

# ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

R. Castro<sup>1</sup>, R. Pérez<sup>1</sup>, G. Maya<sup>1</sup>, H. Quintero<sup>2</sup>, R. Jimenez<sup>1</sup>, H. García<sup>1</sup>, L. Quintero<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт, Букарманга, Сантадер, Колумбия

<sup>2</sup>Индустриальный университет Сантадера, Букарманга, Сантадер, Колумбия

<sup>3</sup>Экопетрол, Богота, Кундинамарка, Колумбия

В статье описывается разработанная в Колумбийском институте нефти методика теоретической оценки, разработки проектов (скрининг, геологический и инженерный анализ, экспериментальная оценка, численное моделирование и финансовый анализ), пилотной реализации и наблюдения за процессом полимерного заводнения. Полимерное заводнение является технологией увеличения нефтеотдачи за счет повышения эффективности охвата пласта процессом вытеснения. Пробное испытание полимерного заводнения, реализованное в южной части Колумбии компанией Экопетрол, включает в себя две нагнетательные скважины с нерегулярной сеткой. Реализация пилотного проекта началась в мае 2015. В октябре 2016 года накопленное нагнетание полимеров достигло 1,5 миллиона баррелей, распределенных между двумя нагнетательными скважинами, диапазон концентрации полимера составлял от 200 до 1500 частей на миллион, скорость нагнетания в пределах 2000-3000 баррелей в сутки.

Начальная добыча показала прирост, превышающий 63000 баррелей нефти, с уменьшением обводненности до 10 %. Кроме того, добыча полимеров не была обнаружена ни в одной из периферийных добывающих скважин, входящих в испытательные нагнетательные скважины. Пробное испытание процесса полимерного заводнения, полученный опыт и сделанные выводы способствуют повышению эффективности дальнейшего применения таких процессов, приросту добычи нефти, снижению обводненности и увеличению уровня жидкости для первого ряда периферийных добывающих скважин. Успех испытания позволяет расширить применение данного метода увеличения нефтеотдачи.

**Ключевые слова:** повышение нефтеотдачи пластов, полимерное заводнение, экспериментальная реализация, численное моделирование, объекты полимерного заводнения

**DOI:** 10.18599/grs.18.4.4

**Для цитирования:** Castro R., Pérez R., Maya G., Quintero H., Jimenez R., García H., Quintero L. Применение полимерного заводнения для увеличения коэффициента извлечения нефти. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 271-280. DOI: 10.18599/grs.18.4.4

## Введение

Использование полимерных растворов для повышения объемного охвата вытеснением, основанном на снижении коэффициентов подвижности в процессе заводнения, стало стандартной практикой в эксплуатации различных нефтяных месторождений. Mungan, Smith, Thompson (1966) приходят к выводу, что подвижность полимерных растворов зависит от нескольких факторов, таких как концентрация полимера, тип и размер молекулы, соленость воды, pH, капиллярные свойства породы и тип сырой нефти. Процесс полимерного заводнения является более эффективным в случае с неоднородными месторождениями, содержащими сырую нефть умеренной вязкости. Тем не менее, Mogollón, Lokhandwala (2013) представили положительные результаты для случая коллекторов нефти высокой вязкости.

Средний коэффициент извлечения нефти в Колумбии составляет приблизительно 19 %, и около 90 % нефтяных месторождений страны до сих пор эксплуатируются на начальной стадии. Около 88 % добытой нефти поступает от первичного извлечения, 11 % от вторичного извлечения и менее 1 % от извлечения нефти при помощи МУН (Castro et al., 2010). Различные испытания методов увеличения нефтеотдачи были реализованы в качестве альтернативы для увеличения добычи и максимально полного извлечения нефти на месторождениях Колумбии.

В данной статье обсуждается стратегия, протоколы и методика разработки, реализации и мониторинга пилотного проекта полимерного заводнения. Рассмотрены этапы скрининга, выбор области, экспериментальная осуществимость, численное моделирование, инфраструктура, автоматизация, выполнение и онлайн мониторинг пилотного проекта полимерного заводнения.

В экспериментальном исследовании отбор полимеров был основан на следующих параметрах: совместимость и растворимость в пластовой воде, вязкость полимеров в зависимости от концентрации и напряжения сдвига, вязкоупругость (коэффициент экранирования), фильтруемость и реологические свойства. Несмотря на то, что используемые протоколы испытаний в большей степени основаны на стандарте API RP63 (1990), были также рассмотрены другие методы отбора продуктов (Levitt, Pope, 2008; Seright, Seheult, Talashek, 2008; Sorbie, 1991). В процессе технической и экспериментальной оценки определилась одна компания для поставки и закачки выbranного полимера.

Реализация пилотного проекта началась в мае 2015 года. Используемые нагнетательные сооружения (типа одиночной скважины) позволили закачать более 1,5 миллиона баррелей полимерного раствора в коллектор. Результатом этого проекта стало снижение добычи воды

и увеличение объемов нефти и конечного ожидаемого коэффициента извлечения нефти.

## 2. Уровень технического развития

Использование полимеров в процессах увеличения нефтеотдачи началось с начала 60-х годов. С 80-х годов регистрируется большое количество успешных полевых испытаний в разных странах, особенно в Китае, где добыча нефти ведется с помощью химических МУН (Weiss, Baldwin, 1985; Putz, Lecourtier, Bruckert, 1988; Putz, Rivenq, 1992; Delamaide, Corlay, Wang, 1994; Han, 1999; Du, Guan, 2004; Chang et al., 2006; Li et al., 2009; Wang et al., 2009; Zhang et al., 2016), а также в недавних проектах, разработанных в Канаде, Омане, Суринаме, Колумбии и др. (Manrique et al., 2010; Buciak, Fondevila, Del Pozo, 2013; Standnes, Skjevraak, 2014; Maya et al., 2015 b).

Для применения в полевых условиях было использовано два типа полимеров: полисахариды и полиакриламиды. Будучи частично гидролизованными полиакриламидами (ПАА) – наиболее широко используемые полимеры в МУН (Manrique, Muci, Gurfinkel, 2007). В пресной воде, из-за отталкивания зарядов карбоксильной группы, гибкие цепочки структуры ПАА растягиваются, повышая вязкость раствора. В противоположность этому, в воде с высокой степенью солености заряды нейтрализуются или покрываются, и гибкие цепи структуры ПАА сжимаются, что приводит к низкой вязкости растворов (Sheng, 2011).

Некоторые исследователи пришли к выводу, что полимерное заводнение может уменьшать относительную проницаемость для водной фазы (Barreau et al., 1999; Zheng et al., 2000; Grattoni et al., 2004). С другой стороны, Нuh, Pope (2008) отметили, что остаточная нефтенасыщенность после полимерного заводнения ниже, чем после аналогичного процесса заводнения водой.

Все вышесказанное делает применение полимерных растворов в поровой среде очень сложным процессом. Кроме того, неопределенности, связанные с характеристикой коллектора, делают сложными разработку и реализацию проекта полимерного заводнения. Плохое проектирование и внедрение проекта полимерного заводнения может привести к уменьшению добычи нефти. Такие авторы, как Yuan (2009), подчеркивают важность численного моделирования перед введением полимера на месторождении, как необходимого шага в достижении успеха в разработке и реализации проекта.

## 3. Реализация проекта на месторождении и анализ

Применение методик нефтеизвлечения имеет важное значение для повышения коэффициента нефтеизвлечения на нефтяных месторождениях Колумбии. Компания Экопетрол разработала план оптимизации применения заводнения в ходе эксплуатации месторождения в сочетании с использованием согласованных технологий и оценки различных МУН, таких как, например, введение коллоидно-дисперсных гелей, полимеров и поверхностно-активных веществ (Castro et al., 2010, Castro-García et al., 2013 a, Castro et al., 2013 b; Castro et al., 2014; Maya et al., 2012, Maya et al., 2014; Maya et al., 2015 a; Maya et al., 2015 b; León et al., 2015).

