تغییر ترشوندگی ناحیه اطراف چاه در مخازن گاز میعانی از مایع‌تر به گازتر به منظور جلوگیری از انسداد حاصل از تجمع میعانات گازی

حسین قجاوند، علیرضا خدابنده شهرکی، شهاب گرامی*

تهران، شرکت ملی نفت ایران، پژوهشکده ازدیاد برداشت از مخازن نفت و گاز

پیام‌نگار: **sgerami@gmail.com**

چکیده

در مخازن گاز میعانی با کاهش فشار تا زیر نقطه شبنم، میعانات گازی در ناحیه اطراف چاه که حداکثر افت فشار وجود دارد تشکیل می‌شود این مساله باعث کاهش بهره‌دهی از چاه‌ها می‌گردد. از جمله روشهای موثر برای حل این مشکل که کارایی آن در مطالعات آزمایشگاهی به اثبات رسیده است استفاده از ترکیبات شیمیایی مناسب جهت ایجاد تغییر ترشوندگی می‌باشد که در صورت فراهم بودن مسائل فنی و اقتصادی می‌تواند مورد استفاده قرار بگیرد. در تحقیق حاضر با مطالعات شبیه‌سازی نشان داده می‌شود که چگونه می‌توان از تغییر ترشوندگی ناحیه اطراف چاه در مخازن گاز میعانی جهت کاهش انسداد میعانات و در نتیجه افزایش تولید گاز و میعانات گازی استفاده کرد. نتایج شبیه‌سازی نشان داد که چنانچه ناحیه اطراف چاه تیمار گردد تولید تجمعی گاز و میعانات در مقایسه با حالت عدم تیمار ناحیه اطراف چاه افزایش خواهند داشت. همچنین نتایج نشان داد که این تفاوت تولید حتی با تیمار فاصله کمی از ناحیه اطراف چاه (ناحیه ۱ در جریان سیالات به طرف چاه) نیز رخ خواهد داد. بررسیها نشان داد که با افزایش فاصله تیمار در ناحیه اطراف چاه، میزان تاثیر تغییر ترشوندگی بر روی منحنی‌های تولید، بیشتر خواهد بود. بررسی‌های اقتصادی نشان داد که هزینه تزریق در مقایسه با سود حاصل از افزایش تولید تجمعی گاز و میعانات گازی بسیار ناچیز است.

کلمات کلیدی: مخزن گاز میعانی، شبیه‌سازی، ترشوندگی، تراوایی نسبی، ارزش افزوده

۱- مقدمه

یک مخزن گاز میعانی هنگامی که فشار مخزن بالای فشار نقطه شبنم می‌باشد به صورت تک فازی (گازی) است. با شروع تولید در این نوع مخازن، فشار در دمای مخزن کاهش می‌یابد و به تدریج به زیر نقطه شبنم نزول پیدا می‌کند. در این زمان یک ناحیه دو فازی (گاز + مایع) اطراف چاه ایجاد می‌گردد و با افزایش تولید و کاهش فشار به تدریج میزان مایع بیشتر می‌گردد و ناحیه بیشتری از اطراف چاه را فرا می‌گیرد. تجمع میعانات گازی منجر به کاهش بهره‌دهی چاههای تولیدی [۳-۱] و در بعضی موارد کشته شدن چاه می‌شود[۴]. این پدیده در مخازن گاز میعانی که سیال حاوی میعانات، خیلی کم می‌باشد نیز اتفاق می‌افتد[۷-۵]. در این خصوص می‌توان به میدان آرون[1] در اندونزی اشاره کرد که با وجود اینکه مخزن یک مخزن گاز میعانی با میعانات خیلی کم (ماکزیمم میعانات خارج شده کمتر از ۱٪) است ولی بعد از ۱۰ سال از شروع تولید، بهره‌دهی چاه به شدت کاهش یافت[۸]. لذا تجمع میعانات در ناحیه

1. Arun

www.SID.ir

اطراف چاههای تولیدی یک مشکل اساسی در مخـازن گـاز میعـانی است و تلاش در جهت رفع آنها از اهمیـت بـالایی برخـوردار اسـت. برای رفع مشکل حاصل از تجمع میعانات گـازی روشـهای مختلفـی ارائه شده است: مدیریت کردن کاهش فشار به منظور حفظ فشار ته چاهی بالای نقطه شبنم[۹]؛ تزریق متانول جهت کاهش کشش بین سطحی و افزایش تبخیر مایع در مخازن گـازی[۱۱و۱۰]؛ بـازگردانی گاز[۱۳و۱۲]؛ شکستگی هیدرولیکی و چاههای افقی و مایـل جهـت افزایش سطح تماس با سازند[۱۵و۱۴و۹]؛ تغییر دادن ترشوندگی این ناحیه به ترشوندگی ملایم با استفاده از سورفکتانتها[۱۶و۲]. هر یک از موارد فوق‌الذکر با موفقیت‌های محدودی در افزایش بهره‌دهی چاه در مخازن گاز میعانی همراه بوده‌اند. به هر حـال تغییـر ترشـوندگی ناحیه اطراف چاه به ترشوندگی ملایم بوسیله سـورفکتانتها بـه نظـر می‌رسد که در حالتی که به صـورت دائمـی ایـن تغییـر ترشـوندگی حفظ شود یک راه حل مناسب برای رفع این مشکل باشد.

