

РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА КОНУСОБРАЗОВАНИЯ НА ВОДОПЛАВАЮЩИХ ЗАЛЕЖАХ С ВЫСОКОВЯЗКИМИ НЕФТЯМИ С ПОМОЩЬЮ МОНИТОРИНГА СКИН-ФАКТОРА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Кричевский В.М.¹, Каешков И.С.^{2*}, Гайнутдинова Л.И.²

¹ООО «Софойл», РФ, Москва

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Конусообразование является ведущим осложнением на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями. Оно происходит вследствие более высокой подвижности подошвенной воды относительно нефти. Преждевременное обводнение скважин ведет к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН) и экономических показателей разработки месторождения. В таких условиях для предупреждения или замедления конусообразования необходима методика, позволяющая контролировать текущее положение водо-нефтяного контакта (ВНК).

Цель. Основной целью настоящей работы является разработка новой методики контроля конусообразования на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями, что впоследствии необходимо для подбора оптимального режима горизонтальных скважин. В качестве диагностического признака предлагается скин-фактор: он снижается при подъеме конуса воды к горизонтальной скважине.

Материалы и методы. Исследование проводилось на основе трехфазной гидродинамической модели (ГДМ). На первом этапе варьировалось положение горизонтальной скважины (ГС) относительно ВНК: 1, 3, 5, 7 и 9 м до ВНК. Для каждого случая были получены кривые восстановления давления (КВД), интерпретация которых в специализированном ПО позволила определить скин-фактор. Далее был проанализирован характер его изменения в зависимости от режима работы скважины. Дополнительно выполнен анализ чувствительности к изменениям граничных условий, фильтрационно-емкостных свойств пласта и его геологического строения (наличие пропластков, газовой шапки).

Результаты. Во всех выполненных расчетах гипотеза «штуцирования» нефтенасыщенной толщиной притока жидкости в скважину подтверждается. Установлена прямая зависимость скин-фактора от расстояния до ВНК и обратная от текущей обводненности (высоты конуса воды). Показано, что методика применима в широком диапазоне геолого-физических условий, за исключением случаев наличия непроницаемого пропластка, экранирующего приток воды к скважине.

Заключение. Предложенная методика на основе мониторинга скин-фактора является эффективным инструментом для диагностики конусообразования и может быть использована для оптимизации разработки залежей высоковязких нефтей. Конкретные параметры методики контроля, такие как способ и периодичность определения скин-фактора, а также непосредственные граничные значения необходимо устанавливать индивидуально для объектов с учетом их особенностей.

Ключевые слова: скин-фактор, оптимальный режим скважины, ГДИС, горизонтальная скважина, высоковязкие нефти, водоплавающая залежь, гравитационный эффект

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кричевский В.М., Каешков И.С., Гайнутдинова Л.И. Ранняя диагностика конусообразования на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями с помощью мониторинга скин-фактора горизонтальных скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):66–76. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-66-76>

Статья поступила в редакцию 07.08.2025

Принята к публикации 03.09.2025

Опубликована 26.12.2025

EARLY DIAGNOSING OF WATER CONING ON BOTTOM WATER-DRIVE HIGH-VISCOSITY FIELDS
BY MEANS OF MONITORING SKIN OF HORIZONTAL WELLS

Vladimir M. Krichevsky¹, Ilja S. Kaeshkov^{2*}, Landysh I. Gainutdinova²

¹Sofoil LLC, RF, Moscow

²Gazprom нефть company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. Well coning is a top complication for reservoirs with high-viscosity oil and bottom water. The main reason is the higher mobility of bottom water relative to oil. Premature well watering leads to a decrease in oil recovery factors (ORF) and the economical efficiency of field development. Under these conditions, preventing or slowing well coning requires a method that allows monitoring the current position of the OWC.

Aim. The main objective of this study is to develop a new method for monitoring water coning in high-viscosity oil reservoirs. This is necessary for selecting the optimal operating mode for horizontal wells. The skin factor is proposed as a diagnostic indicator: it decreases as the water cone rises toward the horizontal well.

Materials and methods. The study was conducted using a three-phase dynamic model with. At the first stage, the position of the horizontal well relative to the oil-water contact (OWC) was varied: 1, 3, 5, 7, and 9 meters above the OWC. For each case, pressure buildup curves were obtained, and their interpretation in specialized software enabled the determination of the skin factor. Next, the nature of the change in the skin factor depending on the well operating mode was analyzed. Additionally, a sensitivity analysis was performed, assessing the impact of changes in boundary conditions, petrophysical properties and geological structure (presence of shale breaks and a gas cap).

Results. All the calculations agree with the idea of «choking» the liquid inflow by the oil rim. Skin depends directly on the distance to the OWC, and inversely — on the current water-cut (water cone height). It was demonstrated that the methodology is applicable across a wide range of geological and physical conditions, except for cases involving shale breaks that screens water inflow to the well.

Conclusions. The proposed methodology, based on skin factor monitoring, is an effective methodology for diagnosing coning and can be used to optimize the development of heavy oil reservoirs. Specific parameters of the monitoring technique, such as the method and frequency of skin factor determination and limit values, must be established individually for each formation, taking into account its specific characteristics.

Keywords: skin factor, well optimal operating mode, well test analysis, horizontal well, heavy oil, oil rim, gravity segregation

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Krichivsky V.M., Kaeshkov I.S., Gainutdinova L.I. Early diagnosing of water coning on bottom water-drive high-viscosity fields by means of monitoring skin of horizontal wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):66–76. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-66-76>

Manuscript received 07.08.2025

Accepted 03.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Конусообразование является ведущим осложнением на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями. Оно происходит вследствие более высокой подвижности подошвенной воды относительно нефти. Преждевременное обводнение скважин ведет к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН) и экономических показателей разработки месторождения. В таких условиях для предупреждения или замедления конусообразования необходима методика, позволяющая контролировать текущее положение водо-нефтяного контакта (ВНК) [1, 2]. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) прочно зарекомендовали себя в качестве одного из наиболее эффективных направлений промыслово-геофизического контроля разработки нефтяных и газовых месторождений [3].