Колумбийский Институт нефти компании Экопетрол разработал комплексную методологию исходя из предварительной оценки экспериментальной реализации процесса полимерного заводнения, включая стратегии мониторинга процесса с целью обеспечения рекомендуемыми инструкциями проектирования, выполнения и оптимизации данного процесса. В данной статье приводится краткое описание методологического анализа основных этапов реализации экспериментального проекта полимерного заводнения на месторождении Palogrande – Cebú, который был разработан и реализован в соответствии с созданной методикой в Колумбийском Институте нефти (Maya et al., 2015 b). Согласно техническому скринингу, характеристики месторождения подходят для реализации технологий заводнения с использованием полимеров и ПАВ в качестве методов увеличения нефтеотдачи.

## Оценка и выбор экспериментальных участков

Изначально, для оценки статической и динамической характеристики коллектора необходим детальный сбор и анализ данных. Обзор состояния конфигурации каждого ствола скважины и истории нагнетания/добычи также представляет собой важный шаг для определения, ранжирования и выбора потенциальных участков для реализации полимерного заводнения. В основном, участок должен иметь достаточно извлекаемых запасов нефти, гидравлическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами, активную сетку заводнения и, предпочтительно, сектор должен быть ограничен для его выбора (Castro et al., 2013 a).

Коэффициент подвижности на месторождении Palogrande – Cebú во время процесса заводнения имеет приблизительное значение 7,5, что свидетельствует о низкой эффективности процессов вторичного извлечения. КИН составляет 27 %.

Выбор участка для реализации пилотного проекта полимерного заводнения был основан главным образом на геологическом (например, стратиграфическая корреляция, петрофизические свойства, определение изменения коэффициента проницаемости, гидравлическая связь между скважинами и проч.) и инженерном анализе (например, исторический анализ нагнетания/добычи, записи нагнетания, давление разрыва и проч.).

В соответствии с методикой, для выполнения технического и концептуального анализа был рассмотрен процесс заводнения.

После того, как был выбран сектор в качестве участка с лучшими условиями для реализации экспериментального испытания, разрабатывается детальный анализ каждой скважины для того, чтобы выбрать подходящую модель для полимерного заводнения. Модели PG-34 и PG-37 были выбраны как лучшие варианты для оценки данной технологии (Рис. 1).

## Экспериментальная оценка

Экспериментальная оценка была разработана в соответствии с практикой, рекомендованной для оценки полимеров, используемых в операциях по увеличению нефтеотдачи (API RP63). В основном, оценивалось пове-

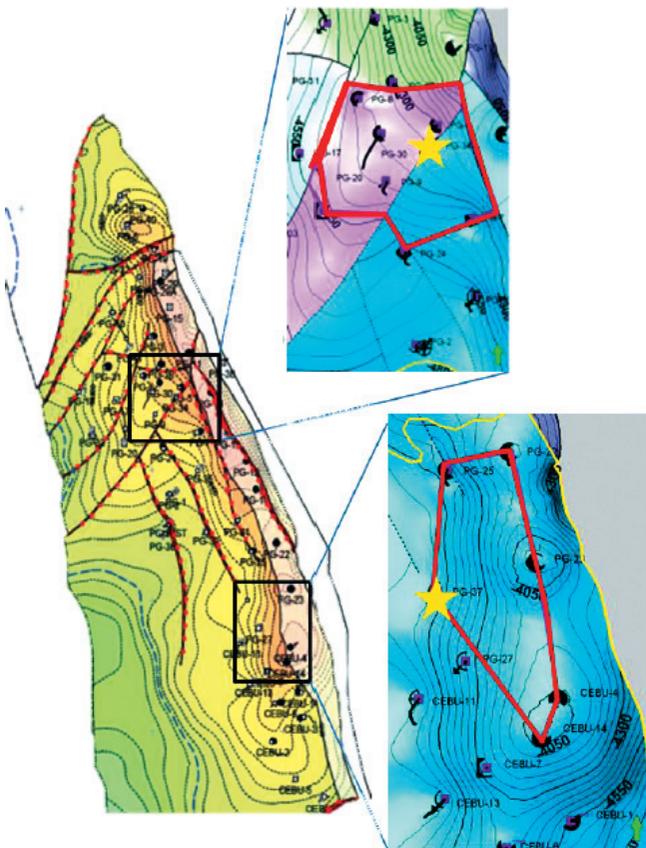


Рис. 1. Модели (PG-34 и PG-37), выбранные для экспериментального проекта пилотного заводнения.

дение вязкости полимеров при различных концентрациях и условиях; фильтруемость и реологические исследования (испытание механической деструкции проводилось с учетом условий буровой скважины и наземных сооружений). Также, оцениваются термическая и химическая деструкции в пластовых условиях с использованием воды

для приготовления (с месторождения и синтетической) полимерного раствора (Рис. 2).

После того, как полимерное заводнение было определено в качестве подходящей технологии для увеличения КИН на месторождении Palogrande – Cebú, было проведено экспериментальное исследование для определения совместимости между типом полимеров ПАА и пластовой породы/жидкости для оценки оптимальной концентрации полимера (требуется для достижения заданного значения вязкости) и оценки механической, термической и химической стабильностей полимерного раствора.

По результатам исследования рынка было идентифицировано восемь компаний, имеющих опыт работы со снабжением полимеров и проектов с применением МУН. В общей сложности 13 полимеров было оценено и охарактеризовано для выбора продуктов с лучшей производительностью. Два полимера были отброшены, так как они не растворялись в водном рассоле. Все рассматриваемые полимерные растворы совместимы с пластовыми жидкостями, показывая полное смешение фаз и без образования эмульсий в водной фазе.

Для приготовления полимерных растворов было решено использовать воду из установки нагнетания на месторождении, а в качестве дополнительного варианта – воду из водоносного горизонта. Важно подчеркнуть, что вода, поступающая из водоносного горизонта, имеет очень низкую соленость и плотность, не содержит железо или растворенный кислород и совместима с пластовой породой и пластовой жидкостью. В пластовых условиях для всех полимерных растворов заданная вязкость была получена в допустимых диапазонах концентрации (Рис. 3). Термические и химические деструктивные испытания показали, что коллектор и состав воды существенно влияют (>25 % от потерь вязкости) на вязкость пяти полимерных растворов, оцениваемых в течение времени (Рис. 4).