در خصوص تغییر ترشوندگی با استفاده از سورفکتانتها و اهمیـت آن در افزایش برداشت از مخازن نفت کارهای زیادی صورت گرفته شده است. ایده تغییر ترشوندگی سطح سنگ در مخازن گـاز میعـانی بـه منظور جلوگیری از تجمع میعانات و جریان بهتر فاز گـاز اولـین بـار توسط فیروزآبادی و همکارنش مطرح شـد و از آن زمـان تحقیقـات زیادی در مقیاس آزمایشگاهی صورت گرفتـه اسـت[۲۴-۱۷و۱۶و۸]. در بسیاری از کارهای فوق‌الذکر از دو مادهٔ بسپاری با نامهای تجاری FC754 و FC722 جهت تغییـر ترشـوندگی بـه ترشـوندگی شـدیداً (گاز- تر) در مخازن گاز میعانی استفاده شده است. در کارهای انجام شده، تغییر ترشوندگی با اسـتفاده از ایـن مـواد در دماهـای بـالا تـا ۱۴۰ °C و فـشار ۲۰۰psig [۲۱] و همچنـین در حـضور آب شـور (۰/۲%NaCl) [۱۷] نیز صورت گرفته است. این مواد همچنین عـلاوه بر تغییر ترشوندگی در سنگ‌های ماسه‌سنگی، بر تغییـر ترشـوندگی سنگهای کربناته نیز موثر بوده‌اند[۲۱، ۱۸ و ۱۷].

نتایج استفاده از این مواد نشان داده است که یک مغزه ماسه‌سـنگی تیمار نشده با این مواد شیمیایی که از هوا اشباع است قادر به جذب ۶۰ درصد آب می‌باشد در حالی که بعـد از تیمـار مغـزه‌هـا بـا مـواد شیمیایی، آشام آب تقریباً صفر می‌شود و میزان آشـام نرمـال دکـان نیز به مراتب کاهش می‌یابد. این تغییر شدید ترشـوندگی بـه طـرف (گاز- تری) منجر شد که نفت و آب در نمونه‌های مغزه ماسه‌سـنگی و کربناته چه در حالتی که دارای درصد اشباع آب اولیه (آب همزاد) هستند و چه آب اولیه در آنها وجود ندارد جذب نشود[۱۶].

R_f – ماده شیمیایی بر پایه فلورین

A – گروه آنیونی

N – گروه غیر یونی

W≠X≠Y≠Z

شکل ۱- ساختار شیمیایی (FC-759) که توسط شرکت 3M تولید شده است[۱۷]

بسپارهای FC754 و FC722 از نوع فلوئوروبسپار با بعضی گروههـای عاملی ویژه هستند. در شکل (۱) ساختار شیمیایی (FC-759) نشان داده شده است[۱۷]. گروههای آنیونی و غیر یونی بسپار قابل حل در محلول آبی فراهم می‌کنند. گروه شیمیایی حاوی فلورین (R_f) باعث ایجاد حالت دفع آب و نفت می‌شود، گروههای $Si(OH)_3$ و آنیونی به صورت شیمیایی با سطح سنگ پیوند می‌دهند و منجر به یک تیمـار با دوام می‌گردند. این ساختار مولکولی باعث می‌شود که ماده تغییـر دهنده ترشوندگی بتواند به توسـط گروههـای آنیـونی و غیـر یـونی، قابلیت حل در محلول آبی را داشته باشند و پس از اینکـه مـاده بـه صورت محلول به ناحیه اطراف چاه تزریق گردید پس از گذشت یک مدت زمان تماس با دیواره حفـره‌هـا، بـه توسـط گروههـای عـاملی $Si(OH)_3$ و آنیونی، با سطح دیواره حفـره‌هـا پیونـد بـا دوام دهنـد و منجر به تغییر ترشوندگی به طرف گازتری گردند و سپس حلال بـه دلیل عدم تمایل به پخش شدن به روی سطح سنگ (به علت گاز تر شدن سطح) توسط جریان گاز از داخل حفره‌های ریز به حفـره‌هـای بزرگتر رانده شده و تولید گردند.

بر اساس نتایج وو[1] و فیروزآبادی این تیمار بـا دوام منجـر بـه تغییـر دائمی ترشوندگی سنگ مخزن به گازتر می‌گردد[۲۱].

موفقیتهای بدست آمده در زمینه تغییر ترشـوندگی سـطح سـنگ از

1. Wu

Archive of SID

مایع‌تر به (گاز- تر) در مقیاس آزمایشگاهی باعث شده که این روش در مقیاس پایلوت نیز مورد آزمایش قرار بگیرد[۲۶و۲۵]. استفاده از این روش در مقیاس میدانی با استفاده از شبیه‌سازی عددی نیز مورد مطالعه قرار گرفته است[۲۷و۲]. مطالعات شبیه‌سازی میلر [۲۷] نشان داد که تغییر ترشوندگی می‌تواند بهره‌دهی چاه‌ها را در بخش شمالی میدان گازی گنبد شمالی (که ادامه میدان گازی پارس جنوبی به آبهای کشور قطر است) به اندازه قابل‌توجهی افزایش دهد. بنگ و همکارانش [۲] نیز علاوه بر کارهای آزمایشگاهی، با شبیه‌سازی عددی نشان دادند که تیمار شیمیایی تنها m (۳-۲) از ناحیه اطراف چاه می‌تواند منجر به افزایش ۴۰ تا ۵۰٪ افزایش بهره‌دهی گردد.

