

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИН БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ ДИНАМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

И.В. Байков¹, О.Ю. Кашников^{1,*}, Р.И. Гатин¹, А.В. Ханов¹, М.Ю. Данько²

¹ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства», РФ, Санкт-Петербург

²ООО «Тюменский институт нефти и газа», РФ, Тюмень

Электронный адрес: kashnikov.oyu@gazprom-neft.ru

Введение. Прогнозирование динамики работы скважин баженовской свиты является важной задачей. Традиционно оно осуществляется с использованием геолого-гидродинамического моделирования, т. е. решением прямой задачи гидродинамики. Однако для сланцевых коллекторов этот подход невозможен, поскольку добыча нефти является производной геологии в меньшей степени, чем технологии. Промышленные дебиты нефти получают из «неколлекторов» в обычном понимании. Система техногенных трещин образует коллектор, связанный с нефтенасыщенной породой, и свойства такой системы описываются слишком большим числом параметров с высокой неопределенностью и рядом допущений [3–7]. С другой стороны, существуют методы прогнозирования, основанные на решении обратной задачи гидродинамики. Обладая достаточным количеством данных по разработке, можно прогнозировать динамику работы, основываясь на статистических зависимостях [9] или прокси-моделях материального баланса.

Цель. Целью настоящей работы являлось создание методики расчета добычи нефти из коллекторов баженовской свиты.

Методика. В работе предложена и апробирована методика прогноза динамики добычи нефти, жидкости и газа на основе модификации модели динамического материального баланса CRM (Capacitance-Resistive Models — объемно-резистивная модель) в многофазном приближении, что важно для изучаемого объекта.

Результаты. Методика была использована при расчете технологических показателей разработки для объекта ЮКО/01 одного из месторождений, расположенного в ХМАО, и показала свою работоспособность, что позволяет рекомендовать ее как основу для составления проектных документов в качестве альтернативы построению гидродинамической модели (ГДМ).

Ключевые слова: уравнение материального баланса, баженовская свита, подсчет запасов нефти, гидродинамическая модель, объемно-резистивная модель

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Байков И.В., Кашников О.Ю., Гатин Р.И., Ханов А.В., Данько М.Ю. Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(4):XX–XX. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-XX-XX>

Статья поступила в редакцию 13.10.2021

Принята к публикации

Опубликована

FORECASTING THE OPERATION OF WELLS IN THE BAZHENOV FORMATION
BASED ON A MODIFIED DYNAMIC MATERIAL BALANCE MODEL

**Iskander V. Baykov¹, Oleg Yu. Kashnikov^{1,*}, Rustam Ir. Gatin¹, Alexander V. Khanov¹,
Michael Yu. Danko²**

¹Gazpromneft — Technological Partnerships, LLC, RF, Saint Petersburg

²Tumen Oil and Gas Institute, LLC, RF, Tumen

E-mail: Kashnikov.OYu@gazprom-neft.ru

Background. Predicting the dynamics of the Bazhenov formation is an important task. Traditionally, it is carried out using geological and hydrodynamic modeling, i. e., solving the direct problem of hydrodynamics.

However, for shale reservoirs, this approach is not possible, oil production is a derivative of geology to a lesser extent than technology. Industrial net production rates can be obtained from non-reservoirs in the usual sense. The system of technogenic fractures forms a reservoir associated with oil-saturated rock and the properties of such a system are described by too many parameters with high uncertainty and a number of assumptions [3–7]. On the other hand, there are forecasting methods based on solving the inverse problem of hydrodynamics. Having a sufficient amount of development data, it is possible to predict the dynamics of work based on statistical dependencies [9] or proxy material balance models.

The purpose of this work. The purpose of this work was to create a convenient methodology for calculating oil production from the reservoirs of the Bazhenov formation.

Methodology. The paper proposes and tests a method for predicting the dynamics of oil, liquid and gas production for wells in the Bazhenov formation based on a modification of the CRM dynamic material balance model (Capacity-Resistive Models — volume-resistive model).

Results. The method was tested when calculating the technological indicators of development for the object of one of the fields located in the KhMAO and showed its efficiency, which allows us to recommend it as a basis for drawing up project documents as an alternative to building a hydrodynamic model (GDM).

Keywords: material balance equation, Shale formations, Bazhenov formation, the calculation of oil reserves, CRM, capacitance-resistive models

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

For citation: Baykov I.V., Kashnikov O.Yu., Gatin R.I., Khanov A.V., Danko M.Yu. Forecasting the operation of wells in the Bazhenov formation based on a modified dynamic material balance model. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(4):XX–XX. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-XX-XX>

Manuscript received 13.10.2021

Accepted

Published

МОДИФИКАЦИЯ МЕТОДА CRM ДЛЯ РАСЧЕТА ДИНАМИКИ РАБОТЫ СКВАЖИН С ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ, ПРЕВЫШАЮЩИМ НАЧАЛЬНОЕ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕ (CRMМФ)

Общая модель материального баланса CRM для единичной скважины с учетом изменения забойного давления может быть записана следующим образом [1]:

$$q(t_n) = \sum_{k=1}^n \left\{ e_w^k + \sum_{i=1}^{N_i} (f_{ij} I_i - J \tau_j \frac{\Delta p_{ij}^k}{\Delta t}) \right\} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau}} \right) e^{-\frac{(t_n - t_k)}{\tau}} + q(t_0) e^{-\frac{(t_n - t_0)}{\tau}} \quad (1)$$

где: $q(t_n)$ — дебит флюида в момент времени t_n (м³/сут); t_0 — момент начала расчета (дни); e_w^k — приток воды из законтурной области (м³); I_i — приемистость i -й добывающей скважины (м³/сут); f_{ij} — коэффициент взаимовлияния дебита жидкости и закачки (д.ед); J — продуктивность (м³/атм); t_k — момент изменения забойного давления (дни); Δp_{ij}^k — изменение забойного давления за момент времени Δt (атм); τ — характерное время затухания (дни).

