




РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2024-07-284>

УДК 553.98

**Локализация остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки
Гильбертского месторождения
по данным комплекса геофизических исследований**И. И. Босиков¹  , Р. В. Ключев²  , И. В. Силаев³  ¹ Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет),
г. Владикавказ, Российская Федерация² Московский политехнический университет, г. Москва, Российская Федерация³ Северо-Осетинский государственный университет им. К.Л. Хетагурова, г. Владикавказ, Российская Федерация
 igor.boss.777@mail.ru**Аннотация**

Полнота выработки запасов нефти в условиях упруговодонапорного режима зависит от множества факторов: геологического строения коллектора, свойств нефтяных пластов, характера взаимосвязи зоны отбора с контурной областью, состояния текущего пластового давления относительно начального уровня, а также степени охвата продуктивных горизонтов процессом заводнения по всей толще и площади распространения. Основной задачей настоящего исследования является оценка оставшихся запасов нефти на месторождении и разработка технологий для их эффективной эксплуатации. Оценка степени отработки запасов проводится на основании комплексного анализа всех имеющихся данных, позволяющих определить особенности продвижения фронта водонефтяного контакта (ВНК) и энергетическое состояние резервуара. Анализ полноты выработки запасов проводился на основе результатов промысловых геофизических исследований, характеристик процесса вытеснения нефти водой и данных гидродинамического моделирования. Геофизический контроль выполнялся индивидуально по каждой скважине с целью мониторинга положения ВНК и выявления обводнённых участков продуктивного пласта. Метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа применялся для оперативного отслеживания динамики перемещения границы раздела нефть–вода в ходе разработки месторождения. Установлено, что остаточные извлекаемые запасы составляют 32,5% от начально извлекаемых запасов (НИЗ). Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,507. Установлено, что месторождение находится на четвертой стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью (94,8 %) и низкими темпами отбора нефти (1,71–2,32 % от НИЗ в год).

Ключевые слова


нефтяные месторождения, скважина, каротаж, метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа, водонефтяной контакт, горизонтальные скважины, интерпретация, пласт, пористость, коллектор, нефтенасыщенность

Для цитирования

Bosikov I. I., Klyuev R. V., Silaev I. V. Identification of remaining oil reserves at the late stage of development of the Gilbert field using integrated geophysical data. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(4):346–356. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2024-07-284>

MINERAL RESOURCES EXPLOITATION

Research paper

**Identification of remaining oil reserves at the late stage of development
of the Gilbert field using integrated geophysical data**I. I. Bosikov¹  , R. V. Klyuev²  , I. V. Silaev³  ¹ North Caucasus Mining and Metallurgical Institute (State Technological University), Vladikavkaz, Russian Federation² Moscow Polytechnic University, Moscow, Russian Federation³ North Ossetian State University named after K.L. Khetagurov, Vladikavkaz, Russian Federation igor.boss.777@mail.ru**Abstract**

The completeness of oil recovery under elastic water-drive conditions depends on numerous factors, including the geological structure of the reservoir, the properties of the oil-bearing formations, the interaction between the production zone and the peripheral area, the current reservoir pressure relative to the initial level, and the



extent to which the productive horizons are swept by waterflooding throughout their thickness and areal distribution. The main objective of this study is to evaluate the remaining oil reserves in the field and to develop technologies for their efficient recovery. The degree of reserve depletion was assessed through a comprehensive analysis of all available data, enabling the identification of the oil–water contact (OWC) front movement and the current energy state of the reservoir. The assessment of recovery completeness was carried out using the results of field-geophysical surveys, the characteristics of oil-displacement by water, and data from hydrodynamic modelling. Geophysical monitoring was performed for each well individually to track the OWC position and identify water-swept zones of the productive reservoir. The Pulsed Neutron-Neutron Logging (PNNL) method was employed for real-time monitoring of oil-water interface movement during field development. It was established that the remaining recoverable reserves (RRR) account for 32.5% of the initial recoverable reserves (IRR). The current oil recovery factor (ORF) is 0.507. The field is currently at the fourth stage of development, characterized by a high water cut (94.8%) and a low annual oil-production rate (1.71–2.32% of the IRR).

Keywords

oil field, borehole, well logging, Pulsed Neutron–Neutron Logging (PNNL), oil-water contact (OWC), horizontal wells, interpretation, reservoir, porosity, collector, oil saturation

For citation

Bosikov I. I., Klyuev R. V., Silaev I. V. Identification of remaining oil reserves at the late stage of development of the Gilbert field using integrated geophysical data. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2025;10(4):346–356. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2024-07-284>

Введение

Полнота извлечения запасов нефти в условиях упруговодонапорного режима зависит от множества факторов: геологического строения месторождений, свойств коллектора, характера взаимодействия зон отбора с законтурной областью, текущего состояния пластового давления относительно начального уровня, равномерности охватывания продуктивных пластов процессом заводнения по всей толще и площади распространения, а также ряда иных условий.

Гильбертское нефтяное месторождение было открыто в результате проведенных сейсморазведочных исследований на территории северной площади Сунженской антиклинальной структуры Северо-Кавказского региона, известной своей продуктивностью олигоценowymi отложениями. Работы проводились специалистами предприятия ООО «Геофизинфо» в 1996–1997 гг. Впоследствии полученные данные были дополнительно подтверждены детальной обработкой материалов методами общей глубинной точки (ОГТ), осуществленной сотрудниками предприятия АО «Регионгеофизика», продолжавшихся с 1997 по 1999 г. Разведочная деятельность начала осуществляться в декабре 2001 г. путем бурения первой поисково-разведочной скважины (№1). Уже весной 2002 г. при испытании горизонта среднекембрийских песчаных коллекторов специалистам удалось зарегистрировать значительные притоки высококачественной промышленной нефти, подтвердившие наличие перспективных запасов углеводородов на данном участке.

Промышленная нефтеносность Гильбертского месторождения подтверждается комплексом исследований: лабораторным анализом керна, данными геофизических исследований скважин (ГИС), а также успешными испытаниями нефтяных интервалов, проведенными как в процессе бурения, так и после проведения геолого-технических мероприятий.

Целью исследования является оценка оставшихся извлекаемых запасов нефти на месторождении и разработка технологий для их эффективного освоения. Эта оценка базируется на полном комплексе доступ-

ной информации, позволяющей оценить динамику продвижения фронта вытесняемой водой и общее энергетическое состояние нефтяной залежи.

