ReviewArticle

DOI: 10.22034/ijche.2022.326459.1174

DOR: 20.1001.1.17355400.1402.22.127.2.3

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

A Review of Recent Studies on Water Shut-off Methods in Oil Wells

S. Moghadam[1], F. Ameli[2*], M. R. Moghbeli[3]

1- Ph. D. Student of Chemical Engineering, Iran University of Science and Technology

2- Assistant Professor of Petroleum Engineering, Iran University of Science and Technology

3- Professor of Polymer Engineering, Iran University of Science and Technology

Email: ameli@iust.ac.ir

Abstract

Excess water production is one of the main problems of oil companies, which reduce the longevity wells, increases corrosion and destruction of facilities. Also, the cost of separation, refining and disposal is a high cost for oil companies. Therefore, water shut-off operations are essential. There are various mechanical and chemical methods to solve the problem that this article reviews and examines these methods. Chemical methods as opposed to mechanical methods instead of clogging the water above or below a plug, packer or patch of the brain tube, it completely eliminates the problem of excess water production. The application of packers to direct the flow of chemicals injected into the desired layers and prevent fluid from entering the production formation, is more than the use mode independently. Polymer flooding is much more common among oil companies than other chemical methods. Polymer systems rely on chemical modification and adsorption on pores to achieve flow control. Adsorption of the polymer layer to reduce the pore radius is the main source of chemical water shut off mechanism. Synthetic polymers such as polyacrylamide and hydrolyzed polyacrylamide can reduce permeability due to their lower cost, easier access, and better performance in low water salinity conditions. Biopolymers should be used for high water salinity conditions. These polymers are not sensitive to mechanical degradation but are more expensive than synthetic polymers. The types of polymers used for this purpose have been compared. Finally, based on the characteristics of the reservoir and the economics of the operation, the appropriate polymer is selected.

Received: 25 January 2022
Accepted: 11 June 2022
Page Number: 18-38

Keywords:
Water Shut-Off,
Mechanical Methods,
Chemical Methods,
Polymer

Please Cite this Article Using:

Moghadam, S., Ameli, F., Moghbeli, M. R., "A Review of Recent Studies on Water Shut-off Methods in Oil Wells", Iranian Chemical Engineering Journal, Vol. 22, No. 127, pp. 18-38, In Persian, (2023).

مقـــالـــــه مـــــروری

DOI: 10.22034/ijche.2022.326459.1174
DOR: 20.1001.1.17355400.1402.22.127.2.3

This journal is an open access journal licensed under an Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International license(CC BY-NC-ND 4.0).

مروری بر مطالعات اخیر پیرامون روش‌های کنترل آبدهی در چاه‌های نفتی

صابر مقدم[۱]، فروغ عاملی[۲*]، محمدرضا مقبلی[۳]

۱- دانشجوی دکتری مهندسی شیمی، دانشگاه علم و صنعت ایران

۲- استادیار مهندسی نفت، دانشگاه علم و صنعت ایران

۳- استاد مهندسی پلیمر، دانشگاه علم و صنعت ایران

پیام نگار: ameli@iust.ac.ir

چکیده

تولید آب مازاد یکی از اصلی‌ترین مشکلات شرکت‌های نفتی است که باعث کوتاه‌شدن طول عمر چاه‌ها، افزایش خوردگی و تخریب تأسیسات می‌شود. هم‌چنین هزینهٔ جداسازی، تصفیه و دفع آن بار مالی زیادی برای شرکت‌های نفتی دارد. بنا بر این، عملیات کنترل آب‌دهی ضروری است. روش‌های مکانیکی و شیمیایی مختلفی برای حل موضوع وجود دارد که در این مقاله به مرور و بررسی این روش‌ها پرداخته می‌شود. روش‌های شیمیایی بر خلاف روش‌های مکانیکی به جای انسداد آب در بالا یا زیر یک پلاگ، پکر یا وصله لوله مغزی، مشکل تولید آب اضافی را کاملاً برطرف می‌کنند. کاربرد پکرها برای هدایت جریان مواد شیمیایی تزریق‌شده به لایه‌های مورد نظر و جلوگیری از ورود سیال به‌داخل سازند تولیدی، بیشتر از حالت استفاده به‌صورت مستقل است. استفاده از سیلاب‌زنی بسپار در بین شرکت‌های نفتی بسیار رایج‌تر از سایر روش‌های شیمیایی است. سامانه‌های بسپاری به تغییر شیمیایی و جذب سطحی روی حفره‌ها برای دست‌یابی به کنترل آب‌دهی متکی هستند. جذب سطحی لایهٔ بسپاری برای کاهش شعاع حفره، منشأ اصلی سازوکار کنترل آب‌دهی به‌صورت شیمیایی است. بسپارهای مصنوعی هم‌چون پلی‌اکریل آمید و پلی‌اکریل آمید آبکافت‌شده به‌دلیل ارزان‌تر بودن، دست‌رسی آسان‌تر و عملکرد بهتر در شرایطی که شوری آب کم است، می‌توانند در کاهش تراوایی نقش داشته باشند. برای شرایط شوری زیاد آب باید از زیست‌بسپارها استفاده کرد. این دسته از بسپارها نسبت‌به تخریب مکانیکی حساس نیستند؛ اما گران‌تر از بسپارهای مصنوعی‌اند. انواع بسپارهای مورد استفاده برای این منظور مقایسه شده‌اند. در نهایت بر اساس ویژگی‌های مخزن و اقتصادی‌بودن عملیات، بسپار مناسب انتخاب می‌شود.

تاریخ دریافت: ۱۴۰۰/۱۱/۰۵
تاریخ پذیرش: ۱۴۰۱/۰۳/۲۱
شماره صفحات: ۱۸ تا ۳۸

کلیدواژه‌ها:
کنترل آب‌دهی،
روش‌های مکانیکی،
روش‌های شیمیایی،
بسپار

* تهران، دانشگاه علم و صنعت ایران، دانشکدهٔ مهندسی شیمی،نفت و گاز، گروه مهندسی نفت

استناد به مقاله:
مقدم، ص.، عاملی، ف.، مقبلی، م. ر.، "مروری بر مطالعات اخیر پیرامون روش‌های کنترل آبدهی در چاه‌های نفتی"، نشریه مهندسی شیمی ایران، سال بیست‌ودوم، شماره ۱۲۷، صص. ۳۸-۱۸، (۱۴۰۲).

۱. مقدمه

تولید آب مازاد یکی از اصلی‌ترین مشکلات شرکت‌های نفتی است. اگرچه این مشکل در چاه‌های قدیمی‌تر بسیار معمول است؛ اما ممکن است در چاه‌های توسعه‌یافتهٔ جدید نیز رخ دهد که باعث ایجاد مشکلات اقتصادی متعددی برای شرکت‌های نفتی خواهد شد. آب اضافی علاوه بر این‌که بر عملکرد چاه‌ها تأثیر می‌گذارد، باعث کوتاه‌شدن طول عمر آن‌ها می‌شود[۱]. کنترل عملکرد بیشتر به آن دسته از فناوری‌هایی اطلاق می‌شود که در آن‌ها از روش‌های شیمیایی یا مکانیکی برای کاهش یا جلوگیری از تولید آب یا گاز ناشی از چاه‌ها یا مناطق با نفوذپذیری بالا، کانال‌ها و شکستگی‌های مخازن استفاده می‌شود[۲].

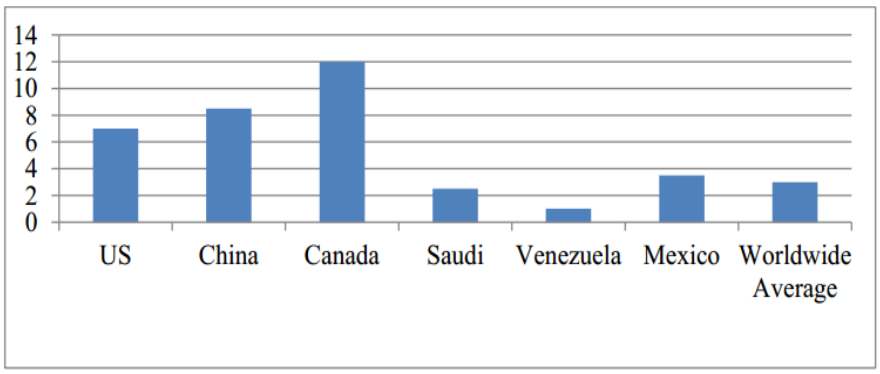
وجود آب در چاه باعث افزایش وزن ستون سیال می‌شود که این افزایش وزن منجر به نیاز بیشتر به نیرو برای انتقال سیال به سطح می‌شود. همین امر باعث افزایش هزینهٔ عملیاتی خواهد شد. به‌عنوان مثال، اگر در چاه فرازاوری گاز[1] رخ دهد، میزان گاز تزریق‌شده برای انتقال سیال از چاه به سطح، وقتی که تولید آب مازاد وجود دارد، بیشتر از حالتی است که این پدیده رخ نمی‌دهد.

هم‌چنین تولید آب اضافی باعث افزایش خوردگی و تخریب تأسیسات می‌شود. مشکل عمدهٔ دیگر این است که جداسازی، تصفیه و دفع آن بار مالی زیادی برای شرکت‌های نفتی دارد. به‌عنوان مثال هزینهٔ دور ریختن آب تولیدشده در آلبرتا سالانه حدود ۱ میلیارد دلار است. نداشتن این نوع تولید آب به کاهش هزینهٔ شرکت‌ها و افزایش سودآوری آن‌ها کمک می‌کند. بنابراین، عملیات کنترل آب‌دهی ضروری است. با آگاهی مناسب از خصوصیات سازند و چالش‌های منحصر به فرد میدان، می‌توان از تولید غیر ضروری آب جلوگیری کرد[۱]. اکنون در این مقاله ضمن توضیح عوامل ایجاد آب اضافی به بررسی و مقایسهٔ روش‌های مختلف کنترل آب‌دهی پرداخته می‌شود.

۲. تولید آب

به‌طور متوسط روزانه ۲۱۰ میلیون بشکه آب به‌همراه ۷۵ میلیون بشکه نفت تولید می‌شود. چنان‌که در شکل (۱) پیداست، این نسبت در ایالات متحده حتی به ۷:۱ هم می‌رسد[۳]. کلارک[2] و ویل[3] در سال ۲۰۰۹ گزارش کردند که در طول سال ۲۰۰۷، ۲۱ میلیارد بشکه آب در ایالات متحده تولید شده است. ویل در سال ۲۰۱۹ این عدد را به ۲۴/۴ میلیارد بشکه برای سال ۲۰۱۷ به‌روز کرد. تقریباً نیمی از این آب مجدداً برای سیلاب‌زنی با آب یا افزایش بازیابی نفت و تقریباً نیمی از آن به چاه‌های دفع تزریق می‌شود[۴].

