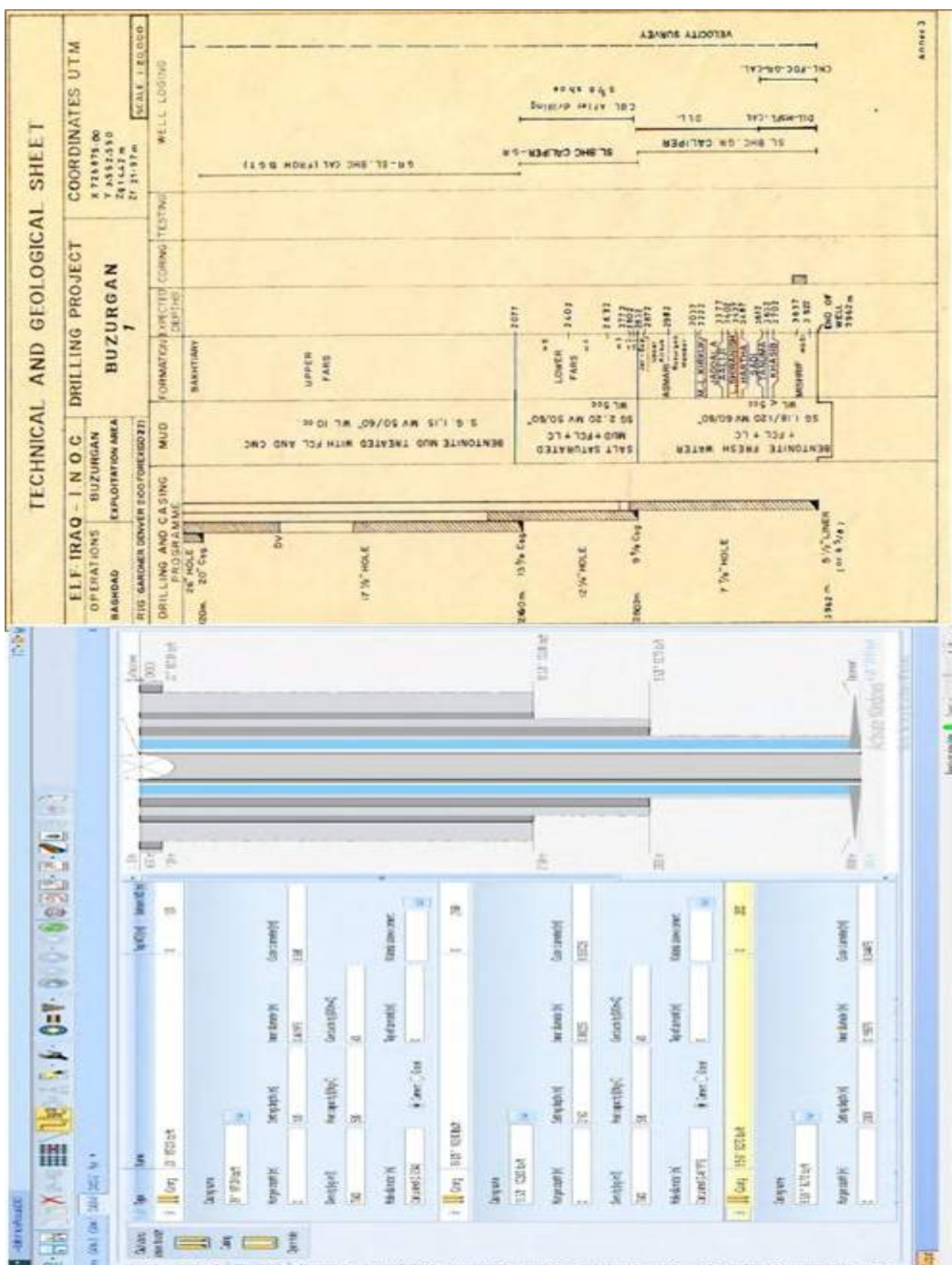
- 1- محاسبه (WCT)، (GOR) و (RESERVOIR PRESSURE) مرتبط با چاه شبیه‌سازی شده از داده‌های (WAF)، در بازه زمانی تعیین شده توسط نرم افزار پترل.

- 2- وارد کردن اطلاعات مرحله اول در نرم افزار اولگا و اجرا کردن برنامه برای فشار-های ته چاهی مورد مطالعه.

- 3- بررسی رژیم-های جریانی و افت فشار حاصل از هر فشار ته چاهی.

- 4- اجرای نرم افزار پترل با فشار بهینه بدست آمده از مرحله قبل، به منظور انجام سایر بررسی-ها.

همان-طورکه قبلا اشاره شد، در فرضیات اعمال شده در نرم افزار پترل و اولگا، مقدار دبی چاه‌های تولیدی، میانگین دبی موجود در اطلاعات مشاهده-ای قرار داده شد. این مقدار برابر با STB/D 400 است. فشار ته چاهی نیز مقدار 2000 psia تنظیم شده و سایر پارامترهای مخزن و چاه، مقادیر پیش فرض اطلاعات واقعی میدان در نظر گرفته شد. شکل نهایی چاه طراحی شده توسط نرم افزار اولگا و چاه واقعی در شکل 4-17 نشان-شده است.



شکل 174 مقایسه بین چاه BU-1 در طراحی واقعی (شکل بالا) و در حالت طراحی در نرم افزار اولگا به منظور اجرای بهینه‌سازی داخل چاه (شکل پایین):

پس از شبیه‌سازی چاه و مخزن که با مقادیر واقعی میدان صورت گرفت، به بهینه‌سازی فشار ته چاه پرداخته می‌شود، به گونه‌ای که بهترین و ایمنی‌ترین تولید از چاه مورد نظر حاصل گردد. برای این کار ابتدا مقادیر (WCT, GOR, P_{re}) مورد نیاز نرم افزار اولگا، جهت مطالعه جریان چند فازی چاه، وارد گردید. شبیه‌سازی برای فشارهای ته چاهی ($1000, 1300, 1500, 2000$) psia اجرا شد. بدیهی است که هر فشار ته چاه‌ی یک رژیم معین را تشکیل می‌دهد. در این پژوهش که هدف بدست آوردن بهترین رژیم جریانی برای فشارهای ته چاهی اعمال شده است، اجراهایی در برنامه صورت گرفت و نتایج حاصل در ادامه بررسی می‌شود.

