

بررسی پتانسیل افزایش تولید در میادین نفتی جنوب غرب ایران

صادق فتح‌الهی ■ شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب

مقدمه

به مبحث افزایش تولید همواره از دو منظر متفاوت نگریسته شده است. منظور از افزایش تولید غالباً افزایش دبی فعلی تولید از یک مخزن است، اما این اصطلاح در برخی موارد به معنی افزایش برداشت (یا افزایش بازیافت) نیز استفاده می‌شود. در این مقاله موضوع افزایش تولید از دو منظر فوق‌الذکر و در سطوح مخزن، چاه و تأسیسات سطح‌الارضی در میادین نفتی جنوب غربی ایران مورد بررسی قرار می‌گیرد. در این راستا، نخست خواص اصلی سنگ و سیال و مکانیزم‌های تولید به‌طور اجمالی شرح داده می‌شود و سپس تفاوت‌هایی که مخازن نفتی جنوب غربی ایران از این نظر (خواص اساسی مخزن) با یکدیگر دارند بررسی می‌شوند. در واقع با مقایسه تعدادی از میادین نفتی جنوب غربی ایران از نظر ویژگی‌های سنگ و سیال و مکانیزم‌های تولید مشخص می‌شود که آیا می‌توان نسخه واحدی برای توسعه و افزایش تولید از این مخازن ارائه کرد یا اینکه در هر مخزن نیازمند تشخیص درست گلوگاه‌های تولید و ارائه نسخه منحصر به‌فرد در جهت افزایش پتانسیل تولید و راهکارهای تحقق آنها هستیم.

۱- پارامترهای اساسی مخازن

به‌طور معمول هرچه تخلخل و تراوایی سنگ در یک مخزن بیشتر باشد، خواص مخزنی سنگ بهتر است. به علاوه از دیدگاه مخزنی هر چه درجه API نفت مخزن بالاتر باشد (در صورتی که آسفالتین موجود در نفت مخزن ناچیز باشد)، خواص سیال مخزن نیز مناسب‌تر است. مکانیزم‌های رانش طبیعی (اولیه) شامل رانش توسط گاز محلول در نفت^۱، رانش توسط کلاهک گازی^۲، رانش توسط سفرفه آبی^۳، رانش توسط ریزش ثقلی^۴ و انبساط سنگ و سیال^۵ می‌باشند. معمولاً یک یا چند مکانیزم از این موارد در تأمین انرژی مخزن در اثر برداشت نفت عمل می‌کنند.

از دیگر عوامل بسیار مهم که بر دبی و برداشت (بازیافت) نهایی تأثیر مهمی می‌گذارند، عمق و فشار اولیه مخزن (انرژی اولیه) است. طبیعتاً هر چه عمق مخزن کمتر و فشار اولیه آن بیشتر باشد تولید از آن آسانتر و بیشتر خواهد بود.

۲- مقایسه پارامترهای اساسی میادین نفتی جنوب غربی ایران

میادین عمده‌ی جنوب غربی ایران در

طیف نسبتاً وسیعی از لحاظ ویژگی‌های مخزنی (خواص سنگ و سیال مخزن و مکانیزم تولید) قرار می‌گیرند. عمدتاً میادین نفتی جنوب غربی ایران در سازندهای آسماری و گروه بنگستان (شامل سازند ایلام و سروک) قرار گرفته‌اند. سازندهای آسماری و بنگستان به لحاظ جنس سنگ بسیار متفاوت هستند. در ضمن به دلیل تفاوت در عمق این سازندها و همچنین سنگ منشاء تولید نفت و دلایل بسیار دیگر، نوع نفت موجود در این مخازن نیز با هم متفاوت است. از طرفی این ویژگی‌های متفاوت در سنگ (ماتریس و شکاف) و سیال سازندها و نیز وضعیت سفرفه‌های آبی موجب شده است که مکانیزم رانش در میادینی که در سازند آسماری واقع شده‌اند با میادینی که در سازند بنگستان واقع شده‌اند متفاوت باشد. به عنوان نمونه در میدان مارون تخلخل سنگ (ماتریس) در لایه‌های ماسه‌ای آسماری در حدود ۳ برابر بنگستان و تراوایی سنگ (ماتریس) نیز در لایه‌های ماسه‌ای در حدود ۱۰۰۰ برابر بنگستان است. خواص شکاف‌ها در دو مخزن آسماری و بنگستان این میدان نیز بسیار متفاوت است؛ به‌طوری که تراوایی شکاف‌ها و دانسیته‌ی آنها



