



# ПУТИ ДОСТИЖЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ФОНДА СКВАЖИН

© Коллектив авторов,  
2025



**А.М. Петраков<sup>1,2</sup>, Р.Р. Раянов<sup>2,\*</sup>, Е.Н. Байкова<sup>2</sup>, А.А. Баринов<sup>3</sup>, С.М. Игитов<sup>3</sup>, А.А. Петров<sup>3</sup>, В.С. Олейников<sup>3</sup>, И.В. Фисенко<sup>3</sup>, Н.Н. Салиенко<sup>3</sup>, Я.В. Долгих<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>АО «ВНИИнефть», РФ, Москва

<sup>2</sup>АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», РФ, Москва

<sup>3</sup>ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», РФ, Мегион

<sup>4</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

**Электронный адрес:** Rayanov@vniineftzs.ru

**Введение.** В настоящее время наблюдается снижение годовых уровней добычи нефти и отрицательная динамика проектного КИН по России и ХМАО в частности. Одновременно с ростом объемов бурения происходит снижение средних дебитов скважин по нефти, что свидетельствует об ухудшении качества разрабатываемых запасов. Сказывается естественный процесс старения длительно разрабатываемых месторождений, ухудшение структуры остаточных запасов и рост доли ТРИЗ. Перспективным направлением увеличения рентабельности разработки и эксплуатации месторождений является системное применение технологий физико-химических и гидродинамических МУН, которые не требуют привлечения значительных капитальных затрат за счет уже имеющейся производственной и социальной инфраструктуры на текущих активах.

**Цель** статьи — показать необходимость системного и научно обоснованного применения технологий МУН и ГТМ, как одних из важных направлений развития ТЭК в среднесрочной перспективе.

**Материалы и методы.** В основе работы лежит анализ динамики и степени выработки запасов нефти, расчет прироста извлекаемых запасов, результаты технологического и экономического эффекта от реализации различных технологий физико-химических и гидродинамических МУН. Объектами исследования являются месторождения Мегионской группы, находящиеся на III и IV стадиях разработки.

**Результаты.** Обоснована необходимость применения технологий физико-химических и гидродинамических МУН с целью стабилизации уровня добычи нефти, снижения темпов обводнения, прироста извлекаемых запасов нефти, снижения удельных операционных затрат. Рассмотрены технологии физико-химических и гидродинамических МУН, которые будут наиболее востребованными в ближайшей перспективе с точки зрения простоты реализации, технологической эффективности и скорейшей окупаемости. Показаны результаты работ по повышению нефтеотдачи пластов с применением различных технологий на объектах ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» на основе системно-адресного воздействия на пласт.

**Заключение.** Анализ реализации технологий физико-химических и гидродинамических МУН показал, что системно-адресное воздействие на пласт в условиях низкопроницаемых коллекторов и высокообводненной продукции скважин способствует повышению эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, увеличению добычи нефти и стабилизации обводненности добываемой продукции.

**Ключевые слова:** прирост извлекаемых запасов, операционные затраты, энергозатраты, дополнительная добыча нефти, попутно добываемая вода, методы увеличения нефтеотдачи, физико-химические и гидродинамические МУН, ОВП, ВПП, нестационарное заводнение, рентабельность разработки, системное воздействие на пласт, системный подход, критерии выбора технологий

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Петраков А.М., Раянов Р.Р., Байкова Е.Н., Баринов А.А., Игитов С.М., Петров А.А., Олейников В.С., Фисенко И.В., Салиенко Н.Н., Долгих Я.В. Пути достижения потенциала извлекаемых запасов зрелых месторождений на основе повышения эффективности работы фонда скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):80–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-80-89>

*Статья поступила в редакцию 23.06.2025*

*Принята к публикации 14.07.2025*

*Опубликована 29.09.2025*

WAYS TO ACHIEVE THE POTENTIAL OF RECOVERABLE RESERVES OF MATURE FIELDS BASED ON IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE WELL STOCK

**Andrey M. Petrakov<sup>1,2</sup>, Robert R. Rayanov<sup>2,\*</sup>, Elena N. Baikova<sup>2</sup>, Alexander A. Barinov<sup>3</sup>, Semyon M. Igitov<sup>3</sup>, Alexey A. Petrov<sup>3</sup>, Vitaly S. Oleinikov<sup>3</sup>, Igor V. Fisenko<sup>3</sup>, Nikolay N. Salienko<sup>3</sup>, Yan V. Dolgikh<sup>4</sup>**

<sup>1</sup>SC "VNIIneft", RF, Moscow

<sup>2</sup>SC "VNIIneft-Western Siberia", RF, Moscow

<sup>3</sup>PJSC Slavneft-Megionneftegaz, RF, Megion

<sup>4</sup>Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

**E-mail:** Rayanov@vniineftzs.ru

**Introduction.** The article is devoted to the problems of reducing annual oil production levels and a negative trend in the oil recovery factor in Russia and the Khanty-Mansiysk Autonomous District. With the increase in drilling volumes, there is a decrease in the average oil production rate, which indicates a deterioration in the quality of the productive reserves. There are the field maturation, deterioration of the structure of residual reserves and an increase in the share of hard-to-recover reserves that are affected. A promising direction for increasing the profitability of field development and operation is the systematic use of technologies for physical-chemical methods and hydrodynamic EOR, which do not require significant capital investments due to the existing production and social infrastructure on current assets.

**The aim.** To show the need for a systematic and scientifically based application of EOR and well intervention as one of the important areas of energy sector development in the medterm.

**Materials and methods.** The paper is based on the analysis of the dynamics and depletion of reserves, calculation of the increase in recoverable reserves, and the results of technological and economic effects from the implementation of various technologies for physical-chemical methods and hydrodynamic EOR. The objects of research are the deposits of the Megion group, which are at the III and IV stages of development.

