

Релаксация остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки

Сулейманова М.В., Мироненко А.А., Сафин А.З., Бадретдинова А.А., Валиуллин Т.И., Гарипов А.Р.

ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Релаксация остаточных запасов нефти — частичное восстановление запасов подвижной нефти после остановки разработки месторождения, что может привести к повышению коэффициента извлечения нефти. Процессу способствуют наличие структурных поднятий, высокие выдержанность, проницаемость и связность пласта. По результатам бурения новых транзитных скважин и проведения геолого-технических мероприятий в период 2017–2022 гг. подтверждена теория о наличии эффекта релаксации остаточных запасов нефти на шельфовом пласте БС10(1–2) Западной Сибири.

Материалы и методы

Предложен алгоритм ввода во вторичную разработку нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, который включает в себя комплексирование исследований: отбор и анализ нового керна, пересмотр фильтрационно-емкостных свойств пород, проведение гирскопических исследований

по старым скважинам, анализ насыщения транзитных скважин, перестроение гидродинамической модели с учетом новых данных.

Ключевые слова

релаксация остаточных запасов нефти, вторичная миграция запасов, поздняя стадия разработки, регенерация залежи

Для цитирования

Сулейманова М.В., Мироненко А.А., Сафин А.З., Бадретдинова А.А., Валиуллин Т.И., Гарипов А.Р. Релаксация остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 72–75. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-72-75

Поступила в редакцию: 25.01.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Oil migration on the last stage of oil fields development

Suleymanova M.V., Safin A.Z., Mironenko A.A., Badretdinova A.A., Valiullin T.I., Garipov A.R.

“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The migration of residual oil is partial flow of reserves that was displaced into zones with no production wells or from unswept zones after well shutting. This process is facilitated by favorable geological conditions, such as high continuity, permeability and connectivity of the formation, and the presence of anticlinal dome. Based on the results of drilled transit wells, the oil migration effect was confirmed, recommendations for further development of shallow marine sandstone of one of the fields in Western Siberia were given.

Materials and methods

This paper presents an algorithm for oil field secondary development at a late stage of development, is proposed, which includes the integration of research: selection and analysis of a new core, revision of the reservoir properties of rocks, conducting gyroscopic

studies on old wells, analyzing the saturation of transit wells, rebuilding a hydrodynamic model with new data.

Keywords

oil migration, the last stage of oil field development, the development of residual oil reserves

For citation

Suleymanova M.V., Safin A.Z., Mironenko A.A., Badretdinova A.A., Valiullin T.I., Garipov A.R. Oil migration on the last stage of oil fields development. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 72–75. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-72-75

Received: 25.01.2023

Введение

Для повышения нефтеотдачи пласта на завершающей стадии разработки особенно актуальна локализация остаточных запасов нефти. После массовой остановки скважин под воздействием градиентов давления и гравитационных сил начинает происходить процесс перемещения остаточных запасов нефти, и после вывода скважин, остановленных по причине высокой обводненности и находящихся в повышенных участках пласта, из продолжительного бездействия отмечается снижение обводненности продукции в сравнении с показателем до остановки при неизменных интервалах перфорации.

Данный факт позволяет продолжить рентабельную эксплуатацию скважин и увеличить выработку запасов на поздней стадии разработки [1–11]. Процесс перемещения остаточных запасов нефти под воздействием градиента давления и гравитационных сил после остановки скважин называется релаксацией запасов нефти. Данному эффекту способствуют наличие структурных поднятий, благоприятные геологические условия, такие как высокая проницаемость и связность пласта, низкая расчлененность. Объектов разработки со схожими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), находящихся на поздней стадии разработки, на активах

ПАО «НК «Роснефть» достаточно много, например, пласты группы БС4–12.

Значительное количество работ посвящено описанию эффекта релаксации запасов. Важный вклад в изучение проблемы внесли такие авторы, как А.П. Крылов, Е.В. Лозин, В.Н. Щелкачев, И.А. Дьячук, Ш.А. Гафаров и другие [1–11].