از آنجایی که ایران دارای ذخائر بزرگ (گاز- گاز) میعانی می‌باشد و بعضی از آنها با کشورهای همسایه به صورت مشترک می‌باشند توجه به مکانیسمهای تولید از چاهها در جهت افزایش بهره‌دهی از این مخازن از اهمیت بالایی برخوردار است. لذا در تحقیق حاضر استفاده از روش تغییر ترشوندگی ناحیه اطراف چاه جهت افزایش بهره‌دهی در یکی از مخازن گاز میعانی کشور مورد بررسی قرار گرفته است. در مطالعات شبیه‌سازی در کار حاضر نشان داده شده است که چگونه تغییر ترشوندگی ناحیه اطراف یک چاه تولیدی با استفاده از مواد فعّال در سطح فلوئورینه می‌تواند به عنوان یک راه موثر برای افزایش سرعت تولید از چاه درمخازن گاز میعانی در مقیاس میدانی مورد استفاده قرار بگیرد.

۲- شبیه‌سازی عددی

تأثیر تغییر ترشوندگی اطراف یک چاه گاز میعانی بوسیله تیمار شیمیایی روی بهره‌دهی چاه بوسیله شبیه‌سازی‌های عددی با استفاده از شبیه‌ساز (ECLIPE-300) مورد مطالعه قرار گرفت. برای این منظور، یک مدل تک چاهی بر مبنای داده‌های یکی از مخازن نمونه کشور ساخته شد.

۲-۱ توصیف مدل

به منظور بررسی تاثیر تغییر ترشوندگی اطراف یک چاه بر روی بهره‌دهی آن در مخازن گاز میعانی، یک مدل تک چاهی ساخته شد. مدل ساخته شده یک مدل پایه استوانه‌ای با ابعاد R ، θ و Z به ترتیب برابر ft ۶۰۰۱ ، ۳۶۰° و ft ۱۰۰۰ است. جهت انجام آنالیز حساسیت نتایج، مدل پایه با تعداد بلوکهای ۱۰۰×۱×۱ سلول در جهت مختصات R ، θ و Z انتخاب گردید. بلوک‌بندی در جهت R بر پایه تقسیم‌بندی لگاریتمی صورت گرفت. خواص PVT با استفاده از نرم‌افزار PVTi محاسبه گردید. ترکیب درصد و وزن مولکولی اجزای گاز در جدول (۱) داده شده است. از معادلهٔ حالت (پنگ- رابینسون) اصلاح شده[1] برای مدل کردن خواص سیال استفاده گردید. گرانروی گاز بر مبنای رابطه (لورنز- بری-کلارک)[2] محاسبه گردید. خواص پتروفیزیکی مدل در جدول (۲) لیست شده است. بالای سازند از عمق ft ۱۰۰۰۰ زیر سطح زمین شروع شده است.

جدول ۱- جزء مولی و وزن مولکولی اجزای گاز مورد استفاده در شبیه‌سازی

پارامتر	وزن مولکولی (gr/mol)	مقدار (٪)
H_2S	۳۴/۱	۰/۱۵
CO_2	۴۴	۱/۹۲
(C_1-N_2)	۱۶/۸	۸۶/۰۸
(C_2-C_3)	۳۵	۷/۱۸
(C_4-C_6)	۶۹/۸	۲/۳۲
(C_7-C_{15})	۱۳۵	۲/۱۱
$C_{16}+$	۲۷۸/۵	۰/۲۴

جدول ۲- خواص پتروفیزیکی مدل

پارامتر	مقدار
φ (%)	۱۰
k (mD)	۱۰
S_{wi} (%)	۱۵/۵
نوع سنگ	کربناته

1. Modified Peng-Robinson
2. Lohrenz-Bray-Clark

www.SID.ir

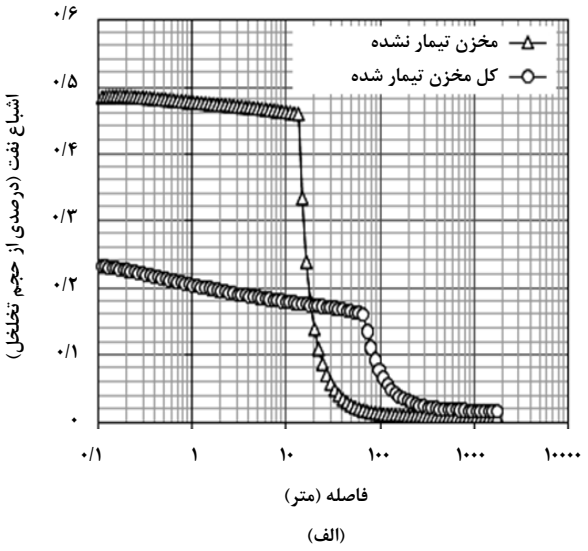
پارامترهای عملیاتی چاه در جدول (۳) لیست شده است. تولید چاه در ابتدا در سرعت ثابت (Mscf/day)۱۰۰۰۰۰ تنظیم شده است. ترشوندگی اطراف چاه با استفاده از دو سری از داده‌های تراوایی نسبی از تانگ و فیروزآبادی[۱۷] به مدل تخصیص داده شده است. بر اساس داده‌های تراوایی نسبی اختصاص داده شده به مدل، ترشوندگی حالت پایه نفت‌تر است که پس از تیمار چاه به حالت ملایم‌تر تبدیل می‌گردد. بنابراین تاثیر تزریق مواد تغییردهنده ترشوندگی به ناحیه اطراف چاه بر روی جلوگیری از تجمع میعانات شبیه‌سازی گردید.

جدول ۳- پارامترهای عملیاتی چاه

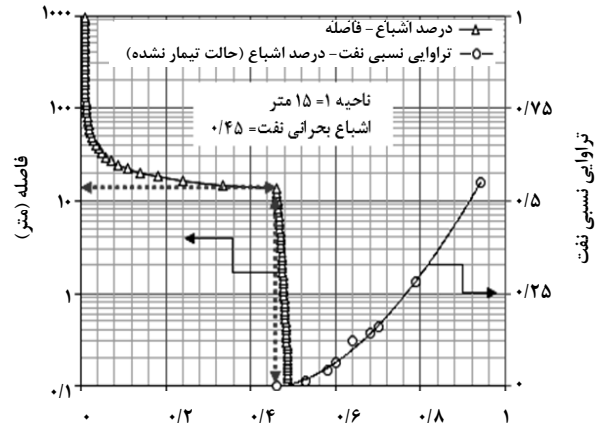
پارامتر	مقدار
دمای مخزن (ºF)	۲۱۸
سرعت تولید (Mscf/day)	۱۰۰۰۰۰
فشار اولیه چاه (psig)	۵۲۰۰

۳- نتایج و بحث

بر مبنای کارهای آزمایشگاهی بر روی یک مغزه کربناته، تانگ و فیروزآبادی[۱۷] نشان دادند که اشباع بحرانی میعانات (S_{cc}) وقتی مغزه بوسیله ترکیبات تغییر دهنده ترشوندگی تیمار می‌شود به مقدار قابل توجهی کاهش می‌یابد. در کار حاضر نیز نتایج شبیه‌سازی در شکل (۲) نشان می‌دهد که اشباع بحرانی میعانات گازی از حدود ۰/۴۵ برای حالتی که ناحیه اطراف چاه تیمار نشده است تا کمتر از ۰/۱۶ برای حالتی که ناحیه اطراف چاه تیمار شده است تغییر می‌کند. شکل (۲- (ب)) همچنین نشان می‌دهد که عمق ناحیه ۱ که در آن هر دو فاز گاز و میعانات در حال جریان هستند در حدود ۳۰ متر است. در این ناحیه اشباع میعانات (S_c) بیشتر از مقدار بحرانی است و تجمع میعانات باعث کاهش سرعت تولید گاز و میعانات می‌گردد و لذا این ناحیه مورد توجه برای تغییر ترشوندگی می‌باشد. با تزریق مواد تغییردهنده ترشوندگی به داخل این ناحیه در اطراف چاه، این مواد به صورت شعاعی داخل مخزن نفوذ می‌کنند، یک فرایند شیمیایی روی سطح سنگ رخ می‌دهد و ترشوندگی سطح سنگ از حالت (مایع- تر) به حالت (گاز- تر) تغییر می‌کند. این تغییر ترشوندگی منجر به عدم تجمع میعانات بر روی سطح سنگ و در نتیجه افزایش تراوایی نسبی میعانات (k_{ro}) و همچنین عدم انسداد حفره‌های کوچک و لذا افزایش تراوایی نسبی گاز (k_{rg}) می‌گردد. این افزایش در مقادیر k_{ro} و k_{rg} که با تیمار شیمیایی صورت پذیرفت می‌تواند تولید گاز و میعانات از چاه را تحت تاثیر قرار دهد. لذا تأثیر تیمار شیمیایی ناحیه اطراف چاه بر روی تولید تجمعی گاز و میعانات با تیمار ناحیه اطراف چاه پس از ۲۵ سال از تولید چاه مورد ارزیابی قرار گرفته شده است.



(الف)

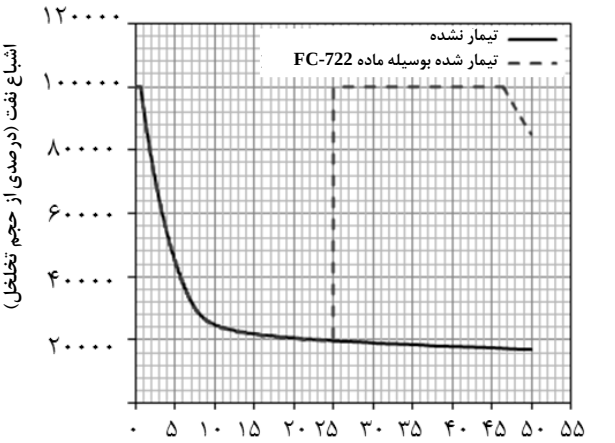


(ب)

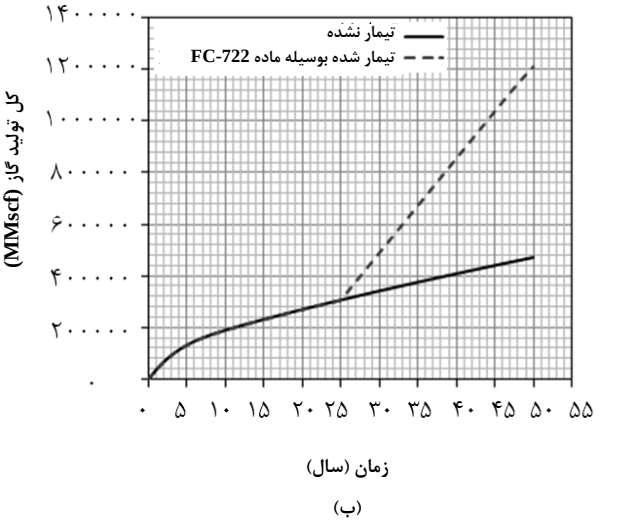
شکل ۲- (الف) نیمرخ‌های اشباع میعانات قبل و بعد از تیمار ناحیه اطراف چاه؛(ب) اشباع بحرانی و ناحیه جریان دو فازی

www.

شکل (۳) نتایج شبیه‌سازی سرعت تولید گاز و تولید تجمعی گاز در حالتهای عدم تیمار ناحیه ۱ و تیمار این ناحیه با یک محلول شیمیایی تغییر دهنده ترشوندگی در مدل مورد استفاده در مطالعات شبیه‌سازی را نشان می‌دهد. نتایج حاکی از آن است که وقتی ناحیه اطراف چاه با محلول تغییردهنده ترشوندگی تیمار می‌گردد تولید تجمعی گاز نسبت به حالت عدم تیمار شیمیایی افزایش قابل توجهی دارد.



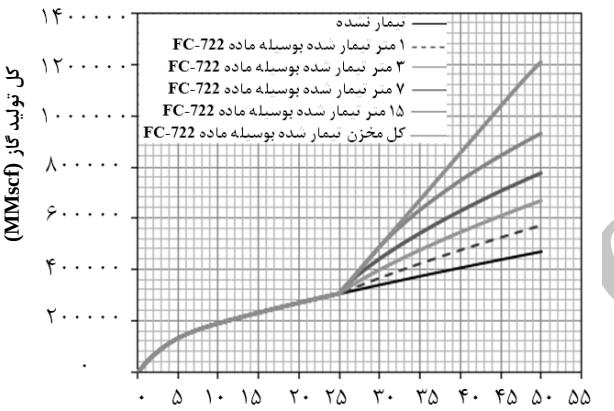
(الف)



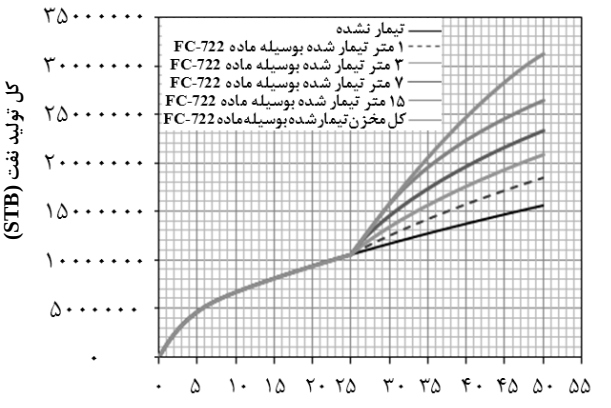
(ب)

شکل ۳- مقایسه سرعت تولید گاز (الف) و تولید تجمعی گاز (ب) در حالتهای سنگ تیمار شده (بعد از ۲۵ سال از تولید چاه) و تیمار نشده

در شکل (۴) منحنی تولید تجمعی میعانات گازی و تولید تجمعی گاز از یک چاه در حالت تیمار نشده با منحنی‌های تولید تجمعی گاز از همان چاه در حالتی که فواصل مختلف شعاعی اطراف چاه پس از ۲۵ سال از شروع تولید با یک محلول تغییردهندهٔ ترشوندگی تیمار شده است مورد مقایسه قرار گرفته است. همانطور که در این شکل نشان داده شده است تیمار شیمیایی فواصل مختلف اطراف چاه منجر به تغییر منحنی تولید شده است. همچنین با افزایش فاصله شعاعی تیمار ناحیه اطراف چاه، تولید تجمعی گاز و میعانات گازی بیشتر افزایش خواهد یافت. این نتایج در تطابق با نتایج بنگ و همکارانش[۲] و میلر[۲۷] است.



(الف)



(ب)

شکل ۴- تأثیر تیمار شیمیایی اطراف یک چاه در فواصل شعاعی مختلف (بعد از ۲۵ سال از تولید چاه) بر روی: (الف) تولید تجمعی گاز؛ (ب) تولید تجمعی میعانات گازی

www.SID.ir

جدول ۴- محاسبات مربوط به زمان مورد نیاز برای تزریق ماده شیمیایی جهت تیمار فواصل مختلف اطراف چاه

فاصله تیمار (متر)	حجم مواد شیمیایی مورد نیاز (STB)	سرعت تزریق(Q) (STB/day)	زمان مورد نیاز برای پیش‌تیمار، تزریق و پس‌تزریق (روز)	درآمد از دست رفته ناشی از بسته شدن چاه (میلیون دلار)
۱	۶۰۰/۳۴	۵۰۰۰	~۷	۱/۲۵۱۱۸
۳	۵۴۰۳/۲	۵۰۰۰	~۷	۱/۲۵۱۱۸
۷	۲۹۴۱۷/۳	۵۰۰۰	~۱۴	۲/۵۰۲۳۶
۱۵	۱۳۵۰۷۹	۵۰۰۰	~۴۵	۸/۰۴۳۳

در جدول (۴) زمان مورد نیاز برای تزریق این حجم از مواد شیمیایی به ناحیه اطراف چاه با در نظر گرفتن سرعت تزریق (STB/day) ۵۰۰۰ داده شده است. همانطور که در این جدول مشاهده می‌شود برای تیمار ۱ تا ۳ متر از ناحیه اطراف چاه حدود ۷ روز، برای تیمار ۷ و ۱۵ متر از ناحیه اطراف چاه به ترتیب حدود ۱۴ و ۴۵ روز زمان لازم است.

با توجه به میزان افزایش تولید گاز و میعانات گازی در اثر تغییر ترشوندگی ناحیه اطراف چاه در فواصل مختلف، همچنین مدت مورد نیاز برای تزریق مواد شیمیایی جهت رسیدن به این افزایش تولید، به نظر می‌رسد تیمار حتی فاصله کوتاهی (۱ تا ۳ متر) از ناحیه اطراف چاه جهت تغییر ترشوندگی می‌تواند تاثیر قابل ملاحظه‌ای بر افزایش بهره‌دهی داشته باشد. بطور مشابه با تحقیق حاضر میلر [۲۷] نیز تزریق فاصله حدود ۳ متر از ناحیه اطراف چاه را مناسب دانسته است. بنگ و همکارانش [۲] نیز نشان داده‌اند که تیمار فاصله ۲ تا ۳ متر از ناحیه نزدیک چاه می‌تواند منجر به افزایش بهره‌دهی تا ۵۰٪ گردد. به هر حال برای چاههایی که به علت مشکل زیاد ناشی از تجمع میعانات، بسته شده‌اند شاید تزریق فاصله بیشتر مناسب‌تر باشد.

بر اساس نتایج شکل (۴) در یک دوره زمانی ۲۵ ساله پس از تیمار ۳ متر از ناحیه اطراف چاه، تولید تجمعی گاز از یک چاه در حدود $۶/۷\times۱۰^{۵}$ MMscf در مقایسه با $۴/۷\times۱۰^{۵}$ MMscf در حالت عدم تیمار شیمیایی و تولید تجمعی میعانات پس از تیمار شیمیایی این ناحیه در حدود $۲۰/۸\times۱۰^{۶}$ STB در مقایسه با $۱۵/۶\times۱۰^{۶}$ STB در حالت عدم تیمار شیمیایی می‌باشد. این نتایج معادل حدود ۲۲٪ افزایش بازدهی برداشت گاز و بالغ بر ۱۸٪ برای افزایش برداشت میعانات از چاه نسبت به عدم تیمار شیمیایی می‌باشد (جدول(۵)).

جدول ۵- افزایش بازدهی برداشت گاز و میعانات گازی در اثر تیمار ناحیه اطراف چاه

فاصله تیمار (متر)	افزایش بازدهی برداشت گاز (٪)		افزایش بازدهی برداشت میعانات گازی (٪)	
	پس از ۵ سال از تیمار اطراف چاه	پس از ۲۵ سال از تیمار اطراف چاه	پس از ۵ سال از تیمار اطراف چاه	پس از ۲۵ سال از تیمار اطراف چاه
عدم تیمار	۰/۰	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۱	۷/۸۳	۲۱/۷۵	۶/۹۶	۱۸/۱۱
۳	۱۶/۸۳	۴۱/۸۳	۱۴/۶۳	۳۳/۵۱
۷	۲۸/۹۵	۶۴/۲۸	۲۴/۴۲	۴۹/۱۹
۱۵	۴۲/۸۴	۹۷/۳۰	۳۵/۱۷	۶۹/۶۷

Archive of SID

www.

جدول ۶- تاثیر تیمار شیمیایی فواصل مختلف اطراف یک چاه بر روی کل ارزش افزوده حاصل ازتولید تجمعی گاز و میعانات گازی

فاصله تیمار (متر)	ارزش افزوده پس از ۵ سال (میلیون دلار)	ارزش افزوده پس از ۱۵ سال (میلیون دلار)	ارزش افزوده پس از ۲۵ سال (میلیون دلار)
عدم تیمار	۰/۰	۰/۰	۰/۰
۱	۲۴۰/۸	۶۱۱/۳۰	۸۹۶/۱۹
۳	۵۱۴/۹۴	۱۲۰۷/۳۲	۱۷۰۴/۱۰
۷	۸۷۶/۸۸	۱۸۹۲/۵۸	۲۵۸۲/۰۱
۱۵	۱۲۸۱/۹۹	۲۸۸۲/۶۶	۳۸۲۹/۵۹

در جدول (۶) کل ارزش افزوده حاصل از تغییر تولید تجمعی گاز و میعانات گازی در اثر تیمار شیمیایی ناحیه اطراف یک چاه در فواصل مختلف زمانی داده شده است. این نتایج بر اساس بهای ۱۰۰ دلار برای هر بشکه میعانات و ۶ دلار برای هر scf ۱۰۰۰ گاز تولیدی محاسبه شده است. در یک دوره زمانی ۲۵ ساله پس از تیمار ۳ متر از اطراف چاه، کل ارزش افزوده حاصل از تغییر تولید تجمعی گاز و میعانات گازی در حدود ۱۷۰۰ میلیون دلار در مقایسه با حالت عدم تیمار شیمیایی می‌باشد.

اگرچه با افزایش مدت مورد نیاز برای بسته شدن چاه در طی عملیات تیمار ناحیه اطراف چاه، درآمد از دست رفته به دلیل عدم تولید بیشتر خواهد شد (جدول(۴)) ولی به هر حال ارزش افزوده نهایی با تیمار فاصله بیشتری از ناحیه اطراف چاه به مراتب بیشتر خواهد بود (جدول (۶)).

انتظار می‌رود که هزینه ناشی از مواد شیمیایی که با غلظتی در حدود ۲٪ در محلول به ناحیه اطراف چاه تزریق می‌گردد [۱۷] درصد کمی از کل ارزش افزوده ناشی از تغییر ترشوندگی باشد.

۴- نتیجه‌گیری

نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که استفاده از روش تغییر ترشوندگی می‌تواند منجر به کاهش انسداد ناشی از تجمع میعانات و در نتیجه افزایش کل تولید گاز و میعانات گازی شود.

این مطالعه نشان داد که هر چند طول ناحیه ۱ اطراف چاه در حدود ۱۵ متر می‌باشد ولی تیمار یک فاصله حدود۳ متر نیز می‌تواند تاثیر قابل‌ملاحظه‌ای بر روی بهره‌دهی چاه بگذارد. به هر حال نتایج این تحقیق نشان داد که بهره‌دهی چاه با تیمار فاصله بیشتری از ناحیه ۱، به مراتب بیشتر خواهد شد.

میزان افزایش بهره‌دهی بعد از ۲۵ سال در حالتی که ۳ متر از ناحیه اطراف چاه تیمار گردد، نسبت به حالتی که هیچ تیماری صورت گرفته نشده باشد ۲۲٪ و ۱۸٪ به ترتیب برای گاز و میعانات گازی می‌باشد

بررسیهای اقتصادی نشان داد که اگر طول ناحیه مورد نیاز جهت تزریق در حدود ۳ متر در نظر گرفته شود حجم مواد مورد نیاز جهت تزریق، حدود۵۴۰۰ بشکه مواد شیمیایی جهت تیمار اطراف چاه لازم است و این بدان معنی است که تیمار ناحیه اطراف چاه را می‌توان در یک بازهٔ زمانی در حدود ۷ روز با احتساب عملیاتهای پیش‌تیمار و پس‌تیمار انجام داد.

بررسیهای اقتصادی نشان داد که ارزش افزوده ناشی از افزایش تولید گاز و میعانات در اثر تیمار اطراف یک چاه در طول یک فاصله زمانی ۲۵ ساله پس از تیمار حدود ۳ متر از اطراف چاه یک مبلغ قابل ملاحظه (۱۷۰۰ میلیون دلار) می‌باشد. از آنجایی که از این روش به عنوان یک روش دائمی جلوگیری از تجمع میعانات یاد می‌شود ارزش افزوده ناشی از این تیمار شیمیایی در طی فواصل زمانی بیشتر، تولید افزایش خواهد یافت.

لازم به ذکر است موارد فوق‌الذکر مربوط به تیمار ناحیه اطراف یک چاه می‌باشد و چنانچه چاههای دیگری نیز به این مباحث اقتصادی اضافه شوند ارزش افزوده اجرای این فرایند بطور قابل ملاحظه‌ای افزایش خواهد یافت.

Archive of SID

www.SID.ir

علائم و اختصارات

k : تراوایی مطلق (md)

k_{rg}: تراوایی نسبی گاز (بدون بعد)

k_{ro}: تراوایی نسبی نفت (بدون بعد)

Q : سرعت تزریق (STB/day)

Sc : اشباع میعانات (٪)

Scc : اشباع بحرانی میعانات (٪)

Swi : اشباع آب تقلیل‌ناپذیر (٪)

φ : تخلخل (بدون بعد)

مراجع

[1] Kamath, J., "Deliverability of gas-condensate reservoirs-field experiences and prediction techniques". Journal of Petroleum Technology,P. 94-100, (2007).

[2] Bang, V., Pope, G. A., Sharma, M. M., Baran, J. R. Jr., Ahmadi, M., "A New Solution To Restore Productivity of Gas Wells With Condensate and Water Blocks". SPE REE Vol.13(2),P.323-331, (2010).

[3] Saikia B. D. "Surfactant-induced flow behavior effects in gas condensate reservoirs". MSc Thesis, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, Department of Petroleum Engineering, (2010).

[4] Barnum, R. S., Brinkman, F. P., Richardson, T. W., Spillette, A. G., "Gas condensate reservoir behaviour: productivity and recovery reduction due to condensation". Paper SPE 30767 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, , Dallas, Texas, USA,P. 22-25, (1995).

