

Study on the Efficiency of Different Polymers Used in Polymer Injection (Flooding) Operations in Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil Reservoirs

Yasin Khalili^{1*}, Abbas Hashemizadeh², and Sara Yasemi²

1. Department of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, P.O. Box 15875-4413, Tehran, Iran

2. Petroleum and Petrochemical Engineering School, Hakim Sabzevari University, Postal Code 9617976487, Sabzevar, Iran

Received: 28 February 2021, Accepted: 14 July 2021

Abstract

Only 10% of Iran's oil reservoirs have a sandy structure and the rest have a carbonate structure. Therefore, a relatively large part of the oil in these reservoirs is heavy and can not be extracted by conventional methods. For this reason, methods called enhanced recovery are used to increase the recovery factor of oil reservoirs. Enhanced recovery is performed by secondary and tertiary methods, which thermal and chemical methods and gas injection are among the tertiary methods. One of the chemical methods is polymer flooding. For many years, polymers have been used to control the mobility of injected water and to enhanced recovery of oil reservoirs. By increasing the viscosity of polymers, they reduce the mobility of water, increase the stability of the kinematic profile, reduce the phenomenon of finger injection of the injected fluid, and finally increase the oil production from the reservoir. In this paper, first the application of polymers in oil reservoirs, then the types of polymers used in enhanced oil recovery, including polyacrylamides, alkali-surfactant-polymer, xanthanes, polysaccharides, and hydroxyethyl cellulose have been investigated. In addition, destructive factors of polymer structure, factors affecting polymer flooding, different injection patterns, screening criteria, and their general parameters affecting the successful operation and its general dimensions, as well as, simulation of polymer flooding in one of the Iranian oil fields are investigated.

Key Words

enhanced oil recovery,
heavy oil reservoirs,
polymer flooding,
types of polymers,
screening criteria

(*) To whom correspondence should be addressed.
E-mail: yassinkhalili.pe@gmail.com

مطالعه بازده پلیمرهای مختلف به کاررفته در عملیات تزریق (سیلاب زنی) پلیمر در ازدیاد برداشت از مخازن نفت سنگین

یاسین خلیلی^{۱*}، عباس هاشمی زاده^۲، سارا یاسمی^۲

۱- تهران، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، دانشکده مهندسی نفت، صندوق پستی ۱۵۸۷۵-۴۴۱۳

۲- سبزوار، دانشگاه حکیم سبزواری، دانشکده مهندسی نفت و پتروشیمی، کد پستی ۹۶۱۷۹۷۶۴۸۷

دریافت: ۱۳۹۹/۱۲/۱۰، پذیرش: ۱۴۰۰/۴/۲۳

تنها ۱۰٪ از مخازن نفتی ایران دارای ساختار شنی هستند و باقی آن‌ها ساختار کربناتی دارند. بنابراین، بخش نسبتاً زیادی از نفت موجود در این مخازن سنگین است و با روش‌های معمولی استحصال‌پذیر نیست. بدین دلیل، از روش‌هایی تحت عنوان ازدیاد برداشت برای افزایش ضریب بازیافت مخازن نفتی استفاده می‌شود. ازدیاد برداشت با روش‌های ثانویه و ثالث انجام می‌شود که روش‌های گرمایی و شیمیایی و تزریق گاز از جمله روش‌های ثالث هستند. یکی از روش‌های شیمیایی، سیلاب زنی پلیمری است. از سال‌ها پیش، از پلیمرها برای کنترل تحرک‌پذیری آب تزریقی و ازدیاد برداشت از مخازن نفتی استفاده می‌شود. پلیمرها با افزایش گرانی، سبب کاهش تحرک‌پذیری آب، افزایش پایداری نیم‌رخ حرکتی، کاهش پدیده انگشتی شدن سیال تزریقی و در نهایت افزایش تولید نفت از درون مخزن می‌شوند. در این مقاله، ابتدا کاربرد پلیمر در مخازن نفتی، سپس انواع پلیمرهای استفاده‌شده در ازدیاد برداشت نفت از جمله پلی‌آکریل‌آمیدها، پلیمر سطح‌فعال قلیایی، زانتان‌ها، پلی‌ساکاریدها و هیدروکسی اتیل سلولوز بررسی شده است. در ادامه، عوامل مخرب ساختار پلیمر، عوامل اثرگذار بر سیلاب زنی پلیمری، الگوهای مختلف تزریق، معیارهای غربالگری و به طور کلی پارامترهای مؤثر بر انجام موفقیت‌آمیز عملیات و ابعاد کلی آن‌ها و نیز شبیه‌سازی موفق عملیات سیلاب زنی پلیمری در یکی از مخازن ایران بررسی شده است.

بسیار

فصلنامه علمی

سال دوازدهم، شماره ۱،

صفحه ۲۴-۱۴، ۱۴۰۱

ISSN: 2252-0449

چکیده



یاسین خلیلی



عباس هاشمی زاده



سارا یاسمی

واژگان کلیدی

ازدیاد برداشت نفت،
مخازن نفت سنگین،
سیلاب زنی پلیمری،
انواع پلیمر،
معیارهای غربالگری

* مسئول مکاتبات، پیام‌نگار:

yassinkhalili.pe@gmail.com

مقدمه

مخازن هیدروکربنی محیطی، متخلخل و تراوا هستند که به دلایل مختلف مانند تراوایی کم، پیچیدگی حرکت سیال، نیروی موینگی حاکم بر محیط، افت فشار مخزن و غیره استخراج و استفاده از تمام هیدروکربن های آن عملی نیست [۱]. به منظور ازدیاد برداشت نفت تزریق پلیمر به عنوان یکی از روش های شیمیایی ازدیاد برداشت، استفاده می شود [۲]. پلیمر به تنهایی عاملی برای افزایش برداشت نفت نیست، بلکه افزودن آن به آب در عملیات تزریق آب، می تواند موجب کاهش نسبت تحرک آب به نفت و افزایش گرانیروی آب شود. در این صورت، مانع گذر زودهنگام آب نسبت به نفت و ایجاد پدیده انگشتی شدن (fingering) می شود [۳]. بدین دلیل است که بازدهی برداشت نفت در سیلاب زنی پلیمری (polymer flooding) به مراتب بیش از تزریق آب است. از این رو، تلاش برای بهبود بازده جاروب زنی (sweep efficiency) در فرایند سیلاب زنی از ابتدای مطرح شدن عملیات تزریق آب، مورد توجه قرار گرفته است. تاکنون، درباره تعدادی از مواد افزودنی شامل پلیمرهای حلال در آب آزمایش هایی شده است [۲،۳].

افزایش گرانیروی سیال تزریق شده (آب)، جاروب نفت باقی مانده در مخزن، کاهش نسبت تحرک آب به نفت، کاهش تراوایی مسیرهای جاروب شده و افزایش کشش و مقاومت میان سیال تزریقی و نفت از اهداف سیلاب زنی پلیمری است [۴]. در بسیاری از موارد، حدود ۶۰٪ تا ۷۰٪ از نفت اولیه پس از فرایندهای برداشت اولیه در مخزن باقی می ماند. تجزیه و تحلیل های مغزه گیری نشان می دهند، تزریق محلول پلیمر با غلظت زیاد می تواند حدود ۲۰٪ بازیافت نفت را افزایش دهد [۵]. برای کاربرد یک پلیمر در دما و فشار مخزن، خواص آن در درازمدت حائز اهمیت است، زیرا پلیمر خواص فیزیکی خود را در مدت زمان کوتاه از دست می دهد و به سرعت تخریب می شود [۵].