При интерпретации повторных гидродинамических исследований (рис. 1) горизонтальных скважин крупного месторождения вязкой нефти замечено, что значение интегрального скин-фактора существенно снижается при формировании устойчивого конуса воды [4]. В сочетании с довольно высокими для горизонтальных скважин (ГС) начальными значениями интегрального

скин-фактора этот факт можно интерпретировать в виде следующей гипотезы: в контактных залежах вязкой нефти одной из составляющих интегрального скин-фактора является контраст между вязкостью нефти и воды, поскольку распределение давления происходит по всей толщине, а проводка скважины выполнена в нефтенасыщенной части разреза.

ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВОДОПЛАВАЮЩИХ ЗАЛЕЖАХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ ПРЕДЛОЖЕНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ИНТЕГРАЛЬНЫЙ СКИН-ФАКТОР КАК ИНДИКАТОР ПОДЪЕМА ВОДЫ.

Сам по себе этот факт заставляет пересмотреть многие подходы к анализу ГДИС и применению их результатов, однако в данной статье авторы хотят рассмотреть возможность использования скин-фактора как диагностического признака подъема воды к ГС, чтобы впоследствии использовать его значение при подборе оптимального режима скважины.

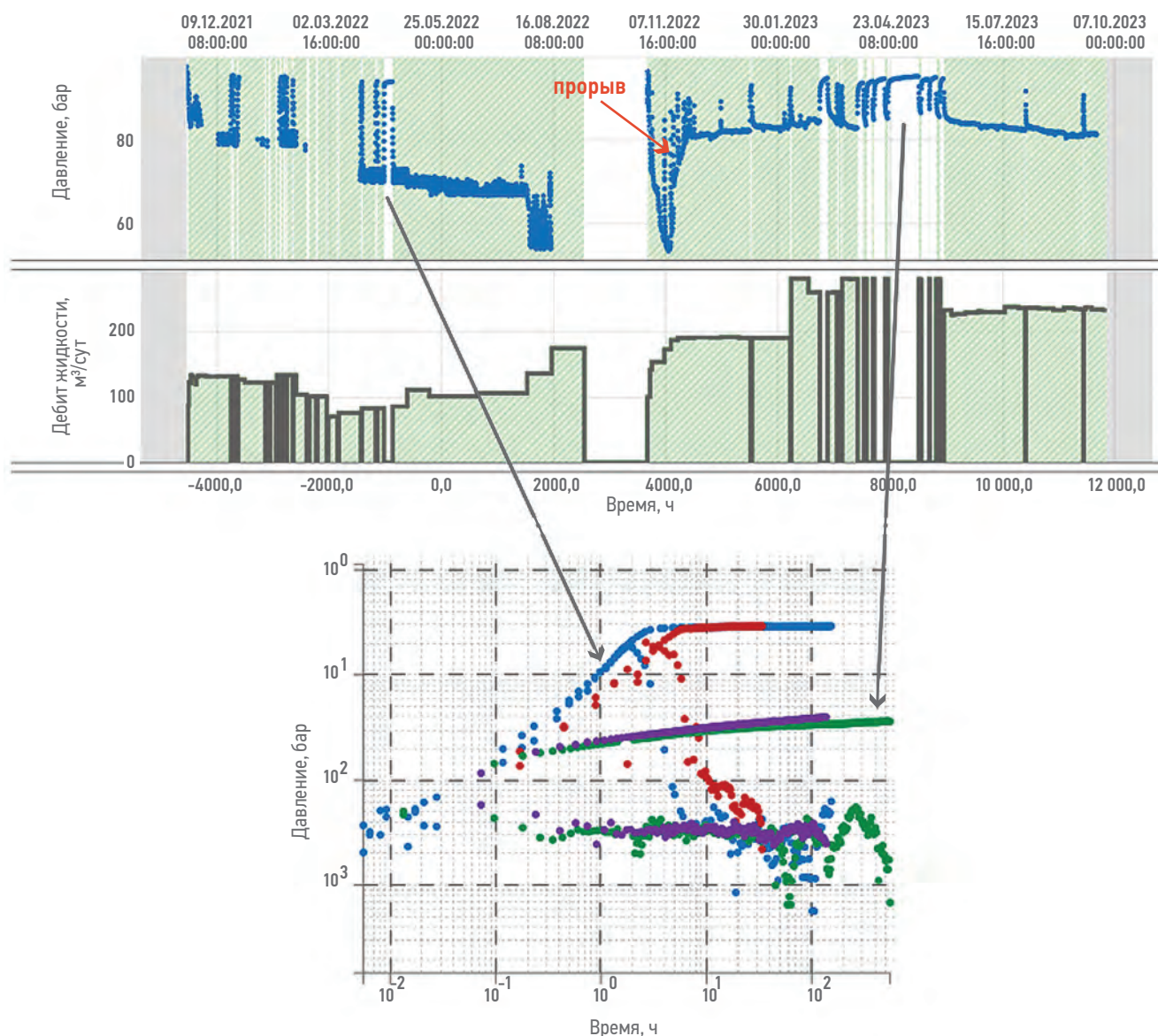


Рис. 1. Пример ГДИС с эффектом снижения скин-фактора при формировании устойчивого конуса воды. Составлено авторами
 Fig. 1. An example of well testing with the effect of reducing the skin factor during the formation of a stable water cone. Compiled by the authors

Таблица 1. Свойства нефти. Составлено авторами
 Table 1. Oil properties. Compiled by the authors

