

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2022, №2, Том 14 / 2022, No 2, Vol 14 <https://esj.today/issue-2-2022.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf>

DOI: 10.15862/37NZVN222 (<https://doi.org/10.15862/37NZVN222>)

Ссылка для цитирования этой статьи:

Подопригора, Д. Г. Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи / Д. Г. Подопригора, Р. Р. Бязров, Е. А. Христич // Вестник евразийской науки. — 2022. — Т. 14. — № 2. — URL: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf> DOI: 10.15862/37NZVN222

For citation:

Podoprigora D.G., Byazrov R.R., Khristich E.A. The current level and prospects for the development of large-volume injection technologies using polymers to increase oil recovery. *The Eurasian Scientific Journal*, 14(2): 37NZVN222. Available at: <https://esj.today/PDF/37NZVN222.pdf>. (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.15862/37NZVN222

Подопригора Дмитрий Георгиевич

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия
Доцент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»,
заместитель декана «Нефтегазового» факультета по научной работе и аспирантуре

Кандидат технических наук

E-mail: podoprigora-1990@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9481-5451>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=760782

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57189060081>

Бязров Роман Русланович

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия
Аспирант кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

E-mail: byazrikroma@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5519-6966>

РИНЦ: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1147187

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57416686900>

Христич Егор Алексеевич

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет», Санкт-Петербург, Россия
Магистр кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

E-mail: khristich.ea@mail.ru

Текущий уровень и перспективы развития технологий большеобъемных закачек с использованием полимеров для повышения нефтеотдачи

Аннотация. В настоящее время наблюдается общемировое снижение уровня добычи при сохранении уровня потребления. При этом открываемые новые месторождения не способны компенсировать объемы извлеченной нефти, так как по количеству извлекаемых запасов преимущественно относятся к мелким или средним. В связи с этим, актуальным является внедрение технологий увеличения нефтеотдачи на уже разбуренных и разрабатываемых месторождениях.

Перспективным методом увеличения нефтеотдачи является полимерное заводнение, которое имеет многолетний успешный опыт применения как в России, так и за рубежом. Технология полимерного заводнения заключается в добавлении к закачиваемой воде сухого полимера в концентрациях от 0,05 до 0,3 % с целью повышения ее вязкости, что в свою очередь

способствует улучшению процесса заводнения. Полимерная оторочка выравнивает соотношение подвижностей в пласте и позволяет равномерно вытеснять нефть из пластов, в которых существует неоднородность по проницаемости. Ключевым результатом при внедрении технологии является увеличение коэффициента извлечения нефти за счет улучшения охвата пласта процессом заводнения, а также постепенное увеличение обводненности, без ранних прорывов воды от нагнетательных к добывающим скважинам. Данная технология имеет широкие границы применимости и уже подтвердила свою эффективность в различных геолого-физических условиях.

В данной статье будут рассмотрены принцип действия, критерии применимости, основные группы химических реагентов, накопленный отечественный и мировой опыт при проектировании и реализации технологии полимерного заводнения, тенденции развития и основные сложности, связанные с внедрением данной технологии.

Ключевые слова: физико-химические методы увеличения нефтеотдачи; полимерное заводнение; нефть; полиакриламид; полимер; обводненность; добываемая продукция

Введение

В связи с общемировыми тенденциями снижения уровня добычи, связанными с выработкой и переходом большинства крупных, открытых преимущественно в конце 20 века, месторождений в завершающую стадию разработки, которая характеризуется низкими медленно падающими темпами добычи и высокой обводненностью актуальным становится поиск способов наращивания или сохранения уровня добычи нефти. На сегодняшний день можно выделить два основных подхода: первый связан с открытием и разбуриванием новых объектов или участков, а второй связан с внедрением технологий на уже разрабатываемых объектах.

Значимым направлением в последнее время является разработка и теоретическое изучения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, в частности технологии полимерного заводнения. Данная технология может внедряться как вторичный или третичный метод добычи нефти.

Полимерное заводнение представляет собой именно объемную закачку водного раствора полимера, как правило на основе полиакриламида, в концентрациях от 0,05–0,3 %. За счет добавления полимера повышается вязкость воды, что в свою очередь улучшает охват пласта заводнением и позволяет более эффективно вытеснять нефть с повышенной вязкостью и выше, за счет улучшения соотношения подвижностей двух агентов (нефти, воды).

В данной статье будут рассмотрены принцип действия, критерии применимости, основные группы химических реагентов, накопленный отечественный и мировой опыт при проектировании и реализации технологии полимерного заводнения, тенденции развития и основные сложности, связанные с внедрением данной технологии.

Механизм воздействия

Впервые эффект «языкового» прорыва воды от нагнетательных скважин к добывающим был описан в работе [1] Ф. Крейгом. В первую очередь данный факт связан с различием в подвижностях вытесняющего (закачиваемая в пласт вода, в редких случаях газ) и вытесняемого (нефть в пласте) агента, в результате чего нефтяная оторочка размывается и происходит образование канала между добывающей и нагнетательной скважиной. В таком случае добыча нефти почти с самого начала разработки сопровождается высокой степенью обводненности,

что значительным образом увеличивает эксплуатационные затраты на добычу полезного ископаемого. На рисунке 1 представлен языковой прорыв от нагнетательной к добывающей скважине.

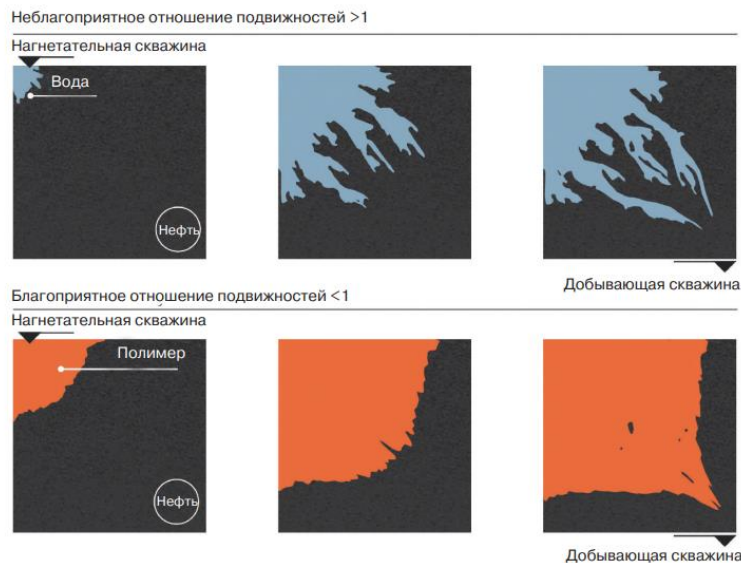


Рисунок 1. Профили движения жидкости от нагнетательной к добывающей скважине при благоприятном и неблагоприятном соотношении подвижностей [1]

В случае образования языкового прорыва воды в качестве возможного решения проблемы может быть рассмотрено полимерное заводнение. Смысл добавления полимера можно объяснить, рассматривая соотношение подвижностей, определяемое по следующей формуле:

$$M = \frac{\lambda_n}{\lambda_v} = \frac{k_{v(S_{on})} \cdot \mu_n}{k_{n(S_{ov})} \cdot \mu_v}, \quad (1)$$

где μ_n, μ_v — вязкости нефти и воды, соответственно, мПа*с;

$k_{v(S_{on})}$ — фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности;

$k_{n(S_{ov})}$ — фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности.

