

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.84-93>

EDN QTZFCE

УДК 622.276.43 «5»+622.276.43:678

Об оценке эффекта от применения методов повышения нефтеотдачи на примере циклического и полимерно-циклического воздействия

¹Баушин В.В., ²Хакимзянов И.Н., ³Никифоров А.И.

¹ООО «Импел», Казань, Россия

²ТатНИПИнефть, Бугульма, Россия

³ИММ ФИЦ КазНЦ РАН, Казань, Россия

On evaluating IOR efficiency in terms of cyclic flooding and polymer cyclic flooding

¹V.V. Baushin, ²I.N. Khakimzyanov, ³A.I. Nikiforov

¹Impel LLC, Kazan, Russia

²TatNIPIneft, Bugulma, Russia

³IMM, Kazan Scientific Center of RAS, Kazan, Russia

E-mail: baushinv@mail.ru

Аннотация. Выполнена оценка эффективности применения технологий циклического и полимерно-циклического воздействия на неоднородные слоистые нефтяные пласты за различные периоды разработки. Вычислительные эксперименты проведены на гидродинамическом симуляторе Tempest-More фирмы ROXAR. Выявлено, что оценочная величина дополнительной добычи нефти от воздействия на пласты существенно зависит от того, на какой момент времени производится эта оценка. Так наилучший вариант технологии на конец проявления эффекта от воздействия может оказаться не лучшим по конечному КИН.

Ключевые слова: циклическое заводнение, полимерное заводнение, полупериод закачки, технологическая эффективность, коэффициент извлечения нефти

Для цитирования: Баушин В.В., Хакимзянов И.Н., Никифоров А.И. Об оценке эффекта от применения методов повышения нефтеотдачи на примере циклического и полимерно-циклического воздействия // Нефтяная провинция.-2023.-№3(35).-С. 84-93. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.84-93>. - EDN QTZFCE

© Баушин В.В., Хакимзянов И.Н., Никифоров А.И., 2023

Abstract. The effectiveness of cyclic and polymer-cyclic technologies for heterogeneous layered oil reservoirs during different periods of development was evaluated. Computational experiments were carried out on the Tempest-More hydrodynamic simulator by ROX-AR. It was revealed that the estimated value of additional oil production from the impact on reservoirs significantly depends on the moment when this assessment is made. So the best variant of the technology at the end of the effect from the impact may not be the best by the final ORF.

Keywords: *cyclic waterflooding, polymer waterflooding, injection half-period, technological efficiency, oil recovery factor*

For citation: V.V. Baushin, I.N. Khakimzyanov, A.I. Nikiforov Ob otsenke effekta ot primeneniya metodov povysheniya nefteotdachi na primere tsiklicheskogo i polimerno-tsiklicheskogo vozdeystviya [On evaluating IOR efficiency in terms of cyclic flooding and polymer cyclic flooding]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(35), 2023. pp. 84-93. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.84-93>. EDN QTZFCE (in Russian)

На нефтяных месторождениях, находящихся на последней стадии разработки, с целью вовлечения в разработку невырабатываемых запасов нефти низкопроницаемых пропластков и, соответственно, поддержания целевых уровней добычи предприятия, актуальность приобретают третичные методы повышения нефтеотдачи. К таким методам можно отнести циклическое заводнение, а также циклическое заводнение в сочетании с закачкой полимера [1, 2].

Физический смысл циклического воздействия интерпретируется следующим образом: "Способ предусматривает увеличение упругого запаса пластовой системы путем периодического повышения и снижения давления нагнетания воды. Это является предпосылкой для возникновения внутри пласта нестационарных перепадов давления и соответствующих нестационарных перетоков жидкости между слоями (участками) разной проницаемости. При этом в полуцикл повышения давления нагнетания вода из слоев с большей проницаемостью внедряется в малопроницаемые слои, а в полуцикл снижения давления нефть из малопроницаемых прослоев перемещается в высокопроницаемую часть коллектора" [1].

Изучение процессов с использованием математической модели, протекающих в продуктивном пласте при циклическом воздействии, позволило не только раскрыть сущность метода и выявить основные факторы, влияющие на эффективность циклического заводнения, но и прогнозировать технологический эффект [3, 4, 5, 6].

Оптимальная частота смены циклов должна в каждом конкретном случае определяться в зависимости от упругих свойств коллектора и расстояния от линии нагнетания до текущего положения фронта вытеснения нефти закачиваемым агентом.

