دانشگاه صنعتی امیرکبیر

(پلی‌تکنیک تهران)

دانشکده مهندسی شیمی

مقطع کارشناسی ارشد رشته مخازن هیدروکربوری

پایان نامه کارشناسی ارشد

آنالیز تستهای چاه آزمایی مخازن گاز میعانی در سیستمهای دو فازی و سه فازی

نگارش :

اکبر صادقی

استاد راهنما:

دکتر میترا دادور

شهریور ۱۳۸۶

چکیده پایان نامه

مخـــازن گـــاز میعـــانی،مخـــازنی هـــستند کـــه در شـــرایط اولیـــه، مخـــازنی گـــازی انـــد کـــه حـــاوی هیـــدروکربونهای ســـنگین تـــری مـــی باشـــند . $(C_3 - C_5)$. بـــا گذشـــت زمـــان بهـــره بـــرداری و افـت فـشار مخـزن هنگامیکـه فـشار مخـزن بـه فـشار نقطـه شـبنم مـی رسـد ایـن هیـدروکربنهای سـنگین تـر شـروع بـه مـایع شـدن مـی کننـد و فـاز میعـان شـروع بـه گـسترش مـی کنـد . در ابتـدای امـر ایـن مقـدار مـایع تـوان حرکـت نـدارد و بـا ادامـه گـسترش ایـن فـاز مقـدار مـایع بـه حـدی مـی رسـد کـه مـی توانـد حرکـت کنـد . فـشار در ایـن نقطـه را بـا P^* معرفـی مـی کنـیم و درجـه اشـباع متنـاظر بـا آنـرا بـا S_{C1} نـشان میـدهیم . از ایـن نقطـه بـه بعـد جریـان، دو فـازی یـا در صـورت وجـود آب، سـه فـازی مـی باشـد ، کـه قـوانین مربـوط بـه جریـان چنـد فـازی در مـورد آن صادق اند .

در طـول عمـر یـک مخـزن گـاز میعـانی سـه ناحیـه مـی توانـد وجـود داشـته باشـد، ناحیـه ۱، کـه ایـن ناحیـه از فـشار دهانـه چـاه شـروع شـده و تـا P^* ادامـه دارد در ایـن ناحیـه جریـان دو فـازی یـا سـه فـاری اسـت .ناحیـه۲، کـه ایـن ناحیـه مـا بـین P^* و P_d مـی باشـد ، ناحیـه ای کـه درجـه اشـباع میعـان در حـال افـزایش اسـت امـا قابلیـت حرکـت نـدارد . جریـان در ایـن ناحیـه، تـک فـازی بـه صـورت گـازی کـه از گـاز اصـلی مخـزن کمـی سـبک تـر اسـت،یا در صـورت وجـود آب دو فـازی اسـت .ناحیـه ۳: ایـن ناحیـه از فـشار P_d شـروع شـده و تـا فـشار اولیـه یـا مـرز مخـزن ادامـه دارد . جریـان در ایـن ناحیـه تـک فـاز گـاز اصـلی مخـزن اسـت و قـوانین حـاکم بـر این ناحیه همان قوانین تک فاز گاز واقعی است .(یا دو فازی در صورت وجود آب)

در ایـن نـوع مخـازن ، تولیـد اصـلی همـان فـاز گـاز مـی باشـد لـیکن ایجـاد و تجمـع مـایع در ایـن نوع مخازن به صورت مانعی بر سر راه گاز بوده ومیزان بازیافت چاه گازی را کم می کند .

دو نـوع تغییـر در مخـازن گـاز میعـانی بـا گذشـت زمـان وافـت فـشار مخـزن رخ مـی دهـد یکـی تغییـر فـاز ودیگـری تغییـر خـواص فیزیکـی کـه هـر دو ایـن تغییـرات در ایـن پایـان نامـه بـا استفاده از اصل شبه فشار مد نظر قرار می گیرند .

بـرای پـیش بینـی عملکـرد چـاه در سیـستمهای چنـد فـازی،نفـوذ پـذیری نـسبی بـه صـورت تـابعی از فـشار مـورد اسـتفاده قـرار مـی گیـرد . کـه آن نیـز مـستلزم داشـتن درجـه اشـباع در هـر زمـانی مـی باشـد . معمـولاً درجـه اشـباع از موازنـه مـواد و شـبیه سـازی مخـازن بدسـت مـی آیـد ،

همچنین تعیین نمودارهای نفوذ پذیری نسبی بر حسب درجه اشباع در آزمایشگاه بر روی نمونه های core انجام می شود که فرایندی بس وقت گیر و هزینه بر می باشد .

با توجه به اینکه تستهای چاه ازمایی معمولاً هر ساله انجام می شود و تقریباً هزینه ای ندارد، استفاده از این داده ها در روش ارائه شده در این پایان نامه جهت پیش بینی عملکرد چاه بسیار مقرون به صرفه بوده و نیاز به نفوذ پذیری نسبی را حذف می کند .

در این پایان نامه چگونگی استفاده از داده های تست های افت فشار و خیز فشار جهت بدست آوردن نفوذ پذیری موثر به صورت تابعی از فشار و استفاده از آن جهت پیش بینی عملکرد چاه بیان می شود .