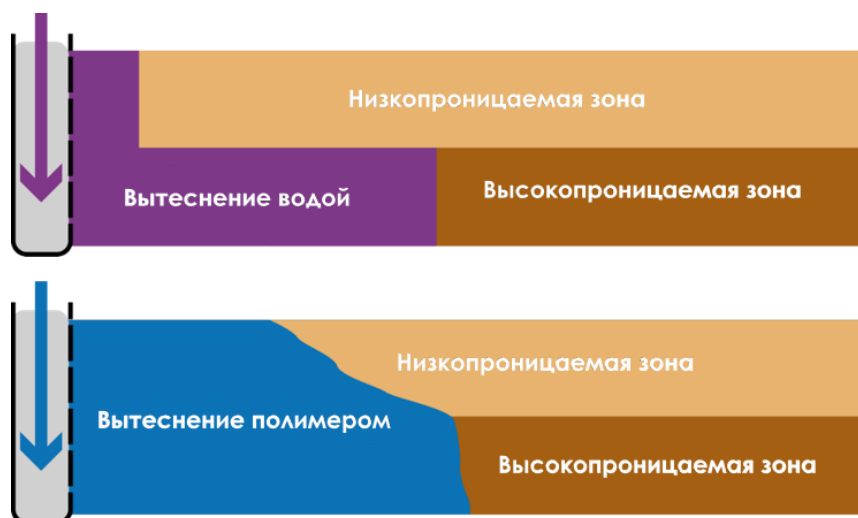


Рисунок 2. Фронт вытеснения различными агентами в пласте со слоистой неоднородностью [2]

Полимерное заводнение может использоваться при благоприятном отношении подвижностей, в случаях, когда коллектор представлен каналами разной проницаемости, наличием неоднородности. Данные факторы были подробно изучены в работах Seright [2], где производилось сравнение продвижения фронта вытеснения при использовании воды и полимера (рис. 2).

Из рисунка 2 видно, что добавление полимера (увеличение вязкости) способствует улучшению продвижения фронта (стремление к поршневому вытеснению).

Критерии эффективного внедрения технологии полимерного заводнения

Для успешного внедрения и получения максимального эффекта целевой объект должен соответствовать основным критериям применимости технологии. Такими критериями являются вязкость нефти, абсолютная проницаемость, температура пласта, приемистость нагнетательных скважин, глинистость, качество и минерализация пластовых и закачиваемых вод [3; 4]. Нижеописанные критерии также применяются при проектировании работ по ПАВ-полимерному и щелочь-ПАВ-полимерному заводнению. Единственным, дополнительным ограничением при использовании щелочи и ПАВ является повышенная жесткость воды.

Вязкость нефти. Показатель вязкости нефти должен превышать 1 мПа*с иначе сложно будет получить дополнительный эффект, так как нет необходимости в выравнивании подвижности. Также показатель по вязкости нефти не должен превышать 10 000 мПа*с, в таком случае будет невозможно создать раствор полимера такой вязкости и прокачать его в пласт.

Абсолютная проницаемость. Если проницаемость коллектора очень маленькая менее 10 мД, то прокачка полимера будет невозможна, что подтверждается лабораторными исследованиями и гидродинамическим моделированием [5]. Размер молекул полимера ограничит проход состава в поровое пространство, а в призабойной зоне пласта произойдет кольматация, что в дальнейшем может привести к проблемам с приемистостью. Также показатель проницаемости необходимо учитывать и в средне проницаемых коллекторах, так как у разного полимера различные размеры молекул и в определенных условиях они также могут тампонировать поровое пространство [6].

Температура пласта. Ключевой показатель применимости технологии. Ранее полимер мог использоваться только при температуре не выше 90 градусов, так как при температурах выше происходила термическая деструкция и как следствие потеря полимером его вязкостных свойств. Сегодня, благодаря специальным добавкам сульфо-групп, таким как N-винилпирролидон (НВП) или акриламид-трет-бутилсульфонат (АТБС), границы применимости технологии значительно расширились, и допустимая температура применимости составляет 130⁰С [1].

Приемистость. Данный показатель является немаловажным, так как определяет объем закачки за период применения технологии. Стоит сказать, что если есть проблемы с приемистостью по воде, то полимерное заводнение является не применимым в данных условиях. При закачке в подобных условиях произойдет рост забойного давления, в данном случае придется либо закачивать на пониженных объемах, либо приближаться к давлениям закачки близким к давлению гидроразрыва. Подобные эффекты могут также наблюдать при малообъемных закачках, что подтверждается лабораторными исследованиями [7].

Глинистость. Данный показатель определяет во многих степени адсорбцию полимера в поровом пространстве. Как известно, глина адсорбирует на себе гораздо больше полимера, чем песчаник, при чем больше в несколько раз. В первую очередь, это связано с зарядом глинистых

включений [8]. Стоит учитывать этот показатель, при расчете потребного количества полимера и стараться выбирать песчаный коллектор с небольшим содержанием глины.

Минерализация. При высоком содержании солей в пластовой или используемой для ППД воде полимер, вступая с ней в химическую реакцию теряет свои свойства, что называется химической деструкцией полимера. Указанные ранее сульфо-группы позволяют избежать этого, но, например, при минерализации свыше 300 г/л полимер с любым количеством мономеров в составе не будет выполнять своих функций и быстро терять свои свойства.

Качество воды. Необходимо, чтобы вода, на которой готовится, полимер была очищена от механических примесей и нефтепродуктов. Выбор источника воды для приготовления полимерного раствора для закачки в пласт является одним из основных факторов успешного применения [9].

На основе успешно проведенных проектов в мировой и отечественной практике, информация о которых будет приведена ниже, в соответствующих разделах статьи, сформированы основные критерии применимости данной технологии, представленные в таблице 1.

Таблица 1

Критерии успешного применения технологии [1]

Показатель	Допустимое значение
Вязкость нефти	1–10000 мПа*с
Абсолютная проницаемость	от 0,01 мкм ²
Температура	до 140 °С
Приемистость по воде	от 50 м ³ /сут.
Тип коллектора	Терригенный (Карбонатный)
Минерализация	до 300 г/л

Используемые химические реагенты

Полимеры и их модификации используются в различных областях нефтяного сектора, начиная от бурения скважин, точечных обработок [10] и заканчивая использованием в трубопроводах для снижения гидравлических сопротивлений.

Наиболее распространенными агентами для реализации технологии полимерного заводнения считаются высокомолекулярные полимеры на основе акриламида (частично гидролизованные полиакриламиды — ЧГПАА (рис. 3а). ЧГПАА готовят с типичной степенью гидролиза 30 %, но эту величину можно отрегулировать в большую или меньшую сторону. Данный тип полимера увеличивает вязкость раствора при меньшей концентрации в сравнении с обычным полиакриламидом, более устойчив к механической деструкции [11].

Введение карбоксильных групп в полимерную цепь не решает проблему стабильности реологических свойств полностью. При наличии солей металлов в растворе полиакриламида его вязкость может значительно снижаться [12]. Для обеспечения термостабильности полиакриламида в условиях высокотемпературных пластов в цепь полиакриламида вводят дополнительные мономеры, повышающие его термическую устойчивость, например, 2-акриламидо-2-метилпропан сульфоновую кислоту (рис. 3б), винилпирролидон и др.

Другим классом полимеров, пользующимся популярностью, является ассоциативный полимер (в иностранной литературе распространен термин «multistickerpolymer» — «многократно прилипающий» полимер).