В основу методов исследования легли данные промысловых и геофизических исследований, характеристики процесса вытеснения нефти и гидродинамического моделирования. Геофизические исследования были направлены на контроль перемещения водонефтяного контакта (ВНК) и выявление обводнившихся участков продуктивного горизонта. Контроль за положением линии ВНК осуществлялся посредством метода импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) [1–3]. Этот метод является одним из наиболее эффективных методов геофизического исследования скважин, применяемых для изучения литологического состава пород, определения пористости, оценки содержания водорода и выделения зон нефтегазонасыщенности [3–5].

Преимущества ИННК перед другими методами: высокая чувствительность к содержанию водорода; определение эффективной пористости; выделение продуктивных интервалов; отсутствие влияния плотностных характеристик пород; минимальное влияние на окружающую среду; совместимость с современными технологиями обработки данных.

Таким образом, ИННК обладает рядом преимуществ, позволяющих получать детальную информацию о свойствах горных пород и эффективно выявлять продуктивные интервалы, обеспечивая надежную основу для планирования дальнейших работ по разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых [4–6].

Исходная постановка предполагает проведение исследований с целью контроля продвижения ВНК и выделения обводнённых интервалов продуктивных пластов, а также включает исследования, обеспечивающие комплексный подход к изучению процесса добычи нефти и мониторингу состояния скважин [6, 7].

Основные задачи исследования:

1. Оценить динамику и характер продвижения ВНК и обводнения продуктивных пластов на Гильбер-



тском месторождении на основе комплексного анализа данных ИННК и других промыслово-геофизических исследований.

2. Определить степень выработки и локализацию остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти путем анализа характеристик вытеснения, гидродинамического моделирования и сопоставления текущих и начальных данных о нефтенасыщенности.

Научная новизна исследования заключается в разработке и апробации комплексной методики локализации остаточных запасов нефти на поздней стадии разработки для месторождений со сложным геологическим строением, которая включает:

- количественную оценку вклада разнородных механизмов обводнения (послойного и подъема ВНК) в общую выработку запасов и их пространственное разнесение на основе многолетних данных ИННК;

- верификацию данных геофизического мониторинга ИННК с помощью трассерных исследований, что позволило идентифицировать наличие высокопроводящих каналов («суперколлекторов») и оценить их влияние на вытеснение;

- интеграцию уточненных по данным ИННК и трассеров границ обводнения в гидродинамическую модель, что позволило с высокой достоверностью построить карту распределения остаточных подвижных запасов и выделить конкретные зоны для проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Характеристики продуктивности и исходные условия разработки месторождения

Данные, полученные в марте 2002 г. при исследовании первой скважины, показали, что дебит безводной нефти стабилизировался на уровнях 8,07–11,22 м³/сут при фиксированных значениях давления (штуцер \varnothing 2–4 мм), соответствующие депрессии составили 2,86–3,67 МПа. Нижние точки перфорированного интервала, откуда добывалась нефть (дебиты варьировались от 8,1 до 11,2 м³/сут), располагались на абсолютной отметке –1988,1 м (глубина около 2038–2040 м). Из-за особенностей строения пород, представляющих собой тонкое чередование песчаных и глиняных слоев, точное определение положения водонефтяного контакта затруднительно; условная граница продуктивной зоны установлена на глубине 2047,4 м (абс. отметка –1995,3 м). Согласно результатам испытаний скважины №1, проведенных в мае 2003 г. (перфорационный интервал 2023–2038 м), объем добычи почти чистой нефти составлял от 27,0 до 60,5 м³/сут при штуцере \varnothing 3–5 мм и диапазоне депрессий 1,8–3,7 МПа [7]. Коэффициент продуктивности оценивался в пределах 15,0–16,3 м³/(сут·МПа) [8–10]. Исследованные две первые поисковые скважины находились внутри контуров нефтеносности: первая (№1) расположена на самом участке, вторая (№2) – вблизи нее. Дополнительные исследования, включающие детальное изучение сейсмологических материалов и последующую интерпретацию всей полученной ранее информации, были проведены после завершения бурения скважин №1 и №2 в 2002 г., позволив уточнить структуру Сунженской антиклинали. При проведении анализа добычных ха-

рактеристик всех последующих эксплуатационных скважин (№3–№9) максимальные показатели продуктивности зарегистрированы в скважинах №3 и №9 – порядка 40,9 и 53,3 м³/(сут·МПа) соответственно, при показателях суммарной продукции (нефть + вода) от 37,2 до 62,8 м³/сут и от 55,2 до 132,2 м³/сут. Минимальные же значения наблюдались в скважинах №4, №7 и №8 – около 9,0–12,9 м³/(сут·МПа).

Такой значительный разброс значений прежде всего свидетельствует о ярко выраженной зональной неоднородности продуктивного пласта. Любопытно отметить, что уже при подготовке первого проектного документа [10–12] по результатам исследования поисковых и оценочных скважин, пробуренных в центральной части Сунженской структуры, были зафиксированы неудовлетворительные емкостно-фильтрационные характеристики коллекторских пород, что отразилось и на характере индикаторных диаграмм.

Одновременно в ходе гидродинамического анализа определялись показатели пластовой температуры, средняя величина которой составила около 58 °С.

Полученные экспериментальные данные позволили обосновать значения начального пластового давления и рассчитать коэффициенты продуктивности. По формуле Дюпюи была установлена проницаемость призабойной зоны скважины и определен коэффициент гидропроводности [13–15].

Определение положения начального водонефтяного контакта осуществлялось по результатам испытаний скважин и промыслово-геофизических исследований.

Замеры методом ИННК интерпретированы по данным девяти скважин. Комплекс ГИС-исследований, включающих определение профиля притока (термометрию, термодобитометрию, расходометрию и др.), проведен в шести скважинах.

Практически весь фонд скважин, за исключением горизонтальных, охвачен промыслово-геофизическими исследованиями за всю историю разработки месторождения. Всего выполнено 17 исследований методом ИННК в девяти скважинах и семь исследований по профилю притока.

Особенности подъема водонефтяного контакта

Подъем ВНК протекает неравномерно. Основные факторы, определяющие динамику процесса, включают геологическое строение залежи, темпы бурения и отбора пластовых флюидов. Важную роль играет также неоднородность продуктивных пластов по вертикальному разрезу: верхние слои представлены различными по размеру зерна песчаниками, средняя часть характеризуется повышенной неоднородностью и включает песчаники с высоким содержанием алевроитовой и пелитовой фракции, нижняя часть состоит преимущественно из песчаников [15, 16].

