پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۶۴-۱۴۴

ویژه‌نامه ازدیاد برداشت نفت با استفاده از روش‌های پایه آبی

مرور جامع منشأ، روش‌های تشخیص مکانیزم‌ها و راهکارهای کنترل تولید آب اضافی در میادین نفتی

احسان امامی میران، شاهین کُرد* و رضا صالحی مورکانی

گروه مهندسی نفت، دانشکده نفت اهواز، دانشگاه صنعت نفت، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۸/۰۹ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۲/۱۲/۲۳

چکیده

معمولاً در زمان تولید هیدروکربن، آب به همراه نفت تولید می‌شود. در مرحله سوم تولید عملیات سیلاب‌زنی آب جهت کاهش افت فشار مخزن و ازدیاد برداشت نفت انجام می‌شود. آب تزریقی از طریق مسیرهای مختلف می تواند وارد چاه تولیدی شود. آب اضافی زمانی مطرح می‌شود که آب بیشتر از حد اقتصادی نسبت آب به نفت، وارد چاه شود. تولید آب اضافی یکی از چالش‌های اصلی صنعت نفت است که باعث بروز مشکلات اقتصادی و زیست محیطی زیادی می‌گردد. به‌منظور کنترل تولید آب اضافی شناخت منشأ و مکانیزم‌های تولید آب یک امر ضروری و حیاتی است و در طراحی روش کنترل آب نقش اساسی دارد. در این مطالعه مروری منشأ و مکانیزم‌های تولید آب اضافی مورد بررسی قرارگرفته است، بدین‌صورت که ده مکانیزم تولید آب اضافی برای دو منشأ آبده و چاه تزریقی گزارش شده است. انواع مکانیزم‌ها از جهات منشأ آب، ماهیت و میزان سختی راه‌کارهای کنترل تولید آب دسته‌بندی‌شده‌اند و روش‌های شناسایی آنها در سه گروه نمودارگیری، آزمایش‌ها و روش‌های تحلیلی-تجربی نیز گردآوری شده است تا مسیر و نقطه ورود آب به چاه تولیدی به‌صورت دقیق مشخص شود. با توجه به نوع مکانیزم و منشأ، روش‌های شیمیایی و مکانیکی مختلفی برای کنترل ورود آب به چاه گردآوری شده است که هرکدام از آن‌ها در شرایط خاصی قابل‌استفاده هستند. درنهایت با شناسایی مکانیزم و مسیر تولید آب و با توجه به تجهیزات و فناوری‌های موجود و با درنظرگرفتن شرایط چاه و مخزن، روش مناسبی برای کنترل تولید آب اضافی می‌توان به کار برد. با کنترل کردن تولید آب اضافی ناشی از مکانیزم های مربوط به چاه تزریقی، همان‌گونه که تولید آب کاهش می‌یابد، عملکرد سیلاب زنی آب بهبود پیدا می کند و منجر به افزایش تولید نفت و بازدهی جاروب سطحی می‌گردد.

کلمات کلیدی: منشأ و مکانیزم تولید آب اضافی، روش‌های تشخیص منشأ، راه‌کارهای کنترل تولید آب اضافی، بازده جاروب سطحی، عملکرد سیلاب زنی آب.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی sh.kord@put.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI:10.22078/pr.2024.5292.3347)

مقدمه

امروزه تولید آب اضافی به‌عنوان یکی از مشکلات رایج و چالش‌برانگیزی که صنعت نفت با آن روبه‌رو است، شناخته می‌شود. طبق مطالعات صورت گرفته در دنیا به‌صورت میانگین به ازای ۱ بشکه نفت ۳ تا ۵ بشکه آب تولید می‌شود؛ به‌طوری‌که در سال ۲۰۰۸، روزانه ۲۵۰ میلیون بشکه آب تولید شده است که این مقدار در سال ۲۰۲۰ به ۳۰۰ میلیون بشکه افزایش پیداکرده است [۱]. آب تولید شده در سطح به ۲ نوع آب ضروری[1] و آب غیرضروری[2] تقسیم می‌شود [۲]. آب ضروری یا آب خوب[3] زمانی مطرح می‌شود که آب با دبی کمتر از حد اقتصادی نسبت آب به نفت[4] وارد چاه شود [۳]. حد اقتصادی نسبت آب به نفت با توجه به سیاست‌های شرکت‌های نفتی تعیین می‌شود و در کشورهای مختلف می‌تواند مقادیر متفاوتی داشته باشد. این آب معمولاً همراه نفت در مراحل آخر عملیات سیلاب‌زنی آب یا از آبده فعال تولید می‌شود. آب ضروری به دلیل اینکه به مدیریت مخزن، به حرکت درآوردن و جابه‌جایی نفت در سنگ مخزن همگن کمک می‌کند، به‌عنوان یکی از مهم‌ترین مکانیزم‌های تولید نفت شناخته می‌شود [۴]. وقتی‌که آب با دبی بیشتر از حد اقتصادی نسبت آب به نفت وارد چاه شود، یا نفت تولید نمی‌شود و یا میزان نفت تولیدی ازنظر اقتصادی به‌صرفه نیست. در این حالت به این آب، آب غیرضروری یا آب بد[5] و در بیشتر مواقع آب اضافی[6] می‌گویند. به‌طورکلی تولید آب اضافی از ۲ منشأ آبده فعال و چاه تزریق آب صورت می‌پذیرد [۲]. آبی که برای بهبود تولید نفت به مخزن تزریق می‌شود، با عنوان آب جاروبی شناخته می‌شود. این آب زمانی که در افزایش تولید نفت نقش داشته باشد، آب ضروری تلقی می‌شود و در شرایطی که توسط یک‌لایه تراوا یا به دلیل نیرو گرانش زودتر وارد چاه تولیدی شود و میزان جاروب مناسبی نداشته باشد، آب اضافی محسوب می‌شود. تولید آب اضافی باعث کاهش دبی تولیدی نفت، افزایش خوردگی تجهیزات درون چاهی و سرچاهی به دلیل وجود گاز سولفید هیدروژن و فلزات سنگین محلول در آب و درنهایت ترک زودهنگام چاه آسیب‌دیده می‌شود [۳ و ۵]. به دلیل قوانین زیست‌محیطی جداسازی، تصفیه و دفع آب تولیدی هزینه زیادی را بر شرکت‌های تولیدکننده تحمیل می‌کند. هم‌چنین وجود آب در چاه باعث افزایش وزن ستون سیال شده و انرژی که برای فرازآوری سیالات موردنیاز است، افزایش پیدا می‌کند [۶]. تا به اینجا تعریف، اهمیت و چالش‌های مربوط به تولید آب اضافی در میادین نفتی ارائه گردید. در ادامه تلاش خواهد شد مکانیزم‌های تولید آب اضافی، دسته‌بندی آنها از جهات مختلف، روش‌های شناسایی منشأ و مکانیزم‌های تولید آب بررسی شوند تا شناخت جامع مسئله تولید آب حاصل شود. با اشراف کامل به مکانیزم‌های تولید آب اضافی و با توجه به این نکته که هر یک از آنها دارای رویکرد متفاوتی هستند، ابتدا راه‌کارهای کنترل تولید آب اضافی تشریح و درنهایت روش‌های بهینه متناسب با هر یک از مکانیزم‌ها نیز طبقه‌بندی خواهد شد.

منشأ و مکانیزم‌های تولید آب اضافی

منشأ تولید آب اضافی می‌تواند آبده یا چاه تزریقی باشد. در مخازنی که آبده فعال دارند، با ادامه تولید و کاهش فشار مخزن و رسیدن موج افت فشار به سطح بین آب و نفت، آبده فعال می‌شود و آب وارد مخزن شده و نهایتاً از طریق چاه در سطح تولید می‌گردد. در مخازنی که آبده پاسخگوی افت فشار ایجاد شده در اثر تخلیه سیال مخزن نباشد، برای جلوگیری از کاهش بیشتر و نگهداشت فشار، آب به مخزن تزریق می‌شود. این آب از طرق مختلف می‌تواند وارد چاه شده و همراه نفت تولید شود [۲].

1. Necessary Water
2. Unnecessary Water
3. Good Water
4. Water Oil Ratio Economic Level
5. Bad Water
6. Excessive Water

در منابع علمی ۱۰ مکانیزم برای تولید آب اضافی گزارش شده است که به شرح زیر می‌باشند:

۱- نشتی لوله جداری، لوله مغزی و مجرابند: به دلیل سایش، خوردگی، فشار اضافی وارده و تغییر شکل سازند ممکن است در لوله تولیدی، لوله جداری و یا مجرابند حفره‌ای ایجادشده و آب از این مسیر خود را به چاه رسانده و در سطح تولید شود [۳].

۲- کانالـه شدن پشت لوله جداری: این مکانیزم معمولاً بلافاصله بعد از تکمیل چاه اتفاق می‌افتد و علت آن بندش ضعیف سیمان (سیمان-سازند و سیمان-لوله جداری) است [۳].

۳- بالا آمدن سطح تماس آب و نفت: این مکانیزم زمانی فعال می‌شود که تولید با مکانیزم رانش آب[1] صورت می‌گیرد. در این حالت سطح تماس آب-نفت به صورت یکنواخت بالا می‌آید و به مشبک‌های تولیدی می‌رسد. این مکانیزم به عنوان زیرمجموعه‌ای ازمخروطی شدن آب شناخته می شود، با این حال تفاوت‌هایی میان این دو مکانیزم وجود دارد [۵ و ۷].

۴- مخروطی شدن[2] سه‌بعدی: در مخازنی که تراوایی عمودی بالایی دارند، اگر نیروی ناشی از گرادیان فشار سیال تولیدی به نیروی گرانش غلبه کند، آب به‌صورت مخروط‌هایی تشکیل شده و وارد چاه می‌گردد.

مکانیزم مخروطی شدن آب معمولا در مخازن با تراوایی عمودی زیاد رخ می‌دهد، در حالی که بالاآمدن سطح تماس آب-نفت در مخازن با تراویی کم، مکانیزم غالب است. در صورت نزدیک بودن مشبک‌های تولیدی به سطح تماس میان آب و نفت، مکانیزم بالاآمدن سطح تماس آب-نفت اتفاق می‌افتد. با این حال مخروطی شدن آب ریشه در ماهیت مخزن داشته و با بیشتر شدن دبی تولیدی از دبی بحرانی، صورت می‌گیرد [۵، ۷ و ۸].

۵- شکاف یا گسل از لایه آبی به چاه تولیدی (مخروطی شدن دوبعدی):در این مکانیزم آب از طریق شکاف یا گسل وارد چاه تولیدی می گردد. منشأ این آب می تواند آبده یا یک منبع آبی دیگری باشد [۳].

۶. شکاف یا گسل بین چاه تزریقی و تولیدی: در مخازن شکافدار اگر شبکه شکاف یا گسلی چاه تزریق آب را به چاه تولیدی وصل کند، آب تزریقی از این طریق تولید می‌شود [۳].

۷- جاروب سطحی ضعیف[3]: در سازندهای ناهمسانگرد[4] که لایه‌های مختلف با تراوایی‌های متفاوت دارند، در هنگام تزریق آب باهدف جاروب نفت، آب از مسیرهای با تراوایی بالا حرکت کرده و خود را به چاه تولیدی می‌رساند و در لایه‌های کم‌تراوا نفت به دام می‌افتد و به اصلاح پدیده انگشتی شدن[5] رخ می‌دهد که نهایتا جاروب سطحی آب تزریقی در حد انتظار نخواهد بود [۲ و ۳].

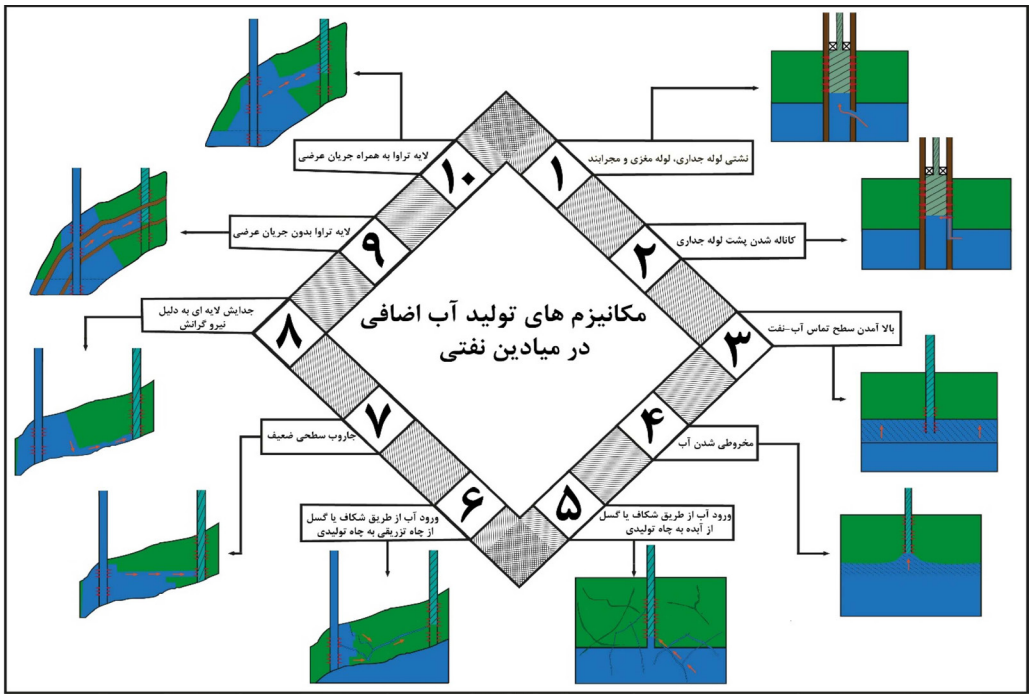
۸- جدایش لایه‌ای به دلیل نیروی گرانش[6]: در سازندهایی که ضخامت زیاد و تراوایی عمودی متوسط دارند، آب تزریقی به دلیل نیروی گرانش به پایین‌ترین بخش مخزن حرکت می‌کند و از این طریق وارد چاه می‌شود [۲ و ۳].