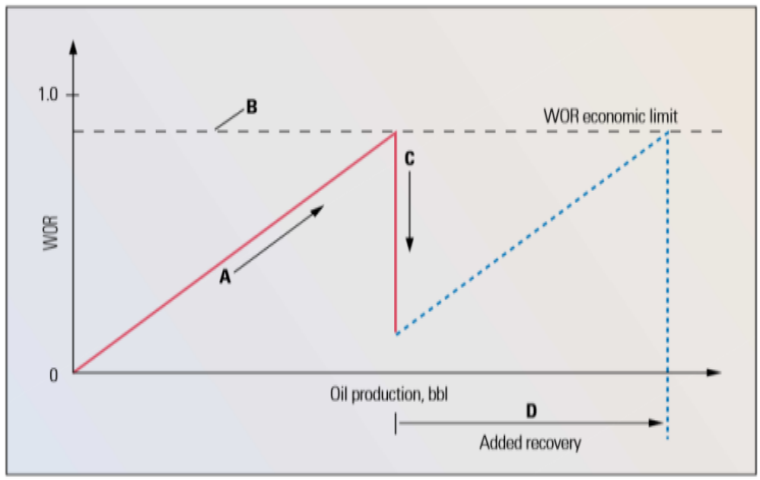
مشکل آب در میدان‌های نفتی دریای شمال بیشتر است، جایی که ۲۲۲ میلیون تن آب با ۴ هزار تن نفت تولید می‌شود. عمر اقتصادی بسیاری از چاه‌ها به‌دلیل هزینهٔ زیاد ناشی از تولید آب کوتاه می‌شود. بهره‌وری[4] و ظرفیت ذخیرهٔ[5] چاه با روش کنترل آب افزایش می‌یابد. چنان‌که در شکل (۲) نشان داده شده است، نسبت آب به نفت با افزایش تولید در چاه بالغ[6] افزایش می‌یابد[۳].



شکل ۱. توزیع نسبت آب به نفت در سراسر جهان [۳].

Figure 1. Distribution of water oil ratio worldwide [3].

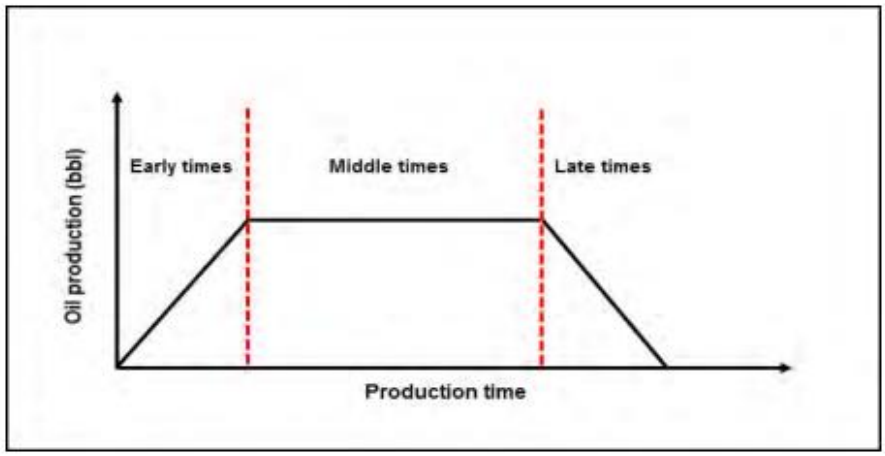
1. Gas Lifted
2. Clark
3. Veil
4. Productivity
5. Potential Reserves
6. Mature



شکل ۲. روش کنترل آب برای افزایش بهره‌وری چاه [۵].

Figure 2. Water control to increase well productivity [5].

هنگامی که نسبت آب به نفت با هزینه‌های زیاد حمل و نقل آب مازاد از نظر اقتصادی به‌صرفه نباشد، باید از روش کنترل آب‌دهی استفاده کرد. پس از کاهش نرخ تولید آب اضافی، نسبت آب به نفت به زیر محدودهٔ اقتصادی مورد نظر کاهش می‌یابد؛ در نتیجه می‌توان به تولید نفت ادامه داد. بنابراین، روش کنترل آب‌دهی عمر چاه نفت را افزایش می‌دهد. بر اساس شکل (۳) تولید از مخازن نفتی شامل سه مرحلهٔ زمانی اولیه، میانی و نهایی است. بر این اساس، آبی که در مرحلهٔ زمانی اولیه و میانی تولید می‌شود، آب اضافی و آبی که در مرحلهٔ پایانی تولید از مخزن و همزمان با کاهش فشار و تخلیهٔ مخزن حاصل می‌شود، آب قابل قبول شناخته می‌شود. در واقع تولید آب در زمان‌های اولیه و میانی از عمر مخزن که دارای فشار بالایی است، مغایر با کارکرد تولیدی چاه است و تولید آب در این مرحله قابل قبول نیست، چرا که تولید آب در این مرحله تأثیر منفی بر میزان بازیافت نهایی نفت دارد. از طرفی با رسیدن مخزن به مراحل پایانی عمر تولیدی خود، تولید آب جزء جدایی ناپذیر تولید است و آب تولیدی در این مرحله، آب قابل قبول در نظر گرفته می‌شود[۶].



شکل ۳. بازه‌های زمانی تولید از چاه‌های نفت[۶].

Figure 3: Production time periods from oil wells [6].

۲-۱ منابع آب

آب در هر میدان نفتی وجود دارد و فراوان‌ترین سیال در میدان است. هیچ شرکت نفتی مایل به تولید آب نیست؛ اما برخی از آب‌ها بهتر از آب‌های دیگر هستند. وقتی مسألهٔ تولید نفت مطرح می‌شود، باید بین آب جاروب[1]، آب خوب[2] (یا قابل قبول) و آب بد[3] (یا اضافی) تمایز ایجاد شود[۷]. مفاهیم مختلف آب درون مخزن در شکل (۴) نشان داده شده است[۳].

آب جاروب: آب جاروب از یک چاه تزریقی یا یک سفرهٔ آب فعال که به جاروب نفت از مخزن کمک می‌کند، نشأت می‌گیرد. مدیریت این آب بخش مهمی از مدیریت مخازن را شامل می‌شود و می‌تواند عاملی تعیین‌کننده در بهره‌وری چاه باشد[۸].

آب خوب: آبی است که با نرخی کمتر از حد اقتصادی WOR در چاه تولید می‌شود. این یک پیامد اجتناب‌ناپذیر جریان آب درون مخزن است. تولید آب خوب زمانی اتفاق می‌افتد که جریان نفت و آب از راه ماتریس سازند ترکیب شود. جریان آب به‌وسیلهٔ رفتار طبیعی اختلاط دیکته می‌شود که به‌تدریج WOR را افزایش می‌دهد (شکل (۴) بالا سمت راست). این نوع آب شکل دیگری از تولید آب قابل قبول ناشی از همگرا شدن خطوط جریان به داخل چاه (شکل (۴) وسط سمت راست) است[۹].

آب بد: آب بد را می‌توان به آبی که در چاه تولید می‌شود و نفت تولید نمی‌کند یا آبی که بالاتر از حد اقتصادی WOR تولید می‌شود، اطلاق کرد[۱۰].

۲-۲ مشکلات کنترل آب

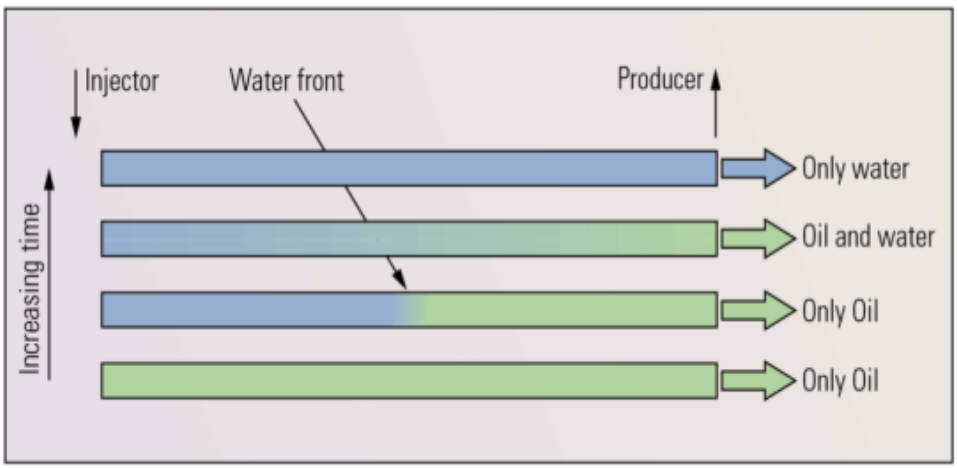
مشکلات کنترل آب را می‌توان به دو دستهٔ اصلی طبقه‌بندی کرد: مشکلات دهانهٔ چاه و مشکلات مربوط به مخزن.

۲-۲-۱ مشکل دهانهٔ چاه

پنج مشکل دهانهٔ چاه در زیر ذکر شده است.

۲-۲-۱-۱ نشتی لوله‌جداری[4]

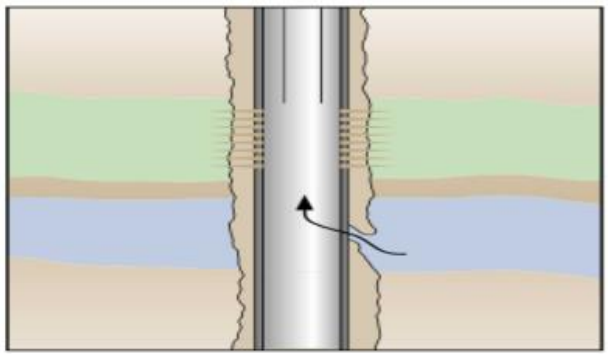
چنان‌که در شکل (۵) نشان داده شده است آبی که از راه شکاف لوله‌جداری به چاه جریان می‌یابد، از بالا یا پایین ناحیهٔ تولید وارد می‌شود. نشتی لوله‌جداری باعث افزایش دور از انتظار دبی آب تولیدی می‌شود. دو نوع نشتی وجود دارد: نشتی با محدودیت جریان و نشتی بدون محدودیت جریان. استفاده از ژل می‌تواند یک راه‌حل مؤثر برای پوشش نشتی با محدودیت جریان باشد. در مقابل، سیمان پرتلند[5] یک روش برای پوشش نشتی بدون محدودیت جریان است. این نشت‌ها در اثر شکاف بزرگ در لوله ایجاد می‌شود[۱۱].



شکل ۴. آب خوب و بد [۵].

Figure 4. Good and bad water [5].

1. Sweep Water
2. Good Water
3. Bad wWter
4. Casing Leaks
5. Portland Cement



شکل ۵. نشتی لوله‌جداری [۱۲].

Figure 5. Casing leaks [12].

۲-۲-۱-۲ جریان در پشت لوله

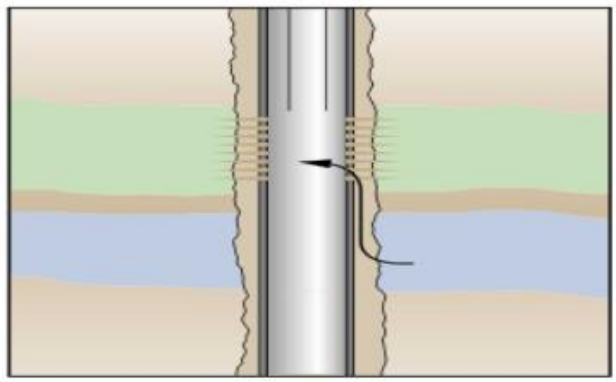
طبق شکل (۶) برای جریان پشت لوله، دو حالت وجود دارد: جریان در پشت لوله بدون محدودیت جریان و با محدودیت جریان. استفاده از سیمان یک روش مؤثر برای حالت بدون محدودیت جریان است. کمبود سیمان اولیه در پشت لوله می‌تواند سبب ایجاد شکاف بزرگی شود که به‌دنبال آن یک کانال جریان بزرگ تشکیل می‌شود[۱۱].