Критерии оценки нефтенасыщенности определены следующим образом: нефть в чистом виде присутствует при коэффициенте нефтенасыщенности выше 0,7 (или 70 %); коллектор считается насыщенным нефтью и водой с преобладанием нефти при коэффициентах от 0,6 до 0,7 (60–70 %), включая границу 0,6;



смешанное насыщение нефтью и водой характерно для интервала от 0,3 до 0,7 (30–60 %); при значениях ниже 0,3 (менее 30 %) отмечается полное заполнение пор водой [16–18].

Интерпретация данных промыслово-геофизических исследований

Скважина №1 расположена в приконтурной зоне северной части месторождения. В геологическом разрезе выделяются как высокоёмкие пласты с пористостью от 10 до 16 %, так и тонкие прослои с пористостью 2–6 %. Рабочий интервал 2038–2040 м вскрыт перфорацией в 2002 г.; при испытании со штуцером диаметром 3 мм зафиксирован дебит нефти 9,76 м³/сут. Интервал 2023–2038 м перфорирован ранее – в 2013 г. Эксплуатация скважины начата в августе 2004 г. Исследование методом ИННК проведено трижды: непосредственно перед началом эксплуатации, повторно в мае 2019 г. при обводнённости продукта около 3 %. Ранее, в 2006 г., при незначительном уровне обводнения (до 3 %) были выполнены комплексные гидродинамические исследования, включая методы ИННК, гамма-каротаж (ГК), локатор муфт и построение профилей притоков [18, 19]. По результатам ИННК 2019 г. флюиды типа «нефть + вода» фиксируются начиная с глубины 2035,8 м, «вода + нефть» – с отметки 2038,4 м, тогда как чётко водоносные горизонты расположены глубже уровня 2040,6 м.

Анализ ГК показывает, что основным источником поступления нефти является верхняя часть рабочего интервала (2023–2025 м), в то время как вода преимущественно поступает из нижних отверстий перфорации (2039–2040 м). При повторном проведении ИННК было установлено, что зона проникновения смеси «нефть + вода» фиксируется в верхней части разреза (2023,6–2024,2 м); ниже, вплоть до глубины 2025 м, преобладает состав «вода + нефть». Промежуточные зоны «вода + нефть» также наблюдаются в интервалах 2025,2–2025,8 и 2032,0–2032,8 м. Для этих интервалов характерна пониженная нефтенасыщенность (0–8 %), что подтверждает послойное замещение нефтяных запасов водой [19]. Таким образом, низкая степень нефтенасыщенности интервала 2039,8–2040,6 м согласно критериям промышленного значения ($K_n = 33$ %) и появление воды из глубинных зон подтверждают предположение о подъёме водонефтяного контакта одновременно с процессом послойного обводнения разреза скважины.

На основе полученных данных был разработан план геолого-технических мероприятий для скважины №1: при достижении критической обводнённости (99 %) изолировать текущие интервалы перфорации 2038–2040 м (рабочий) и 2023–2038 м (дострел) путем установки цементного моста под давлением с последующим разбуриванием цементного стакана и вскрытием кровельной части пласта перфорацией в интервале 2023–2030 м.

Согласно данным ИННК, полученным в скважине №2 в начальный период эксплуатации при обводнённости продукции не более 1 % (перед выполнением обработки призабойной зоны пласта), разрез характеризуется как нефтенасыщенный.

Через четыре месяца после проведения ОПЗ по данным определения профиля притока (01–06.12.2005 г.) работает практически весь интервал перфорации.

Исследования ИННК продемонстрировали, что уменьшение нефтенасыщенности сопровождается ростом уровня ВНК. Так, текущее положение ВНК в исследуемой скважине находится на два метра выше отметки, зафиксированной при бурении скважины.

В 2012 г. зафиксировано дополнительное падение нефтенасыщенности до значений 25–55 % в интервале глубин 2159,4–2164 м, а также наличие зон послойного обводнения в нижних частях вскрытого интервала пласта.

Согласно данным ИННК, проведенным при обводнённости продукции более 80 %, отмечены полностью промытые зоны в пределах перфорированных интервалов. Ниже перфорированного участка присутствуют как нефтенасыщенные слои, так и участки с водой и нефтью, что свидетельствует о послойном характере обводнения нижнего неперфорированного отрезка разреза. Тем не менее подъёма уровня ВНК не установлено.

На основании полученных результатов в 2018–2019 гг. были выполнены геолого-технические мероприятия, включая дополнительную перфорацию в интервале 2168–2171 м с одновременной изоляцией всех ранее открытых участков. По данным ИННК уровень нефтенасыщенности вновь открытого интервала составил 76–89 %.

Результаты анализа ИННК свидетельствуют о фиксации как подъёма ВНК, так и послойного обводнения продуктивных пластов, причём в отдельных случаях отмечаются оба явления одновременно.

Анализ динамики подъёма ВНК по годам показал, что в начальной стадии освоения месторождения скорость движения ВНК была неоднородной. Так, по состоянию на 2006 г. разница в положении ВНК между пятью измеренными скважинами составила 13 м. Дебит жидкости в этих скважинах варьировался от 15 до 20 т в сутки при депрессиях от 1,9 до 3,6 МПа. Максимальное перемещение ВНК наблюдалось в скважинах №8 и №9 (подъём примерно на 15 м).

При повторных исследованиях установлено следующее изменение уровня ВНК: в скважине №2 за пятилетний срок оно составило всего 1,4 м, в скважине №8 за семилетний период разработки отмечено увеличение на 7,6 м, тогда как в скважине №9 уровень поднялся на 1 м за один год.

Согласно представленным трендовым зависимостям (рис. 1) текущее среднее положение ВНК оценивается на отметке –1984 м.

Приведённые результаты позволяют заключить, что процесс послойного обводнения характерен главным образом для периферийных зон месторождения, простирающихся с северо-восточного направления на юго-восток, тогда как смещение ВНК преобладает в центральных зонах. Исходя из полученных результатов интерпретаций ИННК и истории добычи углеводородов делается вывод о локализации ОИЗ преимущественно в центральной куполообразной зоне северо-восточной части нефтяной залежи.