От того, насколько хорошо подобраны параметры технологии, зависит величина дополнительной добычи, а значит и экономического эффекта от мероприятия, поэтому важно правильно оценить эффективность данных технологий [3, 4].

Возникает вопрос – так на какой же момент времени лучше оценивать результаты применения методов ПНП?

Рассмотрим в качестве примера результаты расчета эффективности, полученные посредством гидродинамического моделирования с использованием программного пакета Tempest More.

Для экспериментов использовалась слоистая модель пласта, содержащая геологические тела с различными ФЕС. Размерность сетки - 50x50x4. Четыре нагнетательные скважины (I-1, I-2, I-3, I-4) располагались в вершинах элемента заводнения, а одна добывающая P-1 – в центре. Расстояние между соседними нагнетательными скважинами 450 м.

В модели задавались функции ОФП, концентрация и свойства полимера. На рис. 1 приведены графики ОФП постоянно действующей модели одного из объектов месторождений Западной Сибири, на котором проводилась работа по проектированию нестационарного заводнения.

На графике S_w – водонасыщенность, F_w и F_o – относительные фазовые проницаемости воды и нефти, P_c – капиллярное давление между нефтяной и водной фазами.

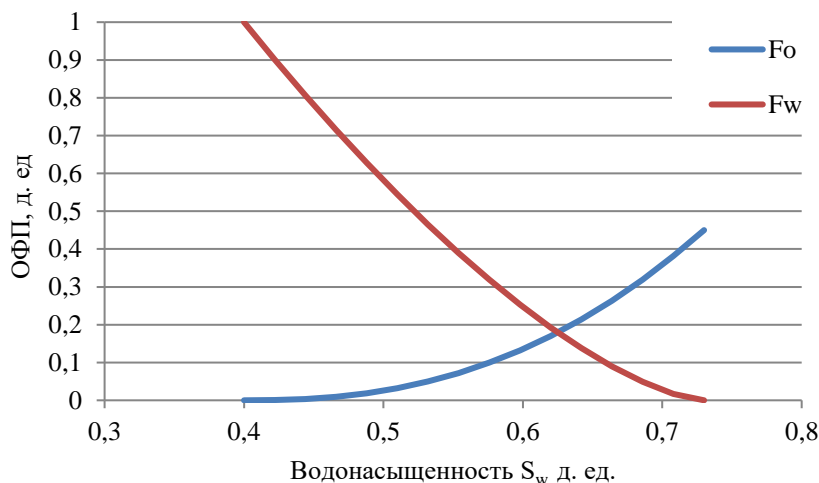


Рис. 1. Функции ОФП объекта АС9-10 Тромъеганского месторождения

При моделировании предполагалось, что нестационарная закачка начиналась при обводненности продукции добывающей скважины в 75 % с сохранением равенства объемов закачки и отбора (то есть при компенсации отбора закачкой 100 %) и продолжалась один год с дальнейшим переходом на стационарный режим до наступления обводненности продукции скважины в 98 %. Расчеты циклического и полимерно-циклического воздействий выполнялись с полупериодом закачки в 5, 15, 30, 60 и 90 суток. Массовая концентрация полимера в нагнетаемом растворе 6 %, общее количество полимера, закачанного через четыре скважины, 4,5 тонны.

На рис. 2 приведены графики дебита нефти при обычном, циклическом, и также при полимерно-циклическом заводнении. Красным цветом обозначены следующие моменты времени:

1. завершения ГТМ;
2. завершения эффекта от ГТМ (через 2 года, «общепринятая» оценка эффективности);

3. завершения эффекта от циклического и полимерно-циклического заводнений (2014 г.).

Результаты расчета показали, что:

- эффект от циклического заводнения проявляется сразу, с небольшим нарастанием и заканчивается через год после завершения мероприятия;
- в период закачки раствора полимера эффект от воздействия проявляется слабо; максимальный прирост в добыче нефти достигается через полтора года после окончания закачки и длится на протяжении 6 лет после завершения мероприятия;
- при полимерно-циклическом воздействии отмечается провал в добычи на протяжении всего периода воздействия (год), но по завершению добыча растёт в той же динамике как и при полимерном заводнении.