Параметр τ связан с продуктивностью (J), сжимаемостью (c_f) и дренируемым поровым объемом системы (V_p) следующим соотношением:

$$\tau = \frac{c_f V_p}{J} \quad (2)$$

При отсутствии системы поддержания пластового давления и притока из законтурной области, постоянном шаге расчета и изменении забойного давления формулу (1) можно существенно упростить и привести к виду:

$$q(t_n) = q(t_{n-1}) e^{-\frac{(t_n - t_{n-1})}{\tau}} - J \tau \frac{p_n - p_{n-1}}{\Delta t} \left(1 - e^{-\frac{(t_n - t_{n-1})}{\tau}} \right) \quad (3)$$

По сути, это упрощенная гидродинамическая модель, в которой параметр τ может служить для настройки модельных и фактических значений. Если определены сжимаемость и продуктивность, то при сходимости расчетной и фактической динамики можно говорить о том, что найден дренируемый поровый объем.

Впервые использовать модель CRM для прогнозирования динамики работы скважин баженовских и ачимовских коллекторов было предложено в работе [8], но проблема заключается в том, что необходима настройка модели CRM не на дебит жидкости, а на дебит многофазного флюида на забое $Qmf(t_n)$, который складывается из дебита жидкости и объемного дебита газа, приведенного к термобарическим условиям на забое:

$$Qmf(t_n) = ql(t_n) + qg(t_n), \quad (4)$$

где: $Qmf(t_n)$ — дебит многофазного флюида в момент времени t_n (м³); $ql(t_n)$ — дебит жидкости в момент времени t_n (м³); $qg(t_n)$ — дебит газа в забойных условиях в момент времени t_n (м³).

Дебит газа на забое можно рассчитать по упрощенной формуле для идеального газа через дебит газа Q_g в момент времени t_n , газосодержание RS (которое рассчитывается как функция забойного давления p_n) и дебит нефти $q_{oil}(t_n)$:

$$qg(t_n) = \frac{Q_g(t_n) - RS(p_n) \times q_{oil}(t_n)}{p_n} \quad (5)$$

В формуле (5) значения не могут быть отрицательными.

Итоговая формула модели CRM с учетом газа будет выглядеть следующим образом:

$$ql(t_n) + \frac{Qg(tn) - RS(pn) \times q_{oil}(tn)}{pn} = q(t_{n-1}) e^{-\left(\frac{tn-t_{n-1}}{\tau}\right)} - J\tau \frac{p_n - p_{n-1}}{\Delta t} \times \left(1 - e^{-\left(\frac{tn-t_{n-1}}{\tau}\right)}\right) \quad (6)$$

Применение формулы (6) для реальной динамики работы скважин дает высокую сходимость модельных и фактических значений дебита мультифлюида на всех интервалах динамики (рис. 1).

ПРЕДЛАГАЕМАЯ МЕТОДИКА РАСЧЕТА ЯВЛЯЕТСЯ АЛЬТЕРНАТИВОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ МОДЕЛЯМ, ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИВАТЬ ПРОГНОЗНУЮ ДИНАМИКУ РАБОТЫ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО КАЖДОЙ СКВАЖИНЕ В МНОГОФАЗНОМ ПРИБЛИЖЕНИИ.

Ниже приведены несколько примеров настройки модели на дебит мультифлюида по скважинам № 2 и 3 (рис. 2, 3). Хорошая сходимость расчетов с фактом позволяет сделать вывод о работоспособности методики в условиях баженовской свиты, где, по всей видимости, процесс разгазирования не оказывает существенного влияния на снижение продуктивности скважины.

АЛГОРИТМ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ CRM (MF) ДЛЯ ВСЕХ СКВАЖИН ПОЛИГОНА

Адаптация модели материального баланса к истории разработки проводилась согласно суточным замерам работы скважин. Это сделано для повышения точности расчетов, так как важны изменения забойного давления в привязке к конкретным дебитам жидкости, а не их трендовая составляющая. Также стоит отметить, что адаптация осуществляется при настройке на суммарный дебит (нефть + вода + газ), забойные давления являются управляющим параметром, а дебиты нефти газа и воды — вторичными. В таких условиях по аналогии с ГДМ точность настройки на забойные давления абсолютна, а для дебита жидкости не должно быть таких же жестких параметров настройки, как в ГДМ, поскольку жидкость не является управляющим параметром.

Также в модели CRM важна не адаптация как таковая, а предсказательная способность, поэтому настройка осуществляется на наиболее характерные интервалы, тяготеющие к концу динамики. Это можно увидеть на рис. 3, где первые интервалы в адаптации не участвовали.

В модели CRM учтены требования по адаптации для ГДМ, утвержденные в РД (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 7160 от 21.12.2017 г). Посуточная настройка модели на дебит нефти жидкости и газа приведена на рис. 4 (а, б, в).