تزریق مواد شیمیایی یا کف

این روش به منظور کاهش نیروی کشش سطحی میان سنگ و سیال، با تنظیم نسبت تراوایی به گرانیروی نفت مخزن استفاده می شود. استفاده از روش تزریق کف و مواد شیمیایی، به طور مثال در برخی از میدان های نروژ به طور آزمایشی با موفقیت انجام پذیرفته است. اگرچه مطالعات زیادی در جهان انجام شده، ولی با توجه به شرایط کنونی قیمت نفت استفاده از برخی مواد شیمیایی غیراقتصادی است. روش های بازیافت شیمیایی شامل تزریق پلیمر، پلیمر

میسلی و قلیارویی است. در حال حاضر، تزریق پلیمر متداول ترین روش تزریق مواد شیمیایی است [۶].

سیلاب زنی پلیمری میسلی

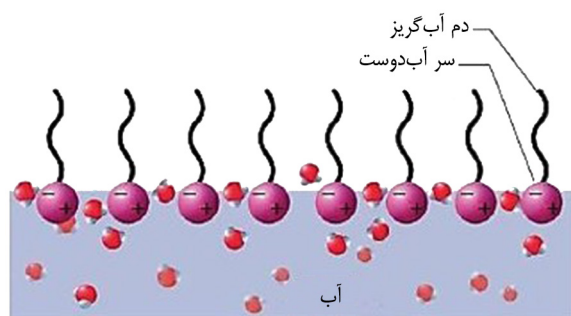
روش سیلاب زنی پلیمری میسلی (micellar-polymer flooding) از تزریق توده میسلی شامل مخلوطی از سطح فعال ها، شبه سطح فعال ها، الکل، آب شور و نفت بهره می برد که درون سازند دارای نفت حرکت کرده و نفت به دام افتاده بیشتری را از سنگ مخزن رها می کند. این روش از کاراترین روش های EOR و در عین حال از گران ترین آن ها به شمار می رود. مایع ظرف شویی باعث آزاد شدن چربی از سطح ظروف می شود و سپس می توان با جریان آب چربی ها را زدود. بنابراین، هنگامی که محلول میسلی در سازند حاوی نفت درون مخزن به حرکت درمی آید، باعث آزاد شدن مقدار زیادی از نفت محبوس در سنگ مخزن می شود. برای افزایش تولید، آب غلیظ شده با پلیمر برای کنترل تحرک، پس از توده میسلی تزریق می شود. آب شیرین پس از پلیمر تزریق می شود تا از آلوده شدن مواد شیمیایی نیز جلوگیری کند [۶].

سطح فعال ها

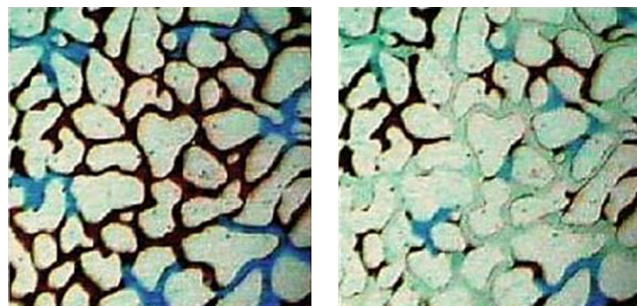
سطح فعال ها ترکیبات آلی بوده که دارای گروه های آب گریز (دافع آب) و آب دوست (جاذب آب) هستند که به ترتیب نقش دم و دنباله و سر را دارند. این مواد با کاهش نیروهای موینگی می توانند به بازیافت نفت کمک کنند. در شکل ۱ می توان ساختار آن ها را مشاهده کرد [۷،۸].

سیلاب زنی قلیایی

سیلاب زنی قلیایی (alkaline flooding) مستلزم تزریق مواد شیمیایی قلیایی (محلول های پتاس یا سودسوزآور) درون مخزن است. به علت واکنش مواد قلیایی با اسیدهای موجود در نفت،



شکل ۱- ساختار ماده سطح فعال [۸].



شکل ۲- مقایسه مقدار نفت باقی مانده در مخزن به ترتیب از راست به چپ پس از تزریق پلیمر و آب [۴].

$$RRF = (\Delta P_w)_{\text{after polymer}} / (\Delta P_w)_{\text{before polymer}}$$

در دو معادله بالا، p نماد پلیمر و w نماد آب، μ گرانی، K تراوایی، v حجم، L طول و ΔP افت فشار است.

ازدیاد برداشت نفت

در سال ۱۹۷۷، Knight و Rhudy مطالعات آزمایشگاهی ازدیاد برداشت نفت را آغاز کردند. آن‌ها در آزمایش‌های خود از محلول پلیمری با غلظت‌های گوناگون استفاده کرده و دو نمونه نفت سنگین را بررسی کردند. نسبت پویایی در ابتدا برای آب و نفت در حدود ۳۰ گزارش شد. در حالی که پس از تزریق پلیمر، مقدار این نسبت برای دو نمونه نفت به ترتیب ۰/۳۴ و ۳/۲ گزارش شد. نتایج بازیافت نفت نیز بیانگر افزایش بازیافت بین ۱۹٪ تا ۳۱٪ بود. در شکل ۲ اثر تزریق پلیمر را به خوبی می‌توان مشاهده کرد [۵].

کنترل تحرک در فرایندی که طی آن، تغییر سرعت‌های نسبی حرکت سیالات تزریقی و جابه‌جاشونده درون مخزن ضروری باشد، پارامتری مهم و کلیدی است. هدف از کنترل تحرک، بهبود بازده جابه‌جایی حجمی در فرایند جابه‌جایی است. با کاهش نسبت‌های تحرک، عموماً بازده جاروب حجمی افزایش می‌یابد. برای تغییر نسبت‌های تحرک باید تراوایی یا گرانی سیالات تزریقی و جابه‌جاشونده را تغییر داد. اغلب فرایندهای کنترل تحرک با افزودن مواد شیمیایی به سیال تزریقی میسر می‌شوند. در معادله (۳) می‌توان نسبت تحرک‌پذیری را مشاهده کرد [۱۰]:

$$M = (K_w / \mu_w) / (K_o / \mu_o) \quad (3)$$

در این معادله، K_w و K_o به ترتیب تراوایی مؤثر آب و نفت و μ_w و μ_o به ترتیب گرانی آب و نفت هستند.

طبق این معادله، اگر این نسبت بزرگ‌تر از یک باشد، یعنی در

مواد سطح فعال تولید می‌شوند که به نوبه خود با کاهش کشش سطحی، موجب تغییر ترشوندگی سطح سنگ مخزن یا ایجاد امولسیون می‌شوند و به آزاد شدن نفت از سنگ‌ها کمک می‌کنند. در نتیجه، نفت با آسانی بیشتر می‌تواند درون مخزن به سمت چاه‌های تولیدی حرکت کند. این روش اساساً هزینه کمتری نسبت به روش سیلاب زنی پلیمری میسلی دارد [۷].