**Results.** The necessity of using physical-chemical methods and hydrodynamic EOR is substantiated in order to stabilize the level of oil production, reduce the rate of waterflooding, increase recoverable oil reserves, and reduce operating costs. There are considered the physical-chemical methods and hydrodynamic EOR in terms of ease of implementation, technological efficiency and early payback. The results of using various EOR technologies at the deposits of PJSC Slavneft-Megionneftegaz based on system-targeted approaches are shown.

**Conclusion.** It is shown that the implementation of physical-chemical methods and hydrodynamic EOR based on the system-targeted approaches on the reservoir in conditions of low permeable reservoirs and high water cut wells contributes to an increase in the efficiency of developing hard-to-recover reserves, increasing oil production and stabilizing the water content of deposits.

**Keywords:** recoverable reserves increment, OPEX (lifting costs), energy consumption, incremental oil production, produced water, enhanced oil recovery methods, physicochemical EORs, hydrodynamic EORs, water shutoff operations, leveling injection profile of wells, non-stationary waterflooding, profitability, treatment of reservoir on systems approach, systems approach, criteria of technology selection

**Conflict of interest:** the authors declare that they have no conflict of interest.

**For citation:** Petrakov A.M., Rayanov R.R., Baikova E.N., Barinov A.A., Igitov S.M., Petrov A.A., Oleinikov V.S., Fisenko I.V., Salienco N.N., Dolgikh Ya.V. Ways to achieve the potential of recoverable reserves of mature fields based on improving the efficiency of the well stock. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):80–89. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-80-89>

*Manuscript received 23.06.2025*

*Accepted 14.07.2025*

*Published 29.09.2025*

## АКТУАЛЬНОСТЬ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ ФОНДА СКВАЖИН

Россия занимает уникальное место в мировой энергетике, одновременно являясь крупным производителем, потребителем, экспортёром всех видов углеводородных ресурсов. Россия сохраняет лидирующие позиции в мире в нефтегазовой, угольной промышленности, в атомной энергетике, электроэнергетике и в гидроэнергетике [1].

Топливо-энергетический комплекс России и нефтяная отрасль в частности продолжают играть стратегическую роль в социально-экономическом развитии страны, являясь одним из основных источников пополнения бюджетной системы, драйвером развития смежных отраслей народного хозяйства и создания рабочих мест.

Нефть является важнейшей статьёй экспорта в российском бюджете. Согласно данным Министерства финансов России, за последние 16 лет в структуре поступлений в федеральный бюджет доля нефтегазовых доходов

составляла от 28 до 51 %, достигнув в 2022 году рекордных 11,6 трлн руб. (42 % всех поступлений в бюджет).

Последние 50 лет автономный округ ХМАО-Югра является крупным центром нефтегазового комплекса страны, который считается одним из ведущих индустриальных районов страны, обеспечивая России второе место в мире по добыче нефти и соответствующие валютные поступления от российского нефтяного экспорта.

С начала разработки нефтяных месторождений на территории ХМАО-Югры накопленная добыча нефти составила на 1 июля 2024 года 12 887,3 млн т. Добыча 13 млрд т нефти прогнозируется на начало 2025 г. В 2023 году на территории округа добыто 216 млн т нефти. В 2023 г. доля Югры от общероссийской добычи стабилизировалась на уровне 41 % [2].

При этом автономный округ располагает крупнейшей в России минерально-сырьевой базой и уверенно занимает лидирующие позиции по ряду важных показателей в энергетическом секторе экономике страны. Всего с начала разработки на 01.01.2021 г. отобрано

12,1 млрд т нефти по категории запасов  $AB_1C_1$ , что составляет 51 % от начальных извлекаемых запасов округа по категории запасов  $AB_1C_1+B_2C_2$ . Текущие извлекаемые запасы категории  $AB_1C_1$  распределенного фонда недр составляют 34 %, извлекаемые запасы категории  $B_2C_2$  — 15 % (табл. 1). Иначе говоря,

С другой стороны, в последние десятилетия все большую долю в добыче нефти стали составлять запасы залежей со средне- и низкопродуктивными коллекторами, разработка которых ранее рассматривалась как неэффективная с экономической точки зрения.

**Вторая причина** заключается в ухудшении структуры остаточных запасов и росте доли трудноизвлекаемых запасов нефти (ТРИЗ). К этим категориям относятся запасы, потерявшие свои качества в процессе добычи, краевые зоны, залежи с небольшим объемом запасов, нефтяные оторочки нефтегазовых месторождений и прочие сложные объекты. По мере истощения традиционных залежей нефти с каждым годом увеличивается добыча из запасов, относящихся к категории ТРИЗ. К ним относится 37 % имеющихся запасов нефти ХМАО-Югры, и их эффективное вовлечение в разработку — это одна из ключевых задач для нефтяных компаний и органов государственной власти округа [3]. В 2020 г. добыча из залежей с ТРИЗ составляла 57 млн т, или 27 % от общей нефтедобычи в округе.

**Третья причина** заключается в снижении удельной эффективности технологий эксплуатационного бурения и геолого-технических мероприятий (ГТМ). Объемы эксплуатационного бурения в ХМАО выросли в 2019 г. на 35 % по сравнению с 2014 г. При этом достигнуто только снижение темпов ежегодного падения добычи с  $-2,1$  до  $-0,4$  %, что говорит об экстенсивном пути развития нефтяной отрасли, когда для увеличения добычи необходимо наращивать проходку в бурении. Одновременно с ростом объемов бурения происходит снижение средних дебитов скважин по нефти, что свидетельствует об ухудшении качества разрабатываемых запасов. Сказывается естественный процесс старения длительно разрабатываемых месторождений.