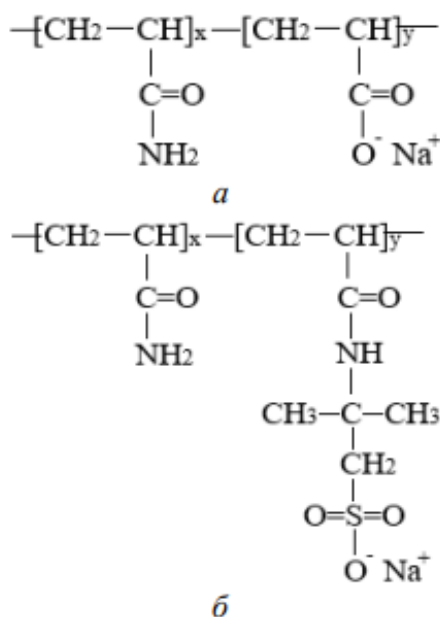


Рисунок 3. Структурная цепочка полиакриламида:

а. частично гидролизированный; б. сульфированный (с наличием сульфо-групп) [11]

Данный полимер обладает более высокой загущающей способностью, чем традиционные водорастворимые полимеры (например, полиакриламид). В своей основе эти полимеры представляют собой сополимеры гидрофильного мономера акриламида с небольшим (0,5–3 мольн. Т %) количеством гидрофобного мономера (например, N-алкил- или N-арилакриламид): Такие сополимеры имеют, как правило, блочную структуру, в которой на гидрофильной полимерной цепи на значительном удалении друг от друга расположены блоки из нескольких (3–7) следующих подряд звеньев гидрофобного мономера. В водном растворе, то есть в полярной среде, гидрофобные участки полимерных цепей взаимодействуют между собой, образуя ассоциативные связи по механизму, подобному образованию мицелл молекулами ПАВ [13].

Существуют и другие классы полимеров для применения в процессах увеличения нефтеотдачи. К таким можно отнести полимеры на основе поливинилового спирта [14], полимеры, гидролизованные полиакрилонитрилом и полиметакрилатом [15], однако данные полимеры пока не нашли широкого применения при большеобъемных закачках.

Данные полимеры обычно поставляются в двух формах: порошок — с содержанием активного вещества > 90 %; эмульсия — водомасляная с содержанием активного вещества 30 % [1].

Опыт внедрения технологии полимерного заводнения

Технология увеличения нефтеотдачи с помощью закачки полимеров изучается с конца 1950-х годов, а в промышленных условиях применяется с конца 1960-х годов, и на данный момент в мире насчитывается более 300 проектов полимерного заводнения.

В России технологии полимерного воздействия в 1960–90-е годы испытаны и применялись в промышленных масштабах на месторождениях Самарской области, республик Башкортостан, Татарстан и Удмуртии, Западной Сибири и других нефтедобывающих регионов страны.

Также, промысловые эксперименты с применением полимеров в промышленных объемах с целью повышения эффективности разработки залежей нефти осуществлялись на

многочисленных объектах по всему миру: США, Канада, Китай, Франция, Индия, Индонезия, Венесуэла, Германия, Бразилия, Аргентина.

Рассмотрим некоторые крупные опытно-промышленные испытания технологии полимерного заводнения в разных странах, на объектах с различными геолого-физическими условиями. На основе этих данных будут сформулированы основные проблемы в части границ применимости технологии, технологической и экономической эффективности. В данной главе будут рассмотрены примеры начиная с 2000 года. Также, важно отметить, что в данном обзоре представлена лишь небольшая часть всех проектов, реализованных в мире на сегодняшний день.

Москудыинское месторождение. В новой истории одним из самых крупнейших и успешных проектов является внедрение технологии полимерного заводнения на месторождениях Пермского края. В качестве опытного участка выбран тульский объект Москудыинского месторождения, характеристики которого приведены в таблице 2.

На основе исследованных свойств полимерного состава SNF Floraam 5205VHM [16] была проведена технико-экономическая оценка целесообразности проведения ОПР по полимерному заводнению, в результате чего был выбран опытный участок (рис. 4), включающий 2 нагнетательные и 16 добывающих скважин.

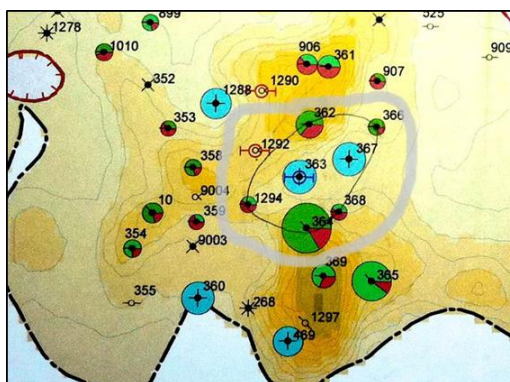


Рисунок 4. Опытный участок Москудыинского месторождения [17]

На рисунке 5 представлена динамика основных показателей разработки на опытном участке.

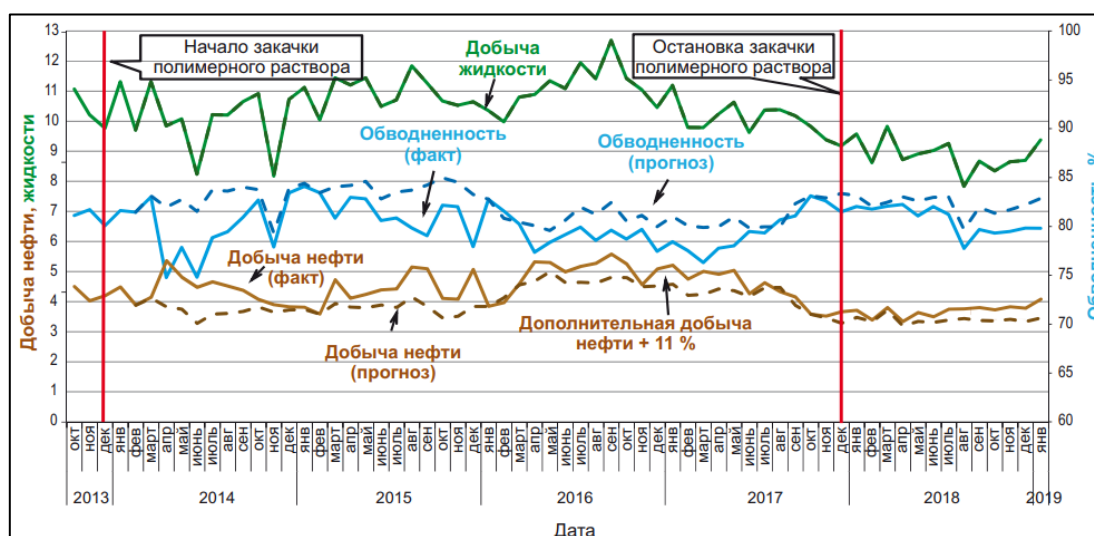


Рисунок 5. Динамика основных показателей на опытном участке [17]

При оценке технологического эффекта дополнительная добыча нефти на опытном участке по сравнению с базовым вариантом (заводнение водой) составила 11 %, снижение обводненности по первому реагирующему ряду достигла 25 % [17].

Восточно-Мессояхское месторождение. Следующим ярким примером из отечественной практики является Восточно-Мессояхское месторождение. Отличительной особенностью данного объекта является неконсолидированный песчаник и слабо развитая инфраструктура (самое северное береговое месторождение). Целевым объектом является пласт ПК₁₋₃. На основании геолого-физических характеристик выбранного объекта был выбран полимер компании SNF Flораам 3630S.

Для испытания технологий был выбран опытный участок (рис. 6), включающий 2 нагнетательные скважины и 4 добывающие [18].

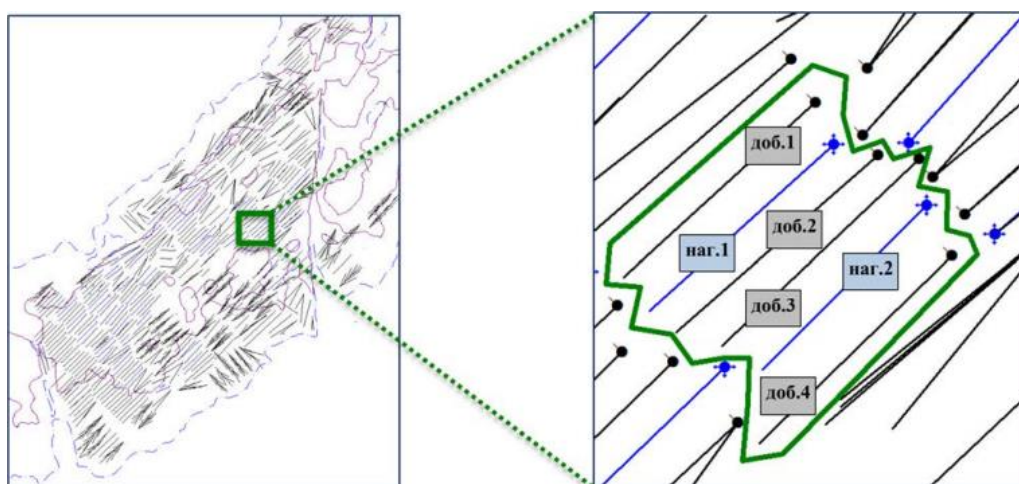


Рисунок 6. Первый пилотный участок Восточно-Мессояхского месторождения [18]

На рисунке 7 представлена динамика основных показателей разработки на опытном участке.