۹- لایه تراوا بدون جریان عرضی: معمولاً در سازندهای چندلایه‌ای که یک‌لایه تراوا بین دولایه ناتراوا از پایین و بالا محصورشده باشد، آب از یک آبده فعال یا از چاه تزریقی وارد چاه تولیدی می‌شود [۹].

۱۰- لایه تراوا به همراه جریان عرضی[7]: در سازندهای چندلایه‌ای که توسط لایه‌های ناتراوا محدود نشده‌اند، ممکن است آبی که از چاه تزریقی و یا از آبده وارد مخزن شده است از یک‌لایه وارد لایه دیگر شود و از طریق یک‌لایه تراوا به چاه تولیدی راه پیدا کند [۹].

شماتیک هر یک از مکانیزم‌های تولید آب با جزئیات در شکل ۱ نشان شده است.

1. Water Drive Mechanism
2. Water Coning
3. Poor Areal Sweep
4. Anisotropic
5. Fingering
6. Gravity-segregated Layer
7. High Permeable Layer with Crossflow



شکل ۱ مکانیزم‌های تولید آب اضافی در میادین نفتی.

دسته‌بندی مکانیزم‌های تولید آب اضافی

مکانیزم‌های تولید آب اضافی را می‌توان از ۳ جهت منشأ آب، ماهیت و میزان سختی راه‌کارهای کنترل تولید آب، تقسیم‌بندی کرد. بر اساس منشأ آب تولیدی بسته به اینکه آبده یا چاه تزریقی باشد، مکانیزم‌های تولید آب اضافی طبقه‌بندی می‌شوند [۳]. از جهت ماهیت و علت ایجاد مشکل تولید آب، مکانیزم آب تولیدی اضافی می‌تواند مربوط به تکمیل چاه، مخزن یا مسائل مکانیکی باشد [۱۰ و ۱۱]. ازنظر میزان سختی راه‌کارهای کنترل تولید آب، مکانیزم‌های تولید آب به ۴ دسته الف، ب، پ و ت تقسیم‌بندی می‌شوند. از دسته الف به دسته ت میزان سختی روش‌های کنترل تولید آب بیشتر می‌شود. دسته الف مربوط به روش‌های مرسوم کنترل تولید آب یعنی روش‌های مکانیکی می‌باشد. دسته ب شامل مکانیزم‌هایی است که با به‌کارگیری ژلانت[1] می‌توان از تولید آب جلوگیری کرد. در دسته پ، مکانیزم‌هایی دسته‌بندی شده است که با استفاده از ژل‌های از پیش ساخته می‌توان تولید آب اضافی را کنترل کرد. برای مکانیزم‌های دسته ت، استفاده از ژل کارایی ندارد [۱۲]. مکانیزم‌های تولید آب اضافی از نظر منشأ آب، ماهیت و میزان سختی روش‌های کنترل در جدول ۱ طبقه‌بندی شده‌اند.

روش‌های شناسایی منشأ و مکانیزم تولید آب

برای اینکه بتوان روش مناسبی را برای کنترل تولید آب اضافی طراحی کرد، باید مکانیزم تولید آب به‌صورت دقیق مشخص شود. برای تشخیص مکانیزم داده‌های تولیدی، گزارش‌های حفاری و اطلاعات مربوط به تکمیل چاه، خواص سنگ مخزن و خواص سیالات مخزن موردنیاز است. در کنار این اطلاعات توجه به محل ورود آب به چاه و ناهمگنی سنگ مخزن هم اهمیت دارد [۱۳]. به دلیل پیچیدگی چاه، رژیم‌های جریانی و تأثیرات آن بر داده‌های به‌دست‌آمده، شناسایی مکانیزم آب تولیدی در چاه‌های افقی به‌عنوان یک چالش بزرگ تلقی می‌شود [۶].

در حالت کلی روش‌های شناسایی منشأ و مکانیزم تولید آب اضافی در چاه‌های عمودی به ۳ دسته نمودارگیری، آزمایش‌ها و روش‌های تحلیلی-تجربی تقسیم می‌شوند.

1. Gellant

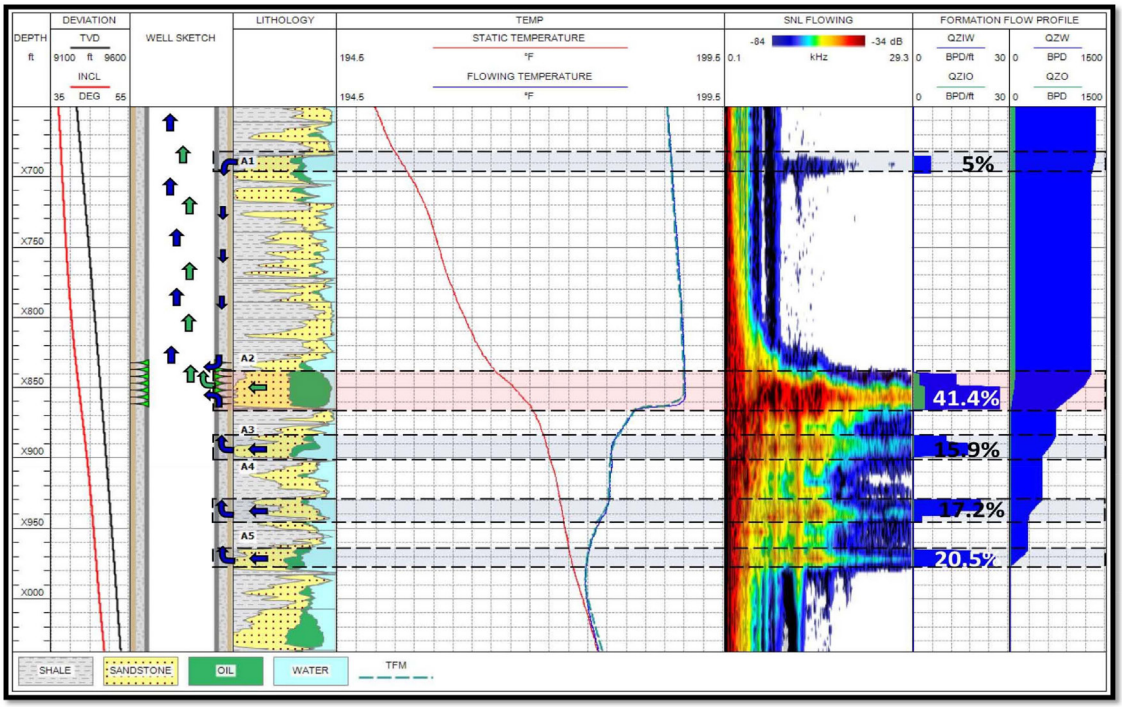
جدول ۱ دسته‌بندی مکانیزم‌های تولید آب اضافی [۱۰-۱۲].

ردیف	مکانیزم‌های تولید آب اضافی		اساس دسته‌بندی مکانیزم‌ها		
			منشأ آب	ماهیت	میزان سختی روش‌های کنترل
۱	نشتی لوله جداری، لوله تولیدی و مجرابند	بدون محدودیت جریان	آبده	مکانیکی	الف
		با محدودیت جریان			ب
۲	کاناله شدن پشت لوله جداری	بدون محدودیت جریان		تکمیل چاه	الف
		با محدودیت جریان			ب
۳	بالا آمدن سطح تماس آب و نفت			تکمیل چاه	الف
۴	مخروطی شدن آب	چاه عمودی (سه‌بعدی)		مخزن	ت
		چاه افقی			ت
۵	ورود آب از شکاف یا گسل از آبده به چاه تولیدی	سیستم شکاف طبیعی			ب
		شکاف هیدرولیکی (مخروطی شدن دوبعدی)			ب
		شکاف یا گسلی که چاه جهت‌دار یا افقی را قطع کند			پ
۶	ورود آب از شکاف یا گسل از چاه تزریقی به چاه تولیدی	کاناله شدن توسط شکاف منفرد	چاه تزریقی		پ
		کاناله شدن توسط سیستم شکاف طبیعی			پ
		شکاف یا گسلی که چاه جهت‌دار یا افقی را قطع کند			پ
۷	جاروب سطحی ضعیف				پ
۸	جدایش لایه‌ای به دلیل نیروی گرانش				پ
۹	لایه تراوا بدون جریان عرضی				الف
۱۰	لایه تراوا به همراه جریان عرضی				ت

اساس نمودارگیری، اندازه‌گیری یک پارامتر فیزیکی و ایجاد رابطه بین آن پارامتر با خصوصیات سنگ و سیال است و برای نظارت و ارزیابی شرایط فیزیکی چاه، مخزن و جریان سیال استفاده می‌شود [۳]. برای شناسایی ناحیه تولیدی و محل ورود آب به چاه، از نمودار نگار تولید[1]، برای شناسایی لایه دزد [2] در چاه‌های تزریقی، از نمودار جریان آب[3] و برای تشخیص کانالـه شدن آب پشت لوله جداری و نشتی لوله جداری، تولیدی و مجرابند، از نمودارهای نگار تولید و HPT-SNL [4] استفاده می‌شود [۴]. نمودارهای نگار تولید و HPT-SNL در شکل ۲ نشان داده شده‌اند. آزمایش‌ها بخش دیگری از ابزارهای شناسایی هستند که از مهم‌ترین آنها می‌توان به آزمایش کل مواد جامد محلول[5] اشاره کرد. از این آزمایش برای شناسایی منشأ آب تولیدی (آبده یا چاه تزریقی) استفاده می‌شود.

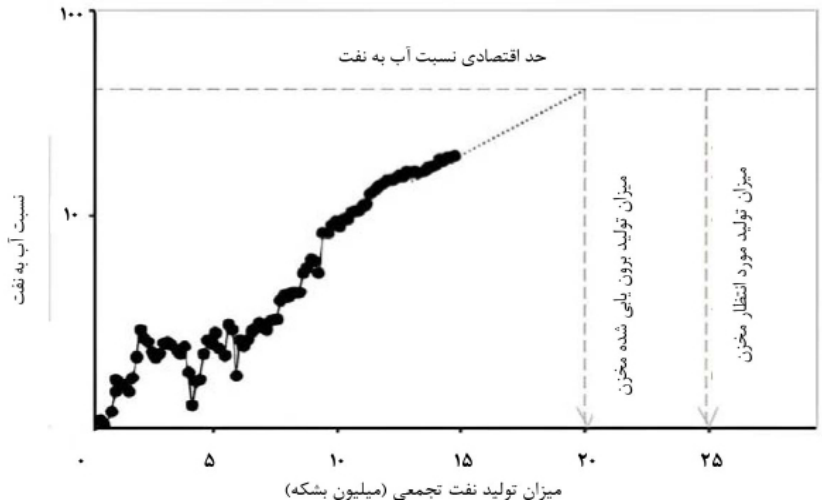
روش‌های تجربی- تحلیلی بر اساس داده‌های تاریخچه تولید بنا شده‌اند که می‌توان به نمودار نسبت آب به نفت برحسب نفت تولیدی تجمعی[6]، نمودارهای کاهشی[7]، نمودار تاریخچه تولید نفت و آب و نمودار چان اشاره کرد.

1. Production Logging Tools (PLT)
2. Thief Zone
3. Water Flow Log
4. High Precision Temperature- Spectral Noise Log (HPT-SNL)
5. Total Dissolved Solid (TDS) Test
6. WOR-Np
7. Decline Curve



شکل ۲ نمودار نگار تولید و HPT-SNL برای شناسایی نقطه ورود آب به چاه به دلیل نشتی لوله تولیدی، لوله جداری و مجرابند و کانالیه شدن پشت لوله جداری [۱۴].

با سه روش اول تنها می‌توان پدیده تولید آب اضافی را تعیین نمود درحالی که این روش‌ها در تشخیص منشأ و مکانیزم تولید آب کاربردی ندارند. میزان تولید برون یابی شده مخزن[1]، از امتداد نقطه تقاطع خط حد اقتصادی نسبت آب به نفت و برون‌یابی داده‌های نهایی نمودار نیمه لگاریتمی نسبت آب به نفت بر حسب نفت تولیدی تجمعی (شکل ۳) به دست می‌آید. اگر تولید مورد انتظار مخزن[2] از این مقدار بیشتر باشد، احتمال تولید آب اضافی وجود دارد.