Согласно оценке специалистов АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь», увеличение КИН до проектных значений на разрабатываемых в ХМАО-Югре месторождениях позволит добыть объем нефти, сопоставимый с открытием и вовлечением в разработку нового месторождения. Безусловно, такой

## ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕНТАБЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ АКТИВОВ НА ТЕРРИТОРИИ ХМАО И СОКРАЩЕНИЯ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ НА ДОБЫЧУ, ПОДГОТОВКУ И ЗАКАЧКУ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ, А ТАКЖЕ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И СНИЖЕНИЯ ТЕМПОВ ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ БАЗОВОГО ФОНДА СКВАЖИН ПРИВЕДЕНО НАУЧНО ОБОСНОВАННОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МУН.

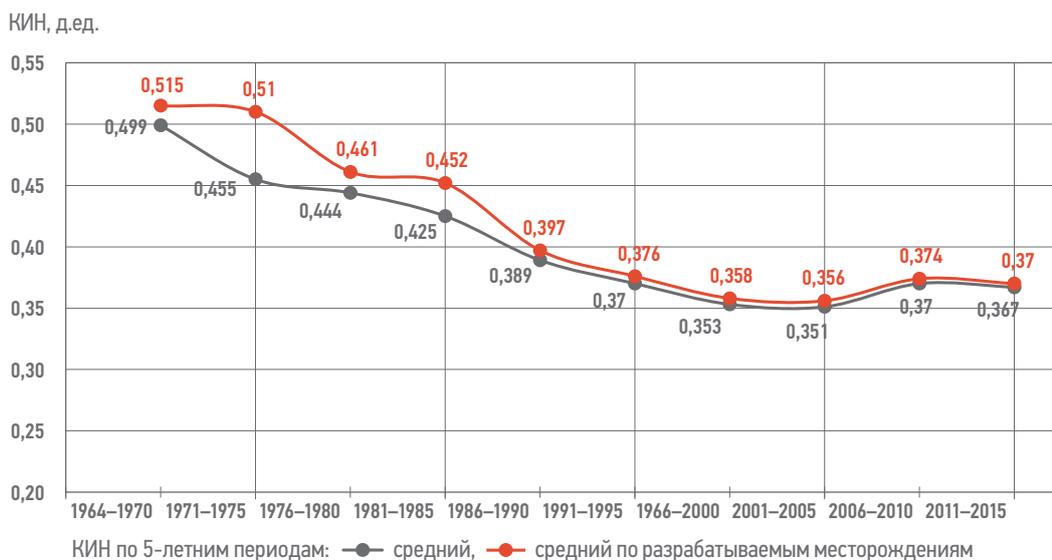
большая часть запасов нефти по округу разведана и вовлечена в разработку [3]. С 1989 г. началось снижение годовых уровней добычи нефти как по ХМАО, так и по России в целом. По данным государственного баланса запасов нефти отмечается отрицательная динамика проектного КИН по месторождениям округа за период 1964–2012 гг. [3]. На 01.01.2016 г. средний КИН по Югре равен 0,37 (рис. 1). По данным прогноза значение текущего КИН с 2026 по 2030 г. составит 0,29 доли ед., в 2031–2035 гг. — 0,31. Таким образом, текущий КИН в 2035 г. достигнет 0,31–0,32 доли ед. [4].

### ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

**Первая причина** снижения объемов добычи нефти и коэффициентов извлечения нефти, а также рост отборов попутной добываемой воды связаны с высокой выработкой запасов нефти на месторождениях с наиболее продуктивными коллекторами, которые вовлекались в разработку в первую очередь и достигли значительной степени выработки и высокой обводненности продукции. Это обстоятельство привело к снижению отборов из них и вклада в общую добычу по ХМАО.

Таблица 1. Текущее состояние запасов округа на 01.01.2021 г. (распределенный фонд) [3]  
Table 1. The current state of the district's reserves as of 01.01.2021 (distributed reserves) [3]

Категория запасов	НГЗ, млрд т	НИЗ, млрд т	КИН проект, %	КИН текущий, %	Отбор от НИЗ, млрд т (%)	ТИЗ, млрд т
$AB_1C_1$	56,5	20,2	35,8	21,7	12,1 (60%)	8,1
$B_2C_2$	15,7	3,6	23	-	-	3,6
$AB_1C_1+B_2C_2$	72,2	23,8	-	-	12,1 (51%)	11,7



**Рис. 1.** Динамика среднего КИН промышленных запасов (категории А+В+С<sub>1</sub>) распределенного и нераспределенного фондов недр ХМАО-Югры [4]

**Fig. 1.** Dynamics of the average oil recovery factor of recoverable oil (categories A+B+C<sub>1</sub>) of the distributed and undistributed oil reserves of Khanty-Mansiysk Autonomous District [4]

сценарий наиболее предпочтителен, поскольку не требует привлечения значительных капитальных затрат (CAPEX) за счет уже имеющейся производственной и социальной инфраструктуры на текущих активах.

Стратегическими направлениями развития, позволяющими нефтегазодобывающим компаниям обеспечить стабильные объемы добычи нефти и увеличить коэффициент извлечения нефти, являются:

- налоговое стимулирование;
- разработка новых и совершенствование существующих технологий ГТМ и МУН;
- повышение эффективности бурения и ГРП на слабоизученных территориях.

В настоящее время Россия, соблюдая квоты по сокращению добычи нефти в рамках Соглашения Организации стран — экспортеров нефти (ОПЕК+), успешно решает задачи координации политики в области экспорта нефти, поиска путей поддержания выгодного странам ОПЕК уровня цен на мировом рынке, обеспечения поставок странам потребителям.

Однако с точки зрения рациональной разработки месторождений важно соблюдать баланс технико-экономических критериев разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Инвестиционный цикл в нефтегазовой отрасли составляет не менее 5–10 лет, поэтому нельзя сокращать динамику развития и останавливать в полном объеме изучение, совершенствование и промышленную реализацию технологий ГТМ и МУН, поскольку это создаёт для нефтегазовой отрасли риски отставания научно-технологического развития, установления зависимости от иностранных

технологий, потери квалифицированных кадров и, как следствие, качественное и количественное снижение добычи углеводородов и сокращение налоговых поступлений в бюджет в средне- и долгосрочной перспективе. Снижение вышеуказанных рисков можно избежать на основе системных подходов к разработке нефтяных месторождений, совершенствованию и тиражированию существующих методических подходов применения технологий физико-химических и гидродинамических МУН — одного из важных направлений повышения эффективности и рентабельности разработки в кратко- и среднесрочной перспективе.

### **СОВРЕМЕННЫЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОГРАММ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МУН В ПАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»**

Рассмотренные тенденции текущего состояния в добыче нефти характерны для Мегионской группы нефтяных месторождений, находящихся на III и IV стадиях разработки, при этом объем невовлечённых запасов нефти категории А, В<sub>1</sub>, В<sub>2</sub> является огромным потенциалом для увеличения уровня добычи нефти и повышения нефтеотдачи.

В связи с неоднородностью геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных пластов одним из основных направлений достижения потенциала извлечения запасов

нефти месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» является реализация производственных программ физико-химических и гидродинамических МУН добывающих и нагнетательных скважин в районах базовой добычи и ввода новых скважин (ВНС) из бурения для решения следующих задач:

- 1) увеличение коэффициента охвата пласта вытесняющим агентом;
- 2) снижение темпов обводнения базового фонда и районов ВНС;
- 3) стабилизации базовой добычи нефти;
- 4) ввод в разработку ранее не дренируемых зон пласта;
- 5) сокращение попутно добываемой воды и непроизводительной закачки;
- 6) прирост извлекаемых запасов и рост капитализации;
- 7) снижение себестоимости добычи 1 т нефти;
- 8) сокращение операционных затрат на добычу, подготовку и закачку попутно добываемой воды (ОРЕХ LC) и энергозатрат;
- 9) увеличение прибыли компании и дохода государства.

Достижение потенциала извлекаемых запасов возможно с применением подходов, которые будут наиболее востребованными в ближайшей перспективе с точки зрения простоты реализации, технологической эффективности и скорейшей окупаемости:

- оптимизация заводнения ранжированием элементов заводнения по критериям;
- нестационарное заводнение (НЗ);
- изменение направления фильтрационных потоков (ИНФП);
- выравнивание профиля приемистости (ВПП);
- ограничение водопритока в добывающих скважинах (ОВП);
- комплексирование программ выравнивания профиля приемистости (ВПП/ ОВП/ НЗ/ ИНФП);
- селективная изоляция подошвенных вод и конусов обводнения;
- двухэтапные обработки призабойной зоны скважин (ВПП+ОПЗ).

С 2006 г. АО «ВНИИнефть» ведет научное сопровождение работ по повышению нефтеотдачи пластов с применением технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП) и нестационарного заводнения на объектах ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» на основе системно-адресного воздействия на пласт [5, 6, 7].

За этот период в ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» с применением принципов системного подхода выполнен комплекс адресных программ по ВПП, при этом использованы различные технологии МУН (в т.ч. новые),

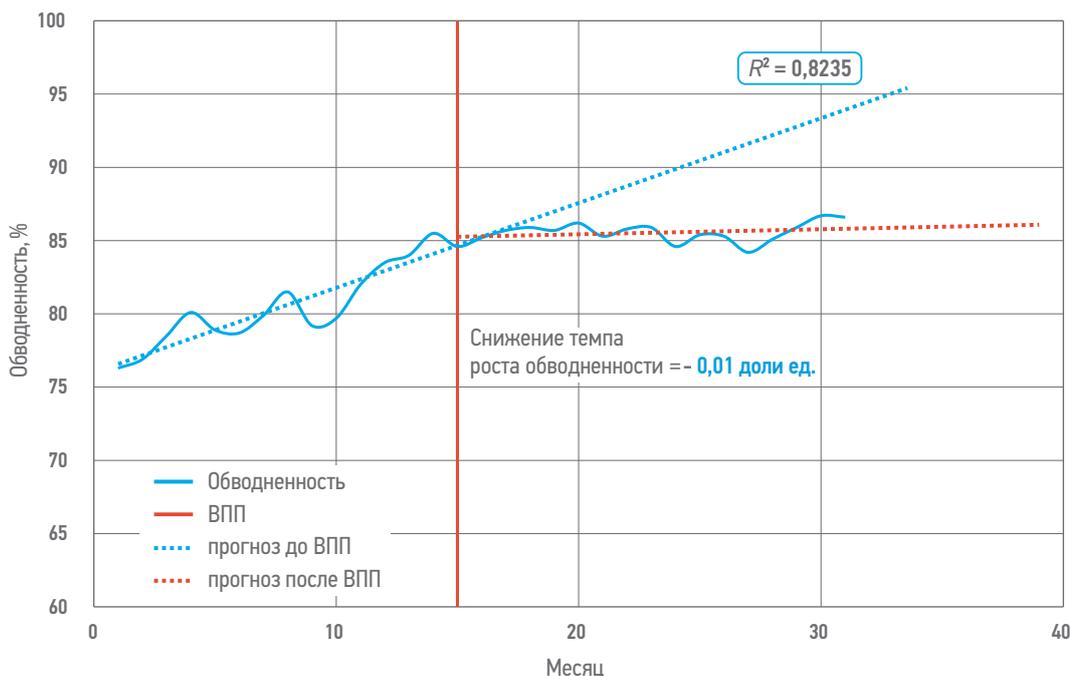
которые в дальнейшем тиражировались. Данный подход позволил получить дополнительную добычу нефти с кратным сокращением отборов попутно добываемой воды. Характерным примером стабилизации обводненности в результате выполненных программ ВПП является реализация подобных работ на Тайлаковском месторождении (рис. 2).