Рисунок 7. Динамика основных показателей на опытном участке [18]

Таким образом, впервые в мире в условиях холодного климата, отсутствия инфраструктуры и круглогодичных путей сообщения на опытном участке была успешно реализована закачка полимерной композиции в объеме 10 % порового пространства,

протестированы параметры закачки и отклик пласта, установлена реакция добывающих скважин (дополнительная добыча за весь пилотный проект составила 17200 тонн) и подтверждена экономическая эффективность технологии.

После уточнения основных технологических параметров закачки по результатам первого пилотного проекта, на другом опытном участке пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения был проведен второй пилотный проект [19]. Для второго пилотного проекта использовался аналогичный полимер компании SNFFlораам 3630S. Опытный участок включал в себя 3 нагнетательных и 6 реагирующих скважин (рис. 8).

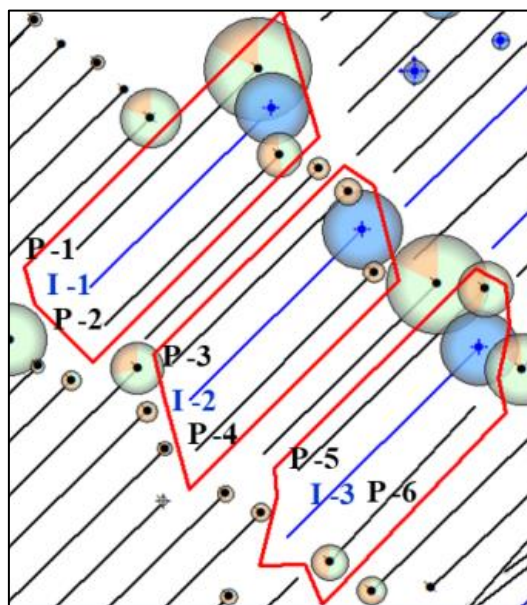


Рисунок 8. Второй пилотный участок Восточно-Мессояхского месторождения [19]

В результате была успешно реализована закачка полимерной композиции в объеме 3,5 % порового пространства, получено 13 176 тонн дополнительной нефти, удельный эффект от закачки на тонну полимера составил 59 тонн дополнительно добытой нефти. В настоящий момент рассматривается проект полномасштабного внедрения технологии полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении.

Русское месторождение. Самым актуальным проектом России в настоящее время является проект на Русском газонефтяном месторождении. На основе построенных гидродинамических моделей [20] и проведенных лабораторных испытаний [21] был подтвержден высокий потенциал полимерного заводнения. Особенности данного месторождения является обширная газовая шапка, подстилающий водоносный горизонт, тонкая нефтяная оторочка, а также сложное геологическое строение. В настоящее время материалы об оценке эффективности внедрения технологии полимерного заводнения на Русском месторождении не опубликованы в открытом доступе.

Также, в Казахстане реализовано три пилотных проекта по полимерному заводнению на месторождениях Нуралы, Каламкас и Забурунье [22].

Месторождение Patos-Marinza. Следующим примером внедрения технологии полимерного заводнения является проект на месторождении Patos-Marinza в Албании. Данное месторождение является крупнейшим береговым месторождением в Европе, с запасами нефти равными 5,4 млрд бар.

Пилотный проект начался в 2013 году и включал 3 нагнетательных и 4 реагирующие добывающие скважины. В результате пилотного проекта была подтверждена технологическая

и экономическая эффективность полимерного заводнения, что привело к масштабированию и тиражированию технологии на другие участки (расширению до 56 нагнетательных скважин). Пиковая закачка полимерного раствора после наращивания всех мощностей составила 30 000 баррелей в сутки.

К сожалению, до настоящего времени не опубликована информация об эффективности технологии полимерного заводнения после расширения на данном месторождении [23].

Месторождение Matzen. Далее рассмотрим месторождение Matzen в Австрии [24]. На целевом пласте 8 ТН более 50 лет производилась закачка воды через систему нагнетательных скважин, что в конечном итоге привело к средней обводненности добываемой продукции по месторождению 96 %.

Очень важной отличительной особенностью этого месторождения является невысокая вязкость нефти 19 мПа*с относительно других проектов полимерного заводнения. Стоит отметить, что использование полимера в коллекторах с низкой вязкостью также способствует увеличению коэффициента извлечения нефти за счет вязкоупругих свойств, что подтверждается следующими лабораторными исследованиями [25; 26]. Последнее обширное исследование данного свойства полимеров приводится в работе [27], где отмечается, что в среднем закачка полимера дает +4 % к приросту коэффициента вытеснения нефти из модели коллектора за счет влияния на остаточную нефтенасыщенность, однако в некоторых исследованиях не наблюдается увеличение коэффициента вытеснения. Данный вопрос требует дополнительного изучения.

Основные характеристики опытного участка для проведения пилотных работ на месторождении Matzen приведены в таблице 2. На основе исследованных свойств полимерного состава была проведена технико-экономическая оценка целесообразности проведения ОПР по полимерному заводнению, в результате чего был выбран опытный участок (рис. 9), включающий 2 нагнетательные и 8 ожидаемо-реагирующих скважин.

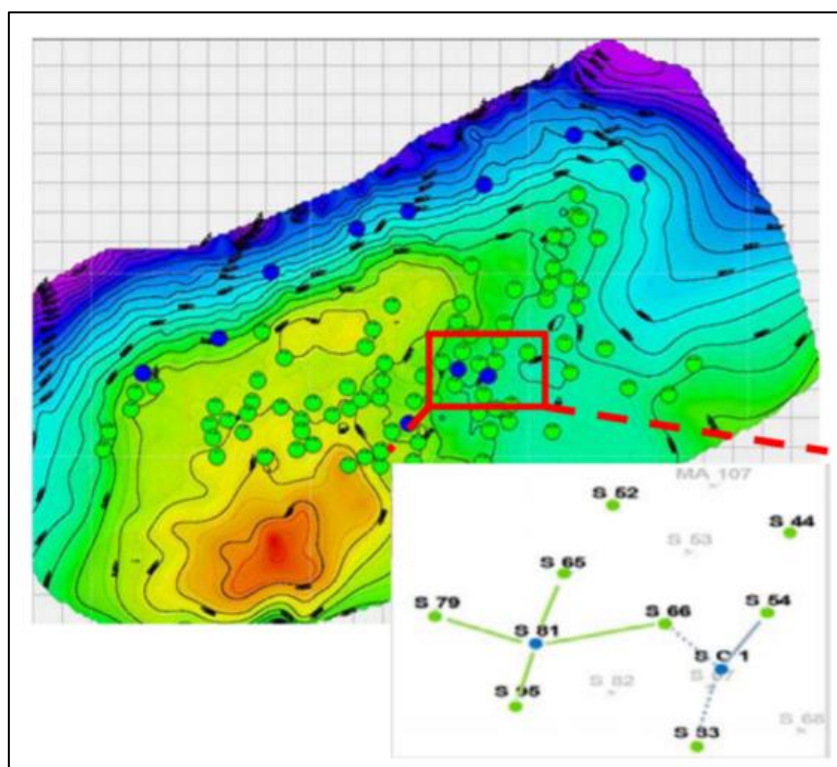


Рисунок 9. Пилотный участок на месторождении Matzen [24]

На рисунке 10 приводится график зависимости соотношения нефти и воды, добываемой из скважин к накопленной добыче нефти.

