

УДК 622.276

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ильясов Ильнур Рустамович^{1,2},
ilnur_ilyasov@mail.ru

¹ Акционерное общество «Мессояханефтегаз»,
Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Холодильная, 77.

² Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70.

Актуальность. Полимерное заводнение является технологией, позволяющей повысить эффективность разработки действующих месторождений нефти и газа. При этом реализация проекта полимерного заводнения требует дополнительных инвестиций. Для обоснования дополнительных инвестиций и оценки экономической эффективности всего проекта необходима методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, охватывающая все элементы сложной системы.

Цель: исследование основных составляющих элементов проекта полимерного заводнения; разработка методики оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения на примере Восточно-Мессояхского месторождения.

Объекты: эксплуатационные слабokonсолидированные коллектора вязкой нефти, а также традиционные коллектора.

Методы: критический анализ, контент-анализ, анализ, обобщение и систематизация имеющегося опыта пилотных проектов полимерного заводнения, системный подход.

Результаты. Разработана методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, включающая детальную оценку доходной части с применением аналитических и численных инструментов, оценку затратной части и оценку экономической эффективности всего проекта. Особое внимание уделено оценке дополнительной добычи нефти с применением существующих методов на различных этапах проекта. Также показано влияние полимера на операционные затраты. Концептуально исследованы и описаны основные статьи затрат при реализации полимерного заводнения. Методика является универсальной и применима на различных этапах реализации полимерного заводнения от этапа планирования пилотного проекта до этапа тиражирования, и позволяет системно и комплексно оценивать эффективность проектов полимерного заводнения.

Ключевые слова:

Полимерное заводнение, вязкость, экономическая эффективность, разработка месторождений, эффективность.

Полимерное заводнение является технологией, позволяющей повысить эффективность разработки действующих месторождений нефти и газа. Суть технологии заключается в закачке полимерного раствора повышенной вязкости, благодаря чему повышается коэффициент охвата и КИН. При этом изменяется темп разработки месторождения, а также профили добычи жидкости и закачки по сравнению с традиционным заводнением [1–6].

Реализация проекта полимерного заводнения требует дополнительных инвестиций. Существует стандартный подход для оценки проектов в нефтегазовой отрасли, который заключается в расчете профиля дополнительной добычи нефти, соответствующей выучке и оценке капитальных и операционных затрат, с последующей оценкой экономической эффективности проекта с учетом принятых в компании макропараметров и внутренней нормы рентабельности.

Однако реализация проекта полимерного заводнения имеет дополнительные эффекты, которые оказывают влияние на экономическую эффективность проекта и должны быть учтены при принятии решения о инициации/остановке реализации полимерного заводнения. К таким эффектам относятся: ускорение добычи нефти, снижение объемов добываемой жидкости, снижение объемов закачиваемой жидкости, сокращение выбросов CO₂. Также опыт реализации пилотных

проектов полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении [7, 8] показал, что оценка дополнительной добычи нефти от полимерного заводнения является сложным процессом с большим количеством неопределённостей и необходим алгоритм оценки дополнительной добычи с применением различных инструментов. Аналогичная ситуация и с определением дополнительных затрат, где необходим комплексный учет всех капитальных и операционных затрат.

Таким образом, для обоснования дополнительных инвестиций и оценки экономической эффективности всего проекта полимерного заводнения необходима методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, охватывающая все эффекты от реализации полимерного заводнения и все элементы затратной части проекта с учетом его рентабельной продолжительности. Разработке такой методики посвящена данная работа.

Основным эффектом от реализации полимерного заводнения является получение дополнительной добычи нефти. При этом способ оценки эффекта принципиально отличается от целей использования полимерного заводнения в качестве:

- третичного метода увеличения нефтеотдачи (МУН);
- вторичного метода разработки (сразу после истощения).

На этапе планирования пилотного проекта аналитические методики не применимы, т. к. нет фактической информации о отклике резервуара на воздействие раствора активной примеси с полимером. Для применения численного моделирования также необходимы исторические данные для адаптации моделей. Без этих данных модели не могут предсказать эффект от полимерного заводнения ввиду сложного физического процесса, о чем указано во многих работах с описанием пилотных проектов, например в [9].

Единственным способом, позволяющим предположить эффект от полимерного заводнения, является опыт на месторождениях-аналогах. На этом этапе задача упрощается и может быть решена путем анализа мирового опыта и проведения бенчмаркинга по величине удельной дополнительной добычи нефти на 1 т закаченного полимера. Этот показатель относительный и, как правильно, не является коммерческой тайной, и позволяет проводить оценку технологической эффективности полимерного заводнения.

Следующий этап наступает после проведения пилотного проекта при анализе полученных результатов.

При использовании полимерного заводнения в качестве третичного МУН полученная дополнительная добыча нефти считается по сравнению с добычей нефти при заводнении. При этом, как правило, обводненность на таких месторождениях стабильно высокая – на уровне более 90–95 %, есть продолжительная история добычи и закачки в течение нескольких лет и, соответственно, уверенный базовый профиль при закачке воды, тренд которого можно спрогнозировать с применением деклайн-анализа. При реализации полимерного заводнения наблюдается прохождение «химического вала», что сопровождается уменьшением обводненности при постоянных объемах добычи и закачки. Соответственно, дополнительная добыча считается как разница фактического профиля добычи при полимерном заводнении и базового профиля добычи при закачке воды.

Примером реализации такого проекта может быть пилотный проект на Западно-Салымском месторождении (рис. 1) [10].

