

دانشكده مهندسي شیمی، نفت و گاز

بررسی مطالعات اخیر در زمینه شبیه‌سازي کنترل آبدهی در چاه هاي نفتی بواسطه تزریق پلیمر

گزارش سمینار مقطع دکتری

نام دانشجو:

صابر مقدم

استاتید راهنما:

دکتر فروغ عاملی

دكتر محمدرضا مقبلی

دی ماه 1400



چکيده

تولید آب مازاد یکی از اصلی‌ترین مشکلات شرکت‌های نفتی است. آب اضافی علاوه بر اینکه بر عملکرد چاه‌‌ها تأثیر می‌گذارد باعث کوتاه شدن طول عمر چاه‌ها، افزایش خوردگی و تخریب تاسیسات می‌شود. همچنین آب اضافی هزینه جداسازی، تصفیه و دفع آن بار مالی زیادی برای شرکت‌های نفتی دارد. نداشتن این نوع تولید آب به کاهش هزینه‌ی شرکت‌ها و افزایش سودآوری آنها کمک می‌کند. بنابراین، عملیات کنترل آبدهی ضروری است. روش‌های مکانیکی و شیمیایی مختلفی برای حل موضوع وجود دارد. 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 کاملا برطرف می‌کند. سیستم‌های پلیمری به تغییر شیمیایی و جذب سطحی روی حفرات برای دستیابی به کنترل آبدهی متکی هستند. جذب سطحی لایه پلیمری برای کاهش شعاع حفره، منشأ اصلی مکانیزم کنترل آبدهی به صورت شیمیایی است. پلیمرهای مصنوعی همچون پلی اکریل آمید و پلی اکریل آمید هیدرولیز شده به دلیل ارزان‌تر بودن، دسترسی آسان‌تر و عملکرد بهتر در شرایطی که شوری آب کم است می‌توانند در کاهش تراوایی نقش داشته باشند. انواع پلیمرهای مورد استفاده برای این منظور مورد مقایسه قرار گرفته‌اند. در نهایت بر اساس ویژگی‌های مخزن و اقتصادی بودن عملیات، پلیمر مناسب انتخاب می‌شود. مکانیزم‌های اصلاح‌کننده‌های تراوایی نسبی به صورت کامل مورد بررسی قار گرفته است. برای شبیه‌سازی جریان سیالات چند فازی، از بین مدل‌های موازنه جمعیت، ممانعت اندازه، میدانی فازی، تنظیم سطح و لتیس بولتزمن، روش لتیس بولتزمن به دلیل عملکرد بهتر نسبت به سایر روش‌ها، انتخاب شده است. این روش یک ابزار جدید و قدرتمند CFD به ویژه برای جریان های چند فازی می باشد. LBM در مقایسه با روش‌های سنتی CFD مزایای عمده ای دارد. از دینامیک مولکولی سنتیک بولتزمن سرچشمه می‌گیرد. LBM قادر به بازیابی تداوم مقیاس ماکروسکوپی سنتی و معادلات ناویر-استوکس است که به صورت عددی در روش‌های رایج CFD حل می‌شوند. مدل‌های مختلف لتیس بولتزمن مورد مقایسه با یکدیگر قرار گرفتند. جهت انتخاب از بین مدل‌های مختلف روش لتیس بولتزمن که شامل RK,SC,HCZ,FE و Lee Lin می‌شوند، موضوعاتی همچون دقت، کارایی، شرایط تعیین ترشوندگی و نسبت چگالی باید در نظر گرفته شود.

واژه‌هاي كليدي: کنترل آبدهی، روش‌های شیمیایی ، اصلاح‌کننده‌های تراوایی نسبی ،مدل لتیس بولتزمن

فهرست مطالب

[فصل اول: مقدمه 1](#_Toc92719079)

[1–1 مقدمه 2](#_Toc92719080)

[1–2 مشکل آب 2](#_Toc92719081)

[1–3 مشکلات کنترل آب 4](#_Toc92719082)

[1–3–1 مشکل دهانه‌ی چاه 4](#_Toc92719083)

[1–3–2 مشکلات مربوط به مخزن 6](#_Toc92719084)

[فصل دوم: مفاهیم کنترل آبدهی 10](#_Toc92719085)

[2–1 انواع تولید آب 11](#_Toc92719086)

[2–2 شناسایی مشکل 12](#_Toc92719087)

[2–3 روش‌های کنترل آبدهی 12](#_Toc92719088)

[2–3–1 طراحی و تکمیل چاه 12](#_Toc92719089)

[2–3–2 روش‌های مکانیکی 13](#_Toc92719090)

[2–3–3 روش‌های شیمیایی 16](#_Toc92719091)

[2–4 انتخاب چاه برای انجام عملیات 20](#_Toc92719092)

[فصل سوم: پیشینه‌ی پژوهش 21](#_Toc92719093)

[3–1 سیستم‌های پلیمری برای کنترل آبدهی 22](#_Toc92719094)

[3–2 رئولوژی پلیمری 22](#_Toc92719095)

[3–3 مکانیسم‌های رفتار RPM 23](#_Toc92719096)

[3–3–1 جذب پلیمر 24](#_Toc92719097)

[3–3–2 مسیرهای جدایش سیالات 32](#_Toc92719098)

[3–3–3 اثر استریک 34](#_Toc92719099)

[3–3–4 اثرات روانکاری 36](#_Toc92719100)

[3–3–5 تغییر ترشوندگی به دلیل اصلاح (ترشوندگی نهایی) 36](#_Toc92719101)

[3–3–6 اثر تورم/کوچک شدن 37](#_Toc92719102)

[3–4 موارد موفقیت آمیز کنترل آبدهی با استفاده از RPM 45](#_Toc92719103)