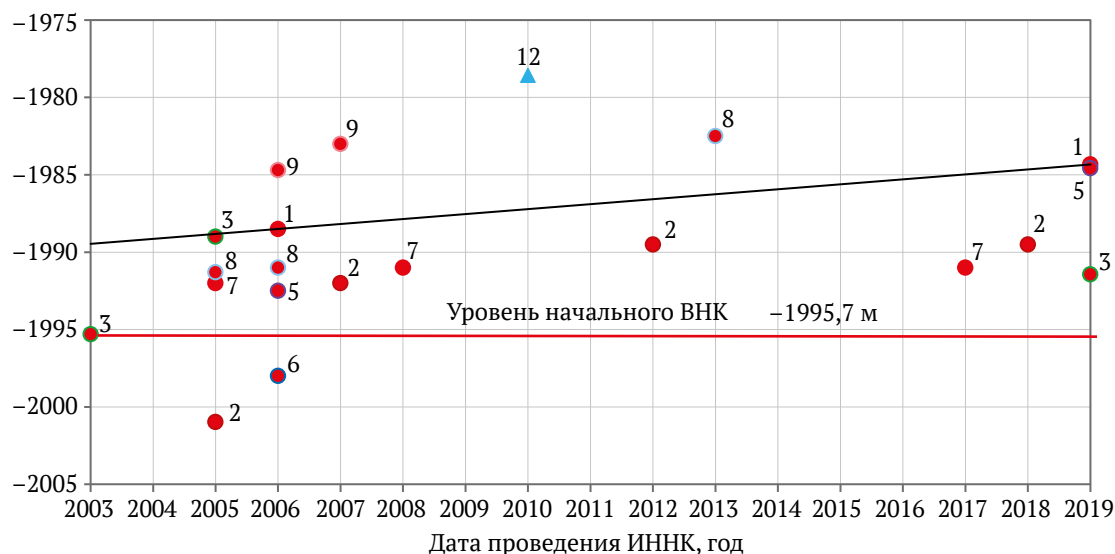


Рис. 1. Оценка подъема ВНК на Гильбертском месторождении по данным ИННК

В 2012 г. на Гильбертском месторождении были проведены трассерные исследования скважин. Трассер-маркер закачивали в водопоглощающую скважину №12 с целью выявления гидродинамических связей между водопоглощающей и добывающими скважинами, определения истинных скоростей и направлений перемещения закачиваемой воды и пластовых флюидов, а также оценки воздействия водопоглощающей скважины на производительность добывающих.

Некоторые скважины характеризуются наличием «ведущего» пропластка, выделяющегося значительным увеличением концентрации трассера. Для скважин №№ 4, 5, 6 проявление данного пропластка отмечено при первом же обнаружении маркера, тогда как для скважин №№ 1, 2, 3, 10, 11 оно произошло лишь при четвертом поступлении. Исключением стала скважина №8, где концентрации оставались стабильными на протяжении всего периода наблюдения.

Уровень концентрации трассера обратно пропорционален количеству крупных проводящих слоев. Особенностью скважины №5 являются крайне высокие значения концентрации трассера, что свидетельствует о существовании небольшого по объему, но высокоэффективного фильтрационного пути. Это предполагает существование трещины или зон интенсивного развития коллекторов («суперколлекторов»). На сегодняшний день данная скважина отличается наименьшей степенью обводнения среди аналогичных наклонно-направленных скважин (около 90 %).

Обводнение скважин на Гильбертском месторождении началось ещё в 2007 г., причём для ряда объектов фиксировался стремительный рост уровня обводнённости вплоть до 70–80 %. В течение последующих тринадцати лет среднегодовые темпы роста обводнённости варьировались от 11 до 14 %. После ввода в эксплуатацию водопоглощающей скважины №12 (декабрь 2010 г.) степень обводнённости по большинству наклонно-направленных скважин составила от 42 до 82 %.

Начиная с 2011 г. динамика изменения обводнённости замедлилась: показатель снизился с 9,2 % годовых до незначительных значений порядка 0,1 % в 2016 г. Например, в скважине №8 уровень обводнённости уменьшился с 90,8 % в январе 2016 г. до 84 % к концу декабря.

Следовательно, эксплуатация водопоглощающей скважины №12 не вызвала значительного увеличения обводнённости, что согласуется с результатами моделирования на гидродинамической модели, согласно которым исключение из эксплуатации скважины №12 оказывает минимальное влияние на показатели обводнённости нефти (менее 1 %).

Анализ характеристик вытеснения и оценка остаточных извлекаемых запасов

Характеристика вытеснения интегрально отображает реальные процессы добычи нефти и обусловленную ими динамику обводнения пласта на завершающих этапах эксплуатации месторождений. Перевод технологических параметров разработки в характеристику вытеснения и выбор подходящей эмпирической зависимости позволяют оценить потенциальные объёмы нефтедобычи.

Необходимо подчеркнуть, что наиболее точное определение характеристик вытеснения возможно для продуктивных горизонтов с длительным периодом эксплуатации и уровнем обводнённости скважинной жидкости свыше 80–90 %. Реальные данные рассматриваемого месторождения за период 16 лет демонстрируют стабильно высокий уровень обводнённости продукции и значительную выработку запасов нефти.

Характеристики вытеснения позволили провести оценку ОИЗ нефти при текущих параметрах разработки с использованием известных методик. Оценочные расчёты выполнены как по графикам нарастания обводнённости, так и по зависимостям снижения дебитов. Итоговые значения представлены в табл. 1.



При достижении конечной обводнённости 98 % среднее значение ОИЗ лишь немного ниже показателя в 131 тыс. т. Фактические характеристики вытеснения и прогнозируемые показатели, полученные на основании характеристик вытеснения, отображены на рис. 2.

На рис. 2 представлены фактические и расчетные характеристики вытеснения, используемые для оценки потенциала доразработки месторождения. Левая часть иллюстрирует зависимость между накопленной добычей нефти и жидкостью, правая – между текущей добычей нефти и обводненностью. Расхождение между фактическими данными (сплошные линии) и прогнозными кривыми (пунктир) в области высоких значений обводненности (> 90 %) и накопленной добычи жидкости свидетельствует о наличии дополнительного потенциала добычи, оцененного в среднем в 131 тыс. т нефти. Полученные зависимости легли в основу расчета коэффициента извлечения нефти и определения остаточных запасов.

Также для оценки эффективности процесса разработки месторождения были построены характеристики вытеснения, отражающие зависимость обводнённости от степени отбора нефти (рис. 3).

Зависимости иллюстрируют динамику обводнения продукции по мере выработки запасов. По горизонтальной оси отложена степень отбора от НИЗ (%), по вертикальной – обводненность добываемой жидкости (%). Сплошной линией показаны фактические промысловые данные, пунктирной – аппроксимирующая зависимость (характеристика вытеснения), используемая для прогнозирования технологических показателей до достижения предельно-экономической обводнённости (98 %). Анализ кривой подтверждает, что месторождение вышло на завершающую стадию разработки с текущей обводненностью 94,8 % при выработке 84,2% от НИЗ.