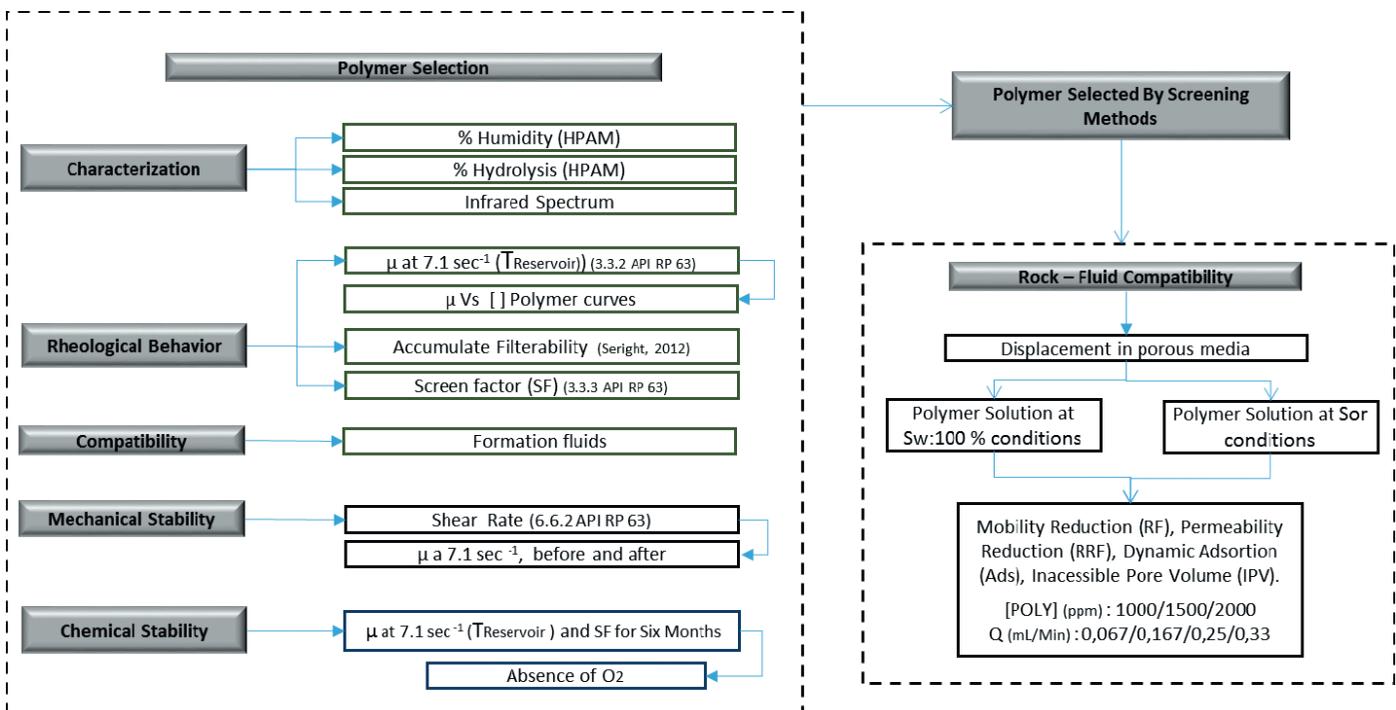


Рис. 2. Выбор и оценка полимера API RP63.

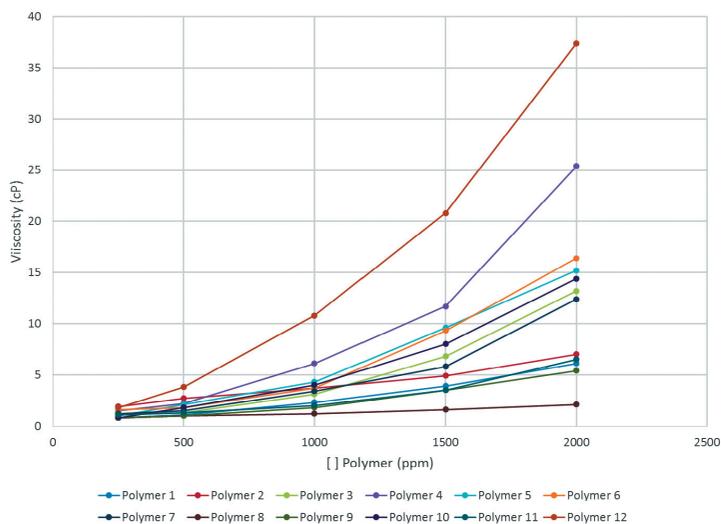


Рис. 3. Зависимость вязкости полимера от концентрации полимера при скорости сдвига  $7,1 \text{ c}^{-1}$  ( $62^\circ\text{C}$ ).

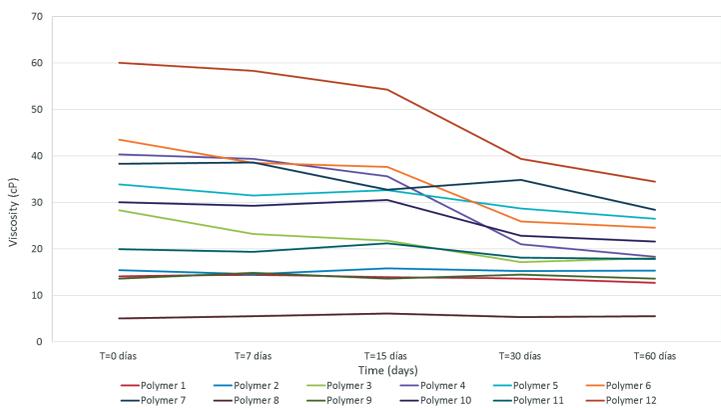


Рис. 4. Химическая и термическая устойчивость – изменение вязкости во времени при скорости сдвига  $7,1 \text{ c}^{-1}$  ( $62^\circ\text{C}$ ).

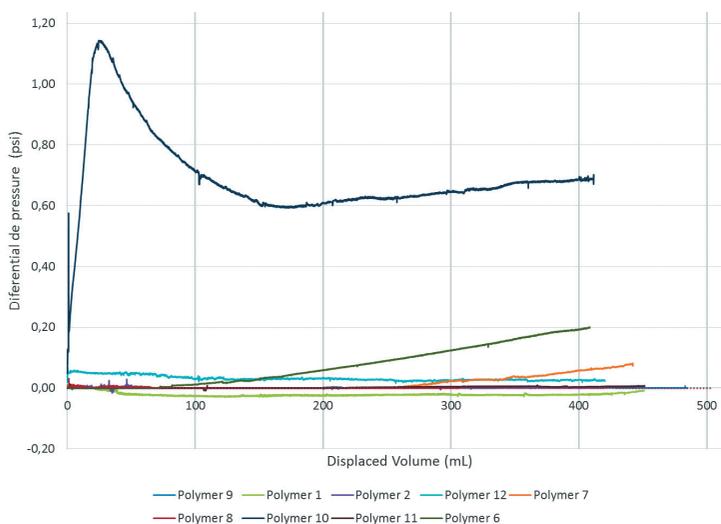


Рис. 5. Накопленная фильтруемость для полимерных растворов при  $1000 \text{ мг/л}$ .

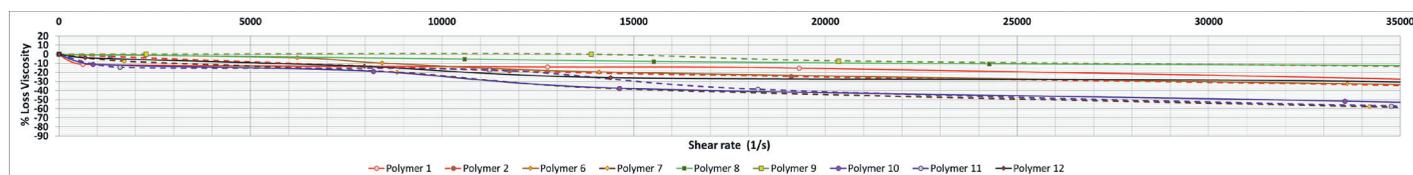


Рис. 6. Механическая деструкция для силы сдвига в полимерах при концентрации  $1000$  частей на миллион ( $59^\circ\text{C}$ ).

Кроме того, с учетом испытания накопленной фильтруемости как очень важного параметра, один оцениваемый полимер был удален, так как он вызывал забивание (Рис. 5). Затем, были применены скорости сдвига до  $50000 \text{ c}^{-1}$  для полимерных растворов с целью оценки их механической деструкции, моделируя возможные сдвиговые эффекты, идущие от насосов нагнетательных установок к перфорациям нагнетательных скважин. В этих условиях, большинство полимеров показали потери вязкости выше 30 % (Рис. 6).

В результате, на основе значений вязкости, накопленной фильтруемости и испытаний термохимической и механической деструкции, полимеры 8 и 9 были выбраны для использования в проекте. Данные результаты были использованы для определения оптимальной концентрации полимера при применении полимерного заводнения. Концентрация полимера, равная 1500 частей на миллион, была выбрана для генерации заданной вязкости в пластовой воде и равная 700 частей на миллион – в воде водоносного горизонта при пластовой температуре.