۲-۲-۱-۳ شکستگی‌های موانع[1]

حتی اگر موانع طبیعی، مانند لایه‌های شیل متراکم، مناطق مختلف سیال را از هم جدا کنند و یک سیمان خوب وجود داشته باشد، شیل‌ها می‌توانند در نزدیکی چاه منقبض و شکسته شوند. درنتیجه اختلاف فشار ناشی از تولید در این شیل‌ها، به سیال اجازه می‌دهد تا از راه دهانهٔ چاه مهاجرت کنند. شکستگی‌ها از لایهٔ شیل عبور می‌کنند یا اسیدها کانال‌هایی را از راه آن حل می‌کنند. شکستگی جدید می‌تواند در نزدیکی چاه به واسطهٔ شکسته‌شدن شکاف در لایهٔ نفوذناپذیر یا استفاده از اسیدها برای انحلال کانال‌ها، ایجاد شود. اختلاف فشار در لایهٔ نفوذناپذیر باعث انتقال سیال در سراسر چاه می‌شود. این نوع مشکل عملکرد گاهی اوقات به فرایند تحریک مرتبط است[۱۳].

۲-۲-۱-۴ کانال‌های پشت لوله‌جداری

اتصالات نامناسب بین سازند و سیمان و سیمان و لوله‌جداری نیز می‌تواند کانال‌های آب را در پشت لوله‌جداری ایجاد کند. درست عمل‌نکردن سیمان، تنش‌های دوره‌ای و اصلاح‌های پس از تحریک، به این مشکلات کمک می‌کند. یکی دیگر از علل این مسئله فضای پشت لوله‌جداری ایجاد شده به‌وسیلهٔ تولید ماسه است. برای متوقف کردن کانال آب می‌توان از سیمان فشاری با مقاومت بالا در لوله یا مایع مبتنی بر ژل با استحکام پایین در سازند، استفاده کرد[۳].



شکل ۶. جریان در پشت لوله [۱۲] .

Figure 6 Flow behind the pipe [12].

1. Barrier Breakdowns

۲-۲-۱-۵ تکمیل نامناسب[1]

پس از انجام حفاری چاه باید مراحل تکمیل‌شدن را پشت سر بگذارد تا نفت و گاز از درون چاه قابل بهره‌برداری باشد. این فرایند شامل مقاوم‌سازی دیوارهٔ چاه با لوله‌گذاری، ارزیابی فشار و دمای سازند و سپس نصب دستگاه‌های مناسب برای هدایت نفت و گاز به سطح زمین است. تکمیل نامناسب می‌تواند بلافاصله آب مازاد تولید کند. این مسئله هم‌چنین می‌تواند باعث مخروط‌شدگی و ایجاد تاج[2] در نزدیکی چاه شود؛ از همین رو بررسی زمین‌شناسی قبل از تکمیل پروژه بسیار مهم است. هم‌چنین بقایا و رسوبات باکتریایی می‌توانند مسیر جریان غیر هیدروکربنی را به منطقه ناخواسته مسدود کنند یا تغییر دهند[۱۴].

۲-۲-۲ مشکلات مربوط به مخزن

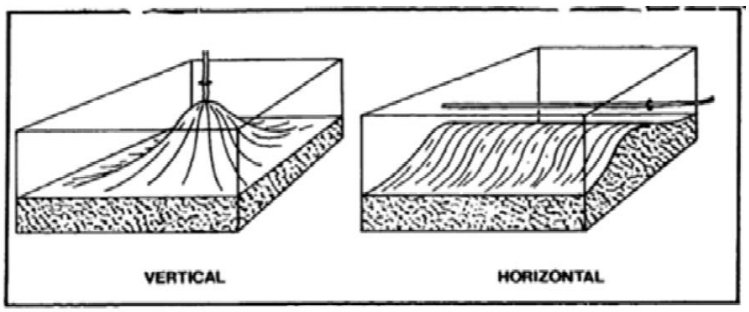
مشکلات مربوط به مخزن شش مورد است که در ادامه به آن پرداخته می‌شود.

۲-۲-۲-۱ مخروط‌شدگی و تاجی‌شکل شدن

مخروط‌شدگی یک مشکل تولید است و زمانی رخ می‌دهد که آب زیرین یا گاز به ناحیهٔ مشبک‌کاری شده در نزدیکی چاه نفوذ می‌کند. این اتفاق باعث کاهش تولید نفت می‌شود. چنان‌که در شکل (۷) پیداست، شکل سطح مشترک[3] مخروط‌شدگی بین چاه عمودی و چاه افقی متفاوت است[۳].

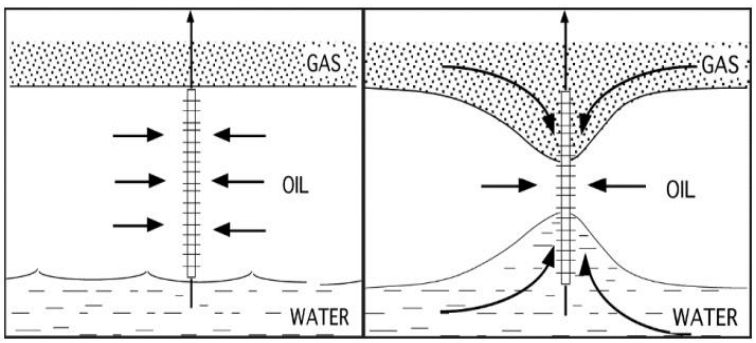
شکل مخروطی شدن در چاه افقی شبیه تاج[4] است. چاه افقی تحت شرایط مخروط‌شدگی مقدار کمتری سیالات ثانویه نامطلوب تولید می‌کند. دبی جریان هیدروکربن‌ها پس از شکستن مخروط در بازه تولید، بسیار کاهش می‌یابد. این امر منجر به افزایش چشم‌گیر دبی آب و گاز می‌شود. شکل (۸) نمایانگر این موضوع است[۳].

فشار مخزن مدت کوتاهی پس از شکستن مخروط گاز کاهش می‌یابد. این کاهش ممکن است باعث بسته‌شدن چاه نفت شود.



شکل ۷. مخروط‌شدگی آب در چاه‌های افقی و عمودی [۱۵].

Figure 7. Water coning in horizontal and vertical wells [15].



شکل ۸. چاه تولیدی همراه مخروط‌شدگی و بدون آن [۳].

Figure 8. A production well both with and without coning [3].

1. Inappropriate Completion
2. Cresting
3. Interface
4. Crest

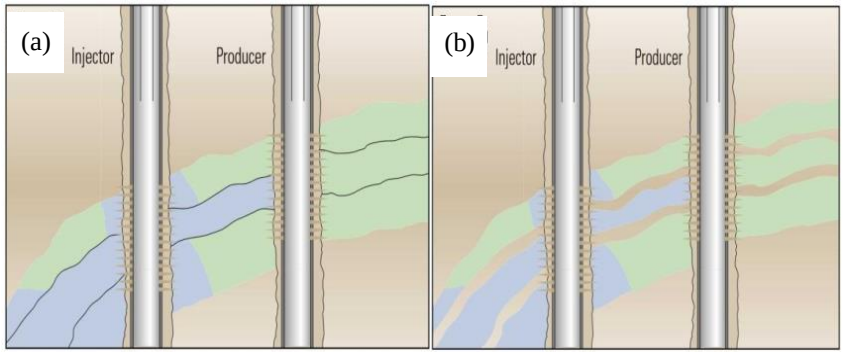
۲-۲-۲-۲ لایهٔ آبی‌شده[1] با و بدون جریان متقاطع

جریان متقاطع آب و ارتباط فشار در لایهٔ آبی‌شده با جریان متقاطع (شکل (۹)-a) بین لایه‌هایی با نفوذپذیری بالا بدون جداسازی مانع نفوذ ناپذیر، رخ می‌دهد. یک چاه تزریقی یا یک آبده تحتانی فعال[2] می‌تواند به‌عنوان منبع آب عمل کند. هنگامی که جریان متقاطع شعاعی بین لایه‌های آب و هیدروکربن‌های مجاور رخ می‌دهد، از ژل اصلاحی استفاده نمی‌شود. یک ژل به دور از چاه به مناطق تولید نفت منتقل می‌شود. بنابراین استفاده از ژل، عملکرد را به‌طور مؤثر بهبود نمی‌بخشد. برای بهبود گران‌روی نفت باید از فناوری بهبود عملکرد مانند سیلاب‌زنی بسپار، استفاده شود.

لایهٔ آب‌رفته بدون جریان متقاطع (شکل (۹)-b) به‌عنوان یک مشکل رایج مطرح می‌شود. این موضوع به‌طور معمول با تولید چند لایه در یک منطقه با نفوذپذیری بالا با جداسازی موانع نفوذناپذیر همراه است. حل این مسئله دشوار نیست؛ چنان‌که می‌توان از یک سیال سفت و سخت یا از یک روش مکانیکی در چاه‌های تزریق یا تولیدی استفاده کرد. لولهٔ داخلی کلافی[3] به‌عنوان روش جای‌گذاری توصیه می‌شود.

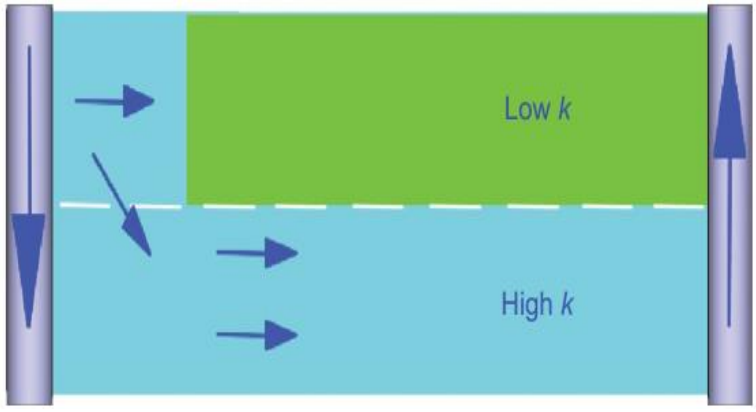
۲-۲-۲-۳ ایجاد کانال به‌وسیلهٔ یک ناحیه با تراوایی بالا

یک منطقه با نفوذپذیری بالا منجربه پیشرفت سریع شکاف خواهد شد. سیال جابه‌جا کننده، چنان‌که در شکل (۱۰) مشاهده می‌شود، مناطق با نفوذپذیری پایین را دور می‌زند و از مناطق با نفوذپذیری بالا عبور می‌کند. این پدیده منجربه کاهش ضریب جاروب[4] و افزایش نسبت آب به نفت می‌شود. این موضوع بیشتر در مخازن دارای ناحیهٔ آب فعال یا یک مخزن اصلاح‌شده با سیلاب‌زنی آب رایج است[۵].



شکل ۹. لایهٔ آبی‌شده با جریان متقاطع (a) و بدون جریان متقاطع (b) [۵].

Figure 9. Watered-out layer with crossflow(A) and without crossflow(B) [5].