Разрабатывается единственный объект среднего кембрия (пласт 2). Выработка запасов по данному пласту составляет 83,4 %, и именно этот показатель учтён в государственном балансе запасов на 01.01.2022 г. Обводнённость добываемой продукции достигает 94,8 %. Небольшое расхождение между значением отбора относительно НИЗ и уровнем обводнённости свидетельствует о достижении планируемого значения коэффициента извлечения нефти и извлечённых запасов, учитываемых государственным балансом на указанную дату.

Таблица 1

Результаты оценки коэффициента извлечения нефти (КИН) по характеристикам вытеснения для Гильбертского месторождения по разным методикам

Показатели	Кривые обводнения			Кривые падения		Средние значения
	Методика Пирвердян А.М.	Методика Назаров С.Н. – Сипачев Н.В.	Методика Камбаров Г.С.	Методика Пирвердян А.М.	Методика Камбаров Г.С., Копытов А.В.	
Накопленная добыча нефти по факту на 01.01.2020, тыс. т	682	682	682	682	682	682
Накопленная добыча нефти на конец разработки, тыс. т	788	758	749	948	821	813
Прирост добычи нефти на 01.01.2023	106	76	67	266	139	131
КИН расчетный	0,583	0,560	0,554	0,701	0,607	0,601
КИН утвержденный	0,605					

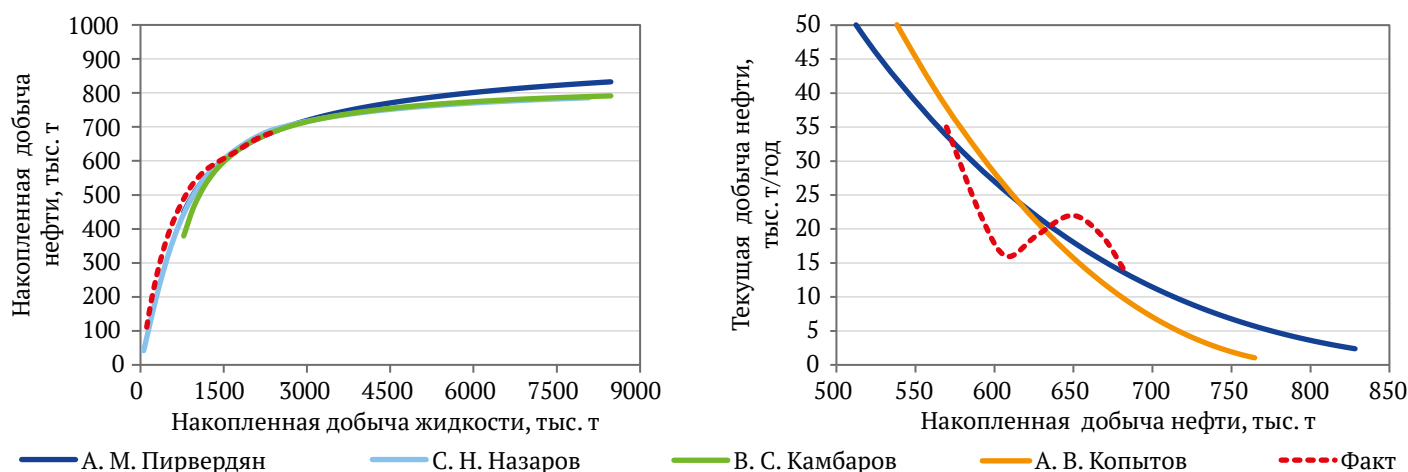


Рис. 2. Характеристики вытеснения Гильбертского месторождения

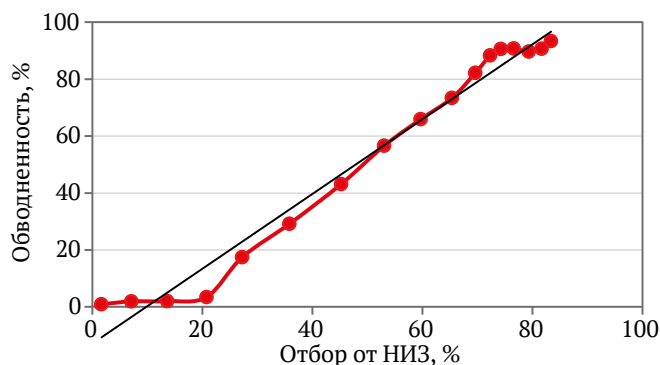


Рис. 3. Зависимость отбора низковязких углеводородов от степени обводнённости пласта на примере Гильбертского месторождения

Анализируя имеющиеся данные, мы пришли к выводу, что обводнение продуктивной толщи обусловлено двумя факторами: повышением уровня ВНК и послойным распространением воды. Послойное обводнение преимущественно наблюдается в периферийных зонах месторождения вдоль направления от северо-востока к юго-западу, тогда как рост уровня ВНК характерен для центральных участков залежи. По итогам иссле-

дований интерпретируемых нейтронно-карбонатных кривых ИННК и истории эксплуатации скважин определено скопление оставшихся неизвлечёнными запасов в северо-восточной части залежи вблизи трещинных зон около скважин №1 и №8, а также в центре месторождения возле скважин №2 и №4.

Оценка характеристик процесса вытеснения позволила рассчитать ожидаемое количество остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) при текущих условиях разработки. Прогнозируемый диапазон величин ОИЗ колеблется от 67 до 266 тыс. т, среднее значение составляет примерно 131 тыс. т.

Подтверждение степени выработки запасов и местоположение оставшейся нефти были определены путём гидродинамического моделирования (на 01.01.2022 г.), позволяющего более точно оценить текущую степень отработанности запасов (табл. 2).

На рис. 4 показано распределение подвижных запасов нефти по объекту среднего кембрия Гильбертского месторождения на начальный период разработки на 01.01.2019 (дата подготовки проектного документа – 2020 г.) и 01.01.2022 г. Карты распределения плотности показывают, что наибольшие концентрации подвижных запасов расположены в зонах максимальной начальной толщины нефтяного пласта.

Таблица 2

Выработка запасов нефти Гильбертского месторождения на 01.01.2022 г.