Перемещение остаточных запасов нефти после консервации залежей впервые было замечено на Старо-Грозненских месторождениях и на месторождениях Ставропольского края [10]. Продуктивные залежи в течение нескольких лет находились в консервации. До остановки скважины работали

с обводненностью 60–90 %. После вывода скважин из бездействия было установлено, что обводненность по некоторым из них значительно снизилась по сравнению с остановочными параметрами. Результатом исследований стала разработка теории упругого режима, а также обоснование применения форсированного отбора жидкости как способа повышения нефтеотдачи.

В 1974 г. была опубликована статья академика А.П. Крылова [4], в которой показано, что формирование нефтяной залежи осуществлялось за счет противоточной фильтрации вышележащей воды и нефти под воздействием сил гравитации, при этом нефть поднималась в прикровельную часть пласта и образовывала продуктивную толщу. Автор полагает, что при условии сохранения физических свойств на границах раздела «нефть — вода — порода» нефть, остающаяся в пласте после эксплуатации залежи, находится в рассеянном состоянии, но под действием сил гравитации приобретает возможность вновь формировать нефтяную залежь.

В работах [6, 10–12] рассматривается гравитационное восстановление запасов нефтяной залежи на примере Ишимбайской группы месторождений. После консервации группы месторождений и вывода их из бездействия доля накопленной добычи нефти за период вторичной эксплуатации залежей составила от 15 до 55 % накопленной добычи за первичный период разработки, прирост величины коэффициента нефтеизвлечения (КИН) составил от 3 до 12 %.

Анализ литературных источников о временной консервации нефтяных скважин и пластов позволил отметить ряд особенностей вторичной эксплуатации. Возобновление разработки залежи характеризуется меньшей обводненностью добываемой продукции

по сравнению с той, которая определена на момент консервации. На подвижность остаточной нефти в пласте влияют два градиента давления:

- гравитационный, обусловленный разностью удельного веса нефти и воды, а также перепадом высот, направление действия строго вертикальное и действует в любой точке пласта;
- гидродинамический, обусловленный разностью давлений в зоне отбора нефти и в зоне закачки вытесняющего агента, направление действия соответствует линиям тока жидкости.

Авторами данной работы отмечается, что в основном на процесс перемещения целиков нефти влияет гидродинамический градиент давления, максимальный по своей величине. Однако эффективность вытеснения за счет влияния гидродинамического градиента давления во времени постепенно падает вплоть до нуля до достижения энергетического равновесия [2]. Вместе с гидродинамическим градиентом проявляется гравитационный градиент давления, который действует постоянно на целики нефти в течение всего времени формирования новой залежи [2].

Эффект релаксации запасов на месторождении Западной Сибири

Теория об эффекте релаксации была проверена на активах компании ПАО «НК «Роснефть». Объект БС10(1–2) рассматриваемого нефтяного месторождения Западной Сибири является основным по извлекаемым запасам, находится в разработке с 1976 г. Залежь представлена монолитной песчаной толщей, пласты относятся к шельфовой обстановке осадконакопления. Пласты высокопроницаемые (средняя абсолютная

проницаемость составляет 174 мД), однородные (расчлененность составляет 3,4 ед.), мощные (средняя нефтенасыщенная толщина 8,4 м). Пласт подстилается водой, в структурном плане разделяется на две неравные части: более высоко залегающую с двумя купольными поднятиями — западную и более низкую — восточную. На начало 2016 г. выработка запасов по объекту БС10(1–2) составляла 83 % при средней обводненности продукции 96 %. В работе находилось 18 % от пробуренного фонда скважин, и для достижения проектного КИН требовалось проведение дополнительных мероприятий.