شکل ۱۰. ایجاد کانال نزدیک چاه تزریقی [۱۶].

Figure 10: Channeling from a nearby injection well [16].

1. Watered-Out Layer 2. Active Bottom Water 3. Coiled Tubing 4. Sweep Efficiency

به‌ویژه برای مخازن دارای گران‌روی‌ی بالای نفت، سیلاب‌زنی بسپار می‌تواند راه حل مؤثری برای مشکل تولید آب مازاد مطابق شکل (۱۰) باشد. با طراحی و شرایط مناسب، یک جبهۀ بسپاری می‌تواند نفت را از مناطق با نفوذپذیری کم به همان اندازه کارامد مانند شکل (۱۰) به منطقۀ با نفوذپذیری بالای مجاور، جابه‌جا کند[۱۶].

۲-۲-۲-۴ انگشتی‌شدن[1]

انگشتی‌شدن می‌تواند باعث کاهش ضریب جاروب در طول فرایند سیلاب‌زنی بازیابی نفت[2] شود. این پدیده زمانی ایجاد می‌شود که نفت دارای گران‌روی بیشتری نسبت به سیال جابه‌جا کننده باشد[۵]. در مخازن نفت با گران‌رو بالا، آب به سبب انگشتی‌شدن (جابه‌جایی پیستون نشتی) از منطقۀ نفتی عبور می‌کند که اثر مسدودشدن آب را افزایش می‌دهد. با این حال، در مخازن نفتی با گران‌روی پایین، آب به صورت جابه‌جایی پیستونی به منطقۀ نفتی می‌رود که اثر مسدودکردن آب را کاهش می‌دهد[۱۷]. انگشتی‌شدن در نرخ تزریق بالا به اندازه‌ای که نسبت گران‌روی[3] منجربه کاهش ضریب بازیافت نفت می‌شود، مهم است[۱۸].

۲-۲-۲-۵ شکستگی‌های خارج از منطقه

شکستگی یکی از عوامل اصلی ناهمگنی مخزن است. چنان‌که در شکل (۱۱) ملاحظه می‌شود، شکستگی‌های هیدرولیکی و طبیعی می‌توانند باعث ایجاد مشکلات تولید آب شود.

این مشکلات را می‌توان با استفاده از ژل اصلاح کرد. با این حال، سه چالش زیر باید حل شود:

۱- تعیین حجم تزریق ژل دشوار است.

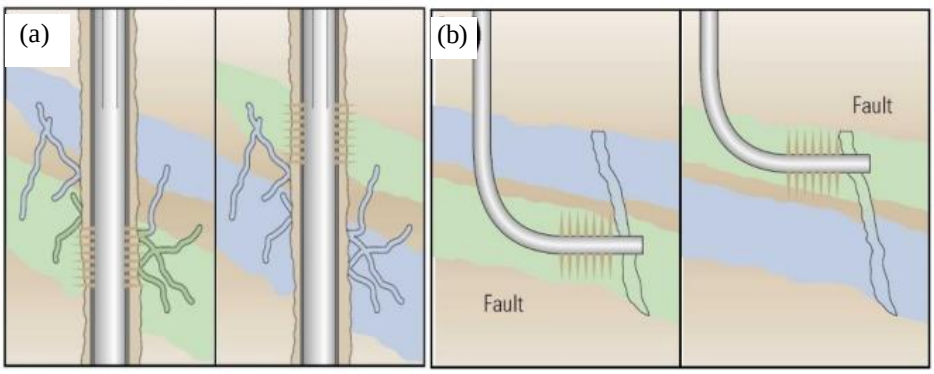
۲- اصلاح ممکن است منطقۀ تولید نفت را مسدود کند؛ بنابراین، برای حفظ بهره‌وری در نزدیکی چاه باید اصلاح پس از شستشو[4] انجام شود.

۳- جریان ژل باید مقاومت جریان برگشتی را پس از قرار دادن ژل، تحمل کند.

۲-۲-۲-۶ شکستگی بین چاه‌های تزریق و تولید

آب تزریقی به‌آسانی قابل دستیابی است. چنان‌که در شکل (۱۲) پیداست، آب تزریقی می‌تواند باعث ایجاد تولید آب اضافی در چاه‌های تولیدی به‌وسیلۀ شکاف طبیعی بین چاه‌های تزریق و تولیدی شود. اصلاح با ژل می‌تواند بهترین راه حل باشد؛ زیرا نفوذ آن‌ها در ماتریس سنگ محدود است. تزریق بولهد[5] به‌خوبی می‌تواند با اصلاح ژل اعمال شود.

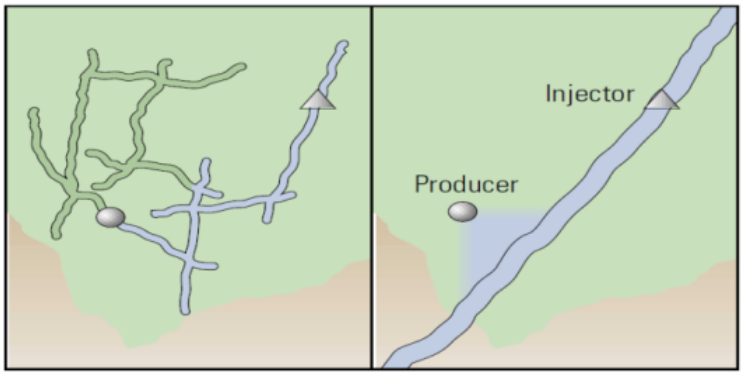
اگر گسل و شکستگی با نفوذپذیری بالا بین چاه‌های تزریقی و تولیدی وجود داشته باشد، این مشکل با اصلاح بسپاری در چاه تزریقی به بهترین شکل برطرف می‌شود[۱۹].



شکل ۱۱. شکستگی یا گسل از یک لایۀ آبی که یک چاه عمودی (a) یا یک چاه افقی (b) را احاطه کرده است[۳].

Figure 11. Fractures or faults from a water layer surrounding a (a) vertical well or a (b) horizontal well [3].

1. Fingering
2. Oil recovery Flooding Process
3. Viscosity Ratio
4. Post-Flush
5. Bullhead



شکل ۱۲. شکستگی یا گسل بین چاه‌های تزریقی و تولیدی[۵].

Figure 12. Fractures or faults between an injector and a producer [5].

۳. شناسایی مشکل

کاهش تولید آب مازاد معمولاً با جمع‌آوری داده‌های تمام مخازن موجود آغاز می‌شود، سپس از ابزارهایی برای تعیین محل ورود آب استفاده می‌شود. در نهایت بر اساس تحلیل نتایج، روش مناسبی برای کنترل آب‌دهی به کار می‌رود. مهم‌ترین بخش در هرگونه عملیات کنترل آب‌دهی، تشخیص دقیق مشکل است. شناخت مواردی هم‌چون نقطهٔ ورود آب، ناهمگنی ماتریس سنگ‌های مخزن، سازوکارهای اصلی تولید و طرحوارهٔ چاه بسیار ضروری است. تمام اطلاعات در مورد چاه مانند گزارش‌های عملیات حفاری، نمودارگیری[1] و تاریخچهٔ تولید مهم خواهند بود. واضح است که تحقیقات دقیق منجربه موفقیت در عملیات کنترل آب‌دهی، افزایش تولید نفت و صرفه‌جویی در هزینه‌های جابه‌جایی آب می‌شود. لازم به ذکر است که امروزه فناوری‌های فیبر نوری همراه با ابزارهای نمودارگیری برای به‌دست‌آوردن داده‌هایی با کیفیت بالا در زمان واقعی استفاده می‌شود که به شناسایی دقیق مناطق ورود آب کمک می‌کنند[۱].

۳-۱ انتخاب چاه برای انجام عملیات

به‌طور کلی انتخاب چاه شامل سه مرحله می‌شود: غربالگری اولیهٔ چاه در مقیاس مخزن، انتخاب بعدی در مقیاس چاه به صورت تکی و در آخر هم تصمیم نهایی بر اساس مسائل اقتصادی. این امر مستلزم کار گروهی شامل زمین‌شناسان، مهندسان مخزن، بهره‌برداری و میدان است. غربالگری اولیه بر اساس شناسایی مشکل چاه یا مخزن و ارزیابی جامع مخزن از جمله مشخصات مخزن، توزیع نفت باقی‌مانده، توزیع فشار سازند، عملکرد تولید چاه و اتصال آن با مخزن است. مرحلهٔ دوم انتخاب بیشتر بر اساس اطلاعات منحصر به فرد چاه انتخاب‌شده، از جمله شرایط محدود فشار پمپ تزریق، شرایط چاه، شرایط نزدیک چاه و آزمایش و ارزیابی داده‌هایی هم‌چون پروفایل‌های تزریق، پروفایل تولید و انتقال ردیاب در مسیرهای مختلف خواهد بود. تصمیم نهایی به ارزیابی اقتصادی بستگی دارد. با توجه به هزینهٔ شیمیایی موجود، هزینه‌های بهره‌برداری و ظرفیت افزایش نفت و کاهش آب این تصمیم گرفته می‌شود. به‌طور کلی، انتخاب چاه بر اساس شناسایی مشکل مخزن یا چاه، ارزیابی جامع مخزن و شگردهای تصمیم‌گیری است. در ادامه به تفسیر بیشتر این موارد پرداخته می‌شود[۲].

۳-۱-۱ شناسایی مشکل مخزن یا چاه

مهم‌ترین کار قبل از اصلاح چاه این است که تشخیص داده شود مشکل چیست و به‌دنبال آن باید تعیین شود که آیا این مشکل واقعاً ناشی از یک مشکل عملکردی است یا خیر؟ بسیاری از روش‌های آزمایشی به‌کاررفته موفقیت‌آمیز بوده‌اند. از جملهٔ این روش‌ها می‌توان از نمودارگیری پروفایل تزریق، نمودارگیری تولید، بررسی دما، چاه آزمایی یگانه[2]، فناوری ارزیابی ردیاب بین چاهی، چاه آزمایی چندگانه[3] و تصویربرداری توپوگرافی لرزه‌ای بین چاهی[4] نام برد. جدول (۱) برتری‌ها، کاستی‌ها و کاربرد برخی از روش‌های مهم را نشان می‌دهد[۲].

1. Logs

2. Single-Well Testing
3. Multiple-Well Testing
4. Crosswell Weismic Topographic Imaging

جدول ۱. روش‌های متداول شناسایی مشکلات مخزن [۲].

Table 1. Common methods of identifying reservoir problems [2].

Methods	Description	Advantage	Disvantage	Application
Injection profile log	Measure water injection profile	Obtain real time water intake profile with low cost	Only for vertical heterogeneity	for conformance control
Single well testing	Monitor pressure change with time after shutting off or turning on a well	A fast method to determine average permeability	It cannot tell the formation heterogeneity	The most important method to screen well candidates
Multiple well testing	The flow rate in one well	and identify fractures	Affect the daily production plan	A fast method, called PI decision-making method, has been widely used
Inter-well tracer	is changed and the pressure response is monitored	Describe reservoir horizontal anisotropy, and only requires a few hours to a few days if	Data collection is tedious and takes time	Mainly used to investigate the hydraulic communication
Potentiometric method	in adjacent wells	there are super high permeability	Only for shallow formation with low salinity formation water	between wells but not too often
Crosswell seismic tomographic imaging	Tracer is injected from an injector and monitored	channels between wells	Expensive	Commonly used for important conformance control pilot tests

علاوه بر موارد ذکر شده باید به این نکته توجه داشت که داده‌های دینامیک تولید[1]، اطلاعات ارزشمندی برای شناسایی مشکل ارائه می‌دهد.