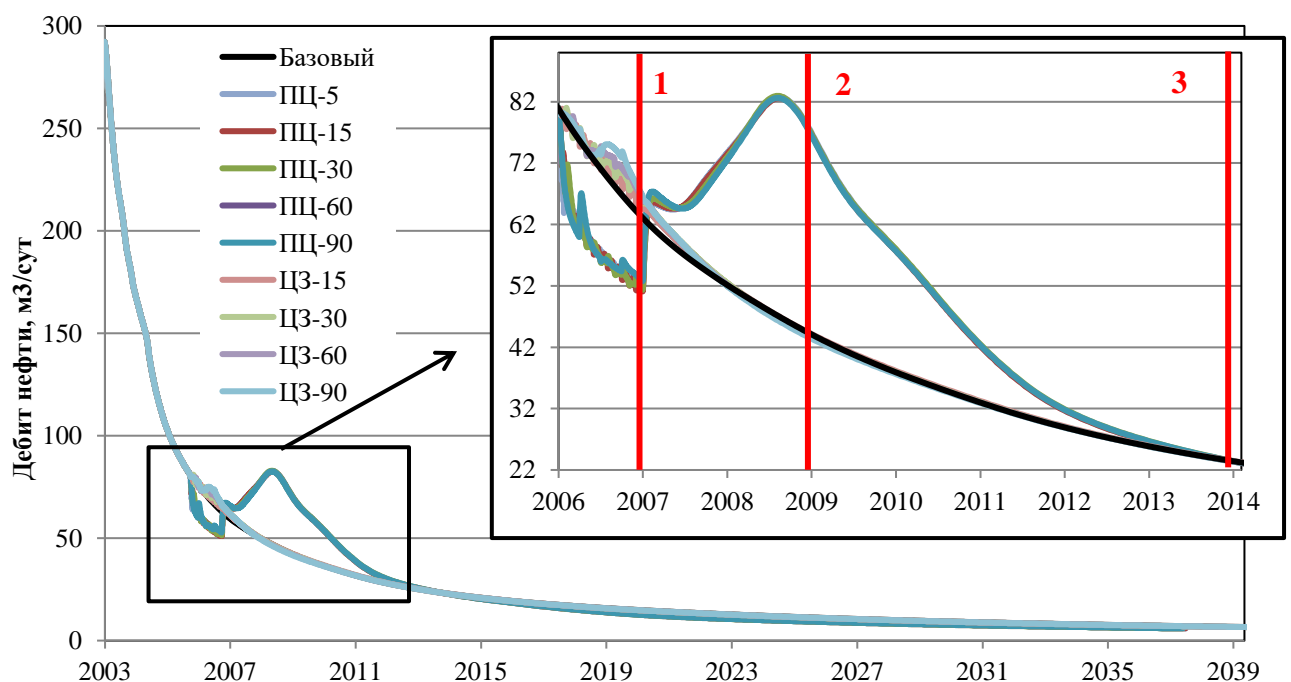


Рис. 2. Динамика дебита нефти при различных методах воздействия. Закачка полимера в начале нестационарного заводнения

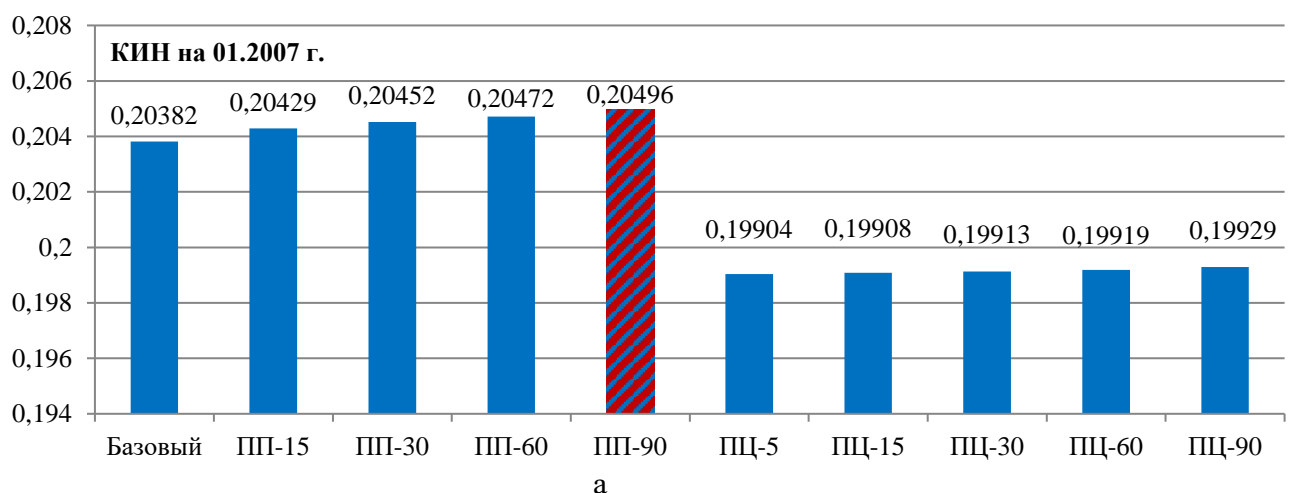
Далее на рис. 3 показан КИН для четырёх моментов времени: после окончания мероприятия, через два года после окончания мероприятия, на