Для оценки основных параметров взаимодействия породы-жидкости были проведены испытания линейного вытеснения (заводнение керна) с использованием выбранных полимерных продуктов. Адсорбция полимера оценивалась в  $39 \text{ мкг/г}$  породы, которая считается низкой адсорбцией полимера при неснижаемой нефтенасыщенности к воде ( $S_{\text{орw}}$ ).

Недоступный объем пор оценивался примерно в 16 %. Этот результат находится в пределах ожидаемого значения для данного типа полимеров с низкой молекулярной массой (5-10 миллионов Дальтон) и петрофизических свойств породы коллектора Palogrande – Sebú. Низкая адсорбция полимера и значения недоступного объема пор являются перспективными и предполагают хорошие вязкоэластичные и потоковые свойства полимерного раствора в коллекторе. Кроме того, при испытании заводнения керна снижение подвижности было оценено в 5,9 и снижение проницаемости в 1,3, с использованием раствора вводимого полимера с концентрацией 1500 частей на миллион в условиях остаточной нефтенасыщенности.

### Численное моделирование и проектирование процесса

Численное моделирование поддерживает разработку процесса полимерного заводнения, поскольку оно помогает определить процентное соотношение порового объема для введения, рабочих условий процесса, а также проектную мощность наземных сооружений и различных сценариев, которые могут быть оценены с технической и экономической стороны. Численное

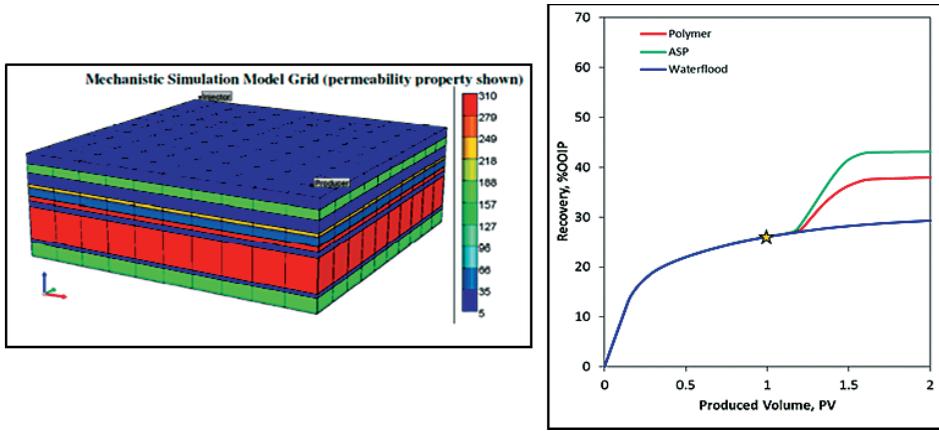


Рис. 7. Механистическая имитационная модель для месторождения Palogrande – Cebu.

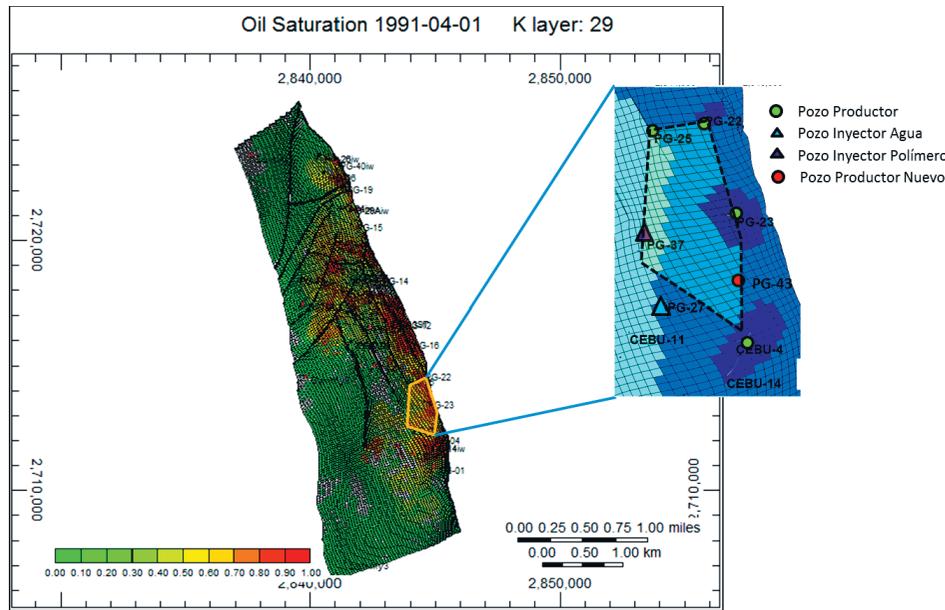


Рис. 8. Модель месторождения с пилотным образцом PG-34, месторождение Palogrande – Cebu.

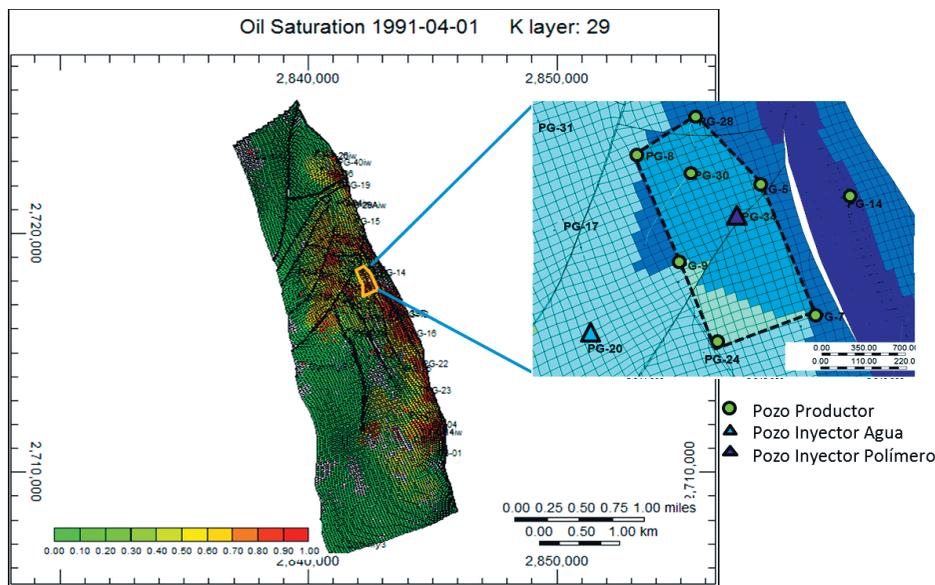


Рис. 9. Модель месторождения с пилотным образцом PG-37, месторождение Palogrande – Cebu.

моделирование, как правило, разрабатывается в коммерческом программном обеспечении (например, CMG STARS®).

Первоначально численная оценка предполагает построение механической модели с использованием жидкости (зависимость давление-объем-температура), данных коллектора с месторождения и сопоставления истории. Данная модель была использована для оценки различных вариантов из двух разных процессов химического МУН: заводнение с применением ПАВ и полимеров.

С точки зрения нефтеизвлечения хорошие результаты получены для обоих типов заводнения (ПАВ и полимеры), достигая поступательных значений нефтеизвлечения между 8 и 20 % от начальных геологических запасов нефти (Рис. 7).

На рисунке 8 и 9 показана модель, используемая для моделирования ввода полимера для обоих образцов на месторождении. После сопоставления численной модели, были оценены различные сценарии полимерного заводнения. Этот анализ позволил идентифицировать выполнение пилотного проекта в рамках различных схем ввода и рабочих условий.

Поведение полимерного раствора обычно характеризуется четырьмя параметрами.

Первым из них является динамическая адсорбция, удержание и/или улавливание и его распространение в пластовой породе.

Второй параметр соответствует недоступному объему пор, так что имеет важное значение для моделирования пористой фракции породы, в которую полимерный раствор не будет проникать.