نفوذ پذیری موثر هر فاز را می توان از داده های تولیدی فازهای دیگر تخمین زد که در این پایان نامه نحوه تخمین پذیری همه فازها آمده است .

تعاریف جدیدی از شبه فشار در سیستمهای گاز میعانی در این پایان نامه آمده است و مدلهای ریاضی جهت تخمین آن در سیستم های دو فازی و سه فازی به کار برده شده است.

این مدلهای ریاضی تغییرات فازی و خواص فیزیکی فازها را مد نظر قرار می دهد و نشان میدهد که هدر رفت تولید یک چاه ناشی از ساختار مخزن در اطراف دهانه چاه خسارت سازند ، جریان غیر دارسی و نهایتاً تجمع میعان می باشد.

همچنین تعاریف جدید مفهوم شبه فشار در سیستمهای گاز میعانی دو فازی و سه فازی، این امکان را فراهم می کند که بتوان نفوذ پذیری موثر و فاکتور skin را به صورت تابعی از فشار بدست آورد.

در فصل سوم سیستمهای گاز میعانی به طور خلاصه معرفی شده اند.در فصل ۴ نسبتهای مورد نیاز در روش تیاب و جاخیو محاسبه شده اند که ممکن است خسته کننده باشند ولی برای تبدیل تابع شبه فشار به عبارتی که بتوان آنرا از داده های تولید محاسبه نمود لازم اند.

در فصل ۵ روش تیاب و جاخیو برای محاسبه نفوذ پذیری موثر و تابع شبه فشار آمده است از آنجا که بنظر میرسد در این روش بعضی از خطاها در نظر گرفته نشده دوروش جدید برای محاسبه نفوذ پذیری موثر در سیستم های سه فاز ی در مخازن گاز میعانی به صورت تابعی از فشار در فصل ۶ ارائه شده است و به دنبال آن با استفاده از مقادیر بدست آمده برای نفوذ پذیری موثر، تابع شبه فشارو skin محاسبه می شود.

مدل ارائه شده در این پایان نامه Black oil بوده و خواص PVT سیال مورد استفاده مطابق روابط تجربی مناسب در ضمیمه الف آمده است.

در فصل ۷ نمودار عملکرد چاه با استفاده از روش Rawlins&Shellhardt ،میزان هدر رفت تولید چاه به خاطر تجمع میعان،فاکتور خسارت(Damage factor)،قدرت حمل چاه و ... در مخازن گاز میعانی توضیح داده شده است.

در فصل ۸ نمونه ای از داده های یک مخزن گاز میعانی مورد مطالعه قرار گرفته و نفوذ پذیری موثر، تابع شبه فشار ، نمودار عملکرد تولیدچاه و Skin بر اساس روش ارایه شده در این پایان نامه و روش تیاب و جاخیو محاسبه شده و اختلاف روشهای به کار رفته در محاسبه نفوذ پذیری موثر، در تابع شبه فشار و نمودار عملکرد تولیدچاه و Skin تحلیل می شود.

نام گذاری

B_o = Oil formation volume factor, Rbbl/STB

B_{gd} = Dry gas FVF, Cu-ft/SCF

C_H = Geometric factor for horizontal well

k_{ro} = Oil relative permeability

k_{rg} = Gas relative permeability

k_{rw} = Water relative permeability

$k_o = k_{eo} = kk_{ro}$ = Oil effective permeability

$k_g = k_{eg} = kk_{rg}$ = Gas effective permeability

$k_w = k_{ew} = kk_{rw}$ = Water effective permeability

p = Pressure

p_r = Reservoir pressure

L = Length of horizontal well

h = Reservoir thickness

H = Horner time

q_g = Gas flow rate, SCF/D

$q_{g,free}$ = Free gas flow rate, SCF/D

q_o = Oil flow rate, STB/D

q_w = Water flow rate, STB/D

R = Gas constant, 10.735 $psi.ft^3 / lb-Mole.^oR$

R_s = Solution GOR, SCF/STB

R_{sgw} = Solution gas water ratio, SCF/STB

$R_p = R_{pgo}$ Producing GOR, SCF/STB

R_{pgw} = Producing gas water ratio, SCF/STB

R_{pow} = Producing oil water ratio, STB/STB

R_{pgo} = Producing gas oil ratio, SCF/STB

R_w = Water gas ratio

S = Skin

S_{cl} = Condensate liquid skin

S_o = Oil saturation, fraction

S_g = Gas saturation, fraction

S_{oc} = Critical oil saturation, fraction

ϕ = Porosity

C_t = Total compressibility

t_p = Producing time

η = Diffusivity Coeficient

$\eta_{w,2p}$ = Well efficiency in two phase system

DF = Damage factor

$m(P) = m(p)$ = Pseudo-pressure function, $psia^2 / cp$

$M_{g,2p}$ = Gas phase pseudo pressure parameter in two phase system

$M_{g,3p}$ = Gas phase pseudo pressure parameter in three phase system

z = Compressibility factor

γ = Specific gravity

ρ = Density

μ_o = Oil viscosity, cp

μ_g = Gas viscosity, cp

D = Non Darcy flow coefficient

اندیس ها

g = Gas

o = Oil

w = Water

r = Relative

e = Effective

z = In z direction

x = In x direction

y = In y direction

cl = Condensate liquid

$meas$ = Measured

$1hr$ = One hour

w = Well bore (In well testing equations)