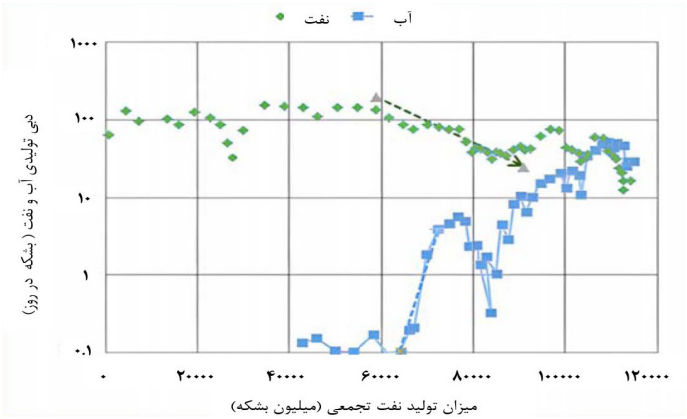
شکل ۳ نمودار نیمه لگاریتمی نسبت آب به نفت به میزان نفت تولیدی تجمعی [۳].

1. Reservoir Extrapolated Production
2. Reservoir Expected Production

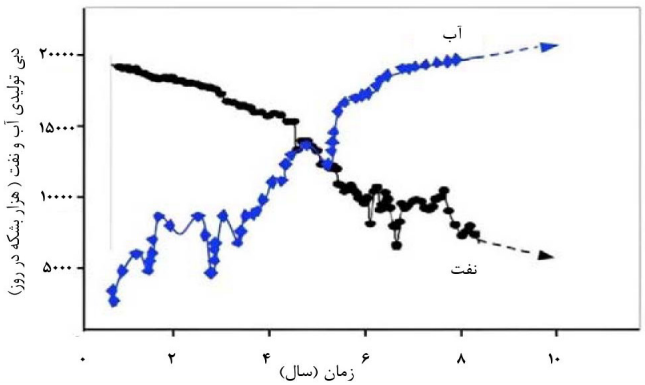
نمودارهای کاهشی در پیش‌بینی عملکرد آینده چاه و تعیین مشکلات تولیدی کاربرد دارند. همان‌طور که در شکل ۴ مشخص است، هرگونه انحراف ناگهانی در خط راست نمودار کاهشی می‌تواند ناشی از تولید آب اضافی باشد، هر چند عوامل دیگری مانند افت شدید فشار و آسیب سازند نیز در این انحراف تاثیرگذارند [۱۵].

در نمودار تاریخچه تولید، افزایش دبی تولیدی آب و کاهش دبی تولید نفت می‌تواند نشان دهنده تولید آب اضافی باشد که در شکل ۵ نمایش داده شده است. نمودار چان یکی از پرکاربردترین روش‌های شناسایی مکانیزم تولید آب است. در این روش با توجه به شیب نمودارهای لگاریتمی نسبت آب به نفت و مشتق آن نسبت به زمان بر حسب زمان، مکانیزم‌های مخروطی شدن، کانالیه شدن آب و بالا آمدن سطح تماس آب-نفت قابل‌تشخیص می‌باشند که در شکل ۶ رسم شده است [۱۶]. علاوه بر روش‌های بیان‌شده نمودار استیف[1] و نمودار شاخص ناهمگنی[2] به‌عنوان روش‌های جانبی شناخته می‌شوند. در نمودار شاخص ناهمگنی، چاه‌هایی که آب زیاد و نفت کمی تولید می‌کنند، به‌عنوان چاه کاندید برای عملیات کنترل تولید آب انتخاب می‌شوند ولی این روش در تعیین منشأ آب تولیدی کاربردی ندارد [۹].

نمودار استیف یکی از روش‌های پرکاربرد در تعیین منشأ آب تولیدی می‌باشد که در شکل ۷ نشان داده شده است. بعد از آنالیز یونی آب و با استفاده از غلظت کاتیون‌ها و آنیون‌های موجود در آب، نموداری رسم می‌شود که با نام نمودار استیف شناخته می‌شود.

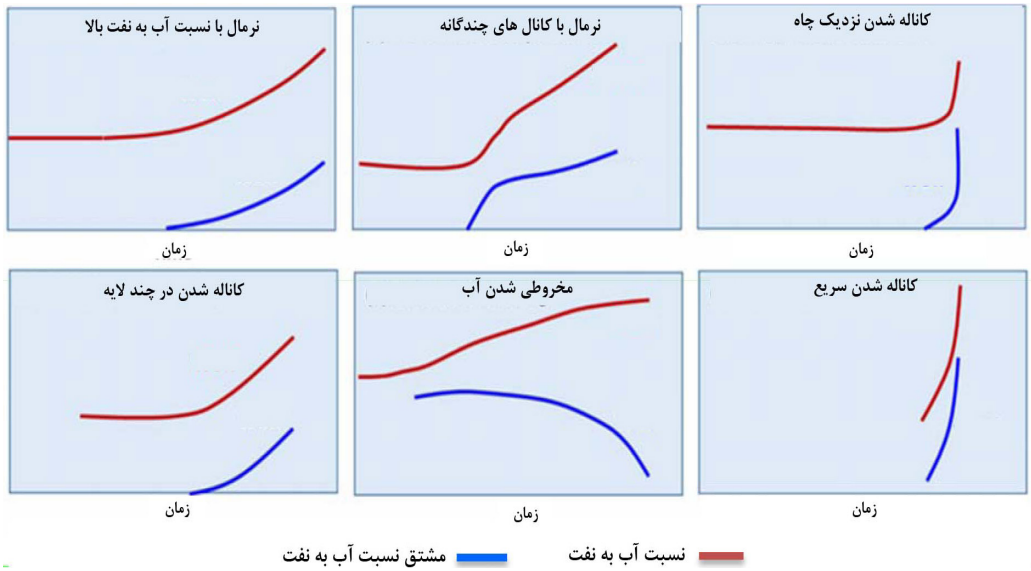


شکل ۴ نمودار دبی نفت و آب نسبت به میزان نفت تولیدی تجمعی (نمودار های کاهشی) [۳].

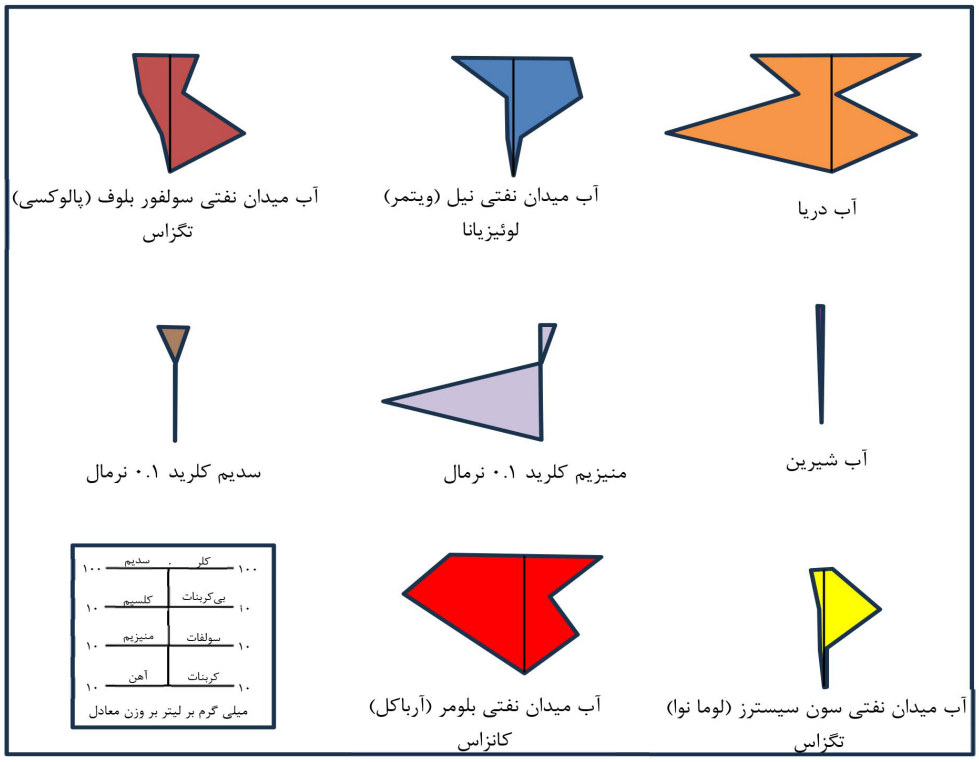


شکل ۵ نمودار تاریخچه تولید آب و نفت [۳].

1. Stiff Diagram
2. Heterogeneity Index Plot



شکل ۶ نمودارهای چان جهت تشخیص مخروطی شدن و کانالـه شدن آب تولیدی [۹].



شکل ۷ نمودار استیف برای شناسایی منشأ آب تولیدی [۱۷].

از ایـن نمـودار در شناسـایی منشـأ آب تولیـدی (آب سـازندی، آب همـراه اسـیدکاری، آب فیلتـره حفـاری و آب سـازند گچسـاران) اسـتفاده می‌شـود. هـم چنیـن بـا مقایسـه نمودارهـای اسـتیف در ابتـدا و انتهـا یـک بـازه زمانـی، می‌تـوان ثابـت یـا متغیـر بـودن منشـأ آب را تعییـن کـرد [۱۷].

امـروزه بـا ورود هـوش مصنوعـی بـه همـه زمینه‌هـا و صنایـع و به‌خصـوص صنعـت نفـت، می‌تـوان از ایـن ابـزار قدرتمنـد در بخـش مدیریـت تولیـد آب اسـتفاده کـرد. بـا شناسـایی پارامترهـای تأثیرگـذار در هـر مکانیـزم، یادگیـری ماشـین[1] بـرای تشـخیص مکانیـزم آب تولیـدی می‌توانـد کمک‌کننـده باشـد [۱۸].

1. Machine Learning

روش‌های کنترل تولید آب

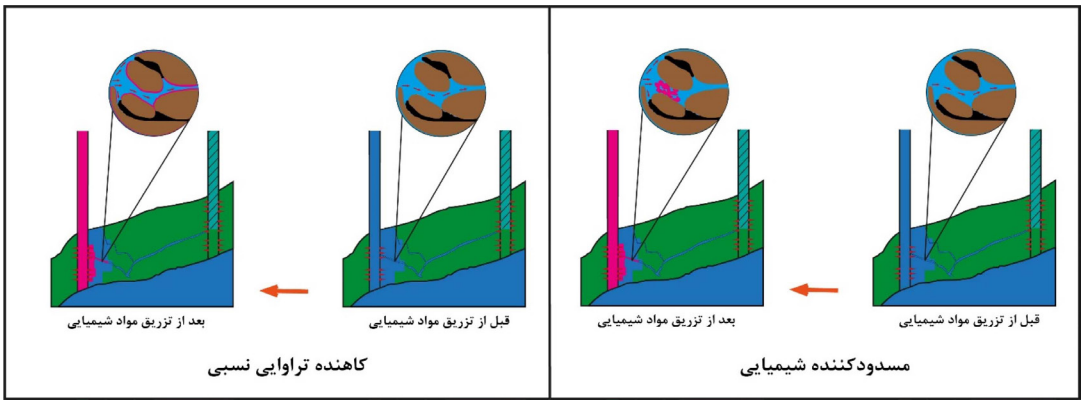
در منابع علمی راه‌کارهای کنترل تولید آب اضافی در چاه تولیدی با عنوان روش‌های قطع آب[1] و در چاه تزریقی کنترل انطباق[2] گزارش شده است که با اجرای درست و موفقیت‌آمیز آنها می‌توان هم‌زمان با کاهش نسبت آب به نفت، به تولید بیشتر هیدروکربن دست‌یافت. کنترل انطباق هر تکنیکی که منجر به مهاجرت هیدروکربن از مخزن به چاه تولیدی شود را در برمی‌گیرد؛ به خصوص در نواحی از مخزن که هیدروکربن به سختی حرکت می‌کند. این مفهوم در زمینه کنترل تولید آب اضافی، کنترل یکنواختی حرکت و جریان سیال تزریقی در جبهه جابجایی را شامل می‌شود [۱۵ و ۱۹]. شناسایی محل ورودی آب، ناهمگنی سنگ مخزن و شماتیک چاه در طراحی عملیات کنترل آب مؤثر هستند ولی مهم‌ترین نکته، شناسایی دقیق مکانیزم تولید آب است [۱۳]. همان‌طور که قبلاً ذکر شد مکانیزم‌ها و منشأهای مختلفی برای تولید آب اضافی وجود دارد که هر یک از آنها نیازمند راه‌حل‌های متفاوتی هستند؛ بنابراین برای افزایش احتمال موفقیت عملیات، ضروری است که ماهیت و منشأ تولید آب به‌درستی شناسایی شود [۱۵]. روش‌های کنترل آب به ۲ دسته کلی روش‌های شیمیایی و روش‌های مکانیکی طبقه‌بندی می‌شوند.