Параметр	Значение
Начальное пластовое давление, бар	114
Начальная пластовая температура, °C	26
Давление насыщения, бар	114
Плотность пластовой нефти, кг/м³	871
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	36,26
Газосодержание, м³/т	43,4
Объёмный коэффициент нефти	1,106

ОПИСАНИЕ РАБОТЫ

Работа выполнена на примере крупного газо-конденсатного месторождения, расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе. Объектом исследования является газонефтяная залежь в терригенных отложениях сеноманского яруса (пласт ПК₁ покурской свиты). Залежь пласта ПК₁ массивная сводовая, водоплавающая, осложненная малоамплитудными тектоническими нарушениями. По результатам комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина составляет 13 м, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина — 5 м, эффективная водонасыщенная толщина в среднем составляет 74 м. По данным исследования керна

при средней пористости 30% проницаемость варьирует от 50 до 1000 мД. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) по данным специального анализа керна описываются функцией Corey, степень функции также варьирует в широком диапазоне: по нефти от 1,5 до 4, по воде от 2 до 5. Основные свойства нефти представлены в **табл. 1**.

Для проверки гипотезы создана трехфазная гидродинамическая модель (ГДМ), где регулировалось положение ГС относительно ВНК (**рис. 2**): 1, 3, 5, 7 и 9 м до ВНК. Моделирование проводилось с локальным измельчением сетки. Параметры синтетической ГДМ представлены в **табл. 2**, свойства нефти в ГДМ соответствуют **табл. 1**. Горизонтальные скважины запускались в добычу на 1 год, далее останавливались (**рис. 4**). На графике зеленые точки — это давление при расстоянии от ВНК до ствола 9 м, черные точки — 1 м. Видно, что продуктивность тем выше, чем меньше расстояние до ВНК. Диагностический график кривой восстановления давления (КВД) показан на **рис. 5**. Результаты показывают прямую зависимость скин-фактора от расстояния до ВНК.

Следующим шагом была оценка характера изменения скин-фактора при изменении режима. Для данного теста абсолютная проницаемость была увеличена до 1300 мД. Скважина располагалась на 5 м выше ВНК. ГС запускалась на 15 дней с дебитам жидкости 50, 100, 200, 300 м³/сут, при этом запуски сменялись аналогичными остановками (**рис. 6**). На верхнем графике **рис. 6** видно, что имеет место влияние гравитационных сил: после продолжительной остановки скважина запускается без воды. На диагностическом графике (**рис. 7**) по-прежнему видно, что динамика скин-фактора зависит от текущей обводненности (высоты конуса). Таким образом, скин-фактор может быть использован как диагностический признак подъема воды к ГС.

Для понимания области применения данной методики выполнен анализ чувствительности, в ходе которого варьировались граничные условия, пористость, абсолютная проницаемость, ОФП, наличие непроницаемого пропластка, наличие газовой шапки (ГШ), нефтенасыщенная толщина (**рис. 8**). Почти во всех вариантах видно, что есть влияние гравитационных сил: после продолжительной остановки обводненность снижается, а в некоторых расчетах становится близкой к нулю. В ходе анализа результатов расчета выявлено, что такие переменные как пористость, нефтенасыщенная толщина,

Таблица 2. Параметры ГДМ. Составлено авторами
Table 2. Model parameters. Compiled by the authors

Параметр	Значение
Кол-во ячеек	50*50*84
Размер ячеек, м	50*50*1
Локальное измельчение сетки LGR	10*11*3
Пористость	0,3
Проницаемость	300
ОФП: степень ф-и Corey для воды и нефти	2
Газонасыщенная толщина, м	0
Нефтенасыщенная толщина, м	10
Водонасыщенная толщина, м	74
Длина ГС, м	200

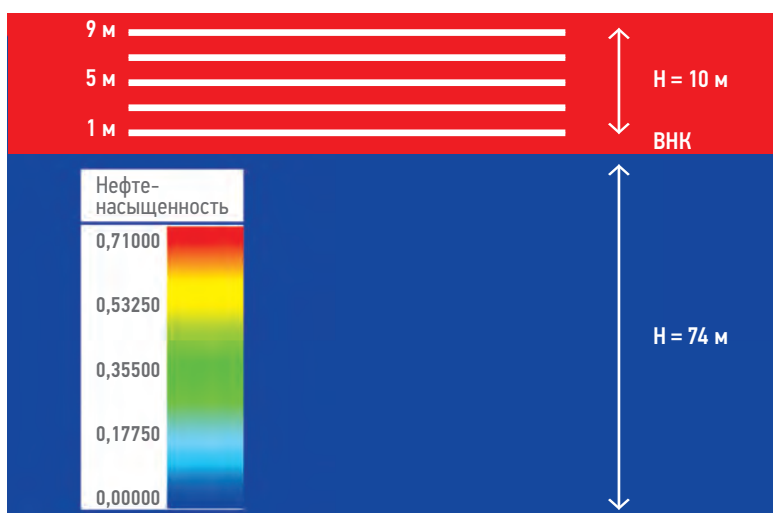


Рис. 2. Схематический профиль вдоль ГС (насыщенность нефтью на начало расчета). Составлено авторами
Fig. 2. Cross-section along the well (oil saturation at the beginning of the calculation). Compiled by the authors

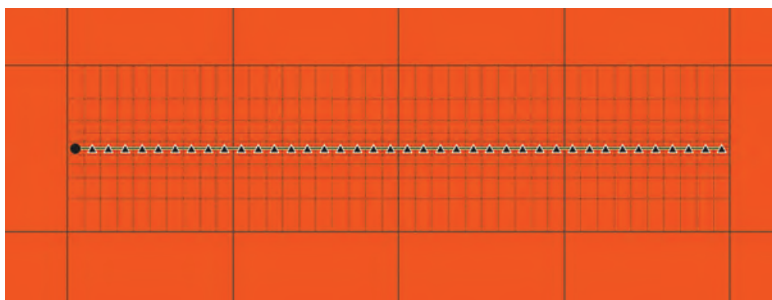


Рис. 3. Локальное измельчение сетки. Составлено авторами
Fig. 3. Local grid refinement (LGR). Compiled by the authors