Расчеты по оценке прироста начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти (НИЗ, ОИЗ) свидетельствуют о том, что реализация ежегодных программ физико-химических МУН (ВПП) способствует дополнительному вовлечению в активную разработку слабо- или недренируемых запасов нефти [7]. Важным показателем успешности выполненных обработок является изменение коэффициента охвата пласта по мощности ( $k_{\text{охв.}}$ ), который зависит от мощности как закольматированных, так и подключенных в работу интервалов пласта и может изменяться как в большую, так и в меньшую сторону. Согласно выполненным за 2014–2018 гг. промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ) по определению профиля приемистости до и после обработки скважины перераспределение интервалов приемистости после проведения ВПП отмечается в 94,2 % проведенных ПГИ.

После проведения мероприятий по ВПП за счёт кольматирования высокопроницаемых обводненных пропластков, подключения ранее недренируемых нефтенасыщенных пропластков и перераспределения фильтрационных потоков коэффициент охвата изменяется в среднем на 8–12 %.

Усилить эффективность работ по ВПП возможно проведением геолого-технических мероприятий на реагирующих добывающих скважинах, в частности работами по ограничению водопритока (ОВП). Примером реализации такого подхода (системной технологии) можно считать обработку 7 нагнетательных по ВПП и 3 добывающих скважин по ОВП на опытном участке одного из месторождений Западной Сибири, выполненных в период с декабря 2015 г. по март 2016 г. [8].

Одним из эффективных гидродинамических способов увеличения нефтеотдачи и сокращения удельных расходов воды на добычу нефти является метод циклического заводнения с переменной направления фильтрационных потоков в пласте, который осуществляется благодаря попеременной работе нагнетательных и добывающих скважин по определенным программам, разработанным применительно к конкретным геолого-физическим



**Рис. 2.** Снижение темпа обводнения реагирующих скважин по результатам выполненных операций ВПП Тайлаковского месторождения. Составлено авторами

**Fig 2.** Reducing the rate of waterflooding of reacting wells based on the results of conformance control at the Tailakovskoe field. Compiled by the authors

условиям с учетом технических возможностей системы поддержания пластового давления (ППД). Для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» предложены нестационарное воздействие и адресные обработки скважин в целях дополнительного перераспределения фильтрационных потоков и вовлечения в разработку зон, не охваченных процессом заводнения [9, 10].

Применение нестационарного заводнения с переменной направлений фильтрационных потоков и повышенными уровнями давлений нагнетания обеспечивает при условии рационального выбора параметров сильное гидродинамическое воздействие на пласт, интенсифицирующее процесс нефтеизвлечения и увеличивающее нефтеотдачу.

Для увеличения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти предложена комплексная технология, которая заключается в реализации нестационарного заводнения в сочетании с адресными обработками нагнетательных скважин путем закачки композиций химических реагентов, направленных на снижение слоистой неоднородности, повышение охвата пласта, интенсификацию вытеснения нефти из низкопроницаемых пропластков, ограничение непроизводительной закачки воды в уже промытые, высокопроницаемые прослойки [9, 10].

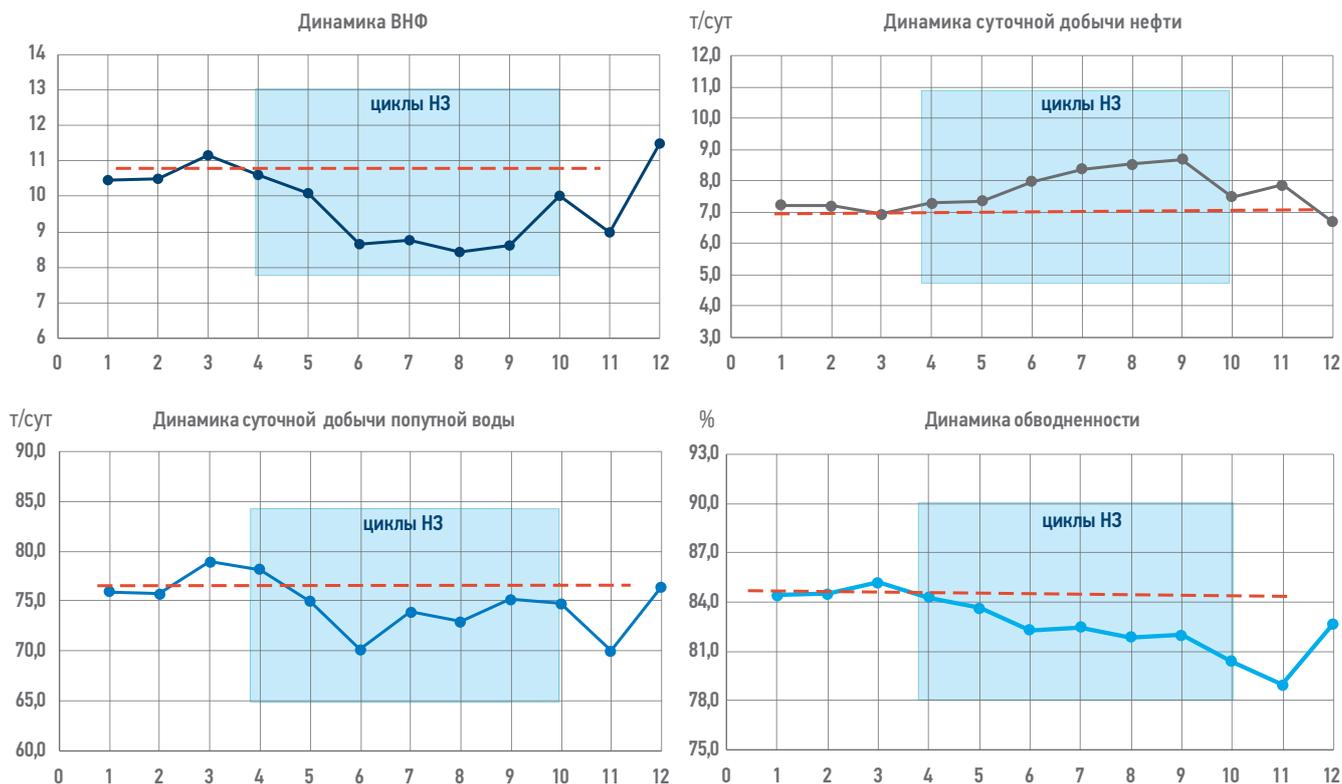
Комплексная технология реализована в 2005 г. на опытном участке пласта АВ<sub>1-2</sub> Мегионского месторождения. Проницаемость пласта составляет  $37 \text{ мкм}^2 \times 10^{-3}$ , пористость — 0,21 д. ед., нефтенасыщенная толщина — 5,5 м.