۳-۱-۲ ارزیابی جامع مخزن

ارزیابی مخزن شامل توصیف و شبیه‌سازی مخزن، با هدف شناخت مخزن و ساختار سازند، نواحی تولیدی[2]، پتروفیزیک، تاریخچهٔ تولید و توزیع نفت باقی‌مانده است. توصیف مخزن به تلاش تیمی چندرشته‌ای نیاز دارد. این کار شامل یکپارچه‌سازی سامانه‌ای داده‌های زمین‌شناسی، ژئوفیزیک و مهندسی است که توصیف خواص مخزن را در اطراف و بین چاه‌ها بهبود می‌بخشد. اطلاعات حاصل از پتروفیزیک، شامل ساختار و توزیع حفره‌ها، ترکیب سنگ و خواص سطحی، خواص نفت، غلظت و ترکیبات آب سازند، برای کمک به انتخاب مواد شیمیایی استفاده می‌شود. هم‌چنین از توزیع نفت باقی‌مانده برای طراحی محل قرارگیری مواد شیمیایی استفاده می‌شود[۲].

۳-۱-۲-۱ شگردهای تصمیم‌گیری

دو شگرد تصمیم‌گیری توسعهٔ پیشرفته وجود دارد که به‌طور گسترده برای انتخاب چاه به کار می‌روند. شگرد شاخص فشار[3] و شگرد جامع[4]. برای کنترل آب‌دهی در چاه‌های تولید، مهم‌ترین موضوع شناخت منبع آب است. برای کنترل و بهبود عملکرد چاه‌های تزریق، درک کامل از شکستگی‌ها، توزیع کانال‌ها یا مسیرها با تراوایی بالا، مسیرهای نامناسب و انسداد آن‌ها از اهمیت بالایی برخوردار است؛ چرا که اطلاعات ارزشمندی برای انتخاب منطقه و مقیاس کنترل عملکرد به‌دست می‌دهند. با توجه به مسائل

1. Dynamic Production Data
2. Pay Zones
3. Pressure Index (PI)
4. Comprehensive (RS)

زیست‌محیطی و هزینهٔ بالای آب شیرین، بسیاری از شرکت‌های نفتی تمایل دارند از آب تولیدشده برای تهیه و تولید عوامل کنترل عملکرد استفاده کنند. بنابراین مهم است که در مورد اثر آب تولیدشده بر استحکام و پایداری حرارتی عوامل کنترل عملکرد انتخاب شده، اطلاعات درست کسب شود. نتایج تجربی نشان می‌دهد که آب تولید شدهٔ تازه معمولاً دارای قدرت و پایداری حرارتی بسیار بیشتر از آب تولیدی قدیمی است[۲].

۴. روش‌های کنترل آب‌دهی

روش‌های کنترل آب‌دهی به‌صورت کلی به سه بخش تقسیم می‌شود که در ادامه به توضیح کامل هر بخش پرداخته خواهد شد.

۴-۱ طراحی و تکمیل چاه

تعداد چاه‌های تزریق و تولید مورد نیاز برای تولید از یک میدان، روی‌کرد انتخاب الگوی بهینه و فاصله را نشان می‌دهند. مدل‌های مختلف الگوی چاه، از جمله خطی، پنج، هفت و نه‌نقطه‌ای، معمولی یا معکوس، می‌توانند برای فاصلهٔ چاه‌های مختلف در شرایط مختلف چاه و مخزن ایجاد شوند. طراحی پیکربندی بهینهٔ چاه، تکمیل و جای‌گزینی با استفاده از فناوری‌های جدید با شگردهای حفاری تا شبیه‌سازی مخزن شروع می‌شوند و قابلیت افزایش بازیابی نفت و کاهش تولید آب را به‌دنبال دارند. استراتژی‌های حفاری و گزینه‌های تکمیل بسیار زیاد است. برخی از موارد اساسی عبارت‌اند از:

الف) حفر یک چاه تولیدی یا تزریقی عمودی با تکمیل باز یا بسته و مشبک شده

ب) حفر چاه افقی و/یا منحرف شده، یا چاه‌های چندشاخه

ج) تمدید استفاده از چاه قدیمی با مشبک‌کاری مجدد مناطق تولیدی جدید[۲۰].

۴-۲ روش‌های مکانیکی

فناوری‌هایی در چاه وجود دارد که می‌تواند از تولید آب مازاد جلوگیری کند. کنترل آب‌دهی به‌صورت مکانیکی به‌دلیل نتایج سریع و هزینه‌های کمتر شناخته شده‌تر است. از همین روی شرکت‌های نفتی این روش‌ها را به روش‌های شیمیایی ترجیح می‌دهند. نکتهٔ حائز اهمیت این است که قبل از استفاده از این راه حل‌ها باید روش مناسب به‌درستی تشخیص داده شود؛ چراکه مسیر و روش نادرست منجربه از دست‌رفتن تولید نفت از چاه می‌شود. در روش های مکانیکی برخی عوامل بر موفقیت این روش ها تأثیرگذار است. به‌دلیل ثبت نادرست اندازهٔ لولهٔ داخلی کلافی، تنظیم عمق پلاگ یا پکر می‌تواند اشتباه انجام شود. از طرفی شرایط مخزن هم نقش مهمی در عملیات دارد؛ زیرا این امکان وجود دارد که جریان متقابل بین لایه‌ها رخ دهد و منجربه شکست اتصال بین لایه‌ها شود. هم‌چنین وضعیت چاه از دیگر عوامل مهم است که باید در مرکز توجه باشد. وجود رسوبات در لوله سبب ایجاد مانعی در حین اجرای پلاگ و پکر می‌شود که می‌تواند عملیات را با شکست روبه‌رو کند. در ادامه به روش‌های مکانیکی متداول پرداخته می‌شود.

۴-۲-۱ پلاگ و پکر

از شناخته‌شده‌ترین روش‌های مکانیکی برای کنترل آب‌دهی در داخل چاه نصب پلاگ و پکر است؛ آن‌ها را می‌توان بدون استفاده از لوله و دکل حفاری و با لولهٔ داخلی کلافی و با عبور از راه چاه، نصب کرد. نتایج را می‌توان در عرض چند ساعت تا چند روز به‌دست آورد که این امکان در روش‌های شیمیایی وجود ندارد. پلاگ و پکر قطعه‌ای با قطر کم هستند و عمدتاً از جنس لاستیک ساخته می‌شوند که می‌توانند درون چاه به‌اندازهٔ بیشترین قطر چاه منبسط شوند و مانعی برای تفکیک چاه از شکستگی‌ها یا مناطق با تولید آب اضافی ایجاد کنند. برخی از اجزای عملیاتی با قرار گرفتن در کنار انواع خاصی از سیالات مانند نفت، آب یا ترکیبی از آن‌ها انبساط پیدا می‌کنند که به‌عنوان پکرهای قابل تورم[1] شناخته می‌شوند.

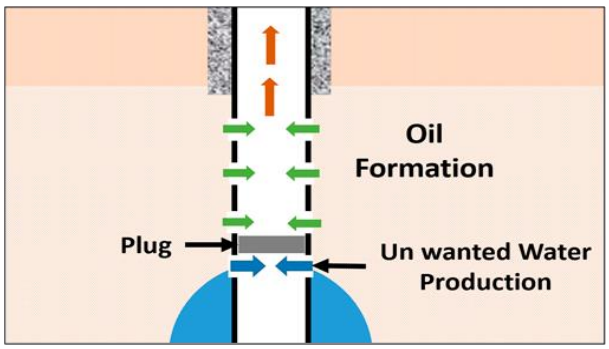
در طراحی پلاگ و پکر خواصی هم‌چون دما، فشار و شوری سیال سازند نیز دخالت دارند. بدون در نظر گرفتن این خواص برای طراحی آن‌ها امکان تورم سریع‌تر و یا حتی کندتر اجزای عملیاتی از آنچه مد نظر است، وجود دارد که مطلوب نخواهد بود. در بدترین حالت ممکن است اجزای عملیاتی به هیچ وجه متورم نشود. سایر پلاگ‌ها و پکرها با اعمال فشار بر روی اجزای عملیاتی به‌منظور انبساط و ایجاد مانع متورم می‌شوند. در پلاگ ها معمولاً با پمپاژ دارت[2]، گلوله‌های فولادی یا سیال متورم می‌شوند تا به اجزای عملیاتی لاستیکی فشار وارد شود و باعث انبساط و افزایش قطر

1. Swellable Packers
2. Darts

آن‌ها شود. از پلاگ و پکر در موارد خاص برای جداسازی آب اضافی در داخل چاه می‌توان استفاده کرد. به‌عنوان مثال، در تکمیل چاه به‌صورت حفره باز که منطقهٔ دارای آب از پایین چاه مشخص شده باشد، می‌توان یک پل پلاگ برای جداکردن قسمت زیرین و قطع‌کردن تولید آب مازاد و کمک به عملکرد تولید نفت، نصب کرد. شکل (۱۳) گویای این مثال است[۱].

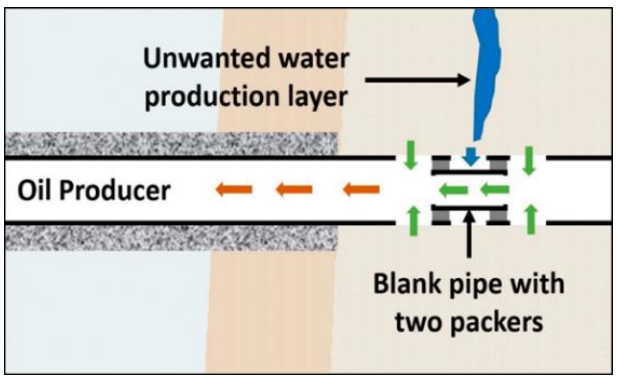
اگر منبع آب در وسط یا بالای قسمت تولید مخزن قرار گرفته باشد کار سخت خواهد شد. در این حالت از یک لولهٔ خالی که در قسمت بالا و پایین آن پکرها قرار دارند و طول آن از قبل طراحی شده است، برای جداسازی منطقهٔ تولید آب از نفت بدون به‌خطر انداختن مناطق تولید نفت زیرین و فوقانی، استفاده می‌شود. شکل (۱۴) این موضوع را به‌خوبی به نمایش گذاشته است[۱].