۳- بررسی دلایل تفاوت تولید در میادین جنوب

غربی ایران

دلایل تفاوت تولید در میادین جنوب غربی ایران را با بیان نیمه فنی و مقایسه چند مخزن می توان این گونه توجیه نمود. در صورت یکسان بودن خواص سیال دو مخزن، هنگامی که تخلل سنگ یک مخزن بالاتر از مخزن دیگر باشد، بدان معنی است که در حجم یکسانی از سنگ مخزن نفت بیشتری برای برداشت در دسترس است و نفت در جا در گسترده‌ی وسیعی از سنگ‌ها پراکنده نشده است. در بحث تراوایی، هر چه تراوایی سنگ مخزن بیشتر باشد، نفت آسانتر به سمت چاه حرکت کرده و تولید می‌شود. از دیدگاه فنی حرکت آسانتر سیال به دو معنی است. حرکت سیال با افت فشار کمتر به سمت چاه و یا تولید نفت بیشتر با افت فشار ثابت وارد شده به مخزن. اما تراوایی تأثیرهای دیگری نیز دارد. هنگامی که دو مخزن با خواص سیال یکسان به سفره‌ی آبی یکسان متصل باشند، هنگام برداشت نفت از این دو مخزن ستون سیال کاهش یافته و فشار افت پیدا می‌کند. این به آن دلیل است که تمام سیالات موجود در تله نفتی اعم از آب و

تا میزان ضریب بازیافت نفت^۶ (نسبت نفت قابل استحصال نسبت به کل نفت در جای اولیه) در این مخازن بالا باشد. یکی دیگر از فاکتورهای بسیار مهم در میزان دبی تولیدی و میزان بازیافت نفت، میزان شکاف خوردگی سنگ و خواص شکاف‌های هر مخزن است. مخزن کرنج نمونه‌ای بارز از تأثیر شکاف‌ها در عملکرد مخزن است.

به نظر می‌رسد نسبت دبی تولیدی میدان در حالت تثبیت دبی^۸ به میزان نفت در جای اولیه، معیار عمومی مناسبی از وضعیت کلی مکانیزم‌های حاکم بر تولید مخزن و خواص سنگ و سیال به دست دهد. در شکل ۲ مقدار این پارامتر برای ۱۳ مخزن در حوزه‌ی مورد بررسی ارائه شده است. در میان این مخازن؛ مخازن آسماری شادگان، منصوری، اهواز، رگ سفید، آغاچاری و مخازن بنگستان اهواز و مارون در مدت مورد بررسی با تخلیه طبیعی و کرنج، مارون آسماری، کوپال آسماری، گچساران و بی‌بی حکیمه تحت تریق گاز بوده‌اند. این در حالی است که در میدان پازنان بازگردانی گاز خشک به کلاهک انجام می‌شود.

