

Преселекция объектов для внедрения технологии полимерного заводнения в экстремальных условиях

В.В. Галимов¹,
Р.Р. Бязров¹,
М.А. Лагутина¹,
Д.В. Арабов¹,
Д.С. Ермолин¹

¹ООО «ПМ-ГРУПП»

Адрес для связи: info@pmg-global.com, vgalimov@pmg-global.com,
rbyazrov@pmg-global.com, mlagutina@pmg-global.com, darabov@pmg-global.com,
dermolin@pmg-global.com

Ключевые слова: полимерное заводнение, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, выбор месторождений, методика ранжирования, экстремальные условия

Как правило, первичные методы разработки могут обеспечить добычу лишь 5-15 % запасов нефти на протяжении 1–5 лет, что, несомненно, недостаточно, учитывая среднюю продолжительность жизни месторождений около 30 лет. Вторичные методы, подразумевающие искусственное поддержание пластового давления, позволяют поднять КИН лишь до 30–35 %. Внедрение технологий повышения нефтеотдачи, таких как полимерное заводнение, может значительно увеличить добычу нефти, вплоть до 50–60 % КИН на некоторых объектах. Полимерное заводнение может применяться как вторичный метод добычи, так и в качестве третичного, что наделяет его важным преимуществом относительно большинства других методов увеличения нефтеотдачи. Полимерное заводнение представляет собой закачку вязкой агента. За счет своих вязкостных свойств полимерный раствор способствует более полной выработке запасов нефти, повышая коэффициент охвата вытеснением и снижая негативное влияние неоднородности пласта по проницаемости. Технология полимерного заводнения обладает широкими границами применимости, и, фактически, может быть применена везде, где уже используется или может быть внедрена система ППД, в том числе в достаточно экстремальных условиях. Вопреки распространенному мнению, технология полимерного заводнения эффективна не только для вязких нефтей. При высоком контрасте проницаемости пласта происходит неравномерная выработка запасов, внедрение полимерного заводнения позволяет охватить ранее не дренируемые запасы, расположенные в менее проницаемых зонах. Современные разработки в производстве химии для повышения нефтеотдачи позволяют расширить области применения технологии в части максимальных значений минерализации и температуры. Так, недавние исследования приводят успешные результаты тестов полимеров, стабильных при 130 °С в растворе с минерализацией 230 г/л. В этой связи, особенно актуальным становится исследование критериев применимости полимерного заводнения, а также создание комплексной методики отбора и ранжирования объектов для успешного внедрения технологии. Авторами была разработана универсальная методика оценки перспективности месторождений-кандидатов для внедрения технологии полимерного заводнения, которая позволяет оперативно проранжировать объекты и сфокусироваться на наиболее релевантных из них.

Preselection of objects for the introduction of polymer flooding technology in extreme conditions

V.V. Galimov¹,
R.R. Byazrov¹,
M.A. Lagutina¹,
D.V. Arabov¹,
D.S. Yermolin¹

¹LLC PM-GROUP

E-mail: info@pmg-global.com, vgalimov@pmg-global.com,
rbyazrov@pmg-global.com, mlagutina@pmg-global.com,
darabov@pmg-global.com, dermolin@pmg-global.com

Keywords: polymer flooding, chemical flooding methods, field selection, ranking method, extreme conditions