[فصل چهارم: مدل‌سازی و شبیه‌سازی 55](#_Toc92719104)

[4–1 مدل‌سازی و شبیه‌سازی 56](#_Toc92719105)

[4–1–1 نظریه‌ی ممانعت اندازه 59](#_Toc92719106)

[4–1–2 نظریه‌ موازنه جمعیت 62](#_Toc92719107)

[4–1–3 مدل‌های میدانی فازی 63](#_Toc92719108)

[4–1–4 روش‌های تنظیم سطح 73](#_Toc92719109)

[4–1–5 روش لتیس بولتزمن 77](#_Toc92719110)

[فصل چهارم: جمع‌بندی و نتیجه‌گیری 99](#_Toc92719111)

[5–1 جمع‌بندی 100](#_Toc92719112)

[5–2 پیشنهادات 103](#_Toc92719113)

فهرست اشکال

[شکل ‏1‑1: توزیع نسبت آب به نفت در سراسر جهان [3]. 2](#_Toc92719114)

[شکل ‏1‑2: روش کنترل آب برای افزایش بهره‌وری چاه [4]. 3](#_Toc92719115)

[شکل ‏1‑3: آب خوب و بد [4]. 3](#_Toc92719116)

[شکل ‏1‑4: نشتی لوله‌جداری [4]. 4](#_Toc92719117)

[شکل ‏1‑5: جریان در پشت لوله [4]. 5](#_Toc92719118)

[شکل ‏1‑6: مخروط‌شدگی آب در چاه‌های افقی و عمودی [3]. 6](#_Toc92719119)

[شکل ‏1‑7: چاه تولیدی همراه مخروط‌شدگی و بدون آن [3]. 6](#_Toc92719120)

[شکل ‏1‑8: لایه آبی شده با جریان متقاطع (A) و بدون جریان متقاطع (B) [4]. 7](#_Toc92719121)

[شکل ‏1‑9: ایجاد کانال نزدیک چاه تزریقی [5]. 8](#_Toc92719122)

[شکل ‏1‑10: شکستگی یا گسل بین چاه‌های تزریقی و تولیدی[4]. 9](#_Toc92719123)

[شکل ‏2‑1: استفاده از پلاگ برای کنترل آبدهی از ناحیه پایین [1]. 14](#_Toc92719124)

[شکل ‏2‑2: دو پکر استفاده شده در بالا و پایین یک لوله‌ی خالی برای کنترل آبدهی در فواصل میانی و فوقانی بدون به خطر انداختن سایر مناطق تولید نفت [1]. 14](#_Toc92719125)

[شکل ‏2‑3: دو پکر در بالا و پایین یک لوله‌خالی برای جلوگیری از تزریق آب در شکاف باز یا لایه‌هایی با تراوایی بالا [1]. 15](#_Toc92719126)

[شکل ‏3‑1: نظریه کوچک شدن پلیمر ارائه شده توسط منلا [13]. 24](#_Toc92719127)

[شکل ‏3‑2: جدایش اولیه سیال در هنگام قرار دادن پلیمر a) در حفرات مرطوب، جریان آب نزدیک به دیواره حفرات است، در حالی که نفت/گاز در مرکز کانال حفرات جریان دارد. b) RPM مبتنی بر آب در همان مسیر جریان آب [12]. 25](#_Toc92719128)

[شکل ‏3‑3: مقایسه بین RPM و EOR [12]. 27](#_Toc92719129)

[شکل ‏3‑4: مقیاس طبیعی pH با نقاط ایزوالکتریک برای ماسه سنگ و سنگ‌های کربناته [12]. 28](#_Toc92719130)

[شکل ‏3‑5: جذب دینامیک پلیمر با یک لایه متراکم روی سطح و سپس یک لایه رقیق [12]. 30](#_Toc92719131)

[شکل ‏3‑6: نمودار شماتیک جذب پلیمر قابل جذب در محیط حفرات: (a) تحت تزریق با نرخ کم، (b) تزریق با نرخ بالا و (c) پل پلیمری [12]. 31](#_Toc92719132)

[شکل ‏3‑7: مسیرهای جدایش سیال مرطوب (آب)، بدون ترشوندگی (نفت/گاز) و مایعات DPR بر پایه آب در شبکه حفرات آب‌دوست [12]. 33](#_Toc92719133)

[شکل ‏3‑8: تغییر اندازه حفرات قبل و بعد از اصلاح و تأثیرات نهایی آن بر توزیع مجدد رطوبت و عدم ترشوندگی [12]. 33](#_Toc92719134)

[شکل ‏3‑9: جدایش سیالات : (a) نفت/گاز‌دوست قبل از جذب پلیمر و (b) پس از جذب پلیمر و تغییر قابلیت ترشوندگی از نفت/گاز دوست به آب‌دوست [12]. 34](#_Toc92719135)

[شکل ‏3‑10: تأثیر افزایش اشباع آب بر دسترسی به سیال غیرترشونده [12]. 35](#_Toc92719136)

[شکل ‏3‑11: کاهش نفوذپذیری آب به دلیل اشباع باقیمانده سیال غیرترشونده محبوس شده [12]. 36](#_Toc92719137)

[شکل ‏3‑12: (a) DPR مبتنی بر آب در طول جریان آب متورم می‌شود (هیدراته می‌شود). (b) DPR مبتنی بر آب در طول جریان نفت دهیدراته می‌شود [12]. 37](#_Toc92719138)

[شکل ‏3‑13: تنظیم ضخامت لایه پلیمری به عنوان تابعی از شوری آب شور [12]. 39](#_Toc92719139)

[شکل ‏3‑14: عمل باز و بسته شدن ژل در حین جریان نفت/گاز به دلیل خاصیت الاستسیته ژل [12]. 39](#_Toc92719140)