cor = Corrected

b = Bubble

d = Dew

sp = Single phase

sp = Pseudo

wf = Well bore flowing

ws = Well shut-in

s = Shut-in

1 = Region 1

2= Region 2

3= Region 3

$g3, g1$ = Gas in region-1 using gas effective permeability in 3-phase systems

$g3, g2$ = Gas in region-2 using gas effective permeability in 3-phase systems

$g3, o1$ = Gas in region-1 using oil effective permeability in 3-phase systems

$o3, g1$ = Oil in region-1 using gas effective permeability in 3-phase systems

$o3, o1$ = Oil in region-1 using oil effective permeability in 3-phase systems

2p=Two phase

3p=Three phase

pgo=Producing gas oil ratio

pgw= Producing gas water ratio

pow= Producing oil water ratio

sgw=Solution gas water ratio

فهرست مطالب

چکیده پایان نامه.....i
نامگذاری.....iv
اندیس ها.....v
فهرست.....vii

فصل اول

معرفی چاه آزمایی (Welltest) و بیان مسایل مربوط به چاه آزمایی مخازن گاز میعانی

۱-۱ مقدمه ۱
۱-۲ معادله جریان سیال درمحیط متخلخل وحل آن واستفاده از آن درتست چاه آزمایی افت فشار وخیز فشار ۲
۱-۳ بیان مساله.....۵
۱-۴ مرور کارهای انجام شده ۶

فصل دوم

نفوذ جریان گاز در محیط متخلخل

۲-۱ بدست آوردن معادله سه بعدی نفوذ جریان سیال در محیط متخلخل در چاههای گازی.....۱۳
۲-۲ حل تحلیلی برای یک چاه عمودی ۱۶

فصل سوم

سیستمهای میعان گازی

۳-۱ طبقه بندی سیال مخزن.....۱۹
۳-۲ سیالات معکوس.....۱۹
۳-۳ میعان معکوس.....۲۰

۳-۴ نمونه گیری از سیالات معکوس ۲۰
۳-۵ توزیع سیالات در مخزن..... ۲۱
۳-۶ احتمال وجود نواحی سه گانه..... ۲۳
۳-۷ تعیین $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$ بعنوان یک تابع از فشار برای نفتهای فرار..... ۲۳

فصل ۴ :

تعریف نسبتهای تولیدی و بیان آنها بر حسب خواص PVT و تراوایی موثر فازها در مخازن گاز میعانی دو فازی و سه فازی

مقدمه
۴-۱ سیستمهای دو فازی..... ۲۶
۴-۱-۱ نسبت گاز به نفت تولیدی $\left(R_{pgo2p}\right)$ ۲۷
۴-۱-۲ نسبت نفت به آب تولیدی (R_{pow2p})..... ۲۸
۴-۱-۳ نسبت گاز به آب تولیدی $R_{pgw,2p}$ در غیاب نفت به طور مشابه ۲۹
۴-۲ سیستمهای سه فازی ۳۰
۴-۲-۱ نسبت گاز به نفت تولیدی در سیستمهای سه فازی در ناحیه ۱ (R_{pgo3p})..... ۳۰
۴-۲-۲ نسبت نفت به آب تولیدی در ناحیه ۱ $\left(R_{pow3p}\right)$..... ۳۲
۴-۲-۳ نسبت گاز به آب تولیدی در ناحیه ۱ $\left(R_{pgw3p}\right)$..... ۳۳
۴-۲-۴ نسبت گاز به آب تولیدی در نواحی ۲و۳ $\left(R_{pqw3p}\right)$ ۳۴

فصل پنجم

مدلسازی تابع شبه فشارو تخمین آن در سیستمهای دو فازی و سه فازی با استفاده از تراوایی موثر به روش تیاب و جاخیو

۵-۱ مقدمه..... ۳۵
۵-۱-۱ تخمین نفوذ پذیری نسبی با استفاده از داده های تولید..... ۳۵
۵-۱-۲ روش حالت پایدار(روش Peneula and Civan) ۳۶
۵-۲ مدلسازی تابع شبه فشار دو فازی برای مخازن گاز میعانی ۳۷
۵-۲-۱ فاز نفت(ناحیه ۱) ۳۸

۵-۲-۲ فاز آب در غیاب فاز نفت در مخازن گازی خالص به همراه تولید آب ۳۸
۵-۲-۳ تخمین تابع شبه فشار فاز گاز برای سیستمهای
میعانی بدون استفاده از منحنی های نفوذ پذیری نسبی..... ۳۹
۵-۳ تابع شبه فشار برای سیستمهای سه فازی ۴۰
۵-۳-۱ فاز نفت..... ۴۰
۵-۳-۲ فاز گاز در ناحیه ۱..... ۴۱
۵-۳-۳ فاز آب..... ۴۱
۵-۳-۴ فاز گاز در نواحی ۲ و ۳ ..... ۴۲
۵-۴ روش تیاب و جاخیو جهت تخمین نفوذ پذیری موثر
بااستفاده از اندازه گیری های سطحی از آنالیز چاه آزمایی سیستمهای دو فازی..... ۴۲
۵-۵ روش تیاب و جاخیو جهت تخمین نفوذ پذیری موثر
با استفاده از ریت اندازه گیری شده از تست فشار در سیستمهای سه فازی ۴۴
۵-۵-۱ نفوذ پذیری موثر در ناحیه ۱ در سیستمهای سه فازی ۴۴
۵-۵-۲ نفوذ پذیری موثر در ناحیه ۲ و ۳ در سیستمهای سه فازی ۴۵
۵-۶ تعیین ضریب پوسته (skin Factor)..... ۴۶