дату завершения эффекта при пересечении с базовой кривой и при достижении 98% обводненности продукции скважин (конечный КИН).

Видно, что в зависимости от длительности полупериода и момента времени, при котором определяется эффективность разработки объекта, КИН существенно различается.

Результаты расчетов показали, что выбор наилучшего варианта (выделены цветом) той или иной технологии зависит от того, на какой момент проводится оценка. Так, наилучшими из рассмотренных являются варианты:

- на конец мероприятия - варианты циклического воздействия и полимерно-циклического воздействия с полупериодами 90 суток;
- через два года после окончания мероприятия - вариант циклического воздействия с полупериодом 60 суток и вариант полимерно-циклического воздействия с полупериодом 30 суток;
- при завершении эффекта (пересечение с базовой кривой) – варианты циклического воздействия и полимерно-циклического воздействия с полупериодами 30 суток;
- на конец разработки (при достижении обводненности продукции в 98%) – вариант циклического воздействия с полупериодом 15 суток и вариант полимерно-циклического воздействия с полупериодом 5 суток;



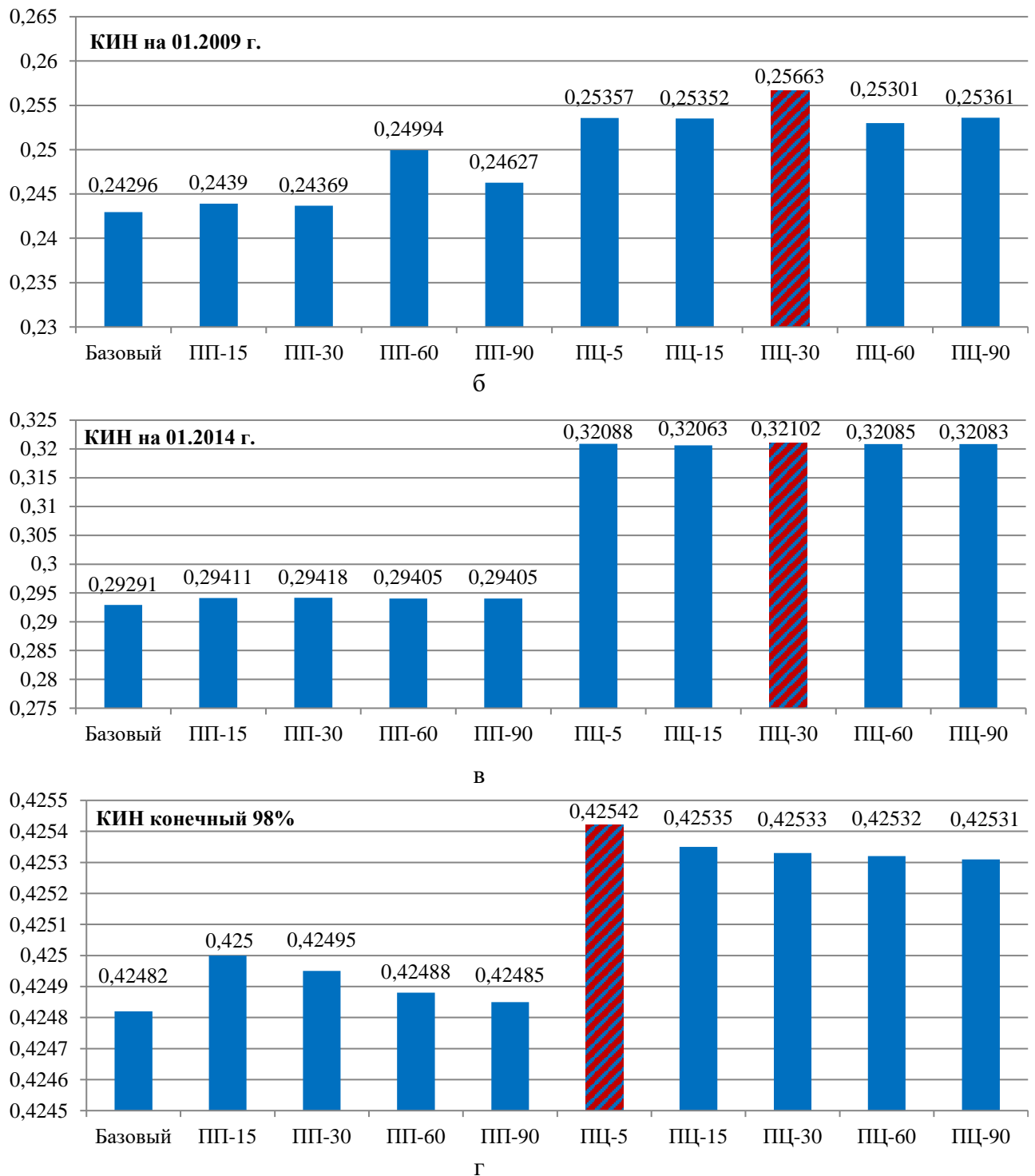


Рис. 3. Коэффициент извлечения нефти на различные периоды оценки эффективности технологий

Сравнение технологий циклического и полимерно-циклического заводнений между собой показывает, что:

- эффект от циклического воздействия наступает практически сразу с началом циклирования, тогда как с началом полимерно-циклического воздействия наступает провал в добыче;
- на момент окончания циклического воздействия КИН при циклическом воздействии выше, чем при полимерно-циклическом воздействии;
- на момент максимального эффекта от полимерно-циклического воздействия эффект от циклического воздействия заканчивается. На этот момент и далее уже КИН при полимерно-циклическом воздействии выше, чем при циклическом воздействии;

Провал в добыче с началом полимерно-циклического воздействия обусловлен «срабатыванием» технологических ограничений на забойное давление, т.к. вязкость раствора полимера значительно выше вязкости воды и приемистость нагнетательных скважин падает.

Отсюда следует вывод, что, если целью является получение максимального текущего эффекта, то оценку технологий надо производить на момент через небольшой промежуток времени после окончания воздействия. Если же целью является возможно полное извлечение нефти из пласта, то выбор варианта той или иной технологии воздействия надо проводить по конечному КИН. Лучший вариант на момент времени после окончания воздействия может оказаться не лучшим по конечному КИН [7].