[5] Boom, W., Wit, K., Zeelenberg, J. P. W., Weeda, H. C., Maas, J. G., "On the use of model experiments for assessing improved gas-condensate mobility under near-wellbore flow conditions". Paper SPE 36714 presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, Oct. 6-9, (1996).

[6] Lee, W. C., Lee, K. J., Han, J. M., Lee, Y. S., Sung, W. M., "The analysis of gas productivity by the influence of condensate bank near well". Geosystem Engineering. Vol.14(3),P. 135-144, (2011).

[7] Hwang, J., "Gas injection techniquesfor condensate recovery and remediation of liquid banking in gas-condensate reservoirs". MS Thesis, University of Texas at Austin, USA, (2011).

[8] Li, K., Liu, Y., Zheng, H., Huang, G., Li, G., "Enhanced gas-condensate production by wettability alteration to gas wetness". Journal of Petroleum Science and Engineering Vol.78,P. 505–509, (2011).

[9] Fan, L., Harris, B. W., Jamaluddin, A., Kamath, J., Mott, R., Pope, G. A., Shandrygin, A., Whitson., C. H., "Understanding Gas-Condensate Reservoirs", Schlumberger Oil Field Review, Winter 2005/2006.

[10] Du, L., Walker, J. G., Pope, G. A., Sharma, M. M., Wang, P., "Use of solvents to improve the productivity of gas condensate wells". Paper SPE 62935presented at the 2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas, (2000).

[11] Al-Anazi, H. A., Walker, J. G., Pope, G. A. Sharma, M. M. Hackney, D. F., "A Successful Methanol Treatment in a Gas/condensate Reservoir: Field Application", SPE Production & Facilities. Vol.20 (1), SPE-80901-PA,P. 60-69 ,(2005).

[12] Luo, K., Li, S., Zheng, X., Chen, G., Dai, Z., Liu, N., "Experimental investigation into revaporization of retrograde condensate by lean gas injection". Paper SPE 68683 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia,17-19 April 2001.

[13] Marokane, D., Logmo-Ngog, A. B., Sarkar, R., "Applicability of Timely Gas Injection in Gas Condensate Fields To Improve Well Productivity". Paper SPE 75147 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma,13-17 April (2002).

[14] Mohan, J., "Modeling of Gas Condensate Wells with and without Hydraulic Fractures", MS Thesis. University of Texas at Austin, Texas, USA, (2005).

[15] Settari, A., Bachman, R. C., Hovem, K. A., Paulsen, S. G., "Productivity of Fractured Gas Condensate Wells", A Case Study of the Smorbukk Field. SPE 35604-PA, SPE Reservoir Engineering Vol.11 (4),P.236-244, (1996).

[16] Li, K. Firoozabadi, A., "Experimental Study of Wettability Alteration to Preferential Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects". SPE Reservoir Eval.& Eng.Vol. 3(2),P. 139-149, (2000).

[17] Tang, G. Q., Firoozabadi, A., "Relative permeability modification in gas/liquid systems through wettability alteration to intermediate gas wetting". SPE Reservoir Evaluation and Engineering, Vol.427, (2002).

[18] Tang, G. Q., Firoozabadi, A., "Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting in Porous Media at Elevated Temperatures". Transport in Porous Media Vol. 52,P. 185–211, (2003).

[19] Adibhatla, B., Mohanty, K. K., Berger, P., Lee, C., "Effect of surfactants on wettability of near-wellbore regions of gas reservoirs", Journal of Petroleum Science and Engineering Vol. 52, P.227–236, (2006).

[20] Wu, S., Firoozabadi, A., "Effect of salinity on wettability alteration of porous media from liquid wetting to intermediate gas wetting". SPE 121724, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 20–22 April , (2009).

[21] Wu, S., Firoozabadi, A., "Permanent Alteration of Porous Media Wettability from Liquid-Wetting to Intermediate Gas-Wetting". Transp Porous Med Vol.85, P. 189–213, (2010).

[22] Noh, M., Firoozabadi, A., "Wettability alteration in gas condensate reservoirs to mitigate well deliverability loss by water blocking". SPE Reservoir Evaluation and Engineering, Vol. 676, (2008).

Archive of SID

[23] Fahes, M., Firoozabadi, A., "Wettability alteration to intermediate gas wetting in gas condensate reservoirs at high temperatures". SPE Journal, P.397-407, (2007).
[24] Xie, X., Liu, Y., Sharma M., Weiss W. W., "Wettability alteration to increase deliverability of gas production wells". Journal of Natural Gas Science and Engineering.Vol.1,P.39–45,(2009).
[25] Liu, Y., Zheng, H., Huang, G., Li, G., "Production Enhancement in Gas-Condensate Reservoirs by Altering Wettability to Gas Wetness": Field Application. SPE 112750. (2008).
[26] Butler, M. L., Trueblood, J. B., Pope, G. A., Sharma, M. M., Baran Jr. J. R., Johnson, D., "A field demonstration of a new chemical stimulation treatment for fluid-blocked gas wells". Paper SPE 125077-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 4-7 October, (2009).
[27] Miller, N., "Increasing well productivity in gas condensate wells in Qatar's North Field", MS Thesis. Texas A&M University, Texas, USA, (2009).

Archive of SID

www.SID.ir