فصل ششم

کار های انجام شده در این پایان نامه

۶-۱ روشهای ارائه شده در این پایان نامه جهت تخمین نفوذ پذیری موثر
با استفاده از ریت اندازه گیری شده از تست فشار در سیستمهای دو فازی و سه فاز..... ۴۸
۶-۱-۱ روش اول:روش تکرار..... ۴۸
۶-۱-۲ روش دوم :حل به روش عددی..... ۵۲
۶-۲ تغییر قدرت حمل چاه به خاطر انباشت میعان در اطراف دهانه چاه ۵۴
۶-۲-۱ تغییر قدرت حمل چاه در ناحیه
۱ به خاطر تولید میعان در سیستمهای دو فازی ۵۵
۶-۲-۲ هدر رفت تولید چاه به خاطر تجمع میعان در ناحیه ۱ در سیستمهای دو فازی..... ۵۵
۶-۲-۳ فاکتور خسارت(DF) ناشی از تجمع مایع در ناحیه ۲ در سیستمهای دو فازی..... ۵۶

۳-۶ روش بدست آوردن تابع شبه فشار.....۵۶
۱-۳-۶ فاز گاز.....۵۷
۲-۳-۶ فاز آب ۵۸
۳-۳-۶ فاز نفت ۵۸

فصل هفتم

منحنی IPR برای چاههای گاز میعانی(رابطه عملکردچاه)

۱-۷ منحنی عملکرد جریان چاه، برای جریان تک فازی گاز.....۵۹
۲-۷ عملکرد جریان چاههای گاز میعانی ۶۰
۳-۷ تعیین IPR ۶۵

فصل هشتم

کاربردها

۱-۸ سیستم دو فازی.....۶۶
۲-۸ سیستم سه فازی.....۷۱

فصل نهم

نتیجه گیری و پیشنهادات

۱-۹ نتیجه گیری.....۸۷
۲-۹ پیشنهادات.....۸۹

منابع.....۹۰

ضمیمه الف

خواص (PVT) سیالات

۱-الف: خواص نفت سبک ۹۲
۲- الف: خواص گاز طبیعی ۹۳

۳- الف: میعانات ۹۶
۴- الف: خواص آب ۹۷

ضمیمه ب

جداول

جدول ۱-ب :خواص PVT سیال مخزن..... ۱۰۰
جدول ۲-ب : داده های تست فشار و محاسبه k_g..... ۱۰۱
جدول ۳-ب : محاسبات $Skin$ و $m(p)_{g,2p}$..... ۱۰۲
جدول ۴-ب : محاسبه k_g ، $m(p)_{g,2p}$ و $Skin$ به روش تیاب و جاخیو..... ۱۰۳
جدول ۵-ب : داده های تست خیز فشار و خواص گاز..... ۱۰۴
جدول ۶-ب :محاسبه تراوایی موثر گاز (تصحیح نشده) و محاسبه ضریب پوسته..... ۱۰۷
جدول۷-ب : مقایسه توابع شبه فشار گاز با و بدون در نظر گرفتن k_g..... ۱۱۰
جدول ۸-ب : محاسبه k_g به روش Iteration..... ۱۱۳
جدول ۹-ب : داده های تولید گاز جهت بدست آوردن C , n..... ۱۱۶
جدول ۱۰-ب : IPR بدست آمده برای فاز گاز با استفاده از C , n بدست آمده از
نمودار های ۱۳-۸ و۱۴-۸..... ۱۱۷
جدول۱۱-ب : خواص آب و میعان ومقادیر تراوایی موثر این فاز ها..... ۱۲۰
جدول۱۲-ب : داده های تولید آب جهت بدست آوردن C , n در رابطه Rawlins and Shellhardt..... ۱۲۴
جدول۱۳-ب : IPR بدست آمده برای آب با استفاده از C , n بدست آمده از نمودارهای ۲۱-۸ و ۲۲-۸..... ۱۲۵

فصل اول

معرفی چاه آزمایی (Welltest) و مسایل مربوط به چاه آزمایی مخازن گاز میعانی

۱-۱ مقدمه

در سال ۱۹۶۷ ، متیو و راسل (Mattheas & Russel) نخستین آنالیز چاه آزمایی را ارائه دادند و مونوگراف متیو و راسل منبع استانداردی برای بسیاری از مهندسین نفت قرار گرفت. براساس این مونوگراف ، ۱۵۰ روش آنالیز چاه آزمایی ارائه شد. که این روشها مسایل جدید که قبلاً لاینحل بود را حل می نمود.با پیشرفت علم مهندسی نفت، مسایل جدیدی مطرح می شود که نیاز به روشهای جدید آنالیز چاه آزمایی را مبرم می سازد،بنابراین لازم است به موازات طرح مسایل جدید،روشهای آنالیز چاه آزمایی نیز به روز شوند .[۱۴]

اطلاعات دقیق و مطمئن از شرایط مخزن در بسیاری از زمینه های مهندس نفت اهمیت زیادی دارد. مهندس مخزن باید اطلاعات کافی و دقیق از مخزن داشته باشد تا بتواند عملکرد مخزن را آنالیز کرده نحوه تولید آنرا در آینده تحت شرایط مختلف بهره برداری پیش بینی کند. مهندس بهره بردار باید شرایط چاههای تولیدی و چاههای تزریقی را بداند تا بتواند بهترین روش بهره برداری راانتخاب کند.