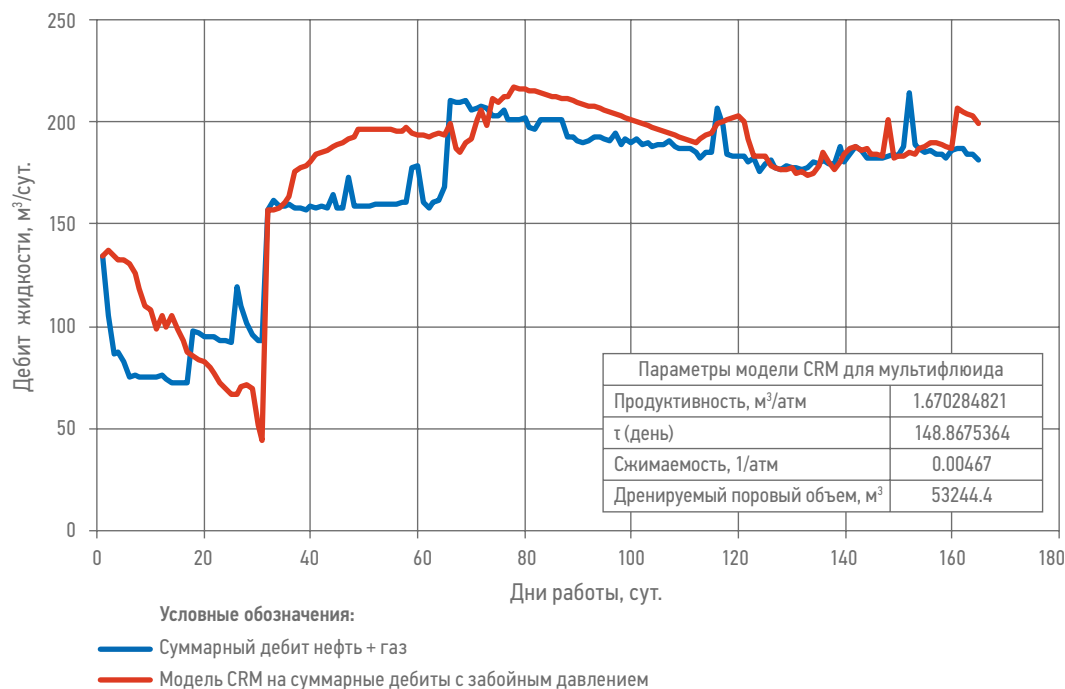


Рис. 1. Настройка модели CRM (mf) для суммарного дебита нефть + газ. Скважина № 1. Составлено авторами
 Fig. 1. Setting up the CRM (mf) model for the total oil + gas flow rate. Well No. 1. Made by the authors

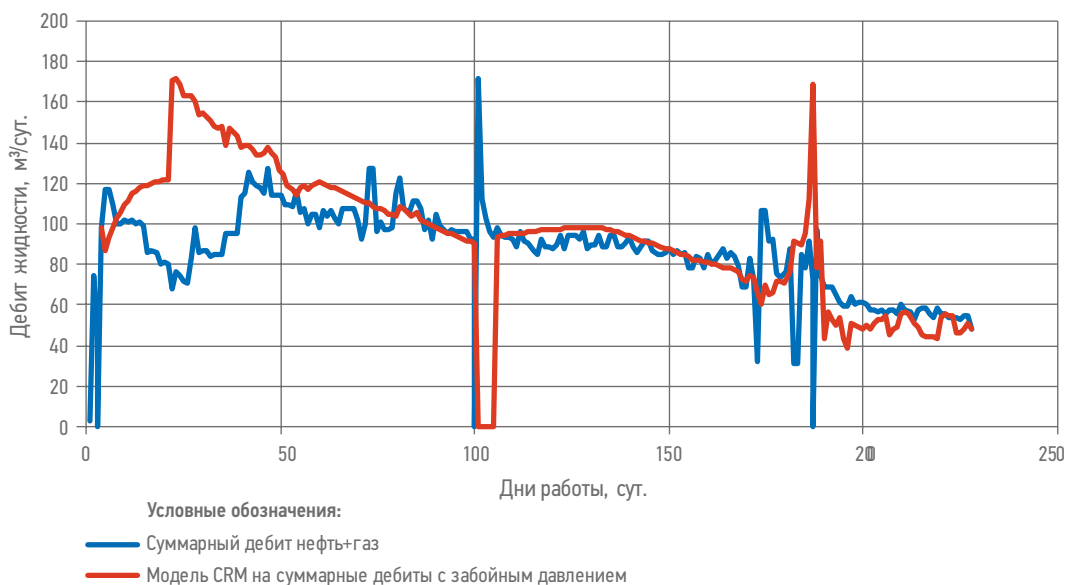


Рис. 2. Настройка модели CRM для суммарного дебита нефть + газ. Скважина № 2. Составлено авторами
 Fig. 2. Setting up the CRM (mf) model for the total oil + gas flow rate. Well No. 2. Made by the authors

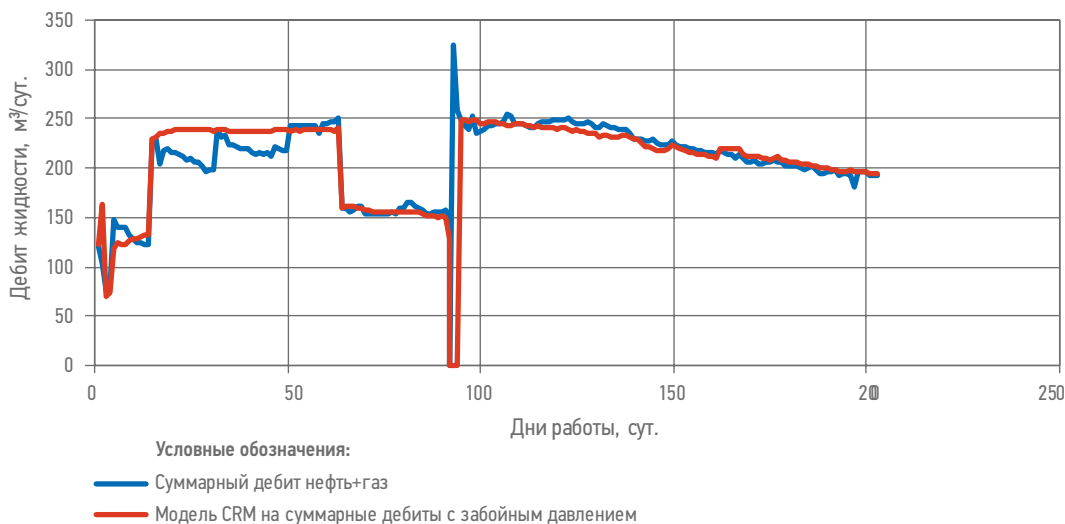


Рис. 3. Настройка модели CRM для суммарного дебита нефть + газ. Скважина № 3. Составлено авторами
 Fig. 3. Setting up the CRM (mf) model for the total oil + gas flow rate. Well No. 3. Made by the authors