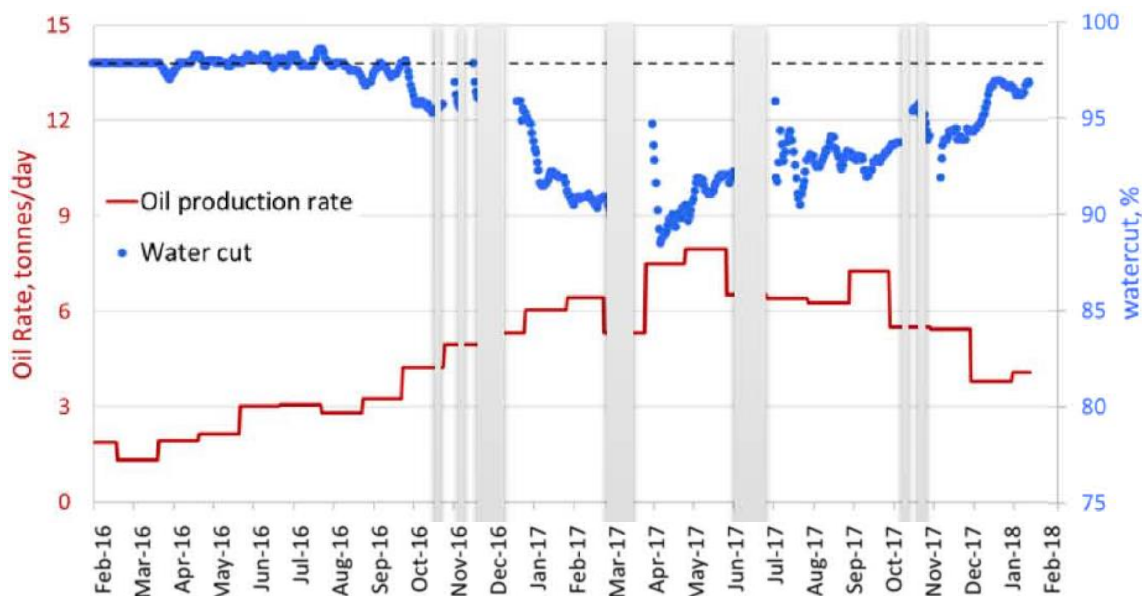


Рис. 1. Пример снижения обводненности и оценки дополнительной добычи нефти при применении химического заводнения в качестве третичного МУН

Fig. 1. Example of watercut decrease and incremental oil production evaluation during chemical flooding as tertiary enhanced oil recovery (EOR)

Разработка слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти с применением заводнения характеризуется невысокой эффективностью, пониженным коэффициентом охвата пласта и высокими рисками прорыва воды ввиду геолого-физических особенностей разработки таких коллекторов [11, 12].

При этом опыт реализации полимерного заводнения показывает, что его применение в качестве вторичного метода разработки позволяет сразу формировать равномерный фронт вытеснения, минимизировать прорывы воды и как следствие увеличить КИН на 7–10 % [13].

Однако при реализации пилотного проекта полимерного заводнения в качестве вторичного метода разработки сложнее оценить дополнительную добычу ввиду отсутствия продолжительной истории со стабильно высокой обводненностью и уверенным базовым трендом при закачке воды. Методики оценки дополнительной добычи нет, стандартные аналитические подходы не применимы.

В ходе реализации первого пилотного проекта на Восточно-Мессояхском месторождении был разработан и апробирован алгоритм определения базового профиля добычи нефти при закачке воды, на который затем накладывался фактический профиль добычи

нефти с полимерным заводнением. Алгоритм состоит из следующих шагов:

1. При наличии истории закачки на других участках месторождения разбивка реагирующих добывающих скважин на группы со схожим типом реакции на заводнение водой с приведением к единой дате и продолжительности. Выбор подходящих скважин и ячеек заводнения осуществляется по следующим критериям:

- схожие горно-геологические условия;
 - одинаковая история закачки;
 - отсутствие влияния других режимов разработки (газовая шапка, аквифер);
2. Для каждой группы скважин вычисление типового профиля добычи нефти. Пример разбивки скважин на группы и вычисление типового профиля добычи нефти на Восточно-Мессояхском месторождении показан на рис. 2 [14].

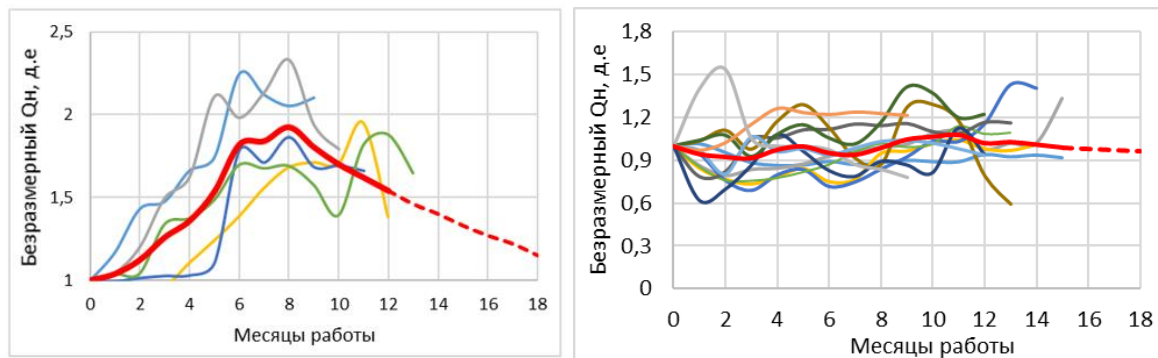


Рис. 2. Пример разбивки реагирующих скважин на группы и выделение типового профиля добычи

Fig. 2. Example of producer division into groups and determination of typical oil production profile

3. При отсутствии истории закачки воды на выбранном месторождении типовые профили добычи при заводнении определяются по месторождениям-аналогам [15].

Второй пилотный проект на Восточно-Мессояхском месторождении был проведен с учетом опыта реализации первого пилотного проекта. Был выбран участок с максимально продолжительной историей закачки воды, что позволило увеличить продолжительность профиля добычи при заводнении с 3 до 12 месяцев и получить уверенную оценку базового профиля добычи нефти при заводнении водой. При этом для получения максимально уверенной оценки дополнительной добычи нефти при полимерном заводнении разработан комплексный подход для оценки дополнительной добычи с применением доступных инструментов.

Алгоритм оценки дополнительной добычи нефти пилотного проекта полимерного заводнения состоит из следующих элементов:

1) Деклайн анализ

Задача сводится к определению базового профиля добычи нефти при закачке воды, т. е. какая была бы добыча нефти на текущий момент, если бы продолжали закачку воды. Затем полученный базовый профиль при закачке воды сравнивается с фактическим профилем добычи нефти с полимерным заводнением.

Экспоненциальный деклайн анализ старейший и наиболее часто применяемый инженерный метод до сих пор. Метод позволяет понять динамику резервуара во времени и описать ожидаемое поведение дебитов во времени с учетом фактических данных по добыче [16].