Primary development methods can usually provide the extraction of only 5–15 % of original oil in place (OOIP) over 1–5 years, which is undoubtedly not enough, given the average life expectancy of fields about 30 years. Secondary methods, implying additional energy to maintain reservoir pressure, allow increasing the oil recovery factor only up to 30–35 %. The implementation of enhanced oil recovery technologies, such as polymer flooding, can significantly increase oil production, up to 50–60 % of oil recovery factor. Polymer flooding can be used both as secondary and as tertiary recovery method, which gives it an important advantage over most other EOR techniques. Polymer flooding is the injection of viscous water. Viscous polymer solutions, due to their properties, ensure a more complete recovery of the oil reserves, increase sweep efficiency and reduce the negative impact of reservoir heterogeneity in terms of permeability. Polymer flooding is a mature technology with a relatively large envelope of application, and, in fact, it can be applied wherever the system of reservoir pressure maintenance is already used or can be implemented, including rather extreme conditions. Contrary to common opinion, polymer flooding technology is not only effective for viscous oils. With a high permeability contrast, reserves can be developed unevenly. Polymer flooding makes the displacement more efficient by covering unswept reserves located in the less permeable zones. Modern developments in the production of chemicals for enhanced oil recovery make it possible to expand the applicability scope of the technology in terms of maximum salinity and temperature values allowed for polymers application. For example, recent studies report successful test results for polymers stable at 130°C in a solution with a salinity of 230 g/L. In this regard, the study of the criteria for the applicability of polymer flooding, as well as the creation of a comprehensive methodology for preselecting and ranking objects for a successful implementation of the technology, becomes especially relevant. The authors have developed a universal methodology for assessing the prospects of oil fields for the implementation of polymer flooding technology, which facilitates fast candidates ranking for further focusing on the most relevant of them.

Доклад публикуется в авторской редакции

Технология полимерного заводнения (ПЗ) достаточно широко апробирована в мире и уже доказала свою состоятельность.

Простота механизмов воздействия в совокупности с широкими границами применимости позволяют рассматривать в качестве универсального МУН – конкурента классической закачке воды [1, 2].

Использование полимерного раствора вместо воды способствует увеличению добычи нефти за счет уменьшения отношения коэффициентов подвижности в благоприятную сторону (≤ 1). Уравнение ниже определяет отношение коэффициентов подвижностей:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\mu_o/k_o}{\mu_w/k_w}$$

где λ , μ и k – коэффициенты, соответственно, подвижности, вязкости и эффективной конечной проницаемости породы к флюиду, а нижние индексы «w» и «o» используются для обозначения воды и нефти.

В результате применения технологии повышается охват пласта заводнением и осуществляется более полная выработка запасов (рис. 1).

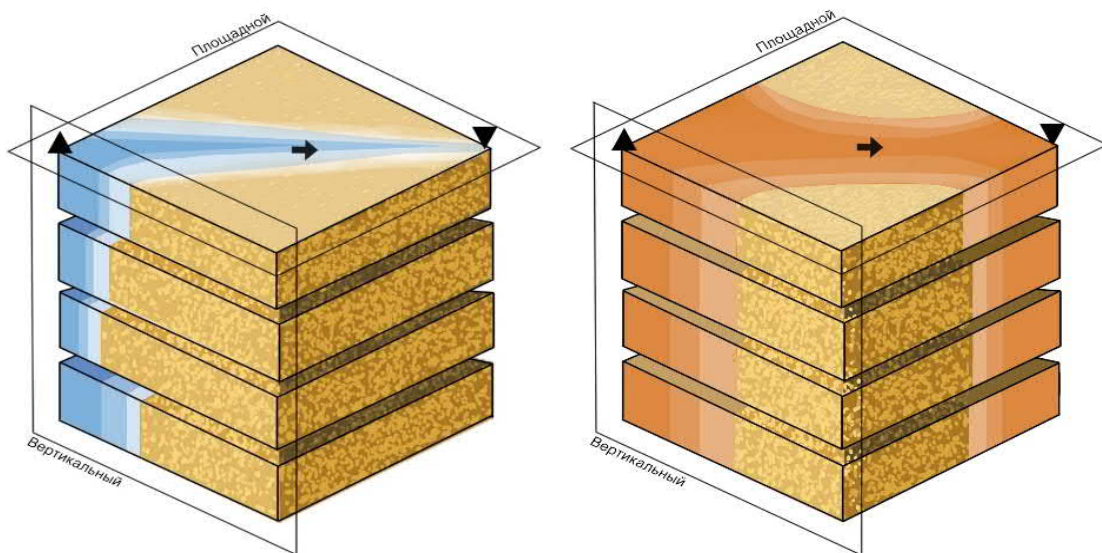


Рис. 1. Профиль движения жидкости от нагнетательной к добывающей скважине при закачке воды (слева) и полимерного раствора (справа)

Помимо выравнивания соотношения подвижностей и повышения охвата пласта, ПЗ способствует улучшению выработки запасов за счет снижения влияния проницаемостной неоднородности: за счет вязкостных свойств полимерный раствор движется медленнее и проникает также в низкопроницаемые участки пласта, вытесняя ранее не охваченную обычным заводнением нефть.