На рис. 5 приведена поскважинная настройка модели на накопленную добычу нефти, скважины, на которые приходится 80 % добычи находятся в 20%-ном коридоре расхождения между фактической и расчетной добычей. Таким образом, модифицированная модель многофазного динамического материального баланса на основе прокси-модели CRM характеризуется высокой предсказательной способностью и может использоваться для расчета прогнозного варианта.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗНЫХ РАСЧЕТОВ

Расчет ведется по каждой скважине с параметрами J и τ , определенными в ходе адаптации. Можно менять прогнозные забойные

давление по аналогии с ГДМ, нефть пересчитывается через дебит мультифлюида и газовый фактор.

На рис. 6 приведен прогноз дебита нефти и мультифлюида по скважине № 1 при расчете по предлагаемой методике.

Для скважин баженовской свиты характерна слабая зависимость дебитов нефти и накопленной добычи от геологических параметров: эффективной толщины, фациального состава, расчлененности и пр. [9], поэтому прогнозирование предлагается осуществлять методом «усредненной» скважины. Параметры работы проектной скважины будут зависеть от ряда технологических параметров: длины горизонтального участка, количества портов ГРП, объема и скорости закачки пропанта.

ОБОСНОВАНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ ДЛЯ ПРОЕКТНОЙ СКВАЖИНЫ

На **рис. 7** приведена иллюстрация характерного поведения обводненности для скважины баженовской свиты на примере скважины № 1. В начальный момент работы скважины обводненность достигает 80–100 %, снижаясь до 10–30 % за первый месяц работы. Подобная зависимость объясняется отбором жидкости разрыва, закачка которой достигает нескольких тысяч тонн при скорости закачки 5–15 м³/мин. Зависимость можно описать логарифмическим уравнением или двумя точками: накопленный отбор

жидкости до выхода на «плато» по обводненности (В) и величина «плато» обводненности (С).

В среднем обводненность выходит на значение 18,7 %, а объем отобранной жидкости для достижения «плато» составляет 3 тыс. м³. Логарифмическая зависимость может быть построена для двенадцати скважин из двадцати восьми. Для шести скважин средненевариационное отклонение тренда превышает 0,5.

На **рис. 8** приводится обоснование уравнения для воспроизведения обводненности для проектной скважины. Поскольку исторические скважины работали разное вре-

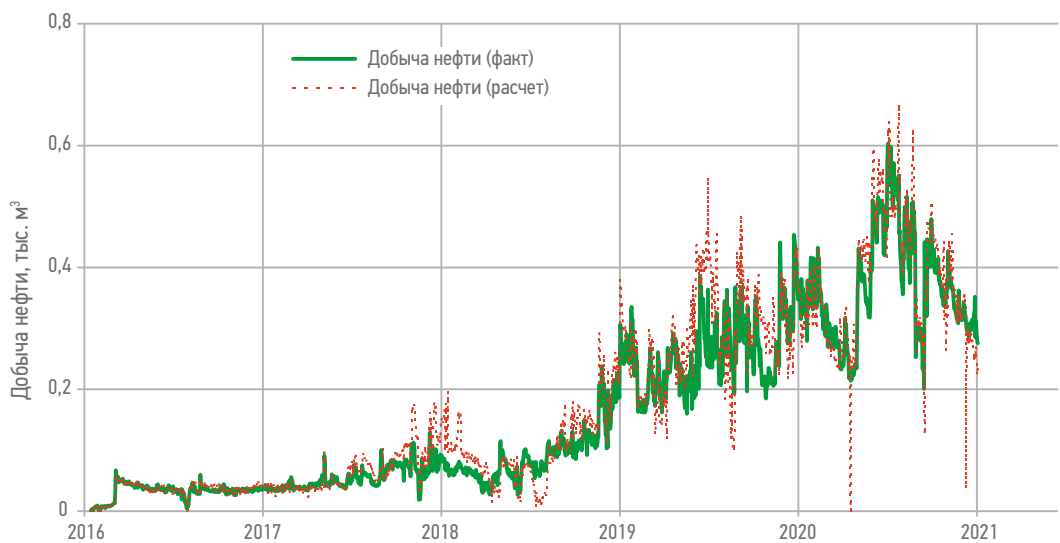


Рис. 4. а) Посуточная настройка модели на дебит нефти. Составлено авторами
Fig. 4. а) Daily adjustment of the model for oil production. Made by the authors