В 2016 г. началось бурение нижележащего объекта БС16–22, который совпадает в плане с западной частью объекта БС10(1–2). По результатам интерпретации геофизических исследований транзитных скважин (РИГИС) в прикровельной части пласта в районе купольных поднятий отмечаются интервалы с высокими показателями удельных электрических сопротивлений (УЭС) (15–40 Ом·м при граничном сопротивлении для воды 5,7 Ом·м). Однако ближайшие скважины были выведены из эксплуатации с обводненностью около 98 %, также в данных зонах продолжительное время велась закачка больших объемов воды (рис. 1).

С целью уточнения геологической модели пласта отобран керн из пласта БС10(1–2) и проведены дополнительные фильтрационные исследования на керне, уточнены зависимости капиллярного давления и кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Также дополнительно на части скважин, пробуренных в 1980-е годы, проведены гироскопические исследования для уточнения фактических координат пластопересечения. Обновлена геолого-гидродинамическая модель (ГДМ) пласта с учетом уточненных

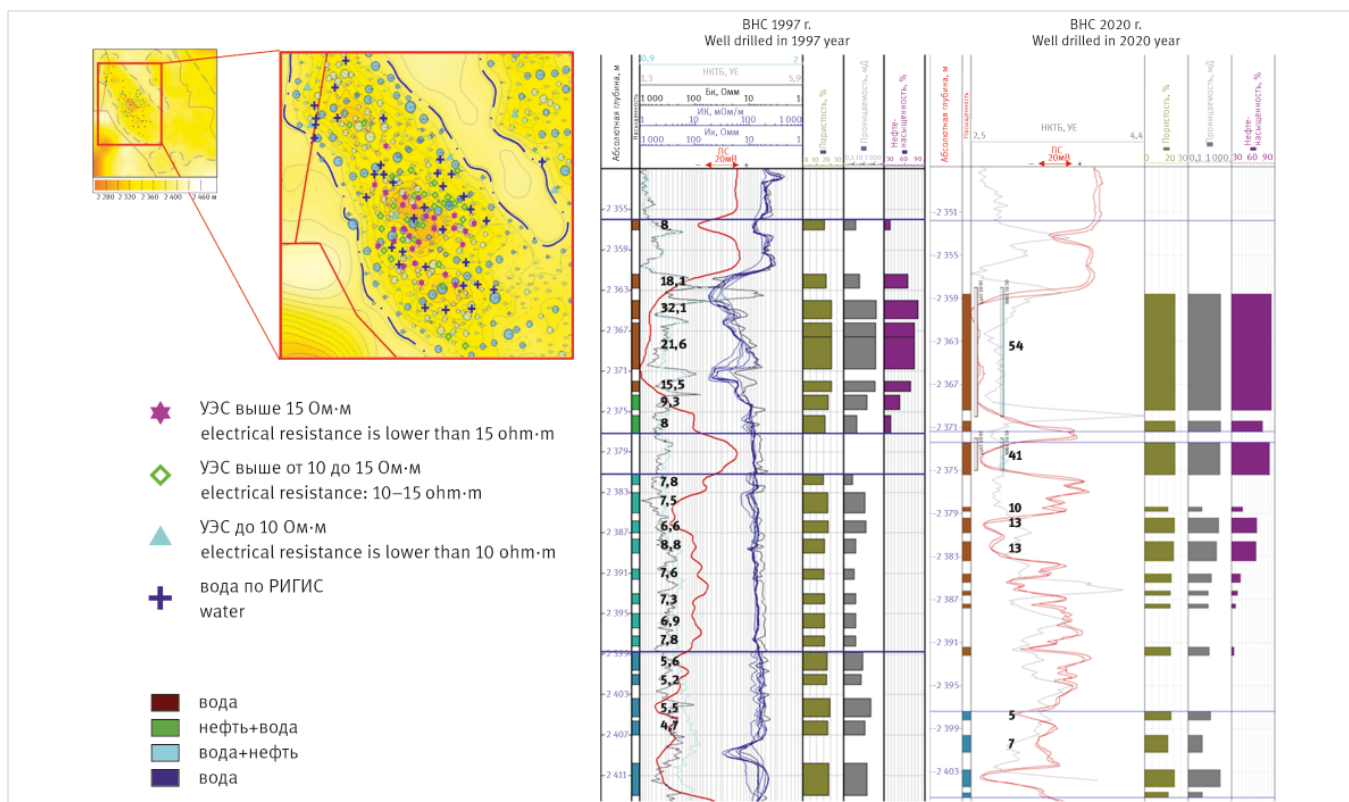


Рис. 1. Сравнение выработки запасов по РИГИС новых и старых скважин на основе карты кровли коллектора, транзитных скважин и накопленных отборов
Fig. 1. Comparison of reserves recovery according to well log data of new and old wells and reservoir top map, transit wells and cumulative production

ОФП, уточненных инклинометрий скважин, а также с учетом текущего насыщения, полученного по РИГИС транзитных скважин. По результатам ГДМ локализованы остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) с учетом релаксации запасов, и принято решение о бурении боковых горизонтальных стволов (БГС) в прикровельные пропластки купольных зон в западной части залежи.