4.14.1 افت فشار صورت گرفته در اثر رژیم‌های جریانی

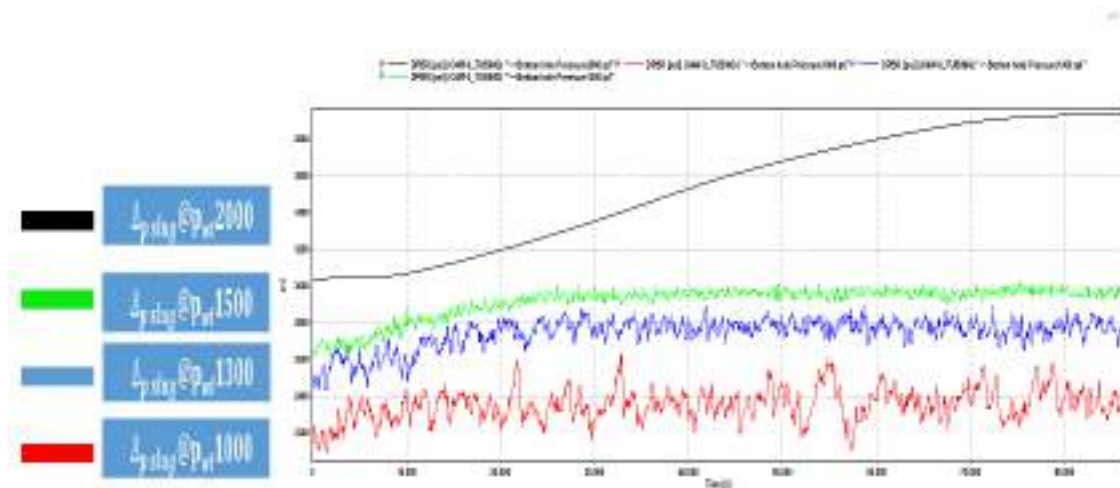
بصورت کلی در یک سیستم که شامل مخزن، چاه، لوله انتقال، رایز و جدا کننده، بیشترین افت فشار در قسمت چاه رخ می‌دهد که در شکل 4-18 نشان داده شده است، بنابراین باید به‌طور ویژه مورد بررسی قرار گیرد.



شکل 4-18 یک شکل توضیحی از روند افت فشار کلی از مخزن تا جداکننده‌ها.

همانطور که در شکل 4-19 مشاهده می‌شود، با کاهش فشار ته چاهی، نوسانات فشاری نیز افزایش یافته است. خط مشکی برای فشار ته چاهی اولیه 2000 psia است و همانطور که انتظار می‌رفت، یک روند افت فشار معتدل به خود گرفته است. خط سبز، آبی و قرمز به ترتیب برای افت فشارهای کلی $1000, 1300, 1500$ psia است،

که با کاهش فشارهای ته چاهی، افت فشار افزایش پیدا کرده است. یکی از مزیت‌های دیگر نرم افزار اولگا امکان استخراج اطلاعات عددی نمودار-ها می-باشد، که با کمک این اعداد بیشترین افت فشاری ممکن از تک-تک فشارهای ته چاهی محاسبه و در جدول 2-4 آورده شده است.



شکل 19 4 افت فشار کلی برای چهار حالت فشارهای ته چاه-ی 2000، 1500، 1300 و 1000 psi که به ترتیب با رنگ های مشکی، سبز، آبی و قرمز بیان شده-آند.

جدول 2 4 بیشترین افت فشار صورت گرفته برای هر فشار ته چاه-هی بررسی شده.

	فشار ته چاهی psia1000	فشار ته چاهی 1300 psia	فشار ته چاهی 1500 psia	فشار ته چاهی 2000 psia
$\Delta p_{\text{max-slug}} / s$	1.75819	1.71616	1.58678	0.00095

در ادامه از این افت فشارها برای محاسبه نوسانات فشاری داخل چاه استفاده خواهد شد.

4.14.2 بررسی رژیم جریانی ID:

در نرم افزار اولگا خاصیتی بنام ID گنجانده شده است، که امکان شناسایی رژیم جریانی تشکیل شده در داخل تیوبینگ را برای کاربر فراهم نموده و به صورت انیمیشین نیز ارائه می-دهد. در مجموع چهار رژیم جریانی در نرم افزار اولگا برای خطوط لوله افقی و عمودی تعریف شده است، که هرکدام با اعداد از یک تا چهار قابل

شناسایی هستند. این اعداد طبق مفاهیم که در ابتدا مطرح گردید و نتایج حاصل از نرم افزار اولگا توضیح داده خواهد شد. (جدول 3-4)

جدول 3 4 انواع رژیم-های جریان بر اساس اعداد نرم افزار اولگا.

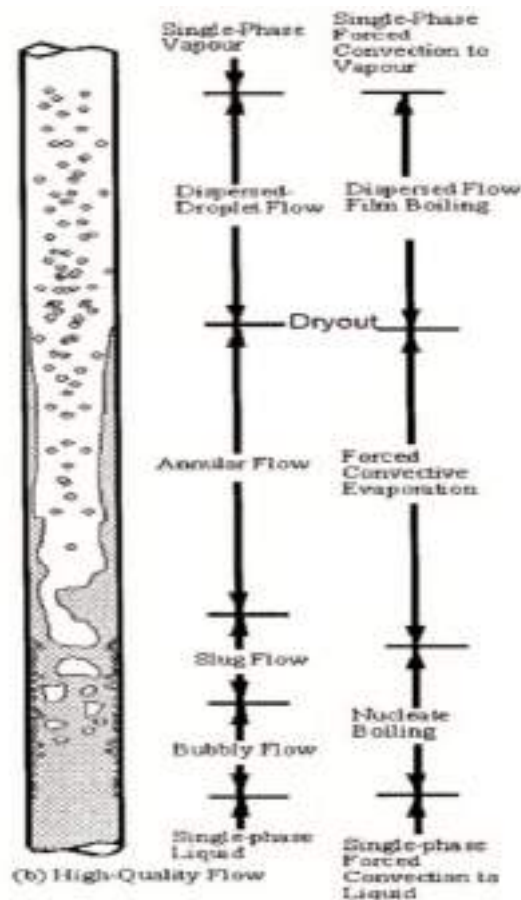
نوع رژیم جریانی	عدد جریانی از نرم-افزار
stratified	یک
annular	دو
slug	سه
bubble	چهار

یک (stratified): رژیم جریانی مجزا که مخصوص لوله-های افقی است، بنابراین از توضیح آن صرف نظر می-شود.