بسیاری از این اطلاعات از تستهای چاه آزمایی بدست می آید.تکنیکهای تست فشاراز قبیل خیز فشار (Pressure buildup)،افت فشار (Draw Down) ،تزریق (Enjectivity) ،Interference ، fall off،و... قسمت مهمی از کار مهندس مخزن و بهره برداری هستند.

در اغلب این تستها تغییرات فشار برحسب زمان در یک چاه ثبت شده وخواص چاه،سیال وسنگ مخزن به عنوان نتیجه این تستها بدست می آیند.اطلاعاتی که از آنالیز تستهای چاه آزمایی بدست می آیدشامل حجم چاه،فاکتور خسارت یا بهبود چاه،فشار مخزن،تراوایی ،درصد تخلخل ،رزرو و... می باشد.

تمامی این اطلاعات به آنالیز ،بهبود وپیش بینی عملکرد مخزن کمک می کند.

در بحث چاه آزمایی یک مخزن غیر یکنواخت را به صورت یک مخزن فرضی یکنواخت مدلسازی کرده وآنرا مورد استفاده قرار می دهند.از نقطه نظر مهندسی مطالعه تک تک نقاط مخزن که از نظر خواص با هم فرق دارند هدف نیست ،بلکه میانگین این خواص درمهندسی نفت مورد استفاده قرار می گیرند.

معمولاً مطالعه مخزن به سه روش انجام می شود:

۱- روش آزمایشگاهی،که دراین روش مخزن به صورت نقطه ای مطالعه می شوندیعنی یک Plug از مخزن که حکم یک نقطه را دارد درآزمایشگاه آنالیزمی شود.

۲- نمودار گیری(log) که دراین روش مخزن به صورت خطی مطالعه می شود.

۳- روش چاه آزمایی : چون در این روش حجم بیشتری از مخزن مورد مطالعه قرار می گیرد،نسبت به دو روش قبلی ارجحیت دارد.

در بحث چاه آزمایی معمولاً فشار ودبی مخزن وچاه معلومندوازاین اطلاعات ،خواص سنگ وسیال مثل درجه تخلخل وتراوایی بدست می آیند در حالیکه در بحث مهندس مخازن ،خواص مخزن ،سنگ و سیال معلومندواز آنها فشار ودبی چاه تولیدی یا تزریقی را بدست می آوردند.

۲-۱ معادله جریان سیال درمحیط متخلخل وحل آن واستفاده از آن درتست چاه آزمایی افت فشار وخیز فشار

معادله دیفرانسیلی برای جریان سیال در محیط متخلخل،معادله نفوذ جریان نامیده می شود که از ترکیب قانون بقای جرم،معادله حالت وقانون دارسی بدست می آید.اگرآنرادر مختصات استوانه ای بیان کنیم:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}=\frac{1}{\eta}\frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{.....۱-۱}$$

که در آن η ثابت نفوذ جریان نامیده شده و مقدار آن برابر با $\eta = \frac{6.328k}{\mu C_t \Phi}$ است.

دراین معادله جریان به سمت دهانه چاه،افقی فرض شده است ، همچنین تاثیر گراویته نادیده گرفته شده، محیط متخلخل به صورت یکنواخت در نظرگرفته شده وجریان، تک فاز با تراکم پذیری ثابت فرض شده است.به علاوه فرضیات مربوط به قانون دارسی نیز باید لحاظ شود تمامی خواص از قبیل μ, C_t, Φ, k مستقل از فشار در نظر گرفته شده است .

با توجه به تمام این فرضیات معادله دیفرانسیلی فوق خطی بوده وقابل حل.حل این معادله را می توان بصورت زیر نوشت:[۹]

$$P(r,t) = P_i + \frac{q\mu B}{14.16kh} Ei\left(\frac{-r^2}{4\eta t}\right) \quad \text{.....۱-۲}$$

در این معادله :

r شعاع یافاصله از دهانه چاه برحسب ft

t زمان برحسب روز

P_i فشار اولیه مخزن برحسب Psi

q نرخ تولیدی برحسب $\frac{STB}{Day}$

μ ویسکوزیته سیال برحسب CP

B فاکتورحجمی سیال برحسب $\frac{Rbbl}{STB}$

k تراوایی برحسب دارسی، d

و h ضخامت مخزن برحسب ft می باشند .