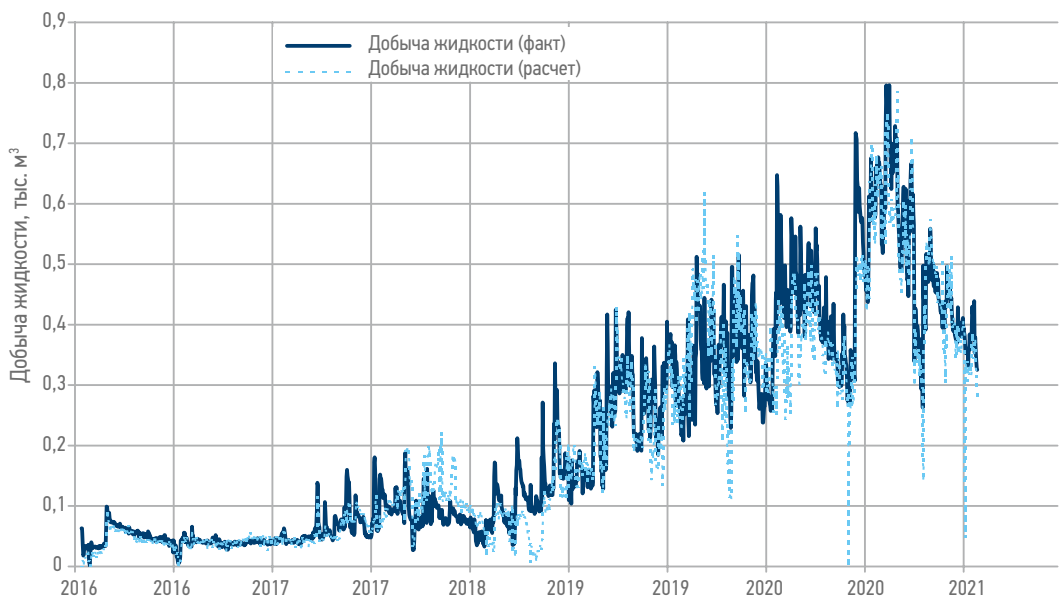


Рис. 4. б) Посуточная настройка модели на дебит жидкости. Составлено авторами
Fig. 4. б) Daily adjustment of the model to the flow rate of the liquid. Made by the authors

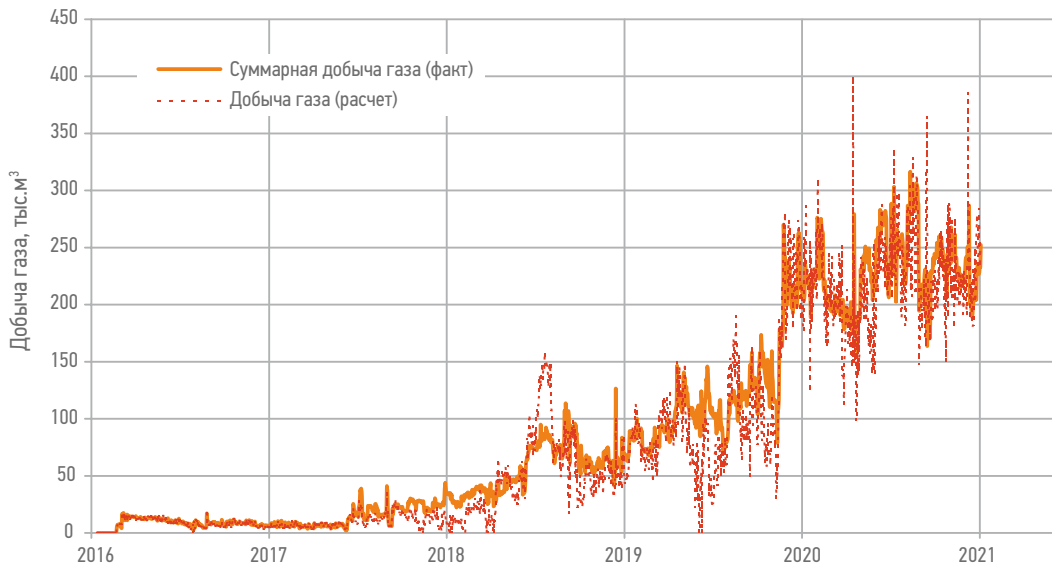


Рис. 4. в) Посуточная настройка модели на дебит газа. Составлено авторами
 Fig. 4. в) Daily adjustment of the model for gas flow rate. Made by the authors

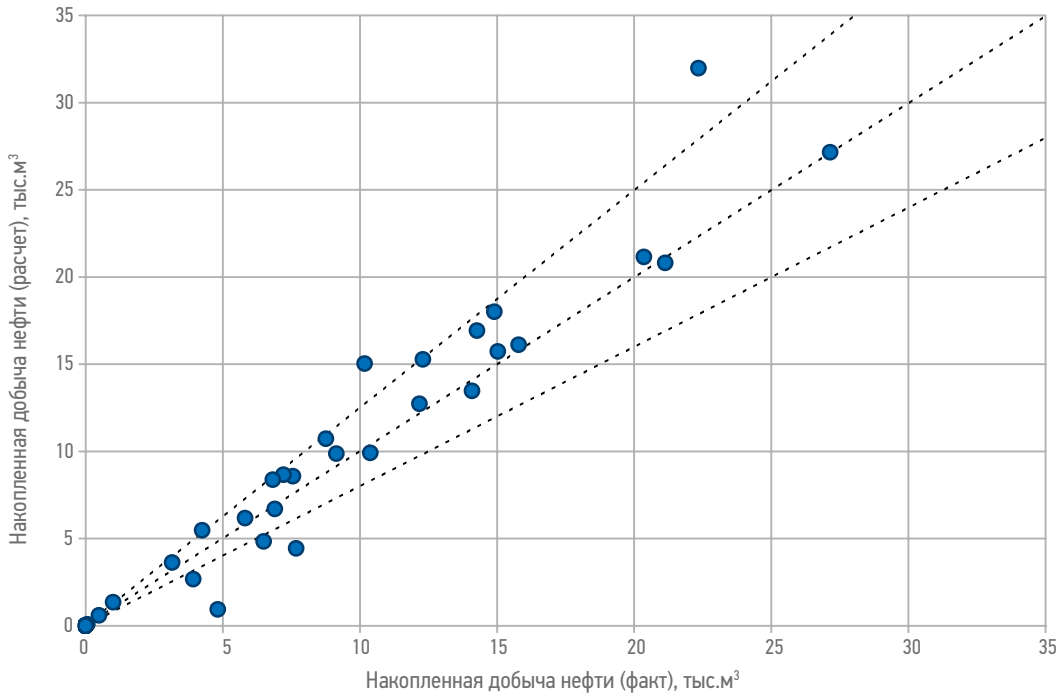


Рис. 5. Поскважинная настройка модели на накопленную добычу нефти. Составлено авторами
 Fig. 5. Downhole adjustment of the model for accumulated oil production. Made by the authors

мя, корректно усреднить обводненность не представляется возможным, поэтому усреднялись сами тренды, имеющие $R^2 > 0,5$. Итоговое уравнение для воспроизведения обводненности в прогнозной скважине:

$$f(V) = -0,135 \cdot \ln(V) + 1,4033, \quad (7)$$

где $f(V)$ — обводненность для текущего накопленного отбора жидкости; V — накопленный отбор жидкости.