در مورد چاه‌های چندشاخه[1]، اگر یکی از شاخه‌ها در لایهٔ آبده قرار بگیرد و یا آب مازاد تولید کند، می‌توان با قراردادن یک پلاگ آن قسمت را از سایر شاخه‌ها جدا کرد. در مراحل اولیهٔ عمر چاه به‌ویژه در مراحل تکمیل پس از حفاری، استفاده از پکرها بسیار کاربردی است. هم‌چنین پس از حفر چاه و جمع‌آوری داده‌ها، می‌توان یک آستر از پیش سوراخ‌شده[2] به‌همراه پکرها نصب کرد تا فقط لایه‌های مد نظر باقی بمانند. به همین ترتیب در چاه‌های تزریق آب هم می‌توان از پلاگ‌ها برای اطمینان از عملکرد بهتر و حذف تولید آب بد از چاه‌های تولید از راه مناطق تیف، لایه‌هایی با تراوایی بالا یا اتصال شکستگی‌های باز استفاده کرد. در صورت وجود یک شکاف باز در پایین چاه تزریق آب، یک پلاگ برای جداکردن قسمت زیرین به‌منظور جلوگیری از هدر رفتن آب تزریق شده و هدایت صحیح آن به سمت ماتریس سنگ، نصب می‌شود. به‌طور مشابه اگر این شکاف در وسط یا بالای پروفایل تزریق قرار داشته باشد، می‌توان از لولهٔ خالی با پکرهایی در بالا و پایین استفاده کرد تا مناطق تیف را از هدر رفتن آب تزریق‌شده جدا کند. شکل ۱۵ نمایانگر این موضوع است[۱].



شکل ۱۳. استفاده از پلاگ برای کنترل آب‌دهی از ناحیهٔ پایین[۱].

Figure 13. Using a plug to shut off the production of water from the bottom [1].

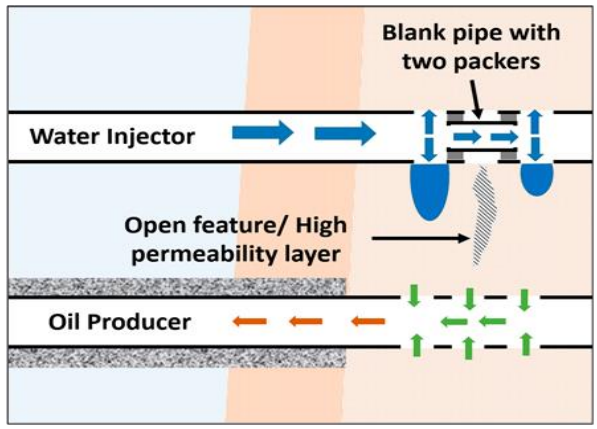


شکل ۱۴. دو پکر استفاده‌شده در بالا و پایین یک لولهٔ خالی برای کنترل آب‌دهی در فواصل میانی و فوقانی [۱].

Figure 14. Two packers above and below a blank pipe to shut off the production of water from the middle and upper intervals [1].

1. Multi-Lateral Wells

2. Pre-Perforated Liners



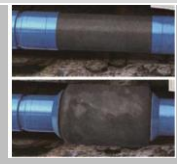
شکل ۱۵. دو پکر در بالا و پایین یک لوله‌خالی برای جلوگیری از تزریق آب در شکاف باز یا لایه‌هایی با تراوایی بالا[۱].

Figure 15. Two packers above and below a blank pipe to avoid injecting the water in open features or high permeability layers [1].

از پکرها نیز در تزریق شیمیایی برای کنترل آب‌دهی استفاده می‌شود. چنان‌که قبلاً ذکر شد، می‌توان از مواد شیمیایی در منطقهٔ نزدیک چاه برای کنترل و توقف تولید آب مازاد استفاده کرد. با این حال، این عملیات به‌دلیل هزینهٔ بالا و خطر تزریق مواد شیمیایی در مناطق تولید نفت دارای ریسک بالایی است. بنابراین، از پکرها برای هدایت جریان مواد شیمیایی تزریق‌شده به لایه‌های مورد نظر و جلوگیری از ورود سیال به‌داخل سازند تولیدی استفاده می‌شود. پکرها با تورم و جداکردن فواصل بالا و پایین مانعی ایجاد می‌کنند تا این اطمینان حاصل شود که مواد شیمیایی از مناطق نفتی عبور نمی‌کنند[۲۱]. در جدول (۲) ویژگی‌های پلاگ و پکرهای رایج و سازوکارهای عملکرد آن‌ها بیان شده است.

جدول ۲. ویژگی‌های پلاگ و پکرهای رایج و سازوکارهای عملکرد آن‌ها[۲۲].

Table 2. Common-used packers characteristics and sealing mechanisms [22].

Name	Appearance	Appearance	Retrievability	Sealing mechanisms
Cement plug		No	No	Cement fully plugs the annulus by forming a rigid block
Inflatable packer		Yes	Yes	The inflation of inflatable packers is achieved by expansion of rubber bladder. Inflatable elements fully occupy the annulus to provide isolation
Bridge plug		Yes	Yes	The expansion of bridge plugs is achieved by mechanic expansion. Inflatable elements fully occupy the annulus to provide isolation
Straddle packer		Yes	Yes	The inflation of straddle packer is similar to the inflatable packer. Inflatable elements fully occupy the annulus to provide isolation

Name	Appearance	Appearance	Retrievability	Sealing mechanisms
Swell packer		Yes	Yes	The swelling of swell packers is caused by contact with fluids in well. Inflatable elements fully occupy the annulus to provide isolation
Cement retainer		Yes	Yes	The inflation achieved by expansion of rubber bladder. The cement is injected after the expansion.
Expandable tubular		Yes	No	The pressure between the base of the cone and the shoe of the clad will expand the tubular to provide sealing
External casing packer (ECP)		Yes	No	The inflation is achieved by expansion of rub- ber bladder. Inflatable elements fully occupy the annulus to provide isolation

۴-۲-۲ وصلهٔ لوله مغزی[1]

این روش بیشتر برای رفع مشکلات یکپارچه‌نبودن چاه به‌ویژه نشتی لوله‌جداری استفاده می‌شود. مشکلات نشتی لوله‌جداری در چاه‌های قدیمی و چاه‌هایی که در سازندهایی با گازهای خورنده مانند H_2S تکمیل می‌شوند، رایج است. اگر منبع آب مازاد از نشتی در لوله‌جداری مشخص شده باشد، استفاده از سیمان یا وصله‌های[2] رزین راه حل مناسبی در نظر گرفته می‌شود. این روش تنها پس از شناسایی محل دقیق نشت با روش‌هایی که قبلاً بحث شد، قابل استفاده است. تجهیزات قابل تورم معمولاً برای هدایت وصله‌ها به‌سمت نقاط دارای نشتی استفاده می‌شوند. برای نشتی کوچک ذرات ریز سیمان فشرده می‌شوند تا مشکل نداشتن یکپارچگی چاه را با ایجاد مانعی رفع کنند[۲۳].

۴-۲-۳ شیرهای کنترل جریان[3]

شیرهای کنترل جریان یا شیرهای کنترل بازه‌ای[4] برای کنترل جریان از مناطق مختلف مخزن به چاه از راه دور استفاده می‌شوند. آن‌ها به‌عنوان مجموعه‌ای از چوک‌های از پیش نصب‌شده در درون چاه کار می‌کنند که برای کنترل مقدار جریان از هر منطقه یا کنترل منطقه‌ای که باید تولید شود، تکمیل می‌شوند. به‌طور مشابه، می‌توان از آن‌ها برای هدایت آب تزریق‌شده در شرایطی که به‌جای تزریق در مناطق مورد نظر، به شکستگی‌ها، مناطق با نفوذپذیری بالا و مناطق تیف، تزریق شود، استفاده کرد. ICVها را می‌توان به‌صورت هیدرولیکی از راه خطوط کنترل هیدرولیک با استفاده از نیروی هیدرولیک، که دریچه‌ها (محرک) را باز یا بسته می‌کند، راه‌اندازی کرد. آن‌ها هم‌چنین می‌توانند به‌صورت الکتریکی از راه یک سامانهٔ تله‌متری[5] از سطح زمین کنترل شوند که سیگنال‌ها را از راه خطوط کنترل الکتریکی برای عملکرد دریچه‌ها ارسال می‌کند. این سامانه‌ها زمانی که به‌ویژه در مخزن مسائل تقسیم‌بندی اعمال می‌شوند، سودمند هستند. آن‌ها بیشتر با سایر روش‌های جداسازی مانند پکر با قابلیت تورم یا پکر با لوله‌جداری خارجی برای ارائهٔ یک جریان ثابت از ناحیهٔ نزدیک چاه به چاه استفاده می‌شوند[۲۴].

۴-۳ روش‌های شیمیایی

کنترل آب‌دهی را می‌توان با چندین عملیات شیمیایی انجام داد. این روش‌های شیمیایی منجربه عملکرد بهتر مخزن با مسدودکردن مناطقی که تولید آب اضافی دارند، می‌شوند. نحوهٔ کار به این صورت است که باید مسیرهای با مقاومت کم را با کاهش نفوذپذیری آن‌ها بست تا از ورود آب به چاه جلوگیری شود. مواد شیمیایی به حرکت آب برای متحرک‌سازی و جابه‌جایی نفت در مخزن کمک می‌کنند؛ به‌عبارتی دیگر، هدف این است که شکاف‌های باز و کانال‌های با نفوذپذیری بالا را مسدود و آب را مجبور به حرکت به‌سمت مسیر

1. Tubing Patch
2. Patches
3. Inflow Control Valves (ICV)
4. Interval Control Valves
5. Telemetry

سخت تر برای جاروب نفت از ماتریس سنگ کند تا بازده اقتصادی بالاتری نسبت به تولید نفت زمانی که شکاف ها وجود دارند، به دست آورد. با توجه به ماهیت مخزن و خواص مواد تزریق‌شده، نتایج روش‌های شیمیایی تا چند ماه یا حتی چند سال قابل دست‌یابی است. برتری اصلی عملیات‌های کنترل آب‌دهی به‌صورت شیمیایی نسبت‌به عملیات‌های مکانیکی این است که مشکل تولید آب مازاد را به‌جای مسدودکردن آب در بالا یا زیر یک پلاگ، پکر یا وصلهٔ لوله مغزی، کاملاً حل می‌کنند.

مواد شیمیایی تزریق‌شده می‌توانند آب را به‌سمت شکاف های مخزن هدایت کنند و باعث مسدودشدن شکاف‌ها و کاهش نفوذپذیری شوند. مواد شیمیایی این قابلیت را دارند که بین لایه‌ها و شکاف‌ها آزادانه حرکت کنند تا به‌صورت کامل و گسترده این شکاف‌ها را مسدود کنند. هم‌چنین از مواد شیمیایی می‌توان برای افزایش گران‌روی سیال تزریق‌شده به‌منظور بهبود ضریب جاروب و درنتیجه کاهش تولید آب مازاد، استفاده کرد. موفقیت در عملیات‌های مواد شیمیایی تزریق‌شده بستگی به سطح دانش در مورد مخزن و ویژگی‌های آن، خواص مواد شیمیایی و محل دقیق تزریق مواد شیمیایی دارد؛ به‌عنوان مثال اثربخشی عوامل کنترل آب‌دهی به خواص مخزن بستگی دارد؛ به این شکل که باید با دمای مخزن و شوری آب سازگار باشد. در ادامه به توضیح چند مادهٔ شیمیایی رایج در این زمینه پرداخته می‌شود[۱].