Успешными запусками БГС подтверждена теория о релаксации остаточных запасов на западе залежи — и начато масштабное проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) БГС. С начала 2018 г. пробурен 61 БГС со средней длиной горизонтального участка 300 м со средним запускным дебитом нефти 35 т/сут, дополнительная добыча нефти составила 759 тыс. т нефти. Из рисунка 2 видно, что успешные БГС преимущественно приурочены к зонам локальных структурных поднятий. Успешность БГС оценивалась по окупаемости затрат. Необходимо отметить, что в пониженной части пласта на юге залежи можно выявить наличие окупаемых БГС, высокие дебиты нефти которых объясняются предположительно наличием запасов в недрулируемой зоне между нагнетательными скважинами. В связи с этим рассматриваемую область нельзя отнести к зонам локализации запасов вследствие релаксации.

По результатам ГДМ объекта отмечается, что через два года после установления гидродинамического равновесия миграция нефти значительно замедляется. Разность между двумя картами плотности остаточных подвижных запасов на 01.01.2003 г. и на 01.01.2018 г. показана на рисунке 3. Данный промежуток времени выбран вследствие массовой остановки скважин в 2003 г. и их дальнейшего простоя, в 2018 г. начато проведение ГТМ БГС. Отмечается, что перемещение запасов в восточной части объекта БС10(1–2) проявляется очень медленными темпами, что связано с худшими по сравнению с западной частью ФЕС пласта и отсутствием структурных поднятий.

По разрезу А–А (верхний разрез — состояние нефтенасыщенности пласта на 01.2003 г., нижний разрез — состояние нефтенасыщенности на 01.2018 г.) отмечается прирост подвижных запасов нефти в купольной части к 2018 г. по сравнению с 2003 г. на рисунке 4.

По результатам анализа насыщения пласта в транзитных скважинах, бурения БГС, секторного гидродинамического

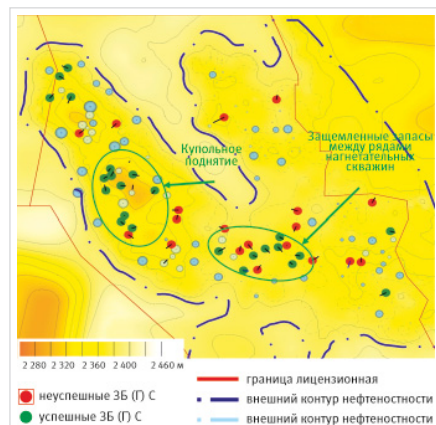


Рис. 2. Карта кровли коллектора и текущих отборов
Fig. 2. Reservoir top map and current withdrawals