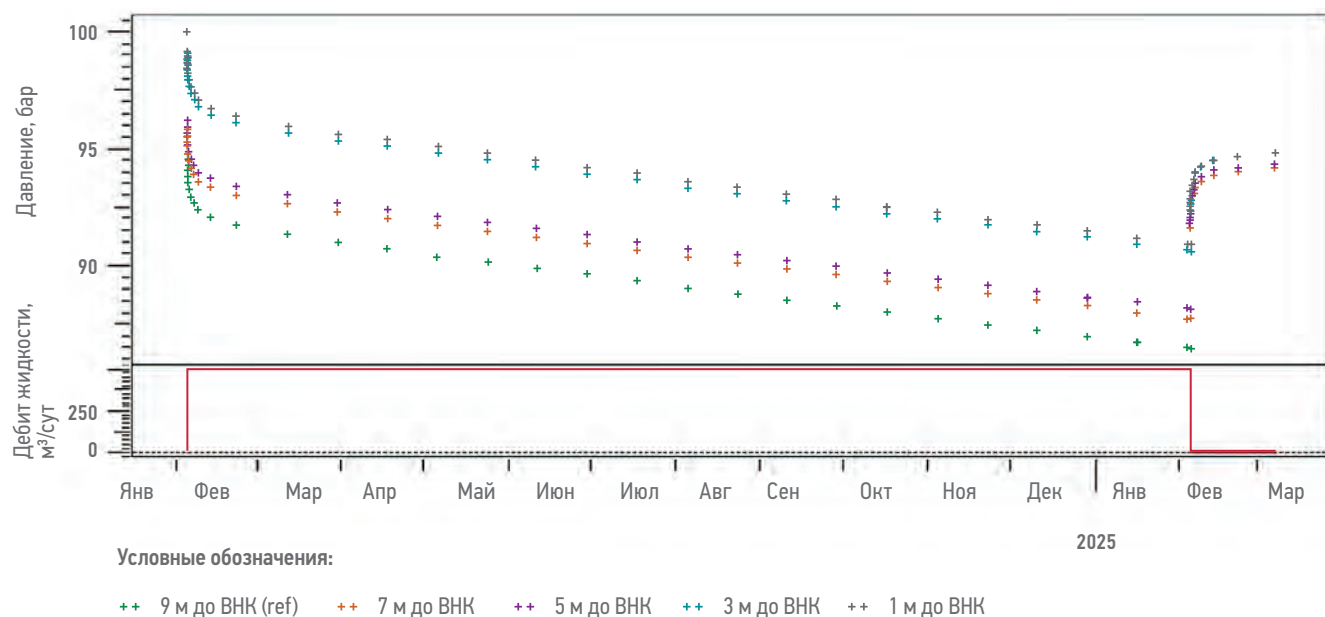


Рис. 4. Сопоставление забойного давления ГС при разном расстоянии до ВНК. Составлено авторами
 Fig. 4. Comparison of bottomhole pressure at different distances from the OWC. Compiled by the authors

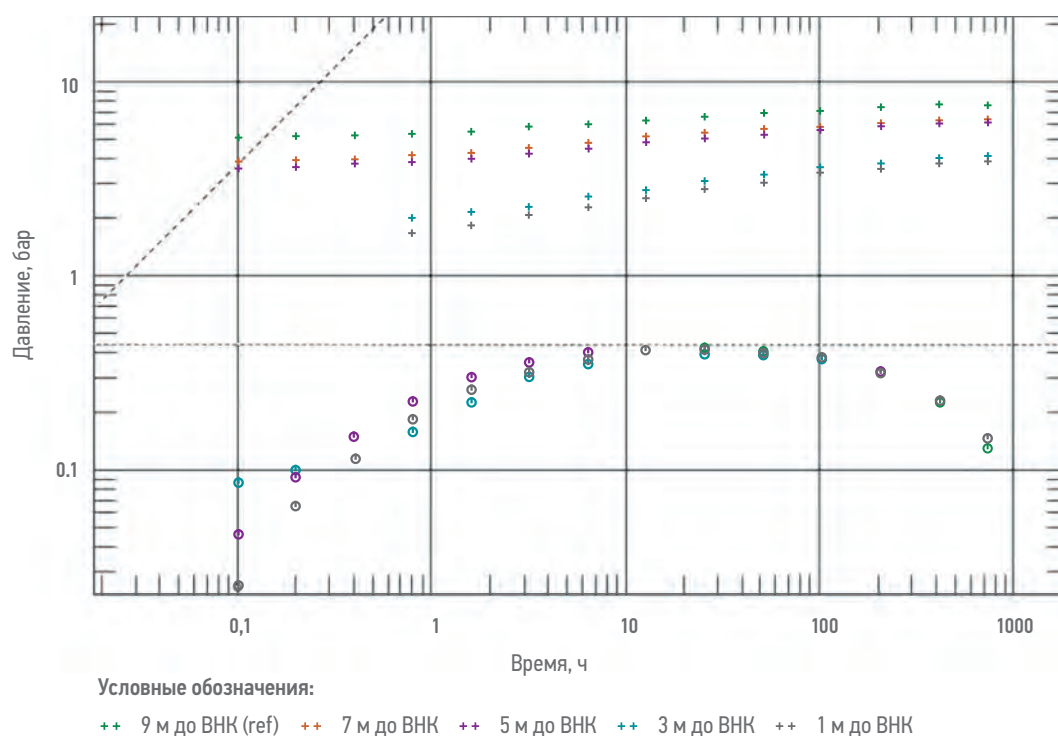


Рис. 5. Диагностический график. Составлено авторами
 Fig. 5. Diagnostic chart. Compiled by the authors