Основы деклайн анализа были сформулированы Дж.Дж. Арпсом [17]. Данный метод был взят за основу, адаптирован, и разработан алгоритм применения

деклайн анализа для оценки дополнительной добычи от полимерного заводнения. Разработанный алгоритм состоит из следующих шагов:

- обеспечить базовый период с закачкой воды не менее 12 месяцев для получения достоверной истории и уверенного базового тренда;
- построить базовый профиль добычи нефти при закачке воды. Для этого необходимо применить гармоническое уравнение Арпса, путем перебора подобрать необходимые коэффициенты;
- сделать прогноз до окончания пилотного проекта;
- наложить полученный базовый профиль добычи нефти на воде на фактический профиль добычи нефти на полимере;
- рассчитать на каждую дату дополнительную добычу нефти, просуммировать для получения абсолютной дополнительной добычи за период пилотного проекта.

2) Сравнительный анализ с аналогичными ячейками заводнения на месторождении

Этот метод применим, если на этом же объекте разработки ведется закачка воды в схожих горно-геологических условиях.

Алгоритм применения сводится к следующим этапам:

- определение базового профиля добычи нефти с применением описанного выше алгоритма определения базового профиля добычи нефти при закачке воды;
- получение фактического профиля добычи на период проведения полимерного заводнения с соблюдением «режима тишины» и обеспечением постоянного режима добычи/закачки и отсутствием проведения на реагирующих скважинах геолого-технических мероприятий;

- определение дополнительной добычи от полимерного заводнения путем сопоставления фактического профиля добычи с полимерным заводнением с типовым профилем добычи при закачке воды на участках с лучших реакций. Выбор лучших скважин позволяет получить максимально высокий базовый профиль на воде с максимальной добычей. Сопоставление со скважинами с лучшей реакцией на закачку воды позволит оценить «пессимистичную» дополнительную добычу от полимерного заводнения и минимальную, но наиболее

уверенную дополнительную добычу. Возможно сравнение с типовым профилем при закачке воды на участках со средней и худшей реакцией на закачку воды для оценки вариативности дополнительной добычи;

- рассчитать на каждую дату дополнительную добычу нефти, просуммировать для получения абсолютной дополнительной добычи за период пилотного проекта.

Апробация данного подхода на Восточно-Мессояхском месторождении показана на рис. 3 [7].

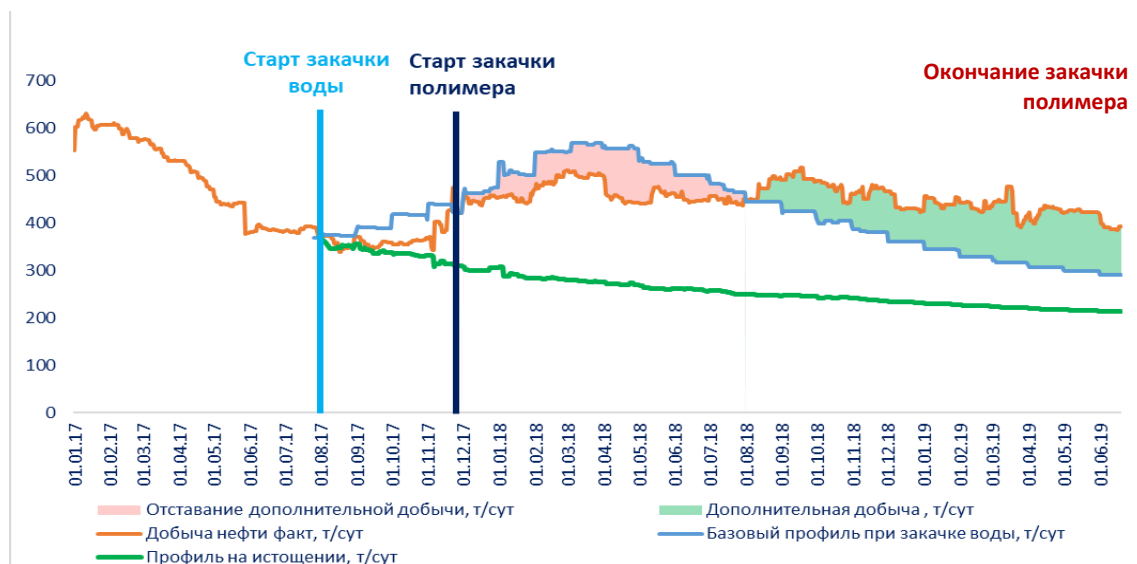


Рис. 3. Оценка дополнительной добычи нефти при реализации пилотного проекта полимерного заводнения

Fig. 3. Determination of incremental oil during polymer flooding pilot

3) Характеристики вытеснения

При более продолжительной истории с закачкой воды и самого пилотного проекта возможно применение характеристик вытеснения, под которыми здесь понимается график обводненности от накопленной добычи нефти.

Алгоритм применения сводится к следующим этапам:

- Выбор подходящих скважин и ячеек заводнения по следующим критериям:
 - схожие горно-геологические условия;
 - одинаковая история закачки;
 - отсутствие влияния других режимов разработки (газовая шапка, аквифер);
- Построение графика характеристик вытеснения по каждой скважине пилотного участка при закачке воды и полимерного раствора.
- Прогноз обводненности с учетом сложившегося тренда.
- Добавление на ось обводненности фактической обводненности на конец пилотного проекта.
- Добавление на ось обводненности прогнозной обводненности при закачке воды на конец пилотного проекта.
- Графическое определение величины дополнительной добычи нефти.

Описанные выше методики и алгоритмы их реализации для пилотных проектов по полимерному заводнению позволяют определить различными способами величину дополнительной добычи нефти. У каждого метода есть преимущества и ограничения. Рекомендуется проводить оценку всеми доступными методами и получать диапазон величины дополнительной добычи нефти, что позволяет снизить величину неопределенностей и получить более полную картину.

- 4) Применение гидродинамической модели, адаптированной на результаты пилотного проекта

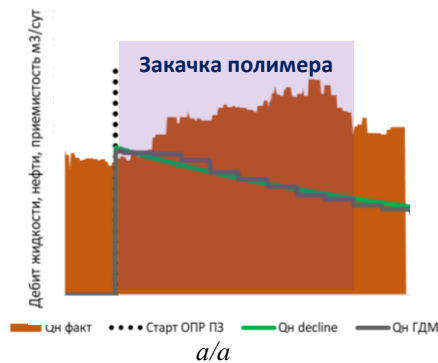
Реализация пилотного проекта позволяет получить ценную информацию о отклике пласта на воздействие раствором активной примеси с полимером, проверить корректность выбранных целевых параметров, при необходимости внести корректировки и таким образом минимизировать риски и возможные ошибки.