ОБОСНОВАНИЕ НАЧАЛЬНОГО ДЕБИТА ПО МУЛЬТИФЛЮИДУ ДЛЯ ПРОЕКТНОЙ СКВАЖИНЫ

Установлена зависимость осредненного дебита мультифлюида (средние дебиты после запусков) от массы закаченного пропан-та (произведение количества стадий ГРП на массу пропан-та на одну стадию). Преимуществом разработанного метода прокси-моделирования на основе моделей

CRM является возможность оценки прогнозной динамики работы по каждой фактической и проектной скважине с учетом изменения дизайна ГРП, длины горизонтального участка скважины и др. Можно изменять динамику ввода, ограничения по минимальному дебиту нефти, газовому фактору. Поскольку описанный во «Временных методических рекомендациях...» [2] метод этого сделать не позволяет, предлагается принимать КИН по описанной методике не как средневзвешенный по площади дренирования, а непосредственно по прогнозным расчетам.

На основе данного метода был выполнен прогноз динамики технологических показателей разработки по объекту ЮКО/01 в рамках составления проектно-технологического документа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для прогноза технологических показателей разработки баженновской свиты одного из месторождений была предложена модификация модели многофазного дина-

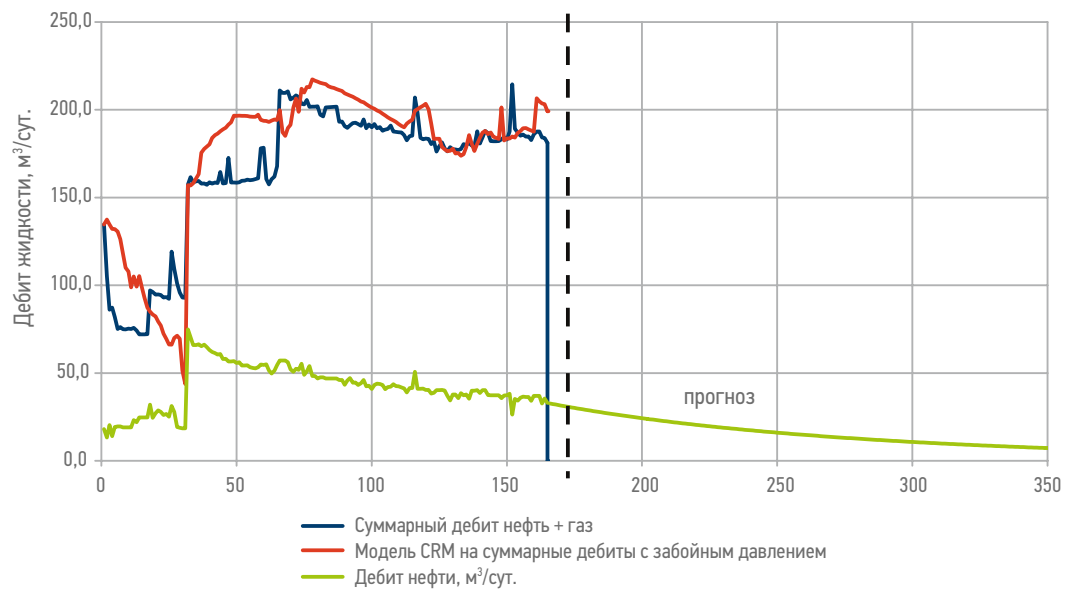


Рис. 6. Прогнозная динамика по модели CRM (забойное постоянно) для скважины № 1. Составлено авторами
Fig. 6. Forecast dynamics according to the CRM model (downhole constant) for well No. 1. Made by the authors

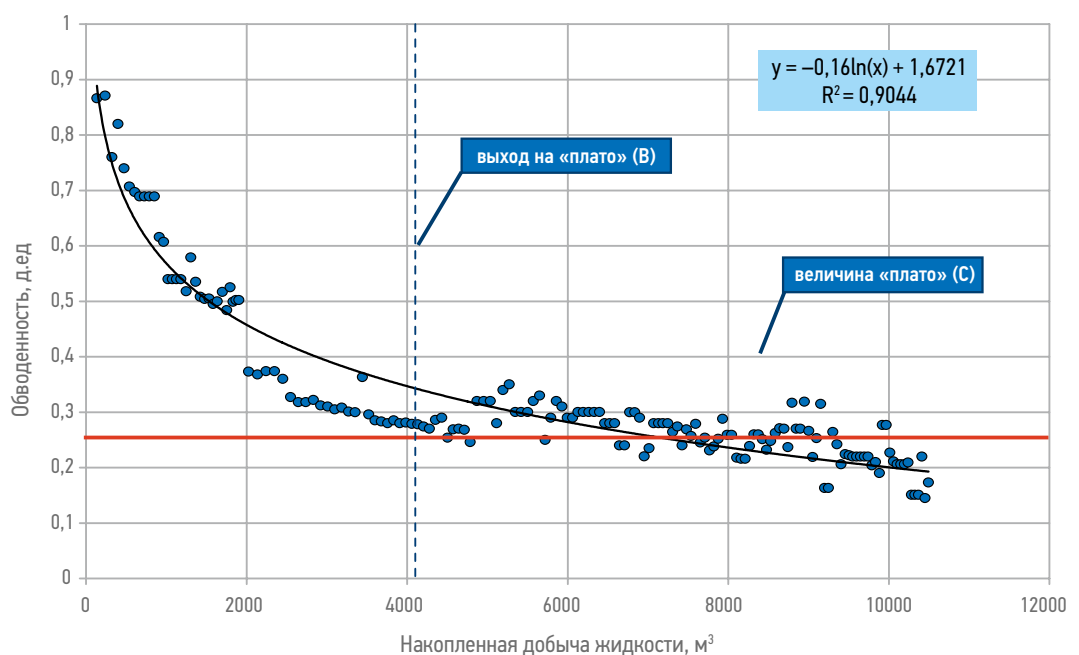


Рис. 7. Характерное поведение обводненности на примере скважины № 1. Составлено авторами
Fig. 7. Characteristic behavior of waterlogging on the example of well No. 1. Made by the authors