Активное развитие химической промышленности в части разработки композиций, более устойчивых к различным характеристикам среды применения, стимулирует расширение охвата потенциальных объектов внедрения. В этой связи грамотный выбор объектов для внедрения технологии ПЗ становится еще более актуальным и поэтому важно быстро и точно подбирать наиболее подходящие для внедрения технологии объекты. По этой причине была поставлена цель разработать комплексную методику отбора и ранжирования объектов-кандидатов для оценки потенциальной успешности внедрения технологии ПЗ.

Методика отбора объектов

Предварительный скрининг

Начальной стадией отбора объектов является предварительный скрининг. На данном этапе формируется выборка, основанная на оценке соответствия характеристик объектов границам применимости технологии физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХМУН).

Под границами применимости технологии ПЗ понимаются максимально и минимально допустимые значения характеристик объекта. Если при отборе месторождений значения одного или нескольких параметров объекта выходит за границы применимости, то объект не может быть рассмотрен в качестве кандидата для внедрения ПЗ при имеющемся уровне развития технологий. Важно отметить, что помимо границ применимости есть также и предпочтительные значения параметров рассматриваемых объектов, которые представляют собой наиболее благоприятные условия для внедрения ФХМУН. При наличии таких условий потенциал эффективного внедрения максимален.

Границы применимости и наилучшие условия технологии ПЗ были сформированы на основе литературного обзора [1, 3] и авторского опыта (табл. 1).

Таблица 1

Параметр	Предпочтительные значения	Границы применимости	Комментарий
Пластовая температура, °С	до 75	до 140	Для бóльших значений требуется дорогостоящая химия и относительно высокие концентрации полимера, что может повлиять на экономический эффект
Минерализация пластовой/закачиваемой воды, г/л	до 30	до 350	
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	от 100	от 2	Низкая проницаемость может вызвать проблемы с приемистостью и удерживанием полимера
Вязкость нефти в пласте, сП	от 10	до 15,000	Отсутствует опыт закачки в более вязкие пласты
Межскважинное расстояние, м	до 150	–	Не ограничено, однако, чем меньше расстояние, тем быстрее отклик на закачку

Стоит отметить, что, несмотря на применимость ПЗ для карбонатных коллекторов, большинство проектов было реализовано в терригенных коллекторах ввиду большей изученности и ассортимента подходящей химии. Поэтому внедрение технологий ФХМУН для терригенных коллекторов является более приоритетным, соответственно, только такие объекты далее рассматриваются в рамках методики.

Ранжирование

На стадии ранжирования объектам присваивается количественная оценка по значениям следующих характеристик: вязкость нефти, проницаемость, смачиваемость, температура пластаб минерализация пластовой/закачиваемой воды, межскважинное расстояние. Уровень соответствия каждого параметра границам применимости и текущему мировому опыту оценивался по цветовой шкале. Критерии по ранжированию для рассматриваемых параметров приведены в табл. 2.

Таблица 2

Оценка	Оценка	μ , мПа·с	k , $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Смачиваемость	T, °С	TDS, г/л	Межскважинное расстояние, м
Отлично	2	>10	>500	гидрофильная	<75	менее 50	менее 150
Хорошо	1	1-10	50-500	смешанная	75-95	50-100	150-300
Удовлетворительно	0	<1	5-50	гидрофобная	95-120	100-250	300-500
Плохо	-1	-	<5	-	>120	250-350	более 500

Вязкость нефти

Полимерное заводнение применяется не только в случае неблагоприятного соотношения подвижностей, но также из-за неоднородности пласта по проницаемости. Даже если вязкость нефти низкая, закачка полимера может помочь повысить эффективность охвата за счет вытеснения нефти из непромытых зон, если коллектор имеет некоторую степень неоднородности.