سیلاب زنی پلیمری

این روش، اغلب در مخازنی استفاده می‌شود که روش سیلاب زنی در آن‌ها کارایی لازم را ندارد، مانند مخازنی که به دلیل شکستگی یا تراوایی زیاد باعث انحراف جریان و هرزروی آب تزریقی می‌شوند یا مخازنی که به علت وجود نفت سنگین در برابر جریان آب مقاومت می‌کنند [۶].

کاربردهای پلیمر در مخازن نفتی

کاربردهای پلیمر در مخازن نفتی عبارت از: (۱) تزریق ژل پلیمری برای کنترل آب تولیدی و (۲) ازدیاد برداشت نفت است [۹].

تزریق ژل پلیمری برای کنترل آب تولیدی

تولید آب اضافی یکی از دغدغه‌های اصلی در بهره‌برداری از مخازن نفتی است. عملیات قراردادن ژل‌های پلیمری در مخازن یکی از روش‌های شیمیایی کنترل بندآوری آب (water shut off) است که باعث کاهش تراوایی آب و افزایش نسبی تراوایی نفت می‌شود. از عوامل مؤثر، عوامل مقاومت (RF) و مقاومت باقی مانده (RRF) بوده که معیاری از کاهش نفوذپذیری هستند. روابط این عوامل به صورت زیر است [۹]:

$$RF = (K/\mu)_{\text{brine}} / (K/\mu)_{\text{polymer}} \quad (1)$$

$$\mu_p = -(k_p \times \Delta P_p) / (v_p \times L)$$

$$\mu_w = -(k_w \times \Delta P_w) / (v_w \times L)$$

اگر $v_w = v_p$ باشد، در این صورت دو حالت خواهیم داشت:

$$\text{الف} - k_p = k_w$$

$$RF = \Delta P_p / \Delta P_w$$

$$\text{ب} - k_p \neq k_w$$

$$RF = (k_w \times \mu_p) / (k_p \times \mu_w) \quad (2)$$

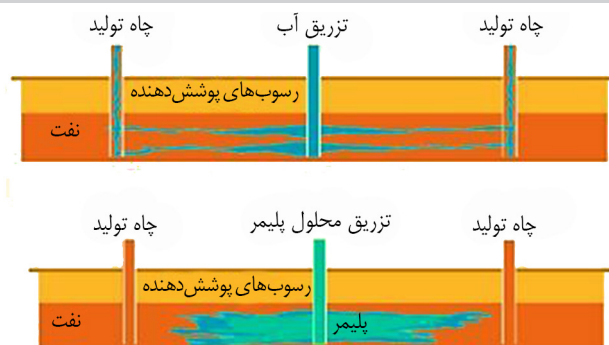
$$RRF = (K/\mu)_{\text{brine before polymer}} / (K/\mu)_{\text{brine after polymer}}$$

حساس بوده، ولی در برابر حمله میکروبی نسبتاً مقاوم است. استفاده از پلی آکریل آمیدها، افزون بر افزایش گرانروی آب و بهبود نسبت پویایی، به ته نشین شدن روی سطح محیط متخلخل و کاهش تراوایی مناطق تحت تأثیر محلول پلیمری، منجر می شود [۱۲].

پلی آکریل آمید آبکافتی (HPAM)

درجه آبکافت معمولاً با واکنش محلول پلی آکریل آمید با محلول قوی سدیم هیدروکسید ایجاد می شود. درصد گروه های آمیدی تغییر ساختاریافته به گروه های کربوکسیل را درصد آبکافت شدن می گویند [۱۳]. به طور مثال، مقدار آن در پلی آکریل آمیدها حدود ۳۱٪ است. اگر مقدار آبکافت خیلی کم باشد، پلیمر در آب حل پذیر است و چنانچه مقدار آن خیلی زیاد باشد، خواص پلیمر به شوری و سختی بسیار حساس می شود. مطالعات نشان می دهد، با افزایش درجه آبکافت، گرانروی ظاهری زیاد می شود. پلیمر آبکافت شده قطر بزرگی دارد که به افزایش ضریب مقاومت و کاهش تحرک منجر می شود. رایج ترین پلیمرهای استفاده شده در ازدیاد برداشت نفت، پلی آکریل آمیدهای آبکافتی هستند. واکنش پلی آکریل آمید با بازی مانند سدیم یا پتاسیم هیدروکسید یا سدیم کربنات به آبکافت منجر می شود. در پلی آکریل آمید آبکافتی، تعدادی از گروه های آمیدی (CONH_2) به گروه های کربوکسیلی (COO^-) تبدیل می شوند [۱۴].

عملیات تزریق و انجام HPAM نسبتاً راحت است و می توان به مقدار درخور توجهی سرعت بازیافت نفت را تحت شرایط مخزن بهبود بخشید. وزن مولکولی این پلیمرها $10^6 \times 30$ است و می تواند در دمای بیش از 99°C استفاده شود. البته به طور مسلم، شرایطی مانند سختی و شوری می تواند این محدوده دمایی را تغییر دهد. لازم به ذکر است، انواع اصلاح شده ای از HPAM مانند کوپلیمرهای HPAM-۲-آکریل آمید و ۲-متیل پروپان سولفونیک اسید (AMPS) و پلی آکریل آمید سولفونات دار شده وجود دارند که در دماهای 104°C تا 120°C استفاده می شوند. گزارش ها حاکی از حساس بودن بسیار پلیمر نسبت به سختی است و این حساسیت با وجود یون ها و در آب بسیار شدت می یابد. در ضمن، اگر مقدار آبکافت خیلی کم باشد، پلیمر در آب حل پذیر نبوده و چنانچه بسیار زیاد باشد، خواص پلیمر به شوری و سختی حساس می شود. مطالعات نشان می دهند، با افزایش درجه آبکافت، گرانروی ظاهری زیاد می شود [۸]. در شکل ۴ می توان ساختار PAM و HPAM را مشاهده کرد.



شکل ۳- نمایی از پدیده انگشتی شدن هنگام تزریق آب و حذف [۱۱].

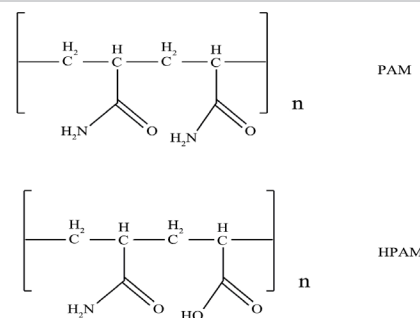
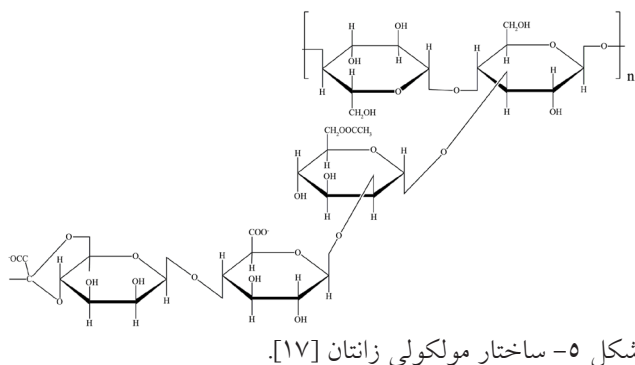
سطح، تولید آب بیش از نفت است. از این رو، با تزریق پلیمر تلاش می شود تا این نسبت به کمتر از یک برسد. همچنین در شکل ۳، می توان یکی از معضلات تزریق آب را به طور واضح مشاهده کرد که آن هم پدیده انگشتی شدن است. این پدیده موجب ایجاد یک نقطه گذر زود هنگام برای سیال تزریقی شده یا باعث طولانی تر شدن زمان تزریق می شود. در نتیجه، ماده تزریقی بیشتری لازم است که از لحاظ اقتصادی به صرفه نیست. این مسئله باعث کاهش حجم جاروب زنی نفت می شود که با تزریق پلیمر می توان این اثر را کاهش داد [۱۱].