Ei تابع انتگرال نمایی نامیده شده وبه صورت زیر تعریف می شود:

$$Ei(-X) = \int_{x}^{-\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

در شرایطی که $x < 002$ باشد می توان از تقریب زیر استفاده نمود:

$$Ei(-X) = \ln x + 0.5772$$

در معادلعه ۲-۱ ضریب پوسته اطراف دهانه چاه درنظرگرفته نشده است، با منظور کردن Skin معادله(۲-۱) به شکل زیر در می آید:[۹]

$$\Delta P = \frac{q\mu B}{14.16kh}\left[Ei\left(\frac{r^2}{4\eta t}\right) - 2S \right] \quad \text{.....۱-۳}$$

معادله فوق را می توان به شکل زیر بازنویسی کرد :

$$\Delta P = -70.6\frac{q\mu B}{kh}\left[\ln\left(\frac{1688\mu C_t r^2{}_w}{kt} - 2S \right] \right. \quad \text{.....۱-۴}$$

یا

$$\Delta P = 162.5\frac{q\mu B}{kh}\left[\log t + \log\left(\frac{1688\mu c_t {r_w}^2}{k}\right) - 3.2275 + 0.8686S\right] \quad \text{.....۱-۵}$$

در زمانهای طولانی تر وقتی که اثرافت فشار به مزرهای مخزن می رسد،از حل Pseudo steady –State استفاده می کنیم:

$$t > \frac{948\phi\mu C_t r_e^2}{k}$$

$$P_i - P_{wf} = 141.2\frac{q\mu B}{kh}\left[\frac{0.000527kt}{\phi\mu C_t r_e^2} + \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4} + S\right] \quad \text{.....۱-۶}$$

بنابراین معادله(۵-۱)برای حالت Unsteady – State یا infinite acting یا transient است و برای زمانهایی است که هنوز اثر افت فشار به مرزهای مخزن نرسیده است ومعادله (۶-۱) برای زمانهای بعدی است.

بااستفاده از داده های تست افت فشار یک مخزن(فشار برحسب زمان)وباتوجه به رابطه (۵-۱)می توان تراوایی و ضریب پوسته اطراف چاه را بدست آورد.

اگر $\Delta P = P_i - P_{wf}$ را در مقابل زمان در یک کاغذ Semi-log رسم نمائیم،خطی ظاهر می شود که در زمانهای بالاتر به صورت منحنی در می آید،شیب خط مذکور برابر با $\frac{162.5q\mu B}{kh}$ می باشد ومربوط به زمانهایی است که هنوز اثر افت فشار به مزرهای مخزن نرسیده است.با داشتن تمامی پارامترهای h, B, μ, q می توان k را بدست آورد:

$$k = \frac{162.5q\mu B}{mh}$$

$$\Delta P = m\log t + C_{uns.s}$$

حال اگر فشار را درمقابل زمان درمختصات کارتزین رسم کنیم در زمانهای طولانی تر خطی مشاهده می شودکه توجه به معادله(۶-۱)وجودچنین خطی راتوجیه می کند.

$$\Delta P = m't + C_{p.s.s.}$$

باداشتن ΔP_{1hr} وقرار دادن آن در معادله(۵-۱)می توان ضریب پوسته را بدست آورد.

برای بدست آوردن معادله مربوط به خیز فشارازاصل Super position می توان استفاده کرد. به نحویکه بعداز زمان t_p که چاه با ریت q تولیدکرده است ناگهان نرخ جریان را به صفر کاهش دهیم:[۱۰]

$$P_i - P_{ws} = -70.6\frac{q\mu B}{kh}\left[\ln\frac{1688\phi C_t \mu r_w^2}{k(t_p+\Delta t)} - 2S\right] \quad \text{.....(۱-۷)}$$
$$-70.6\frac{q\mu B}{kh}\left[\ln\frac{1688\phi C_t \mu r_w{}^2}{k\Delta t} - 2S\right]$$

بنابراین:

$$P_i - P_{ws} = 162.6\frac{q\mu B}{kh}\log(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}) \quad \text{.....(۱-۸)}$$

این رابطه نشان می دهد رسم $P_i - P_{ws}$ درمقابل $(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t})$ در یک کاغذ Semi-log خطی به ما می دهد که شیب آن برابر است با $m = \frac{162.6q\mu B}{kh}$

$$\Delta P = P_i - P_{ws} = m\log(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t})$$

که می توان ازآن تراوایی را بدست آورد.

ضریب پوسته اطراف چاه را ازمعادله مربوطه می توان پس از یک ساعت بستن چاه بدست آورد، $\Delta t = 1$

$$S = 1.115(\frac{P_{ws,1hr} - P_{wf}}{m}) + 1.151\left[Log\frac{1688\mu C_t \phi r_w^2}{k} + \frac{t_p+1}{t_p}\right] \quad \text{.....(۱-۹)}$$

۱-۳ بیان مساله

جریان سیال به سمت دهانه چاه و کاهش فشاربه زیر نقطه شبنم در مخازن گاز میعانی، باعث مایع شدن هیدروکربنها و ایجاد یک ناحیه حاوی میعان در مخزن می شود . این میعانات تا زمانی که مقدار این میعانات به حد خاصی که درجه اشباع بحرانی نام دارد، نرسند حرکت نمی کنند .ازآنجا که این نوع مخازن در ابتدا مخازن گازی می باشند وجود این میعانات بعنوان یک عامل مقاوم در برابر حرکت گاز به سمت دهانه چاه عمل کرده و قدرت حمل چاه را به طور قابل ملاحظه ای کاهش می دهد . این رفتار فازی عجیب به ترکیب درصد اجزاء تشکیل دهنده هیدرو کربن ، خواص PVT آن و درصد مایع اطراف دهانه چاه و همچنین به تغییرات دما و فشار اطراف دهانه چاه بستگی دارد به دلیل این تغییر فاز، پیش بینی قدرت حمل چاه ، تراوایی مخزن وضریب پوسته اطراف دهانه چاه بسیار مشکل است. لازم به ذکر است که k_r ها و درجه اشباع مایع در فاصله تغییر فشار مخزن به سمت دهانه چاه و همچنین با گذشت زمان بهره برداری متغیربوده و تابعی قوی از فشار می باشند .

از نقطه نظر مهندس بهره برداری تثبیت عملکرد چاه و از نقطه نظر مهندس نفت تعیین خواص مخزن از جمله تراوایی و ضریب پوسته و نحوه عملکرد چاه (IPR(Inflow Performance Relationship حائز اهمیت هستند . که در این مطالعه مورد بررسی قرار می گیرند .

روش ذکر شده در قسمت قبل فقط برای سیستمهای مایع ارائه شده است.همانطور که می دانیدویسکوزیته ودانسیته گاز توابعی از فشار بوده و با تغییر فشار تغییر می کنند بنابراین معادله(۱-۱) به این صورت نمی تواند برای گاز بکاربرده شود، این مشکل با تعریف پتانسیل گاز حقیقی یا تابع شبه فشار توسط Ramy& Al-Hosseini برای سیستمهای گازی حل شد.[۷]

$$m(P) = 2\int_{P_b}^{P} \frac{P}{\mu(p)z(p)} dp \quad \text{.....۱-۱۰}$$

که دراین رابطه P_b فشار مرجع است. معادله (۱-۱۰)را می توان به صورت زیر نوشت:

$$m(P) = \int_{P_b}^{P} \frac{1}{\mu(p)B(p)} dp \quad \text{.....۱-۱۱}$$

با استفاده از تابع شبه فشار می توان از معادله(۱-۱) برای dry gas نیز استفاده نمود بااین تفاوت که به جای فشار،تابع شبه فشار را قرار دهیم. در رابطه (۲-۱) که حل معادله نفوذ جریان است نیز می توان بااعمال تابع شبه فشار به جای فشار مستقیماً برای گاز استفاده نمود. در مخازن گاز میعانی علاوه بر وابستگی شدید ویسکوزیته ودانسیته گاز به فشار،حرکت چند فازی به سمت دهانه چاه، تغییر ترکیب درصد فاز گاز و مایع در طول حرکت به سمت دهانه چاه و همچنین تغییر فاز گاز به مایع در هر نقطه از مخزن با گذشت زمان و نتیجتاً تغییر تراوایی نسبی فازها به خاطر افزایش درجه اشباع مایع در طول حرکت به سمت دهانه چاه همگی باعث شده اند تا نتوان از روش مرسوم برای آنالیز تست های چاه آزمایی استفاده نمود. همچنین تابع شبه فشار تعریف شده به صورت معادله (۱-۱۱) نمی تواند بکار برده شود.

بنابراین باید به دنبال راه حلی بود تا بتوان با استفاده از آن، تستهای چاه آزمایی برای مخازن گاز میعانی را آنالیز کرده و خواص مخزن و عملکردآن را تعیین نمودو پیش بینی رفتار مخزن، تحت شرایط مختلف بهره برداری را میسر ساخت .

۱-۴ مرور کارهای انجام شده

مخازن گاز میعانی به خاطر رفتار عجیب خوداز مخازن گازی معمولی متمایزاندو برای استحصال بیشترین مقدار هیدروکربن از این مخازن باید مدیریت ، برنامه ریزی و آنالیز دقیقی از این مخازن داشت. اغلب این مخازن درابتدای تولید به صورت تک فاز گاز می باشند. در زمانی که مخزن شروع به تولید می کند و فشار به

زیر نقطه شبنم می افتد یادر رنتقال از مخزن به تاسیسات سطحی فشار به زیر نقطه شبنم بیافتد، مقداری مایع از داخل گاز کاندنس شده و فاز مایع را تشکیل می دهد.این پدیده دما ثابت هنگامی که فشار به زیر نقطه شبنم می رسد به معیان معکوس موسوم است.

از آنجا که تراوایی نسبی مایع کمتر بوده و ویسکوزیته مایع نسبت به گاز بیشتراست، بیشتر این میعانات در داخل مخزن مانده و قابل استحصال نمی باشد، که ازآن بعنوان هدر رفت میعان یاد می شود.

هدر رفت میعان یکی از بزرگترین دغدغه های اقتصادی می باشد، چرا که این میعانات حاوی اجزای هیدروکربنی متوسط و سنگین تراز اجزای گاز اصلی است که بسیار باارزش اند.

ازآنجا که جریان چند فازی به سمت دهانه چاه به همراه تغییر ترکیب درصد سیال در حال حرکت می باشد، تفسیر و آنالیز این مخازن کار بسیار مشکلی است. قدرت حمل چاه، پیش بینی عملکرد چاه و حرکت سیال در مخزن مسایلی هستند که از دیر باز در مورد این نوع مخازن مطرح بوده است.

کاهش فشار در مخازن گاز میعانی و پائین آمدن آن به زیر نقطه شبنم سالهاست که توسط مهندسان نفت مطالعه شده است .جریان دو فازی در مخازن برای اولین بار توسط موسکات و اوینگر بررسی شد . آنها اولین محققانی بودند که نشان دادند انحنای منحنی عملکرد مخازنی که به صورت solution gas drive هستند، به خاطر کاهش تراوایی نسبی نفت با افت فشار می باشد .