Место-рождение	Пласт	Категория запасов	Начальные геологические запасы, нефти, тыс. т	Утвержденный КИН, д.е.	Начальные извлекаемые запасы, нефти, тыс. т	Накопленная добыча нефти на 01.01.2022	Отбор от НИЗ, %	Текущий КИН, д.е.	Текущая обводненность, %	Остаточные извлекаемые запасы, нефти, тыс. т	Остаточные извлекаемые запасы, нефти, %
Гильбертское	Средний кембрий	А	1582	0,609	997	785	84,2	0,507	94,8	185	18,5

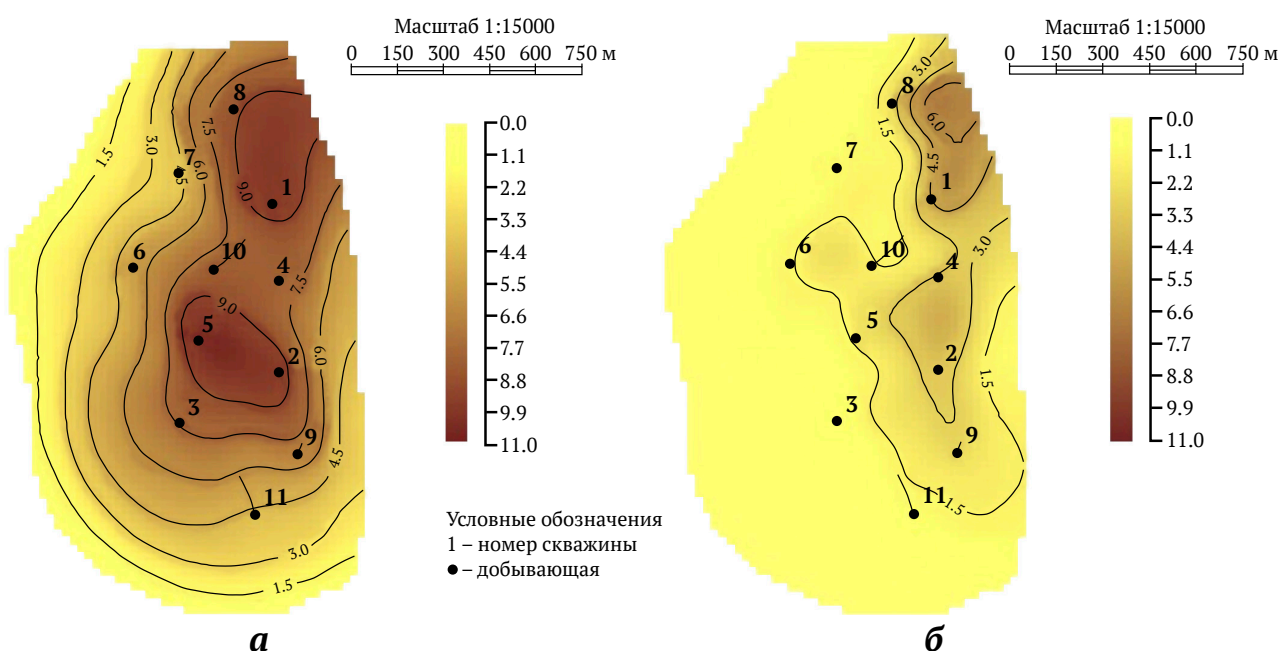


Рис. 4. Карта остаточных подвижных запасов Гильбертского месторождения: а – на начало разработки – 2019 г.; б – на 01.01.2022 г.



Анализ полученных данных позволяет определить следующее:

1. Объект среднего кембрия характеризуется четвёртой стадией разработки, отмеченной уменьшением объёмов добычи нефти, высоким уровнем обводнения извлекаемого сырья и замедленным отбором относительно первоначально промышленно-залегающих запасов.

2. Наиболее высокая концентрация подвижных запасов расположена в северной и восточной частях залежи вблизи скважин №1 и №8, при этом небольшие объёмы остаются также в центре продуктивного участка возле скважин №2 и №4.

3. Остаточные запасы нефти (185 тыс. т, полученные на основе ГДМ) возможно эффективно освоить имеющимися эксплуатационными скважинами (№№ 1–10). Однако для ускорения сроков завершения разработки целесообразно провести геолого-технические мероприятия либо пробурить дополнительный боковой ствол из действующих скважин №1 или №8 в зависимости от того, какая из них раньше достигнет критического уровня обводнённости.

Фактически на рис. 4 представлены карты пространственного распределения плотности подвижных запасов нефти: а – на начальном этапе разработки (2019 г.), б – на 01.01.2022 г. Анализ карт демонстрирует значительную перераспределённость запасов в результате выработки. Наибольшая концентрация остаточных подвижных запасов сохранилась в северо-восточной части залежи вблизи скважин №1 и №8, а также в центральной части в районе скважин №2 и №4. Сравнение карт визуализирует зоны наиболее интенсивной выработки и подтверждает вывод о локализации остаточных запасов в прискважинных зонах с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Практическая значимость

Практическая значимость исследования состоит в том, что его результаты позволяют:

- перейти от экстенсивной к целенаправленной разработке месторождения – точно локализовать зоны с остаточными запасами нефти для планирования эффективных геолого-технических мероприятий;

- обеспечить экономическую целесообразность дальнейшей эксплуатации: количественно оценить потенциал доработки в объеме ~185 тыс. т, что продлевает жизненный цикл месторождения;

- внедрить отработанную методику: апробированный комплексный подход (ИННК, трассеры, гидродинамическое моделирование) применим для повышения нефтеотдачи на других месторождениях-аналогах.

Экономическая эффективность

Проведенное исследование переводит управление разработкой на завершающей стадии из оперативной в стратегическую плоскость. Выявленный потенциал доработки формирует основу для экономически обоснованного продления жизненного цикла месторождения.

До получения результатов любые геолого-технические мероприятия несли высокие риски из-за неопре-

деленности в положении продуктивных интервалов. Предложенная методика позволяет перейти от равномерного обслуживания фонда скважин к политике точечных инвестиций. Четкая пространственная привязка остаточных запасов позволяет сформировать оптимизированную программу геолого-технических мероприятий, избегая дорогостоящих поисковых операций.

Основной объем добычи может быть обеспечен за счет действующего фонда скважин, что минимизирует потребность в новых капиталоемких объектах, существенно повышая рентабельность проекта. Реализация потенциала позволяет приблизиться к утвержденному коэффициенту извлечения нефти, переводя запасы в категорию коммерчески извлекаемых. Таким образом, экономическая значимость работы заключается не только в прямой монетизации дополнительных объемов нефти, но и в создании управленческой модели, обеспечивающей рентабельное завершение разработки месторождения.