۴-۳-۱ سیلاب‌زنی بسپار

یکی دیگر از روش‌های متداول به‌منظور کنترل آب‌دهی استفاده از سیلاب‌زنی بسپار برای افزایش گران‌روی آب است. این روش برای افزایش گران‌روی سیال محرک (آب) استفاده می‌شود که به محرک‌سازی و جابه‌جایی نفت در ماتریس سنگ کمک می‌کند. این شیوه معمولاً دور از چاه‌های تولید و از راه چاه‌های تزریق آب استفاده می‌شود تا به ضریب جاروب بهتر در مخزن دست یابد. استفاده از سیلاب‌زنی بسپار در بین شرکت‌های نفتی بسیار رایج است و این عملیات را می‌توان با حل‌کردن بسپارها در آب و تزریق آن به‌وسیلهٔ چاه‌های تزریق انجام داد[۱]. بسپار یکی از مواد رایج است که در کنترل انطباق استفاده می‌شود. به‌دلیل استحکام کم، اغلب به‌عنوان یک عامل کنترل تحرک به‌جای عامل مسدودکننده استفاده می‌شود. با این حال، بسپاری مانند PAM می‌تواند با وجود عامل تورم، متورم شود و از این راه مناطق هدف را مسدود کند. این عامل مسدودکننده یک عامل کاهش نفوذپذیری نامتناسب است. مقاومت متفاوتی در برابر جریان نفت و آب دارد. معمولاً مقاومت در برابر جریان آب بیشتر از جریان نفت است[۲۲].

۴-۳-۲ بسپار متورم‌کنندهٔ آب[1]

این یک بسپار سوپرجاذب مثل پلی‌آکریل آمید شبکه‌ای شده است که ژل ذرات پیش‌ساخته[2] نیز نامیده می‌شود. این ماده بسته به ترکیب آب نمک و شوری می‌تواند ۵ تا ۴۰۰ برابر وزن خود را جذب کند. اندازهٔ مواد از چند میکرومتر تا میلی‌متر متفاوت است[۲۲].

۴-۳-۳ سیمان میکرو ماتریسی[3]

این سیمان به‌دلیل اندازهٔ ذرات آن که کمتر از ۱۰ میکرومتر است و حدود یک‌دهم اندازهٔ سیمان استاندارد است، در فهرست روش‌های شیمیایی قرار می‌گیرد. این می‌تواند به‌درون برخی از ماتریس‌های مخزن با نفوذپذیری بالا نفوذ کند که به‌نوعی عملکرد مشابهی با مواد شیمیایی دارد. این می‌تواند به دهانه‌هایی به‌کوچکی ۰/۰۵ میلی‌متر نفوذ کند[۲۲].

۴-۳-۴ عامل انسداد[4]

انسداد یک عامل مسدودکنندهٔ انتخابی است که دارای گروه آب‌دوست و آب‌گریز است. عامل انسداد هنگام تماس با آب متورم می‌شود در حالی‌که در تماس با نفت منقبض می‌شود. عامل انسداد به‌وسیلهٔ کوبسپار اتیلن متاکریلات[5]، آلکیل برم[6] و آکریل آمید[7] سنتز می‌شود. عامل اتصال عامل انسداد می‌تواند به‌شکل محلول یا ذرات باشد. بالاترین دمایی را که ذرات عامل انسداد می‌توانند در برابر آن مقاومت کنند، ۹۵ °C است[۲۲،۲۵].

۴-۳-۵ ژل‌های درجا

تزریق ژل یکی از معروف‌ترین عملیات‌های کنترل آب‌دهی است. استفاده از ژل باعث کاهش نسبت آب به نفت تولیدی و افزایش

1. Water Swelling Polymer (WSP)
2. Preformed Particle Gels (PPG)
3. Micro Matrix Cement
4. Plugging Agent
5. EthyLenemethacrylate
6. Alkyl Bromine
7. Acrylamide

عملکرد تزریق می‌شود. ژل می‌تواند تراوایی را کاهش دهد و شکاف‌های باز، شکستگی‌ها و مناطق با نفوذپذیری بالای آب را مسدود کند. ژل را می‌توان در چاه، نزدیک چاه و دور از چاه تولید از راه چاه‌های تزریقی استفاده کرد. این ماده در کاهش تراوایی مناطق ناخواسته بسیار مؤثر است و توانایی خود را در بهبود ضریب جاروب و بستن مناطق با تولید آب مازاد به اثبات رسانده است. ژل تزریق‌شده بیشتر از آب، حجم کمی از بسپارها و مواد شیمیایی شبکه‌بندی‌شده تشکیل می‌شود. تزریق ژل می‌تواند لایه‌های مخزن را به‌صورت کامل مسدود کند. بنابراین عملکرد آن‌ها به‌صورت پر خطر برای عملیات کنترل محسوب می‌شود. این موضوع را هم باید در نظر گرفت که تزریق ژل بسپاری نسبت‌به سایر عملیات‌های بهبود بازیابی نفت، نسبتاً ارزان‌تر است[۲۶]. عملیات تزریق ژل شامل سه مرحلهٔ اصلی مدل‌سازی، طراحی و اجراست. ابتدا با استفاده از نرم‌افزارهای شبیه‌سازی عملیات تزریق ژل مدل‌سازی می‌شود. در این مرحله، تمام اطلاعات در مورد مخزن و چاه مانند مشخصه‌های مخزن، نقاط ورود آب، گزارش‌های عملیات‌های حفاری، نمودارگیری و تاریخچهٔ تولید دارای اهمیت است. مرحلهٔ دوم طراحی خواص ژل بسپاری است. تزریق ژل در مخزن به چهار خاصیت وابسته است؛ اولین خاصیت گران‌روی ژل در زمان تزریق است که باعث هدایت آن به مسیرهایی با مقاومت کم، می‌شود. ویژگی دوم ماهیت فاز ژل است که معمولاً فاز آبی انتخاب می‌شود؛ چرا که آب، فازی است که برای کنترل آن اقدام خواهد شد. ویژگی سوم چگالی ژل است. بسیار مهم است که ژل مورد استفاده با دقت و بر اساس چگالی آب سازند طراحی شود تا اثربخشی آن حفظ شود. ویژگی آخر، زمان راه‌اندازی یا همان زمان تزریق است. زمان تزریق بیشتر منجربه اثرگذاری بهتر برای مسدودکردن حجم زیادی از شکاف‌ها و مسیرهایی با مقاومت کم، می‌شود. رایج‌ترین ترکیب ژل درجا HPAM و Cr(III) و برخی از افزودنی‌های دیگر است که ممکن است برای اصلاح خاصیت درجا اضافه شوند. قدرت ژل‌ها از ضعیف تا قوی متغیر است که به ترکیبات سامانه‌های ژلی‌شدن و محیط‌های مخزن بستگی دارد. فرایند ژلی‌شدن ژل درجا در یک مخزن با تزریق مخلوط بسپار و اتصال‌دهنده‌های عرضی به مخزن انجام می‌شود[۲۷]. شکل (۱۶) طرحوارهٔ عملکرد ژل بسپاری را نشان می‌دهد.

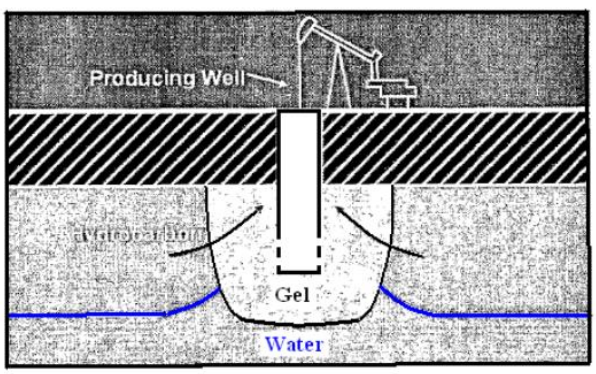
برتری‌های سامانهٔ ژل بسپاری نسبت‌به سایر سامانه‌ها به‌صورت زیر بیان می‌شود:

۱- ساخت این ژل‌ها آسان است و به‌سادگی با اضافه‌کردن محلول‌ها و عوامل پیوند شیمیایی به محلول‌های آبدار بسپاری ساخته می‌شوند.

۲- ژل‌ها نسبتاً ارزان هستند؛ چرا که ۷۰ الی ۸۰ درصد آن‌ها را آب و نگه‌دارنده‌های شیمیایی با قیمت‌های پایین تشکیل می‌دهد.

۳- محققان اثبات کرده‌اند که این سامانه برای محیط زیست ضرر ندارد و نسبت‌به سنگ مخزن حساس نیست. هم‌چنین سازگار با تمام تجهیزات و مواد مخزن است.

۴- بسپار مانند یک محلول تزریق می‌شود و می‌تواند با نفوذ در مخزن تراوایی را در نزدیکی دهانهٔ چاه کاهش دهد.



شکل ۱۶. طرحوارهٔ عملکرد ژل بسپاری بعد از تزریق (ممانعت از ورود آب به چاه تولیدی) [۲۸].

Figure 16. Schematic of the performance of polymer gel after injection (preventing water from entering the production well) [28].

۵- محلول تزریق‌شده می‌تواند به‌سمت بالا و پایین دهانهٔ چاه حرکت نماید.
۶- ژل به‌وسیلهٔ تزریق آب یا اسید معمولی در لوله‌های مارپیچ از چاه خارج و بدین ترتیب چاه تمیز می‌شود.
۷- سامانهٔ ژل بسپاری می‌تواند یک حصار غیر تراوای دائمی در داخل ماتریس مخزن و بالای WOC و در محدودهٔ دهانهٔ چاه ایجاد کند تا مانع حرکت عمودی آب شود[۲۹].

امروزه ژل‌های تهیه‌شده از سدیم-سیلیکات به‌دلیل گران‌روی پایین ژلانت در هنگام تزریق و هم‌چنین جای‌گیری در مخزن، عملکرد خوب در دماهای بالا و قیمت پایین، برای استفاده در عملیات اصلاح الگوی جریان در عمق نیز به کار می‌رود[۳۰].

در جدول (۳) برتری‌ها و کاستی‌های روش‌های شیمیایی کنترل آب‌دهی به نمایش گذاشته شده است.

انتخاب روش مناسب مستلزم درنظرگیری همهٔ جوانب و شرایط است.

جدول ۳. برتری‌ها و کاستی‌های روش‌های شیمیایی کنترل آب‌دهی [۱۹،۲۲،۳۰].

Table 3. Advantages and disadvantages of chemical water shutoff [19, 22, 30].

Methods	Advantage	Disvantage
Polymer Flooding	facile method	Low polymer stiffness PAM resistance to 75 °C Use in low salinity reservoirs
Water swelling polymer (WSP)	Good performance at low salinity Absorb 5 to 400 times of its own weight	Expensive
Micro matrix cement	Able to penetrate into openings as small as 0.05 mm	Need water to harden
Plugging agent	Selective plugging agent	Expensive Resistance to 95 °C
In-situ gels	facile method Cheap Compatible with the formation and the environment	High risk Difficult mechanism controlling

۴-۳-۶ انواع بسپارها

دو دستهٔ اصلی از بسپارها وجود دارد که در زمینه‌های کاربردی استفاده می‌شوند: زیست‌بسپارها و بسپارهای مصنوعی[۱]. زیست‌بسپارها شامل صمغ‌های زانتان[۲]، هیدروکسی اتیل سلولز[۳]، گلوکان[۴] و صمغ گوار[۵] هستند که همگی دارای وزن مولکولی بالایی هستند و از تخمیر مواد طبیعی غنی از گلوکیدها به‌دست می‌آیند. بسپارهای مصنوعی شامل پلی‌اکریل آمیدهای تا حدی آبکافت‌شده با وزن مولکولی بالا (HPAMs)، کوبسپارهای آکریل آمید و تربسپارها[۲۰] است. مقایسهٔ میان برتری‌ها و کاستی‌های پلی اکریل آمید، هیدروکسی اتیل سلولز، بیوپلی ساکارید، کو و تربسپارها در جدول (۴) ذکر شده است.

1. Synthetic Polymers
2. Xanthan
3. Hydroxyethyl Cellulose
4. Glucan
5. Guar Gum

جدول ۴. مقایسهٔ میان برتری‌ها و کاستی‌های انواع بسپارهای کنترل آب‌دهی [۲۰].

Table 4. Comparison of advantages and disadvantages of different polymers to water shutoff [20].

Types of polymers	Advantage	Disvantage
[2] PAA: Polyacrylamide (Partially hydrolyzed)	[1] high yield in normal water high injectivity	not salt resistance shear sensitivity O_2 sensitivity
[5] Hydroxyethylcellulose (HEC)	[4] well soluble resistance salt	[3] pH sensitivity Fe+3 sensitivity low temperature resistance no structure viscosity
[8] Biopolysaccharide (Xanthan, Scleroglucan)	[7] high yield in salt water shear stable temperature stable low adsorption value	[6] problem of injection bacteria sensitivity O_2 sensitivity high cost
[11] Co-and Terpolymers	[10] well soluble salt resistance temperature stable shear stable	[9] O_2 sensitivity high cost

زیست‌بسپارها بر عکس بسپارهای مصنوعی تحت تأثیر شوری آب قرار نمی‌گیرند و هم‌چنین نسبت به تخریب مکانیکی[1] حساس نیستند اما گران‌تر از بسپارهای مصنوعی می‌باشند. زانتان و اسکلروگلوکان[2] دو نوع زیست‌بسپار شناخته شده‌اند. استفاده از بسپارهای مصنوعی به دلیل ارزان‌تر بودن، دسترسی آسان‌تر و عملکرد بهتر در شرایط شوری کم، رایج‌تر است. پلی اکریل آمید[3] و پلی اکریل آمید هیدرولیز شده[4] دو نوع بسپار مصنوعی هستند. درصورت افزایش وزن مولکولی بسپارها می‌توانند در کاهش تراوایی نقش داشته باشند. در نهایت بر اساس ویژگی‌های مخزن و اقتصادی بودن عملیات بسپار مناسب انتخاب می‌شود. روش‌های شیمیایی دیگری برای کنترل آب‌دهی مانند استفاده از رزین‌ها، ذرات جامد و فوم‌ها وجود دارد که باعث افزایش ضریب جاروب می‌شوند[۱].

۵. جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این بخش به‌طور کلی به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری مطالعات پیشین پرداخته می‌شود.

- عوامل تولید آب مازاد مربوط به چاه شامل نشتی لوله‌جداری، جریان پشت لوله، شکستگی‌های موانع، کانال‌های پشت لوله‌جداری و تکمیل نامناسب است و عوامل مربوط به مخزن از قبیل مخروط‌شدگی و تاجی شدن، لایهٔ آبی‌شده با و بدون جریان متقاطع، ایجاد کانال به‌وسیلهٔ یک ناحیه با تراوایی بالا، انگشتی‌شدن، شکستگی‌های خارج از منطقه و شکستگی بین چاه‌های تزریق و تولید است.
- از بین عوامل مذکور، لایهٔ آبی‌شده با متقاطع و ایجاد کانال به‌وسیلهٔ یک ناحیه با تراوایی بالا بیشتر از سایر موارد اتفاق می‌افتد.
- برتری اصلی عملیات‌های کنترل آب‌دهی به‌صورت شیمیایی نسبت به عملیات های مکانیکی این است که مشکل تولید آب مازاد را به‌جای مسدود کردن آب در بالا یا زیر یک پلاگ، پکر یا وصلهٔ لوله مغزی، کاملاً برطرف می‌کند.
- کاربرد پکرها برای هدایت جریان مواد شیمیایی تزریق‌شده به لایه‌های مورد نظر و جلوگیری از ورود سیال به‌داخل سازند تولیدی، بیشتر از حالت استفاده به‌صورت مستقل است. پکرها با تورم و جداکردن فواصل بالا و پایین مانعی ایجاد می‌کنند تا این اطمینان حاصل شود که مواد شیمیایی از مناطق نفتی عبور نمی‌کنند.
- کنترل آب‌دهی با استفاده از تزریق بسپار در موارد لایهٔ

1. Mechanical Degradations
2. Scleroglucan
3. Polyacrylamide (PAM)
4. Hydrolyzed Polyacrylamide (HPAM)

آبی‌شده با جریان متقاطع، ایجاد کانال به‌وسیلهٔ یک ناحیه با تراوایی بالا و شکستگی بین چاه‌های تزریق و تولید کاربرد بیشتری دارد.

- استفاده از سیلاب‌زنی بسپار در بین شرکت‌های نفتی بسیار رایج‌تر از سایر روش‌های شیمیایی است و این عملیات را می‌توان با حل‌کردن بسپارها در آب و تزریق آن به‌وسیلهٔ چاه‌های تزریق انجام داد.
- استفاده از بسپارهای مصنوعی به‌دلیل ارزان‌تر بودن، دسترسی آسان‌تر و عملکرد بهتر در شرایطی که شوری کم، رایج‌تر است. پلی‌اکریل آمید و پلی‌اکریل آمید آبکافت‌شده، دو نوع بسپار مصنوعی هستند. در صورت افزایش وزن مولکولی بسپارها می‌توانند در کاهش تراوایی نقش داشته باشند.
- برای شرایط شوری زیاد آب باید از زیست‌بسپارها استفاده کرد. این دسته از بسپارها نسبت‌به تخریب مکانیکی حساس نیستند؛ اما گران‌تر از بسپارهای مصنوعی‌اند. زانتان و اسکلروگلوکان دو نوع زیست‌بسپار شناخته‌شده در این موضوع هستند.
- بسپار مناسب باید بر اساس ویژگی‌های مخزن و اقتصادی‌بودن عملیات انتخاب شود.

مراجع

[1] Taha, A., Amani, M., "Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions", ChemEngineering, Vol. 3, p 51, (2019).

[2] Liu, Y., Bai, B., Wang, Y., "Applied technologies and prospects of conformance control treatments in China", Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles, Vol. 65, pp. 859-878, (2010).

[3] Liao, J., "Gel treatment field application survey for water shut off in production wells", Missouri University of Science and Technology, (2014)

[4] Veil, J., "Produced water volumes and management in 2017—an update", proceedings of GWPC Annual Forum. Oklahoma city, OK, (2019).

[5] Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., Roodhart, L., "Water control", Oilfield review, Vol. 12, pp. 30-51, (2000).

[6] Nazari Aliabad, A., Derakhshi, M., Simjoo, M., Felahat, R., Chahardoli, M., "A Review of the Process of Controlling Excess Water Production in Oil Fields", proceedings of Third International Conference on Oil, Gas, Petrochemicals and HSE, In Persian (2019).

[7] Kuchuk, F., Sengul, M., Zeybek, M., "Oilfield water: A vital resource", Middle East Well Evaluation Review, Vol. 11, (1999).

[8] Kuchuk, F., Zeybek, M., Sengul, M., "Schlumberger Middle East Well Evaluation Review", (1999).

[9] Kuchuk, F., Sengul, M., "The challenge of water control", Middle East Well Evaluation Review, Vol. 22, (1999).

[10] Elphick, J., Seright, R., "A Classification of Water Problem Types", proceedings of the Petroleum Network Education Conference's 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification, Water and Gas Shutoff, Houston, (1997).

[11] Seright, R., Lane, R., Sydansk, R., "A strategy for attacking excess water production", SPE Production & Facilities, Vol. 18, pp. 158-169, (2003).

[12] Joseph, A., Ajienka, J., "A review of water shutoff treatment strategies in oil fields", proceedings of Nigeria Annual International Conference and Exhibition, OnePetro, (2010).

[13] Reynolds, R. R., Kiker, R. D., "Produced water and associated issues", Oklahoma Geological Survey, (2003).

[14] Jaripatke, O., Dalrymple, D., "Water-control management technologies: a review of successful chemical technologies in the last two decades", proceedings of SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, OnePetro, (2010).

[15] Chaperon, I., "Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates", proceedings of SPE annual technical conference and exhibition, OnePetro, (1986).

[16] Seright, R., Brattekas, B., "Water shutoff and conformance improvement: an introduction", Petroleum Science, pp. 1-29, (2021).

[17] Alfarge, D. K., Wei, M., Bai, B., "Numerical simulation study of factors affecting relative permeability modification for water-shutoff treatments", Fuel, Vol. 207, pp. 226-239, (2017).

[18] Farhadi, A., Primera, A., Aponte, J., Centeno, M., "Feasibility Study on Offshore Polymer Flooding, Forecasting Production Through Integrated Asset Modelling, A Technical and Economic Approach", SPE Review London, (2015).

[19] Kabir, A., "Chemical water & gas shutoff technology-An overview", proceedings of SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, OnePetro, (2001).

[20] Bedaiwi, E., Al-Anazi, B. D., Al-Anazi, A. F., Paiaman, A. M., "Polymer injection for water production control through permeability alteration in fractured reservoir", Nafta, Vol. 60, pp. 221-231, (2009).

[21] Offenbacher, M., Gadiyar, B., Messler, D., Krishnamoorthy, S. -R., Abasher, D., "Swellable Packer Fluids Designed for Zonal Isolation in Openhole Completions", proceedings of SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, OnePetro, (2015).

[22] Xindi, S., Baojun, B., "Comprehensive review of water shutoff methods for horizontal wells", Petroleum Exploration and Development, Vol. 44, pp. 1022-1029, (2017).

[23] Bybee, K., "Unique rigless casing leak repair", Journal of petroleum technology, Vol. 53, pp. 28-29, (2001).

[24] Armenta, M., Alghamdi, A. H., Hajji, A. A., "Applications of Mechanical External Casing Packer", proceedings of SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Society of Petroleum Engineers, (2007).

[25] Li, R., "Study on Water Plugging Technology Outside Drivepipe of Oil Well", proceedings of IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, IOP Publishing, Vol. 804; p 022048, (2021).

[26] Sharma, P., Kudapa, V. K., "Study on the effect of cross-linked gel polymer on water shutoff in oil wellbores", Materials Today: Proceedings, Vol. 48, pp. 1103-1106, (2022).

[27] Sagbana, P. I., Abushaikha, A. S., "A comprehensive review of the chemical-based conformance control methods in oil reservoirs", Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, Vol. 11, pp. 2233-2257, (2021).

[28] Ahmadi, M., Rasaei, M., Hemmati, M., Mousavi, A., "Study on the Use of Polymer Gels to Reduce the Water Shutoff in Oil and GasReservoirs", proceedings of First International Conference on Oil, Gas, Petrochemicals and Power Plants, In Persian (2012).

[29] Behrang, M., Behrang, M., "Investigation of the Use of Polymer Gels to Water Shutoff Control in Oil and Gas Wells", proceedings of The first national conference on new technologies in the oil and gas industry, In Persian (2011).

[30] Heidari, A., Vafaei Sefti, M., Mohajeri, A., "Use of Silicate Gels to Control Water Production in Oil Reservoirs", proceedings of Third National Conference and First International Conference on Applied Research in Chemistry and Chemical Engineering, In Persian (2017).