Третий соответствует вязкости полимерного раствора и скорости сдвига, которые непосредственно связаны с уменьшением подвижности, а последний параметр отражает снижение проницаемости коллектора после процесса полимерного заводнения.

Экспериментальная оценка, генерирующая ключевую информацию, требует вводных параметров для численного моделирования полимерного заводнения.

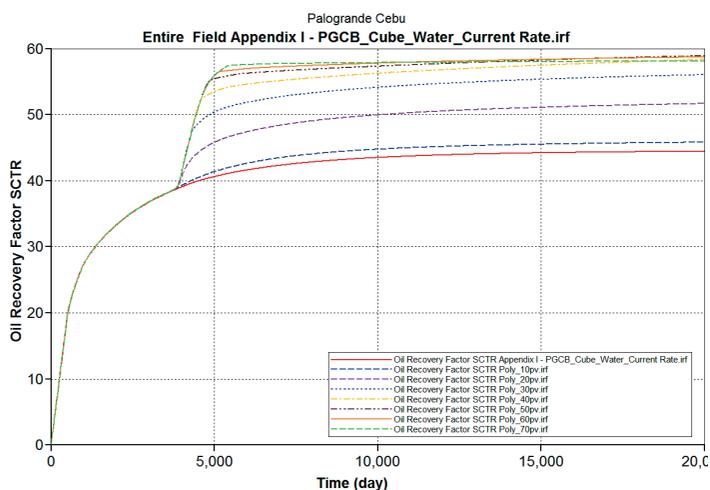


Рис. 10. Сценарии моделирования для полимерного заводнения по сравнению с заводнением водой.

На рисунке 10 показана прогнозируемая в секторе зависимость коэффициента нефтеизвлечения, смоделированная для различных сценариев ввода полимерного раствора в моделях скважины (PG-34 и PG-37). Добыча нефти показывает постепенный прирост более 300 баррелей нефти в сутки (синяя линия) по сравнению с



Рис. 11. Пилотные сооружения полимерного заводнения в нагнетательных скважинах.

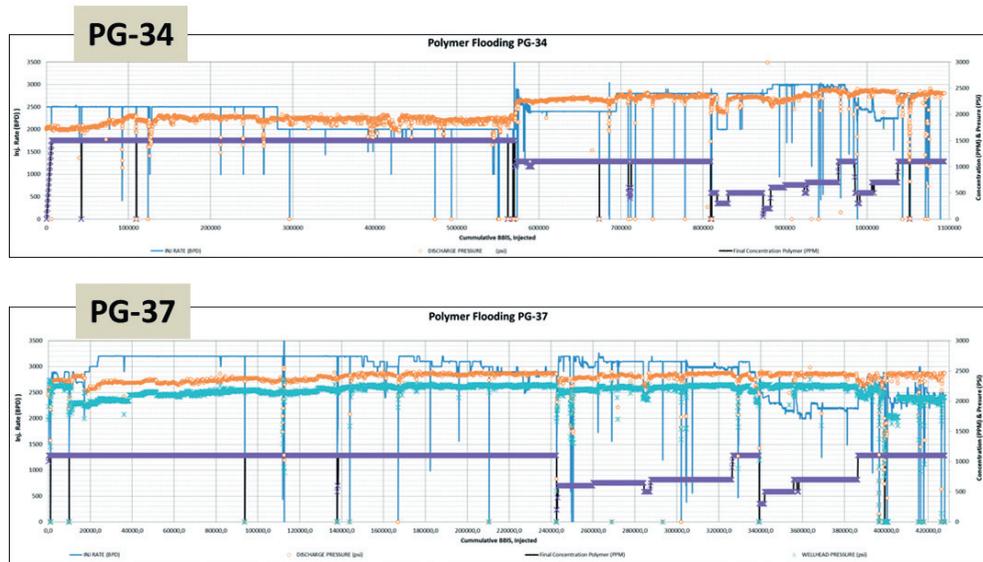


Рис. 12. Поведение заводнения моделей PG-34 и PG-37.

Oil Production offset wells of patterns PG-34 & PG-37 Palogrande Polymer Flooding pilot test

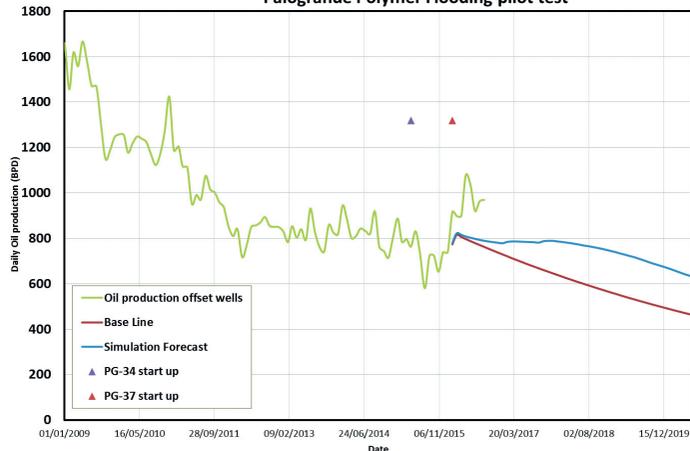


Рис. 13. Реакция экспериментального полимерного заводнения на месторождении Palogrande – Cebu.

заводнением водой (красная линия) при одинаковых рабочих условиях.

На основе соотношения затраты-выгода, наилучшим сценарием, определенным с помощью моделирования, стало введение в общей сложности 0,2 полимерного раствора от объема пор в каждую модель скважины, с использованием средней скорости закачки 2000 баррелей в сутки (на модель) и концентрации полимера 1500 частей на миллион. Для всех сценариев, после введения 0,2 полимерного раствора от объема пор, закачка воды была спрогнозирована до 2040 года. Добыча нефти колеблется от 12 до 16 месяцев для различных оцениваемых вариантов.

Прогнозы показали совокупный прирост добычи 480000 баррелей нефти и 482000 баррелей нефти в периферийных добывающих скважинах в моделях PG-34 и PG-37, соответственно. Кроме того, в модели также спрогнозировано важное снижение обводненности.

С целью определения финансовой эффективности проекта, были проведены экономические оценки, что также обеспечивает поддержку процесса принятия решений по вопросу эксперимента полимерного заводнения. Экономические показатели проекта показали положительные результаты, позволяющие предположить, что технология полимерного заводнения является перспективной, обеспечивая показательный прирост добычи в отношении общей стоимости пилотного проекта.

Анализ результатов моделирования был использован для выбора наилучшей стратегии для выполнения пилотного проекта и поддержания разработки полимерного заводнения и нагнетательных сооружений.

Техническая оценка	Наземный/ Морской	Литология	Темп. (°С)	Неоднородность	Полимер	Содержание раств. веществ пластовой воды (ч/м)	Качество воды закачиваемого полимера
Успешно	Наземный	Песок	62	Да (DP < 1)	ПАА (5 – 10 МДа)	7 000-10 000	Пластовая вода / Пресная вода
Расстояние между скважинами (м)	Вязкость закачиваемого полимера (сР)	RRF/ RF	Вязкость нефти (сР)	Текущий – Накопленный прирост нефти (баррелей)	Окончательный расчетный – Накопленный прирост нефти (баррелей)		
200-300	3,3	1,3/5,9	9,4	63 000	962 000		

Табл. 1. Сводные данные полимерного заводнения на месторождении Palogrande – Cebú.

### Нагнетательное оборудование для пилотного проекта

Оборудование для полимерного заводнения обычно выполняется в виде функциональной установки в замкнутом цикле смешивания, разбавления, подачи и наконец нагнетания в скважину с целью избежать нежелательных потерь и утечек в процессе, а также гарантировать качество и эффективность такого процесса.