моделирования создана программа ГТМ, состоящая из кандидатов на БГС (на ближайшие пять лет запланировано бурение дополнительных 44 БГС) и перевода скважин на выше лежащий горизонт (ПВЛГ), в т. ч. с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Выполненная комплексная работа и направленная на повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки, помогла подготовить и создать с учетом эффекта релаксации запасов программу ГТМ ПВЛГ и БГС, значительно улучшить экономические и технологические показатели разработки рассматриваемого объекта БС10(1–2). Данный эффект выявлен и на других объектах разработки компании ПАО «НК «Роснефть», что говорит о потенциальной возможности ввода таких залежей во вторичную разработку на поздней стадии и получении дополнительной добычи нефти. В настоящее время авторами статьи проводится работа над палеткой, отражающей зависимости времени релаксации запасов залежи от проницаемости пласта и элементов залегания пласта.

Предложены следующие рекомендации для ввода во вторичную эксплуатацию залежи с высокими ФЕС, находящейся на поздней стадии разработки:

- уточнение структуры с учетом новых данных, выделение локальных купольных поднятий;
- сплошное разделение объекта на «блоки» и расчет текущих извлекаемых запасов, оценка рентабельности довыработки ОИЗ;
- анализ РИГИС транзитных скважин, оценка текущего насыщения с помощью проведения ГИС на наблюдательных скважинах либо построение секторной гидродинамической модели;
- подбор кандидатов на малозатратные ГТМ: ПВЛГ, вывод из бездействия;
- составление масштабной программы ГТМ в случае эффективности малозатратных ГТМ.

Итого

Анализ временной остановки скважин (15 лет) объекта БС10(1–2) рассматриваемого месторождения подтвердил теорию о перестроении залежи. Полученные данные о насыщении пласта в транзитных скважинах и БГС, пробуренных в кровле купольных структурных поднятий пласта с начала 2018 г.,

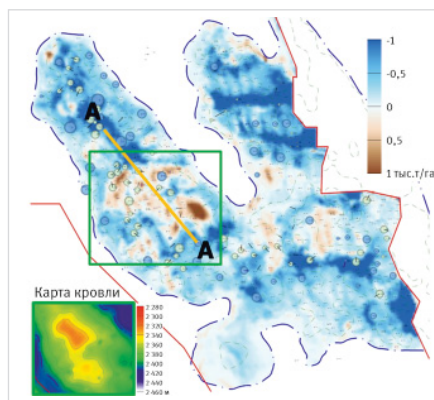


Рис. 3. Карта разности плотности остаточных подвижных запасов на 01.01.2003 г. и на 01.01.2018 г. и текущих отборов
Fig. 3. Density difference map of residual mobile stocks as of 01.01.2003 and 01.01.2018 and current selections

показали, что в скважинах, расположенных в антиклинальных поднятиях, по РИГИС зафиксировано присутствие нефти. Также отмечается снижение обводненности добываемой продукции по сравнению с остановочными параметрами окружения. С начала 2018 г. в прикровельную часть пласта БС10(1–2) пробурен 61 БГС со средним запускным дебитом нефти 35 т/сут, дополнительная добыча нефти на 01.01.2023 г. составила 759 тыс. т нефти. Данные факты позволяют утверждать, что в промытых зонах пласта происходит процесс релаксации запасов. По результатам проведенной работы составлена программа ГТМ, направленная на сокращение бездействующего фонда, состоящая из кандидатов на БГС (на ближайшие пять лет запланировано бурение дополнительных 44 БГС) и ПВЛГ, в т. ч. с ГРП.

Выводы

Эффект релаксации остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки выявлен на ряде других объектов разработки компании ПАО «НК «Роснефть», который свидетельствует о потенциальных возможностях ввода нефтяных залежей в повторную разработку при минимальных затратах. На основе выполненных исследований предложены рекомендации для ввода во вторичную эксплуатацию залежи, находящейся на поздней стадии разработки, которые можно применять на любых залежах с аналогичными характеристиками.