روش‌های شیمیایی

یکی از روش‌های مرسوم کنترل تولید آب اضافی در مخازن نفتی، تزریق مواد شیمیایی است که در سال‌های اخیر استفاده از آن رشد چشمگیری داشته است [۱۵]. معمولاً تزریق مواد شیمیایی در مخزن و اطراف چاه صورت می‌پذیرد. بسته به طبیعت مخزن و خواص مواد شیمیایی تزریق‌شده، ممکن است زمان نتیجه دهی ماده از چندین ماه تا چند سال طول بکشد. عملیات تزریق مواد شیمیایی به سطح مخزن[2] و ویژگی‌های آن، خواص مواد شیمیایی و دقت جابجایی آنها بستگی دارد [۵ و ۲۰]. مزیت این روش‌ها نسبت به روش‌های مکانیکی این است که این روش‌ها مشکل را حل می‌کنند، درحالی‌که روش‌های مکانیکی یک مانع بر سر مسیر آب قرار می‌دهند و از معایب آنها می‌توان به هزینه زیاد و خطر بالای تزریق به مخزن به دلیل امکان ایجاد آسیب در سازند اشاره کرد [۴]. مواد شیمیایی که برای کنترل تولید آب مورداستفاده قرارگرفته‌اند شامل: پلیمرهای خطی شبکه‌ای نشده، ژل پلیمرها، رزین‌ها، مواد جامد و الاستومرها، میکروارگانیسم‌ها، مواد رسوب‌دهنده و امولسیون نفت در آب می‌شوند. سازوکارهای کاهش تولید آب توسط مواد شیمیایی شامل مسدود کردن مسیر حرکت آب و کاهش تراوایی نسبی آب است [۲۱]. همچنین، سازوکار روش‌های شیمیایی برای کنترل تولید آب اضافی در شکل ۸ نشان داده شده است.

رزین‌ها، مواد جامد و الاستومرها، میکروارگانیسم‌ها و مواد رسوب‌دهنده به‌عنوان عامل مسدودکننده عمل می‌کنند درحالی‌که پلیمرهای شبکه‌ای نشده و امولسیون نفت در آب کاهنده تراوایی نسبی می‌باشند. ژل پلیمرها می‌توانند از نوع مسدودکننده یا اصلاح‌کننده تراوایی نسبی باشند. در بین روش‌های مذکور ژل پلیمرها بیشترین کاربرد را دارند. پلیمرها به دو دسته زیستی و مصنوعی تقسیم می‌شوند. زانتان[3] و اسکلروگلوکان معروف‌ترین پلیمر زیستی و پلی‌آکریل‌آمید[4] و پلی‌آکریل‌آمید هیدرولیز شده[5] جزو مهم‌ترین پلیمرهای مصنوعی هستند. پلیمرهای مصنوعی ارزان‌تر و قابل دسترس‌تر هستند و عملکرد خوبی در آب‌های کم شور دارند. در مقابل پلیمرهای زیستی تحت تأثیر شوری آب قرار نمی‌گیرند و نسبت به تخریب مکانیکی حساس نیستند [۲ و ۴].

1. Conformance Control
2. Reservoir Level
3. Xanthan
4. Scleroglucan
5. Polyacrylamide
6. Hydrolyzed Polyacrylamide



شکل ۸ سازوکار روش‌های شیمیایی برای کنترل تولید آب اضافی.

یک محلول پلیمری به کمک یک عامل شبکه ساز، به‌صورت شبکه‌های سه‌بعدی درمی‌آید. در اثر شبکه شدن محلول پلیمری، خواص فیزیکی و مکانیکی آن بهبودیافته و به ژل پلیمر تبدیل می‌گردد که تزریق آن به مخزن منجر به مسدودشدن شکاف‌ها و فضای متخلخل می‌شود [۱۹ و ۲۲-۲۴].

مهم‌ترین ویژگی ژل پلیمرها این است که در سیالی که با سازند به‌خوبی منطبق و سازگار شده است، متورم می‌گردند [۲۵]. ژل پلیمرهایی که برای کنترل انطباق کاربرد دارند، به ۲ دسته ژل‌های درجا[1] یا نابالغ[2] و ژل‌های آماده[3] تقسیم می‌شوند. در تهیه ژل‌های نابالغ، محلول شامل پلیمر یا مونومر و اتصال‌دهنده عرضی[4] در سطح تهیه می‌شود. به این محلول ژلانت هم گفته می‌شود. این محلول با استفاده از لوله مغزی سیار به مخزن تزریق می‌شود یا تزریق سر چاهی صورت می‌پذیرد. این محلول به دلیل گرانروی پایینی که دارد، می‌تواند از طریق شکاف‌ها به نواحی دورتر از چاه تزریقی نفوذ کند. اجزای محلول در مخزن باهم واکنش داده و ژل توده‌ای[5] را ایجاد می‌کند که به‌عنوان منحرف‌کننده جریان یا عامل مسدودکننده عمل می‌کند. اگر غلظت پلیمر و اتصال‌دهنده عرضی کم باشد، میکرو ژل‌های پراکنده کلوئیدی[6] ایجاد می‌شوند که مقدار قابل‌توجهی آب جذب می‌کنند ولی استحکام ژل به نسبت کمی دارند [۲۶]. ژل‌های آماده ژل‌هایی هستند که قبل از تزریق تهیه می‌شوند. همه اجزا تشکیل‌دهنده در سطح واکنش داده و سپس سوسپانسیون اجزای ژل تزریق می‌گردد. این ژل‌ها شامل ژل‌های حساس به دما و pH هم است. این دسته از ژل‌ها از طریق مسدودسازی کانال‌های تراوا و جلوگیری از کانالیه شدن آب، میزان جاروب سطحی را بهبود می‌دهند [۲۷]. در سال‌های اخیر از ژل‌های نانو کامپوزیتی به‌عنوان یکی از روش‌های قطع آب و مسدودکننده موقت لایه‌های با نفوذپذیری بالا استفاده شده است [۲۵ و ۲۸]. این مواد به دلیل خواص مکانیکی، خواص حرارتی و مقاومتی که در برابر شوری دارند، در کنترل تولید آب اضافی مؤثرند. بیشتر از ۹۵٪ نانو مواد استفاده‌شده آسیبی به سازند وارد نمی‌کنند، ضریب بازده بالایی دارند و دوستدار محیط‌زیست هستند [۲۹ و ۳۰]. رزین‌ها موادی با استحکام بالا هستند که در دمای بالا پایدارند و توانایی بستن شکاف‌ها، کانال‌ها و مشبک‌های تولیدی را دارند. فنولیک، اپوکسی و فورفوریل الکل رزین‌هایی هستند که بیشترین استفاده در صنعت را دارند. این مواد گران قیمت هستند و نسبت به آب سازند،

1. In-situ Gels
2. Immature Gels
3. Performed Gels
4. Cross-linker
5. Bulk Gels
6. Colloidal Dispersion Microgel

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۶۴-۱۴۴

مـواد فعـال سـطحی و اسـیدها حسـاس‌اند و اسـتفاده از آنهـا محدودیت‌هایـی دارد [۳۱].

تزریـق مـواد جامـد ماننـد شـن، ماسـه و الاسـتومرها بـه عنـوان یکـی از روش‌هـای قطـع آب پیشـنهاد شـده اسـت. الاسـتومر از ترکیـب دو واژه الاسـتیک و پلیمـر تشـکیل شـده اسـت و بـه پلیمرهایـی اطـلاق می‌شـود کـه خاصیـت الاسـتیک دارنـد. البتـه برخـی از خـواص الاسـتومرها بـا پلیمرهـا متفـاوت اسـت. تزریـق ایـن مواد بـه مخـزن باعـث ایجـاد مانـع بـر سـر مسـیر حرکـت آب در کانال‌هـای غـار ماننـد، شـکاف‌ها و منافـذ می‌شـود. نـوع جدیـدی از ایـن مـواد بـه نـام الاسـتومرهای متـورم شـناخته می‌شـوند کـه در اثـر واکنـش بـا سـیالات خاصـی مثـل آب و نفـت تحـت مکانیزم‌هـای مختلفـی متـورم می‌شـوند [۳۱ و ۳۲]. در اثـر واکنـش دو محلـول آنیونـی و کاتیونـی کـه بافاصلـه از هـم و در حجـم کافـی تزریق‌شـده‌اند، رسـوبی تشـکیل می‌شـود کـه باعـث مسدودشـدن مسـیر حرکـت آب می‌گـردد. مهم‌تریـن ویژگـی ایـن روش ایـن اسـت کـه می‌تـوان فاصلـه نقطـه رسـوب از چـاه تزریقـی را کنتـرل کـرد.

به‌طـور تقریبـی بایـد بـرای هـر فـوت ارتفـاع مخـزن ۵ تـا ۵۰۰ بشـکه محلـول آبـی تهیـه شـود. رسـوب می‌توانـد به‌وسـیله مکانیـزم تفکیـک فـازی نیـز تشـکیل شـود [۲ و ۳۳-۳۵]. روش‌هـای ازدیـاد برداشـت میکروبـی[1] شـامل تکنیک‌هـای مختلفـی می‌شـود کـه از میکروارگانیسـم‌ها بـرای افزایـش میـزان نفـت تولیـدی اسـتفاده می‌کننـد [۳۶]. یکـی از کاربردهـای ایـن روش‌هـا کنتـرل پروفایـل میکروبـی و قطـع آب اسـت. بـا رشـد میکروارگانیسـم‌ها در مسـیرهای بـا نفوذپذیـری بـالا جهـت مسدودسـازی انتخابـی و هدایـت آب بـه مسـیرهای بـا تراوایـی پاییـن، از اثـر انگشـتی شـدن جلوگیـری می‌شـود و نتیجـه آن افزایـش جـاروب سـطحی آب و تولیـد بیشـتر نفـت اسـت [۳۷]. ایـن روش نسـبت بـه سـایر روش‌هـا عمـق نفـوذ بیشـتری دارد و فراینـد جای‌گیـری آنهـا در مخـزن شـبیه ژل‌هاسـت [۳۳]. میـزان نفـت بازیافـت شـده توسـط ایـن روش بـه محیـط کشـت میکروبـی بسـتگی دارد [۳۸]. آقـای رایـدرز و همـکاران، سـیلاب‌زنی بـا آب در دولایـه بـا تراوایی‌هـای متفـاوت را بـه صـورت آزمایشـگاهی بررسـی کردنـد کـه مطابـق نتایـج آنهـا، تزریـق باکتـری باعـث مسدودشـدن ناحیـه تـراوا و درنهایـت کاهـش میـزان تولیـد آب می‌شـود [۳۹]. امولسـیون یـک سیسـتم شـامل دو سـیال امتزاج‌ناپذیـر، یکـی فـاز پیوسـته و دیگـری فـاز پخـش شـونده اسـت کـه ازنظـر ترمودینامیکـی ناپایـدار می‌باشـد. بسـته بـه اینکـه فـاز پیوسـته نفـت یـا آب باشـد، امولسـیون می‌توانـد آب در نفـت یـا نفـت در آب باشـد. امولسـیون نفـت در آب نسـبت بـه امولسـیون آب در نفـت گرانـروی پایینـی دارد، بنابرایـن به‌خوبـی تزریـق و به‌راحتـی جریـان می‌یابـد [۴۰]. بـا تزریـق امولسـیون نفـت در آب بـه مخـزن، اگـر انـدازه قطـرات نفـت کمـی بیشـتر از قطـر گلوگاه‌هـا باشـد، قطـرات نفـت بـا مسدودسـازی گلوگاه‌هـا و بسـتن مسـیر حرکـت آب و به‌عبارت‌دیگـر کاهـش تراوایـی نسـبی آب باعـث افزایـش جـاروب نفـت و کاهـش تولیـد آب می‌شـوند [۳۴ و ۴۱ و ۴۲]. یـک مطالعـه آزمایشـگاهی بـر روی نمونـه مغـزه میـدان میـدوی سانسـت[2] کالیفرنیـا، بـا هـدف بررسـی اثـر امولسـیون در کاهـش میـزان تولیـد آب اضافـی انجـام گرفـت کـه نتایـج کار، کاهـش میـزان آب تولیـدی و افزایـش بازدهـی جـاروب حجمـی را نشـان داد [۴۲].

روش‌های مکانیکی

روش‌هـای مکانیکـی از ورود آب اضافـی به چـاه جلوگیری می‌کننـد و سـازوکار عملکـرد آنهـا مسـدود کـردن اسـت. ایـن روش‌هـا نسـبت بـه روش‌هـای شـیمیایی ارزان‌تـر و سـاده‌تر هسـتند و در مدت‌زمـان کمتـری بـه نتیجـه می‌رسـند. مسـدودکننده‌ها، مجرابندهـا، تکمیـل هوشـمند، حفـر چـاه افقـی و چـاه چنـد شـاخه‌ای، ایجـاد مسـیر فرعـی، رانـدن آسـتری، جداسـازی تـه چاهـی آب و نفـت، حفـر چـاه بیـن چاه‌هـای موجـود، متعـادل کـردن الگـو چـاه[3] و بهینـه کـردن انـدازه کاهنـده

1. Microbial Enhanced oil Recovery (MEOR)
2. Midway Sunset
3. Well Pattern Balancing

زیرمجموعه روش‌های مکانیکی هستند. این روش‌ها هم می‌توانند پیشگیرانه و هم واکنشی باشند. روش‌های پیشگیرانه مکانیکی عبارت از تکمیل هوشمند، حفر چاه افقی و چاه چند شاخه‌ای است. سایر روش‌های مذکور جزء روش‌های واکنشی طبقه‌بندی می‌شوند. مسدودکننده‌های فلزی یا پلی[1]، شنی، وصله لوله جداری[2] و مسدودسازی با سیمان جزء دسته مسدودکننده‌ها جای می‌گیرند [۴ و ۱۵]. Scab liner، External casing Packer (ECP) و توپک دوپا[3] مجرابندهایی هستند که برای کنترل ورود آب به چاه مورداستفاده قرار می‌گیرند [۲ و ۴ و ۸]. ECP از مجرابندهای پرکاربرد در صنعت است که یکی از موارد استفاده آن، کاهش یا جلوگیری از تولید آب است. این مجرابند توسط سیال مانند سیمان یا گل حفاری فعال می‌شود و برای کنترل آبی که ناشی از مشکلات مکانیکی در چاه است، کاربرد دارد. Scab liner قسمتی از لوله جداری است که برای تعمیر آن بخشی از لوله جداری که دچار خوردگی شده است و آب از این طریق وارد چاه می‌شود، مورداستفاده قرار می‌گیرد که یا سیمان‌کاری می‌گردد و یا از بالا و پایین توسط توپک عایق می‌شود. توپک دوپا شامل دو توپک و یک لوله است که از میان دو توپک عبور می‌کند [۳ و ۴]. هریک از مسدودکننده‌ها و مجرابندها بسته به شرایط چاه، نوع مکانیزم تولید و محل ورود آب قابل‌استفاده هستند. برای خارج کردن بخش پایینی مشبک‌ها از مدار تولید از مسدودکننده فلزی و برای زمانی که محل ورود آب به چاه بخش‌های میانی و بالایی است، از توپک دوپا استفاده می‌شود. برای مسدود کردن مشبک‌ها فارغ از اینکه محل ورود آب بخش بالا یا پایینی است، می‌توان از سیمان بهره گرفت [۳ و ۴ و ۴۳].

برای حل مشکلات مربوط به یکپارچگی دیواره چاه و به‌خصوص نشتی لوله جداری، وصله لوله جداری پیشنهاد شده است. جنس وصله‌های استفاده‌شده از رزین است [۴]. امروزه بیشتر کشورها به سمت هوشمند سازی چاه‌ها و مخازن نفتی جهت مدیریت و توسعه بهتر میادین پیش می‌روند. در چاه‌های هوشمند با استفاده از اطلاعات حسگرهای درون‌چاهی، می‌توان چاه را بهتر نظارت کرد و از شرایط درون چاه آگاه شد. با نصب شیرهای هوشمند درون‌چاهی، جریان سیالات ورودی به چاه کنترل می‌شود. لذا از این طریق می‌توان میزان آب ورودی به چاه را مدیریت کرد [۴۴]. با حفر چاه افقی می‌توان در آینده از تولید آب اضافی جلوگیری کرد یا زمان ورود آن به چاه را به تأخیر انداخت. در چاه افقی در مقایسه با چاه عمودی افت فشاری که در اطراف چاه ایجاد می‌شود کمتر است، لذا زمان رسوخ آب افزایش پیدا می‌کند. چاه چند شاخه‌ای تکامل جدیدی از چاه افقی است که چاه اصلی به چندین شاخه تقسیم می‌شود. زمانی که مخزن متشکل از چندین لایه هیدروکربنی باشد، با حفر چاه چند شاخه‌ای می‌توان در ضمن تولید از چندلایه، از ورود آب به چاه ممانعت کرد [۳ و ۱۵]. زمانی که سطح تماس آب و نفت خیلی بالاآمده باشد، به‌طوری‌که همه مشبک‌ها تولید آب کنند و ادامه روند تولید صرفه اقتصادی نداشته باشد، می‌توان چاه موردنظر را با سیمان مسدود کرد و یک مسیر فرعی به لایه نفتی ایجاد کرد [۳]. در چاه‌های حفره باز که با مشکل تولید آب اضافی مواجه هستند، می‌توان باراندن آستری نوع تکمیل چاه را به جدار پوش تغییر داد و تنها از ناحیه مدنظر هیدروکربن تولید کرد [۴۵]. جداسازی، تصفیه و دفع آب تولیدی در سطح فرایند هزینه‌بری است و به فضای کافی جهت انجام عملیات نیاز دارد که برای چاه‌های دریایی یک محدودیت اساسی است. برای حل این مشکل جداسازی ته چاهی آب و نفت ارائه‌شده است. جداسازی ته چاهی آب و نفت به ۲ روش انجام می‌پذیرد. روش اول به این صورت است که آب جداشده دوباره به

1. Bridge Plug
2. Casing Patch
3. Straddle Packer

ناحیه آبی توسط پمپ تزریق می‌شود. در روش دوم آب و نفت در ته چاه جداشده و در سطح تولید می‌گردد. این روش در ۳ حالت امکان‌پذیر است. آب از لوله مغزی و نفت از فضای حلقوی یا نفت از لوله مغزی و آب از فضای حلقوی تولید شود. در حالت سوم آب و نفت از دو لوله مغزی مجزا تولید می‌شوند [۵ و ۴۶ و ۴۷]. یکی دیگر از روش‌های کنترل انطباق و افزایش میزان جاروب نفت توسط آب، حفر چاه بین چاه تولیدی و تزریقی جهت تزریق ژل پلیمر است. با توجه با مکانیزم‌های عملکرد ژل پلیمر که قبلاً ذکر شد، این مواد مسیر حرکت آب را مسدود می‌کنند و آب تزریقی به سمت نفت باقی‌مانده در مخزن هدایت‌شده و باعث جاروب آن می‌گردد [۳ و ۱۵ و ۴۸]. الگو چاه به نحوه قرارگیری چاه تولیدی و چاه تزریقی بر اساس یک هندسه خاص اشاره دارد. الگوهای مختلف دارای ضریب جاروب متفاوتی هستند. فاصله بین چاه‌ها برای یک الگو یکسان بر ضریب جاروب اثر می‌گذارد به‌طوری‌که هرچه فاصله بین چاه‌ها کمتر باشد، ضریب جاروب و بازیافت نفت بیشتر خواهد بود. لذا متعادل کردن الگو چاه باعث افزایش میزان جاروب نفت باقی‌مانده در مخزن و درنتیجه کاهش تولید آب اضافی می‌شود [۳۷]. یکی دیگر از روش‌های مکانیکی بهینه کردن اندازه کاهنده می‌باشد. با کنترل افت فشار ایجاد شده در مخزن می‌توان از ورود آب به چاه جلوگیری کرد. یکی از این روش‌ها کاهش دبی تولیدی است. زمانی که مکانیزم تولید آب بالا آمدن سطح تماس آب و نفت یا مخروطی شدن آب باشد، با بهینه‌سازی دبی تولیدی می‌توان تا حد زیادی میزان تولید آب را کاهش داد [۴۹].

تجارب موفق میدانی روش‌های شیمیایی و مکانیکی کنترل تولید آب اضافی در جدول ۲ طبقه‌بندی شده است. هم چنین، روش‌های شناسایی، راه‌های پیشگیرانه و واکنشی مربوط به هر مکانیزم به‌صورت کامل و مجزا در جدول ۳ فهرست شده است.

جدول ۲ تجارب موفق میدانی روش‌های شیمیایی و مکانیکی کنترل تولید آب اضافی.

میدان	منطقه/کشور	روش کنترل تولید آب	نتایج	مطالعه بیشتر
وفرا رطاوی	کویت	ژل پلیمر	افزایش ۲۰٪ میزان تولید نفت و کاهش برش آب در محدوده ۲/۸ تا ۱۴٪	[۵۰]
گودونگ و گوداو	چین	ژل‌های ضعیف	کاهش برش آب و افزایش میزان نفت تولیدی	[۵۱]
اساب	ابوظبی/امارات	الاستومرهای متورم شونده	کاهش شدید برش آب از ۲۵ به ۰/۳٪	[۳۱]
فوریوس	جنوب مالزی	الاستومرهای متورم شونده	کاهش برش آب	[۳۲]
شنگیل	چین	میکروارگانیسم	کاهش برش آب، افزایش میزان نفت تولیدی و بازدهی سیلابزنی آب به ۳/۳۵	[۵۲]
غوار	حاویاه/ عربستان سعودی	مجرابند و مسدود کردن با سیمان	کنترل آب ورودی از از بخش افقی چاه، افزایش میزان تولید نفت و کاهش میزان تولید آب	[۵۳]
غوار	حاویاه/ عربستان سعودی	مجرابند و مسدود کردن با سیمان	کاهش میزان برش آب از ۴۷/۸ به ۸/۴٪ و افزایش دبی نفت از ۴۹۲/۹ به ۱۰۴۹/۴ m^3/day	[۵۴]
نبو همفیل	لوئیزیانای شمالی/ آمریکا	جداسازی ته چاهی آب و نفت	کنترل مخروطی شدن آب و حذف مواد آلاینده نفت تولیدی	[۵۵]
هدر	انگلستان	ژل پلیمر	افزایش ۳۰۰ بشکه ای تولید نفت و کاهش ۲۲۹۰ بشکه‌ای تولید آب در روز	[۵۶]
استت فیورد	خط مرزی بین فلات نروژ و بریتانیا	ژل پلیمر	کاهش ۶۸ تا ۸۴٪ تولید آب	[۵۷]
میلر	انگلستان	ژل پلیمر	کاهش ۶۰٪ برش آب و افزایش ۱۵۰٪ تولید نفت	[۵۸]
-	کانادا	میکروارگانیسم	افزایش تدریجی دبی نفت از ۱/۴ به ۸ m^3/day و کاهش بیشتر از ۱۰٪ برش آب	[۵۹]

جدول ۳ روش‌های شناسایی مکانیزم و راهکارهای کنترل تولید آب اضافی در میادین نفتی.

ردیف	مکانیزم تولید آب	ابزارها و نشانه‌های شناسایی مکانیزم			راهکارهای کنترل تولید آب	مطالعه بیشتر
		نمودارگیری	آزمایش	تحلیلی- تجربی	واکنشی	
۱	نشتی لوله جداری/ لوله مغزی و مجرابند	- نمودارهای حفاری - نمودارهای HPT-SNL - نمودار سیمان - بررسی‌های ردیابی رادیواکتیو[1] - ابزار پروفایل جریان - ابزارهای پتانسیل الکتریکی و الکترومغناطیس - دوربین درون چاهی[2]	- آزمایش یکپارچگی لوله جداری و نشتی - آزمایش کل مواد جامد محلول	-	اگر محدودیت جریان نداشته باشیم: - استفاده از سیالات فشرده کننده[6] برای ایجاد مانع - روش‌های مکانیکی به‌عنوان مثال استفاده از مجرابند، سیمان، مسدودکننده و وصله‌های رزینی[7] اگر محدودیت جریان داریم: استفاده از ژل برای نشتی‌های محدود (پلیمرها و مونومرهای آلی محلول در آب یا سیلیکات‌ها)	[۲-۴ و ۷ و ۴۳]
۲	کاناله شدن پشت لوله جداری	- نمودارهای حفاری - نمودارهای HPT-SNL - نمودار سیمان - بررسی‌های دریاب رادیواکتیو - ابزار پروفایل جریان - ابزارهای پتانسیل الکتریکی و الکترومغناطیس - دوربین درون چاهی - پالس-اکو التراسونیک[3]	- آزمایش یکپارچگی لوله جداری و نشتی - آزمایش تصویری لوله جداری[4]	تعمیم روند آب[5]	اگر محدودیت جریان نداشته باشیم: - سیمان فشرده با استحکام بالا - قرار دادن سیالات پایه رزینی در فضای حلقوی - استفاده از سیمان یا سیمان سپس ژل برای مسدودسازی فضای زیادی از اطراف چاه و جلوگیری از شستن ژل در محل قرارگیری اگر محدودیت جریان داشته باشیم: - استفاده از سیالات پایه ژلی با استحکام کم در سازند برای جلوگیری از ورود سیال به فضای حلقوی - ژلانت‌هایی[8] که بتواند از مسیرهای باریک عبور کنند.	[۲-۴ و ۷ و ۱۵ و ۴۳]

1. Radioactive Tracer Surveys
2. Borehole Tele-viewer
3. Ultrasonic Pulse-echo
4. Casing Image Testing
5. Scaling Water Trend
6. Squeezing Shutoff Fluids
7. Resin Patches
8. Gelant

ادامه **جدول ۳** روش‌های شناسایی مکانیزم و راهکارهای کنترل تولید آب اضافی در میادین نفتی.

ردیف	مکانیزم تولید آب	ابزارها و نشانه‌های شناسایی مکانیزم			راهکارهای کنترل تولید آب	مطالعه بیشتر
		نمودارگیری	آزمایش	تحلیلی-تجربی	واکنشی	
۳	بالا آمدن سطح تماس آب-نفت	-	-	- زمانی تراوایی عمودی کم باشد، معمولاً کمتر از ۱ mD - زمانی که چاه با دبی کمتر از دبی بحرانی تولید می‌کند ممکن است قابل‌تشخیص باشد. - نمودار چان (افزایش تدریجی نسبت آب به نفت و شیب صفر نمودار مشتق آن)	چاه عمودی: خارج کردن بخش پایینی مشبکهای تولیدی با استفاده از روش‌های مکانیکی (مسدودکننده فلزی یا مسدودسازی توسط سیمان) چاه افقی: هر کاری که در چاه و اطراف چاه انجام شود تا فاصله دهانه چاه و ناحیه تولید آب بیشتر شده و ورود آب به چاه را به تأخیر بیندازد. اگر نسبت آب به نفت به حدی افزایش یابد که ازنظر اقتصادی تولید به‌صرفه نباشد، می‌توان یک مسیر فرعی برای تولید ایجاد کرد.	[۳ و ۴ و ۷ و ۸ و ۱۶]
۴	جاروب سطحی ضعیف	-	-	- بازده تزریق - تحرک پذیری نسبی آب-نفت - وضعیت کنونی و اولیه موانع کم‌تراوا[1]	- منحرف کردن سیال تزریقی (آب) از فضای خالی که جاروب کرده است. - حفاری چاه جدید بین چاه‌های موجود راه‌حل موفقیت‌آمیزی بوده است. - تزریق پیوسته حجم زیادی از سیال ویسکوز (پلیمر) به مخزن (ازنظر اقتصادی به‌صرفه نیست).	[۳ و ۷ و ۸]
۵	جدایش لایه‌ای به دلیل نیروی گرانش			- بازده تزریق - سازندهای ناهمگن (ناهمسانگرد و شکاف دار)	- هر روشی در چاه تزریقی به گونه که بخش پایینی مشبک‌ها قبل از به وجود آمدن اثر گرانش بیشترین جاروب نفت را داشته باشند. - تزریق فوم گرانرو و ژل یا تزریق متناوب این دو باعث بهبود ریکاوری می‌شود.	[۲ و ۳ و ۲۰]

1. Original and Current State of Low Permeability Barriers

ادامه **جدول ۳** روش های شناسایی مکانیزم و راهکارهای کنترل تولید آب اضافی در میادین نفتی.

ردیف	مکانیزم تولید آب	ابزارها و نشانه‌های شناسایی مکانیزم			راهکارهای کنترل تولید آب		مطالعه بیشتر
		نمودارگیری	آزمایش	تحلیلی-تجربی	پیشگیرانه	واکنشی	
۶	مخروطی شدن آب (سه‌بعدی)	- نمودار طیف‌سنجی پالس نوترون[1] - نمودار اضمحلال گرمایی[2] - تغییرات چگالی سیال - نمودار نگار تولید نمودارهای HPT-SNL	چاه آزمایی	ـ نمودار چان (افزایش تدریجی نسبت آب به نفت و شیب منفی نمودار مشتق آن) - نظارت بر عملکرد میدان	- استفاده از ابزارهای کنترل جریان به‌عنوان تکمیل هوشمند[3] - در چاه‌های عمودی حتی‌الامکان چاه در بخش بالایی ناحیه نفتی تکمیل شود. - حفر چاه افقی (به دلیل افت فشار کمی که در چاه‌های افقی نسبت به چاه‌های عمودی ایجاد می‌شود، احتمال مخروطی شدن کمتر است.)	- کاهش دبی تولیدی و تولید با دبی بحرانی (در طولانی‌مدت صرفه اقتصادی ندارد.) - مسدود کردن، استفاده از مجرابند و سیمان‌کاری ناحیه تولیدی آب - جداسازی ته چاهی آب و نفت و تولید در سطح[4] (تولید آب و نفت به‌طور هم‌زمان) ۱- تولید آب از فضای حلقوی و نفت از لوله تولیدی ۲- تولید نفت از فضای حلقوی و آب از لوله تولیدی ۳- تولید آب و نفت از دو لوله تولیدی جداگانه - جداسازی ته چاهی آب و نفت و تزریق آب جداشده به ناحیه آبی[5] - تزریق حجم زیادی ژل در بالای سطح تماس آب-نفت (مناسب، مؤثر و اقتصادی نیست - اگر سنگ مخزن شکافدار نباشد، تزریق ژل یا ژلانت درصد موفقیت کمی خواهد داشت.) - سوراخ کردن چند شاخه‌ای نزدیک بخش بالایی مشبک‌ها بافاصله مناسب از سطح تماس آب-نفت یک روش جایگزین مناسب است.	[۲ و ۳ و ۷ و ۸ و ۴۷ و ۵۵]

1. Pulsed Neutron Spectroscopy (PSG) Log
2. Thermal Multigate Decay (TMD) log
3. Inflow Control Devices
4. Downhole Water Sink
5. Downhole Water Loop

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۶۴-۱۴۴

ادامه **جدول ۳** روش‌های شناسایی مکانیزم و راهکارهای کنترل تولید آب اضافی در میادین نفتی.

ردیف	مکانیزم تولید آب	ابزارها و نشانه‌های شناسایی مکانیزم			راهکارهای کنترل تولید آب	مطالعه بیشتر
		نمودارگیری	آزمایش	تحلیلی-تجربی	واکنشی	
۷	لایه تراوا بدون جریان عرضی	بررسی‌های ردیابی	-	- بازده تزریق - تحرک پذیری نسبی آب-نفت - وضعیت کنونی و اولیه موانع کم‌تراوا - شبیه‌سازی مخزن - کنترل چاه و نقشه‌برداری دقیق	-استفاده از روش‌های مکانیکی و سیالات فشرده هم برای چاه تولیدی هم برای چاه تزریقی - اگر ناحیه آبی در بخش پایین مشبک‌ها قرار داشته باشد، از سیمان و مسدودکننده‌های شنی استفاده شود. - اگر ناحیه آبی در بخش میانی یا بالایی مشبک‌ها قرار داشته باشد، از سیمان، ژل‌های کربناته شامل ژلانت و توپک دو پا مورداستفاده قرار گیرد.	[۲-۴ و ۷ و ۸]
۸	لایه تراوا به همراه جریان عرضی	-	-	- تحرک پذیری نسبی آب-نفت - وضعیت حال و اولیه موانع کم‌تراوا	- تزریق ژل به‌منظور نفوذ عمیق در لایه تراوا معمولاً ازنظر اقتصادی به‌صرفه نیست و جایگذاری آن سخت است ولی در برخی موارد که تراوایی لایه دزد خیلی بالا و ضخامتش کم باشد، امکان‌پذیر است.	[۲-۴ و ۷]
۹	شکاف یا گسل بین چاه تزریقی و تولیدی	ردیاب بین‌چاهی[1]	چاه آزمایی	در چاه‌هایی که شکاف و گسل شدیدی دارند، هرزروی گل زیاد است.	- تزریق ژل روان در چاه تزریقی - تزریق ژل مناسب است به‌جز زمانی که شکاف باریک باشد.) عرض شکاف کمتر از (۰/۰۲ in	[۲-۴ و ۷]
۱۰	شکاف یا گسل از لایه آبی به چاه تولیدی (مخروطی شدن دوبعدی)	-	-	مخازن شکافدار	- پلیمرها -استفاده از ژل‌های روان (محاسبه حجم شکاف دشوار است و ممکن است شکاف¬هایی که نفت تولید می‌کنند هم مسدود شوند.)	[۲-۴ و ۷]

نتیجه‌گیری

تولید آب اضافی مشکلات متعددی را برای شرکت‌های نفتی ایجاد می‌کند که می‌توان به کاهش میزان تولید نفت، خوردگی تجهیزات، تأثیر بر عملکرد چاه‌ها و کاهش نیمه‌عمر آنها اشاره کرد. برای مدیریت تولید آب دو روش وجود دارد. روش اول جداسازی، تصفیه و استفاده مجدد آب تولیدشده در سطح است. درروش دوم که با عنوان قطع آب و کنترل انطباق شناخته می‌شود، هدف کنترل تولید آب اضافی است. روش‌های شیمیایی و مکانیکی بسیاری برای کنترل ورود و تولید آب

1. Inter Well Tracers

مورداستفاده قرارگرفته‌اند که هر یک از آنها دارای مزیت‌ها و محدودیت‌هایی هستند. برای طراحی روش‌های قطع آب، شناسایی منشأ، مکانیزم و محل ورود آب به چاه یک نکته کلیدی است. شناخت درست و دقیق مکانیزم تولید آب اضافی باعث می‌شود که با انتخاب بهینه‌ترین روش ممکن جهت کنترل آب، احتمال موفقیت عملیات قطع آب افزایش قابل ملاحظه‌ای داشته باشد. مکانیزم‌های تولید آب اضافی در ده دسته طبقه‌بندی‌شده‌اند که مهم‌ترین آنها بالا آمدن سطح تماس آب و نفت، مخروطی شدن آب، کانالیه شدن پشت لوله جداری و نشتی لوله جداری، لوله مغزی و مجرابند می‌باشند. برای هر یک از مکانیزم‌های مذکور روش‌های شناسایی متفاوتی موجود است. با استفاده از ابزارهای شناسایی مختص به یک مکانیزم به‌عنوان‌مثال نمودار چان، نمودار HPT-SNL و نمودار نگار تولید می‌توان مکانیزم غالب تولید آب را مشخص کرد. هرچند ممکن است چندین مکانیزم در تولید آب نقش داشته باشند. با شناخت منشأ و مکانیزم آب تولیدی و با در نظر گرفتن امکانات و فناوری‌های موجود و شرایط چاه و مخزن، روش منتخب جهت کنترل آب می‌تواند انتخاب شود. در روش‌های کنترل تولید آب ناشی از مکانیزم‌های مربوط به چاه تزریقی با هدایت کردن آب به نواحی کم‌تراوا که حاوی نفت جاروب نشده هستند، در کنار افزایش تولید نفت، تزریق‌پذیری بهبود خواهد یافت.

مراجع

[1]. Nabzar, L. (2011). Panorama 2011: Water in fuel production Oil production and refining.
[2]. Sydansk, R. D., & Romero-Zerón, L. (2011). Reservoir conformance improvement. Society of Petroleum Engineers Richardson, TX.
[3]. Rabiei, M. (2011). Excess water production diagnosis in oil fields using ensemble classifiers (Doctoral dissertation, Curtin University), hdl.handle.net/20.500.11937/801.
[4] Taha, A., & Amani, M. (2019). Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions. ChemEngineering, 3(2), 51. doi.org/https://doi.org/10.3390/chemengineering3020051
[5]. Thomas, F. B., Bennion, D. B., Anderson, G. E., Meldrum, B. T., & Heaven, W. J. (2000). Water shut-off treatments-reduce water and accelerate oil production. Journal of Canadian Petroleum Technology, 39(04). doi.org/https://doi.org/10.2118/00-04-TN.
[6]. Ahmad, N., Al-Shabibi, H., Zeybek, M., & Malik, S. (2012). Comprehensive diagnostic and water shut-off in open and cased hole carbonate horizontal wells, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, (pp. SPE-162287). SPE, doi.org/10.2118/162287-MS.
[7]. Burrafato, G., Pitoni, E., Perez, D., & Cantini, S. (2005, September). Water control in fissured reservoirs–Diagnosis and implementation of solutions: Cases from Northern Italy. In SPE Offshore Europe Conference and Exhibition (pp. SPE-96569). doi.org/10.2118/96569-MS.
[8]. Ahmed, T. (2010). Chapter 9 - gas and water coning. In T. Ahmed (Ed.), Reservoir engineering. Handbook Fourth Edition, 583-649. Gulf Professional Publishing. doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-803-7.50017-1.
[9]. Talebian, S. H., & Beglari, A. (2019). Application of production data-driven diagnostics workflow for water shut-off candidate selection in tight carbonate field. SN Applied Sciences, 1(12), 1723. doi.org/10.1007/s42452-019-1674-y.
[10]. Seright, R. S., Lane, R. H., & Sydansk, R. D. (2003). A strategy for attacking excess water production. SPE Production & Facilities, 18(03): 158-169, doi.org/10.2118/84966-PA.
[11]. Páez, S. M. D. B. (2004). Identification of technical barriers and preferred practices for oil production in the Appalachian Basin. West Virginia University.
[12]. Reynolds Rodney, R. (2003). Produced water and associated issues. A manual for independent operator. Petroleum Technology Transfer Council, Tulsa.
[13]. Yortsos, Y. C., Choi, Y., Yang, Z., & Shah, P. C. (1999). Analysis and interpretation of water/oil ratio in waterfloods. Spe Journal, 4(04), 413-424, doi.org/10.2118/59477-PA.
[14]. Ali Ahmed, A. R., Bhagavatula, R., & Prosvirkin, S. (2017, October). Spectral Noise Logging SNL as a Key Tool to Identify Water Source in a Deviated Production Well on ESP. In SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference (p. D041S019R004). doi.org/10.2118/187561-MS.

[15]. Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Water control. Oilfield review, 12(1): 30-51.
[16]. Chan K. S. (1995). Water control diagnostic plots. SPE Annual Technical Conference and Exhibition?, doi.org/10.2118/30775-MS.
[17]. Stiff Jr, H. A. (1951). The interpretation of chemical water analysis by means of patterns. Journal of Petroleum Technology, 3(10), 15-3, doi.org/10.2118/951376-G.
[18]. Foster, J., Misra, S., Osogba, O., & Bhatia, M. (2021). Machine learning assisted detection of excess water-producing wells in unconventional shale plays. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 92, 104025. doi.org/https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104025.
[19]. Amir, Z., Said, I. M., & Jan, B. M. (2019). In situ organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: A review. Polymers for Advanced Technologies, 30(1): 13-39. doi.org/ doi.org/10.1002/pat.4455.
[20]. Zeinijahromi, A., & Bedrikovetski, P. (2015, June). Controlling Excessive Water Production Using Induced Formation Damage. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-174229), doi.org/10.2118/174229-MS.
[21]. Sadeghnejad, S., Ashrafizadeh, M., & Nourani, M. (2022). Improved oil recovery by gel technology: Water shutoff and conformance control. In Chemical methods (pp. 249-312). Gulf Professional Publishing. doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821931-7.00001-8.
[22]. Jain, P., Sharma, V., Raju, A. V., & Patra, S. K. (2000, October). Polymer gel squeeze for gas shutoff, water shutoff and injection profile improvement in bombay high pilot wells. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-64437), doi.org/10.2118/64437-MS.
[23]. Stavland, A., Andersen, K. I., Sandoey, B., Tjomsland, T., & Mebratu, A. A. (2006, April). How to apply a blocking gel system for bullhead selective water shutoff: from laboratory to field. In SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-99729), doi.org/10.2118/99729-MS.
[24]. Willhite G. P., & Pancake R. E. (2008). Controlling water production using gelled polymer systems. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 11(03): 454-465. doi.org/10.2118/89464-PA.
[25]. Du, G., Peng, Y., Pei, Y., Zhao, L., Wen, Z., & Hu, Z. (2017). Thermo-responsive temporary plugging agent based on multiple phase transition supramolecular gel. Energy & Fuels, 31(9): 9283-9289. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01691.
[26]. Bai, B., Zhou, J., & Yin, M. (2015). A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. Petroleum exploration and development, 42(4), 525-532, doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30045-8.
[27]. Rousseau, D., Chauveteau, G., Renard, M., Tabary, R., Zaitoun, A., Mallo, P., Braun, O. and Omari, A. (2005). February. Rheology and transport in porous media of new water shutoff/conformance control microgels. In SPE International Conference on Oilfield Chemistry? (pp. SPE-93254), doi.org/10.2118/93254-MS.
[28]. Zhao, L., Pei, Y., Du, G., Wen, Z., Luo, Z., & Du, J. (2018). Thermo-responsive temporary plugging agent based on multiphase transitional supramolecular gel. Petroleum Chemistry, 58, 94-101. doi.org/https://doi.org/10.1134/S0965544118010103.
[29]. Pu, W. F., Yang, Y., & Yuan, C. D. (2016). Gelation performance of poly (ethylene imine) crosslinking polymer–layered silicate nanocomposite gel system for potential water-shutoff use in high-temperature reservoirs. Journal of Applied Polymer Science, 133(47). doi.org/10.1002/app.44243.
[30]. Bai, Y., Lian, Y., Ban, C., Wang, Z., Zhao, J., & Zhang, H. (2021). Facile synthesis of temperature-resistant hydroxylated carbon black/polyacrylamide nanocomposite gel based on chemical crosslinking and its application in oilfield. Journal of Molecular Liquids, 329, 115578. doi.org/10.1016/j.molliq.2021.115578.
[31]. Aalaie, J., Alvand, E., Hemmati, M., & Sajjadian, V. A. (2015). Preparation and probing of the steady shear flow and viscoelastic properties of weakly crosslinked hydrogels based on sulfonated polyacrylamide for oil recovery applications. Polymer Science Series A, 57, 680-687.. https://doi.org/https://doi.org/10.1134/S0965545X15050016.
[32]. Wang, W., Liu, Y., & Gu, Y. (2003). Application of a novel polymer system in chemical enhanced oil recovery (EOR). Colloid and Polymer Science, 281, 1046-1054. https://doi.org/https://doi.org/10.1007/s00396-003-0873-6
[33]. Kabir, A. H. (2001). Chemical Water & Gas Shutoff Technology–An Overview. In SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific (pp. SPE-72119), doi.org/10.2118/72119-MS.
[34]. Sydansk, R. D., & Seright, R. S. (2007). When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied. SPE Production & Operations, 22(02), 236-247, doi.org/10.2118/99371-PA.
[35]. Gogarty, W. B. (1967). Rheological properties of pseudoplastic fluids in porous media. Society of Petroleum

Engineers Journal, 7(02), 149-160. https://doi.org/https://doi.org/10.2118/1566-A.
[36]. Ding, L. X., He, G. Q., & Kong, Q. (2003). Research on microbially produced biosurfactants and their applications. Biotechnology, 13(5), 52-54.
[37]. Dai, C., You, Q., Zhao, M., Zhao, G., & Zhao, F. (2023). Microbial Enhanced Oil Recovery. In Principles of Enhanced Oil Recovery, 255-273, Singapore: Springer Nature Singapore. https://doi.org/https://doi.org/10.1007/978-981-99-0193-7_11.
[38]. Zhang, F. (2014). Contributing Microbial Communities for Microbial Enhanced Oil Recovery in Different Oil Reservoirs (Doctoral dissertation, China University of Geosciences).
[39]. Raiders, R. A., Maher, T. F., Knapp, R. M., & McInerney, M. J. (1986, October). Selective plugging and oil displacement in crossflow core systems by microrganisms. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-15600). doi.org/10.2118/15600-MS,
[40]. Sagbana, P. I., & Abushaikha, A. S. (2021). A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11(5): 2233-2257. doi.org/https://doi.org/10.1007/s13202-021-01158-6.
[41]. Alvarado, D., & Marsden Jr, S. S. (1979). Flow of oil-in-water emulsions through tubes and porous media. Society of Petroleum Engineers Journal, 19(06): 369-377. doi.org/https://doi.org/10.2118/5859-PA.
[42]. McAuliffe C. D. (1973). Oil-in-water emulsions and their flow properties in porous media. Journal of petroleum technology, 25(06): 727-733. doi.org/https://doi.org/10.2118/4369-PA.
[43]. Abass, E., & Merghany, S. (2011). Integration of Technical Problems and Diagnosis of High Water Cut-Sudanese Oil Fields.
[44]. Taha, A., & Amani, M. (2019). Introduction to Smart Oil and Gas Wells: Drilling, Completion and Monitoring Solutions. Int. J. Petrochem. Res, 3, 249-254. doi: 10.18689/ijpr-1000143 .
[۴۵]. صحرایی، ا. (۱۳۸۹). مطالعه آزمایشگاهی تکنولوژی مسدودکردن انتخابی توسط امولسیون معکوس به منظور بهبود ازدیاد برداشت نفت از بایه‌های نفتی با نفوذپذیری متفاوت.
[46]. Muktadir, G., Amro, M. D. M., & Schramm, A. (2016, November). Review and applicability of downhole separation technology. In SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition (p. D021S004R003). doi.org/10.2118/184201-MS.
[47]. Seright, R. S., & Liang, J. (1995, May). A comparison of different types of blocking agents. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-30120). doi.org/10.2118/30120-MS.
[48]. Joseph, A., & Ajienka, J. A. (2010, July). A review of water shutoff treatment strategies in oil fields. In SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition (pp. SPE-136969). doi.org/10.2118/136969-MS.
[49]. Ahmadi, M. A., Ebadi, M., & Hosseini, S. M. (2014). Prediction breakthrough time of water coning in the fractured reservoirs by implementing low parameter support vector machine approach. Fuel, 117, 579-589. doi.org/https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.09.071.
[50]. Uddin, S., Dolan, J. D., Chona, R. A., Gazi, N. H., Monteiro, K., Al-Rubaiyea, J. A., & Al-Sharqawi, A. (2003, June). Lessons learned from the first openhole horizontal well water shutoff job using two new polymer systems-A case history from Wafra Ratawi field, Kuwait. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference (pp. SPE-81447). doi.org/10.2118/81447-MS.
[51]. Park, H., Han, J., & Sung, W. (2015). Effect of polymer concentration on the polymer adsorption-induced permeability reduction in low permeability reservoirs. Energy, 84, 666-671, doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.028.
[52]. Weidong, W., Junzhang, L., Xueli, G., Jing, W., Ximing, L., Yan, J., & Fengmin, Z. (2014). MEOR field test at block Luo801 of Shengli oil field in China. Petroleum Science and Technology, 32(6): 673-679, doi.org/10.1080/10916466.2011.601507.
[53]. Al-Umran, M. I., Saudi, M. M., & Al-Tameimi, Y. M. (2005, March). Inflatable enables successful water shut-off in high angle wellbores in Ghawar field. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference (pp. SPE-93261). doi.org/10.2118/93261-MS.
[54]. Al-Zain, A., Duarte, J., Haldar, S., Driweesh, S., Al-Jandal, A., Shammeri, F., Bugrov, V. and Sarfraz, T. (2009). May. Successful utilization of fiber optic telemetry enabled coiled tubing for water shut-off on a horizontal oil well in Ghawar Field. In SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition (pp. SPE-126063). doi.org/10.2118/126063-MS.
[55]. Swisher, M. D., & Wojtanowicz, A. K. (1995). New dual completion method eliminates bottom water coning. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition? (pp. SPE-30697). doi.org/10.2118/30697-MS.
[56]. Whitney, D. D., Montgomery, D. W., & Hutchins, R. D. (1996). Water shutoff in the North Sea: testing a new polymer gel system in the Heather Field, UKCS Block 2/5. SPE Production & Facilities, 11(02), 108-112, doi.org/10.2118/30426-PA.

پژوهش نفت شماره ۱۳۵، خرداد و تیر ۱۴۰۳، صفحه ۱۶۴-۱۴۴

[57]. Børeng, R., & Svendsen, O. B. (1997, March). A Successful Water shut off. A case study from the statfjord field. In SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium/Production and Operations Symposium (pp. SPE-37466). doi.org/10.2118/37466-MS .
[58]. Williams G.,Morgan J.,Wylde J., & Frampton H. (2006). Successful field application of a new selective water shut off system.
[59]. Town, K., Sheehy, A. J., & Govreau, B. R. (2010). MEOR success in southern Saskatchewan. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 13(05): 773-781, doi.org/10.2118/124319-PA.

Special Issues on Water-based EOR

Petroleum Research

Petroleum Research, 2024(June-July), Vol. 34, No. 135, 33-36

DOI:10.22078/pr.2024.5292.3347

A Comprehensive Review of the Sources, Mechanisms Diagnosis Methods and Control Strategies of Excessive Water Production in Oil Fields

Ehsan Emami Miran, Shahin Kord* and Reza Salehi-Moorkani

Petroleum Engineering Department, Ahwaz Faculty of Petroleum, Petroleum University of Technology, Iran

sh.kord@put.ac.ir

DOI:10.22078/pr.2024.5292.3347

Received: October/09/2023 Accepted: March/13/2024

Introduction

Nowadays, the excessive water production is known as one of the common and challenging problems for oil and gas industry. According to the studies conducted in the world, on average, 3 to 5 barrels of water are produced for 1 barrel of oil; So that in 2008, 250 million barrels of water were produced daily, which increased to 300 million barrels in 2020 [1].

The excessive water production causes a decrease in oil production flow rate, an increase in the corrosion of the equipment due to the presence of hydrogen sulfide gas and heavy metals dissolved in the water [2]. Due to the environmental laws, separation, purification and disposal of produced water imposes a lot of cost on the oil producing companies. Also, the presence of water in the well causes an increase in the weight of the fluid column and the energy required for fluid extraction increases [3].

In the first part of the review, we will explore the mechanisms and sources of excessive water production. The second part will cover the diagnostic methods of the source and the mechanisms of water production to gain a thorough understanding of this issue. The third part will explain the mechanical and chemical methods of controlling excessive water production.

Excessive Water Production Mechanisms and Sources

The source of excess water production can be an aquifer or an injection well. In reservoirs that have an active aquifer, with the continued production and reduction of reservoir pressure and the pressure drop wave reaching the water-oil contact, the aquifer is activated and water enters the reservoir. This encroaching water is ultimately produced alongside hydrocarbons through the production well. In reservoirs where the aquifer is not able to respond to the pressure drop caused by draining the reservoir fluid, water is injected into the reservoir for pressure maintenance [4].

Ten mechanisms of excessive water production have been reported, which are: high permeable layer with cross-flow, high permeable layer without cross flow, gravity segregated layer, poor areal sweep, fracture or fault between injectors and producers, fracture or fault from water layer, water coning, moving oil-water contact, channeling flow behind casing, and casing, tubing or packer leaks [2].

Excessive water production mechanisms schematics is shown in Fig. 1.

The most important mechanisms of water production are the water coning and channeling water behind casing.