[شکل ‏3‑15: مقایسه بین دو مورد، با و بدون جذب برای مقادیر مختلف kv/kh [19]. 43](#_Toc92719141)

[شکل ‏3‑16: عملکرد اصلاح کننده نفوذپذیری نسبی (RPM) [20]. 46](#_Toc92719142)

[شکل ‏3‑17: تأثیر ویسکوزیته نفت بر عملکرد DPR (کاهش برش آب) در سیستم‌های مختلف [22]. 51](#_Toc92719143)

[شکل ‏3‑18: تأثیر جریان متقاطع بر عملکرد DPR در سیستم شعاعی [22]. 52](#_Toc92719144)

[شکل ‏3‑19: تأثیر برش آب اولیه بر عملکرد DPR (کاهش برش آب) در سیستم‌های مختلف [22]. 53](#_Toc92719145)

[شکل ‏4‑1: اصلاح شبکه موضعی برای کنترل آبدهی شیمیایی [9]. 58](#_Toc92719146)

[شکل ‏4‑2: طرح شماتیک ذرات معلق در محیط متخلخل. الف) ذرات در منافذ بزرگ، ب) عبور و به دام انداختن [46]. 60](#_Toc92719147)

[شکل ‏4‑3: غلظت حفرات با اندازه های مختلف [46]. 61](#_Toc92719148)

[شکل ‏4‑4: المان محدود [46]. 61](#_Toc92719149)

[شکل ‏4‑5: مفهوم موازنه جمعیت [48]. 63](#_Toc92719150)

[شکل ‏4‑6: نمای ارتباط کلی LBM با مهندسی، ریاصیات و فیزیک [63]. 80](#_Toc92719151)

[شکل ‏4‑7: مدل‌های سرعت گسسته (a) D2Q7، (b) D2Q9، (c) D3Q15 و (d) D3Q19 [62]. 81](#_Toc92719152)

[شکل ‏4‑8: نفت باقیمانده بن بست تحت شرایط مختلف ترشوندگی [64]. 93](#_Toc92719153)

[شکل ‏4‑9: اثر ویسکوالاستیسیته بر روی نفت باقیمانده در بن بست ها در شرایط مختلف ترشوندگی [64]. 94](#_Toc92719154)

فهرست جداول

[جدول ‏2‑1: مقایسه بین مزایا و معایب انواع پلیمرها جهت کنترل آبدهی [7]. 19](#_Toc92719155)

[جدول ‏3‑1: مکانیسم‌های پیشنهادی برای DPR با نقاط ضعف آنها [22, 23]. 48](#_Toc92719156)

[جدول ‏4‑1: مروری بر ضرایب وزن و سرعت صوت [62]. 81](#_Toc92719157)

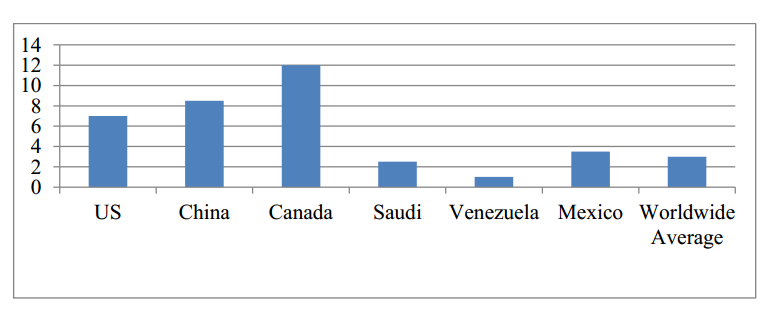
[جدول ‏4‑2: مقایسه مدل‌های چند فازی لتیس بولتزمن [62]. 86](#_Toc92719158)

# فصل اول: مقدمه

## مقدمه

تولید آب مازاد یکی از اصلی‌ترین مشکلات شرکت‌های نفتی است. اگرچه این مشکل در چاه‌های قدیمی‌تر بسیار معمول می‌باشد اما ممکن است در چاه‌های توسعه ‌یافته‌ی جدید هم این اتفاق رخ دهد که باعث ایجاد مشکلات اقتصادی متعددی برای شرکت‌های نفتی خواهد شد. آب اضافی علاوه بر اینکه بر عملکرد چاه‌‌ها تأثیر می‌گذارد، باعث کوتاه شدن طول عمر آنها می‌شود [1]. کنترل عملکرد عموماً 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 [2].

به طور متوسط روزانه 210 میلیون بشکه آب به همراه 75 میلیون بشکه نفت تولید می‌شود. همانطور که در شکل ‏1‑1 نشان داده شده‌است، این نسبت در ایالات متحده حتی به 7:1 هم می‌رسد.



شکل ‏1‑1: توزیع نسبت آب به نفت در سراسر جهان [3].

### مشکل دهانه‌ی چاه

شش مشکل دهانه‌ي چاه در زیر ذکر شده است.

#### نشتی لوله ‌جداری[[1]](#footnote-1)

# فصل دوم: مفاهیم کنترل آبدهی

## انواع تولید آب

آیا تولید آب همیشه نامناسب است؟ پاسخ درست قطعاً این است که نه! آب یکی از مهمترین محرک‌های تولید نفت است زیرا به مدیریت مخزن، متحرک‌سازی[[2]](#footnote-2) نفت و جابه‌جایی آن در ماتریس سنگ‌های همگن کمک می کند [1].