Наземные объекты включают в себя хранилище воды, систему электроэнергетики и установку нагнетания, оснащенной системой дозирования твердого полимера, смешивания и резервуаров для созревания, гидратация и активации полимера, поршневые насосы вытеснения и систему подачи азота во всей установке для вытеснения кислорода в целях предотвращения деградации полимера.

Для выполнения пилотного проекта полимерного заводнения было решено запустить две параллельные модели заводнения в скважинах PG-34 и PG-37. Для модульной установки ввода, механических, общестроительных и электрических работ требовалась площадь примерно в 2000 м<sup>2</sup> (Рис. 11).

### Реализация и мониторинг пилотного проекта

Пилотный проект полимерного заводнения был запущен в мае 2015 года на скважине PG-34 и девять месяцев спустя на скважине PG-37. Основной целью данного пилотного проекта являлся сбор как можно больше информации для определения эффективности заводнения данным полимером, для проверки технической и экономической целесообразности технологии и оценки его потенциала для возможного применения ко всему месторождению. Как показано на рисунке 12, ввиду различных оценок и рабочих вопросов, скорости нагнетания и концентрации полимера были изменены с нагнетанием без превышения предела рабочего давления.

Во время выполнения пилотного проекта, проводился постоянный мониторинг для контроля концентрации полимера и проверки факта, что заданная вязкость была достигнута в коллекторе. Выполнялись ежедневные измерения вязкости и фильтруемости, основные испытания качества закачки воды, а также ежемесячные испытания основных свойств используемого полимера (влажность и гидролиз). Кроме

того, мониторинг добывающих скважин под влиянием проводился для оценки добываемых жидкостей. В ходе экспериментального испытания, никакой добычи полимера не было обнаружено ни в одной из периферийных добывающих скважин пилотных нагнетательных установок. Уровень жидкости над насосом и присутствие полимера в добываемой жидкости также непрерывно отслеживались.

Прирост добычи нефти наблюдался через девять месяцев после начала полимерного заводнения. Такая реакция была быстрее, чем предполагалось по результатам численного моделирования. На рисунке 13 показано историческое поведение прироста добычи нефти в добывающих скважинах, находящихся под воздействием.

Кроме того, на рисунке 13 показана базовая (красная) линия и линия (голубая) прогнозируемой добычи нефти при введении полимерного раствора в моделях PG-34 and PG-37. Явно увеличенная нефтеотдача показала значительное изменение угла наклона, несмотря на проблемы, возникающие во время проведения операции (например, частые электрические сбои, ограничения объемов воды, договорные вопросы). Чтобы избежать неверной интерпретации, необходимо отметить, что падение добычи после запуска проекта связано с приостановкой некоторых скважин на несколько месяцев и никак не связано с полимерным заводнением.

На 31 октября 2016 года был достигнут совокупный прирост добычи нефти 63 килобаррелей. Кроме того, обводненность снизилась примерно на 10 % по сравнению с началом введения полимера. Ориентировочная стоимость дополнительного барреля на пилотном участке составила 508 долларов США.

После введения 1,5 миллиона баррелей полимерного раствора в обе модели скважин, стало возможным увеличить КИН в испытываемой области. Важно подчеркнуть, что в ходе экспериментального выполнения была получена положительная реакция о контроле подвижности, связанной с вводом полимера, а также не было обнаружено никаких концентраций полимера в сточных водах добывающих скважин.

Общее описание пилотного полимерного заводнения на месторождении Palogrande – Cebú представлено в таблице 1. Связанные параметры согласуются с обзором, данным Standnes, Skjevraak (2014).

#### 4. Выводы

• После введения 1,5 миллиона баррелей полимерного раствора в скважины PG-34 и PG-37 на месторождении Palogrande, был достигнут прирост добычи нефти 63 килобаррелей и снижение обводненности до 10 %. Эти результаты свидетельствуют о том, что технология полимерного заводнения представляет собой технически и экономически целесообразный вариант для повышения коэффициента нефтеизвлечения.

• Методика, разработанная компанией Экопетрол, оказалась успешной для оценки и реализации полимерного заводнения на месторождении Palogrande, охватывающая этапы отбора участков, экспериментальной осуществимости, численного моделирования коллектора, экономического анализа, реализации пилотного проекта и мониторинга.

• Наиболее распространенным событием в течение любого пилотного проекта является реакция на постоянные изменения в эксплуатационных переменных. В частности, управление электрическими неисправностями, повышение давления нагнетания, проблемы качества воды являются ключевыми для получения правильной информации по пилотному проекту.

• Стоимость на дополнительный баррель нефти является перспективной и подтверждает, что технология может рассматриваться для применения на всем месторождении Palogrande – Cebu.

#### Литература

API RP63. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in API RP63. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in enhanced oil recovery operations. Washington. 1990.

Barreau, P., Lasseux, D., Bertin, H., Glenat P., Zaitoun A. An experimental and numerical study of polymer action on relative permeability and capillary pressure. *Petrol. Geosci.* 1999. V.5. Pp. 201-206.

Buciak, J., Fondevila, G., Del Pozo, L. Polymer flooding pilot learning curve: 5+ years experience to reduce cost per incremental oil barrel. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, USA. 2013. SPE-166255.

Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., Lobo, A., Ordoñez, A., Sandoval, J. E. Enhanced Oil Recovery (EOR) status – Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Lima, Perú. 2010. SPE-139199.

Castro-García, R.H., Maya-Toro, G.A., Sandoval-Muñoz, J.E., Cohen-Paternina, L.M. Colloidal Dispersion Gels (CDG) to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F – Ciencia Tecnología y Futuro*. 2013 a. 5(3). Pp. 61-78.

Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., León, J., Zapata, J., Lobo, A., Villadiego, D., Perdomo, L., Cabrera, F., Izadi, M., Romero, J., Norman, C. & Manrique, E. Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretáceos Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. 2013 b. SPE-165273.

Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., Ordoñez, A. & Villar, A. Waterflooding in Colombia: Past, present, and future. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Maracaibo, Venezuela. 2014. SPE-169459.

Chang, H.L., Zhang, Z.Q., Wang, Q.M., Xu, Z.S., Guo, Z.D., Sun, H.Q., Cao, X.L., Qiao, Q. Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China. *J. Petrol. Technol.* 2006. 58(02). Pp. 84-89.

Delamaide, E., Corlay, P., Wang, D. Daqing oil field: The success of two pilots initiates first extension of polymer flooding in a giant oil field. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa. 1994. SPE-27819.

Du Y., Guan L. Field-scale polymer flooding: Lessons learnt and experiences gained during past 40 Years. *SPE International Petroleum Conference in México*. Puebla, México. 2004. SPE-91787.

Grattoni, C.A., Luckham, P.F., Jing, X. D., Norman L. & Zimmerman, R.

W. Polymers as relative permeability modifiers: Adsorption and the dynamic formation of thick polyacrylamide layers. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2004. 45(3-4). Pp. 233-245.

Han, P. Determination of reasonable polymer amount in polymer flooding. *Petrol. Geol. Oilfield Dev. Daqing*. 1999. 18(1). Pp. 40-41.

Huh, C., Pope, G.A. Residual oil saturation from polymer floods: Laboratory measurements and theoretical interpretation. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. 2008. SPE-113417.

León, J.M., Zapata, J.F., Maya, G.A., Castro, R.H., Reyes, J.D., Cabrera, F., Manrique, E. Inyección de geles de dispersión coloidal para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrica en procesos de inyección de agua: Del piloto a la expansión. *XVI Congreso Colombiano del Petróleo y Gas*. Bogotá, Colombia. 2015.

Levitt, D.B., Pope, G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, USA. 2008. SPE-113845.

Li, Z., Song, X., Wang, Q., Zhang, L., Guo, P., Li, X. Enhanced foam flooding pilot test in Chengdong of Shengli oilfield: Laboratory experiment and field performance. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar. 2009. IPTC-13575.

Manrique, E.J., Muci, V.E., Gurfinkel, M. E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 2007. 10(6). Pp. 667-686.