Полученная промысловая информация может быть использована для адаптации цифровых динамических численных моделей – гидродинамических моделей (ГДМ).

Алгоритм оценки полимерного заводнения с применением динамических численных моделей сводится к следующим этапам:

- качественная адаптация ГДМ на фактические данные;

- сокращение диапазона неопределенностей входных данных, корректировка при необходимости;
- расчет базового профиля при закачке воды, сравнение с историческим профилем при полимерном заводнении, оценка дополнительной добычи.



Разработанный комплексный алгоритм определения дополнительной добычи был апробирован на втором пилотном проекте полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении и позволил получить уверенную оценку дополнительной добычи, пример показан на рис. 4.

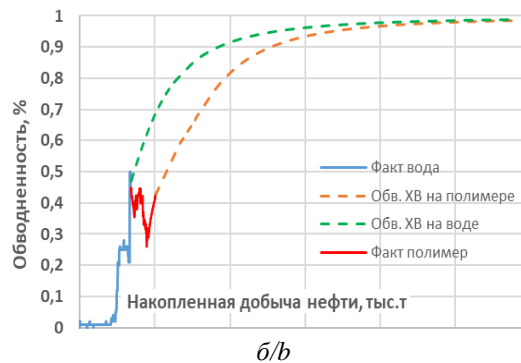


Рис. 4. Пример комплексной оценки дополнительной добычи нефти на пилотном проекте полимерного заводнения: а) деклайн анализ и ГДМ; б) характеристика вытеснения

Fig. 4. Example of complex incremental oil calculation on polymer flooding pilot: а) decline analysis and dynamic model; б) sweep efficiency characteristic

Следующий этап после успешного пилотного проекта – тиражирование. На данном этапе уже имеется адаптированная на результаты пилотного проекта ГДМ, которая применяется для выполнения прогнозных расчетов при тиражировании. Для этого необходимо пройти следующие этапы:

1. Выбор сценарных вариантов.
2. Возможные комбинации – различные вязкости, диапазон прироста коэффициента охвата (минимальный, средний, максимальный), диапазон удерживания (адсорбции полимера) и др.
3. Выполнение многовариантных прогнозных расчетов до года экономического предела.
4. Составление матрицы с результатами.
5. Выбор минимального, среднего и максимального профиля дополнительной добычи.

Предложенный алгоритм позволяет сделать вариативную оценку дополнительной добычи нефти при тиражировании полимерного заводнения. Существует множество гидродинамических симуляторов, рекомендуется выбирать специализированные симуляторы для моделирования химических МУН, позволяющие корректно описать сложные и многогранные физические процессы. Детальное рассмотрение симуляторов выходит за рамки данной работы. Также многое зависит от компетенции исполнителя и его опыта выполнения аналогичных проектов.

Алгоритм был успешно апробирован на Восточно-Мессояхском месторождении, пример реализации данного алгоритма приведен на рис. 5 [18].

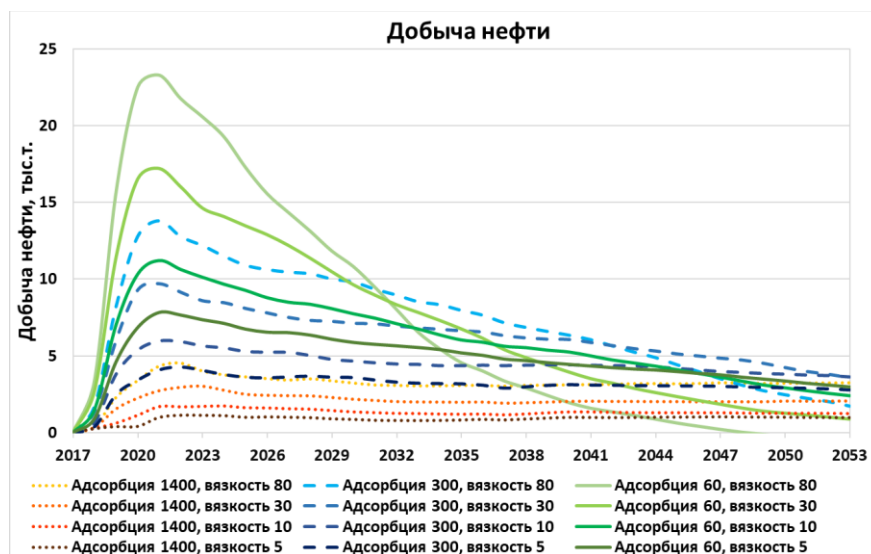


Рис. 5. Пример многовариантной оценки дополнительной добычи нефти на пилотном проекте с применением ГДМ.

Fig. 5. Example of multivariable incremental oil calculation on polymer flooding pilot with dynamic model

Помимо дополнительной добычи при полимерном заводнении другим важным фактором является ускорение добычи нефти, которое достигается за счет улучшения эффективности вытеснения запасов и более ранней добычей того же объема нефти по сравнению с заводнением. Так, при реализации пилотного проекта [19] ускорение добычи при полимерном заводнении составило 6 лет, что положительно повлияло на экономическую эффективность.

Полимерное заводнение направлено на увеличение охвата пласта заводнением, формирование равномерного фронта вытеснения и минимизацию прорывов воды. Это выражается в большей накопленной добыче нефти, меньшей обводненности добываемой продукции, соответственно, меньших объемах добычи жидкости и меньших объемах закачки для компенсации меньших отборов. Все это ведет к сокращению операционных затрат, что является дополнительным источником получения денежного потока при реализации полимерного заводнения. Это подтверждается мировым опытом. Так, с момента тиражирования полимерного заводнения на месторождении Дацин в Китае в 1990 г. [20] полимерное заводнение было внедрено на около 500 проектах по всему миру и показало надежность и эффективность в качестве МУН [21, 22]. Компании-операторы сообщают о значительном снижении обводненности и водонефтяного фактора до 6, в первую очередь, за счет снижения отношения подвижностей и увеличения охвата пласта заводнением.