پلیمرهای به کاررفته در EOR

به طور کلی، پلیمرهای محلول در آب به کاررفته در حوزه نفتی را می توان به دو دسته پلیمرهای سنتزی و پلیمرهای طبیعی یا زیست پلیمرها تقسیم کرد. از جمله پلیمرهای سنتزی می توان به پلی آکریل آمیدها و مشتق آن ها پلی آکریل آمید آبکافتی و قلیا-سطح فعال-پلیمر و از جمله پلیمرهای طبیعی می توان به زانتان ها و پلی ساکاریدها و هیدروکسی اتیل سلولوز اشاره کرد. در ادامه به بررسی این گونه پلیمرها پرداخته می شود [۱].

پلی آکریل آمیدها (PAMs)

پلی آکریل آمیدها، پلیمرهای سنتزی هستند که از آکرلیک اسید مشتق شده اند و از کاربردی ترین پلیمرها به شمار می روند. پلی آکریل آمید، اولین پلیمر استفاده شده به عنوان عامل غلیظ کننده در محلول های آبی است. به طور کلی، کارایی این پلیمرها به وزن مولکولی و درجه آبکافت شدن آن ها بستگی دارد که وزن مولکولی بین 10^6 Da تا $8 \times 10^6 \text{ Da}$ و اندازه مولکولی آن ها بین $0.1 \mu\text{m}$ تا $0.3 \mu\text{m}$ است. این پلیمر به شکست مکانیکی و نیروهای برشی



اندازه زانتان ها از $0.6 \mu m$ تا $1.5 \mu m$ بوده و وزن مولکولی آنها حدود $2 \times 10^6 Da$ است. زانتان ها کارایی عالی در آب سازندی با شوری زیاد دارند. نکته حائز اهمیت این است که در تزریق زانتان ها معمولاً برای جلوگیری از تجزیه میکروبی، هم زمان زیست کش نیز تزریق می شود [۱۷]. در شکل ۵ ساختار زانتان مشاهده می شود.

پلی ساکاریدها

این پلیمرها از مونوساکاریدها تشکیل شده اند و از نظر ساختاری، به ویژه اندازه زنجیر و انشعاب، با پلیمرهای آلکانی قابل مقایسه هستند. زنجیر آنها دارای مقاومت زیادی در برابر شکست مکانیکی است، نسبت به شوری و سختی حساس نیستند و همانند پلی آکریل آمیدها تراوایی را کاهش می دهند. پلی ساکاریدها دارای حلقه های گلوکوزی هستند. سه پلی ساکارید مهم که از گلوکوز ساخته شده اند، عبارت از سلولوز، گلیکوژن و نشاسته هستند.

نشاسته و گلیکوژن به عنوان ذخایر انرژی کوتاه مدت به ترتیب در گیاهان و حیوانات هستند. سلولوز از فراوان ترین پلی ساکاریدها هستند که از اجزای دیواره سلول های گیاهی تشکیل می شوند. آنها افزون بر صنعت نفت، در صنایع کاغذسازی، چوب و نساجی نیز کاربرد دارند. اخیراً از سلولوز مشتق از هسته خرما در ساخت لوله های پلیمری استفاده شده است [۱۸].

هیدروکسی اتیل سلولوز (HEC)

هیدروکسی اتیل سلولوز، از عمل آوری سلولوز با قلیا و سپس واکنش آن با اتیلن اکسید به دست می آید. در این واکنش گروه های هیدروکسیل آویزان با گروه های هیدروکسی اتیل جانشین می شوند. بدین ترتیب، پلیمری محلول در آب حاصل می شود. برخلاف زانتان ها، HEC به طور سنتزی تولید و دارای ذرات و بافت سلولی نیست که باعث آسیب سازندی شوند. HEC دارای ساختار مستحکمی است که برخلاف زانتان ها، در محلول به یک ساختار

قلیا-سطح فعال-پلیمر (ASP)

با توجه به اینکه در سیلاب زنی شیمیایی، پارامترهایی چون مقدار جذب مواد سطح فعال، نسبت تحرک و تشکیل امولسیون باید در نظر گرفته شوند، سامانه های سیلاب زنی با مواد سطح فعال مختلف وجود دارند. سه نوع سامانه رایج سیلاب زنی با مواد سطح فعال عبارت از [۱۵]:

۱- سطح فعال ها،

۲- قلیا-سطح فعال و

۳- با قلیا-سطح فعال-پلیمر.

درباره مورد سوم باید گفت، سامانه قلیا-سطح فعال در مواردی که واپایش نسبت تحرک توده تزریقی و نفت اهمیت چندانی نداشته باشد، مناسب است. اما در مخازن ماسه سنگی با تراوایی زیاد، که واپایش نسبت تحرک اهمیت می یابد، استفاده از پلیمر اجتناب ناپذیر است. نقش پلیمر در سامانه قلیا-سطح فعال-پلیمر، واپایش نسبت تحرک، بهبود و افزایش بازده جاروبی است. فرایند بازیابی نفت با ASP، قابلیت بالقوه در بهبود عملکرد نفت دارد. این فن به طور موفقیت آمیز می تواند در تولید نفت از مخازن پس از فرایند بازیابی اولیه و ثانویه استفاده شود. قلیا-سطح فعال-پلیمر دارای ظرفیت زیادی برای بهبود بخشیدن نفت است. قلیا-سطح فعال-پلیمر با کاهش تنش میان فاز نفت و آب و افزایش گرانروی مایع به صورت جایگزین کار می کند. فرایند سیلاب زنی پلیمر-سطح فعال دارای قابلیت زیادی است، چرا که می تواند بازده جابه جایی ماکروسکوپی و میکروسکوپی را افزایش دهد [۱۶].