#### انواع پلیمرها

دو دسته اصلی از پلیمرها وجود دارد که در زمینه‌های کاربردی استفاده می‌شوند. بیوپلیمرها و پلیمرهای مصنوعی[[3]](#footnote-3). بیوپلیمرها شامل صمغ‌های زانتان[[4]](#footnote-4)، هیدروکسی اتیل سلولز[[5]](#footnote-5)، گلوکان[[6]](#footnote-6) و صمغ گوار[[7]](#footnote-7) هستند که همگی دارای وزن مولکولی بالایی هستند و از تخمیر مواد طبیعی غنی از گلوکیدها به‌دست می‌آیند. پلیمرهای مصنوعی شامل پلی اکریل آمیدهای تا حدی هیدرولیز شده با وزن مولکولی بالا (HPAMs) است. کوپلیمرهای آکریل آمید و ترپلیمرها [4]. مقایسه بین مزایا و معایب پلی اکریل آمید، هیدروکسی اتیل سلولز، بیوپلی ساکارید، کو و ترپلیمرها در جدول ‏2‑1 ذکر شده است.

جدول ‏2‑1: مقایسه بین مزایا و معایب انواع پلیمرها جهت کنترل آبدهی [4].

| انواع پلیمر | مزایا | معایب |
| --- | --- | --- |
| پلی اکریل آمید (هیدرولیز شده) | مقاومت بالا در آب معمولی[[8]](#footnote-8)  تزریق‌پذیری بالا | عدم مقاومت در برابر نمک  حساس در برابر تغییرات تنشی  حساس به اکسیژن |
| هیدروکسی اتیل سلولز | قابل حل در چاه[[9]](#footnote-9)  مقاوم در برابر نمک | حساس به pH  حساس به  مقاومت کم در برابر تغییرات دما  عدم ساختار ویسکوزیته[[10]](#footnote-10) |
| بیوپلی ساکارید (زانتان و اسکلروگلوکان[[11]](#footnote-11)) | مقاومت بالا در آب شور  مقاوم در برابر تغییرات تنشی[[12]](#footnote-12)  مقاوم در برابر تغییرات دما  جذب سطحی پایین | مشکل در تزریق  حساس به باکتری  حساس به اکسیژن  گران قیمت |
| کو و ترپلیمرها | قابل حل در چاه  مقاوم در برابر نمک  مقاوم در برابر تغییرات تنشی  مقاوم در برابر تغییرات دما | حساس به اکسیژن  گران قیمت |

# فصل سوم: پیشینه‌ی پژوهش

## سیستم‌های پلیمری برای کنترل آبدهی

## رئولوژی پلیمری

ضریب مقاومت () یک پارامتر مهم برای تعیین کمی رئولوژی پلیمر در آزمایشگاه است. اندازه‌گیری آن با نسبت افت فشار سیلابزنی آب به تزریق پلیمر در دبی جریان یکسان (معادله ) انجام می‌شود. با فرض عدم کاهش نفوذپذیری ناشی از پلیمر، ما می‌توان نسبت را بر اساس ویسکوزیته به دلیل نفوذپذیری مؤثر در ماده ژل شونده و آب تخمین زد. اگر ویسکوزیته آب را واحد فرض شود، می‌توان مقدار ضریب مقاومت را به صورت زیر در نظر گرفت.

|  |  |
| --- | --- |
| (‏3‑1) |  |

در معادله‌ی (‏3‑1) افت فشار، تحرک‌پذیری، نفوذپذیری موثر، ، ویسکوزیته ظاهری پلیمر و زیرنویس به آب و به پلیمر اشاره دارد. رئولوژی پلیمر، به عنوان یک مایع غیر نیوتنی، برای چندین دهه توسط بسیاری از محققان مورد مطالعه قرار گرفته است. پژوهشگران به این نتیجه رسیدند که ضریب مقاومت می‌تواند تابعی از غلظت پلیمر، شوری، نرخ برش (سرعت) باشد که به نوع پلیمر و خواص سازند بستگی دارد.

مطالعات آنها نشان می‌دهد که پلیمر زانتان فقط از یک رئولوژی نازک کننده برشی بهره می‌برد که با افزایش نرخ برشی ضریب مقاومت کاهش می‌یابد. پلیمر HPAM به صورت یک رژیم جریان نیوتنی با نرخ برشی پایین، یک رئولوژی نازک کننده برشی با نرخ برشی کم تا متوسط و یک رئولوژی ضخیم کننده برشی با نرخ برشی متوسط تا زیاد رفتار می‌کند. ضخامت برشی به این معنی است که ضریب مقاومت با افزایش نرخ برشی افزایش می‌یابد. مطالعات آنها همچنین نشان داد که شرایط بحرانی برای شروع نازک شدن و ضخیم شدن برشی به غلظت پلیمر، شوری و نفوذپذیری محیط متخلخل بستگی دارد. همچنین اظهار داشتند که اگر سازند دارای شکستگی‌های باز مانند شکستگی های طبیعی، گسترش شکستگی های هیدرولیکی و کرم چاله‌ها[[13]](#footnote-13) باشد، پلیمر HPAM فقط رئولوژی نازک شدن برشی را انجام می‌دهد، زیرا افزایش طول[[14]](#footnote-14) پلیمر در حفرات کوچک در حفرات یا شکستگی‌های بزرگ مشاهده نشد [5].

جدول ‏3‑1 مکانیسم‌های پیشنهادی را با محققین آنها، پیشنهاد هر مکانیسم، نظراتی که با آنها در تضاد است و نقاط ضعف هر یک را خلاصه می‌کند. این نتایج در مورد مکانیسم های DPR صرفاً بر اساس بررسی و تجزیه و تحلیل منابع مختلف از کارهای آزمایشگاهی و کاربردهای میدانی است که توسط محققین مختلف گزارش شده است. واضح است که شرایطی که محققین از آنها استفاده کرده اند با یکدیگر متفاوت است، اما سعی شده است قدرت هر مکانیزم را بسته به نقاط ضعف و قدرت فیزیکی آنها توضیح داده شود. بسته به بررسی انجام شده، مکانیسم مسیر جدایش قابل قبول‌ترین است. بنابراین، این مکانیسم در این مطالعه شبیه‌سازی می‌شود. Frrw ضریب مقاومت باقیمانده آب و Frro ضریب مقاومت باقیمانده نفت تعریف می‌شود [6].