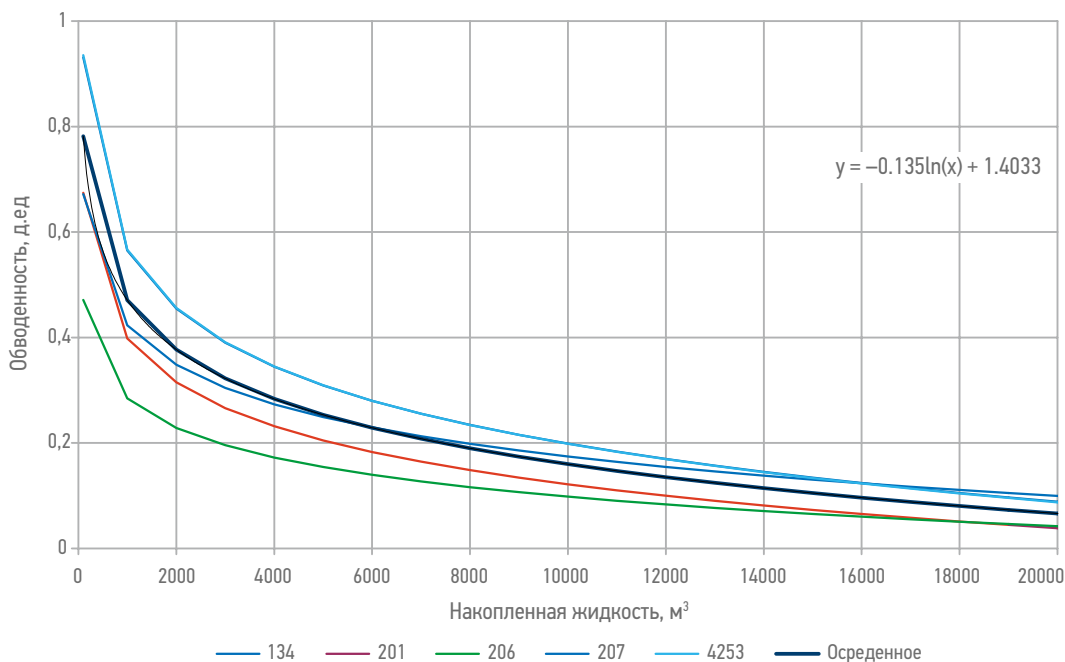


Рис. 8. Обоснование уравнения для воспроизведения обводненности для проектной скважины.
Составлено авторами
Fig. 8. Justification of the equation for reproducing the water content for the project well.
Made by the authors

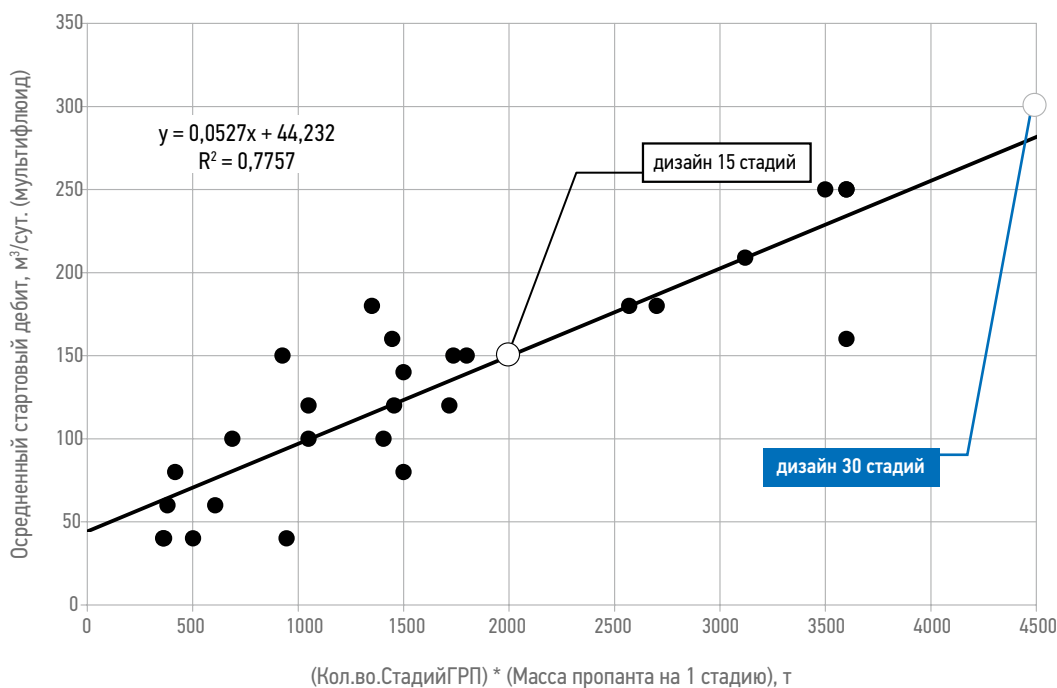


Рис. 9. Зависимость осредненного стартового дебита мультифлюида от массы пропанта. Составлено авторами
Fig. 9. Dependence of the averaged starting flow rate of the multifluid on the mass of the propane.
Made by the authors

мического материального баланса на основе прокси-модели CRM. Было показано что предложенный способ прогнозирования характеризуется высокой предсказательной способностью и может использоваться для расчета прогнозного варианта как по скважине, так и по месторождению

в целом, являясь альтернативой расчетам с использованием ГДМ. Получаемые в ходе расчетов значения дренируемых объемов могут быть переведены в радиусы дренирования, что помогает при выборе оптимальной геометрии системы разработки.