زانتان ها

زانتان ها از نوع پلیمر های طبیعی هستند که به وسیله ریزاندامگانی از نوع *Xanthomonas campestris* تشکیل می شوند. مولکول های زانتان از یک زنجیر سلولوزی با حلقه های گلوکوزی تشکیل شده است و برخلاف HPAM، ساختار سخت و محکمی دارند. محدوده

تخریب شیمیایی

تخریب شیمیایی محلول‌های پلیمری آب دار، اساساً متأثر از وجود یون‌های دوظرفیتی، اکسیژن و دماست. کاتیون‌های دوظرفیتی مانند Ca^{2+} و Mg^{2+} موجب عمل آبکافت پلی‌آکریل‌آمیدها می‌شوند، از این رو پایداری آن‌ها کاهش می‌یابد. جدا از منیزیم و کلسیم، آهن (Fe^{2+}) نیز می‌تواند این عمل را انجام دهد. زیرا درون آب سازند، یون آهن وجود دارد و محلول پلیمری مدنظر دارای آب است. بنابراین، اکسیژن نیز در محلول وجود دارد، از این رو از ترکیب یون آهن و اکسیژن، یون Fe^{3+} تشکیل شده است. به عبارتی، عمل اکسایش رخ می‌دهد و باعث کاهش پایداری و مقاومت پلی‌آکریل‌آمیدها و همچنین پلی‌ساکاریدها می‌شود. دما نیز به عنوان عاملی برای سرعت بخشیدن به عوامل یادشده است. درواقع، تخریب ناشی از دمای تخریب مولکول‌ها در اثر دمای بسیار زیاد است. به عبارتی در دماهای زیاد، زنجیرهای طولانی به هم متصل پلیمری، شکسته و به مولکول‌های کوچک‌تر تبدیل می‌شوند. دمای استاندارد استفاده از محلول پلی‌آکریل‌آمید 70°C و برای محلول پلیمری HECs حدود 65°C است. در دماهای بیشتر به شکستن زنجیر طولانی منجر می‌شود [۲۱].

زیست تخریب

به طور کلی، این تخریب مشکلی برای زیست پلیمرهاست و ترجیحاً در دماها و شوری کمتر اتفاق می‌افتد. درواقع زیست تخریب، شکست مولکول‌های پلیمری به وسیله باکتری‌ها یا فرایندهای شیمیایی آنزیمی است. مولکول‌های زانتان به وسیله باکتری‌های بی‌هوازی تخریب می‌شوند. بدین صورت که این باکتری‌ها گلوکوز را جذب می‌کنند که موجب استحکام مولکول‌های پلیمری شده است. آنزیم‌ها نیز به عنوان زیست کاتالیزورها عمل می‌کنند. تخریب آنزیمی بیشتر برای پلیمرهای طبیعی، مانند یاف نشاسته یا کتان اتفاق می‌افتد. ابتدا پلیمر توسط میکروب‌ها و باکتری‌های بی‌هوازی تجزیه و به ساختار اسفنجی تبدیل می‌شود که بسیار ضعیف است. سپس، تخریب بافت پلیمر با حمله آنزیمی آغاز می‌شود. هر واکنش آنزیمی باعث گسستن پیوندها و کوچک‌تر شدن پلیمر شده تا اینکه تخریب کاملاً انجام شود [۲۰].

عوامل مؤثر بر سیلاب زنی پلیمری

عوامل مختلفی به شرح زیر بر سیلاب زنی پلیمری اثرگذارند:

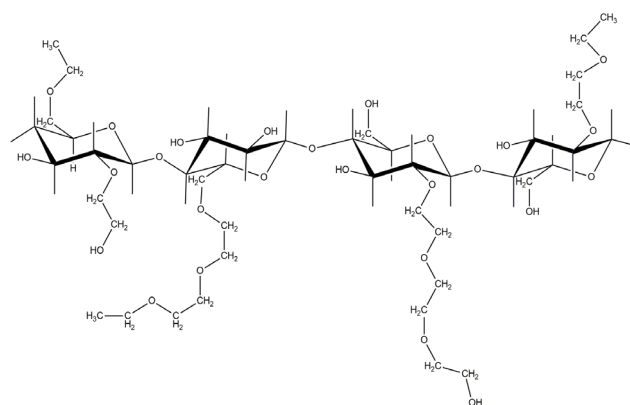
- ۱- غلظت: با افزایش غلظت، میزان برداشت نفت بیشتر می‌شود. افزودن محلول پلیمر، باعث افزایش بیشتر گرانیروی آب شده،

مارپیچی تبدیل نمی‌شود، درنتیجه مانند هر پلیمر دیگر گرانیروی آن با دما کاهش می‌یابد. به دلیل ساختار غیریونی آن، به شوری حساس نیست و انحلال پذیری خوبی در آب سازندی با شوری زیاد دارد. محلول HEC غیریونی است و گرانیروی محلول با ایجاد تنش کاهش می‌یابد. امروزه در میدان‌های نفتی از این پلیمر استفاده زیادی می‌شود. خواص این پلیمر باعث شده است، اغلب به عنوان مواد گرانیروی افزا در سیال تکمیل چاه و شکاف هیدرولیکی استفاده شود. از مزیت‌های مهم پلیمر HEC نسبت به سایر ترکیبات این است که آسیب سازند را کاهش می‌دهد. بدین دلیل از نامزدهای احتمالی برای ازدیاد برداشت نفت به روش شیمیایی است [۱۸]. هر پلیمر مجموعه‌ای از مزیت‌ها و معایب را دارد. پلی‌آکریل‌آمیدها نسبتاً ارزان هستند و باعث افزایش گرانیروی آب می‌شوند. از معایب آن‌ها تمایل به تخریب برشی در سرعت جریان زیاد و کاهش کارایی در شوری زیاد آب است، زیرا باعث کاهش گرانیروی می‌شوند. از مزایای پلیمرهای طبیعی، مقاومت زیاد آن‌ها در برابر تخریب برشی و همچنین عدم کاهش گرانیروی آن‌ها در برابر شوری زیاد آب است. افزون بر این، روی سنگ جذب کمتری نسبت به پلی‌آکریل‌آمیدها دارند، از این رو نفوذ آن‌ها در سازند بیشتر است [۱۹]. در شکل ۶ می‌توان ساختار HEC را مشاهده کرد.

عوامل تخریب محلول‌های پلیمری

تخریب مکانیکی

زمانی که محلول پلیمر در معرض تنش برشی زیاد قرار می‌گیرد، مولکول‌های آن ممکن است به قسمت‌های کوچکی تقسیم شوند. این شرایط برش زیاد ممکن است، در طول انتقال محلول پلیمری به وسیله پمپ‌ها، درون کاهنده‌ها در طول تزریق به داخل سازند یا در حین عبور از مشبک‌ها اتفاق افتد. بدین دلیل، اکثر تزریق‌های پلیمر از طریق تکمیل چاه باز (open hole completion) انجام می‌گیرد [۲۰].



شکل ۶- ساختار مولکولی HEC [۱۹].

الگوی تزریق در چاه

طی شبیه سازی های به عمل آمده، سه الگوی مختلف در سیلاب زنی پلیمری استفاده شده اند. برای تمام الگوها، مشخصات سامانه تزریق سیلاب زنی پلیمری بدین شرح است:

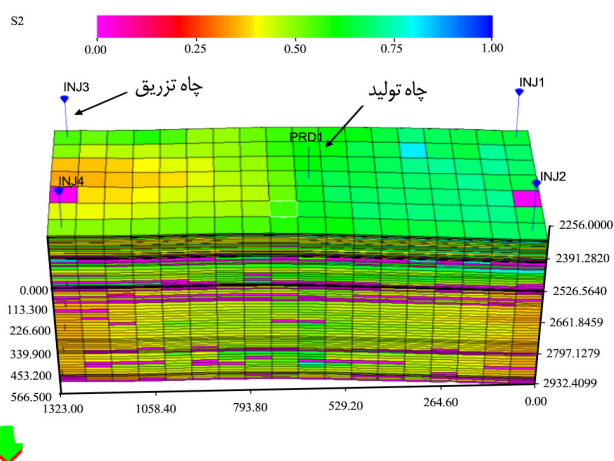
محلول پلیمری با سرعت تزریق ۱۰۰۰ بشکه در روز، به مقدار یک برابر حجم حفره های خالی و با غلظت ۲۰۰۰ ppm تزریق شده و سپس به مقدار ۰/۵ برابر حجم حفره های خالی آب تزریق می شود. بنابراین، مدت زمان تزریقی در مجموع ۱/۵ برابر حجم حفره های خالی است [۲۳].