و نیز نفت در جای شکاف‌ها نسبت به حجم کل نفت در آسماری نیز چندین برابر بنگستان است. مقایسه خواص سیال این دو مخزن نشان می‌دهد که سازند آسماری میدان مارون یک مخزن اشباع با کلاهک گازی بسیار بزرگ است، در صورتی که سازند بنگستان این میدان یک مخزن زیر اشباع (فشار مخزن بالاتر از فشار حباب) است که میزان قابل توجهی آسفالتین در نفت آن موجود است. همچنین مکانیزم‌های رانش در مارون آسماری علاوه بر انبساط سنگ و سیال مخزن و رانش سفره‌ی آبی نسبتاً قوی آن، شامل انبساط کلاهک گازی، گاز محلول و نیز ریزش ثقلی است؛ در صورتی که در بنگستان مارون غیر از مکانیزم‌های انبساط سنگ و سیال تنها یک سفره‌ی آبی ضعیف تأمین‌کننده‌ی فشار آن می‌باشد (جدول ۱).

این مثال به خوبی نشان می‌دهد که دو مخزن موجود در یک میدان نفتی می‌توانند به طور کامل متفاوت از یکدیگر رفتار کنند. بنابراین لازم است مدیریت مخزن، مدیریت چاه‌ها و استراتژی تولید از هر یک از دو مخزن به صورت کاملاً متفاوت با یکدیگر راهبری شود.

هم چنین میادین عمده‌ی جنوب غرب ایران، از غرب به شرق دارای طیف وسیعی از خواص سنگ و سیال و ویژگی‌های مخزنی هستند (شکل ۱). مخازن آسماری میادین غربی این حوزه شامل اهواز، منصوری، شادگان، مارون و کوپال دارای لایه‌های ماسه‌ای هستند که از اهواز تا کوپال این لایه‌های ماسه‌ای کم‌رنگ‌تر شده، به طوری که در آغاچاری لایه‌ی ماسه‌ای دیگر دیده نمی‌شود. وجود این لایه‌های ماسه‌ای به دلیل خواص سنگ بسیار خوب، تأثیرات زیادی در مکانیزم‌های تولیدی مخزن دارد. سنگ مخزن آسماری میادین اهواز، شادگان و منصوری به دلیل غالب بودن لایه‌های ماسه‌ای نسبت به لایه‌های کربناته (شامل آهک و دولومیت) دارای تخلل و تراوایی بسیار بالایی است و ناهمگنی سنگ^۶ کمتر از مخازن دیگر است. تخلل و تراوایی بالا و همگنی سنگ موجب می‌شود

۱ | مقایسه کلی خواص سنگ دو مخزن آسماری و بنگستان میدان مارون

مخزن	آسماری	بنگستان
خواص سنگ	تخلخل ماسه (%)	۱۴
	تخلخل کربناته (%)	۷
	تراوایی ماسه (mD)	۵۰۰
	تراوایی کربناته (mD)	۱
خواص شکاف	تراوایی (mD)	۴۰۰
	نسبت نفت شکاف به کل نفت در جا (%)	۲/۵
	تخلخل (%)	۰/۵۰۱
خواص سیال	گاز محلول (SCF/STB)	۱۱۰۰
	میزان آسفالتین (%)	ناچیز
	ویسکوزیته (cP)	۰/۴۵
	API	۳۵
مکانیزم‌های تولیدی	انبساط سنگ و سیال - کلاهک گازی - گاز محلول - آبدۀ قوی - ریزش ثقلی	انبساط سنگ و سیال - آبدۀ نسبتاً ضعیف