При тиражировании полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском месторождении сокращение объема добываемой воды может составить до 12–15 % в год. Соответственно, необходимо подготовить на 12–15 % меньше жидкости и для обеспечения целевой компенсации необходимо закачать на 12–15 % меньше воды. Все это также относится к эффектам полимерного заводнения, которые необходимо учитывать в оценке экономической эффективности.

Помимо этого, углеродный след при заводнении водой напрямую зависит от количества воды, циркулируемой через пласт для обеспечения компенсации отборов [23]. Соответственно, если добыча воды может быть снижена при полимерном заводнении, это приведет не только к сокращению операционных затрат на подготовку и закачку воды, но и к сокращению выбросов CO_2 и снижению углеродного следа. В работе [24] описаны два метода расчета сокращения выбросов CO_2 при полимерном заводнении. Методы были апробированы на примере двух мировых проектов по полимерному заводнению. Так, на месторождении Дацин при полимерном заводнении для добычи 1 барреля нефти на 88 % снижена подготовка добываемой воды и выбросы CO_2 сокращены на 83 %.

В результате проведенных расчетов было установлено, что полимерное заводнение позволяет на 80 % сократить циркуляцию воды, снизить углеродный след от 2 до 6 раз по сравнению с традиционным заводнением. На Восточно-Мессояхском месторождении основное потребление электроэнергии, вырабатываемой из попутно добываемого газа, осуществля-

ется при подъеме жидкости с применением ЭЦН и закачки воды в систему ППД. При этом реализация полимерного заводнения, по предварительной оценке, позволит сократить на 20–25 % выработку электроэнергии и соответствующие выбросы CO_2 . Помимо этого, при введении квот и штрафов за выбросы CO_2 будут сокращены соответствующие штрафы, что также окажет положительный эффект на экономическую эффективность проекта полимерного заводнения и позволит существенно снизить выбросы CO_2 и общий углеродный след.

После оценки дополнительной добычи нефти для проведения итоговой оценки применения полимерного заводнения необходимо рассчитать дополнительные затраты на реализацию проекта и экономическую эффективность. С учетом опыта реализации пилотных проектов исследованы и систематизированы, и концептуально описаны основные статьи затрат при реализации полимерного заводнения, которые должны быть учтены для комплексного описания затратной части проекта.

К капитальным затратам относятся:

- 1) приобретение оборудования для приготовления полимерного раствора из товарной формы и закачки полимерного раствора;
- 2) доставка оборудования до месторождения;
- 3) проектно-изыскательские работы;
- 4) подготовка площадки и основания для оборудования;
- 5) подключение к действующей инфраструктуре, при необходимости строительство отсутствующих элементов (электрообеспечение, подъездные пути, водоводы);
- 6) пуско-наладочные работы;
- 7) работы по подключению оборудования к существующей инфраструктуре, пусконаладочные работы и тестовый запуск.

После начала закачки полимерного раствора возникают операционные расходы, связанные с обеспечением непрерывного процесса приготовления и закачки полимерного раствора во время реализации всего проекта. В расчете операционных затрат необходимо учитывать следующие элементы:

- 1) приобретение полимера в товарной форме у производителя;
- 2) доставка полимера от производителя до месторождения. На стоимость будет влиять расположение завода-изготовителя, удаленность месторождения, его транспортная доступность, наличие круглогодичных дорог, фасовка полимера;
- 3) хранение полимера на месторождении. В большей части проектов используется полимер в порошкообразной форме, при хранении полимера необходимо обеспечить защиту от осадков. Особых требований к температуре хранения нет;
- 4) приготовление и закачка полимерного раствора. Затраты на приготовление и закачку полимерного раствора в непрерывном режиме, включающие рабочий и инженерный персонал;
- 5) техническое обслуживание оборудования;

- б) программа исследований, в случае необходимости проведения дополнительных исследований, как правило, на этапе пилотного проекта.
- 7) демобилизация оборудования;
- 8) вывоз оборудования с месторождения после завершения проекта. При этом возможен вариант аренды оборудования, что позволит сократить капитальные затраты на старте проекта и повысить гибкость реализации проекта.

Исходя из опыта реализации проектов и мировой практики затраты на полимер составляют основную часть затрат и могут достигать 70 %. Поэтому сокращение операционных затрат, связанных со стоимостью полимера, его доставкой и хранением, а также сокращением потребления через обеспечение сохранности целевой вязкости на всем пути до пласта является ключевым направлением повышения эффективности всего проекта.

После этого составляется дорожная карта реализации проекта, на основе которой строится профиль затрат и необходимых инвестиций. Затем с применением стандартной методики оценки экономической эффективности нефтегазовых проектов и принятой

внутренней нормы рентабельности проводится оценка экономической эффективности реализации проекта полимерного заводнения. При необходимости проводится анализ чувствительности влияния отдельных статей затрат, особенно затрат на полимер, в диапазоне $\pm 20\%$.

Далее строится график индекса доходности по годам и определяется рентабельная продолжительность проекта – дата, после которой закачка становится нерентабельной, т. е. дополнительная добыча перестает компенсировать дополнительные затраты. Этот показатель является индивидуальным для каждого проекта, также существуют пути повышения рентабельной продолжительности проекта и получения большой дополнительной добычи, однако это отдельное направление, выходящее за рамки данной статьи. Также может быть посчитана удельная накопленная дополнительная добыча и произведен сравнительный анализ с мировыми проектами-аналогами.

Таким образом, с учетом описанного выше была разработана методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения. Блок-схема методики представлена на рис. 6.