الگوی پنج نقطه ای

در این روش یک چاه تولیدی در مرکز مخزن و چهار چاه تزریقی در گوشه های مخزن قرار می گیرند. در شکل ۷ می توان نحوه قرارگیری چاه ها را در این الگو مشاهده کرد. با توجه به مشخصات عنوان شده برای سیلاب زنی پلیمری، تزریق پلیمر انجام می شود. با توجه به نتایج شبیه سازی، ضریب بازیافت نفت برای سیلاب زنی پلیمری با استفاده از این الگو، ۲۸/۲۹٪ از نفت باقی مانده است. بنا بر نتایج شبیه سازی، برش و سرعت تولید نفت در این الگوی چاه، در بیشینه مقدار خود به ترتیب ۰/۳ و ۱۷۵۰ بشکه در روز است [۲۳].

الگوی رانش خطی شش چاه

در الگوی رانش خطی شش چاه (six-well line drive)، چهار چاه تزریقی و دو چاه تولیدی داریم. شکل ۸ نحوه قرارگیری چاه ها را در این الگو نشان می دهد. با توجه به مشخصات عنوان شده برای سیلاب زنی پلیمری، تزریق محلول پلیمری انجام شد. در این الگو،



شکل ۷- الگوی پنج نقطه ای [۱۹].

اما برای ازدیاد برداشت از غلظت های ۵۰۰ ppm تا ۱۰۰۰ ppm استفاده می شود، زیرا افزایش غلظت هزینه زیادی دارد و باعث دشواری در تزریق می شود.

۲- سرعت تزریق: سرعت جریان کمتر باعث افزایش برداشت نفت شده، چون افزایش آن باعث افزایش سرعت تزریق می شود. در سرعت های کم تزریق، گرانیوی تقریباً ثابت است، ولی در سرعت های زیاد، تنش برشی وارد شده باعث کاهش گرانیوی محلول می شود.

۳- جهت شکاف: برداشت نفت در شکاف های مایل، از شکاف های افقی بیشتر است، زیرا در شکاف های افقی خط شکنی (breakthrough) زودتر اتفاق می افتد.

۴- طول شکاف: هرچه طول شکاف کوتاه تر باشد، بهتر است. زیرا در شکاف های طولانی تر خط شکنی سریع تر رخ می دهد.

۵- توزیع شکاف: محیط های با توزیع بیشتر از محیط های با توزیع کمتر، بهتر هستند.

۶- تعداد شکاف: هرچه تعداد شکاف کمتر باشد، بهتر است، چون در این صورت پلیمر از شکاف تولید می شود و بخشی از نفت در فضای بین ماتریس ها می ماند و سیال از کنار آن عبور کرده و قابلیت جاروب آن را ندارد.

۷- افزودن نانومواد به پلیمر: افزودن مواد رسی چون مونت موریلونیت به پلیمر باعث بهبود خواص آن می شود.

۸- ساختار مخزن: تزریق پلیمر به مخازن آبد و دارای کلاهک گازی و نیز نوع شیب دار کار سختی است، زیرا کنترل جریان سیال داخل مخزن دشوار است.

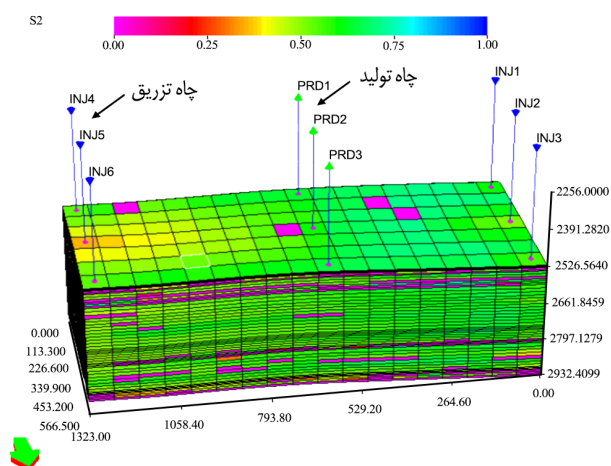
۹- جذب سطحی پلیمر: این جذب به نوع پلیمر و خواص سطحی سنگ بستگی دارد. جذب پلیمر روی سنگ باعث کاهش تراوایی سنگ و ازدست رفتن پلیمر می شود.

۱۰- سنگ مخزن: وجود رس در مخزن که باعث تورم آن در برخورد با آب می شود، مشکلات متعددی به بار می آورد. در مخازن کربناتی جذب پلیمر و هرزروی بیشتر است.

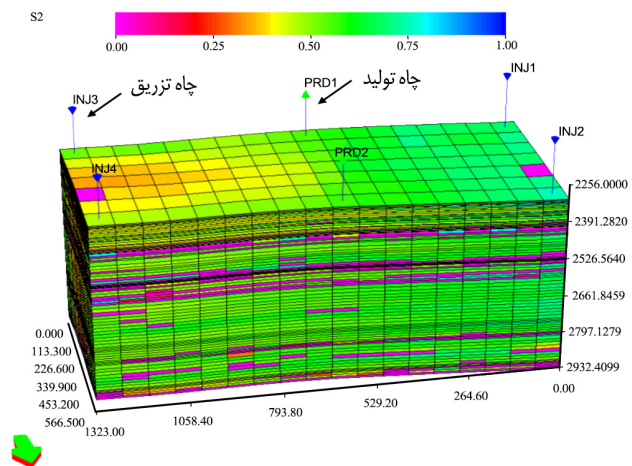
۱۱- دما: دمای زیاد باعث تخریب پلیمر شده و همچنین باعث کاهش گرانیوی و افزایش جذب سطحی در آن می شود.

۱۲- شوری: شوری آب و یون های موجود در آن باعث تخریب پلیمر می شوند. بدین دلیل، معمولاً پلیمر بین دو توده آب شیرین تزریق می کنند تا سطح تماس پلیمر با آب شور به حداقل مقدار ممکن برسد.

۱۳- ترشوندگی: اثر چندانی ندارد، اما در برخی مقالات ادعا شده است که می تواند باعث تغییر ترشوندگی شود [۲۲].



شکل ۹- الگوی رانش خطی (نه چاه) [۱۹].



شکل ۸- الگوی رانش خطی (شش چاه) [۱۹].