Точки схождения (точка, в которой кривые, соответствующие применяемым методам повышения нефтеизвлечения и обычному заводнению, пересекаются), наблюдаемой в приведенных выше расчетах, может и не быть или пересечение с базовой кривой может происходить в различные моменты времени.

Понимание того, что оценка эффективности воздействия на пласты «плавающая», позволяет принять правильное экономически обоснованное решение на основе гидродинамических и экономических расчетов.

Особенно это важно при планировании повторных и накладывающихся мероприятий.

Список литературы

1. Сургучев, М. Л. Циклическое (импульсное) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи при заводнении / М.Л. Сургучев // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3. – С. 52- 57.
2. Кукин, В.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов / В.В. Кукин, Ю.В. Соляков. – Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. – 44 с.
3. Особенности влияния геолого-технических мероприятий на эффективность повышения нефтеотдачи с применением нестационарного (циклического заводнения / М.Р. Дулкарнаев, Н.П. Захарова, Н. А. Демяненко [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 26-34.
4. Оганджянц, В.Г. Оценка эффективности циклического воздействия с учетом продолжительности циклов / В.Г. Оганджянц, Ю.В. Маслянец // НТС по добыче нефти. Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1969. – Вып. 36. – С. 59-63.
5. Нанишвили, О.А. Анализ эффективности комплексного воздействия нестационарного заводнения в сочетании с обработками нагнетательных скважин потокоотключающими составами на месторождении «х» / О.А. Нанишвили, Д.Д. Пермин, В.Р. Самойлов // Международный исследовательский журнал. – 2019. – № 4-1 (82). – С. 72-77.
6. Исследование эффекта циклического воздействия на слоистый пласт (для повышения его нефтеотдачи) / А.А. Боксерман, К.Э. Музафаров, В.Г. Оганджянц, П.Б. Садчиков // Труды ВНИИ. – Москва: Недра, 1970. – Вып. 55. – С. 147-155.
7. Баушин, В. В. О нефтеотдаче трещиновато-пористых пластов при циклическом и полимерно-циклическом заводнении / В.В. Баушин, Р.Х. Муслимов, А.И. Никифоров, Р.Г. Рамазанов // Нефтяное хозяйство. – № 1. – 2023. – С.

References

1. Surguchev, M. L. Cyclic (impulse) impact on the formation as a method of oil recovery during waterflooding/M. L. Surguchev//Oil facilities. – 1965. – № 3. - pp. 52- 57. (in Russian)
2. Kukin, V.V. Use of water-soluble polymers to enhance oil recovery/V.V. Kukin, Yu.V. Solyakov. - Moscow: VNIIOENG, 1982. - 44 p. (in Russian)
3. Features of the Impact of Geological and Technical Measures on the Efficiency of Oil Recovery Operations Using Transient (Cyclic Waterflooding) M.R. Dulkarnaev, N.P. Zakharova, N.A. Demyanenko [et al.]//Oilfield de-lo. – 2018. – № 10. - pp. 26-34. (in Russian)
4. Oganjanyants, V.G. Evaluation of cyclic impact efficiency taking into account cycle duration/V.G. Oganjanyants, Yu.V. Maslyantsev//NTS for oil production. Proceedings of VNIИ. - Moscow: Nedra, 1969. - No. 36. - pp. 59-63. (in Russian)
5. Nanishvili, O.A. Analysis of the Effectiveness of the Integrated Impact of Transient Waterflooding in Combination with Treatment of Injection Wells with Flow-Shifting Compositions at the Field "x" /O.A. Nanishvili, D.D. Permin, V.R. Samoilov//International Research Journal. – 2019. – № 4-1 (82). - pp. 72-77. (in Russian)
6. Study of the Effect of Cyclic Impact on a Layered Formation (to Increase Its Oil Recovery)/A.A. Boxerman, K.E. Muzafarov, V.G. Ogadzhanjants, P.B. Sadchikov//Proceedings of

the All-Russian Research Institute. - Moscow: Nedra, 1970. - No. 55. - pp. 147-155. (in Russian)

7. Baushin, V.V. On oil recovery of fractured-porous formations during cyclic and polymer-cyclic waterflooding/V.V. Baushin, R.K.Huslimov, A.I. Nikiforov, R.G. Ramazanov//Oil facilities. – № 1. – 2023. - P. (in Russian)

Сведения об авторах

Баушин Вячеслав Валерьевич, директор ООО «Импел»
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 10/в, оф.17
E-mail: baushinv@mail.ru

Хакимзянов Ильгизар Нургизарович, доктор технических наук, заведующий лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, профессор кафедры «Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений» Филиал УГНТУ в г. Октябрьском
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 40
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

Никифоров Анатолий Иванович, доктор физико-математических наук., профессор, академик РАЕН, заведующий лабораторией математического моделирования процессов фильтрации, институт механики и машиностроения ФИЦ Казанский научный центр РАН
Россия, 420111, Казань, ул. Лобачевского, 2/31
E-mail: nikiforov@imm.knc.ru

Authors

V.V. Baushin, Director LLC «Impel»
10/v, Lobachevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: baushinv@mail.ru

I.N. Khakimzyanov, Doctor of Engineering Sciences Sciences, Professor, Head of the Laboratory of the Oil Field Development Department TatNIPIneft Institute – PJSCATNEFT; Professor at the Department of Oil and Gas Field Exploration and Development Ufa State Petroleum Technological University, Branch of the University in the City of Oktyabrsky
40, Musa Jalil st., Bugulma, 423236, Russian Federation
E-mail: khakimzyanov@tatnipi.ru

A.I. Nikiforov, Ph.D., Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Head of the Laboratory of computational simulation of hydrogeological processes, Institute of Mechanics and Engineering, FRC Kazan Scientific Center, Russian Academy of Sciences
2/31, Lobachevskogo st., Kazan, 420111, Russian Federation
E-mail: nikiforov@imm.knc.ru

Статья поступила в редакцию 25.06.2023

Принята к публикации 22.09.2023

Опубликована 30.09.2023