۴- چالش‌ها و راهکارهای افزایش تولید

۴-۱- مخازن آسماری با لایه‌های ماسه‌ای

با توجه به مطالبی که به آنها اشاره شد مشخص می‌شود که در مخازنی همانند آسماری اهواز، منصوری و شادگان که دارای لایه‌های عمده‌ی ماسه‌ای با خصوصیات سنگ مخزنی مطلوب هستند، جهت افزایش تولید و افزایش برداشت نفت با گلوگاه‌ها و به تبع آن راه حل‌هایی متفاوت از میداین شرقی تر در ناحیه جنوب غربی ایران روبرو هستیم. این گونه میداین تأمین فشاری بسیار مطلوبی توسط آبده خود داشته و ضریب برداشت طبیعی بالایی نیز در اثر شسته شدن نفت موجود در سنگ مخزن در اثر وارد شدن آب به درون ماتریس (سنگ) دارند. عواملی که تولید از این گونه مخازن ماسه سنگی را دچار مشکل می‌سازد بیشتر مربوط به چاه‌ها و تأسیسات سطح الارضی است و نه در واقع خود مخزن. در واقع مشکلاتی همانند حرکت دانه‌های شن سنگ مخزن و وارد شدن به درون چاه و تأسیسات و نیز امکان تولید از این گونه مخازن با درصد آب بالا (در چاه‌ها و تأسیسات فراورشی و نمک‌زدایی) چالش‌های عمده‌ی تولید از این میداین هستند.

تولید نیست و افت تولید به تدریج آغاز می‌شود. این امر ناشی از عدم ورود آب کافی از آبده به مخزن و عدم تأمین انرژی مخزن است. در چنین شرایطی برنامه‌ی جدید نگهداری فشار با هدف تزریق آب و یا گاز به اجرا در می‌آید که خود هزینه‌های بسیار سنگینی را تحمیل می‌کند. این هزینه‌ها شامل حفر چاه‌های تزریقی، تأسیسات سطح الارضی تزریق اعم از پمپ‌ها، خطوط لوله نفت، کمپرسورها، مراکز فرآورشی و هزینه‌ی خود سیال تزریقی است. به غیر از این موارد از دیدگاه فنی نیز تفاوت‌های بسیار دیگری در این دو مخزن به وجود خواهد آمد که در این مقاله مجال بررسی آنها وجود ندارد.

حال تا حدودی روشن می‌شود که چرا در مخازنی مانند آسماری اهواز با وجود این که مخزن تاکنون نزدیک به نیمی از نفت در جای اولیه خود را تولید کرده، هم‌اکنون نیز با دبی در حدود ۶۰۰ هزار بشکه در روز در حال تولید بوده و سالیانه کمتر از ۵/۵ پام افت فشار دارد. این در صورتی است که هیچ‌گونه عملیات نگهداری فشار و یا ازدیاد برداشت (EOR) بر روی این مخزن انجام نمی‌شود.

نفت و گاز در تعادل فشاری با یکدیگر هستند. آب از ناحیه پر فشار آبده به سمت قسمت نفتی با فشار کمتر شروع به حرکت می‌کند. در مخزنی که تراوایی سنگ بالاتر است و سنگ به راحتی اجازه‌ی عبور سیالات را می‌دهد، حجم آب بیشتری می‌تواند وارد مخزن شود و حجم آب کافی وارده به مخزن نیز از افت فشار ستون نفتی جلوگیری می‌کند. در واقع به ازای برداشت هر بشکه نفت از ستون نفتی، به همان میزان آب وارد بخش نفتی می‌شود. این عامل موجب می‌شود که سفره آبی شبیه به یک پیستون طبیعی عمل کند و دبی تولیدی از مخزن تا سال‌ها حفظ شود.

از طرفی سنگ به دلیل تراوایی بالا دارای حفرات درشت تری است که اجازه ورود آب به حفرات را داده و موجب می‌شود تا نفتی که به دیواره‌ی سنگ چسبیده است جابجا شود. همچنین این شسته شدن نفت به وسیله‌ی آب موجب می‌شود که ضریب برداشت نهایی از مخزن بسیار بالاتر باشد.

حال مدیریت دو مخزن با خواص سیال، سفره آبی، شرایط اولیه، ضخامت و نفت در جای یکسان، یکی با تخلخل و تراوایی بالا و دیگری پایین را از دیدگاه عملیاتی بررسی می‌کنیم. واضح است که با فرضیات بالا، مخزن با تخلخل کمتر دارای ابعاد سطحی (طول و عرض) بزرگتری است. از طرفی این مخزن چون دارای تراوایی پایین تری است افت فشار در چاه‌های آن نیز بیشتر است. بنابراین اگر برنامه‌ی تولید به عنوان مثال در سقف ۲۰۰ هزار بشکه نفت در روز برای مدت زمان اقتصادی بهره‌برداری از دو میدان در نظر گرفته شود، در میدان اول که دارای تخلخل و تراوایی پایین تری است باید چاه‌های بیشتری حفر شود تا نفت با انرژی طبیعی مخزن به سر چاه جریان یابد. از طرف دیگر به علت گسترده‌گی مخزن اول، چاه‌ها در محدوده‌ی بسیار بزرگی پراکنده می‌شوند که در نتیجه هزینه‌های حفاری، خطوط لوله، پمپ و سایر تأسیسات فرآورشی را بالا می‌برد. گذشته از تأثیراتی که به آنها اشاره شد، پس از مدتی حفر چاه‌های بیشتر در مخزن اول (با خصوصیات مخزنی پایین تر) تأمین کننده‌ی دبی برنامه شده



محدوده‌ی میداین مورد بررسی در جنوب غرب ایران



کنترل شن تولیدی راه حل های متفاوتی دارد و در مهندسی بهره برداری تکنولوژی های متعددی برای آن وجود دارد. اما امکان تولید نفت با درصد بالای آب نیازمند طراحی واحدهای فرآورش نفت و به طور خاص واحدهای ویژه نمک زدایی از نفت است.

در بخش چاه ها نیز در صورت افت فشار چاه ها به علت سنگین شدن ستون سیال درون چاه در اثر بالا رفتن آب درون ستون (ستونی به ارتفاع در حدود ۲۵۰۰ متر)، استفاده از فراز آوری مصنوعی ضروری خواهد بود. در واقع با اتخاذ این اقدامات، امکان ورود بیشتر آب از سفره ی آبی به لایه ی نفتی در اثر افت فشار ستون نفتی فراهم خواهد شد. در شرایط کنونی تا زمانی که افت فشار محسوس در این گونه مخازن ایجاد نشود، نیروهای طبیعی به خوبی تأمین کننده ی افت انرژی مخزن بوده و درصد بازیافت نیز بسیار بالاست.

۴-۲- مخازن آسماری با لایه های کربناته و ماسه ای

اگر کمی به سمت شرق حرکت کنیم، به مخازن آسماری میادین مارون و کوپال می رسیم. این مخازن حد واسط مخازن با لایه های عمده ی ماسه ای و مخازن کربناته هستند. مخزن آسماری مارون یکی از مخازنی است که کاملاً به صورت لایه ای عمل می کند. بدین صورت که لایه های یکی در میان کربناته و ماسه سنگ هستند. این وضعیت موجب می شود که تولید نفت از لایه های ماسه ای که دارای خصوصیات مخزنی بسیار بهتری هستند بادبی بالاتری صورت گرفته و به تبع آن ورود آب به این لایه ها با سرعت بسیار بیشتری صورت پذیرد که در نتیجه فشار هر لایه با لایه ی پایینی متفاوت است. در این گونه مخازن، آبد در لایه های ماسه ای بسیار خوب عمل می کند، ولی در لایه های کربناته راندمان جارویی^۱ پایین تری وجود دارد و در مقابل به دلیل وجود کلاهدک گازی و ناحیه ی عظیم گاز زده، در لایه های کربناته مخزن ریزش ثقلی فعال است. تاریخچه ی این مخزن نشان می دهد که لایه های کربناته با زمان دچار افت فشار شدیدتری شده اند، این در حالی است که از زمان تزریق گاز (۱۳۶۸ شمسی)

در بیشتر لایه های کربناته مخزن فشار تثبیت شده است و با وجود تولید قابل توجه از سال ۱۳۶۸ تا به امروز، فشار در اکثر نواحی مخزن به خوبی تأمین گردیده است. در این گونه مخازن به دلیل پیچیدگی های فوق العاده ساختمانی، اخذ و پایش دائمی داده های تخصصی مخزنی از اهمیت بسیاری در مدیریت چاه ها و مخزن برخوردار است.