Комплексная технология в условиях низкопроницаемых коллекторов и высокообводненной продукции скважин способствует повышению эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, увеличению добычи нефти и стабилизации обводненности добываемой продукции [9, 10].

С 2006 по 2023 г. реализация программы нестационарного заводнения на 20 месторождениях ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» позволила получить дополнительную добычу нефти, а также сократить отборы попутно добываемой воды и непроизводительную закачку. Технологии нестационарного заводнения оперативно и адресно снижают темпы обводнения, водонефтяной фактор и значительно сокращают ОРЕХ LC (рис. 3).

Увеличение эффективности технологий нестационарного заводнения может быть достигнуто за счет сочетания с обработками скважин технологиями ВПП и ОВП.

Достижение потенциала извлекаемых запасов во многом зависит от обоснованного выбора невыработанных зон пласта с наличием остаточных извлекаемых запасов нефти. Для выбора таких перспективных участков и скважин-кандидатов



**Рис. 3.** Суммарная динамика технологических показателей разработки ряда участков из производственных программ НЗ 2017–2019 гг.  
Составлено авторами  
**Fig. 3.** The overall dynamics of development parameters of a number of sites from the non-stationary waterflooding programs of 2017–2019.  
Compiled by the authors

для реализации программ ВПП, ОВП, ОПЗ, НЗ, ИНФП сотрудниками АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь» разработаны и успешно применяются соответствующие методики и алгоритмы [11, 12].

Для наиболее эффективной реализации нестационарного заводнения в условиях месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» разработан критериальный выбор объектов разработки с целью оценки пригодности тех или иных пластов и дальнейшего осуществления на них НЗ [10, 13].

Критериальный анализ осуществляется на имеющемся наборе геологических характеристик предполагаемого объекта. Вначале все имеющиеся объекты делятся на три условные группы с различной степенью песчаности —  $< 0,29$ ;  $0,3-0,79$  и  $> 0,8$ . После этого анализируется степень послойной неоднородности, в том числе расчлененность, а также степень выработки запасов. На последнем этапе определяется степень предпочтительности применения нестационарного заводнения на анализируемом участке, которая варьирует от 0 до 1.

Важную роль для оценки применимости любой технологии, в том числе и технологии

нестационарного заводнения, играют расчлененность пласта и степень выработки запасов нефти. Реализация НЗ возможна на объектах, пласты которых представлены двумя и более неизолированными пропластками, проницаемость которых отличается в 3–4 раза и более.

По степени выработки все нефтяные залежи можно условно разделить на следующие группы:

- остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) составляют менее 0,2, т.е. степень выработки  $\geq 0,8$  (сосредоточение остаточных запасов нефти в застойных и тупиковых зонах, высокая обводненность продукции большинства добывающих скважин);
- ОИЗ 0,2–0,8 (средняя степень выработки запасов);
- ОИЗ  $\geq 0,8$  (залежи с низкой выработкой запасов нефти, с низкой обводненностью продукции добывающих скважин).

На основе критериального анализа выбраны наиболее подходящие для применения и составления программы по нестационарному воздействию объекты Ватинского, Северо-Покурского, Мегионского, Аганского месторождений ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» [10, 13].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Научно обоснованное применение физико-химических и гидродинамических МУН (ВПП, НЗ) обеспечивает сокращение операционных затрат на добычу, подготовку и закачку попутно добываемой воды (ОРЕХ LC), увеличение нефтеотдачи и снижение темпов обводнения скважинной продукции базового фонда скважин и районов бурения.

Индекс доходности производственных программ физико-химических и гидродинамических МУН (ВПП, НЗ) составляет 2,6–2,8 д. ед., что подтверждает экономическую эффективность.

Системное применение современных технологий МУН и ГТМ, имеющихся в настоящее время в арсенале специалистов-нефтяников, позволяет:

- работать с потенциалом базовой добычи нефти;
- приращивать остаточные извлекаемые запасы,
- повышать удельную дополнительную добычу нефти;

- увеличивать успешность геолого-технических мероприятий;
- сокращать затраты на добычу попутной воды.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВНС — ввод новых скважин;  
ВПП — выравнивание профиля приемистости;  
ГРР — геолого-разведочные работы;  
ГТМ — геолого-технические мероприятия;  
ИНФП — изменение направления фильтрационных потоков;  
КИН — коэффициент извлечения нефти;  
МУН — методы увеличения нефтеотдачи;  
НЗ — нестационарное заводнение;  
ОВП — ограничение водопритока;  
ОИЗ — остаточные извлекаемые запасы;  
ОПЕК+ — организация стран-экспортеров нефти;  
ОПЗ — обработка призабойной зоны;  
ППД — поддержка пластового давления;  
ТРИЗ — трудноизвлекаемые запасы;  
ФЕС — фильтрационно-емкостные свойства;  
CAPEX — капитальные затраты.