جدول ‏3‑1: مکانیسم‌های پیشنهادی برای DPR با نقاط ضعف آنها [6, 7].

| ردیف | مکانیسم‌های DPR | طرح پیشنهادی | محققان | نقاط ضعف | نظرات مخالف |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | اثر دیواره و قطره ژل | 1- هنگامی که ماده ژل شونده از مرحله ترشوندگی سنگ تهیه می‌شود یا با آن مطابقت دارد، اثر دیواره می‌تواند DPR را توضیح دهد.  2- مدل قطرات ژل DPR را زمانی توضیح می‌دهد که ماده ژل شونده از مرحله غیرترشوندگی سنگ تهیه شده یا مطابقت دارد. | لیانگ[[15]](#footnote-15) و همکاران [8] | این ویژگی DPR را که در اشباع باقیمانده نفت اتفاق می افتد توضیح نمی دهد | الشرجی و همکاران [9] |
| 2 | اثر جاذبه | چگالی ژل محلول در آب (معمولاً 99٪ آب) = چگالی آب شور. از این رو؛ ژل‌ها به جای نفت به سمت آب می‌روند. سپس، ژل Krw را بیشتر از Kro کاهش می دهد. | لیانگ و همکاران [10] | 1-Frr به تغییر جهت و جهت غیر حساس است 2- چگالی نفت متفاوت = Frro یکسان | وایت و همکاران [11]  نیلسون و همکاران [12]  لیانگ و همکاران [10] |
| 3 | اثر روانکاری | سطح بین نفت و پلیمر جذب شده مسیر نفت را به جای آب روان می‌کند. | پرادو پاز[[16]](#footnote-16)  و همکاران [13]  لیانگ و همکاران [10]  زایتون[[17]](#footnote-17) و کوهلر[[18]](#footnote-18)  [14] | DPR حتی زمانی اتفاق می‌افتد که آب و نفت دارای ویسکوزیته یکسان باشند. | لیانگ و همکاران [10]  نیلسون و همکاران [12] |
| 4 | تغییر ترشوندگی سنگ و منقبض شدن  مسیرهای آب/نفت | DPR به دلیل جذب پلیمر بر روی دیواره‌های سنگی آب‌دوست است | زایتون و کوهلر [14]  لیانگ و همکاران [10]  سرایت و همکاران [15] | اصلاح DPR در سنگ‌های مرطوب متوسط قابل توجه است نه در سنگ های ترشونده. | لیانگ و همکاران [16]  لیانگ و همکاران [17] |
| 5 | مکانیسم مسیرهای جدایش | ژل مبتنی بر آب در بیشتر قسمت‌های حفراتی که برای آب شور در دسترس هستند، جریان می‌یابد. | وایت و همکاران [11]  نیلسون[[19]](#footnote-19) و همکاران [12]  الشرجی[[20]](#footnote-20) و همکاران [9] | در میکرومدل‌های شفاف، ژل هم برای مسیر نفت و هم مسیر آب استفاده می‌شود. | الشرجی و همکاران [9] |
| 6 | نیروهای موئینگی و اثر الاستیک ژل | DPR ناشی از تعادل بین نیروهای مویرگی و الاستیسیته ژل است. | لیانگ و همکاران [17]  سرایت و همکاران [18] | تغییر فشار محدود و الاستیسیته ژل این نظریه را تایید نمی‌کند. | لیانگ و همکاران [17] |
| 7 | مکانیزم لیچینگ پلیمر از ژل و کاهش تحرک‌پذیری آب شور | DPR به دلیل شسته شدن[[21]](#footnote-21) پلیمر از ژل در حین تزریق آب و عدم شستشو از طریق تزریق نفت صورت می‌گیرد. | لیانگ و همکاران [17] | هر دو Frrw و Frro با نرخ جریان زیر مدل قانون قدرت کاهش می‌یابند. | سرایت [19]  ویل‌هایت و همکاران [20]  یان[[22]](#footnote-22) و همکاران [21] |
| 8 | تورم ژل در آب و کوچک شدن در نفت | DPR به دلیل ژل مبتنی بر آب در نفت کوچک و در آب متورم می شود. | الشرجی و همکاران [9]  لیانگ و همکاران [10] | عدم تغییر حجم ژل پس از تماس با نفت و آب توسط مانیتورینگ تصویری. | الشرجی و همکاران [9]  لیانگ و همکاران [10] |
| 9 | درهم تنیدگی جذب سطحی پلیمر | لایه پلیمری روی شکاف‌های بین دانه‌ها تشکیل می‌شود و فقط آب می‌گیرد. | الشرجی و همکاران [22]  زیتا[[23]](#footnote-23) و همکاران [23] | چرا DPR در سیستم مرطوب نفت اتفاق می‌افتد؟ | لیانگ و همکاران [17] |
| 10 | تغییر شکل یا دهیدراته شدن ژل | نفت ژل‌ها را تغییر شکل و هیدراته می‌کند در حالی که آب این کار را نمی‌کند. | کریشنان[[24]](#footnote-24) و همکاران [24]  ویل‌هایت[[25]](#footnote-25) و همکاران [20] | آب و نفت هر دو ژل را تغییر شکل می‌دهند. | زایتون و همکاران [25]  لیانگ و همکاران [17] |

.