Manrique, E.J., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., Alvarado, V. EOR: Current status and opportunities. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. 2010. SPE-130113.

Maya-Toro, G.A., Castro-García, R.H., Pachón-Contreras, Z., Zapata-Arango, J.F. Polymer gels for controlling water thief zones in injection wells. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*. 2012. 5(1). Pp. 37-44.

Maya, G., Castro, R., Sandoval, J., Pachón, Z., Jiménez, R., Pinto, K., Diaz, V., Zapata, J., Perdomo, L., Muñoz, S. Successful polymer gels application in a highly channeled peripheral injection well: Tello Field pilot. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Maracaibo, Venezuela. 2014. SPE-169478.

Maya-Toro, G.A., Castro-García, R.H., Jiménez-Díaz, R., Muñoz-Navarro, S.F. Analysis of mixing parameters for polymer gels used for the correction of waterflooding profiles. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2015 a. 6(1). Pp. 43-68.

Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J., Putnam, J. Design and implementation of the first polymer flooding project in Colombia: Yariquí-Cantagallo Field. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Quito, Ecuador. 2015 b. SPE-177245.

Putz, A. G., Lecourtier, J. M., Bruckert, L. Interpretation of high recovery obtained in a new polymer flood in the Chateaufort field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston. 1988. SPE-18093.

Putz, A. G., Rivenq, R. C. Commercial polymer flooding in the Courtenay field. *J. Pet. Sci. Eng.* 1992. 7(1-2). Pp. 15-23.

Mogollón, J., Lokhandwala, T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. 2013. SPE-165275.

Mungan, N., Smith, F.W., Thompson, J.L. Some aspects of polymer floods. *J. Petrol. Technol.* 1966. 18(09). Pp. 1143-1150.

Seright, R.S., Seheult, M., Talashek, T. Injectivity characteristics of EOR polymers. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, USA. 2008. SPE-115142.

Sheng, J. *Modern chemical enhanced oil recovery – Theory and practice*. Oxford: Elsevier. 2011.

Sorbie, K. *Polymer-improved oil recovery*. Florida: CRC Press. 1991.

Standnes, D. C., Skjevraak, I. Literature review of implemented polymer field projects. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2014. 122. Pp. 761-775.

Wang, D.M., Dong, H.Z., Lv, C.S., Fu, X.F., Nie, J. Review of practical experience of polymer flooding at Daqing. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 2009. 12(03). Pp. 470-476.

Weiss, W., Baldwin R. Planning and implementing a large-scale polymer flood. *J. Petrol. Technol.* 1985. 37(04). Pp. 720-730.

Yuan, C. Simulations of subsurface multiphase flow including polymer flooding in oil reservoirs and infiltration in vadose zone. *Thesis of Master Science*. University of Texas at Austin. Austin, USA. 2009.

Zhang, Y., Wei, M., Bai, B., Yang, H., Kang, W. Survey and data analysis of the pilot and field polymer flooding projects in China. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. 2016. SPE-179616.

Zheng, C.G., Gall, B.L., Gao, H.W., Miller A.E., Bryant, R.S. Effects of polymer adsorption and flow behavior on two-phase flow in porous media. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 2000. 3(03). Pp. 216-223.

## Сведения об авторах

*Rubén Castro* – специалист отдела по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт  
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta  
Тел: +57-76847149, e-mail: rubenhe.castro@ecopetrol.com.co

*Romel Pérez* – специалист отдела по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт  
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta  
Тел: +57-76847223, e-mail: romel.perez@ecopetrol.com.co

*Gustavo Maya* – ведущий специалист, отдел по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт  
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta  
Тел: +57-76847127, e-mail: gustavo.maya@ecopetrol.com.co

*Henderson Quintero* – PhD, инженер-химик, отдел по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Колумбийский нефтяной институт / Индустриальный университет Сантадера  
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta  
Тел: +57-3133954811, e-mail: henquinp@uis.edu.co

*Robinson Jimenez* – специалист отдела по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт  
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta  
Тел: +57-76847152,  
E-mail: robinson.jimenezdi@ecopetrol.com.co

*Hugo García* – ведущий специалист, отдел по исследованию и разработке методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол – Колумбийский нефтяной институт  
Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta  
Тел: +57-76847392  
E-mail: hugo.garcia@ecopetrol.com.co

*Lexy Quintero* – ведущий специалист управления по применению методов увеличения нефтеотдачи, Экопетрол  
Colombia, Cundinamarca, Edificio San Martín Piso 16  
Тел: +57-12344000 Ext. 42253  
E-mail: lexy.quintero@ecopetrol.com.co

Статья поступила в редакцию 28.10.2016

## Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor

*R. Castro<sup>1</sup>, R. Pérez<sup>1</sup>, G. Maya<sup>1</sup>, H. Quintero<sup>2</sup>, R. Jimenez<sup>1</sup>, H. García<sup>1</sup>, L. Quintero<sup>3</sup>*

<sup>1</sup>*Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute, Bucaramanga, Santander, Colombia*

<sup>2</sup>*Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Santander, Colombia*

<sup>3</sup>*Ecopetrol S.A. – Enhanced Oil Recovery Management, Bogotá, Cundinamarca, Colombia*

**Abstract.** This paper describes a methodology, developed at the Instituto Colombiano del Petróleo, for the theoretical evaluation, project design (screening, geological and engineering analysis, experimental evaluation, numerical simulation and financial analysis), pilot implementation and surveillance of the polymer flooding process which is a commercial Enhanced Oil Recovery (EOR) technology. Its principal objective is to improve reservoir sweep efficiency in mature and recent waterfloods.

The polymer flooding pilot test implemented in the south of Colombia by Ecopetrol includes two injector wells with irregular patterns. Polymer injection started in May, 2015. At October 2016, cumulative polymer injection reached 1,5 million barrels distributed between both injectors at a polymer concentration range between 200-1500 ppm and injection rates between 2000-3200 BPD per pattern.

Production initial response has been positive with a cumulative incremental that exceeds the 63000 barrels of oil with reduction of water cuts of up to 10 %. Additionally, polymer production has not been detected in any of the offset producers of pilot injectors. The polymer flooding pilot test have allowed the assimilation of learned lessons, best practices for continual improvement in the operation of such processes, incremental oil production; water cut reduction and increases in the fluid levels for the first row of offset producers. Based on the pilot success, the feasibility of expanding this EOR method in this field is being evaluated.

**Keywords:** Enhanced oil recovery (EOR), polymer flooding, experimental feasibility, numerical simulation, polymer flooding facilities.

### References

- API RP63. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in API RP63. Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in enhanced oil recovery operations. Washington. 1990.
- Barreau, P., Lasseux, D., Bertin, H., Glenat P., Zaitoun A. An experimental and numerical study of polymer action on relative permeability and capillary pressure. *Petrol. Geosci.* 1999. V.5. Pp. 201-206.
- Buciak, J., Fondevila, G., Del Pozo, L. Polymer flooding pilot learning curve: 5+ years experience to reduce cost per incremental oil barrel. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, USA. 2013. SPE-166255.
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., Pérez, H., Lobo, A., Ordoñez, A., Sandoval, J. E. Enhanced Oil Recovery (EOR) status – Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Lima, Perú. 2010. SPE-139199.
- Castro-García, R.H., Maya-Toro, G.A., Sandoval-Muñoz, J.E., Cohen-Paternina, L.M. Colloidal Dispersion Gels (CDG) to improve volumetric sweep efficiency in waterflooding processes. *CT&F – Ciencia Tecnología y Futuro*. 2013 a. 5(3). Pp. 61-78.
- Castro, R., Maya, G., Sandoval, J., León, J., Zapata, J., Lobo, A., Villadiego, D., Perdomo, L., Cabrera, F., Izadi, M., Romero, J., Norman, C. & Manrique, E. Colloidal Dispersion Gels (CDG) in Dina Cretáceos Field: From Pilot Design to Field Implementation and Performance. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. 2013 b. SPE-165273.
- Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., Ordoñez, A. & Villar, A. Waterflooding in Colombia: Past, present, and future. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Maracaibo, Venezuela. 2014. SPE-169459.