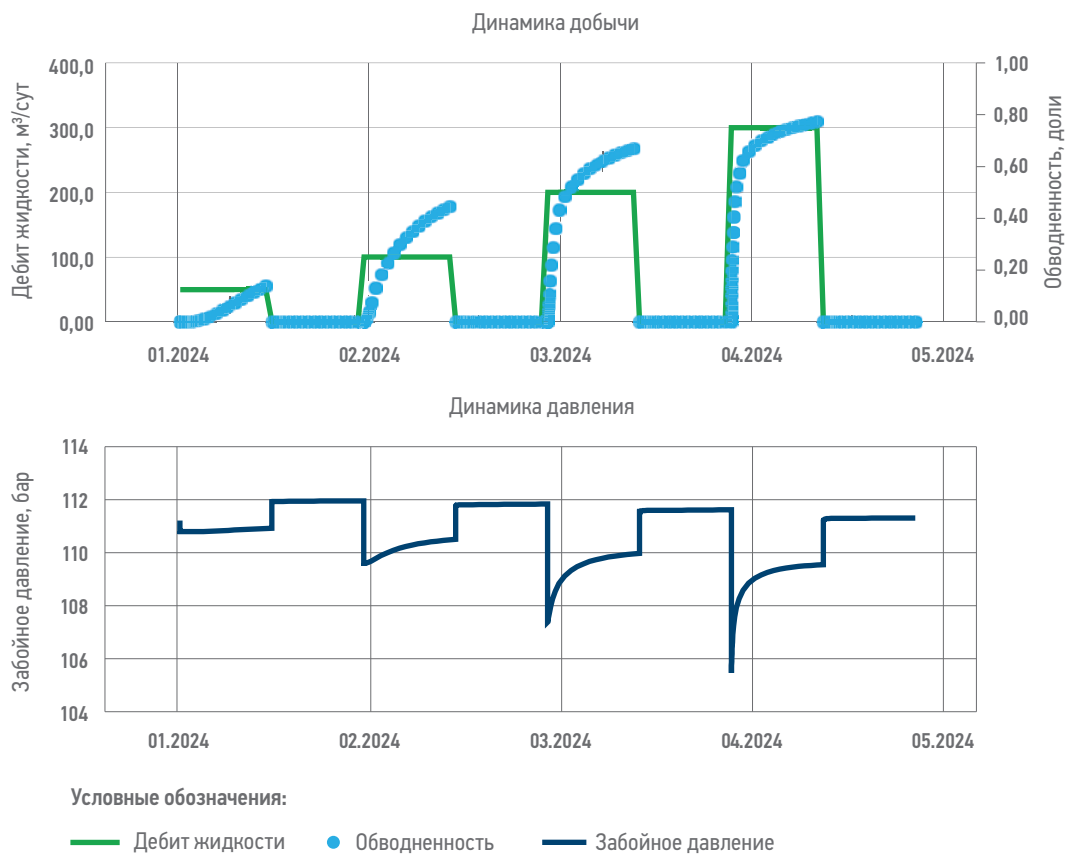


Рис. 6. Динамика добычи жидкости и забойного давления. Составлено авторами
Fig. 6. Fluid production and bottomhole pressure performance. Compiled by the authors

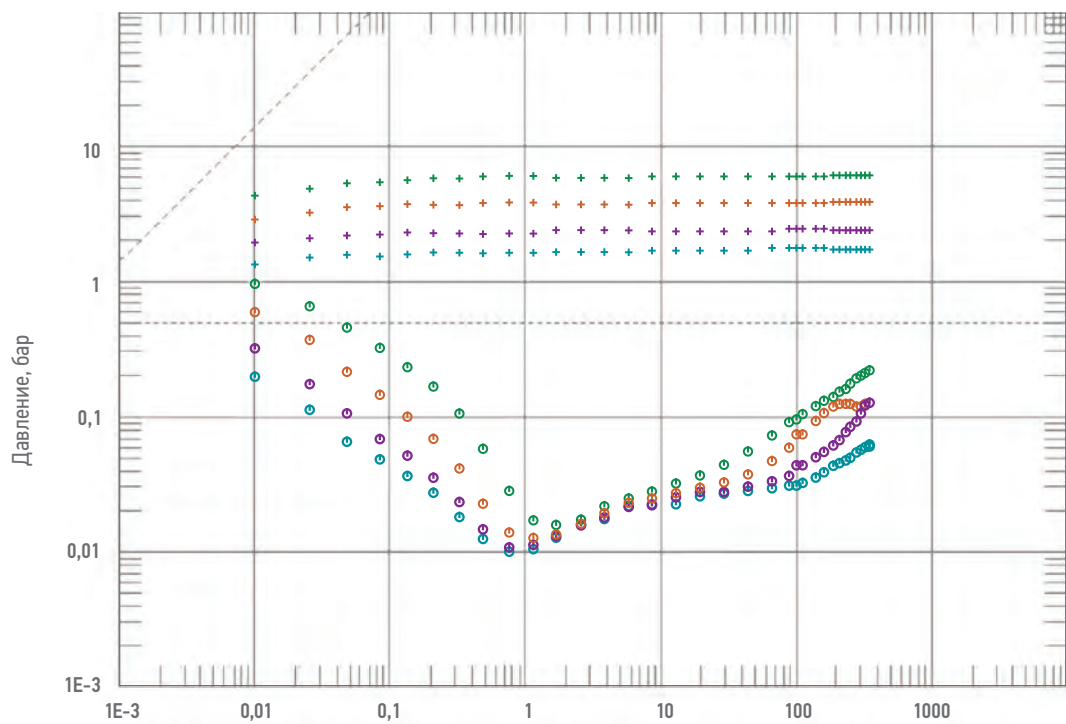


Рис. 7. Диагностический график. Составлено авторами
Fig. 7. Diagnostic chart. Compiled by the authors