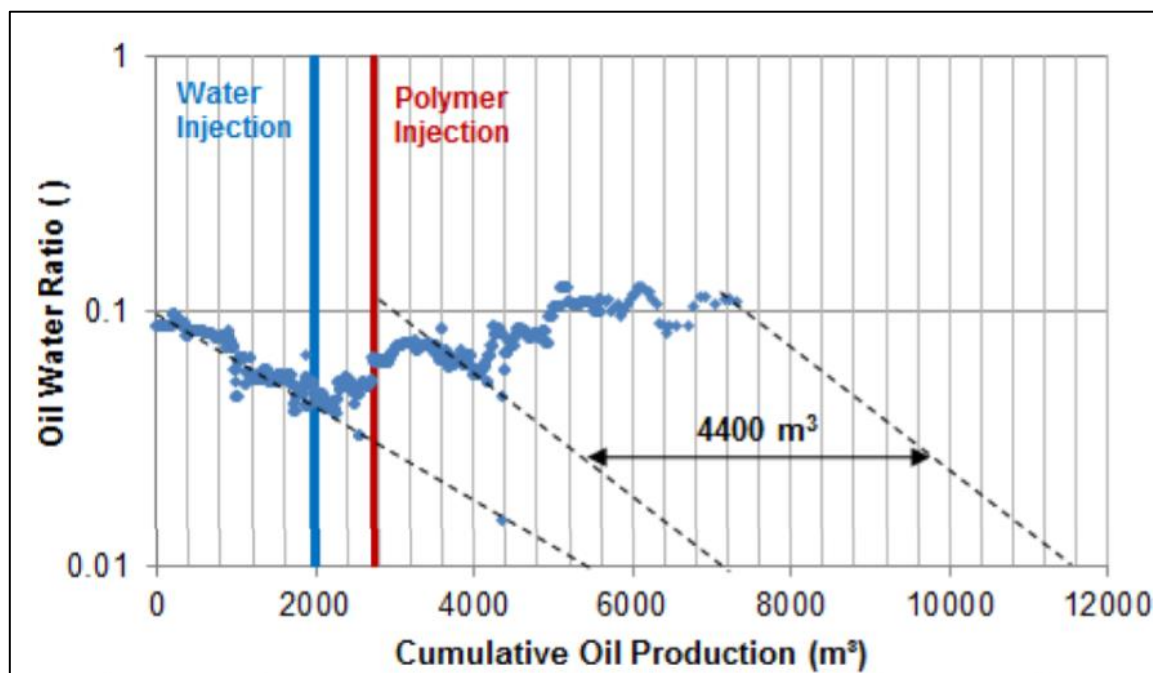


Рисунок 10. График отношения нефть/вода к накопленной добыче нефти [24]

Из графика видно, что после внедрения технологии полимерного заводнения на опытном участке заметно увеличивается доля нефти в объеме добываемой жидкости. Предположительно дополнительная добыча составила +5–10 % относительно базовой добычи нефти.

Месторождение Daqing. В Азии самым крупным проектом является полимерное заводнение на месторождении Daqing. Месторождение очень большое и по химическим методам увеличения нефтеотдачи было сделано огромное множество научных работ.

Однако, можно выделить следующую хронологию развития проекта. После первых успешных пилотных проектов по полимерному заводнению в 1994 году на нескольких участках месторождения [28] были начаты работы по масштабированию и тиражированию технологии на другие участки месторождения. В 2004 году в проекте участвовал 31 опытный участок, включающий 2500 скважин [29], что позволило добывать около 200 тыс. баррелей нефти в сутки. С тех пор произошло множество дополнительных расширений, некоторые из которых нацелены на пласты с низкой проницаемостью [30].

Месторождение Mangala. Следующим примером является крупнейшее месторождение Индии Mangala [31]. Из особенностей месторождения отмечается не столь высокая вязкость нефти, относительно других примеров по полимерному заводнению в мире. После успешно проведенных лабораторных исследований в 2014 году стартовал пилотный проект по полимерному заводнению на опытном участке месторождения Mangala. После того как он подтвердил эффективность началось наращивание количества скважин под закачку полимерного раствора (рис. 11) [32].

На рисунке 12 представлена динамика основных показателей разработки по одному из опытных участков на месторождении Mangala.

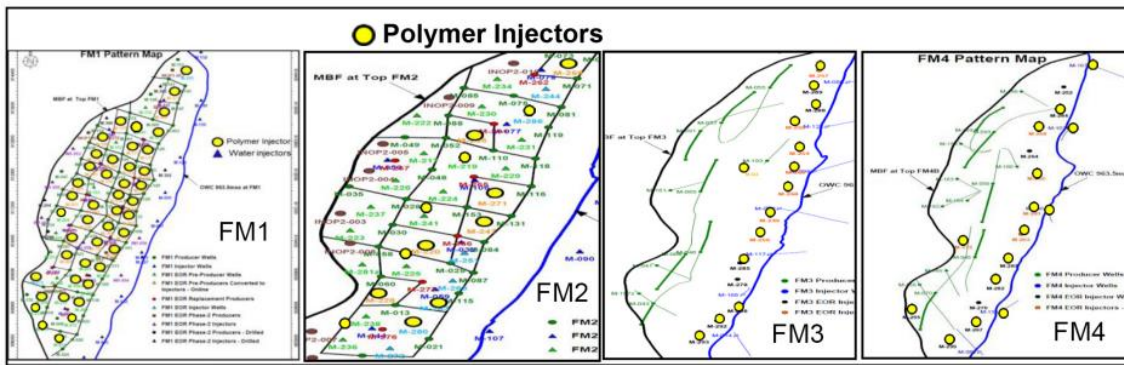


Рисунок 11. Сетка скважин опытного участка месторождения Mangala [31]

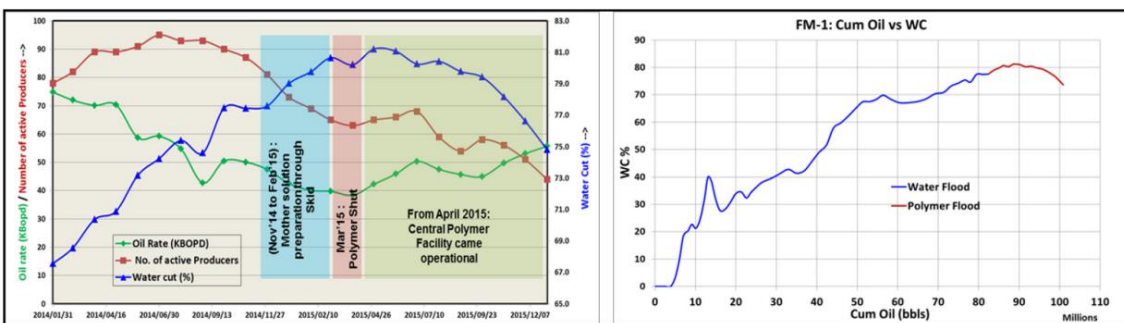


Рисунок 12. Технологические показатели участка ОПР [31]

К сожалению, текущий статус проекта остается неясным из-за отсутствия публикаций. Однако, в 2018 году в работе [33] упоминали, что закачка полимера продолжается в объеме 400 000 баррелей в сутки.