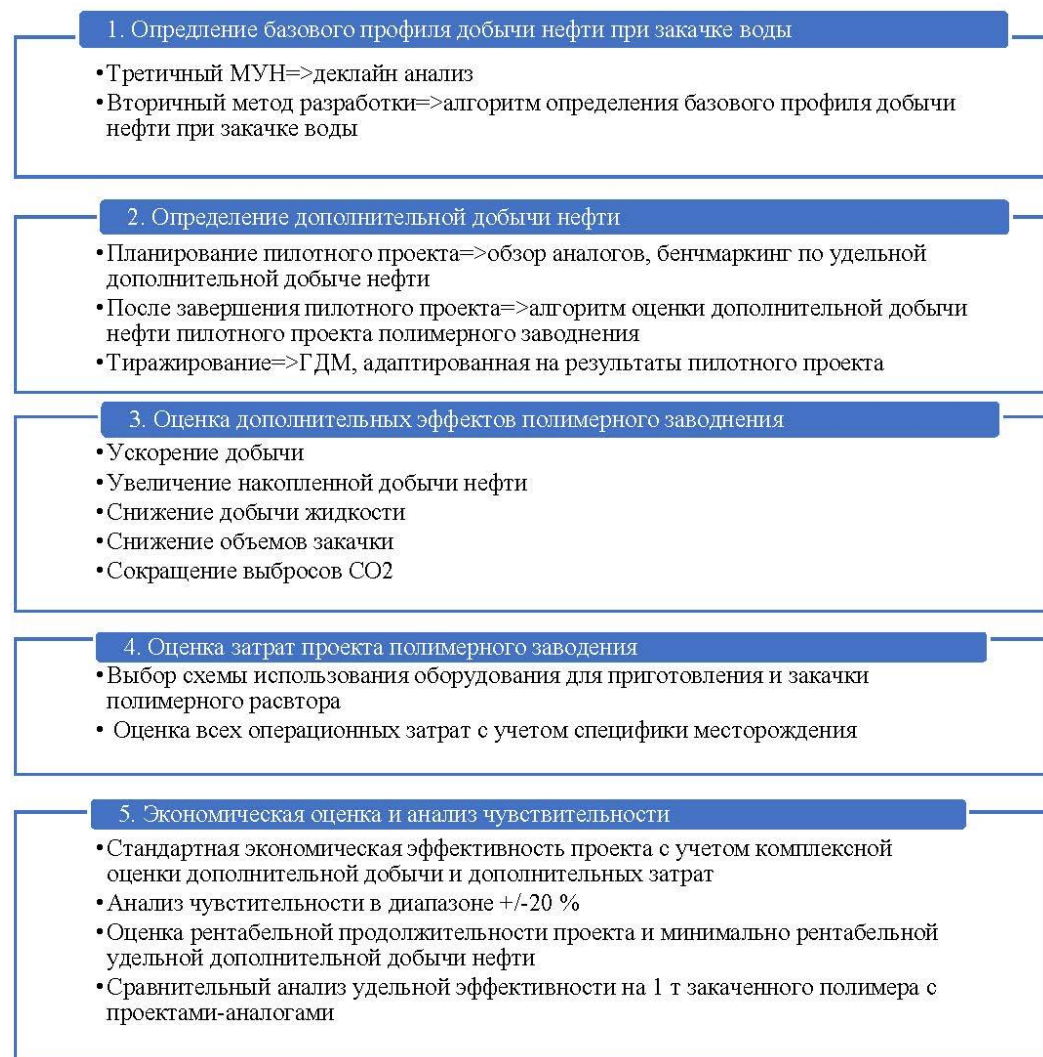


Рис. 6. Блок-схема методики оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения
Fig. 6. Flow chart of methodology for polymer flooding implementation efficiency evaluation

Разработана методика оценки эффективности применения технологии полимерного заводнения, включающая комплексную оценку доходной части проекта с применением алгоритма определения базового профиля добычи нефти при закачке воды, алгоритма оценки дополнительной добычи нефти пилотного проекта полимерного заводнения, аналитических инструментов и динамических моделей, а также комплексную оценку затратной части проекта и оценку экономической эффективности всего проекта. Методика успешно апробирована при реализации проектов полимерного заводнения на Восточно-

Мессояхском месторождении, и подтверждено, что при системной оценке результатов применения технологии полимерного заводнения позволяет рентабельно увеличивать КИН до 10 % с нормой доходности выше принятой и при удельной дополнительной добыче выше 40 т нефти на тонну полимера.