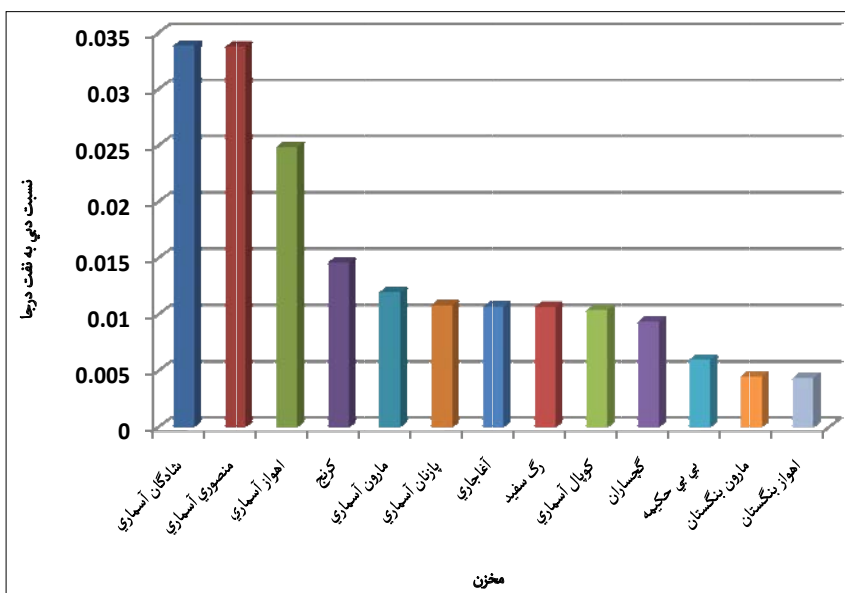
داده های اولیه ای از قبیل دبی روزانه آب، گاز و نفت در هر چاه و درصد مشارکت تولید نفت از هر لایه مخزنی بسیار حائز اهمیت هستند. در این مخازن روش های تکمیل ویژه ی چاه^۱ و امکانات تولید با درصد آب بالا^{۱۱} در چاه ها (با فرآز آوری مصنوعی اعم از پمپ درون چاهی و یا فرآز آوری با گاز) و تأسیسات سطح الارضی در افزایش برداشت و تولید بسیار مؤثر هستند.

۴-۳- مخازن کربناته آسماری

سنگ مخزن در میادین عمده ی شرقی تر فروافتادگی دزفول^{۱۲} شامل میادین آغاچاری، بی بی حکیمه و گچساران کاملاً از نوع کربناته است. این مخازن همانند لایه های کربناته در کوپال و مارون شکاف دار هستند. به دلیل خواص مخزنی ضعیف تر ماتریس در این سنگ ها نسبت به ماسه سنگ ها، آب به ماتریس (که عمده ی نفت

در آن است) وارد نمی شود و از طریق شکاف ها ماتریس را دور زده و وارد چاه ها می شود و تولید آب را در چاه به شدت بالا می برد.