# فصل چهارم: مدل‌سازی و شبیه‌سازی

## مدل‌سازی و شبیه‌سازی

مدل انتخاب شده از یک مخزن با ویژگی‌های مشخص از جمله تخلخل (*φ*) و نفوذپذیری (*k*) تشکیل شده است. این پارامترها ممکن است ثابت یا دارای توزیع مشخص فرض شوند. برای یک مورد ساده، جریان تراکم ناپذیر و همدما است. شبیه‌سازی‌های عددی در حوزه بلوک‌های nxny انجام می‌شود. نیروی گرانش در مقایسه با نیروی ویسکوز ناچیز در نظر گرفته می‌شود. برای شبیه‌سازی چنین فرآیندی، ترکیبی از معادلات دیفرانسیل جزئی سهموی/بیضوی غیرخطی با یک سری روابط جبری مورد نیاز است. در این سیستم، خواص فیزیکی سنگ و سیالات شامل نفوذپذیری نسبی، فشار موئینگی، ترشوندگی سنگ، ویسکوزیته فاز، اشباع فاز باقیمانده، خواص ویسکوالاستیک و جذب ارائه می‌شود [26].

برای شبیه‌سازی فرآیند تزریق پلیمر، هیچ تغییری در معادلات جریان نفت انجام نمی‌شود. زیرا محلول‌های پلیمری هیچ تاثیری روی آن ندارند. از سوی دیگر، اصلاح باید در معادله جریان آب انجام شود تا تغییر در ویسکوزیته آب و نفوذپذیری نسبی در طول تزریق پلیمر در نظر گرفته شود. فرض بر این است که کاهش نفوذپذیری متناسب با پلیمر باقی مانده در محیط متخلخل می‌باشد و کاهش نفوذپذیری دائمی است. علاوه بر این فرض می‌شود، ضریب حجمی سازند[[26]](#footnote-26) و چگالی آب تحت تأثیر غلظت پلیمر نیست [27].

|  |  |
| --- | --- |
| (‏4‑1) |  |

علاوه بر این، معادله حفاظت نیز با معادله فوق که نشان دهنده مقدار پلیمر محلول در آب است، جفت شده است.

|  |  |
| --- | --- |
| (‏4‑2) |  |

که در معادله‌ی (‏4‑2)، ضریب کاهش نفوذپذیری است، جذب پلیمر است، نفوذپذیری نسبی آب را نشان می‌دهد، نفوذپذیری را نشان می‌دهد، غلظت محلول پلیمر است، نشان دهنده تخلخل، نشان‌ دهنده اشباع آب، نشان دهنده حجم حفرات غیرقابل دسترس، ویسکوزیته موثر آب، فشار آب، چگالی آب و ویسکوزیته موثر پلیمر است. سایر عملکردهای ویسکوزیته آب و پلیمر به شرح زیر است:

# فصل چهارم: جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

## جمع‌بندی

در این فصل به جمع‌بندی و نتیجه‌گیری مطالعات انجام شده پرداخته می‌شود.