Методика является универсальной и применима на различных этапах реализации полимерного заводнения от этапа планирования пилотного проекта до этапа тиражирования, и позволяет системно и комплексно оценивать эффективность применения технологии полимерного заводнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Craig F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. – Texas: SPE Monograph Series SPE: Richardson, 1971. – 144 p.
2. Sorbie K. Polymer-improved oil recovery. – London.: Blackie and Son, 1991. – 359 p.
3. Sweep-improvement options for the daqing oil field / D. Wang, P. Han, Z. Shao, W. Hou, R. Seright // SPE-99441-MS. – 2008. – P. 2–7. URL: <https://doi.org/10.2118/99441-PA> (дата обращения 08.10.2021).
4. First ever polymer flood field pilot to enhance the recovery of heavy oils on Alaska's North slope pushing ahead one year later / A. Dandekar, B. Bai, J. Barnes, D. Cercone, C. Jared, E. Reid, N. Samson, S. Walbert, R. Seright, S. Brent, D. Wang, Y. Zhang // SPE-200814. – 2021. – P. 3–12. URL: <https://doi.org/10.2118/200814-MS> (дата обращения 08.10.2021).
5. Ahmed T. Reservoir engineering handbook third edition. – Burlington: Gulf professional publishing, 2005. – 1377 p.
6. Successful strategy for waterflooding project implementation in an extra heavy oil field / L. Nino, F. Bonilla, L. Gil, W. Hena, J. Reina, E. Jimenez, P. Vivas // SPE-198924-MS. – 2020. – P. 5–9. URL: <https://doi.org/10.2118/198924-MS> (дата обращения 08.10.2021).
7. Результаты первого пилотного проекта по полимерному заводнению на Восточно-Мессояхском месторождении / И.Р. Ильясов, А.А. Гудз, А.А. Подкорытов, В.С. Комаров, Н.А. Глушенко // SPE-201822-RU. – 2020. – С. 1–13. URL: <https://doi.org/10.2118/201822-MS> (дата обращения 08.10.2021).
8. Ilyasov I., Glushchenko N. Results of the second polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe oil field and future plans // Conference Proceedings, IOR 2021. – April 2021. – V. 2021. – P. 1–10. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133019> (дата обращения 08.10.2021).
9. Grimbeek2: first successful application polymer flooding in multilayer reservoir at YPF. Interpretation of polymer flooding response / J. Juri, A. Ruiz, G. Pederson, P. Pagliero, H. Blanco, H. Eguia, P. Vazquez, C. Bernhardt, F. Schein, G. Villarroel, A. Tosi, V. Serrano // SPE-185487. – 2017. – P. 2–8. URL: <https://doi.org/10.2118/185487-MS> (дата обращения 08.10.2021).
10. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding as West Salym Field / Y. Volokitin, M. Shuster, V. Karpan, I. Koltsov, E. Mikhaylenko, M. Bondar, M. Podberzhny, A. Rakitin, D.W. Batenburg, A.R. Parker, S. Kruijff, J.G. Southwick, J. Reus, E. Pol, F.H. Heyden, L. Boels, D.A. Wever, M. Brewer // SPE-190382-MS. – 2018. – P. 5–10. URL: <https://doi.org/10.2118/190382-MS> (дата обращения 08.10.2021).
11. Ильясов И.Р., Грачев С.И. Геолого-физические особенности разработки слабоконсолидированных коллекторов вязкой нефти // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 2. – С. 153–165.
12. Berg E.A., BJORLYKKE O.P. Heavy oil and relative permeability in laboratory, simulations and production. Is there a link? // SPE-172856-MS. – 2014. – P. 2–4. URL: <https://doi.org/10.2118/172856-MS> (дата обращения 08.10.2021).
13. Delamaide E. Comparison of primary, secondary and tertiary polymer flood in heavy oil – field results // SPE-180852-MS. – 2016. – P. 16–20. URL: <https://doi.org/10.2118/180852-MS> (дата обращения 08.10.2021).
14. Заводнение Восточно-Мессояхского месторождения с высоковязкой нефтью в слабоконсолидированном коллекторе – вызовы и проактивность / И.Р. Ильясов, А.А. Подкорытов, А.А. Гудз, В.С. Комаров, Н.А. Глушенко // SPE-196752-RU. – 2019. – С. 5–10. URL: <https://doi.org/10.2118/196752-MS> (дата обращения 08.10.2021).
15. Thakur G. Waterflood surveillance techniques – a reservoir management approach // Journal of petroleum technology. – 1991. – V. 10. – P. 1180–1188. URL: <https://doi.org/10.2118/23471-PA> (дата обращения 08.10.2021).
16. Purvis D. The practice of decline curve analysis // SPE-179979-MS. – 2016. – P. 1–5. URL: <https://doi.org/10.2118/179979-MS> (дата обращения 08.10.2021).
17. Arps J. Analysis of decline curves // SPE-945228-G. – 1945. – P. 1–7. URL: <https://doi.org/10.2118/945228-G> (дата обращения 08.10.2021).
18. Моделирование полимерного заводнения: вызовы и достигнутые результаты / Д.Г. Сабиров, Р.А. Деменев, К.Д. Исаков, И.Р. Ильясов, А.Г. Орлов, Н.А. Глушенко // SPE-201948-RU. – 2020. – С. 11–13. URL: <https://doi.org/10.2118/201948-MS> (дата обращения 08.10.2021).
19. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot / A. Poulsen, M. Shook, A. Jackson, N. Ruby, K. Charvin, V. Dwarakanath, S. Thach, M. Ellis // SPE-190175. – 2018. – P. 4–7. URL: <https://doi.org/10.2118/190175-MS> (дата обращения 08.10.2021).
20. Review of practical experience and management by polymer flooding at Daqing / H. Dong, S. Fang, D. Wang, J. Wang, Z. Liu, W. Hou // SPE 114342. – 2008. – P. 2–7. URL: <https://doi.org/10.2118/114342-MS> (дата обращения 08.10.2021).
21. Feder J. Interwell EOR pilot proves advantages of polymer flooding // SPE-0619-0081. – 2019. – P. 81–82. URL: <https://doi.org/10.2118/0619-0081-JPT> (дата обращения 08.10.2021).
22. Delamaide E. Is chemical EOR finally coming of age? // SPE-202276-MS. – 2020. – P. 1–5. URL: <https://doi.org/10.2118/202276-MS> (дата обращения 08.10.2021).
23. Life-cycle production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective / R. Farajzadeh, S. Kahrobaei, A. Zwart, D. Boersma // Sustainable Energy Fuels. – 2019. – V. 3. P. 3050–3060. URL: <https://doi.org/10.1039/C9SE00085B> (дата обращения 08.10.2021).
24. Using polymer EOR to reduce carbon intensity while increasing oil recovery / G. Dupuis, P. Al-Khoury, J. Nieuwerf, C. Favero // Conference Proceedings, IOR 2021. – April 2021. – V. 2021. – P. 1–20. URL: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133048> (дата обращения 08.10.2021).

Поступила: 09.10.2021 г.

Информация об авторах

Ильясов И.Р., кандидат технических наук, руководитель программы Акционерное общество «Мессояханефтегаз»; доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Тюменского индустриального университета.

UDC 622.276

METHODOLOGY FOR POLYMER FLOODING EFFICIENCY EVALUATION ON EXAMPLE OF EAST-MESSOYAKHSKOE OIL FIELD

Ilnur R. Ilyasov^{1,2},
ilnur_ilyasov@mail.ru

¹ Joint Stock Company «Messoyakhaneftgaz»,
77, Kholodilnaya street, Tyumen, 625026, Russia.

² Tyumen Industrial University,
70, Melnikaite street, Tyumen, 625000, Russia.

The relevance. Polymer flooding is a technology that makes it possible to increase the efficiency of the development of existing oil and gas fields. At the same time, the implementation of the polymer flooding project requires additional investments. To justify additional investments and assess the economic efficiency of the entire project, a comprehensive methodology for evaluating the results of the application of polymer flooding technology, covering all elements of a complex system, is needed.

The main aim of the research is investigation of the main constituent elements of the polymer flooding project; development of methodology for evaluating the efficiency of polymer flooding technology application.

Objects of the research are unconsolidated viscous oil reservoir under development, as well as traditional reservoirs.

Methods: critical analysis, content analysis, analysis, generalization and systematization of the existing experience of polymer flooding pilot projects, systematic approach.

Results. The methodology for evaluating efficiency of polymer flooding technology implementation was developed, including a detailed assessment of the revenue side using analytical and numerical tools, a comprehensive assessment of the cost side and assessment of the economic efficiency of the entire project. Attention is paid to the assessment of incremental oil production using the existing methods at various stages of the project. The impact of polymer on operating costs is also shown. The main cost items in the implementation of polymer flooding were conceptually investigated and described. The technique is applicable at various stages of polymer flooding implementation from the planning stage of the pilot project and evaluation of its results after completion to the full-field implementation stage. The developed methodology makes it possible to systematically and comprehensively evaluate the effectiveness of polymer flooding projects. The technique is universal and equally suitable for both pilot projects and full-field implementation projects.