دو (annular): رژیم جریانی حلقوی است، که گاز فاز پیوسته را تشکیل می-دهد و قطرات مایع در اطراف دیواره به صورت متقارن توزیع شده است، و قطراتی نیز بصورت پراکنده در فاز گاز به سمت بالا حرکت می-کنند. این نوع رژیم به دلیل کاهش تولید نفت در آن، نامطلوب به حساب می-آید.

سه (slug): رژیم جریانی لخته‌ای است، که فاز گاز به صورت حباب-هایی، تحت عنوان حباب تیلور در مرکز لوله قرار گرفته است. این حباب‌ها به کمک نیروی فشاری مخزن-چاه، دو نیروی بالا بر سیال نفتی خواهند بود. انتظار می-رود در حالت رژیم جریانی لخته‌ای، بیشترین تولید حاصل گردد. اما با بزرگتر-شدن اندازه این حباب‌های تیلور، افت فشار کلی یا نوسانات فشاری داخل چاه نیز افزایش خواهد یافت و سبب ایجاد ضربه-هایی خواهد شد که در طول عمر تولید، باعث وارد شدن ضرر و زیان به چاه و ابزارالات نصب شده در آن می-شود.

چهار (bubble): رژیم جریان حبابی است که مایع فاز پیوسته را تشکیل می-دهد و فاز گاز به صورت حباب-های پراکنده با حرکت زیگزاگی همراه با مایع به سمت بالا حرکت می-کند. این حباب-ها با افزایش سرعت گاز به هم می-پیوندند و رژیم جریانی لخته-ای را تشکیل می-دهند. پدیده-های بیان شده به صورت شماتیک در شکل 4-20 نشان داده شده-اند.

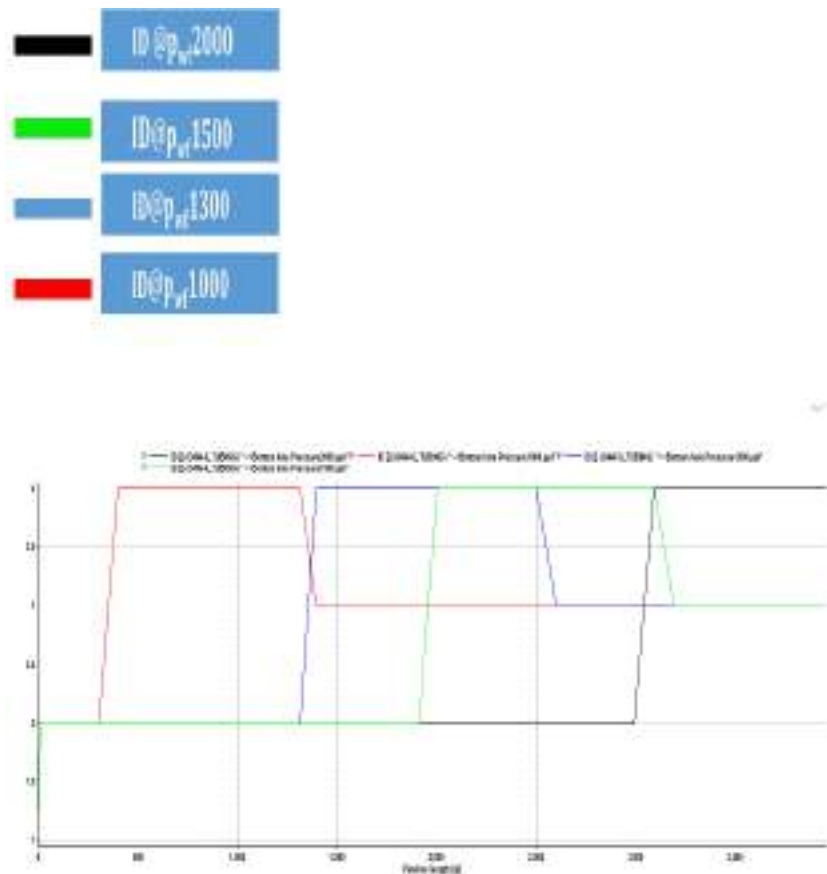


شکل 20 4 شماتیک نحوه تغییر رژیم-های جریانی در لوله-های عمودی [55].

حال با توجه به شکل 21-4 که رژیم جریانی در فشارهای بیان شده را نشان می-دهد، می-توان دریافت که، خط قرمز، که مربوط به فشار ته چاهی 1000 psia است، از ابتدا خط تولید با رژیم جریانی لخته-ای (عدد سه)، سیر می-کند و بیشترین عمر تولید خود را در این رژیم ادامه می-دهد. همانطور که قبلا بیان شد، به-دلیل حباب-های تیلور، این رژیم می-بایست بیشترین تولید نفت را به خود اختصاص دهد.

خط آبی که مربوط به فشار ته چاهی 1300 psia است، در ابتدا با رژیم لخته-ای تولید را شروع می-کند، سپس از عمق 2500 متر تا عمق معینی به رژیم حبابی (عدد چهار) تغییر می-کند، و در انتها با رژیم حلقوی (عدد چهار) تولید خود را ادامه می-دهد، که انتظار می-رود بیشترین تولید نفت بعد از خط قرمز را به خود اختصاص دهد. اما دو حالت باقی مانده که با خط سبز و مشکی نشان داده شده-اند،