Например, на месторождении Нуралы в Казахстане [4] для нефти с вязкостью от 0,4 до 1,7 мПа·с при внедрении технологии ПЗ был получен высокий эффект – 92 000 т дополнительно добытой нефти менее чем за три года, что на пике соответствовало 200 т дополнительной нефти на одну тонну закачанного полимера.

Проницаемость

Поскольку полиакриламид представлен сложной молекулярной структурой, для того, чтобы обеспечить хорошую фильтрацию полимерного раствора в матрицу пласта необходимо найти наиболее подходящую молекулярную массу. Вместе с тем, важно подобрать полимер с такой молекулярной массой, которая позволит обеспечить целевую вязкость в пласте.

В недавних исследованиях была продемонстрирована возможность закачки в породы с проницаемостью $10-40 \cdot 10^{-3}$ мкм², кроме того, возможно рассматривать даже коллектор с более низкой проницаемостью [5] $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² и подбирать для этого соответствующие молекулярные массы полимера. Единственным ограничением является стоимость такой химии, которая не всегда позволяет достичь положительного экономического эффекта.

Смачиваемость

При обычном скрининге смачиваемость не учитывается для отбора кандидатов на ПЗ. Причина в том, что даже для гидрофобных пластов полимерный раствор может помочь повысить эффективность вытеснения по сравнению с обычной закачкой воды. Так, полимерное заводнение показало улучшение КИН в исследованиях на гидрофобных карбонатах, проведенных ADNOC [6].

Итоговая нефтеотдача гидрофобных коллекторов при закачке одного полимерного раствора недостаточна, так как большой объем нефти остается

неохваченным заводнением. В этой связи целесообразно рассматривать закачку полимерного раствора совместно с поверхностно-активным веществом. Однако высокая стоимость поверхностно-активных веществ часто не позволяет достичь высокой экономической эффективности внедрения ПАВ-полимерного заводнения на карбонатных коллекторах. Поэтому при ранжировании приоритет следует отдавать гидрофильным породам.

Температура пласта

В последние годы границы применимости технологии ПЗ существенно расширились.

Так, в недавних исследованиях обсуждались успешные тесты для полимеров, стабильных при 130 °С в растворе с минерализацией 230 г/л [7].

Важно упомянуть, что такие полимеры являются более дорогими, чем классические полиакриламиды, поэтому с целью учета технико-экономического эффекта их внедрения рекомендуется рассматривать температурный критерий для ранжирования проектов не по их технической осуществимости, а скорее по потенциальной стоимости. Иногда предпочтение отдается менее дорогим полимерам даже для сложных условий для достижения большего экономического эффекта.

Минерализация закачиваемой/пластовой воды (TDS)

Для большей точности оценки влияния состава воды на полимер следует рассматривать параметр R^+ :

$$R^+ = \frac{[C_{\text{кат. див}}]}{[C_{\text{кат. одн}}] + [C_{\text{кат. див}}]}$$

где $[C_{\text{кат. див}}]$ – число молей двухвалентных катионов в растворе; $[C_{\text{кат. одн}}]$ – число молей моновалентных катионов в растворе;

Как правило, высокомолекулярный полиакриламид остается наиболее эффективным для растворов с $R^+ \leq 0,05$ и при минерализации ниже 50 г/л. Для всех других случаев ($R^+ > 0,05$ и минерализацией до 100 г/л) сополимеры, содержащие

заместители акриламид-трет-бутилсульфоновой кислоты обеспечивают наилучшую загущающую способность.

Если состав закачиваемой воды отличается от пластовой воды, следует провести тесты на их совместимость для того, чтобы избежать деструкции полимера или осаждения солей.

Межскважинное расстояние, мощность, темпы прокачки (PV/год)

Одной из важнейших характеристик объекта для внедрения ПЗ – это расстояние между скважинами, под которым понимается весь поровый объем между нагнетательной и реагирующей скважинами, т.е. необходимо учитывать толщину слоя, а также расстояние между стволами скважин. По этой причине лучше рассматривать еще один параметр, который представляет собой поровый объем, закачиваемый в год, с учетом приемистости конкретной скважины.

Выбор перспективных объектов и технологий

Для уточнения результатов ранжирования требуется анализ и других данных. Однако их количественная оценка затруднительна в виду того, что их совокупное влияние может нивелировать плюсы и минусы объекта и некорректно отразить его перспективность. Тем не менее, важно учесть ряд характеристик объектов для того, чтобы обратить внимание на них при дальнейшем рассмотрении возможности внедрения технологий ФХМУН на конкретном объекте.

Текущая нефтенасыщенность

Выбор технологии ФХМУН заключается, в первую очередь, в определении необходимости использования поверхностно-активного вещества и щелочи – ПАВ-полимерное (SP) и щелочи – щелочь-ПАВ-полимерное заводнение (ASP). Эти технологии, благодаря свойствам ПАВ и щелочи, позволяют снижать поверхностное натяжение на границах порода-нефть и вода-нефть и воздействовать на остаточную нефтенасыщенность. может быть увеличен за счет дренируемых запасов [8]. Для таких случаев целесообразней рассматривать полимерное заводнение.

Остаточный КИН

Остаточный коэффициент извлечения нефти представляет собой разницу между конечным проектным и текущим КИН. Это помогает оценить потенциал реализации ФХМУН. Если значение слишком низкое, вероятно, потребуется добавление ПАВ для мобилизации остаточной нефти.

Обводненность

Обводненность не является хорошим индикатором/предиктором эффективности ПЗ, так как вода может иметь различное происхождение (негерметичность колонны, прорывы, аквифер). Причину высоких значений обводненности следует установить перед дальнейшим скринингом: если она связана с прорывом нагнетаемой воды, то велика вероятность того, что эффективность охвата скважины низкая и может быть улучшена за счет закачки полимерного раствора.

Фонд скважин

Анализ количества скважин используется для 1) понимания истории разработки и 2) определения возможности изоляции хорошо ограниченной зоны пласта с четко определенными гидравлическими связями, чтобы точно определить добычу нефти во время реализации опытно-промышленных работ.

Газовая шапка/ Аквифер

Следует избегать закачки полимерного раствора в газовую шапку или в аквифер. Однако при наличии таких осложняющих факторов стоит установить их тип и степень влияния. Например, при наличии краевого водоносного горизонта можно рассмотреть закачку снаружи или на кромке для предотвращения притока воды.

Преселекция химии

Технико-экономическая эффективность внедрения полимерного заводнения безусловно связана с используемыми химическими композициями. При селекции полимера важно одновременно обеспечить высокую загущающую способность полимера и при этом удостовериться в сохранении его свойств в поверхностных и пластовых условиях [9]. Для этого можно проанализировать характеристики объекта,

они позволяют сделать преселекцию химии – подобрать образцы для оценки их применимости на объекте в лабораторных условиях.

Результаты

В рамках апробации разработанной методики была выполнена работа по подбору наиболее подходящего объекта для внедрения технологии на объектах крупного африканского недропользователя. Были реализованы все вышеописанные стадии:

- 1) предварительный скрининг объектов;
- 2) их ранжирование;
- 3) выбор перспективных объектов и технологий;
- 4) подбор химии.

В результате, в рамках предварительного скрининга, было отобрано 13 объектов для проработки внедрения технологии.

На стадии ранжирования объектам была присвоена количественная оценка согласно критериям (см. табл. 2). В результате была сформирована единая выкладка и сделана оценка каждого объекта по всем рассмотренным критериям (табл. 3).

Таблица 3

Показатели	Reservoir												
	Trias "a"	Triassic lower series (si) 1	Trias (tag)	Triassic lower series (si) 2	Triassic lower series (si) 3	Cambrien	Ordovicien (iv-3/iv-2)	Devonien f6	Carbo d2	Devonien f4	Devonien f2	Carbo d4	Siegenien
Вязкость нефти в пласте, мПа·с	0,243	0,337	0,334	0,5254	0,45	0,28	0,469	0,838	2,52	2,02	2,02	2,6	0,44
Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	500	70	56	230	34	38	37	100	200	220	145	113	1- 30
Смачиваемость	mix	mix	mix	mix	oil-wet	oil-wet	Water-wet	-	mix	mix	mix	mix	mix
Пластовая температура, °С	76,7	104	100	100	102	95	82	75	46	63	60	45	103
Минерализация пластовой воды TDS, г/дм ³	210	358	358	358	358	330	175	4,5	50	70	60	57,33	300
Минерализация закачиваемой воды TDS, г/дм ³	5,6	1	1	1	No injection	280	1,56	No injection	1	No injection	No injection	1	30
Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами, м	1000	2200	600	1200	1100	800	560	550	256	400	400	260	1500
“отлично”, ед.	2	1	1	1	0	0	2	2	3	1	1	2	1
“хорошо”, ед.	2	2	2	2	0	1	1	1	4	4	4	5	2
“удовлетворительно”, ед.	2	2	2	2	4	3	3	1	0	1	1	0	0
“плохо”, ед.	1	2	2	2	2	3	1	1	0	0	0	0	4

Объекты не являются идеальными кандидатами для внедрения технологий ФХМУН, можно отметить невысокую вязкость нефти, повышенную минерализацию воды, большую пластовую температуру и др.

В результате рассматриваемые объекты были расположены в порядке приоритетности. Ранжирование показывает, что наиболее перспективными признаны объекты CARBO D2 и CARBO D4. В первую очередь, относительно своих конкурентов они выделяются за счет небольшого межскважинного расстояния, благодаря чему можно получить наиболее скорый эффект от закачки.

Цель стадии подбора технологии – обратить внимание на потенциальные плюсы и минусы внедрения технологии на рассматриваемых объектах, поэтому важно учитывать совокупность результатов ранжирования и рекомендации по выбору технологий для объекта.

Так, объект TRIASIC LOWER SERIES (SI) 2 можно смело охарактеризовать как не совсем подходящий для ПЗ ввиду низкой остаточной нефтенасыщенности (0,77 %). Однако другие характеристики объекта показывают, что, по всей вероятности, ПАВы и щелочи для данного объекта будут достаточно дорогими в связи с высокой минерализацией (358 г/л) и температурой (100 °С). Поэтому для объекта было рекомендовано рассмотреть ПЗ в качестве опции и оценить возможность уплотнения сетки скважин.

Подобные рекомендации были даны для всех отобранных на стадии предварительного скрининга объектах.

Из полученных результатов видно, что объект CARBO D2 является наиболее предпочтительным для внедрения технологии ПЗ. Отдельно стоит отметить низкую минерализацию закачиваемой воды, что в совокупности с полимерным заводнением имеет большой потенциал, а наличие газовой шапки и подстилающего водоносного горизонта должно быть дополнительно учтено при составлении дизайна закачки.

На основе характеристик CARBO D2 (температура пласта, проницаемость, минерализация воды) был составлен пул марок полимеров для дальнейших лабораторных исследований. Проницаемости объекта CARBO D2 более $200 \cdot 10^{-3}$ мкм² соответствуют полимеры со средней молекулярной массой $12-15 \cdot 10^6$ г/моль.

Минерализация пластовой воды (50 г/л) и температура пласта (46 °С) показывают совместимость с традиционными марками полимера на базе сополимеров акриламида и акриловой кислоты.

Однако ввиду высокой глинистости (20 %) и высокой доле двухвалентных катионов в воде ($R^+ = 0,17$) рекомендуется протестировать и сравнить марки полимеров с добавками мономеров акриламид-трет-бутилсульфоновой кислоты (ATBS).

Обсуждение

Выбор такого объекта, как CARBO D2, не всегда однозначно может быть истолкован как перспективный в связи с достаточно распространенным мнением о том, что полимерное заводнение – это технология эффективная лишь для высоковязких нефтей.

Из портфолио с мировым опытом для нефтей с незначительной вязкостью, как для объекта CARBO D2, можно выделить несколько очень успешных проектов, которые опытным путем подтверждают то, что ПЗ носит не только научно-исследовательский характер, но и показывает высокую технико-экономическую эффективность и для нефтей с небольшой вязкостью, в том числе и для объектов с незначительной вязкостью нефти (менее 5 мПа·с). В табл. 4 приведен мировой опыт внедрения ПЗ для нефтей с низкой вязкостью.

Таблица 4

Проект	μ , мПа·с	k , $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Результаты	Источник
CARBO D2	2,52	200	<i>На этапе научно-технологической проработки</i>	
Нуралы (Казахстан)	0,4-1,4	2 – 2220	Удельный эффект 53 т н./1 т п. Снижение обводненности на 5 % (с 90 до 85)	[4]
Sirikit (Таиланд)	0,95	35	Удельный эффект 106 т н./ 1 т п.; Снижение обводненности на 20 %	[10]
Windalia (Австралия)	0,65	4-5	+38% к базовой добыче нефти участка	[11]
North Stanley Stringer (США)	2,2	300	Дополнительная добыча 4700 м ³ к базовому прогнозу	[12]
Dalia (Ангола)	6,5	1000	Удельный эффект 63 т. н./ 1 т. п.	[13]

На одном из недавних проектов на месторождении Sirikit в Таиланде был успешно реализован пилотный проект с закачкой полимера в двенадцать

нагнетательных скважин. На основании полученных результатов проект был продлен, причем с расширением на два дополнительных участка [14].

Заключение

В результате разработки методики был проведен обзор и анализ современных тенденций применимости полимерного заводнения, были сформированы основные закономерности отбора и ранжирования объектов для внедрения технологии; была проведена апробация методики в периметре крупной африканской нефтегазодобывающей компании, по результатам которой был выбран наиболее подходящий объект с нефтью незначительной вязкости.

Список литературы

1. *Antoine Thomas*. Essentials of Polymer Flooding. Wiley, 2018. Vol. 292.
2. *Farajzadeh R. et al.* Life-cycle assessment of water injection into hydrocarbon reservoirs using exergy concept // J Clean Prod. 2019. Vol. 235. P. 812–821.
3. *Ameli F., Moghadam S., Shahmarvand S.* Polymer flooding // Chemical Methods. Elsevier, 2022. P. 33–94.
4. *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.
5. *Gaillard N. et al.* Injectivity and Propagation of Sulfonated Acrylamide-Based Copolymers in Low Permeability Carbonate Reservoir Cores in Harsh Salinity and Temperature Conditions: Challenges and Learnings from a Middle East Onshore Case Study // Day 3 Wed, November 17, 2021. SPE, 2021.
6. *Masalmeh S. et al.* Extending Polymer Flooding Towards High-Temperature and High-Salinity Carbonate Reservoirs // Day 3 Wed, November 13, 2019. SPE, 2019.
7. *Gaillard N. et al.* Advanced Selection of Polymers for EOR Considering Shear and Hardness Tolerance Properties. 2017.
8. *Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J.* The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook // Energies (Basel). 2022. Vol. 15, № 21. P. 8300.
9. *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.
10. *Wuttipittayamongkol W. et al.* Design and Execution of the First Large-Scale Polymer Injection Pilot in Sirikit Oil Field // Day 2 Wed, March 24, 2021. IPTC, 2021.
11. *Haynes A.K. et al.* The Successful Implementation of a Novel Polymer EOR Pilot in the Low Permeability Windalia Field // All Days. SPE, 2013.
12. *Chang H.L.* Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow // Journal of Petroleum Technology. 1978. Vol. 30, № 08. P. 1113–1128.

13. *Morel D.C. et al.* Polymer Injection in Deep Offshore Field: The Dalia Angola Case // All Days. SPE, 2008.
14. *Pancharoen M. et al.* From Pilot to Field-Wide Implementation: A Journey of Polymer Injection in the Largest Onshore Oilfield in Thailand // Day 1 Mon, October 03, 2022. SPE, 2022.