Key words:

Polymer flooding, viscosity, economic efficiency, reservoir engineering, efficiency.

REFERENCES

- Craig F. *The reservoir engineering aspects of waterflooding*. Texas, SPE Monograph Series SPE, Richardson, 1971. 144 p.
- Sorbie K. *Polymer-improved oil recovery*. London. Blackie and Son, 1991. 359 p.
- Wang D., Han P., Shao Z., Hou W., Seright R. Sweep-improvement options for the Daqing Oil Field. *SPE-99441-MS*, 2008, pp. 2–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/99441-PA> (accessed 8 October 2021).
- Dandekar A., Bai B., Barnes J., Cercone D., Jared C., Reid E., Samson N., Walbert S., Seright R., Brent S., Wang D., Zhang Y. First ever polymer flood field pilot to enhance the recovery of heavy oils on Alaska's north slope pushing ahead one year later. *SPE-200814*, 2021, pp. 3–12. Available at: <https://doi.org/10.2118/200814-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ahmed T. *Reservoir engineering handbook*. 3rd ed. Burlington, Gulf professional publishing, 2005. 1377 p.
- Nino L., Bonilla F., Gil L., Henao W., Reina J., Jimenez E., Vivas P. Successful strategy for waterflooding project implementation in an extra heavy oil field. *SPE-198924-MS*, 2020, pp. 5–9. Available at: <https://doi.org/10.2118/198924-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I.R., Gudz A.A., Komarov V.S., Glushchenko N.A. Results of the first polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field. *SPE-201822-MS*, 2020, pp. 1–13. Available at: <https://doi.org/10.2118/201822-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I.R., Glushchenko N.A. Results of the second polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and future plans. *Conference Proceedings IOR 2021*, 2021, pp. 1–10. Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133019> (accessed 8 October 2021).
- Juri J., Ruiz A., Pederson G., Pagliero P., Blanco H., Eguia H., Vazquez P., Bernhardt C., Schein F., Villarreal G., Tosi A., Serrano V. Grimbeek2: first successful application polymer flooding in multilayer reservoir at YPF. Interpretation of polymer flooding response. *SPE-185487*, 2017, pp. 2–8. Available at: <https://doi.org/10.2118/185487-MS> (accessed 8 October 2021).
- Volokitin Y., Shuster M., Karpan V., Koltsov I., Mikhaylenko E., Bondar M., Podberezny M., Rakitin A., Batenburg D.W., Parker A.R., Kruijff S., Southwick J.G., Reus J., Pol E., Heyden F.H., Boels L., Wever D.A., Brewer M. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding as West Salym Field. *SPE-190382-MS*, 2018, pp. 5–10. Available at: <https://doi.org/10.2118/190382-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I.R., Grachev S.I. Geological and physical characteristics of the field development of unconsolidated viscous oil reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 2. pp. 153–165. In Rus.
- Berg E.A., Bjorlykke O.P., Heavy oil and relative permeability in laboratory, simulations and production. Is there a link? *SPE-172856-MS*, 2014, pp. 2–4. Available at: <https://doi.org/10.2118/172856-MS> (accessed 8 October 2021).
- Delamaide E. Comparison of primary, secondary and tertiary polymer flood in heavy oil – field results. *SPE-180852-MS*, 2016, pp. 16–20. Available at: <https://doi.org/10.2118/180852-MS> (accessed 8 October 2021).
- Ilyasov I., Podkorytov A., Gudz A., Komarov V., Glushchenko N. Waterflooding East-Messoyakhskoe heavy oil field in unconsolidated reservoir – challenges and proactivity. *SPE-196752-MS*, 2019, pp. 5–10. Available at: <https://doi.org/10.2118/196752-MS> (accessed 8 October 2021).
- Thakur G. Waterflood surveillance techniques - a reservoir management approach. *Journal of petroleum technology*, 1991, vol. 10, pp. 1180–1188. Available at: <https://doi.org/10.2118/23471-PA> (accessed 8 October 2021).
- Purvis D. The practice of decline curve analysis. *SPE-179979-MS*, 2016, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.2118/179979-MS> (accessed 8 October 2021).

17. Arps J.J. Analysis of decline curves. *SPE-945228-G*, 1945, pp. 1–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/945228-G> (accessed 8 October 2021).
18. Sabirov D., Demenev R., Isakov K., Ilyasov I., Orlov A., Glushchenko N. Reservoir simulation of polymer flooding: challenges and current results. *SPE-201948-MS*, 2020, pp. 11–13. Available at: <https://doi.org/10.2118/201948-MS> (accessed 8 October 2021).
19. Poulsen A., Shook M., Jackson A., Ruby N., Charvin K., Dwarkanath V., Thach S., Ellis M. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot. *SPE-190175*, 2018, pp. 4–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/190175-MS> (accessed 8 October 2021).
20. Dong H., Fang S., Wang D., Wang J., Liu Z., Hou W. Review of practical experience and management by polymer flooding at Daqing. *SPE-114342*, 2008, pp. 2–7. Available at: <https://doi.org/10.2118/114342-MS> (accessed 8 October 2021).
21. Feder J. Interwell EOR pilot proves advantages of polymer flooding. *SPE-0619-0081-JPT*, 2019, pp. 81–82. Available at: <https://doi.org/10.2118/0619-0081-JPT> (accessed 8 October 2021).
22. Delamaide E. Is chemical EOR finally coming of age? *SPE-202276-MS*, 2020, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.2118/202276-MS> (accessed 8 October 2021).
23. Farajzadeh R., Kahrobaei S., Zwart A., Boersma D. Life-cycle production optimization of hydrocarbon fields: thermoeconomics perspective. *Sustainable Energy Fuels*, 2019, vol. 3, pp. 3050–3060. Available at: <https://doi.org/10.1039/C9SE00085B> (accessed 8 October 2021).
24. Dupuis G., Al-Khoury P., Nieuwerf J., Favero C. Using polymer EOR to reduce carbon intensity while increasing oil recovery. *Conference Proceedings IOR*, 2021, pp. 1–20. Available at: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133048> (accessed 8 October 2021).

Received: 9 October 2021.

Information about the authors

Ilnur R. Ilyasov, Cand. Sc., head of the program, Joint Stock Company «Messoyakhaneftegaz»; associate professor, Tyumen Industrial University.