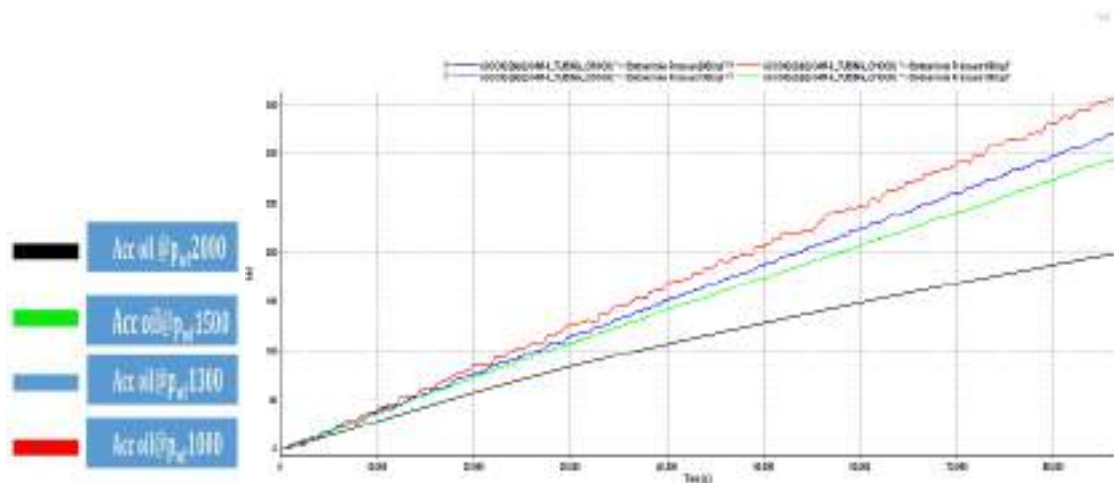
تولید خود را بدون رژیم لخته‌ای انجام داده و یا در عمق کمی با رژیم لخته‌ای تولید کرده‌اند و تولید نفت را با رژیم جریان حلقوی و حبابی به پایان رسانده‌اند و پیش‌بینی می‌شود، تولید کمتری داشته باشند. برای اثبات این مطلب از نفت تولیدی تجمعی کمک گرفته شد که در شکل 4-22 بیان شده استفاده می‌شود.



شکل 4-21 خروجی نرم افزار اولگا برای انواع رژیم‌های جریانی فشارهای ته چاهی در طول مسیر چاه.

4.14.1 نفت تجمعی کلی:

نمودارهای موجود در شکل 4-22، نفت تجمعی را بعد از اجرای برنامه به مدت 24 ساعت نشان داده شده است. به وضوح مشخص است که رژیم جریانی لخته‌ای در حالت نمودار قرمز و آبی بیشترین تولید نفت را به خود اختصاص داده‌اند. اما نباید فراموش شود که این رژیم سبب افزایش نوسان‌های فشاری می‌شود به شکل 4-19 مراجعه شود، که بعد از یک مقدار معین، به پدیده‌ای ناخواسته که سبب آسیب و زیان چاه می‌گردد، تبدیل خواهد شد.



شکل 4.14.2 خروجی نرم افزار اولگا بر پایه نقت تجمعی حالت‌های مختلف فشار-های ته-چاه‌های برای 24 ساعت زمان اجرا.

4.14.2 تعیین سقف مجاز نوسانات فشاری

همان طور که بیان شد، رژیم جریان لخته-ای علی-رغم اینکه رژیم مطلوب برای تولید نفت محسوب می-شود، منتهی با افزایش دبی گاز و حجم این حباب-ها این رژیم جریانی سبب نوسانات فشاری و افزایش ضربات بر دیواره می-گردد. این ضربات به دیواره محیط داخلی و ابزارالات نصب شده چاه آسیب و زیان خواهد رساند و تبدیل به یک پدیده نامطلوب می-شود. هدف این است که با استفاده از نرم افزار اولگا و توانایی-های آن در جریان-های چند فازی، بتوان روشی برای تعیین مقدار فشار ته چاهی بهینه تعیین کرد، بگونه-ای که بتوان تولید بهینه و ایمن چاه را تضمین کرد.

تعیین مقدار ایمن برای تولید یک چاه خود به نوبه خود تابع متغیرهای متعددی مانند خصوصیات مخزن، چاه و ابزارالات نصب شده، خصوصیات سیال تولید و تجهیزات سطحی است و می-تواند از چاه به چاه دیگر و در هر بازه زمانی متفاوت باشد.

در این پژوهش از فشار تحمل ابزارالات بالابر آسانسوری¹ مقدار فشار ته چاه-ی تعیین گردید که به شرح زیر است.

ابتدا باید حداکثر فشار مجاز بر لوله جداره که ابزار بالابر آسانسوری در آن قسمت نصب می-شود را از معادلات زیر محاسبه کرد [56]:

¹ Plunger Lift

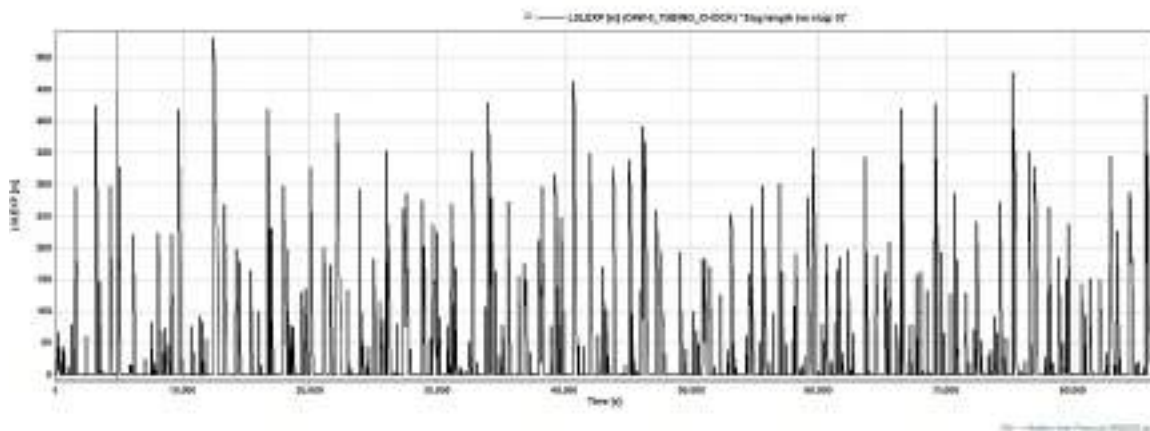
$$P_{C \text{ MIN}} = 1.5 \times P_{\text{liner}} \quad (4-8)$$

$$p_{c \text{ max}} = P_{C \text{ MIN}} \times \left(\frac{A_a + A_t}{A_a} \right) \quad (4-9)$$

در اینجا P_{liner} فشار لاینر، $P_{C \text{ MIN}}$ و $p_{c \text{ max}}$ حد اقل و حد اکثر فشار مجاز لوله جداری، A_a و A_t به ترتیب سطح مقطع داخلی انولوس و تیوپینگ است.