* مزیت اصلی عملیات‌های کنترل آبدهی به صورت شیمیایی نسبت به عملیات‌های مکانیکی این است که مشکل تولید آب مازاد را به جای مسدود کردن آب در بالا یا زیر یک پلاگ، پکر یا وصله لوله مغزی، کاملاً برطرف می‌کند.
* کنترل آبدهی با استفاده از تزریق پلیمر در موارد لایه‌ي آبی شده با جریان متقاطع، ایجاد کانال به وسیله‌ی یک ناحیه با تراوایی بالا و شکستگی بین چاه‌های تزریق و تولید کاربرد بیشتری دارد.
* استفاده از پلیمرهای مصنوعی به دلیل ارزان‌تر بودن، دسترسی آسان‌تر و عملکرد بهتر در شرایطی که شوری آب کم است، رایج‌تر است. پلی اکریل آمید و پلی اکریل آمید هیدرولیز شده دو نوع پلیمر مصنوعی هستند. در صورت افزایش وزن مولکولی پلیمرها می‌توانند در کاهش تراوایی نقش داشته باشند.
* سیستم‌های پلیمری به تغییر شیمیایی و جذب سطحی روی حفرات برای دستیابی به کنترل آبدهی متکی هستند. جذب سطحی لایه پلیمری برای کاهش شعاع حفره، منشأ اصلی مکانیزم کنترل آبدهی شیمیایی است.
* افزایش غلظت پلیمر تزریق شده، وزن مولکولی پلیمر، زمان پیری پلیمر و نرخ تزریق RPM منجر به افزایش جذب می‌شود. اکثر RPMها در شرایط دمای پایین به خوبی کار می‌کنند و تمایل به نشان دادن پایداری حرارتی ضعیف در شرایط دمای بالا (بیشتر از 120) دارند. اندازه اولیه حفرات یا نفوذپذیری اولیه سنگ و ضخامت لایه پلیمر جذب شده نقش مهمی در تعیین موفقیت/کارایی یک اصلاح RPM دارند.
* در سیستم آب‌دوست، پس از اصلاح پلیمری، تغییرات ناشی از اندازه حفرات و توزیع مجدد مایعات ترشونده و غیرترشونده، باعث کنترل DPR می‌شود.
* افزایش اشباع آب با ایجاد اثر استریک باعث کاهش نفوذپذیری نسبی سیال غیرترشونده می‌شود. بنابراین، کاهش نفوذپذیری سیال غیرترشونده را نمی‌توان تنها به دلیل لایه پلیمری بلکه به دلیل افزایش اشباع آب یا ضخامت لایه آب نسبت داد.
* جذب پلیمری روی دیواره حفرات می‌تواند اثر روانکاری عمده‌ای ایجاد کند که به جریان سیالات غیرترشونده (نفت/گاز) کمک می‌کند و در نهایت منجر به DPR می‌شود.
* RPM‌های مبتنی بر آب در حضور آب متورم می‌شوند (هیدراته می‌شوند) و بنابراین در برابر آب مقاومت می‌کنند. در حالی که در مجاورت سیال نفت/گاز منقبض می‌شوند (هیدراته می‌شوند) تا نفت/گاز به راحتی جریان یابد.
* محلول‌های زانتان بیشتر مستعد وجود نمک در محلول‌ها هستند که منجر به کاهش ویسکوزیته برشی شده است. ویسکوزیته محلول‌های گوار با افزایش غلظت نمک تمایل به افزایش دارد. نمک به جز مخلوط‌هایی که محتوای گوار زیاد بود، روی رئولوژی مخلوط زانتان/گوار تأثیر زیادی گذاشت.
* ترکیب زانتان و گوار به عنوان یک مخلوط یک روش عملی برای کنترل مقدار ویسکوزیته مورد نیاز در کاربردهای مختلف مانند کنترل آبدهی ارائه می‌دهد.
* روش RPM در مقایسه با یک ژل سیلانت از نظر کاهش تولید، ریسک کمتری دارد.
* اصلاح RPM می‌تواند مدت زمان محدودی داشته باشد زیرا ممکن است باعث کاهش قابل توجهی فشار ته‌چاهی شود. اگر آب در تمام لایه‌های تولیدی متحرک باشد، مزایای اصلاح RPM در مدت زمان محدودی باقی می‌ماند.
* در سازندهای با نفوذپذیری بالا (K> 2D) دستیابی به کاهش نفوذپذیری زیاد، با جذب پلیمر دشوار است.
* پلیمرهای کاتیونی بیشتر برای کاربرد در سازندهای سیلیسی استفاده می‌شوند. تزریق باید به صورت بولهد یا از طریق لوله‌های پیچ خورده انجام گیرد.
* پلیمرهای خطی ساده مانند پلی اکریل آمید، پلی ساکارید (یک بیوپلیمر غیر یونی) می‌توانند روی سطوح سنگ جذب شده و باعث اصلاح نفوذپذیری نامتناسب شوند. بسیاری از پلیمرهای خطی دارای این ویژگی RPM هستند.
* مطلوب‌ترین گزینه‌های اصلاح RPM چاه‌هایی هستند که از سازندهای ماسه سنگی چند لایه با یک یا چند لایه که هنوز با هیدروکربن اشباع شده‌اند، تولید می‌شوند. چاه منتخب باید در وضعیت آسیب ندیده یا نزدیک به آن باشد (skin = 0). چاه‌های نفت و گاز با ویسکوزیته کم، به دلیل تحرک بالاتر هیدروکربن نسبت به آب، کاندیدهای خوبی هستند. چاه‌های نفتی بسیار ویسکوز نیز ممکن است مطلوب باشند، زیرا هیدروکربن‌های با ویسکوزیته بالا ممکن است برای انحراف اصلاح به منطقه‌های دارای آب مفید باشند.
* در سازندهای غنی از رس که در آنها کانی‌های رسی به طور همگن توزیع شده‌اند، ممکن است RPM ترجیحاً در بخش غنی از رس جذب شود و عمق نفوذ اصلاح را محدود کند.
* بین 10 مکانیسم مورد بررسی قرار داد شده برای DPR، مکانیسم مسیر جدایش قابل قبول‌ترین است.
* نیازی به بستن چاه پس از تزریق پلیمر نیست زیرا جذب پلیمر روی سطح سنگ سریع اتفاق می‌افتد.
* تاثیر اصلاح DPR در مخازن با شرایط جریان متقاطع در مقایسه با مخزن بدون جریان متقاطع به دلیل اثر مسدود کننده آب، کمتر است.
* عملکرد DPR در مخازنی که در شرایط تعادل عمودی (VE) نیستند بهتر از مخازن با شرایط VE است.
* برای شبیه‌سازی جریان سیالات چند فازی، مدل‌های مختلفی مانند موازنه جمعیت، ممانعت اندازه، میداین فازی، تنظیم سطح و لتیس بولتزمن وجود دارد. از بین همه‌ي این روش‌ها، روش لتیس بولتزمن به دلیل عملکرد بهتر در مقایسه با سایر روش‌ها، انتخاب شده است.
* روش لتیس بولتزمن مدل‌های مختلفی برای سیالات چند فازی مانند RK,SC,HCZ,FE و Lee Lin ارائه داده است که هر کدام از آنها متناسب با شرایط موجود کارایی خاص خود را به خوبی حفظ می‌کند.
* برای انتخاب مدل مناسب از روش لتیس بولتزمن، موضوعاتی همچون دقت، کارایی، شرایط تعیین ترشوندگی و نسبت چگالی باید در نظر گرفته شود.

## پیشنهادات

با توجه به بررسی و مقایسه‌ی بین روش‌های مختلف مدل‌سازی سیستم‌های چند فازی، روش لتیس بولتزمن نسبت به سایر روش‌ها عملکرد بهتر، جدیدتر و کاربردی‌تری از خود به نمایش می‌گذارد.

لذا پیشنهاد می‌شود برای ادامه‌ی این مسیر، از بین مدل‌های مختلف روش لتیس بولتزمن، مدل گرادیان رنگ برای شبیه‌سازی و مدل‌سازی تزریق پلیمر جهت کنترل آبدهی استفاده ‌شود.

مراجع

[1] A. Taha and M. Amani, "Overview of water shutoff operations in oil and gas wells; chemical and mechanical solutions," *ChemEngineering,* vol. 3, no. 2, p. 51, 2019.

[2] Y. Liu, B. Bai, and Y. Wang, "Applied technologies and prospects of conformance control treatments in China," *Oil & Gas Science and Technology–Revue d’IFP Energies nouvelles,* vol. 65, no. 6, pp. 859-878, 2010.

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

[4] E. Bedaiwi, B. D. Al-Anazi, A. F. Al-Anazi, and A. M. Paiaman, "Polymer injection for water production control through permeability alteration in fractured reservoir," *Nafta,* vol. 60, no. 4, pp. 221-231, 2009.

[5] B. Bai, J. Leng, and M. Wei, "A comprehensive review of in-situ polymer gel simulation for conformance control," *Petroleum Science,* 2021.

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

[7] D. Alfarge, B. Bai, and A. Almansour, "Numerical simulation study to understand the performance of RPM gels in water-shutoff treatments," *Journal of Petroleum Science and Engineering,* vol. 171, pp. 818-834, 2018.

[8] J. Liang and R. Seright, "Wall-effect/gel-droplet model of disproportionate permeability reduction," *SPE journal,* vol. 6, no. 03, pp. 268-272, 2001.

[9] H. H. Al-Sharji, C. A. Grattoni, R. A. Dawe, and R. W. Zimmerman, "Pore-scale study of the flow of oil and water through polymer gels," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1999: OnePetro.

[10] J.-T. Liang, H. Sun, and R. Seright, "Why do gels reduce water permeability more than oil permeability?," *SPE Reservoir Engineering,* vol. 10, no. 04, pp. 282-286, 1995.

[11] J. White, J. Goddard, and H. Phillips, "Use of polymers to control water production in oil wells," *Journal of Petroleum Technology,* vol. 25, no. 02, pp. 143-150, 1973.

[12] S. Nilsson, A. Stavland, and H. Jonsbraten, "Mechanistic study of disproportionate permeability reduction," in *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 1998: OnePetro.

[13] M. Prado Paez, O. Rauseo, M. Reyna, and I. Ferreira, "Evaluation of the Effect of Oil Viscosity on the Disproportionate Permeability Reduction of a Polymeric Gel Used for Controlling Excess Water Production," in *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2009: OnePetro.

[14] A. Zaitoun and N. Kohler, "Two-phase flow through porous media: effect of an adsorbed polymer layer," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1988: OnePetro.

[15] R. S. Seright, J. Liang, W. B. Lindquist, and J. H. Dunsmuir, "Characterizing disproportionate permeability reduction using synchrotron X-ray computed microtomography," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering,* vol. 5, no. 05, pp. 355-364, 2002.

[16] J. Liang, H. Sun, and R. Seright, "Reduction of oil and water permeabilities using gels," in *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*, 1992: OnePetro.

[17] J. Liang and R. Seright, "Further investigations of why gels reduce kw more than ko," in *International symposium on oilfield chemistry: Houston TX, 18-21 February 1997*, 1997, pp. 393-400.

[18] R. S. Seright, "Optimizing disproportionate permeability reduction," in *SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery*, 2006: OnePetro.

[19] R. Seright, "Polymer gel dehydration during extrusion through fractures," *SPE production & facilities,* vol. 14, no. 02, pp. 110-116, 1999.

[20] G. P. Willhite, H. Zhu, D. Natarajan, C. McCool, and D. Green, "Mechanisms causing disproportionate permeability reduction in porous media treated with chromium acetate/HPAM gels," *SPE Journal,* vol. 7, no. 01, pp. 100-108, 2002.

[21] Z. Yan, C. McCool, D. Green, and G. Willhite, "Modification of oil and water permeabilities in Berea sandstone by a gel treatment," in *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 1999: OnePetro.

[22] H. Al-Sharji, C. Grattoni, R. Dawe, and R. Zimmerman, "Disproportionate permeability reduction due to polymer adsorption entanglement," in *SPE European formation damage conference*, 2001: OnePetro.

[23] P. L. Zitha, F. J. Vermolen, and H. Bruining, "Modification of two phase flow properties by adsorbed polymers and gels," in *SPE European Formation Damage Conference*, 1999: OnePetro.

[24] P. Krishnan, K. Asghari, G. Willhite, C. McCool, D. Green, and S. Vossoughi, "Dehydration and permeability of gels used in in-situ permeability modification treatments," in *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 2000: OnePetro.

[25] A. Zaitoun, R. Rahbari, and N. Kohler, "Thin polyacrylamide gels for water control in high-permeability production wells," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1991: OnePetro.

[26] P. Druetta and F. Picchioni, "Influence of the polymer properties and numerical schemes on tertiary oil recovery processes," *Computers & Mathematics with Applications,* vol. 79, no. 4, pp. 1094-1110, 2020.

[27] M. Alshawaf, "Experimental, numerical and economical analysis of polymer floods in stratified reservoirs," 2018.

1. casing leaks [↑](#footnote-ref-1)
2. mobilizing [↑](#footnote-ref-2)
3. synthetic polymers [↑](#footnote-ref-3)
4. xanthan [↑](#footnote-ref-4)
5. hydroxyethyl cellulose [↑](#footnote-ref-5)
6. glucan [↑](#footnote-ref-6)
7. guar gum [↑](#footnote-ref-7)
8. high yield [↑](#footnote-ref-8)
9. well soluble [↑](#footnote-ref-9)
10. no structure viscosity [↑](#footnote-ref-10)
11. scleroglucan [↑](#footnote-ref-11)
12. shear stable [↑](#footnote-ref-12)
13. wormholes [↑](#footnote-ref-13)
14. elongations [↑](#footnote-ref-14)
15. Liang [↑](#footnote-ref-15)
16. Prado Paez [↑](#footnote-ref-16)
17. Zaitoun [↑](#footnote-ref-17)
18. Kohler [↑](#footnote-ref-18)
19. Nilsson [↑](#footnote-ref-19)
20. Al Sharji [↑](#footnote-ref-20)
21. leaching [↑](#footnote-ref-21)
22. Yan [↑](#footnote-ref-22)
23. Zitha [↑](#footnote-ref-23)
24. Krishnan [↑](#footnote-ref-24)
25. Willhite [↑](#footnote-ref-25)
26. formation volume factor [↑](#footnote-ref-26)