Месторождение Pelican Lake. Полномасштабный проект полимерного заводнения на месторождении Pelican Lake в Канаде стартовал в 2005 году и продолжается до настоящего времени. Особенности месторождения является высокая проницаемость и низкая мощность пласта (2–5 м). Месторождение содержит нефть, вязкость которой в некоторых местах достигает 80 000 мПа*с [34].

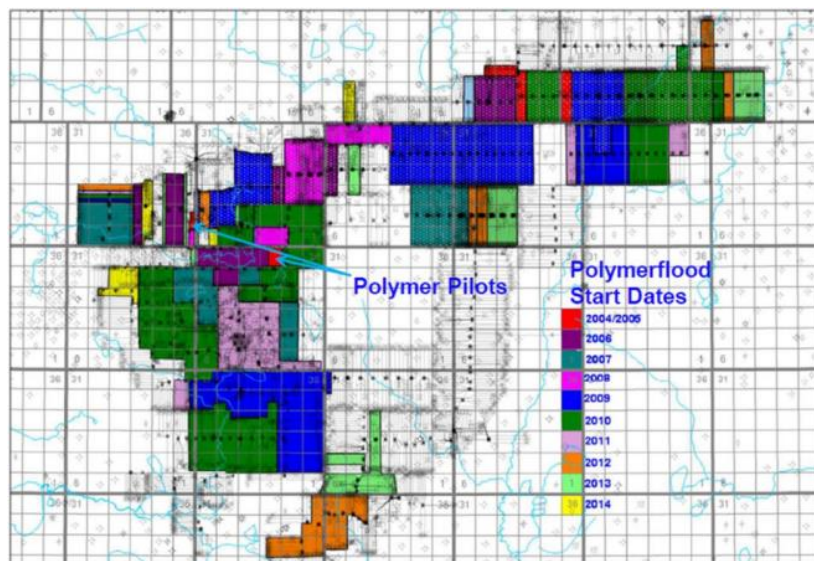


Рисунок 13. Фазы внедрения технологии полимерного заводнения [34]

Учитывая высокую вязкость нефти, ранние прорывы воды в период 1995–2005 года было проведено несколько пилотных работ по апробированию технологии полимерного заводнения [35].

Pelican Lake является крупнейшим месторождением, поэтому наращивание скважин для закачки полимерного заводнения проводилось в несколько фаз. На рисунке 13 показаны последовательные фазы внедрения, характеризующиеся годом.

Средние скорости закачки полимерного состава находятся в диапазоне 500–1500 баррелей в сутки, что соответствует примерно 0,02–0,04 порового объема в год. При закачке полимерного раствора стремились поддерживать коэффициент компенсации закачки в диапазоне 0,95–1,05 [36].

В настоящий момент около 900 скважин находятся под непрерывной закачкой полимера. В среднем по месторождению от внедрения технологии полимерного заводнения удалось получить +20% к КИН. Дополнительно на месторождении Pelican Lake было проведено сравнение внедрения технологии полимерного заводнения как вторичного метода добычи (ППД осуществляется за счет полимерного раствора) и как третичного (после заводнения водой). В результате сравнения было подтверждено, что чем раньше внедряется технология полимерного заводнения, тем более значительный и длительный достигается эффект [37].

Месторождение Grimbeek. Следующим рассматриваемым объектом является месторождение Grimbeek, расположенное в Аргентине [38]. Особенности месторождения является то, что месторождение состоит из 3 залежей, имеющих плотную гидродинамическую связь.

Учитывая высокую вязкость нефти равную 120 мПа*с, ранние прорывы воды, в 2015 году стартовал пилотный проект по внедрению технологии полимерного заводнения.

На основе исследованных свойств полимерного состава была проведена технико-экономическая оценка целесообразности проведения ОПР, с последующим расширением. В результате для проведения пилотных работ был выбран опытный участок (рис. 14), включающий 4 нагнетательные скважины.

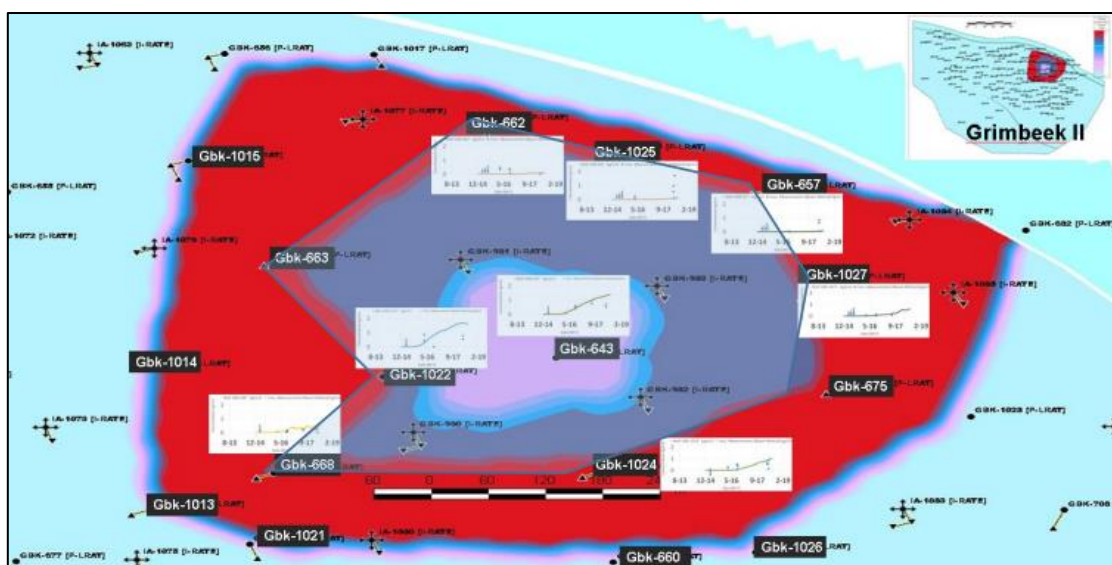


Рисунок 14. Участок ОПР для проведения пилотных работ по полимерному заводнению [38]

На рисунке 15 приводится динамика изменения добычи нефти после внедрения технологии полимерного заводнения.

Характеристики и краткие результаты
реализованных проектов по полимерному заводнению

Месторождение, страна	Тип коллектора	Температура, °С	Вязкость нефти, мПа*с	Минерализация воды, г/л	Проницаемость, мкм ²	Пористость	Результат применения
Москудыинское, Россия [17]	Терригенный	29	68	240	0,22–0,59	0,22	Доп. добыча нефти составила 11 %; Снижение обводненности по первому ряду на 25 %
Восточно-Мессояхское, Россия [18; 19]	Терригенный	16	111	12,7	0,05–5	0,28–0,3	На 1 участке доп. добыча нефти составила 17 200 т; На 2 участке доп. добыча составила 13 176 т, а удельный эффект. 59 т доп. нефти / т полимера
Русское, Россия [20]	Терригенный	17	150	9,3	0,519	0,3	н/д
Каламкас, Казахстан [39]	Терригенный	39	23,3	118	0,946	0,28	Доп. добыча нефти составила 93 258 т; Удельный эффект составил 77 т доп. нефти / т полимера
Patos-Marinza, Албания [23]	Терригенный	40–42	600–1600	н/д	< 2	0,21–0,26	н/д
Matzen, Австрия [24]	Терригенный	50	19	н/д	0,5	0,15–0,3	Доп. добыча составила 4400 м ³ , что составляет 5–10 % относительно базового варианта
Daqing, Китай [30]	Терригенный	45	6–10	4,1	0,5–0,9	0,2–0,3	н/д
Mangala, Индия [31]	Терригенный	40–45	9–22	5–7	0,2–20	0,21–0,28	Снижение обводненности продукции с 81 % до 75 %; Увеличение дебита по нефти с 40 до 55 тыс. барр./сут.
Marmul, Оман [40]	Терригенный	46	90	8,1	< 5	0,25–0,3	По ОПР снижение обводненности с 92 % до 90 %; Средний дебит по нефти вырос с 64 до 70–75 м ³ /сут.
Pelican Lake, Канада [35]	Терригенный	12–17	800–80000	26	0,3–5	0,28–0,32	Повышение КИН на 20 %
Medicine Hat, Канада [41]	Терригенный	26	500–1000	< 1	0–10	0,23	Прирост добычи нефти на 10 % от базовой добычи