که حداکثر فشار تحمل لوله جداره برای چاه psia 583/9 BU-1 محاسبه گردید. بعدها از این مقدار برای انتخاب فشار ته چاهی بهینه استفاده خواهد شد.

حال باید بیشترین افت فشار ممکن برای تک-تک فشارهای ته چاهی محاسبه گردد، که این کار قبلا در جدول 2-4 صورت گرفته است. این مقادیر بیشترین افت فشاری است که ممکن است در چاه ایجاد شود و مربوط به رژیم‌های لخته-ای تشکیل شده در هر فشار ته چاهی است. نکته مهم، طول و زمان تشکیل بزرگترین حباب‌های تیلور است، که می-توان به راحتی از نرم افزار اولگا بدست آورد که در شکل 23-4 بیان گردیده است.



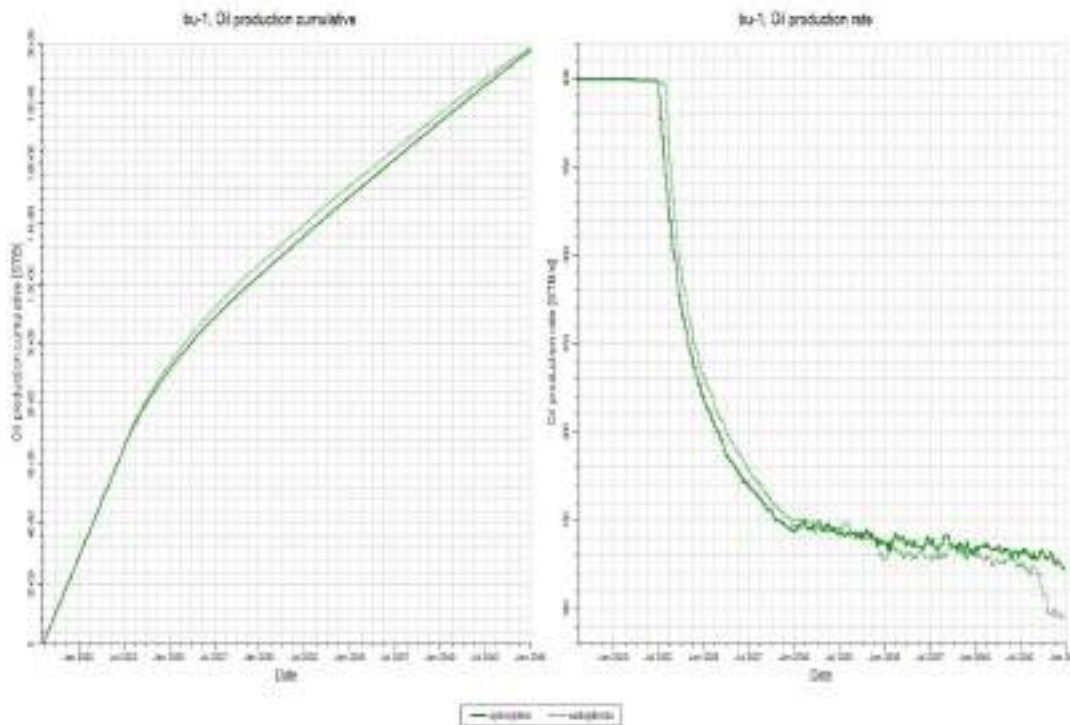
شکل 23 4 خروجی از نرم افزار اولگا برای طول حباب‌های تیلور در زمان اجرای شبیه-سازی.

حال با ضرب مدت زمان تشکیل بزرگ-ترین حباب تیلور در افت فشار حباب تیلور، می-توان مقدار بیشترین افت فشار تشکیل شده برای هر فشار ته چاهی را محاسبه کرد.

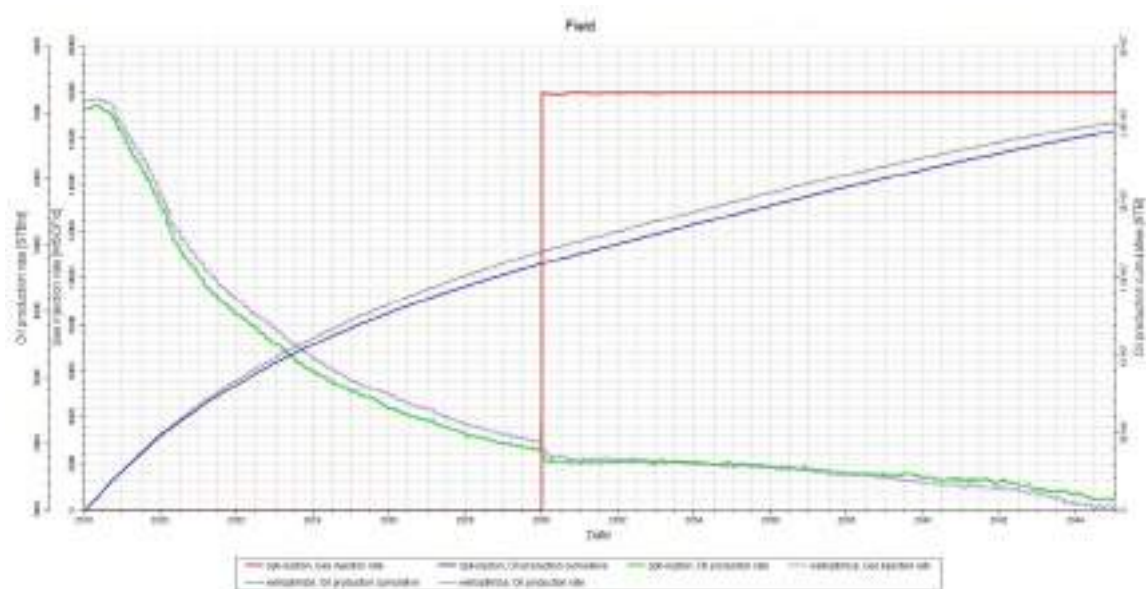
با مقایسه ساده بین حد اکثر اختلاف فشار مجاز برای ابزار بالابر آسانسوری که 583/9 psia بود و افت فشار تشکیل شده از حباب تیلور مربوط به هر فشار ته چاهی، میتوان مقدار فشار بهینه ته چاهی را انتخاب کرد، به طوری که بیشترین تولید ایمن حاصل گردد. در این پژوهش فشار ته چاهی psia 1300 به عنوان فشار ته چاهی ایمن انتخاب و برای

چاه BU-1 گزارش شد. زیرا زمان تشکیل و بیشترین افت فشار رژیم جریانی آن به ترتیب برابر است با 332 ثانیه و 1.71616 psia که افت فشار حباب تیلور معادل 571 psia را می-دهد که زیر حد اکثر اختلاف فشار مجاز برای ابزار بالابر آسانسوری است.

این فشار ته چاهی به نرم افزار پترل انتقال داده شده و میزان بهینه سازی صورت گرفته در شکل 24-4 آورده شده است. شکل 24-4 روند بهبود تولید برای چاه BU-1 با فشار ته چاهی 1300 psia نشان می-دهد. انتهای شبیه سازی، افزایش تولید به مقدار 4800 STB برای چاه BU-1 نسبت به استراتژی تزریق بهینه را نشان می-دهد. حال با فرض اینکه همه چاه-های میدان بازرگان دارای شرایط یکسانی هستند، این فشار ته چاه-های برای تمام چاه اعمال گردید که مقدار 579000 STB افزایش در مقایسه با استراتژی تزریق بهینه است که در شکل 25-4 نشان داده شده است.



شکل 24 4 روند بهبود تولید برای چاه BU-1 برای دو استراتژی بهینه سازی تزریق امتزاجی و بهینه سازی درون چاهی.



شکل 25 4 روند بهبود تولید میدان برای دو استراتژی بهینه‌سازی تزریق امتزاجی و بهینه‌سازی درون چاهی.

در انتها می-توان به تحقق یافتن اهداف این پژوهش پی برد که شامل بهینه-سازی در دو محدوده بین چاهی برای چاه-های تزریقی و درون چاهی برای چاه-های تولیدی با در نظر گرفتن شرایط تولید و عملیاتی با کمک شبیه-ساز خطوط جریانی است. در مجموع میزان STB 965000 افزایش نفت تولیدی از این بهینه سازی-ها در مقایسه با استراتژی تزریق گاز امتزاجی معمولی حاصل گردید.

5 فصل پنجم نتیجه گیری و پیشنهادات

5.1 نتیجه گیری

به عنوان نتیجه-گیری کلی می-توان به موارد زیر اشاره کرد:

(1) شبیه سازی خطوط جریانی یک روش نوین و کاربردی برای انجام عملیات سیلاب زنی است، که از مزیت های آن می-توان به موارد زیر اشاره کرد:

ا. اطلاعات منحصر-به-فرد خطوط جریانی که قابلیت مشاهده مقادیر تمام سیالات

تزریقی و تولید را می-دهد و به نام (WAF) معروف است.

II. کاهش بسیار زیاد زمان اجرا در مقایسه با شبیه-ساز نفت سیاه

III. مشاهده نقشه-های الگوی جریان که به استمرار به روز رسانی می-گردند و....

(2) در خصوص بهینه‌سازی بین چاهی برای چاه‌های تزریقی میدان بازرگان نتایج موفقیت آمیز بودن الگوریتم بهینه-ساز تعریف شده که توسط اطلاعات (WAF) صورت می-پذیرد اثبات نمود. این نتایج حاکی از بهبود تولید استراتژی تزریق امتزاجی بهینه به مقدار STB 378000 نسبت به استراتژی تزریق گاز امتزاجی معمولی است.

(3) در خصوص بهینه‌سازی درون چاهی، این پژوهش یک روند جدید برای بهینه-سازی فشار ته چاه-هی برای چاه-های تولیدی ارائه نمود. در این بهینه‌سازی با بهره-گیری از دو نرم فزار پترل و اولگا برای بررسی رژیم-های جریان چند فازی داخل چاه بهترین فشار ته چاهی تعیین گردید. این نتایج برتری رژیم جریانی لخته ای در خصوص تولید نفت از میدان بازرگان را که برای چاه تولیدی BU-1 انجام شد ، اثبات کرد. اعداد حاکی از افزایش STB 4800 نسبت به استراتژی تزریق بهینه برای چاه BU-1 است.

ولی نباید فراموش کرد که بعد از یک مقدار معین این رژیم جریانی سبب فشار-های ضربه-ای و در نتیجه آسیب و زیان چاه و ابزارالات نصب شده می-گردد. بنابراین همواره با تولید از این رژیم جریانی باید مواظب ضربه-های رژیم لخته‌ای بود تا از سقف مجاز عبور نکند.

5.2 پیشنهادات

(1) اجرای شبیه-سازی خطوط جریان برای چاه-های افقی و اجرای الگوریتم بیان شده و بررسی نتایج حاصله.

(2) بررسی جریان چند فازی و رژیم-های جریانی در چاه-های انحرافی و افقی توسط نرم-افزار اولگا.

3) بررسی سایر موارد اطمینان از جریان، مانند تشکیل ذرات جامد همچن هیدرات و کس در حین توقف و شروع تولید یا در سکوه‌ای ردیای در چاه و خطوط لوله و روش-های جلو گیری از آن، توسط نرم-افزار اولگا.

منابع و مراجع:

- [1]. R. Al-Hussainy and N. Humphreys, "Reservoir management: principles and practices," Journal of Petroleum Technology, vol. 48, no. 12, pp. 1,129-1,135, 1996
- [2]. A. Satter, J. E. Varnon, and M. T. Hoang, "Integrated reservoir management," Journal of Petroleum Technology, vol. 46, no. 12, pp. 1,057-1,064, 1994.
- [3]. G. C. Thakur, "What is reservoir management?" Journal of Petroleum Technology, vol. 48, no. 06, pp. 520-525, 1996.
- [4]. J. Fanchi, Integrated reservoir asset management: principles and best practices. Gulf Professional Publishing, 2010.
- [5]. P. Caldwell and R. Al-Hussainy, "Strategic Management of Technology and Resources a View from Mobil E&P Technical Center," 1994
- [6]. N. Humphreys, "A Synergistic Approach to Reservoir Management, North Sumatra," 1986.
- [7]. S. Raza, "Data acquisition and analysis for efficient reservoir management, in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1990: Society of Petroleum Engineers.
- [8]. L. Chang and A. McVay Duane, "Continuous reservoir simulation model updating and forecasting using a Markov chain Monte Carlo method," SPE 1191972009.
- [9]. C. Bos, "Production Forecasting with Uncertainty Quantification (PUNQ). Final report," Contract No. NITG, pp. 99-225, 1999.
- [10]. F. Floris, M. Bush, M. Cuypers, F. Roggero, and A. R. Syversveen, "Methods for quantifying the uncertainty of production forecasts: a comparative study," Petroleum Geoscience, vol. 7, no. S, pp. S87-S96, 2001
- [11]. T. H. Ahmed and D. N. Meehan, Advanced reservoir management and engineering. Gulf Professional Publishing, 2011.

- [12]. A. B. Badiru and S. O. Osisanya, Project management for the oil and gas industry: a world system approach. CRC Press, 2016.
- [13]. R. M. Sneider, "The economic value of a synergistic organization," in The integration of geology, geophysics, petrophysics and petroleum engineering in reservoir delineation, description and management, 1991.
- [14]. H. H. Haldorsen and T. Van Golf-Racht, "Reservoir management into the next Century," RE Sheriff, pp. 12-24, 1992.
- [15]. J. G. Richardson, R. M. Sneider, A. Brown, and R. Saeriff, "Synergism in reservoir management," SPE REPRINT SERIES, pp. 36-41, 1998.
- [16]. M. Wiggins and R. Startzman, "An approach to reservoir management," in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1990: Society of Petroleum Engineers.
- [17]]. A. Satter, R. Brugman, M. Yard, and D. Mims, "The role of simulators in reservoir management," in Middle East Oil Show, 1993: Society of Petroleum Engineers.
- [18]. A. Durrani, B. Escovedo, B. Ordemann, J. Bickley, B. Tepper, and J. Simon, "The Rejuvenation of the 30-Year-Old McAllen Ranch Field: An Application of Cross-Functional Team Management," Journal of Petroleum Technology, vol. 46, no. 12, pp. 1,065-1,072, 1994.
- [19]. G. Thakur, "Waterflood surveillance techniques-A reservoir management approach," Journal of Petroleum Technology no. 10, pp. 1,180-1,188, 1991.
- [20]. L. Stiles and J. Magruder, "Reservoir Management in the Means San Andres Unit," Journal of Petroleum Technology, vol. 44, no. 04, pp. 469-475, 1992.
- [21]. S. Asgarpour, "An Overview of Miscible Flooding," Journal of Canadian petroleum technology, vol. 33, no. 02, 1994.
- [22]. R. Legere, J. Raisbeck, M. Rehman, and A. Singhal, "Enhanced

- Recovery by Hydrocarbon Miscible Flood in the Willmar Field." in Annual Technical Meeting, 1981: Petroleum Society of Canada.
- [23]. E. Shtepani, F. Thomas, and D. Bennion, "New approach in gas injection miscible processes modelling in compositional simulation," in Canadian International Petroleum Conference, 2004: Petroleum Society of Canada.
- [24]. M. I. Al Hammadi, A. Al Sumaiti, and Z. Kalam, "GAS PROCESS MISCIBLE DISPLACEMENTS AND ITS IMPACT ON FUTURE OIL RECOVERY SCHEMES IN SUPER GIANT CARBONATE RESERVOIRS."
- [25]. E. Claridge, "Prediction of recovery in unstable miscible flooding," Society of Petroleum Engineers Journal, vol. 12, no. 02, pp. 143- 155, 1972.
- [26]. R. Johns, B. Dindoruk, and F. Orr Jr, "Analytical theory of combined condensing/vaporizing gas drives," SPE Advanced Technology Series, vol. 1, no. 02, pp. 7-16, 1993.
- [27]. F. I. Stalkup, "Displacement behavior of the condensing/vaporizing gas drive process," in SPE annual technical conference and exhibition, 1987: Society of Petroleum Engineers.
- [28]. M. Sohrabi, A. Danesh, D. H. Tehrani, and M. Jamiolahmady "Microscopic mechanisms of oil recovery by near-miscible gas injection," Transport in Porous Media, vol. 72, no. 3, pp. 351-367, 2008.
- [29]. M. Jenkins, "An analytical model for water/gas miscible displacements," in SPE enhanced oil recovery symposium, 1984: Society of Petroleum Engineers.
- [30]. P. Shen and W. Shi, "In-door study of hydrocarbon miscible flooding cases," in SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 1998: Society of Petroleum Engineers.
- [31]. M. Thompson and P. Bird, "An Innovative Approach to Assessing Miscible Flooding in a North African Field," in SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2004: Society of Petroleum

Engineers

- [32]. D. Craig and J. Bray, "Gas injection and miscible flooding," Alberta Oil Gas Conser Bd1971.
- [33]. G. F. Teletzke, P. D. Patel, and A. Chen, "Methodology for miscible gas injection EOR screening," in SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, 2005: Society of Petroleum Engineers
- [34]. B. Caudle and A. Dyes, "Improving miscible displacement by gas-water injection," Society of Petroleum Engineers, SPE-911-G,1958.
- [35]. P. Samier, L. Quettier, and M. Thiele, "Applications of streamline simulations to reservoir studies," SPE Reservoir Evaluation & Engineerin g, vol. 5, no. 04, pp. 324-332, 2002.
- [36]. R. Baker, F. Kuppe, S. Chugh, R. Bora, S. Stojanovic, and R. Batycky, "Full-Field Modeling Using Streamline-Based Simulation: 4 Case Studies," in SPE Reservoir Simulation Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [37]. M. R. Thiele, R. Batycky, and D. Fenwick, "Streamline simulation for modern reservoir-engineering workflows," Journal of Petroleum Technology, vol. 62, no. 01, pp. 64-70, 2010.
- [38]. M. Muskat and R. D. Wyckoff, "A theoretical analysis of water-flooding networks," Transactions of the AIME, vol. 107, no. 01, pp. 62-76, 1934.
- [39]. Frank M. White, University of Rhode Island, "Fluid Mechanics", McGraw-Hill Series in Mechanical Engineering, Fourth Edition.
- [40]. "Streamline Calculations", Lecture note 1, February 23, 2007.
- [41]. Marco.R. Thiele, "Streamline Simulation", 6th International forum on reservoir simulation, September, 2001.
- [42]. R. Baker, "Streamline technology: reservoir history matching and forecasting its success, limitations, and future," Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 40, no. 04, 2001.
- 43]]. T. Wen, M. Thiele, D. E. Ciaurri, K. Aziz, and Y. Ye, "Reservoir Management Using Two-stage Optimization with Streamline Simulation," in ECMOR XIII-13th European Conference on the

- Mathematics of Oil Recovery, 2012
- 44]]. A. Al-Najem, S. Siddiqui, M. Soliman, and B. Yuen, "Streamline simulation technology: evolution and recent trends," in SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, 2012: Society of Petroleum Engineers
- 45]]. M. Komberger and M. R. Thiele, "Experiences with an Efficient Rate-Management Approach for the 8th Tortonian Reservoir in the Vienna Basin," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, vol. 17, no. 02, pp. 165-176, 2014.
- 46]]. M. A. Naguib and J. Moore, "Integration Tools to Streamline Reservoir Management and Field Development Workflows for Mature Fields in South Oman," in SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 2005: Society of Petroleum Engineers.
- 47]]. R. P. Batycky, M. R. Thiele, R. O. Baker, and S. Chung, "Revisiting reservoir flood-surveillance methods using streamlines," in SPIE Annual Technical Conference and Exhibition, 2005: Society of petroleum engineers
- 48]]. D. Denney, "Use of streamline simulation in reservoir management," Journal of petroleum technology, vol. 53, no. 04, pp. 82-83, 2001.
- 49]]. D. Denney, "Thunder Horse Takes Reservoir Management to the Next Level," Journal of Petroleum Technology, vol. 62, no. 12, pp. 61-62, 2010.
- 50]]. A. S. Al-zawawi, E. M. Hayder, M. Baddourah, A. Karim, M. Ghazali, and W. Hidayat, "Using Streamline and Reservoir Simulation to Improve Water Flood Management," in SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, 2011: Society of Petroleum Engineers.
- 51]]. M. R. Thiele and R. P. Batycky, "Using streamline-derived injection efficiencies for improved waterflood management," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, vol. 9, no. 02, pp. 187-196, 2006
- 52]]. H. Cheng, X.-H. Wen, W. J. Milliken, and A. Datta-Gupta, "Field experiences with assisted and automatic history matching using streamline models," in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2004: Society of Petroleum Engineers.

- [53]. Y. Wang and A. R. Kovscek, "A streamline approach for history-matching production data," Stanford University (US)2001.
- [54]. John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd "Multiphase Flow in Oil and Gas Well Drilling," Higher Education Press 2016.
- [55]. O. SHOHAM," mechanistic modeling of gas-liquid two- phase flow in pipes" Copyright The Society of Petroleum Engineers (SPE) 2005.
- 56]]. James F.LeaJrLynn Rowlan, "Gas Well Deliquification (Third Edition)", 2019.



پیوست-ها

- پیوست الف

$$H_L = \frac{V_L}{V} \quad (10)$$

$$H_g = 1 - H_L \quad (\text{الف-۲})$$

در صورتی که سرعت گاز و مایع در لوله برابر باشد (عدم وجود لغزش) پسماند به صورت زیر به دست می آید:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (\text{الف-3})$$

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (\text{الف-4})$$

برای محاسبه‌ی خواص جریان دوفازی داریم:

$$q_L = \frac{w_t(1-x_g)}{\rho_L} \quad (\text{الف-5})$$

$$q_g = \frac{w_t x_g}{\rho_g} \quad (\text{الف-6})$$

$$x_g = \frac{VM_g}{VM_g + LM_L} \quad (\text{الف-7})$$

خواص مخلوط جریان آب/ نفت با فرض عدم وجود لغزش بین فازها به شکل زیر محاسبه می شود:

$$\rho_L = \rho_o f_o + \rho_w f_w \quad (\text{الف-8})$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \quad (\text{الف-9})$$

$$\mu_L = \mu_o f_o + \mu_w f_w \quad (\text{الف-10})$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (\text{الف-11})$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} \quad (\text{الف-12})$$

خواص مخلوط جریان گاز/مایع بسته به این فرض که لغزش در نظر گرفته شود یا خیر از روابط زیر می‌توان استفاده نمود:

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_L) \quad (\text{الف-13})$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g (1 - \lambda_L) \quad (\text{الف-14})$$

در شرایط وجود لغزش:

$$\mu_s = \mu_L H_L + \mu_g (1 - H_L) \quad (\text{الف-15})$$

یا به طور دقیق تر:

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \times [\mu_g^{(1-H_L)}] \quad (\text{الف-16})$$

در شرایط وجود لغزش:

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (\text{الف-17})$$

و

$$\rho_k = \rho_L \frac{\lambda_L^2}{H_L} + \rho_g \frac{(1 - \lambda_L)^2}{(1 - H_L)} \quad (\text{الف-18})$$

از رابطه‌ی دوم اکثراً برای محاسبه‌ی عدد بدون بعد رینولدز و تعیین افت فشار ناشی از اصطکاک استفاده می‌شود.

آنتالپی بر واحد جرم جریان چندفازی از رابطه‌ی زیر محاسبه می‌شود [55].

$$h_L (1 - x_g) + h_g x_g h = \quad (\text{الف-19})$$

Abstract

Abstract

Most Middle Eastern reservoirs have either reached their maturity or are at their maturity, so using proper harvesting operations is common in the oil industry. Flooding is one of the most common of these operations. But restrictions on access to resources (water or gas) in particular have challenged this kind of operation in recent years.

In this study, it first explains the overall management of the reservoir and then deals with its problems. Then, the applications of the flow lines and their calculations are described in detail. Finally, simulation of the streamlines and their unique abilities has been assisted and applied to them in Buzurgan oil Field, south of Iraq.

The preservation of the objectives of this study will be conducted in two parts:

- 1) Between wells by optimize streamline simulation methods and the concept of well injection efficiency and flow pattern management including injection wells.
- 2) Intra-well optimization in production wells by considering multiphase flow regimes

taking into account production and operational constraints and achieve the maximum amount of safe production possible in Buzurgan Oil Field.

Keywords:

Optimization of wells performance, streamlines simulation, Miscibility gas injection, Minimum miscible pressure calculation, petrel & Olga software.





Amirkabir University of Technology
(Tehran Polytechnic)

Department of Petroleum Engineering

MSc Thesis – Production Engineering

well activity optimization by streamlines and production and
operational constraints

By

Saifali Al-musawy

Supervisor

Dr. Fariborz Rashidi

August 2019



Edit with WPS Office