امکان سنجی انجام عملیات سیلاب زنی پلیمری در ایران

مخازن ایران عمدتاً از جنس کربناتی با دمای زیاد و همچنین دارای کلسیم و منیزیم هستند که همین عوامل باعث ناپایداری پلیمرها می شوند [۲۴]. نکته درخور توجه این است که بیشتر مخازن ایران در نیمه دوم عمر تولید خود قرار دارند. به عبارتی، تولید با انرژی طبیعی خود مخزن، امکان پذیر نیست و افزایش تولید نیازمند به کارگیری روش های ازدیاد برداشت مناسب و اقتصادی دارد. سیلاب زنی آبی یکی از ساده ترین و ارزان ترین این روش هاست که کاربرد گسترده ای در دنیا دارد. اما این روش، به دلیل بروز پدیده انگشتی شدن و خط شکنی سریع ناشی از تحرک بیشتر آب نسبت به نفت، سبب تولید آب اضافی می شود که هزینه زیادی در پی دارد و طول عمر اقتصادی چاه را کاهش می دهد. سیلاب زنی پلیمری با افزایش گرانیوی آب و کاهش نسبت تحرک، موجب افزایش بازده جاروبی مخزن و در نهایت افزایش بازیافت نفت می شود [۲۵]. در مطالعه شبیه سازی سیلاب زنی پلیمری در یکی از مخازن نفتی

جدول ۱- معیارهای غربالگری سیلاب زنی پلیمری [۲۴].

مقدار	معیار
> ۱۸	درجه API
< ۲۰۰	گرانروی (cP)
> ۲۰	تراوایی (mD)
< ۹۰۰۰	عمق (ft)
< ۲۲۵	دمای مخزن (°F)
ماسه سنگی	نوع سازند

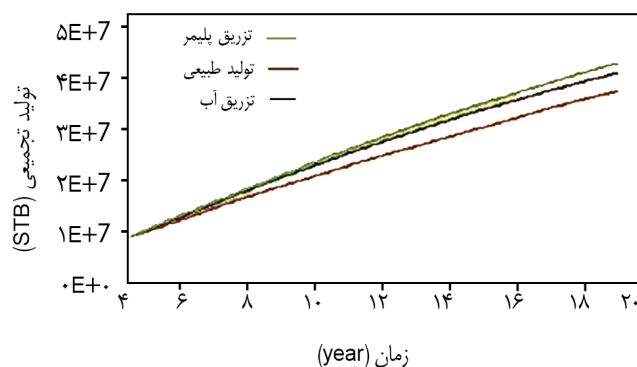
ضریب بازیافت نفت برای سیلاب زنی پلیمری ۲۱/۰۵٪ از نفت باقی مانده است. برش و سرعت تولید نفت در این الگوی چاه در بیشینه مقدار خود به ترتیب ۰/۱۱ و ۴۵۷ بشکه در روز است [۲۳].

الگوی رانش خطی نه چاه

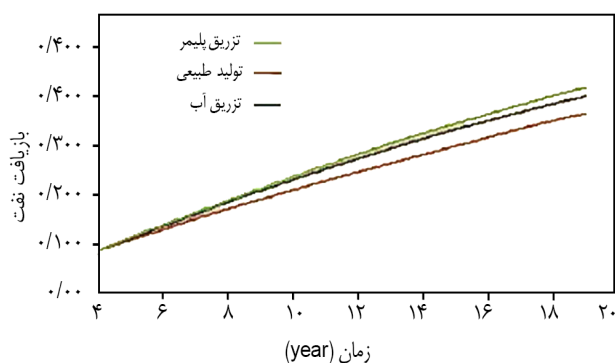
در الگوی رانش خطی نه چاه (nine-well line drive)، شش چاه تزریقی و سه چاه تولیدی وجود دارد. در شکل ۹، نحوه قرارگیری چاه ها در این الگو مشاهده می شود. با توجه به مشخصات پیش گفته سیلاب زنی پلیمری، تزریق محلول پلیمری انجام می شود. ضریب بازیافت نفت برای سیلاب زنی پلیمر با استفاده از این الگو ۲۸/۵۳٪ از نفت باقی مانده است. برش و سرعت تولید نفت در این الگو در بیشینه مقدار خود به ترتیب ۰/۲۴ و ۱۴۶۳ بشکه در روز است [۲۳]. با توجه به مطالب پیش گفته، شکل های ۷ تا ۹ نمایانگر الگوهای مختلف تزریق در فرایند سیلاب زنی پلیمری هستند. چاه های تزریقی با نماد آبی و چاه های تولیدی با نماد سبز مشخص شده اند و با نرم افزار شبیه ساز، مدل مخزن در این الگوها به شکل نمودار بلوکی شبیه سازی و با تغییر رنگ جبهه پیش رونده سیال تزریقی نمایش داده شده است.

معیارهای غربالگری انجام این نوع سیلاب زنی

بهترین مخازن برای تزریق پلیمر مخازن ماسه سنگی با دما و شوری آب کم، تراوایی زیاد با اشباع نفت متحرک هستند [۱۵]. از میدان هایی که در آن تزریق پلیمر استفاده شده است، می توان به Dajing چین و Châteaurenard فرانسه اشاره کرد. در جدول ۱ می توان معیارهای غربالگری انجام این نوع سیلاب زنی را دید [۲۴].



شکل ۱۰- مقایسه نفت تولیدی تجمعی در سه سناریو [۲۵].



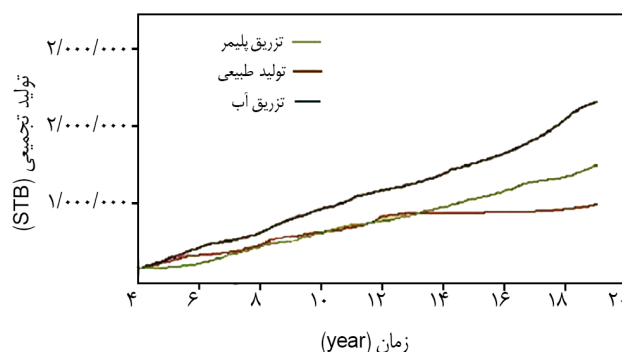
شکل ۱۲- مقایسه بازیافت نفت در سه سناریو [۲۵].

نتیجه گیری

در این مقاله عملکرد سیلاب زنی پلیمری به منظور بازیابی بهتر مخازن نفت سنگین مرور شد. مزایای به کارگیری این روش شامل افزایش گرانیوی آب، کاهش نسبت تحرک آب به نفت و کشش سطحی نفت، افزایش زمان خط شکنی و بازده سیلاب زنی است. از معایب آن نیز می توان به مواردی چون کاهش تراوایی ناشی از جذب سطحی پلیمر به وسیله سنگ، حساسیت به دما و شوری آب مخزن، تخریب پلیمر و حجم روزنه های دسترس ناپذیر اشاره کرد. درباره مورد اخیر می توان گفت، در محیط متخلخل روزنه های زیادی وجود دارند که اجازه عبور آب را می دهند، اما عبور پلیمرهای درشت مولکول را محدود می سازند. همچنین، به تله افتادن پلیمر در روزنه هایی که از یک سو باز و از سوی دیگر بازشدگی کمی دارند (در پلی آکریل آمیدها رایج تر است) و نیز مخازن شکاف دار و وسیع و انواع آبده و دارای کلاهای گازی نیز از معایب این روش به شمار می روند. با توجه به مطالعات انجام شده، از ویژگی های یک پلیمر مناسب برای سیلاب زنی قیمت کم و اثرگذاری زیاد، نفوذپذیری زیاد، اثرگذاری به هنگام اختلاط با آب سازند، مقاومت در برابر تنش، پایداری در دمای مخزن (تا 150°C) به مدت ۵ سال تا ۱۰ سال، مقاومت در برابر تخریب میکروبی، جذب کم در فضای متخلخل سنگ ها، اثرگذاری بر تراوایی کم با وجود گاز و نفت و عدم واکنش با اکسیژن و هیدروژن سولفید است. سیلاب زنی پلیمری با افزایش گرانیوی آب و کاهش نسبت تحرک، موجب افزایش بازده جاروبی مخزن و در نهایت افزایش بازیافت نفت می شود.