In the high permeable reservoir, if the force caused by the pressure gradient of the production fluid overcomes the gravity force, the water forms in the form of cones and enters the well, and the water coning mechanism occurs [5].

Channeling water behind casing usually happens immediately after the completion of the well, and the reason for that is the weak sealing of the cement (cement - formation and cement - casing) [2].

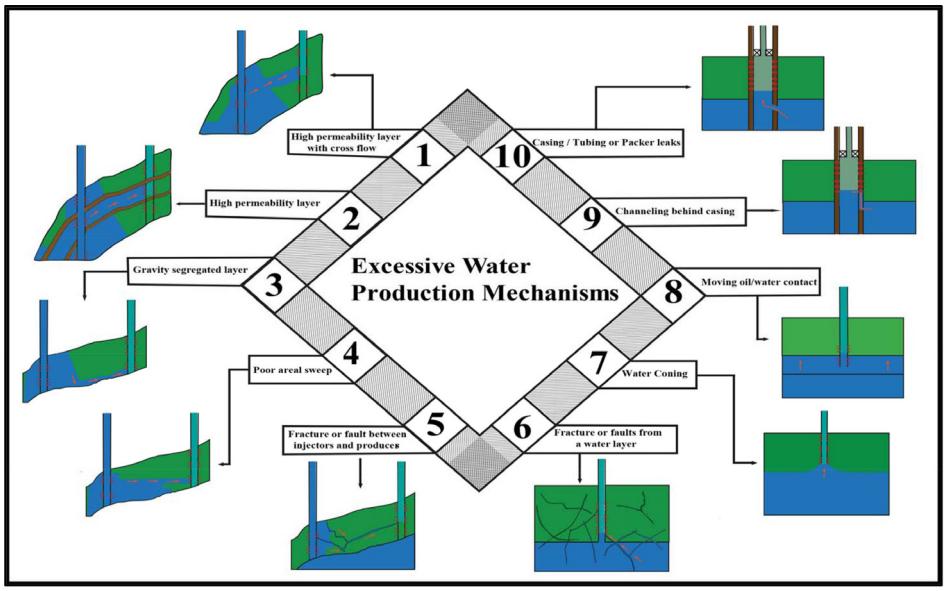


Fig. 1 Excessive water production mechanisms schematics.

Water oil contact rising is considered as a subset of water coning, but there are differences between these two mechanisms.

The mechanism of water coning usually occurs in reservoirs with high vertical permeability, while water oil contact rising is the dominant mechanism in reservoirs with low permeability. Water coning is rooted in the reservoir and occurs when the production flow rate exceeds the critical flow rate [6].

Diagnosis Methods

In general, the identification methods of the source and mechanism of excess water production in vertical wells are divided into 3 categories: well-logging, experiments, and analytical-experimental methods. The basis of well-logging is to measure a physical parameter and create a relationship between that parameter with rock and fluid characteristics, and it is used to monitor and evaluate the physical conditions of the well, reservoir and fluid flow.

Production Logging Tools (PLT) play a crucial role in identifying the production area and water entry point into the wellbore. Additionally, High-Precision Temperature-Spectral Noise Logging (HPT-SNL) can be employed to detect channeling of water behind the casing and identify leaks in the casing, tubing, or packer [7].

Tests are another part of identification tools, the most important of them is the total dissolved solid test. This test is used to identify the source of produced water (aquifer or injection well).

Experimental-analytical methods are based on production history data, which can be referred to as semi-log plots of water-oil ratio in terms of cumulative production oil, decline curves, oil and water production history plots, and Chan plots.

The first three methods determine the phenomenon of excess water production but are not useful in diagnosing the source and mechanism of water production [2].

Chan plots is one of the most widely used methods for identifying the mechanism of water production. In this method, according to the slope of the logarithmic graphs of the water-oil ratio and its derivative for time, the mechanisms of coning, channeling and the water-oil contact rising can be identified, which are shown in Fig. 2 [8].

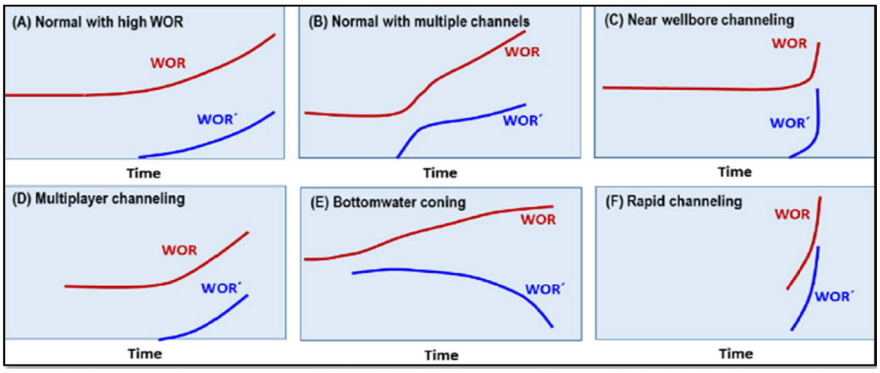


Fig. 2 Chan plots for water coning and channeling detection.

In addition to the stated methods, Stiff diagram and heterogeneity index plot are known as side methods. In the heterogeneity index plot, wells that produce a lot of water and little oil are selected as candidate wells for water production control operations, but this method is not useful in determining the source of produced water [9].

Stiff diagram is another widely used method in determining the source of produced water, which is shown in Fig. 3. After ion analysis of water and using the concentration of cations and anions in water, a diagram is drawn which is known as Stiff diagram. This diagram is used to identify the source of produced water (formation water, filteration water, and Gachesaran formation water). Also, by comparing Stiff graphs at the beginning and end of a period, it is possible to determine whether the source of water is constant or variable [10].

Water Control Methods

Identification of the water entry point to the well, reservoir rock heterogeneity, and well schematics are effective in designing water control operations, but the most important point is to accurately identify the mechanism of water production. Therefore, to increase the probability of success of the operation, it is necessary to correctly identify the source and mechanism of water production [11]. Water control methods are classified into 2 general categories: chemical and mechanical methods.

One of the conventional methods of controlling the production of excess water in oil reservoirs is the injection of chemicals, the use of which has grown significantly in recent years [11]. Moreover, chemicals are usually injected into the reservoir and near the wellbore. In addition, depending on the nature of the reservoir and the properties of the injected chemicals, the material may take several months to several years to produce results.

Chemicals that have been used to control water production include: non-cross-linked linear polymers, polymer gels, resins, solid materials and elastomers, microorganisms, precipitating materials, and oil-in-water emulsions. Moreover, the mechanisms of reducing water production by chemicals include blocking the path of water flow and reducing the relative permeability of water which is demonstrated in Fig. 4 [12].

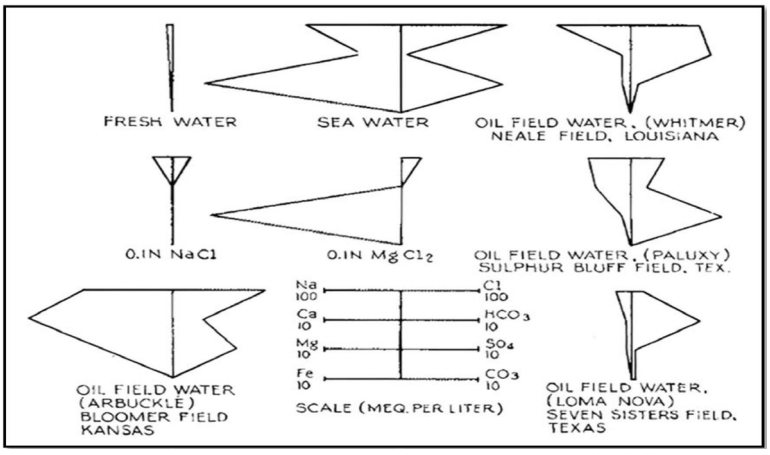


Fig. 3 Stiff diagram for water sources identification.

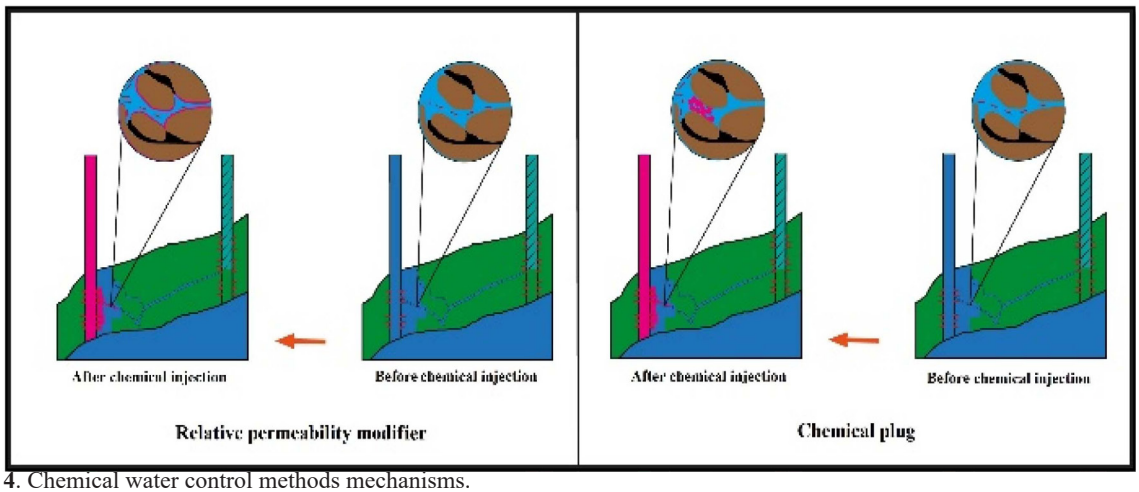


Fig 4. Chemical water control methods mechanisms.

Mechanical methods prevent excess water from entering the well, and their mechanism of action is blocking. These methods are cheaper and simpler than chemical methods and they achieve results in less time. Moreover, these methods consist of plugs, packers, intelligent completion, drilling horizontal wells and multi-lateral wells, sidetracks, liners, downhole water-oil separation, infill drilling, well pattern balancing, and choke size optimization [13].

Conclusions

The production of excess water causes many problems for oil companies, which can be mentioned as reducing the amount of oil production, corrosion of equipment, affecting the performance of wells, and reducing their half-life. Moreover, many chemical and mechanical methods have been used to control water, each of which has advantages and limitations, which is a key point for designing water control methods, and identifying the source, mechanism, and location of water entering the well. An accurate understanding of the mechanism of excess water production increases the probability of success of the water control operation significantly by choosing the most optimal possible method for water control.

Nomenclatures

PLT: Production Logging Tools

HPT-SNL: High Precision Temperature-Spectral Noise Logging

References

1. Nabzar, L. (2011). Panorama 2011: Water in fuel production Oil production and refining.
2. Rabiei, M. (2011). Excess water production diagnosis in oil fields using ensemble classifiers (Doctoral dissertation, Curtin University), hdl.handle.net/20.500.11937/801.
3. Ahmad, N., Al-Shabibi, H., Zeybek, M., & Malik, S. (2012). Comprehensive diagnostic and water shut-off in open and cased hole carbonate horizontal wells. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, (pp. SPE-162287). SPE, doi.org/10.2118/162287-MS.
4. Sydansk, R. D., & Romero-Zerón, L. (2011). Reservoir conformance improvement. Society of Petroleum Engineers Richardson, TX.
5. Ahmed, T. (2010). Chapter 9 - gas and water coning. In T. Ahmed (Ed.), Reservoir Engineering Handbook (Fourth Edition), 583-649, Gulf Professional Publishing. doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-803-7.50017-1.
6. Burrafato, G., Pitoni, E., Perez, D., & Cantini, S. (2005, September). Water control in fissured reservoirs–Diagnosis and implementation of solutions: Cases from Northern Italy. In SPE Offshore Europe Conference and Exhibition (pp. SPE-96569). doi.org/10.2118/96569-MS.
7. Ali Ahmed, A. R., Bhagavatula, R., & Prosvirkin, S. (2017, October). Spectral Noise Logging SNL as a Key Tool to Identify Water Source in a Deviated Production Well on ESP. In SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference (p. D041S019R004). doi.org/10.2118/187561-MS.
8. Chan K. S. (1995). Water control diagnostic plots. SPE Annual Technical Conference and Exhibition?, (pp. SPE-30775), doi.org/10.2118/30775-MS.
9. Talebian, S. H., & Beglari, A. (2019). Application of production data-driven diagnostics workflow for water shut-off candidate selection in tight carbonate field. SN Applied Sciences, 1(12), 1723. doi.org/10.1007/s42452-019-1674-y.
10. Stiff Jr, H. A. (1951). The interpretation of chemical water analysis by means of patterns. Journal of petroleum technology, 3(10), 15-3, doi.org/10.2118/951376-G.
11. Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Water control. Oilfield review, 12(1): 30-51.
12. Sadeghnejad, S., Ashrafizadeh, M., & Nourani, M. (2022). Improved oil recovery by gel technology: Water shutoff and conformance control. In Chemical methods (pp. 249-312). Gulf Professional Publishing. doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821931-7.00001-8.