## Список литературы

1. Презентация министра энергетики РФ Александра Новака «Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2018 году» // Министерство энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/14461>, свободный.
2. Кузьменков С.Г. Королев М.И. Основные задачи реновации нефтегазового комплекса ХМАО-Югры // Конференция «Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен», 07–08.11.2024 г. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.geors.ru/jour/manager/files/%D0%B4%D0%BE%D0%BA%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D1%8B/7%D0%9A%D0%A3%D0%97%D0%9C%D0%95%D0%9D%D0%9A%D0%9E%D0%92.pdf>, свободный.
3. Недропользование в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре в 2020 году. Автономное учреждение Ханты-Мансийского автономного округа — Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана». Ханты-Мансийск, 2021 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.crgu.ru/>.
4. Шпильман А.В., Кухарук Н.Ю. Динамика и закономерности изменения коэффициента извлечения нефти по месторождениям нефти центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. — 2017. — № 1. — С. 52–55.
5. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Жунов Р.Ю. и др. Системно-адресные технологии — основа повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Бурение и нефть. — 2011. — № 2. — С. 32–35.
6. Шульев Ю.В., Виноходов М.А., Крянев Д.Ю. и др. Применение методов повышения нефтеотдачи и адресных обработок скважин на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 1. — С. 64–66.
7. Фомкин А.В., Петраков А.М., Жданов С.А. и др. Приорит извлекаемых запасов нефти на основе системных обработок нагнетательных скважин // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2021. — № 3(21). — С. 121–129.
8. Фомкин А.В., Гришин П.А., Байкова Е.Н., Кузнецов М.А. и др. Результаты применения технологии системного воздействия на пласт ЮВ<sup>1</sup> Аригольского месторождения // Недропользование XXI век. — 2018. — № 3(73). — С. 78–84.
9. Билинчук А.В. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты // Бурение и нефть. — 2007. — № 1. — С. 30–33.
10. Билинчук А.В. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти технологиями химического и гидродинамического воздействия на пласты (на примере месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»): дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. — Москва — Мегион, 2006. — 144 с.
11. Фомкин А.В., Петраков А.М., Жданов С.А. и др. Автоматизированный подбор и контроль геолого-технических мероприятий и методов повышения нефтеотдачи // «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы». Сборник докладов III Международной научно-практической конференции [Электронное издание]. — Сыктывкар: Коми республиканская типография, 2021. — С. 276–283.
12. Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р., Подольский А.К., Галушко В.В. Программное обеспечение технологии системного воздействия на пласт (ПО «СВП») // Свидетельство РФ о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019660578 / Правообладатель АО «ВНИИнефть». № 2019619545; заявл. 31.07.2019; опубл. 08.08.2019.
13. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Билинчук А.В. Критериальный выбор объектов разработки ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» для применения нестационарного заводнения // Сб. науч. тр. ВНИИнефть. — 2005. — Вып. 132. — С. 135–145.

## References

1. *Prezentatsiya ministra energetiki RF Aleksandra Novaka "Itogi raboty Minenergo Rossii i osnovnyye rezul'taty funktsionirovaniya TEK v 2018 godu"* [Presentation by Alexander Novak, Minister of Energy of the Russian Federation, "The results of the work of the Ministry of Energy of the Russian Federation and the main results of the functioning of the fuel and energy complex in 2018"] // The Ministry of Energy of the Russian Federation [Electronic resource]. — Access mode: <https://minenergo.gov.ru/node/14461>

2. Kuzmenkov S.G., Korolev M.I. *Osnovnyye zadachi renovatsii neftegazovogo kompleksa KHMAO-Yugry [The main tasks of renovation of the oil and gas complex of Khanty-Mansi Autonomous krug-Yugra]* // Conference "Georesources of Russia against the background of external and internal changes", 2024. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.geors.ru/jour/manager/files/%D0%B4%D0%BE%D0%BA%D0%BB%D0%B0%D0%B4%D1%8B/7%D0%9A%D0%A3%D0%97%D0%9C%D0%95%D0%9D%D0%9A%D0%9E%D0%92.pdf>
3. *Nedropol'zovaniye v Khanty-Mansiyskom avtonomnom okruge — Yugre v 2020 godu [Subsurface use in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra in 2020]*. The VI. Shpilman Scientific and Analytical Center for Rational Subsoil Use is an autonomous institution of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug — Yugra. KhantyMansiysk, 2021. [Electronic resource]. Access mode: <https://www.crru.ru>
4. Shpilman A.V., Kukharuk N.Y. Dynamics and patterns of change in the oil recovery coefficient in the oil fields of the central part of the West Siberian oil and gas province. *Geologiya nefiti i gaza [Geology of Oil and Gas]*. 2017, no. 1, pp. 52–55.
5. Kryanev D.Yu., Petrakov A.M., Zhukov R.Yu. and others. System-targeted technologies are the basis for improving the efficiency of oil field development. *Bureniye i nefit' [Drilling and oil]*. 2011, no. 2, pp. 32–35.
6. Shulev Yu.V., Vinokhodov M.A., Kryanev D.Yu. and others. Application of methods of enhanced oil recovery and targeted treatments of wells in the fields of JSC Slavne1-Megionneftegaz // *Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry]*. 2012, no. 1, pp. 64–66.
7. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Zhdanov S.A. et al. Growth of recoverable oil reserves based on system treatments of injection wells. *PRONEFT. Professional'no o nefiti [PRONEFT. Professionally about oil]*. 2021, no. 3(21), pp. 121–129.
8. Fomkin A.V., Grishin P.A., Baikova E.N., Kuznetsov M.A. and others. The results of applying the technology of systemic impact on the reservoir of the SE11 Arigolskoye field. *Nedropol'zovaniye XXI vek [Subsurface use of the XXI century]*. 2018, no. 3(73), pp. 78–84.
9. Bilinchuk A.V. Improving the efficiency of the development of hard-to-recover oil reserves by technologies of chemical and hydrodynamic effects on formations. *Bureniye i nefit' [Drilling and oil]*. 2007, no. 1, pp. 30–33.
10. Bilinchuk A.V. *Povysheniye effektivnosti razrabotki trudnoizvlekayemykh zapasov nefiti tekhnologiyami khimicheskogo i gidrodinamicheskogo vozdeystviya na plasty (na primere mestorozhdeniy OAO «Slavneft-Megionneftegaz») [Improving the efficiency of the development of hard-to-recover oil reserves by technologies of chemical and hydrodynamic effects on formations (on the example of the fields of Slavne1-Megionneftegaz)]*. Diss. Candidate of Technical Sciences: 25.00.17. Moscow, Megion, 2006. 144 p.
11. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Zhdanov S.A. and others. *Avtomatizirovannyi podbor i kontrol' geologo-tekhnicheskikh meropriyatiy i metodov povysheniya nefteotdachi [Automated selection and control of geological and technical measures and methods to enhance oil recovery]* // Integrated scientific support of oil and gas assets: experience, innovations, prospects. Collection of reports of the III International Scientific and Practical Conference [Electronic edition]. Syktyvkar: Komi Republican Printing House, 2021. Pp. 276–283.
12. Fomkin A.V., Petrakov A.M., Baikova E.N., Rayanov R.R., Podolsky A.K., Galushko V.V. *Programmnoye obespecheniye tekhnologii sistemnogo vozdeystviya na plast (PO "SVP") [Software for the technology of systemic impact on the reservoir (according to "SVP")]*. Certificate of the Russian Federation on the state registration of a computer program No. 2019660578. Copyright holder of JSC VNIIneft. — No. 2019619545; application No. 31.07.2019; published 08.08.2019.
13. Kryanev D.Yu., Petrakov A.M., Bilinchuk A.V. Criterion selection of development facilities of JSC Slavne1-Megionneftegaz for the use of non-stationary flooding. *Sbornik nauchnykh trudov "VNIIneft" [Collection of research papers VNIIneft]*. 2005, no. 132, pp. 135–145.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**А.М. Петраков** — разработал концепцию статьи, внес значительный вклад во все аналитические, теоретические исследования и расчеты.