وگل،[۱] Vogel، با استفاده از تقریبهای ولر،[۲] Weller، در شرایط GOR ثابت در یک لحظه از مخزن توانست معادله جریان دو فازی حالت شبه پایدار را ((Pseudo- steady state بر پایه تراوایی نسبی هر یک از فازها حل کرده و رابطه ای ارائه دهد که بتوان با استفاده از آن عملکرد مخازنsolution gas drive را پیش بینی کرد .کارهای محققان دیگر از جمله Wiggins,Brown, Raghavan,Camacho, Fetkovich و Sukarno بر روی IPR (رابطه عملکرد جریان) در ادامه و تکمیل کار Vogel بود .

رفتار سیستم گاز میعانی معکوس مانند سیستم مخازن گاز محلول نیست .دلیل اصلی، تفاوت رفتار ئیدروکربنهای سبک $C_1 - C8$ در مخزن می باشد. مخازن گاز میعانی معکوس در ابتدا مخازن گازی هستند که در اثر کاهش فشار به زیر نقطه شبنم بر اساس پدیده میعان معکوس مقداری گاز به صورت مایع درآمده و درجه اشباع آن با ادامه کاهش فشار بیشتر می شود تا به حدی می رسد که فاز مایع به موازات فاز گاز قابلیت حرکت پیدا می کند . به این نقطه ، نقطه بحرانی و درجه اشباع مایع را Critical Saturation گویند و فشار متناظر با نقطه بحرانی را به صورت p^* نشان می دهیم .نکته جالب اینکه با ادامه کاهش فشار و نزدیک شدن به خط شبنم پایینی در نمودار فازی P-T این مایع دوباره به گاز تبدیل می شود.

با استفاده از روش های عددی پیشرفته و شناخت بیشترمساله، محققان شروع به مطالعه اثر رفتار معکوس بر روی عملکرد تولید این نوع مخازن پرداختند .

پیش بینی تولید چاهها در مخازن گاز میعانی همواره مورد توجه محققان بوده است . تا سال ۱۹۶۸ رابطه ساده Gilbert که برای تخمین ضریب بهره وری چاههای نفت مورد استفاده قرار می گرفت، برای مخازن solution gas نیز بکار می رفت .($J = q / \Delta P$) در سال ۱۹۸۸ Vogel ابتدا IPR را برای مخازن solution gas که جریان دو فاز نفت و گاز را در نظر می گیرد بدست آورد کار او اساساًبر پایه روابط تقریبی weller بود که نیازی به فرض ثابت بودن GOR نداشت، در عوض او فرض کرد که کاهش درجه اشباع نفت در هر لحظه از زمان در تمام نقاط مخزن ثابت است . او توانست دسته ای از نمودارهای IPR را بر اساس دو پارامتر دبی جریان و فشار ته چاه (BHP) بسازد . روش Vogel برای مخازن solution gas حدود٪۲۰ خطا داشت و در مقایسه با روش Gilbert که دارای٪۸۰ خطا بود مناسب تر به نظر می رسید.

ادل (Odell) و میلر (Miller) (۱۹۶۷)[۱۷] اولین معادله دبی جریان گاز را ،استفاده از تابع شبه فشار ارائه دادند و اثر تجمع میعان را توصیف کردند. فوسل (Fussel) (۱۹۷۳) [۱۸]نشان داد که تولید یک چاه گاز میعانی خیلی بیشتر از آن چیزی است که توسط تئوری Odell و Miller پیش بنی شده است. او همچنین نشان داد که این تئوری قادر نیست پروفایل درجه اشباع را در ناحیه دو فازی به طور صحیح نشان دهد. فوسل با استفاده از شبیه سازی ترکیبی (Compositional Simulation) نتیجه گرفت که تئوری Odell و Miller می تواند بر ای پیش بینی درجه اشباعSand Face بکار برده شود.

بو(Boe)،ودیگران(۱۹۸۱)[۱۹]تکنیکی برای تعیین درجه اشباع Sand Face در طول تست افت فشار و خیز فشار برای سیستمهای Solution-gas-Drive پیشنهادکردند.این تکنیک درجه اشباع و پروفیل فشار را به صورت تابع از $\frac{r^2}{t}$ بیان می کند. متاسفانه برای سیستمهای گاز معیانی با ضریب پوسته مکانیکی غیر صفر، فشار و درجه اشباع نمی توانند تابعی از $\frac{r^2}{t}$ باشند.

جونز و راقاوان (Jones & Raghavan) (۱۹۸۸)[۲۰] نشان دادند که پاسخ تست افت فشار سیستمهای گاز میعانی را می توان توسط رابطه ای مانند معادله(۲-۱) ، بیان کرد به شرط اینکه به جای فشار دراین معادله ، تابع شبه فشار دو فازی را منظور نمود. از آنجا که برای تعیین انتگرال تابع شبه فشار مخزن نیاز به دانستن پروفیل درجه اشباع بر حسب فشار است ،و در آن زمان رابطه ای برای بیان پروفیل درجه اشباع بر حسب فشار وجود نداشت،این انتگرال نتوانست برای آنالیز مورداستفاده قرار گیرد.