جنوب ایران، خواص و غلظت بهینه پلیمر در آزمایشگاه به دست آمد. همچنین برای بهبود کاربری پلیمر، از ذرات نانورسی استفاده شد که مقاومت گرمایی و سازگاری خوبی با آب سازند در شوری زیاد را دارند. پس از شبیه سازی، نتایج حاصل از سه سناریو تولید با انرژی طبیعی، سیلاب زنی آبی و سیلاب زنی پلیمری مقایسه شد (شکل های ۱۰ تا ۱۲). در نهایت، سناریو تولید با سیلاب زنی پلیمری با بیشترین بازیافت نفت، کمترین تولید آب اضافی و نیز کمترین افت فشار، برای ازدیاد برداشت پیشنهاد شده است. در این پژوهش، از پلیمر آکریل آمید آبکافت شده شرکت SNF با نام تجاری (SLOPAM 25 CS) با درجه آبکافت ۲۵٪ و وزن مولکولی $16 \times 10^6 \text{ Da}$ استفاده شده است. نتایج حاصل از این پژوهش در ادامه ارائه شده است [۲۵].

از سه نمودار حاصل طی شبیه سازی می توان دریافت، بیشترین بازدهی و کمترین تولید سیال اضافی در سناریو تزریق پلیمر دیده شده و طول عمر چاه ها در آن بیش از سایر سناریوهاست [۲۵].



شکل ۱۱- مقایسه آب تولیدی تجمعی در سه سناریو [۲۵].

مراجع

1. Yang F., Wang D., Wang G., Sui X., Liu W., and Kan C., Study on High-Concentration Polymer Flooding to Further Enhance Oil Recovery, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas, USA, September, 2006.
2. Fletcher P., Cobos S., Jaska C., Forsyth J.P.J., Crabtree M., Gaillard N., and Favero C., Improving Heavy Oil Recovery Using an Enhanced Polymer System, *SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Tulsa, Oklahoma, USA, April, 2012.
3. Needham Riley B. and Peter H.D., Polymer Flooding Review, *J. Pet. Technol.*, **39**, 1503-1507, 1987.
4. Huifen X., Ye J., Kong F., and Wu J., Effect of Elastic Behavior of HPAM Solutions on Displacement Efficiency Under Mixed Wettability Conditions, *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, September, 2004.
5. Gao C.H., Advances of Polymer Flood in Heavy Oil Recovery, *SPE Heavy Oil Conference and Exhibition*, Kuwait City, Kuwait, December 2011.
6. Delamaide E., Tabary R., and Rousseau D., Chemical EOR in Low Permeability Reservoirs, *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, Muscat, Oman, March, 2014.
7. Soleimian M., Hemmati M., and Sajjadian W.A., Simulation of Oil Overdraft by Flooding of Polymer Surfactant on One of the Reservoirs of Iran, *First International Conference on Oil, Gas, Petrochemical and Power Plant*, Tehran, 2012.
8. Delamaide E., Zaitoun A., Renard G., and Tabary R., Pelican Lake field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy-Oil Reservoir, *SPE Res. Eval. Eng.*, **17**, 340-354, 2014.
9. Lyons W.C., *Standard Handbook Petroleum Natural Gas Engineering*, USA, 1996.
10. Wang D., Xia H., Yang S., and Wang G., The Influence of Visco-Elasticity on Micro Forces and Displacement Efficiency in Pores, Cores and in The Field, *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*, Muscat, Oman, April, 2010.
11. Amiri S., Application of Polyacrylamide Based Hydrogels in Oil Extraction, *Iran J. Polym. Technol. Res. Dev. (Persian)*, **1**, 37-48, 2016.
12. Choi B., Jeong M.S., and Lee K.S., Temperature-Dependent Viscosity Model of HPAM Polymer Through High-Temperature Reservoirs, *Polym. Degrad. Stabil.*, **110**, 225-231, 2014.
13. Lopes L.F. and Silveira B.M.O., Rheological Evaluation of HPAM Fluids for EOR Applications, *Int. J. Eng. Technol.*, **14**, 35-41, 2014.
14. Berdugo-Clavijo C., Sen A., Seyyedi M., Quintero H., O'Neil B., and Gieg L.M., High Temperature Utilization of PAM and HPAM by Microbial Communities Enriched From Oilfield Produced Water and Activated Sludge, *AMB Express*, **9**, 1-10, 2019.
15. Nejatian Daraci H., Flooding with Surfactants, *Sci. J. Oil Gas Explor. Prod. (Persian)*, **91**, 40-45, 2012.
16. Olajire A.A., Review of ASP EOR (Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery) Technology in The Petroleum Industry: Prospects and Challenges, *Energy*, **77**, 963-982, 2014.
17. Ghoumrassi-Barr S. and Aliouche D., Characterisation and Rheological Study of Xanthan Polymer for Enhanced Oil Recovery (EOR) Application, *Offshore Mediterranean Conference and Exhibition*, Ravenna, Italy, March, 2015.
18. Haddadi Asl V., *Polymer Technology (Persian)*, Amirkabir University, Tehran, Chaps. 2 & 20, 2009.
19. Abbas S., Sanders A.W., and Donovan J.C., Applicability of Hydroxyethylcellulose Polymers for Chemical EOR, *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, July, 2013.
20. Wang D., Seright R.S., Shao Z., and Wang J., Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding At the Daqing Oilfield, *SPE Res. Eval. Eng.*, **11**, 1117-1124, 2008.
21. Herbas J.G., Wegner J., Hincapie R.E., Födisch H., Ganzer L., Del Castillo J.A., and Mugizi H.M., Comprehensive Micromodel Study to Evaluate Polymer EOR in Unconsolidated Sand Reservoirs, *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference Society of Petroleum Engineers*, Manama, Bahrain, March, 2015.
22. Dong H., Fang S., Wang D., Wang J., Liu Z.L., and Hou W., Review of Practical Experience and Management by Polymer Flooding at Daqing, *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, Oklahoma, USA, April, 2008.
23. Khalilnejad S.S., Sorkhabadi M.O., and Erfani J., The Effect of Well Pattern on Polymer Flooding Performance, *Sci. J. Oil Gas Explor. Prod. (Persian)*, **124**, 68-72, 2015.
24. Saleh L.D., Mingzhen W., and Baojun B., Data Analysis and Updated Screening Criteria for Polymer Flooding Based on Oilfield Data, *SPE Res. Eval. Eng.*, **17**, 15-25, 2014.
25. Hekmatzadeh A., Hemmati M., and Sajjadian V.A., Simulation of Polymer Flooding in One of Iran's Oil Reservoirs, *Sci. J. Oil Gas Explor. Prod. (Persian)*, **85**, 39-43, 2011.