Месторождение, страна	Тип коллектора	Температура, °С	Вязкость нефти, мПа*с	Минерализация воды, г/л	Проницаемость, мкм ²	Пористость	Результат применения
East Bodo, Канада [23]	Терригенный	27	600–2000	н/д	1	27–33	На одном участке добыча нефти увеличилась с 800 барр./сут. до 4000 барр./сут.; На другом участке добыча нефти увеличилась с 100 барр./сут. до 2500 барр./сут.
Sactus Lake, Канада [23]	Терригенный	27	1000–1600	н/д	< 5	30	Добыча нефти увеличилась с 2000 барр./сут. до 4000–5000 барр./сут.
Suffield Caen, Канада [42]	Терригенный	н/д	400–600	н/д	н/д	н/д	Обводненность снизилась в среднем на 10 %, а средний дебит по скважинам вырос с 4 м ³ /сут. до 20 м ³ /сут.
Grimbeek, Аргентина [43]	Терригенный	60	120	11	> 5	0,28	Добыча нефти в среднем по скважинам выросла на 18 %
Diadema, Аргентина [42]	Терригенный	50	100	15	0,01–5	0,3	Прирост добычи нефти на 6–8 % от базовой добычи
El Corobo, Аргентина [23]	Терригенный	38	160–300	н/д	0,5–4	27–33	Увеличение добычи нефти с 2700 барр./день до 5100 барр./день; увеличение КИН на 6–7 %

Составлено авторами на основе проведенного литературного обзора

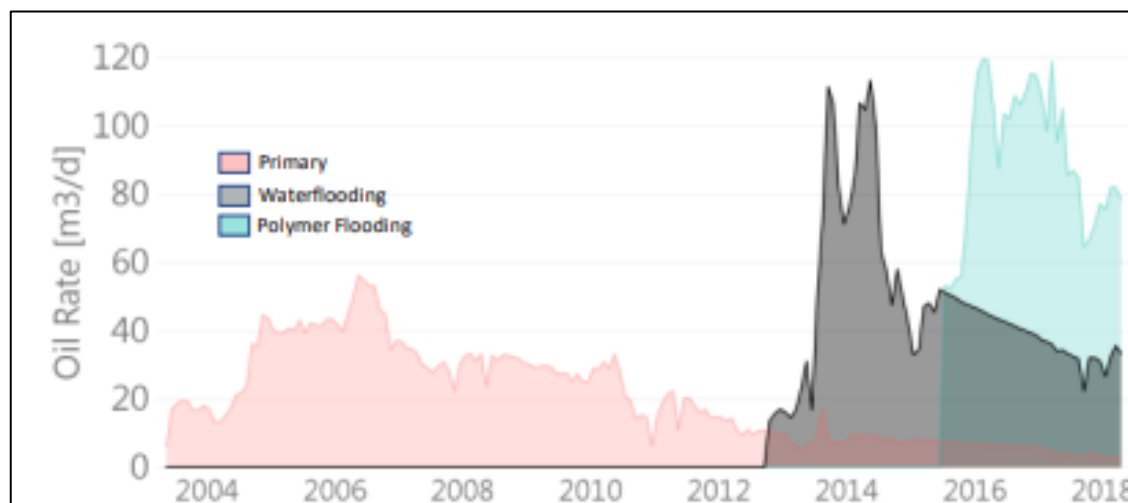


Рисунок 15. Динамика изменения добычи нефти на участке ОПП [38]

Внедрение технологии полимерного заводнения позволило в среднем увеличить добычу нефти на 18 % (в зависимости от скважины) по отношению к величине базовой добычи на рассматриваемом участке.

В таблице 2 сведены основные характеристики месторождений и краткие результаты внедрения технологии полимерного заводнения по крупнейшим реализованным проектам. Необходимо отметить, что в данной статье рассмотрены не все пилотные проекты полимерного заводнения, реализованные в мире к настоящему времени.

Выводы

1. Технология полимерного заводнения, применяемая по всему миру в различных геолого-физических условиях, подтверждает свою технологическую эффективность (удельный эффект на тонну закаченного полимера составляет от 40 до 300 тонн дополнительно добытой нефти).

2. Основной проблемой при внедрении технологии полимерного заводнения является потеря вязкостных свойств раствора в пласте. Главными механизмами потери вязкостных свойств полимерных композиций, применяемых с целью увеличения нефтеотдачи, является проявление термической, химической, механической деструкции, а также удерживание полимера в пористой среде. В связи с этим, актуальным вопросом является выявление зависимостей адсорбции полимерных композиций от фильтрационно-емкостных свойств и термобарических условий пород-коллекторов, оптимизация лабораторных исследований в части подбора композиции для высокоминерализованных вод и высокотемпературных пластов.

3. Отмечается проблема использования полимерных составов в низкопроницаемых неоднородных коллекторах, требующая проведение исследований по подбору реагента с определённой молекулярной массой.

4. Актуальным вопросом является изучение механизмов регулирования адгезионных свойств полимерных композиций, с целью изменения фильтрационных характеристик в процессе закачки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Antoine Thomas. Essentials of Polymer Flooding. Wiley, 2018. Vol. 292. DOI: 10.5772/64623.
2. Seright R.S. SPE 129899 Potential for Polymer Flooding Reservoirs with Viscous Oils. 2010. DOI: 10.2118/129899-PA/.
3. Suleimanov B.A. et al. Selection methodology for screening evaluation of EOR methods // Petroleum Science and Technology. 2016. Vol. 34, № 10. P. 961–970.
4. Wei Z. et al. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries // Energy Reports. 2021. Vol. 7. P. 2751–2758.
5. Palyanitsina A. et al. Environmentally Safe Technology to Increase Efficiency of High-Viscosity Oil Production for the Objects with Advanced Water Cut // Energies (Basel). 2022. Vol. 15, № 3. P. 753.
6. Ghosh P. et al. Pushing the Envelope of Polymer Injectivity in Low Permeability Sandstones // IOR 2021. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. P. 1–21.

7. Raupov I., Podoprigora D. Laboratory Researches of the Polymeric Composition in the Pore Space of Bulk Models // International Journal of Applied Engineering Research. 2017. Vol. 12, № 3. 365–371 p.
8. Wang D., Li C., Seright R.S. Laboratory Evaluation of Polymer Retention in a Heavy Oil Sand for a Polymer Flooding Application on Alaska's North Slope // SPE Journal. 2020. Vol. 25, № 04. P. 1842–1856.
9. Daneshy A.A. Selection and Execution Criteria for Water-Control Treatments // All Days. SPE, 2006. DOI: 10.2118/98059-MS.
10. Islamov S.R. et al. Polymer compositions for well killing operation in fractured reservoir // London: CRC Press/Balkema. 2020. P. 343–351.
11. Ketova I.A. et al. Analysis of global practices of formation water intake profile stabilizations based on cross-linked polymer gels // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2020. Vol. 20, № 2. P. 150–161.
12. Seright R.S. et al. Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations // SPE Journal. 2010. Vol. 15, № 02. P. 341–348.
13. Мурзина Л.А. З.Е.М., З.В.П. Ассоциативные полимеры для повышения нефтеотдачи пластов // Тезисы докладов 4-ой Всероссийской научно-практической конференции “Практические аспекты нефтепромышленной химии”. 2014. P. 17–19.
14. Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Раупов Р.Р. Разработка полимерных составов для внутрипластовой водоизоляции терригенных коллекторов нефтяных месторождений // Нефтегазовое дело. 2016. Vol. 1. P. 80–87.
15. Raupov I.R, Korobov G.Y. Research of polymer compositions rheological properties for oil production // Acta Technica CSAV. 2018. Vol. 3. P. 493–500.
16. Бондаренко А.В. et al. Лабораторные исследования по обоснованию технологии полимерного заводнения для конкретных геолого-физических условий объектов разработки нефтяных месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. P. 34–42.
17. Bondarenko A.V. et al. Results of pilot works on polymer flooding at the moskudinskoe field // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2019. № 6. P. 61–65.
18. Пыасов I. et al. SPE-201822-MS Results of the First Polymer Flooding Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field. 2020. DOI: 10.2118/201822-MS.
19. Пыасов I., Glushchenko N. Results of the Second Polymer Flooding Pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and Future Plans // IOR 2021. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. P. 1–10.
20. Ivantsov N.N., Stepanov A.V., Strelakov A.V. Simulation of Chemical Flooding for Heavy Oil Fields // Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. 2018. Vol. 4, № 4. P. 191–209.
21. Волгин Е.Р. et al. Лабораторные исследования реологических свойств полимерных растворов как важнейший этап обоснования технологии полимерного заводнения // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. 2020. P. 43–49.

22. Naukenova A.Zh., Sarsenbekov N.D., Bekbauov B.Ye. A comprehensive review of polymer and alkaline/surfactant/polymer flooding applied and researched in Kazakhstan // Bulletin of the Karaganda University. “Chemistry” series. 2019. Vol. 95, № 3. P. 96–101.
23. Delamaide E. Is Chemical EOR Finally Coming of Age? // Day 3 Thu, November 19, 2020. SPE, 2020. DOI: 10.2118/202276-MS.
24. Clemens T., Kornberger M., Lueftenegger M. Polymer Injection to Rejuvenate a Supermature Oil Field, Polymer Pilot Results, 8 TH Reservoir, Austria // Day 2 Tue, November 08, 2016. SPE, 2016. DOI: 10.2118/183010-MS.
25. Qi P. et al. Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores by Use of Viscoelastic Polymers // SPE Journal. 2017. Vol. 22, № 02. P. 447–458.
26. Wang D. et al. The Influence of Visco-Elasticity on Micro Forces and Displacement Efficiency in Pores, Cores and in the Field // All Days. SPE, 2010. DOI: 10.2523/127453-MS.
27. Julia Jin et al. Experimental Investigation of the Effect of Polymer Viscoelasticity on Residual Saturation of Low Viscosity Oils // SPE Improved Oil Recovery Conference. 2020. Vol. 30. DOI: 10.2118/200414-MS.
28. Delamaide E., Corlay P., Demin W. Daqing Oil Field: The Success of Two Pilots Initiates First Extension of Polymer Injection in a Giant Oil Field // SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, 1994. DOI: 10.2118 / 27819-MS
29. Seright R.S. et al. Discussion and Reply to “Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People’s Republic of China” // Journal of Petroleum Technology. 2006. Vol. 58, № 05. P. 80–81.
30. Yin S., Pu H., Zhou S. An Update on Full Field Implementation of Chemical Flooding in Daqing Oilfield, China, and Its Future // Day 3 Mon, April 16, 2018. SPE, 2018. DOI: 10.2118/190306-MS.
31. Kumar P. et al. Field Implementation of Mangala Polymer Flood: Initial Challenges, Mitigation and Management // Day 1 Mon, March 21, 2016. SPE, 2016. DOI: 10.2118/179820-MS.
32. Mittal S. et al. Influence of EOR Polymers on Fouling in Production Wells and Facilities // Day 3 Wed, November 14, 2018. SPE, 2018. DOI: 10.2118/192943-MS.
33. Zagitov R. et al. Challenges in Selection and Using of Production Chemicals with CEOR Operations During Polymer Breakthrough Phase // Day 3 Thu, April 11, 2019. SPE, 2019. DOI: 10.2118/194689-MS.
34. Delamaide E. Pelican Lake: Learning from the Largest Polymer Flood Expansion in a Heavy Oil Field // IOR 2021. European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. P. 1–21.
35. Delamaide E. et al. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir // All Days. SPE, 2013. DOI: 10.2118/165234-MS.
36. Delamaide E. Investigation on the Impact of Voidage Replacement Ratio and Other Parameters on the Performances of Polymer Flood in Heavy Oil Based on Field Data // Day 3 Fri, May 19, 2017. SPE, 2017. DOI: 10.2118/185574-MS.

37. Delamaide E. Comparison of Primary, Secondary and Tertiary Polymer Flood in Heavy Oil. Field Results // All Days. SPE, 2016. DOI: 10.2118/180852-MS.
38. Juri J. et al. Grimbeek Successful Polymer Pilot Extends to 80 Injectors in Factory-Mode Development at CGSJ Basin // IOR 2019. 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. P. 1–14.
39. Sagyndikov M. et al. Evaluation of Polymer Flooding Efficiency at Brownfield Development Stage of Giant Kalamkas Oilfield, Western Kazakhstan // Day 2 Thu, November 01, 2018. SPE, 2018. DOI: 10.2118/192555-MS.
40. Koning E.J.L., Mentzer E., Heemskerk J. Evaluation of a Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman // All Days. SPE, 1988. DOI:10.2118/18092-MS.
41. Batonyi A., Thorburn L., Molnar S. A Reservoir Management Case Study of a Polymer Flood Pilot in Medicine Hat Glauconitic C Pool // All Days. SPE, 2016. DOI: 10.2118/179555-MS.
42. Thomas A., Giddins M.A., Wilton R. Why is it so Difficult to Predict Polymer Injectivity in Chemical Oil Recovery Processes? // IOR 2019. 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. European Association of Geoscientists & Engineers, 2019. P. 1–25.
43. Juri J.E. et al. Grimbeek: First Successful Application Polymer Flooding in Multilayer Reservoir at YPF, Key Success Factors. 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201701572.

Podoprigora Dmitry Georgievich

Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia
E-mail: podoprigora-1990@mail.ru

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9481-5451>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=760782

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57189060081>

Byazrov Roman Ruslanovich

Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia
E-mail: byazrikroma@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5519-6966>

RSCI: https://elibrary.ru/author_profile.asp?id=1147187

SCOPUS: <https://www.scopus.com/authid/detail.url?authorId=57416686900>

Khristich Egor Alekseevich

Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia
E-mail: khristich.ea@mail.ru

The current level and prospects for the development of large-volume injection technologies using polymers to increase oil recovery

Abstract. Currently, there is a worldwide decline in the level of production while maintaining the level of consumption. At the same time, the newly discovered fields are not able to compensate for the volumes of extracted oil, since the volumes of reserves are mainly small or medium. In this regard, it is relevant to introduce technologies to increase oil recovery at already drilled and developed fields.

A promising method of increasing oil recovery is polymer flooding, which has many years of successful experience in both Russia and abroad. Polymer flooding technology consists in adding dry polymer to the injected water in concentrations from 0.05 to 0.25 % in order to increase its viscosity, which in turn contributes to improving the flooding process. The polymer rim equalizes the ratio of mobility in the reservoir and allows oil to be uniformly displaced from reservoirs in which there is a heterogeneity in permeability. The key result in the implementation of the technology is an increase in the oil recovery coefficient by improving the coverage of the reservoir by the flooding process, as well as a gradual increase in water availability, without early water breakthroughs from injection to production wells. This technology has wide limits of applicability and has already proven its effectiveness in various geological and physical conditions.

This article will consider the physical basis of exposure, the principle of action, the criteria of applicability, the main groups of chemical reagents, and the accumulated domestic and international experience in the design and implementation of polymer flooding technology, development trends and the main difficulties associated with the introduction of this technology.

Keywords: chemical enhanced oil recovery; polymer flooding; oil; polyacrylamide (PAA); polymer; water cut; production