Chang, H.L., Zhang, Z.Q., Wang, Q.M., Xu, Z.S., Guo, Z.D., Sun, H.Q., Cao, X.L., Qiao, Q. Advances in polymer flooding and alkaline/surfactant/polymer processes as developed and applied in the People's Republic of China. *J. Petrol. Technol.* 2006. 58(02). Pp. 84-89.

Delamaide, E., Corlay, P., Wang, D. Daqing oil field: The success of two pilots initiates first extension of polymer flooding in a giant oil field. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa. 1994. SPE-27819.

Du Y., Guan L. Field-scale polymer flooding: Lessons learnt and experiences gained during past 40 Years. *SPE International Petroleum Conference in México*. Puebla, México. 2004. SPE-91787.

Grattoni, C.A., Luckham, P.F., Jing, X. D., Norman L. & Zimmerman, R. W. Polymers as relative permeability modifiers: Adsorption and the dynamic formation of thick polyacrylamide layers. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2004. 45(3-4). Pp. 233-245.

Han, P. Determination of reasonable polymer amount in polymer flooding. *Petrol. Geol. Oilfield Dev. Daqing*. 1999. 18(1). Pp. 40-41.

Huh, C., Pope, G.A. Residual oil saturation from polymer floods: Laboratory measurements and theoretical interpretation. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa. 2008. SPE-113417.

León, J.M., Zapata, J.F., Maya, G.A., Castro, R.H., Reyes, J.D., Cabrera, F., Manrique, E. Inyección de geles de dispersión coloidal para el mejoramiento de la eficiencia de barrido volumétrica en procesos de inyección de agua: Del piloto a la expansión. *XVI Congreso Colombiano del Petróleo y Gas*. Bogotá, Colombia. 2015.

Levitt, D.B., Pope, G.A. Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery. *SPE Symposium on Improved Oil Recovery*. Tulsa, USA. 2008. SPE-113845.

Li, Z., Song, X., Wang, Q., Zhang, L., Guo, P., Li, X. Enhanced foam flooding pilot test in Chengdong of Shengli oilfield: Laboratory experiment and field performance. *International Petroleum Technology Conference*. Doha, Qatar. 2009. IPTC-13575.

Manrique, E.J., Muci, V.E., Gurfinkel, M. E. EOR field experiences in carbonate reservoirs in the United States. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 2007. 10(6). Pp. 667-686.

Manrique, E.J., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., Alvarado, V. EOR: Current status and opportunities. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, USA. 2010. SPE-130113.

Maya-Toro, G.A., Castro-García, R.H., Pachón-Contreras, Z., Zapata-Arango, J.F. Polymer gels for controlling water thief zones in injection wells. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*. 2012. 5(1). Pp. 37-44.

Maya, G., Castro, R., Sandoval, J., Pachón, Z., Jiménez, R., Pinto, K., Diaz, V., Zapata, J., Perdomo, L., Muñoz, S. Successful polymer gels application in a highly channeled peripheral injection well: Tello Field pilot. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Maracaibo, Venezuela. 2014. SPE-169478.

Maya-Toro, G.A., Castro-García, R.H., Jiménez-Díaz, R., Muñoz-Navarro, S.F. Analysis of mixing parameters for polymer gels used for the correction of waterflooding profiles. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2015 a. 6(1). Pp. 43-68.

Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., Fernandez, F., Quintero, H., Zaitoun, A., Manrique, E., Romero, J., Putnam, J. Design and implementation of the first polymer flooding project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Quito, Ecuador. 2015 b. SPE-177245.

Putz, A. G., Lecourtier, J. M., Bruckert, L. Interpretation of high recovery obtained in a new polymer flood in the Chateaufort field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston. 1988. SPE-18093.

Putz, A. G., Rivenq, R. C. Commercial polymer flooding in the Courtenay field. *J. Pet. Sci. Eng.* 1992. 7(1-2). Pp. 15-23.

Mogollón, J., Lokhandwala, T. Rejuvenating viscous oil reservoirs by polymer flooding: Lessons learned in the Field. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. 2013. SPE-165275.

Mungan, N., Smith, F.W., Thompson, J.L. Some aspects of polymer floods. *J. Petrol. Technol.* 1966. 18(09). Pp. 1143-1150.

Seright, R.S., Seheult, M., Talashek, T. Injectivity characteristics of EOR polymers. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, USA. 2008. SPE-115142.

Sheng, J. *Modern chemical enhanced oil recovery – Theory and practice*. Oxford: Elsevier. 2011.

Sorbie, K. *Polymer-improved oil recovery*. Florida: CRC Press. 1991.

Standnes, D. C., Skjevrak, I. Literature review of implemented polymer field projects. *J. Petrol. Sci. Eng.* 2014. 122. Pp. 761-775.

Wang, D.M., Dong, H.Z., Lv, C.S., Fu, X.F., Nie, J. Review of practical experience of polymer flooding at Daqing. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 2009. 12(03). Pp. 470-476.

Weiss, W., Baldwin R. Planning and implementing a large-scale polymer flood. *J. Petrol. Technol.* 1985. 37(04). Pp. 720-730.

Yuan, C. Simulations of subsurface multiphase flow including polymer flooding in oil reservoirs and infiltration in vadose zone. *Thesis of Master Science*. University of Texas at Austin. Austin, USA. 2009.

Zhang, Y., Wei, M., Bai, B., Yang, H., Kang, W. Survey and data analysis of the pilot and field polymer flooding projects in China. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, USA. 2016. SPE-179616.

Zheng, C.G., Gall, B.L., Gao, H.W., Miller A.E., Bryant, R.S. Effects of polymer adsorption and flow behavior on two-phase flow in porous media. *SPE Reserv. Eval. Eng.* 2000. 3(03). Pp. 216-223.

**For citation:** Castro R., Pérez R., Maya G., Quintero H., Jimenez R., García H., Quintero L. Polymer Flooding Process to Increase Recovery Factor. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 1. Pp. 271-280. DOI: 10.18599/grs.18.4.4

#### Information about authors

*Rubén Castro* – Petroleum Engineering, MSc, Research & Development EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute

Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta

Phone: +57-76847149

E-mail: rubenhe.castro@ecopetrol.com.co

*Romel Pérez* – Petroleum Engineering, MSc, Research & Development EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute

Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta

Phone: +57-76847223

E-mail: romel.perez@ecopetrol.com.co

*Gustavo Maya* – Petroleum Engineering, MSc, Leading in EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute

Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta

Phone: +57-76847127

E-mail: gustavo.maya@ecopetrol.com.co

*Henderson Quintero* – Chemical Engineer, PhD, Research & Development EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute / Universidad Industrial de Santander

Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta.

Phone: +57-3133954811, e-mail: henquinp@uis.edu.co

*Robinson Jimenez* – Petroleum Engineering, MSc, Research & Development EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute

Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta

Phone: +57-76847152

E-mail: robinson.jimenezdi@ecopetrol.com.co

*Hugo García* – Petroleum Engineering, M. Eng., Research & Development EOR Department, Ecopetrol S.A. – Colombian Petroleum Institute

Colombia, Santander, Kilometro 7 vía Piedecuesta

Phone: +57-76847392

E-mail: hugo.garcia@ecopetrol.com.co

*Lexy Quintero* – Chemical Engineering, Leading in EOR Management, Ecopetrol S.A.

Colombia, Cundinamarca, Edificio San Martín Piso 16

Phone: +57-12344000 Ext. 42253

E-mail: lexy.quintero@ecopetrol.com.co