№	Проницаемость, мД	ОФП	ННТ, м	Пористость, дед.	Сжимаемость 1/бар	Аквифер (Множ. Упор на границе)	Газовая шапка	Непрониц. пропласток
1	100	ОФП, настроенная на историю из полномасштабной ГДМ	10	0,2	$5 \cdot 10^{-5}$	есть	нет	нет
2	450							
3	1000							
4	1500							
5	3000							
6	100	"Линейные" ОФП	20	10	$27 \cdot 10^{-5}$	нет	есть	нет
7	450							
8	1000							
9	1500							
10	3000							
11	1000							
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								

Рис. 8. Анализ чувствительности. Составлено авторами
 Fig. 8. Sensitivity analysis. Compiled by the authors

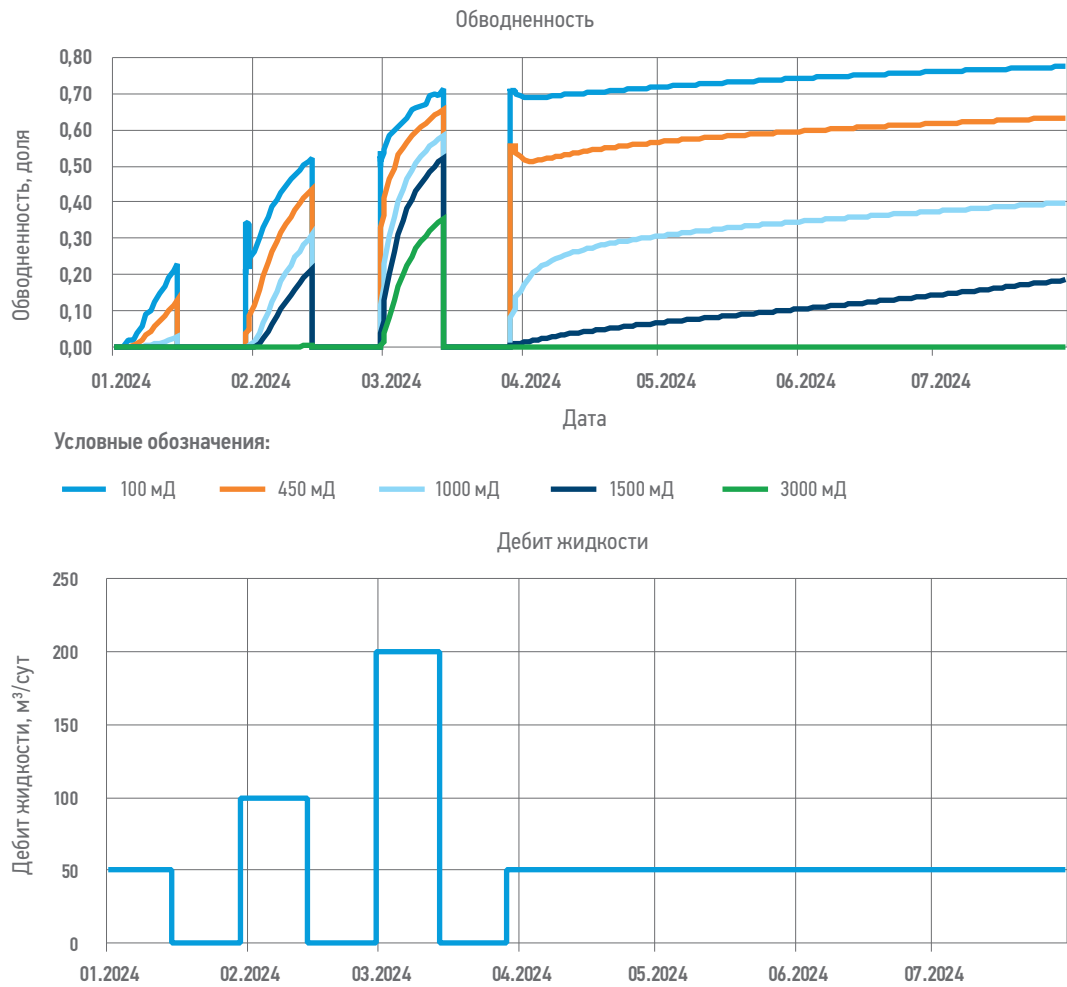


Рис. 9. Динамика добычи жидкости и обводненности при разных проницаемостях. Составлено авторами
 Fig. 9. Fluid production and water cut performance. Compiled by the authors