Выводы

На основе проведенного комплексного анализа выработки запасов Гильбертского месторождения с использованием геоинформационных систем и данных промыслово-геофизических исследований можно сделать следующие выводы:

1. Достигнута основная цель исследования – определены ОИЗ нефти месторождения и локализованы зоны их концентрации. Установлено, что остаточные извлекаемые запасы соответствуют 18,5 % от НИЗ. Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 0,507 при утвержденном значении 0,609. Установлено, что месторождение находится на четвёртой стадии разработки, характеризующейся высокой обводненностью продукции (94,8 %).

2. Оценены динамика и характер продвижения ВНК и обводнения продуктивных пластов. На основе анализа данных ИННК установлено, что подъем ВНК происходит неравномерно: в скважинах центральной части залежи зафиксирован подъем ВНК на 2–15 м, в то время как в краевых зонах преобладает послойное обводнение. Текущее положение ВНК оценено на отметке –1984 м.

3. Определены степень выработки и локализация ОИЗ. По результатам гидродинамического моделирования и анализа характеристик вытеснения выявлено, что невыработанные запасы нефти сосредоточены в приразломной зоне в районе скважин №1 и №8 и в центральной части залежи (район скважин №2 и №4).

4. Подтверждена эффективность применения метода ИННК для мониторинга разработки: проведено 17 исследований в девяти скважинах, что позволило точно определить зоны обводнения и нефтенасыщенные интервалы, а также оценить текущую нефтенасыщенность пластов (снижение до 25–55 % в обводненных интервалах).

Таким образом, проведенные исследования позволили получить полную картину текущего состояния месторождения, обосновать объёмы остаточных запасов и разработать мероприятия по увеличению нефтеотдачи, что снизит технологические риски и повысит экономическую эффективность дальнейшей разработки.



Список литературы / References

1. Бембель Р.М., Сухов Л.А., Щетинин И.А. Пути повышения геологической эффективности освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2017;(6):6–10. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-6-6-10>
Bembel R.M., Sukhov V.A., Schetinin I.A. Ways of increasing geological efficiency of hydrocarbon fields development in Western Siberia. *Oil and Gas Studies*. 2017;(6):6–10. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-6-6-10>
2. Босиков И.И., Ключев Р.В., Хетагуров В.Н., Силаев И.В. Комплексная оценка гидродинамических процессов на карьерах Клинского месторождения с помощью методов управления ими в массивах горных пород. *Устойчивое развитие горных территорий*. 2023;15(2):284–297. <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2023-15-2-284-297>
Bosikov I.I., Klyuev R.V., Khetagurov V.N., Silaev I.V. Comprehensive assessment of hydrodynamic processes in the Klinskoye Quarry with the use of their control methods in rock masses. *Sustainable Development of Mountain Territories*. 2023;15(2):284–297. (In Russ.) <https://doi.org/10.21177/1998-4502-2023-15-2-284-297>
3. Гайдук В.В. Природа нефтегазоносности Терско-Сунженского нефтегазоносного района. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2019;(2):40–46. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-2-40-46>
Gayduk V.V. The nature of the oil and gas potential of the Tersko-Sunzhensky oil and gas-bearing region. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019;(2):40–46. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-2-40-46>
4. Медведев Н.Я. *Геотехнологические основы разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти*. Москва: ВНИИОЭНГ; 1997. 336 с.
Medvedev N.Y. *Geotechnological basis for the development of oil pools with hard-to-recover reserves*. Moscow: VNIIOENG; 1997. 336 p. (In Russ.)
5. Данилов В.Н. Надвигообразование и нефтегазоносность Предуральяского краевого прогиба. *Геология нефти и газа*. 2021;(1):57–72. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-1-57-72>
Danilov V.N. Formation of thrusts and hydrocarbon potential of Urals Foredeep. *Russian Oil and Gas Geology*. 2021;(1):57–72. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-1-57-72>
6. Джафаров Р.Р., Рагимов Ф.В., Гашимова Г.И. Перспективы нефтегазоносности надкирмакинской глинистой свиты месторождения Чилов. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 2020;(12):12–16. <https://doi.org/10.37474/0365-8554/2020-12-12-16>
Jafarov R.R., Rahimov F.V., Hashimova G.I. Perspectives of upper kirmaki clay suite in Chilov field. *Azerbaijan Oil Industry Journal*. 2020;(12):12–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.37474/0365-8554/2020-12-12-16>
7. Ивлев Д.А. Метод регионального прогноза нефтегазоносности территорий алгоритмами машинного обучения на примере Тюменской свиты Западной Сибири. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2021;332(1):41–53. <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/1/2998>
Ivlev D.A. Method for regional forecast of oil and gas potential territories by machine learning algorithms on the example of the Tyumen formation of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2021;332(1):41–53. (In Russ.) <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/1/2998>
8. Каукунова А.С. Перспективы нефтегазоносности в Южно-Тургайском бассейне. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2020;(3):38–45. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-3-38-45>
Kaukenova A.S. Oil and gas potential of the south Turgay basin. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2020;(3):38–45. (In Russ.) <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2020-63-3-38-45>
9. Кобылинский Д.А. Критерии определения нефтегазоносности территории на основе данных наземной геохимической съемки, выполненной по грунту и искусственному сорбенту. *Вестник евразийской науки*. 2020;12(6):1–10. URL: <https://esj.today/PDF/51NZVN620.pdf>
Kobylynsky D.A. Criteria for determining the oil and gas potential of the territory based on the data of ground geochemical survey performed on the ground and artificial sorbent. *The Eurasian Scientific Journal*. 2020;12(6):1–10. (In Russ.) URL: <https://esj.today/PDF/51NZVN620.pdf>
10. Кузнецов В.Г., Журавлева Л.М. Рифовые образования Западно-Канадского бассейна и их нефтегазоносность. *Литология и полезные ископаемые*. 2018;(3):257–273. <https://doi.org/10.7868/S0024497X18030047> (Перев. вер.: Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Reef formations in the West Canada basin and their oil and gas potential. *Lithology and Mineral Resources*. 2018;53(3):236–251. <https://doi.org/10.1134/S0024490218030045>)
Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Reef formations in the West Canada basin and their oil and gas potential. *Lithology and Mineral Resources*. 2018;53(3):236–251. <https://doi.org/10.1134/S0024490218030045> (Orig. ver.: Kuznetsov V.G., Zhuravleva L.M. Reef formations in the West Canada basin and their oil and gas potential. *Litologiya i Poleznye Iskopaemye*. 2018;(3):257–273. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0024497X18030047>)