**Р.Р. Раянов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, руководил сбором, обработкой и анализом информации.

**Е.Н. Байкова** — подготовила текст статьи, принимала участие в обсуждениях и дискуссиях. Вне-сла ряд ценных замечаний касательно расчетов технологической эффективности.

**А.А. Баринов** — принимал участие в обсуждениях.

**С.М. Игитов** — принимал участие в обсуждениях.

**А.А. Петров** — принимал участие в обсуждениях.

**В.С. Олейников** — принимал участие в обсуждениях.

**И.В. Фисенко** — принимал участие в обсуждениях.

**Н.Н. Салиенко** — принимал участие в обсуждениях.

**Я.В. Долгих** — принимал участие в обсуждениях.

**Andrey M. Petrakov** — developed the concept of the article, made a significant contribution to all analytical, theoretical research and calculations.

**Robert R. Rayanov** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, and controlled the collection, processing and analysis of information.

**Elena N. Baikova** — prepared the text of the article, participated in discussions, made a number of valuable comments regarding the calculations of technological efficiency.

**Alexander A. Barinov** — participated in discussions.

**Semyon M. Igitov** — participated in discussions.

**Alexey A. Petrov** — participated in discussions.

**Vitaly S. Oleinikov** — participated in discussions.

**Igor V. Fisenko** — participated in discussions.

**Nikolay N. Salienko** — participated in discussions.

**Yan V. Dolgikh** — participated in discussions.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Андрей Михайлович Петраков** — доктор технических наук, академик РАН, технический советник, АО «ВНИИнефть»; научный руководитель, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»

**Роберт Ришатович Раянов\*** — кандидат технических наук, генеральный директор, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь» 625019, Россия, г. Тюмень, ул. Республики, д. 211, офис 366.  
e-mail: Rayanov@vniineftzs.ru

**Елена Назиповна Байкова** — кандидат геолого-минералогических наук, заместитель руководителя, АО «ВНИИнефть-Западная Сибирь»

**Александр Александрович Баринов** — генеральный директор, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Семен Михайлович Игитов** — главный геолог — директор по геологии и разработке, концептуальному проектированию, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Алексей Алексеевич Петров** — руководитель программы по поддержке и управлению изменениями бизнес-кейсов по достижению потенциала, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Виталий Сергеевич Олейников** — руководитель проектов по новым технологиям, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Игорь Владимирович Фисенко** — руководитель программы по формированию бизнес-кейсов по достижению потенциала, ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Николай Николаевич Салиенко** — руководитель проектного офиса «Реновация», ПАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

**Ян Владимирович Долгих** — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

**Andrey M. Petrakov** — Dr. Sci. (Techn.), Acad. of RANS, Technical advisor, SC "VNIIneft"; Academic adviser, SC "VNIIneft-Western Siberia"

**Robert R. Rayanov\*** — Cand. Sci. (Techn.), General director, SC "VNIIneft-Western Siberia" 211, office 366, Republic str., 625019, Tyumen, Russia.  
e-mail: Rayanov@vniineftzs.ru

**Elena N. Baikova** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Deputy head of a separate division SC "VNIIneft-Western Siberia"

**Alexander A. Barinov** — General manager, PJSC Slavneft-Megionneftegaz

**Semyon M. Igitov** — Chief geologist — Director of Geology and Development, Conceptual Design, PJSC Slavneft-Megionneftegaz

**Alexey A. Petrov** — Program manager for Support and Change Management of Business Cases for Potential Achievement, PJSC Slavneft-Megionneftegaz

**Vitaly S. Oleinikov** — Project manager for New Technologies, PJSC Slavneft-Megionneftegaz

**Igor V. Fisenko** — Head of the Business Case Program for Achieving Potential, PJSC Slavneft-Megionneftegaz

**Nikolay N. Salienko** — Head of the Project Office "Renovation", PJSC Slavneft-Megionneftegaz

**Yan V. Dolgikh** — Product Development Project Manager, Gazprom neft company group

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author