Список литературы

1. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods. Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, 2008.
2. Временное методическое руководство по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Недропользование 21 век. — 2017. — № 4. — С. 68–101.
3. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Коротков А.В., Авсянко И.Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2018. Т. 4. — № 4. — С. 148–168.
4. Agarwal R., Gardner D., Kleinstieber S., Fussel D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, № SPE 49222.
5. Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, 2013.
6. Albertoni A., Lake L.W. Inferring Interwell Connectivity Only from Well-Rate Fluctuations in Waterfloods // SPEREE. — 2003. — № 6 (1). — P. 6–16.
7. De Vicente J., Lancharés J., Hermida R. Placement by thermodynamic simulated annealing // Physics Letters A. — 2003. Vol. 317, № 5–6. — P. 415–423.
8. Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive model) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. — 2019. — № 4. — С. 76–85.
9. Шевчук Т.Н., Кашников О.Ю., Мезенцева М.А., Байков И.В., Каримов Т.С., Гатин Р.И., Ломовицкий П.В., Коробицын Д.А. Прогноз показателей добычи из пластов баженовской свиты на основе статистических зависимостей и методов машинного обучения // ProНефть. — 2020. — № 4. — С. 63–68.

References

1. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods. Ph.D. diss. Austin: University of Texas at Austin, USA, 2008.
2. Temporary methodological guide for the calculation of oil reserves in fractured and fractured-pore reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province. *Subsoil use of the 21st century*. 2017, no. 4, pp. 68–101. (In Russ.)
3. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. Investigation of the features of assessing the mutual influence of wells on the example of the CRM model. *Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy*. 2018, vol. 4, no. 4, pp. 148–168. (In Russ.)
4. Agarwal R., Gardner D., Kleinstieber S., Fussel D. Analyzing Well Production Data Using Combined Type Curve and Decline Curve Analysis Concepts. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, № SPE 49222.
5. Independent Statistics & Analysis U.S. Department of Energy. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Washington, 2013.
6. Albertoni A., Lake L.W., Inferring Interwell Connectivity Only from Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. *SPEREE*. 2003, no. 6 (1), pp. 6–16.
7. De Vicente J., Lancharés J., Hermida R. Placement by thermodynamic simulated annealing. *Physics Letters A*. 2003, vol. 317, no. 5–6, pp. 415–423.
8. Danko M.Yu., Brilliant L.S., Zavyalov A.S. Application of the dynamic material balance method and CRM method (capacity-resistive model) to the calculation of reserves of Achimov and Bazhenov reservoirs. *Subsoil use of the XXI century*. 2019, no. 4, pp. 76–85. (In Russ.)
9. Shevchuk T.N., Kashnikov O.Yu., Mezentseva M.A., Baykov I.V., Karimov T.S., Gatin R.I., Lomovitsky P.V., Korobitsyn D.A. Forecast of production indicators from the Bazhenov formation on the basis of statistical dependencies and machine learning methods. *RGONEFT*. 2020, no. 4, pp. 63–68. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.В. Байков — разработал концепцию статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы

О.Ю. Кашников — разработал концепцию статьи, разработал методику расчетов, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.И. Гатин — разработал методику расчетов, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Ханов — подготовил технические расчеты, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.Ю. Данько — разработал методику расчетов, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Iskander V. Baykov — combined rocks material for investigations, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Oleg Yu. Kashnikov — developed the article concept, developed a calculation methodology, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Rustam I. Gatin — developed the article concept, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Aleksander V. Khanov — prepared technical calculations, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Michael Yu. Danko — developed a calculation methodology, developed the article concept, prepared the text, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Искандер Витальевич Байков — руководитель лаборатории моделирования пластических процессов и проектирования разработки, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства»
121205, Россия, г. Москва, ул. Сикорского, д. 11.
e-mail: Baykov.IV@gazprom-neft.ru

Олег Юрьевич Кашников* — кандидат технических наук, руководитель программ по геологии и разработке, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Якубовича, д. 24.
e-mail: Kashnikov.OYu@gazprom-neft.ru

Рустам Ирекович Гатин — руководитель направления, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства»
121205, Россия, г. Москва, ул. Сикорского, д. 11.
e-mail: Gatin.RIr@gazprom-neft.ru

Александр Викторович Ханов — руководитель направления, ООО «Газпромнефть — Технологические партнерства»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Якубовича, д. 24.
e-mail: Khanov.Av@gazprom-neft.ru

Михаил Юрьевич Данько — заместитель директора по науке, ООО «Тюменский институт нефти и газа»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. Герцена, д. 64.
e-mail: danko@togi.ru
AuthorID: 587786

Iskander V. Baykov — Head of the Laboratory of Reservoir Process Modeling and Development Design, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC
11 Sikorskogo str., 121205, Moscow, Russia.
e-mail: Baykov.IV@gazprom-neft.ru

Oleg Yu. Kashnikov* — Cand. of Sci. (Techn.), Head of Geology and Development Programs, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC
24 Yakubovich str., 190000, St. Petersburg, Russia.
e-mail: Kashnikov.OYu@gazprom-neft.ru

Rustam I. Gatin — Head of the direction, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC
11 Sikorskogo str., 121205, Moscow, Russia.
e-mail: Gatin.RIr@gazprom-neft.ru

Aleksander V. Khanov — Head of the direction, Gazpromneft — Technological Partnerships LLC
24 Yakubovich str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: Khanov.Av@gazprom-neft.ru

Michael Yu. Danko — Deputy Director for Science, Tumen Oil and Gas Institute LLC
64 Herzen str., 625048, Tumen, Russia.
e-mail: danko@togi.ru
AuthorID: 587786

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author