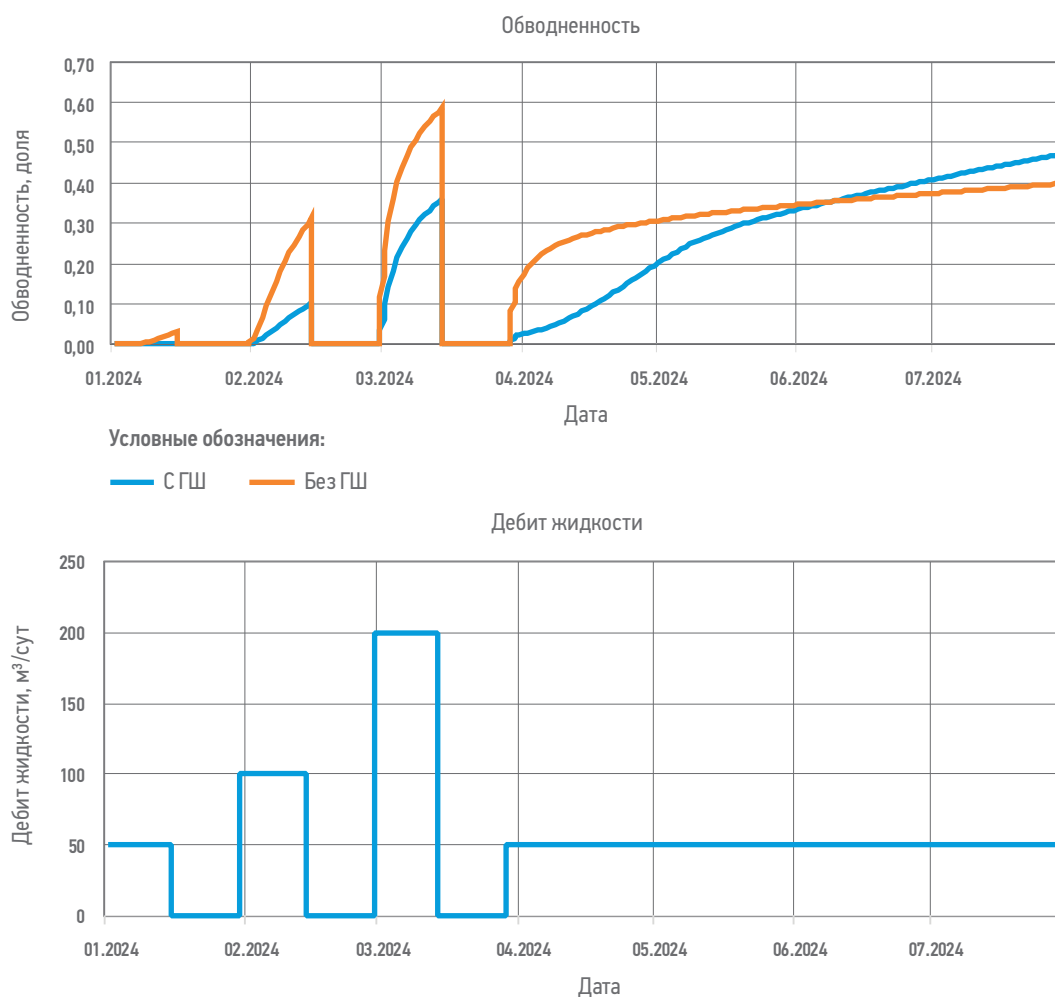


Рис. 10. Динамика добычи жидкости и обводненности (с ГШ и без ГШ). Составлено авторами
Fig. 10. Fluid production and water cut performance (with and without gas cap). Compiled by the authors

сжимаемость, аквифер, не оказывают существенного влияния на возможность применения методики.

На более высоких проницаемостях гравитационный эффект проявляется ярче.

На **рис. 9** показано сравнение обводненностей ГС на разных режимах (50, 100, 200, 50 м³/сут) при разных абсолютных проницаемостях. При 100 мД обводненность почти не зависит от дебита жидкости, а при проницаемости 450 мД и выше наблюдается четкая зависимость обводненности от дебита жидкости.

Также выполнен анализ чувствительности к наличию ГШ. Для этого в ГДМ создана ГШ толщиной 13 м. ГС также запускалась на четырех режимах (50, 100, 200, 50 м³/сут). Сопоставление динамики добычи

жидкости и обводненности приведено на **рис. 10**. Обводненность в ГДМ с ГШ нарастает медленнее, чем в ГДМ без ГШ, тем не менее также наблюдается зависимость обводненности от дебита жидкости.

Наличие непроницаемого пропластка ниже ГС (**рис. 11**) существенно влияет на динамику обводненности и может изменить картину «гравитационного эффекта». На **рис. 12** показаны несколько вариантов расчета ГДМ с различной длиной перекрытия по латерали ГС. По графику можно сделать вывод, что чем больше перекрытие ГС, тем меньше наблюдается зависимость обводненности от дебита жидкости. Таким образом, наличие непроницаемого пропластка в некоторых случаях может стать помехой для применения данной методики.



Рис. 11. Варианты распространения непроницаемого пропластка. Составлено авторами
Fig. 11. Configuration impermeable barriers. Compiled by the authors