Литература

1. Еременко Н.А., Желтов Ю.В., Рыжик В.Н., Мартос В.Н., Кисиленко Б.Е., Сабанеева З.М. Извлечение нефти из выработанных залежей после их перестроения. М.: ВНИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело. 1978. 59 с.
2. Дьячук И.А. Формирование систем разработки нефтяных месторождений на заключительной стадии в условиях заводнения. Уфа: УГНТУ, 2015. 275 с.
3. Кашик А.С., Билибин С.И., Лисовский Н.Н. О полноте нефтеизвлечения при добыче углеводородов (геологические модели и нефтеизвлечение) // Вестник ЦКР Роснедра. 2005. № 1.
4. Крылов А.П., Аржиловский А.В., Червякова А.Н., Гареев А.Г., Нуоров С.Р., Сибяев Т.В. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее обсуждением // Нефтяное хозяйство. 1974. № 8. С. 33.
5. Лозин Е.В., Аржиловский А.В., Червякова А.Н., Гареев А.Г., Нуоров С.Р.,

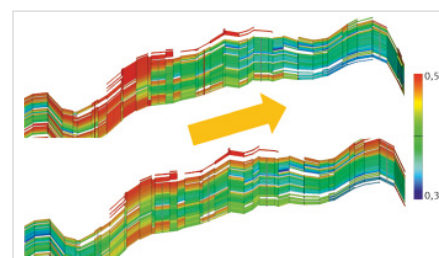


Рис. 4. Сравнение нефтенасыщенности по разрезу А–А на 01.01.2003 г. и 01.01.2018 г. Цветом обозначена нефтенасыщенность от 0,3 до 0,5 ед.
Fig. 4. Comparison of oil saturation along section A–A as of 01.01.2003 and 01.01.2018. Color is oil saturation from 0,3 to 0,5 units

- Сибяев Т.В. О гидродинамических последствиях массовой остановки скважин в 90-х годах XX века. Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 62–65.
6. Лозин Е.В., Кизина И.Д., Макаров А.В., Тимашев Э.М. Технико-экономические расчеты показателей добычи нефти по месторождениям АНК «Башнефть», вводимым в разработку в 1996–2000 гг. Отчет НИР по договору 3287 (этап 1, книга 1). Уфа: БашНИПИнефть, 1997. 125 с.
7. Повжик П.П. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов путем реэксплуатации обводненных скважин. Диссертация. М., 2010. 167 с.
8. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 324 с.
9. Щелкачев В.Н. Итоги выполненных в военных условиях (1941–1944) исследовательских работ на грозненских нефтяных промыслах. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. М., Нефть и газ, 2004. С. 261–263.
10. Халимов Э.М. Вторичная разработка нефтяных месторождений: монография. СПб.: Недра, 2006. 361 с.
11. Халимов Э.М., Лозин Е.В. Вторичная разработка нефтяных месторождений Башкортостана. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. 182 с.
12. Технико-экономическое обоснование развития добычи нефти в АО «Ишимбайнефть». РМНТК «Нефтеотдача» ВНИИнефть. М., 1994. Т. 1. 120 с.

ENGLISH

Results

Analysis of the temporary stop of wells (15 years) of the BS10(1–2) formation of the considered field confirmed the theory of the re-formation of the deposit. The data obtained on reservoir saturation in transit wells and horizontal sidetracks drilled in the roof of dome structural uplifts since 2018 year showed that wells located in anticlinal uplifts, according to well logs, had oil presence. There is also a decrease in the water cut of the produced product compared to the stopping parameters of the neighboring wells. Since 2018 61 horizontal sidetracks have been drilled into the top part of the BS10(1–2) formation with an average initial oil production rate of 35 t/day, additional oil production amounted to 759 thousand tons of oil. These facts allow us to state that in the flushed zones of the reservoir occurs the process of reserves re-formation. Based on the results of the work carried out, a well intervention program was drawn

up aimed at reducing the inactive well stock, consisting of candidates for horizontal sidetracks (an additional 44 horizontal sidetracks are planned to be drilled in the next five years) and well re-completion to overlay formation, incl. with hydraulic fracturing.