در مخزنی مثل گچساران که سابقه ی طولانی تزریق گاز دارد، فشار مخزن در اثر تزریق گاز به خوبی تأمین شده است. تزریق گاز در این گونه مخازن با ثابت نگه داشتن فشار و یا بالا بردن آن از افت دبی به علت کاهش فشار مخزن جلوگیری می کند. از طرفی در فشارهای بالا به دلیل کم شدن نیروی کشش سطحی^{۱۳} بین گاز و نفت، فشار موینگی^{۱۴} گاز-نفت کاهش می یابد و در اثر کاهش فشار موینگی مکانیزم ریزش ثقلی فعال تر شده و گاز می تواند به ماتریس وارد و نفت را به سمت پایین جارو کند. این مکانیزم می تواند تا حد بسیار بالایی ضریب برداشت در این گونه مخازن را افزایش دهد. از طرف دیگر با تزریق گاز در کلاهدک گازی و افزایش فشار مخزن، امکان ورود آب به شکاف ها در سفره ی آبی بسیار کمتر شده و از تولید آب در چاه ها جلوگیری می شود. در واقع فشار بالای کلاهدک گازی شبیه به یک پیستون، نفت را به سمت پایین جارو می کند و از ورود آب به شکاف ها از پایین لایه ی نفتی به سمت بالا جلوگیری می کند. قبلاً توضیح داده شد که در این گونه مخازن با خصوصیات مخزنی ضعیف، آب در ماتریس به صورت جزئی وارد



نسبت دبی به نفت در جای اولیه برای تعدادی از میادین نفتی جنوب غرب ایران



می‌شود که ضریب برداشت پایینی نیز دارند. با جلوگیری از ورود آب به چاه‌ها، بسیاری از مشکلات افت فشار چاه‌ها در اثر سنگین شدن ستون آنها نیز کاهش می‌یابد. با مقایسه‌ی چند مخزنی که تاکنون شرح مختصری بر آنها داده شد به خوبی مشخص می‌شود که در مخزنی مثل اهواز آسماری ورود هر چه بیشتر آب (البته با شرایط کنترل شده) در راستای افزایش برداشت و افزایش تولید است و راهکارهای پیشنهادی برای مدیریت مخزن در سمت و سویی قرار می‌گیرد که بتوان از آبد طبیعی حداکثر استفاده را نمود، ولی در میدان گچساران به دلیل راندمان بسیار پایین آب در جابجایی نفت و در مقابل راندمان بالای گاز در افزایش برداشت، کل مدیریت مخزن به سوی استفاده هر چه بیشتر از گاز و جلوگیری از ورود آب به مخزن متمرکز می‌گردد. لذا در مخزنی که تزریق گاز به عنوان راهکار فنی تولید مطرح می‌شود تأمین گاز تزریقی و استفاده از تکنولوژی روز دنیا در پایش دائمی میزان تولید هر فاز (آب، گاز و نفت) در چاه‌ها و کنترل دقیق سطح تماس گاز-نفت و آب-نفت با حفر چاه‌های مشاهده‌ای مناسب و کافی، تأثیر بسیار زیادی در مدیریت تولید از این مخزن دارد.

۴-۴-۴- مخازن بنگستانی

مخازن بنگستان میدان نفتی جنوب غربی ایران عموماً زیر اشباع هستند (فشار زیر فشار نقطه حباب و فاقد کلاهک گازی). نفت این مخازن آسفالتینی بوده و وجود آسفالتین در چاه‌ها مشکلات عمده‌ای را برای تولید ایجاد می‌کند. سنگ مخزن این مخازن خواص مخزنی پایینی دارد و به دلیل عدم وجود مکانیزم‌های

تولیدی مثل رانش کلاهک گازی، آبد قوی و یا ریزش ثقلی، مکانیسم رانش مناسبی برای جبران فشار در مخزن وجود ندارد. به همین دلیل افت فشار این مخازن با تولید نفت بسیار بالاست؛ از طرفی به دلیل حساسیت زیاد ذرات آسفالتین به تغییرات ترکیب نفت مخزن، تزریق گاز و یا آب در این گونه مخازن با ریسک بالای رسوب آسفالتین در مخزن همراه است. چرا که در صورت رسوب گسترده‌ی آسفالتین در مخزن عملاً عمده‌ی نفت مخزن نیز غیر قابل تولید خواهد بود. مطالعات دقیق ترمودینامیکی جهت یافتن بهترین شرایط تولید از این مخازن و نیز تزریق سیالات مناسب در مخزن برای جبران افت فشار مخزن به نحوی که رسوب آسفالتین نیز در این مخازن رخ ندهد، از جمله راهکارهای آینده‌ی تولیدی این مخازن است. از طرف دیگر در مقیاس چاه نیز استفاده از روش‌های مناسب فرآزآوری مصنوعی و نیز روش‌های ممانعت از رسوب آسفالت در دیواره‌ی چاه می‌تواند به افزایش تولید و برداشت کمک کند. لازم به ذکر است که در این گونه مخازن به دلیل افت فشار زیاد در شعاع تخلیه‌ی چاه‌ها و نیز به دلیل این که بخش‌های مختلف مخزن ارتباط خیلی قوی با یکدیگر ندارند، برای حفظ تولید نیاز به حفر چاه‌های بیشتری است. کاملاً واضح است که مدیریت مخازن بنگستانی که نفت در جای بسیار زیادی را نیز در خود جای داده‌اند، بسیار مشکل‌تر و نیازمند مطالعات بسیار دقیق‌تری جهت افزایش برداشت است.

نتیجه‌گیری

• در بسیاری از موارد رفتار و مکانیزم تولید

مخازن نفتی جنوب غربی ایران با یکدیگر متفاوت است و این تفاوت رفتاری بیشتر ناشی از تفاوت در پارامترهای اساسی مخازن است، نه تفاوت در تکنولوژی و یا روش برداشت از این مخازن.

• جهت برداشت صیانتی، باید هر مخزن را به صورت جداگانه و منحصر به فرد مورد مطالعه قرار داد و نسخه تولیدی یک مخزن را لزوماً نمی‌توان برای مخازن دیگر به کار گرفت.

• افزایش پتانسیل تولید در مخزنی که ماتریس آنها دارای خواص مخزنی مناسب است (مخازن دارای لایه‌های ماسه‌ای) امکان‌پذیر است. در مخازن کربناته نیز پتانسیل افزایش برداشت به معنای افزایش باز یافت نهایی وجود دارد و افزایش دبی در بسیاری از این مخازن غیر صیانتی است.

• تجربه تولید یک قرن اخیر میدانی نفتی جنوب غربی ایران نشان داده است که جهت شناخت ویژگی‌های اساسی و مکانیزم‌های یک مخزن، حفر چندین چاه توصیفی و مشاهده‌ای و گذشت چند سال تولید از مخزن ضروری است. پیش از اخذ داده‌های کافی از خواص سنگ و سیال و نیز تولید و فشار از مخزن، پیشنهاد هر گونه برنامه توسعه مخزن (MDP) به احتمال بسیار زیاد با خطای بزرگی همراه است.

• متأسفانه سیاست‌های تولید محور سال‌های گذشته مخازن مختلف (در شرایط جنگ و یا در شرایط مشکلات اقتصادی) نشان می‌دهد که توسعه و تولید بسیاری از مخازن بدون اخذ کافی داده‌های مخزنی و چاهی و بدون حفر چاه‌های کافی مشاهده‌ای جهت کنترل دقیق سطوح تماس صورت گرفته است. این روش توسعه، مطالعه دقیق و علمی مخازن را برای برنامه‌ریزی بلندمدت با مشکلات عدیده‌ای مواجه می‌کند.

پانویس‌ها

1. solution gas drive

2. gas cap drive

3. water drive

4. gravity drainage

5. fluid and rock expansion

6. heterogeneity

7. recovery factor

8. plateau production rate

9. sweep efficiency

10. well completion

11. high water cut

12. dezfoul embayment

13. interfacial tension

14. capillary pressure

منابع

- [۱] مطالعه جامع میدانی آسماری و بنگستان میدان مارون، شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب.
[۲] گزارش عملکرد سال ۱۳۹۰ میدانی شرکت ملی مناطق نفتخیز جنوب.