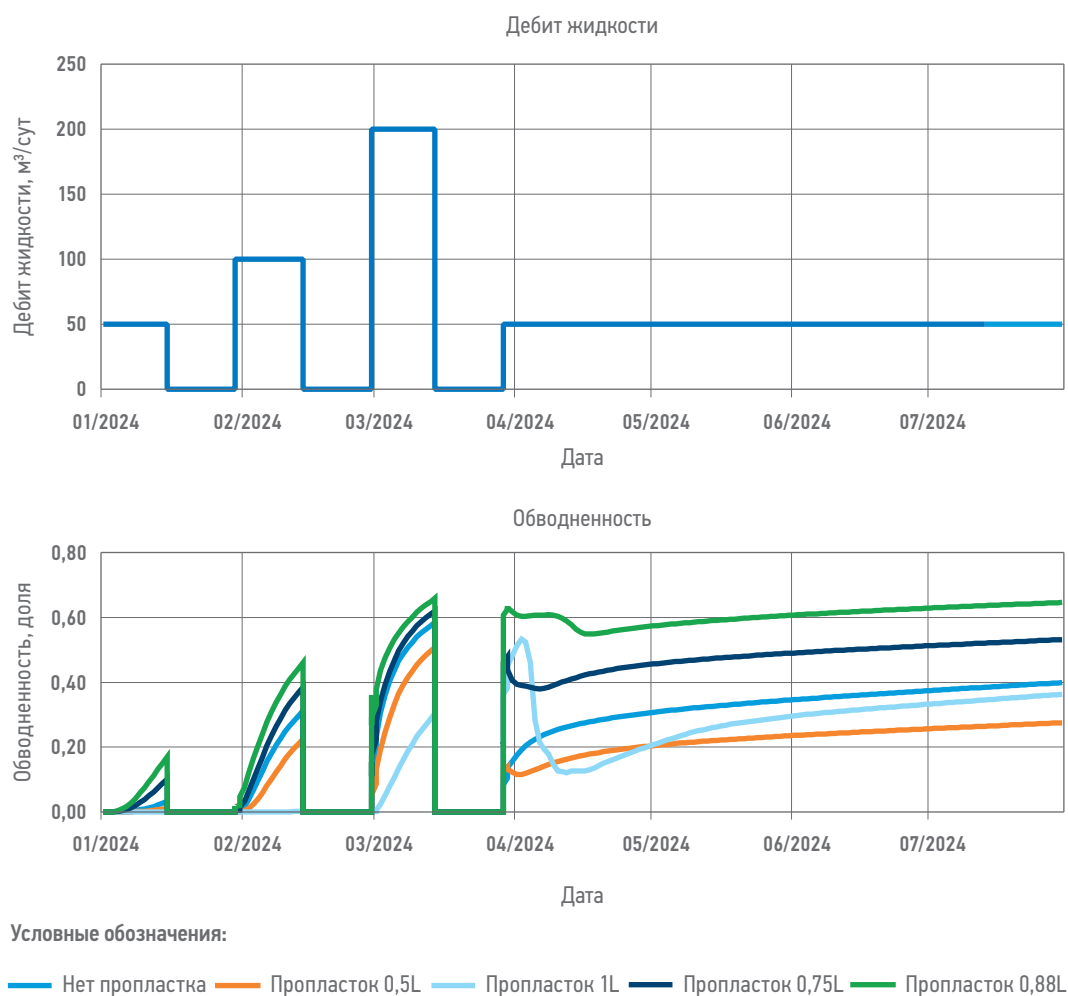


Рис. 12. Динамика добычи жидкости и обводненности при разной длине непроницаемого пропластка. Составлено авторами
Fig. 12. Fluid production and water cut performance for different impermeable interval lengths. Compiled by the authors

ВЫВОДЫ

Во всех выполненных расчетах гипотеза «штуцирования» нефтенасыщенной толщиной притока жидкости в скважину подтверждается. Зависимость скин-фактора от расстояния до ВНК прямая, от текущей обводненности (высоты конуса воды) — обратная. При этом:

- при более высоких проницаемостях гравитационный эффект проявляется ярче;
- наличие ГШ оказывает влияние на динамику обводнения, но не влияет на возможность применения методики;
- такие переменные, как пористость, нефтенасыщенная толщина, сжимаемость,

аквифер не оказывают существенного влияния на возможность применения методики;

- наличие непроницаемого пропластка ниже ГС, значительно перекрывающего снизу водную зону, может стать помехой для применения методики.

Таким образом, скин-фактор может быть использован как диагностический признак подъема воды к ГС с некоторыми допущениями. Конкретные параметры методики контроля, такие как способ и периодичность определения скин-фактора, а также непосредственные граничные значения необходимо устанавливать индивидуально для объектов с учетом их особенностей.

Список литературы

1. Крылов В.А. Особенности конусообразования при разработке месторождений нефти и методы борьбы с ними: дис. ... канд. техн. наук. — Москва: ВНИИ им. акад. А.П. Крылова, 2003. — 178 с.
2. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Малов А.Г., Игбаев Р.Ю., Садретдинов Д.Р., Багманов Р.Н., Гимаева Л.М. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой // SOCAR Proceedings. — 2023. — № 2. — С. 63–72.
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. — М.: МАКС Пресс, 2008. — 476 с.
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait City, Kuwait. 10–12 December 2018. SPE-193712-MS. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>

References

1. Krylov V.A. *Peculiarities of water coning in oil field development and methods of its control: dissertation*. Moscow: A.P. Krylov Scientific Research Institute, 2003; 178.
2. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Malov A. G., Igibaev R.Yu., Bagmanov R.N., Gimaeva L.M. Characteristic properties of the terrigenous reservoir development with underlying water by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*. 2023, no. 2, pp. 63–72.
3. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Hydrodynamic and production technology well testing*: Textbook. Moscow: MAKSS Press, 2008. 476 p.
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I. Waterflood study of high viscosity saturated reservoir with multiwell retrospective testing and cross-well pressure pulse-code testing. Paper presented at the SPE international heavy oil conference and exhibition. Kuwait City, Kuwait. 10–12 December 2018. SPE-193712-MS. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.М. Кричевский — разработал концепцию статьи, выполнил интерпретацию полученных в модели данных, оказал методологическую и экспертную поддержку, утвердил публикуемую версию статьи.

И.С. Каешков — разработал концепцию статьи, принял активное участие в организации и координации работ, оказал методологическую и экспертную поддержку, утвердил публикуемую версию статьи.

Л.И. Гайнутдинова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, оказала экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования, выполнила расчеты на гидродинамическом симуляторе и провела отработку гипотез.

Vladimir M. Krichevsky — developed the concept of the article, interpreted the model data, provided methodological and expert support, approved the published version of the article.

Ilja S. Kaeshkov — developed the concept of the article, took an active part in the organization and coordination of work, provided methodological and expert support, approved the published version of the article.

Landysh I. Gainutdinova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, provided expert support in hydrodynamic modeling, performed calculations and tested hypotheses.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Маркович Кричевский — руководитель отдела гидродинамических исследований, ООО «Софойл»

Vladimir M. Krichevsky — Head of well testing department, Sofoil LLC

Илья Сергеевич Каешков* — кандидат технических наук, руководитель по развитию дисциплины «Разработка», Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 4152-4422
AuthorID: 822112

Ilya S. Kaeshkov* — Cand. Sci. (Tech.), Task leader, Gazprom нефт company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 4152-4422
AuthorID: 822112

Ландыш Игнатовна Гайнутдинова — главный инженер проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Landysh I. Gainutdinova — Chief project engineer, Gazprom нефт company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author