11. Гайнаншин Р.Н., Хафизов С.Ф., Абрамов В.Ю. и др. Оценка перспектив нефтегазоносности и выбор программы геологоразведочных работ на основе многовариантного геологического моделирования. *Территория Нефтегаз*. 2019;(3):12–16.
Gainanshin R.N., Khafizov S.F., Abramov V.Y. et al. Oil and gas perspective assessment and the choice of the exploration program based on the multivariate geological modeling. *Territorija Neftegaz*. 2019;(3):12–16. (In Russ.)
12. Босиков И.И., Ключев Р.В., Ревазов В.Ч., Мартюшев Н.В. Анализ и оценка перспективных участков высококачественного кварцевого сырья на территории Северного Кавказа. *Горные науки и технологии*. 2023;8(4):278–289. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-10-165>
Bosikov I.I., Klyuev R.V., Revazov V.Ch., Martyshev N.V. Analysis and evaluation of prospects for high-quality quartz resources in the North Caucasus. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2023;8(4):278–289. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-10-165>
13. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2019;(1):47–51. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-1-47-51>
Panikarovskii E.V., Panikarovskii V.V., Anashkina A.E. Vankor oil field development experience. *Oil and Gas Studies*. 2019;(1):47–51. (In Russ.) <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-1-47-51>
14. Шарафутдинов В.Ф., Черкашин В.И., Мусихин В.А. и др. Перспективы нефтегазоносности майкопских отложений буйнакской депрессии предгорного Дагестана. *Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН*. 2018;1(72):17–23. <https://doi.org/10.31161/2541-9684-2018-62-1-17-23>
Sharafutdinov V.F., Cherkashin V.I., Musikhin V.A. et al. Prospects of oil and gas production of Michael depression of Buy-Naks depression of pre-degrynary Daghestan. *Proceedings of the Institute of Geology of the Dagestan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*. 2018;1(72):17–23. (In Russ.) <https://doi.org/10.31161/2541-9684-2018-62-1-17-23>
15. Бронскова Е.И. Комплексный анализ геологического строения Апрельского месторождения для эффективности доразведки и разработки залежей в тюменской свите. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2016;(8):36–44.
Bronskova E.I. Comprehensive analysis of April field geological structure to provide effective additional exploration and development of Tyumen suite deposits. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2016;(8):36–44. (In Russ.)
16. Севостьянова Р.Ф., Ситников В.С. Развитие представлений о строении и нефтегазоносности территории непско-ботубинской антеклизы и прилегающей части предпатомского прогиба. *Записки Горного института*. 2018;234:599–603. <https://doi.org/10.31897/pmi.2018.6.599>
Sevostyanova R.F., Sitnikov V.S. The development of ideas about the structure and oil and gas potential of Nepa-Botuoba antecline and adjacent part of Predpatomskii trough. *Journal of Mining Institute*. 2018;234:599–603. <https://doi.org/10.31897/pmi.2018.6.599>
17. Черкашин В.И., Сабанаев К.А., Гаджиева Т.Р. и др. Тектоническое строение и перспективы нефтегазоносности осадочного покрова дна Каспийского моря. *Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН*. 2018;4(75):24–29. <https://doi.org/10.31161/2541-9684-2018-62-4-25-30>
Cherkashin V.I., Sabanaev K.A., Gadzhieva T.R. Tectonic structure and perspectives of oil and gas sedimentary cover of the bottom of the Caspian Sea. *Proceedings of the Institute of Geology of the Dagestan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences*. 2018;4(75):24–29. (In Russ.) <https://doi.org/10.31161/2541-9684-2018-62-4-25-30>
18. Ульмасвай Ф.С., Добрынина С.А., Сидорчук Е.А. Новые закономерности распределения нефтегазоносности в осадочной толще (на примере Предкавказья). *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018;1(20):8. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art8>
Ulmasvay F.S., Dobrynina S.A., Sidorchuk E.A. New regularities in the distribution of oil and gas in sedimentary stratum (by the case of Ciscaucasia). *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018;1(20):8. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-20.art8>
19. Bosikov I.I., Klyuev R.V., Martyshev N.V. et al. Analysis of the quality of underground mineral waters of terrigenous deposits of the hauterivbarremian aquifer of the lower cretaceous. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Geology and Technical Sciences*. 2024;2(464):36–47. <https://doi.org/10.32014/2024.2518-170x.392>

Информация об авторах

Игорь Иванович Босиков – доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой нефтегазового дела, Северо-Кавказский горно-металлургический институт (государственный технологический университет), г. Владикавказ, Российская Федерация; ORCID [0000-0001-8930-4112](https://orcid.org/0000-0001-8930-4112), Scopus ID [56919738300](https://orcid.org/56919738300); e-mail igor.boss.777@mail.ru

Роман Владимирович Ключев – доктор технических наук, доцент, профессор кафедры техники низких температур им. П.Л. Капицы, Московский политехнический университет, г. Москва, Российская Федерация; ORCID [0000-0003-3777-7203](https://orcid.org/0000-0003-3777-7203), Scopus ID [57194206632](https://orcid.org/57194206632), Research J-8000-2014; e-mail kluev-roman@rambler.ru



Иван Вадимович Силаев – кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой физики и астрономии, Северо-Осетинский государственный университет им. К.Л. Хетагурова, г. Владикавказ, Российская Федерация; ORCID [0000-0003-2490-1578](#), Scopus ID [57189031683](#)

Information about the authors

Igor I. Bosikov – Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor, Head of the Department of Oil and Gas Engineering, North Caucasus Mining and Metallurgical Institute (State Technological University), Vladikavkaz, Russian Federation; ORCID [0000-0001-8930-4112](#), Scopus ID [56919738300](#); e-mail igor.boss.777@mail.ru

Roman V. Klyuev – Dr. Sci. (Eng.), Associate Professor, Professor of the Department of Low-Temperature Engineering named after P.L. Kapitsa, Moscow Polytechnic University, Moscow, Russian Federation; ORCID [0000-0003-3777-7203](#), Scopus ID [57194206632](#), Research [J-8000-2014](#); e-mail kluev-roman@rambler.ru

Ivan V. Silaev – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, Head of the Department of Physics and Astronomy, North Ossetian State University named after K.L. Khetagurov, Vladikavkaz, Russian Federation; ORCID [0000-0003-2490-1578](#), Scopus ID [57189031683](#)

Поступила в редакцию 16.07.2024
Поступила после рецензирования 24.10.2025
Принята к публикации 27.10.2025

Received 16.07.2024
Revised 24.10.2025
Accepted 27.10.2025