Conclusions

The re-formation effect reserves at the final stage of development was identified at a number of other development sites of “NK “Rosneft” PJSC, which indicates the potential for putting oil deposits into re-development at minimal cost.

Based on the studies performed, recommendations are proposed for putting into secondary production a deposit at a late stage of development, which can be applied to any deposits with similar characteristics.

References

- Eremenko N.A., Zheltov Yu.V., Ryzhik V.N., Martos V.N., Kisilenko B.E., Sabaneeva Z.M. Extraction of oil from depleted deposits after their reformation. Moscow: VNIIOENG, ser. Oilfield engineering, 1978, 59 p. (In Russ).
- Dyachuk I.A. Formation of oil field development systems at the final stage under waterflooding. Ufa: UGNTU, 2015, 275 p. (In Russ).
- Kashik A.S., Bilibin S.I., Lisovsky H.H. On the completeness of oil recovery in the production of hydrocarbons (geological models and oil recovery). Vestnik TsKR Rosnedra, 2005, issue 1. (In Russ).
- Krylov A.P., Arzhilovsky A.V., Chervyakova A.N., Gareev A.G., Nurov S.R., Sibayev T.V. On some issues of the problem of oil recovery in connection with its discussion. Oil industry, 1974, issue 8, P. 33. (In Russ).
- Lozin E.V., Arzhilovskiy A.V., Chervyakova A.N., Gareev A.G., Nurov S.R., Sibayev T.V. About hydrodynamics effect after plural outage of wells in 90's last century. Oil industry, 2018, issue 6, P. 62–65. (In Russ).
- Lozin E.V., Kizina I.D., Makarov A.V., Timashev E.M. Technical and economic calculations of oil production parameters on the «Bashneft» oil fields, developed in the period 1996–2000. Ufa: BashNIPIneft, 1997, 125 p. (In Russ).
- Povzhik P.P. Improving the efficiency of the development of carbonate collectors by re-exploitation of flooded wells. dissertation of a candidate of technical sciences. Moscow, 2010. 167 p. (In Russ).
- Rykus M.V., Rykus N.G. Sedimentology of terrigenous reservoirs of hydrocarbons. Ufa: Mir print, 2014, 324 p. (In Russ).
- Shchelkachev V.N. The results of research work carried out in military conditions (1941–1944) in the Grozny oil fields. The most important principles of oil development. 75 years of experience. Oil and gas. 2004, P. 261–263. (In Russ).
- Khalimov E.M. Secondary development of oil fields. Monograph. St. Petersburg: Nedra, 2006, 361 p. (In Russ).
- Khalimov E.M., Lozin E.V. Secondary development of oil fields in Bashkortostan. Monograph. St. Petersburg: FSUE “VNIIGRI”, 2013, 182 p. (In Russ).
- Technical and economic baseline for oil production in “Ishimbayneft”. RMNTK “NEFTEOTDACHA”. VNIIneft. Moscow: 1994, Vol. 1, 120 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сулейманова Мария Викторовна, ведущий специалист отдела разработки и мониторинга месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Suleymanova Maria Viktorovna, lead specialist, field development and monitoring department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Валиуллин Тимур Ильсурович, главный специалист отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Valiullin Timur IIsurovitch, chief specialist, drilling planning department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Мироненко Артем Александрович, начальник управления, управление по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Mironenko Artem Alexandrovitch, head of department, department of priobskoye field development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Сафин Азат Загинурович, главный инженер проекта сектора управления проектами Западной Сибири, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Safin Azat Zaginurovitch, chief project engineer of the project management sector of Western Siberia, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Бадретдинова Альфия Альбертовна, главный специалист отдела сопровождения бурения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Badretdinova Alfiya Albertovna, chief specialist, drilling planning department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Гарипов Айдар Радусович, ведущий специалист отдела разработки и мониторинга месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Garipov Aidar Radusovitch, lead specialist, field development and monitoring department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia