



МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА ДЕЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ, В УСЛОВИЯХ ФОНТАНИРОВАНИЯ ЧЕРЕЗ ЗАТРУБНОЕ ПРОСТРАНСТВО

© Коллектив авторов,
2025



Е.В. Юдин¹, Р.А. Хабибуллин¹, О.С. Кобзарь¹, А.В. Рыжиков², В.Е. Чернышов^{2,*}, Д.В. Усиков¹, М.А. Сулейманов³, И.В. Григорьев⁴, М.Д. Шабунин⁴, М.В. Вербицкий³

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²Ассоциация представителей бизнеса и научного сообщества «Цифровые технологии в промышленности», РФ, Санкт-Петербург

³РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, РФ, Москва

⁴Научно-образовательный центр «Газпромнефть — УГНТУ», РФ, Уфа

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Цель. Настоящая статья посвящена изучению явления фонтанирования через затрубное пространство (ФЧЗ) в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН). Основной задачей исследования является поиск зависимостей для определения коэффициента деления жидкости между затрубным пространством и насосно-компрессорными трубами (НКТ) при фонтанировании с учетом влияния деградации рабочих характеристик ЭЦН.

Материалы и методы. Авторы применили комплексный подход, включающий теоретический анализ, лабораторные исследования, численное моделирование и обработку данных, полученных с реальной скважины. В рамках экспериментальной части проведены стендовые испытания, позволившие установить новые зависимости коэффициента деления жидкости от расходного газосодержания. Разработанный алгоритм оценки коэффициента деления жидкости предоставляет возможность количественно определять перераспределение многофазных потоков, что является важным для оптимизации работы скважинного оборудования. Численное моделирование позволило выделить ключевые параметры, влияющие на возникновение ФЧЗ, а также смоделировать поведение системы при различных условиях эксплуатации.

Результаты. Экспериментальные данные подтвердили существование зависимости между содержанием газа в потоке и распределением газожидкостной смеси (ГЖС) между затрубным пространством и НКТ. Результаты моделирования указывают на возможность оценки коэффициента деления жидкости для заданных граничных условий. Анализ высокодискретных данных телеметрии и замеров мультифазного расходомера с месторождений Западной Сибири подтвердил достоверность разработанной модели.

Заключение. Внедрение полученных решений и оптимизация работы электроцентробежных насосов может способствовать предотвращению нештатных режимов эксплуатации и улучшению общей эффективности механизированной добычи углеводородов. Предложенная методика может быть использована для разработки новых рекомендаций по эксплуатации скважин, что имеет практическое значение для нефтегазовой промышленности.

Ключевые слова: фонтанирование через затрубное пространство, электроцентробежный насос (ЭЦН), численное моделирование, газожидкостная смесь, оптимизация работы скважины

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: выражаем искреннюю благодарность коллегам: С.С. Сердюкову, руководителю сектора, ООО «Меретояханефтегаз», М.В. Щенотову, главному менеджеру, руководителю направления по сопровождению работы фонда, ООО «Меретояханефтегаз», Е.С. Сумину, ведущему инженеру по управлению данными, ООО «Меретояханефтегаз», Д.С. Пругло, руководителю сектора, ООО «Меретояханефтегаз», В.А. Нуринову, руководителю программы, ООО «Меретояханефтегаз», за их неоценимый вклад в развитие данной работы. Благодарим за их рекомендации и советы, которые существенно способствовали улучшению методики исследования, направленной на более глубокое понимание темы, а также за экспертизу в формировании выводов.

Для цитирования: Юдин Е.В., Хабибуллин Р.А., Кобзарь О.С., Рыжиков А.В., Чернышов В.Е., Усиков Д.В., Сулейманов М.А., Григорьев И.В., Шабунин М.Д., Вербицкий М.В. Методика расчета коэффициента деления жидкости в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами, в условиях фонтанирования через затрубное пространство. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):90–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-90-100>

Статья поступила в редакцию 14.05.2025

Принята к публикации 16.06.2025

Опубликована 29.09.2025

METHODOLOGY OF CALCULATION OF FLUID PARTITION COEFFICIENT IN WELLS EQUIPPED WITH ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS UNDER CONDITIONS OF SELF-FLOWING THROUGH THE ANNULAR SPACE

Evgeny V. Yudin¹, Rinat A. Khabibullin¹, Oleg S. Kobzar¹, Andrey V. Ryzhikov², Vladislav E. Chernyshov^{2,*}, Dmitry V. Usikov¹, Makhsud A. Suleymanov³, Ivan V. Grigorev⁴, Maxim D. Shabunin⁴, Mikhail V. Verbitsky³

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Association of business and scientific community representatives "Digital technologies in industry", RF, Saint Petersburg

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas, RF, Moscow

⁴Research and Education Center "Gazpromneft — UGNTU", RF, Ufa

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Aim. This article is devoted to the study of the phenomenon of self-flowing through annulus in wells equipped with electric submersible pumps (ESP). The main task of the study is to find dependences for determining the fluid partition coefficient between the annular space and tubing during self-flowing taking into account the influence of ESP performance degradation.

Methods. The authors applied a complex approach including theoretical analysis, laboratory studies, numerical modelling and processing of data obtained from a real well. Within the framework of the experimental part, bench tests were carried out, which allowed to establish new dependences of the liquid partition coefficient on the flowing gas content. The developed algorithm for estimating the fluid partition coefficient provides an opportunity to quantify the redistribution of phase flows, which is important for optimising the operation of downhole equipment. Numerical simulation allowed to identify the key parameters influencing the occurrence of self-flowing through annulus, as well as to simulate the behaviour of the system under different operating conditions.

Results. Experimental data confirmed the existence of a relationship between the gas content in the flow and the gas-liquid mixture (GLM) distribution between the annulus and the tubing. The modelling results indicate that it is possible to estimate the fluid partition coefficient for given boundary conditions. Analysis of highly discrete telemetry data and multiphase flowmeter measurements from Western Siberian fields confirmed the reliability of the developed model.

Conclusion. Implementation of the obtained solutions and optimisation of electric submersible pumps operation can help to prevent abnormal operation modes and improve the overall efficiency of mechanised hydrocarbon production. The proposed methodology can be used to develop new recommendations for well operation, which is of practical importance for the oil and gas industry.

Keywords: self-flowing through annulus of wells, electric submersible pump (ESP), numerical modelling, gas-liquid mixture, optimisation of well performance

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

Acknowledgements: we express our sincere gratitude to our colleagues: Sergey S. Serdyukov, Head of sector, LLC "Meretoyakhaneftgaz", Maksim V. Shchekotov, Chief manager — Head of fund support, LLC "Meretoyakhaneftgaz", Evgeny S. Sumin, Leading data management engineer, LLC "Meretoyakhaneftgaz", Dmitry S. Pruglo, Head of sector, LLC "Meretoyakhaneftgaz", Vladimir A. Kurinnov, Programme manager, LLC "Meretoyakhaneftgaz" for their invaluable contribution to the development of this work. We thank them for their guidance and advice, which greatly contributed to improving the research methodology aimed at a deeper understanding of the topic, as well as expertise in drawing conclusions.

For citation: Yudin E.V., Khabibullin R.A., Kobzar O.S., Ryzhikov A.V., Chernyshov V.E., Usikov D.V., Suleymanov M.A., Grigorev I.V., Shabunin M.D., Verbitsky M.V. Methodology of calculation of fluid partition coefficient in wells equipped with electric submersible pumps under conditions of self-flowing through the annular space. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):90–100. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-90-100>

Manuscript received 14.05.2025

Accepted 16.06.2025

Published 29.09.2025

ВВЕДЕНИЕ

Современные условия разработки нефтегазовых месторождений требуют применения адаптивных технологий добычи, учитывающих особенности залежей с высокой газонасыщенностью, активными газовыми шапками и трудноизвлекаемыми запасами. Особую категорию составляют газовые и газоконденсатные месторождения

с нефтяными оторочками — прослойками нефти толщиной до 30 метров, расположенными между водоносной и газовой частями залежи.

Эксплуатация таких месторождений сопряжена с рядом технических сложностей, в частности с повышенным содержанием газа на приеме погружного оборудования. Некорректный подбор погружного оборудования может привести к режиму

фонтанирования скважины через затрубное пространство. Наличие подобных случаев требует проведения детальных исследований, направленных на разработку методов оптимизации процессов добычи при данных режимах.

ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (ЭЦН) И УЛУЧШЕНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ УВ РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ НА ОСНОВЕ ИЗУЧЕНИЯ ЯВЛЕНИЙ ФОНТАНИРОВАНИЯ ЧЕРЕЗ ЗАТРУБНОЕ ПРОСТРАНСТВО СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПОИСКА ЗАВИСИМОСТЕЙ КОЭФФИЦИЕНТА ДЕЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ МЕЖДУ ЗАТРУБНЫМ ПРОСТРАНСТВОМ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫМИ ТРУБАМИ (НКТ), УЧИТЫВАЮЩИХ ДЕГРАДАЦИЮ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЦН.

Фонтанирование через затрубное пространство может наблюдаться в скважинах, где установленные насосы обладают недостаточной производительностью. В таких случаях работа насоса осуществляется в правой области напорно-расходной характеристики (НРХ). Согласно полной напорно-расходной характеристике, приведенной в работе А.И. Степанова [1], электроцентробежный насос (ЭЦН) в ряде случаев может создавать отрицательный перепад давления, выступая в роли гидравлического сопротивления.

Исследования, проведенные в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина [2], показывают, что подобные зависимости сохраняются и при работе погружных электроцентробежных насосов на газожидкостных смесях.

В статье [3] представлены результаты лабораторного исследования работы ЭЦН с газожидкостной смесью в режиме высоких подач. Авторами проведен анализ эксплуатации скважин месторождений Сибири, а также созданы модели в программном комплексе UniflocVBA, описывающие процессы фонтанирования через затрубное пространство при работе насоса в условиях высоких подач и отрицательных напоров. В результате выявлено, что при высоком газовом факторе насос способен формировать отрицательный перепад давления, что приводит к перераспределению потоков в скважине. Авторами разработана математическая модель, учитывающая деградацию эксплуатационных характеристик ЭЦН с увеличением содержания газа, и определены условия, при которых возможен режим фонтанирования через затрубное пространство.

Стоит учитывать, что помимо сепарации газа на приеме погружного оборудования происходит разделение жидкости между потоками в насосно-компрессорных трубах (НКТ) и затрубном пространстве.

Коэффициент деления жидкости (далее K_{liq}) в данном случае можно определить следующим образом:

$$K_{liq} = \frac{Q_{liq}^{ann}}{Q_{liq}},$$

где Q_{liq}^{ann} — объем жидкости, поступающей в затрубное пространство; Q_{liq} — объем жидкости, поступающий из пласта в скважину. Коэффициент деления жидкости определяется таким образом, что при его значении, равном нулю, вся жидкость поступает в НКТ, как при классическом режиме эксплуатации скважины. При $K_{liq} = 1$ вся жидкость протекает через затрубное пространство [4].

МЕТОДОЛОГИЯ

В лаборатории кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина авторами проведены эксперименты по исследованию зависимости коэффициента деления жидкости от расходного газосодержания на модельной смеси «вода–воздух». Исследования проводили на специализированном стенде, моделирующем движение газожидкостной смеси (ГЖС) по НКТ, эксплуатационной колонне и устьевой арматуре (рис. 1).

Эксперименты проводились в интервале расходов жидкости 75–150 м³/сут. Для каждого расхода жидкости устанавливается определенный расход газа таким образом, чтобы выполнялось условие поддержания объемного расходного газосодержания в потоке (30–90% по объему). Для всех диапазонов газожидкостной смеси осуществлялся замер расходов жидкости и газа при помощи измерительных устройств, изображенных на рис. 1 (1 — бак; 2, 19, 26 — консольный центробежный насос; 3, 20, 27 — электродвигатель; 4, 21, 28 — управляемый частотно-регулируемый привод; 5, 22 — массовый расходомер; 6 — блок ввода твердых частиц; 7 — поршневой компрессор; 8 — реометрический расходомер газа; 9 — трубки ввода газа; 10 — эксплуатационная колонна; 11 — корпус насоса; 12 — трубная задвижка; 13 — затрубная задвижка; 14 — трехходовой кран; 15 — перепускная линия с краном; 16 — линейная задвижка; 17 — циклонный сепаратор; 18 — фильтр механических примесей; 23 — задвижка на сепаратор; 24 — гравитационный сепаратор; 25 — счетчик газа).

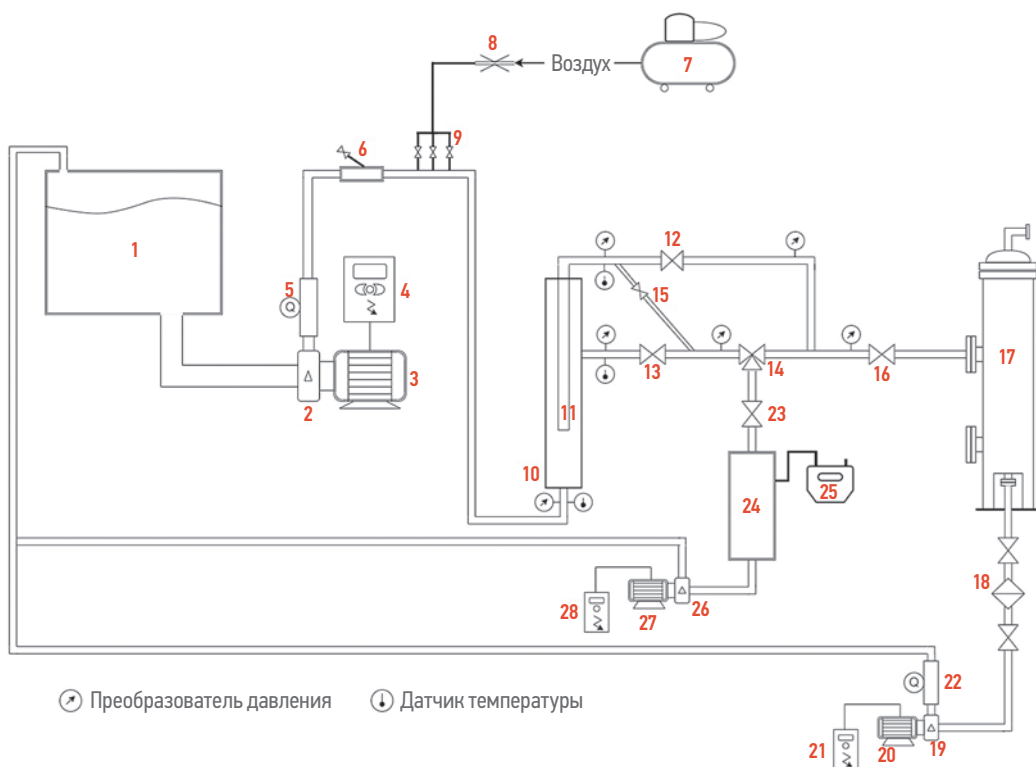


Рис. 1. Схема лабораторного стенда. Составлено авторами
 Fig. 1. Schematic diagram of the laboratory bench. Compiled by the authors

Методика эксперимента заключалась в следующем.

1. Жидкость поступает из бака 1 на прием центробежного насоса.
2. Трехходовой кран 14 направляет поток жидкости в гравитационный сепаратор 24.
3. Задвижки 12 и 13 открываются таким образом, чтобы поддерживать разницу давлений в НКТ и затрубном пространстве постоянной, что обеспечивает поступление ГЖС одновременно в обе линии устьевого арматуры.
4. Изменение частоты вращения вала консольного насоса 2 позволяет устанавливать различные режимы подачи жидкости. Регулировка частоты вращения осуществляется посредством преобразователя частоты (ПЧ) 4.
5. Для подачи газа на реометрическом стенде постепенно увеличивается давление газа при открытых шаровых кранах газовой линии. Поступление газовой фазы вызывает рост сопротивления в гидравлической системе. Увеличение доли газа в потоке осуществляется с одновременным контролем частоты работы основного насоса и положения задвижки 16.

Предложенная методика обеспечивает установление одинаковых условий для исследования зависимостей коэффициента

деления жидкости от расходного газосодержания.

Обработка результатов лабораторных экспериментов показала, что с увеличением расходного газосодержания газожидкостной смеси на входе в колонну коэффициент деления жидкости снижается (рис. 2). Нисходящий тренд связан с сепарационным эффектом газа (чем больше расход жидкости, тем слабее сепарационный эффект, рис. 3). Высокие значения коэффициента сепарации газа способствуют увеличению коэффициента деления жидкости.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ, ФОНТАНИРУЮЩЕЙ ЧЕРЕЗ ЗАТРУБНОЕ ПРОСТРАНСТВО

Модель скважины, в которой наблюдается ФЧЗ, можно описать системой одномерных дифференциальных уравнений. Процесс моделирования разбивается на три составляющие, которые связаны между собой граничными условиями:

1. Участок от забоя до приема погружного оборудования.
2. Пространство внутри насосно-компрессорных труб.
3. Затрубное пространство выше приема погружного оборудования.

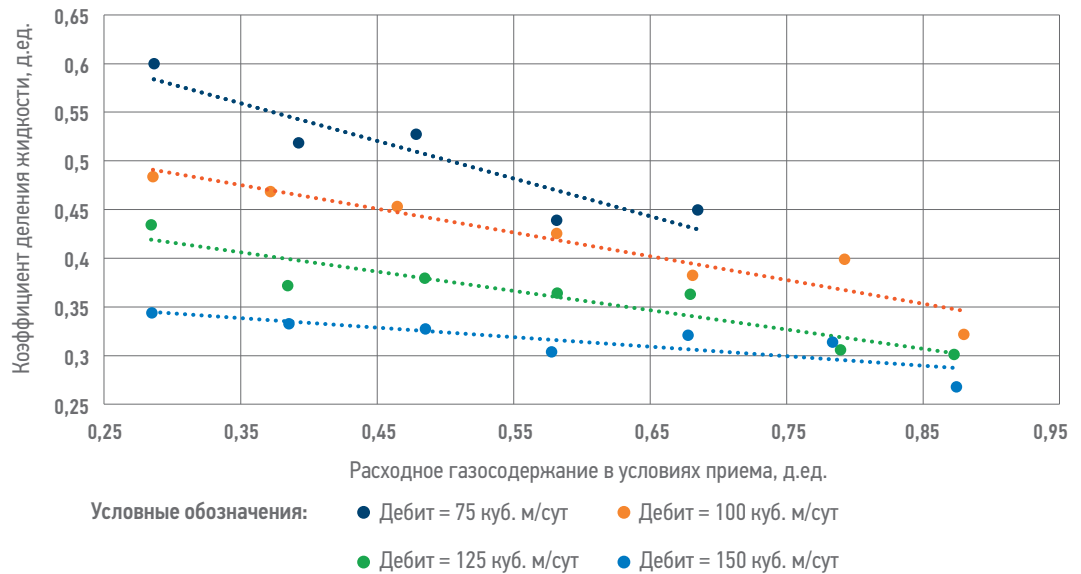


Рис. 2. График зависимости коэффициента деления жидкости от расходного газосодержания в условиях приема (β_r). Составлено авторами
 Fig. 2. Graph of the liquid split ratio versus gas fraction (β_r). Compiled by the authors

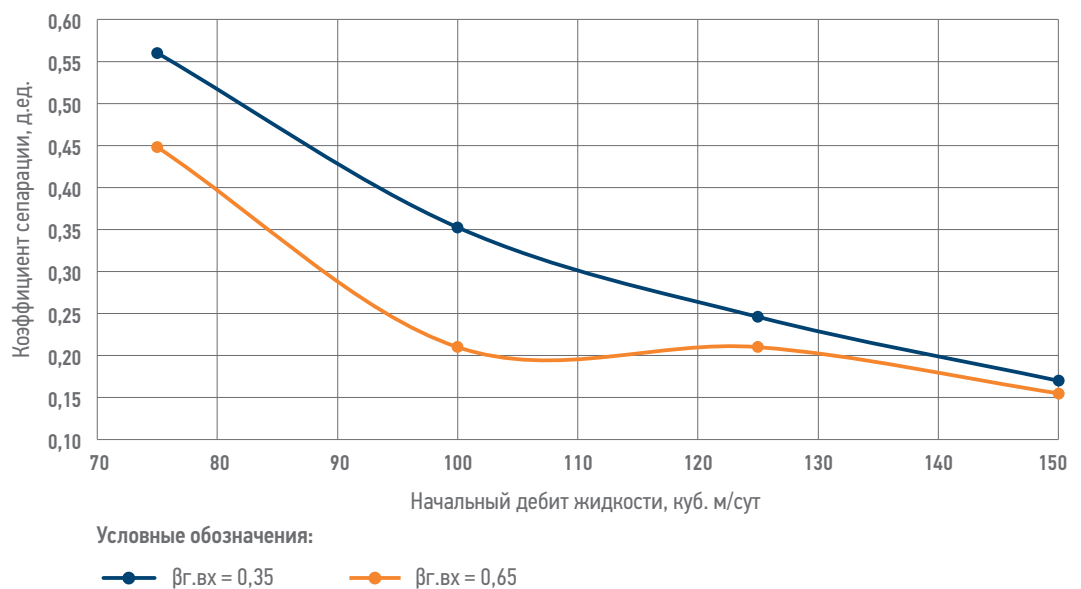


Рис. 3. График зависимости коэффициента естественной сепарации газа при фиксированном значении расходного газосодержания (β_r). Составлено авторами
 Fig. 3. Graph of the natural gas separation coefficient at a fixed gas fraction. Compiled by the authors

Особенности режима:

1. Поток газожидкостной смеси движется по двум разобленным каналам: НКТ и затрубное пространство
2. PVT-свойства в этих каналах различны.
3. На приеме погружного оборудования происходит разделение газа, нефти и воды, при этом обводненность в НКТ и затрубном пространстве может отличаться.

Методика моделирования заключается в построении кривых распределения давления

по интервалам подъемника. При этом на каждом шаге учитываются изменение следующих параметров:

- PVT-свойств;
- коэффициентов деления нефти и воды и коэффициента сепарации газа;
- деградации характеристики насоса из-за вредного влияния газа.

Основываясь на блок-схеме, представленной в статье [4], был создан собственный алгоритм моделирования процесса фонтанирования через затрубное пространство (ФЧЗ) (рис. 4).

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА КОЭФИЦИЕНТА ДЕЛЕНИЯ ЖИДКОСТИ

Результатом многократного проведения расчетов является множество значений давления на буфере и затрубе для каждого коэффициента деления нефти, коэффициента деления воды и коэффициента сепарации газа, с фиксированными свойствами потока. По полученным данным строится график. С помощью линейной интерполяции находится решение, удовлетворяющее граничным условиям по затрубному и буферному давлениям:

$$\frac{P_{\text{буф}}^{\text{расч}}}{P_{\text{буф}}^{\text{факт}}} = \frac{P_{\text{затр}}^{\text{расч}}}{P_{\text{затр}}^{\text{факт}}}$$

Строятся кривые решения для НКТ и затрубного пространства, где точка пересечения соответствует искомому решению (рис. 5). Для апробации алгоритма была выбрана скважина одного из месторождений Западной Сибири, на которой периодически наблюдается фонтанирование через затрубное пространство с установленным ЭЦН5-160-2150 и газосепаратором МНГСЛ5. Параметры исследуемой скважины представлены в табл. 1.

В 13:30 начинает появляться разность в давлениях между затрубным и буферным давлениями (рис. 6), последующий рост перепада давлений говорит о возможном начале режима ФЧЗ, т.к. жидкость начинает проходить через обратный клапан фонтанной арматуры. При нормальной работе ЭЦН в скважине образуется динамический уровень, при этом сброс газа из затрубного пространства в линию происходит через обратный клапан на поверхности, а график затрубного давления ($P_{\text{wh}}(t)$) практически совпадает с графиком буферного давления ($P_{\text{buf}}(t)$), что и наблюдается на промежутке времени 10:00–13:30, рост перепада давления указывает на то, что через обратный клапан начинает поступать жидкость.

По известным значениям параметров работы скважины в программном комплексе Unifloc VBA была построена кривая распределения давления (рис. 7), характерная для режима работы скважины при фонтанировании через затрубное пространство согласно описанному выше алгоритму. Синим цветом обозначено распределение

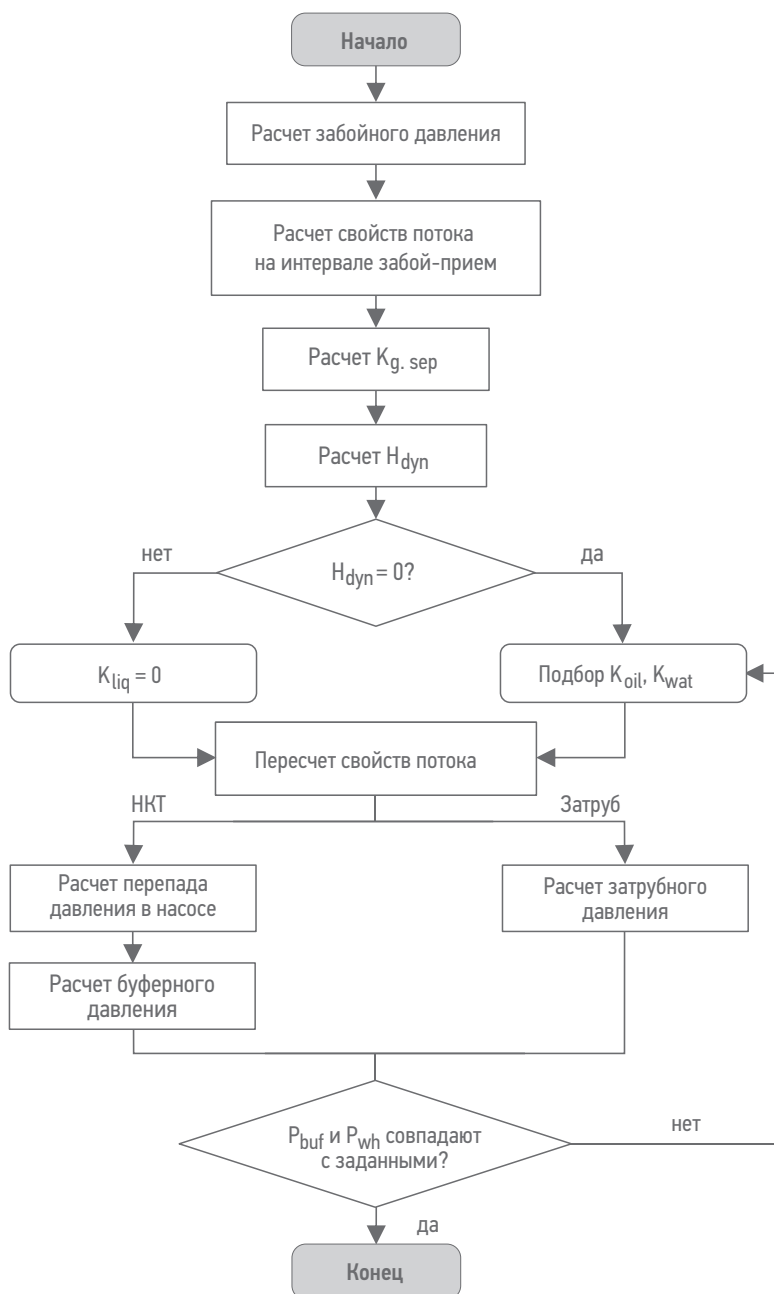


Рис. 4. Алгоритм расчета, где $K_{g,sep}$ — коэффициент сепарации газа, д.ед; H_{dyn} — динамический уровень, м; K_{liq} — коэффициент деления жидкости, д.ед; K_{wat} — коэффициент деления воды, д.ед; K_{oil} — коэффициент деления нефти, д.ед; P_{buf} — буферное давление, атм; P_{wh} — затрубное давление, атм. Составлено авторами
Fig. 4. Calculation algorithm, where $K_{g,sep}$ — gas separation factor, u.f.; H_{dyn} — dynamic level, m; K_{liq} — liquid partition coefficient, u.f.; K_{wat} — water partition coefficient, u.f.; K_{oil} — oil partition coefficient, u.f.; P_{buf} — buffer pressure, atm; P_{wh} — annular pressure, atm. Compiled by the authors

давления на интервале забой–прием, расчёт снизу вверх. Оранжевым — перепад давления в насосе. Зеленым — расчет снизу вверх

Таблица 1. Параметры скважины. Составлено авторами
Table 1. Well parameters. Compiled by the authors

Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр НКТ, мм	Дебит жидкости, м³/сут.	Газовый фактор, м³/м³	Глубина скважины, м	Обводненность, %
168	73	139	799	2100	65

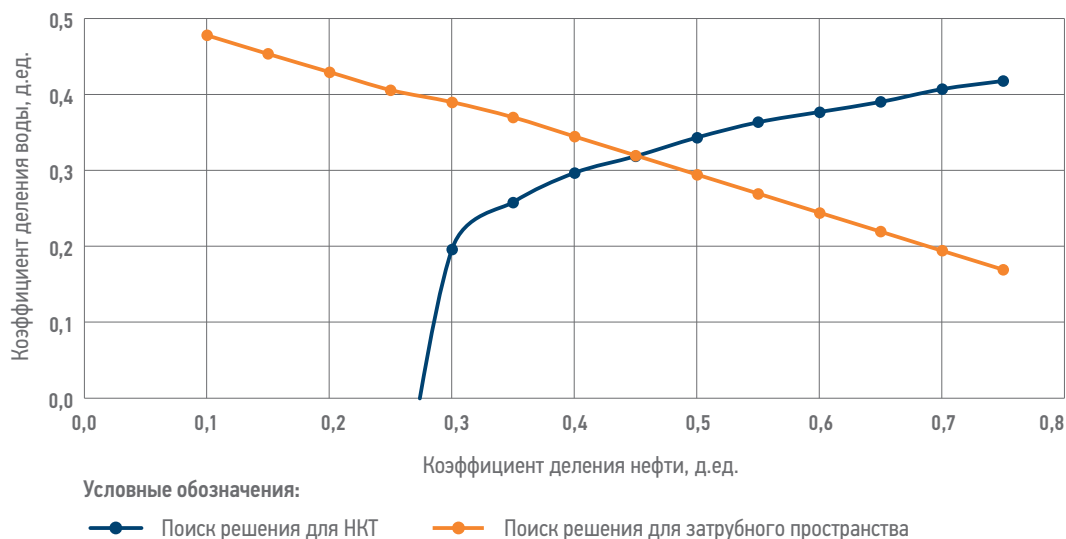


Рис. 5. Кривая решения для НКТ и затрубного пространства. Составлено авторами
 Fig. 5. Solution curve for the tubing and annulus. Compiled by the authors

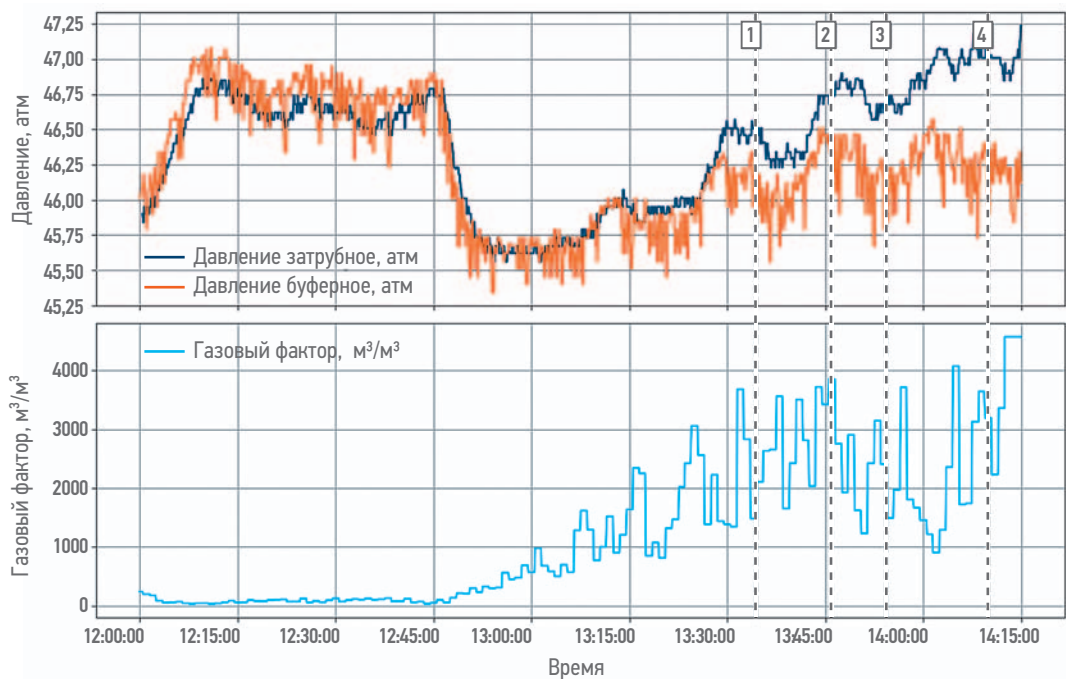


Рис. 6. Анализ данных с месторождения. Составлено авторами
 Fig. 6. Field data analysis. Compiled by the authors

на интервале выход насос-буфер в НКТ. Желтым показан расчет распределения давления снизу вверх на интервале прием насоса-затруб в кольцевом пространстве затруба. Расчет распределения давления на интервале забой прием производился с помощью корреляции Ansari [5]. Перепад давления в колоннах после разделения жидкости рассчитывался по корреляции Gray [6]. Коэффициент сепарации рассчитан по методике Marquez [7]. Учет деградации насоса производился на основании экспериментальной модели, полученной при стендовых

испытаниях в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина [2].

По описанному алгоритму были произведены расчеты для различных точек замера (рис. 6).

По полученным данным построен график (рис. 8), на котором отражается тенденция к увеличению коэффициента деления жидкости с увеличением разницы между затрубным и буферным давлениями, что говорит о том, что количество жидкости, протекающей через кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной, возрастает.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Настоящее исследование представляет собой значительный вклад в изучение процесса фонтанирования через затрубное пространство скважин, оборудованных ЭЦН. Преимуществом данного исследования является применение комплексного подхода, объединяющего лабораторные испытания, численное моделирование, а также анализ данных с одного из месторождений Западной Сибири.

Впервые определена зависимость коэффициента деления жидкости (K_{liq}) от расходного газосодержания для модельной смеси вода–воздух. Лабораторные испытания выявили:

- снижение K_{liq} с ростом газосодержания;
- влияние сепарации газа на перераспределение потоков между НКТ и затрубным пространством.

Полученные результаты позволяют уточнить механизмы газожидкостного разделения в скважинах и скорректировать модели фонтанирования.

Также разработан алгоритм, который на основе данных телеметрии и измерений мультифазных расходомеров посредством итеративных расчётов позволяет определить коэффициент деления жидкости. Это, в свою очередь, дает возможность количественно оценить распределение потоков газожидкостной смеси между затрубным пространством и НКТ, что является важным параметром при анализе работы скважины.

Кроме того, алгоритм служит инструментом для оценки корректности подбора электроцентробежных насосов, поскольку

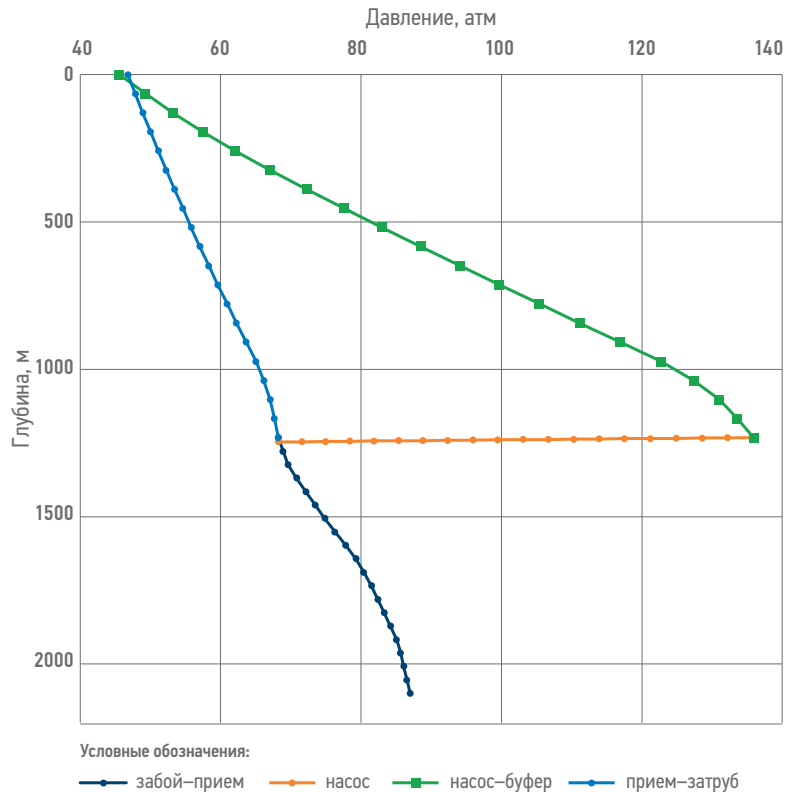


Рис. 7. Кривая распределения давления в скважине №1 при фонтанировании через затрубное пространство. Составлено авторами
Fig. 7. Pressure distribution curve in Well No. 1 during flow through the annular space. Compiled by the authors

стандартная концепция эксплуатации скважин с ЭЦН исключает фонтанирование через затрубное пространство, которое считается нежелательным процессом. Интеграция данного алгоритма в системы мониторинга скважин позволит своевременно выявлять переход в режим фонтанирование через затрубное пространство и корректировать

Таблица 2. Расчет для 4-х точек. Составлено авторами
Table 2. Calculation for 4 points. Compiled by the authors

№ точки	1	2	3	4
Время	13:34:23	13:45:48	13:54:17	14:09:54
Q_{liq} , м ³ /сут	189,8	209,8	151,63	133,12
N_w , %	93,33	97,23	92,72	93,1
R_p , м ³ /м ³	1482	3425	2409	3643
P_{buf} , атм	46,18	46,34	46,18	46,01
P_{wh} , атм	46,46	46,74	46,68	47,07
ΔP , атм	0,28	0,4	0,5	1,06
$P_{in.}$, атм	69,08	69,31	69,94	70,38
K_{oil} , д.ед.	0,23	0,37	0,63	0,29
K_{wat} , д.ед.	0,11	0,12	0,41	0,43
K_{liq} , д.ед.	0,119	0,129	0,267	0,43

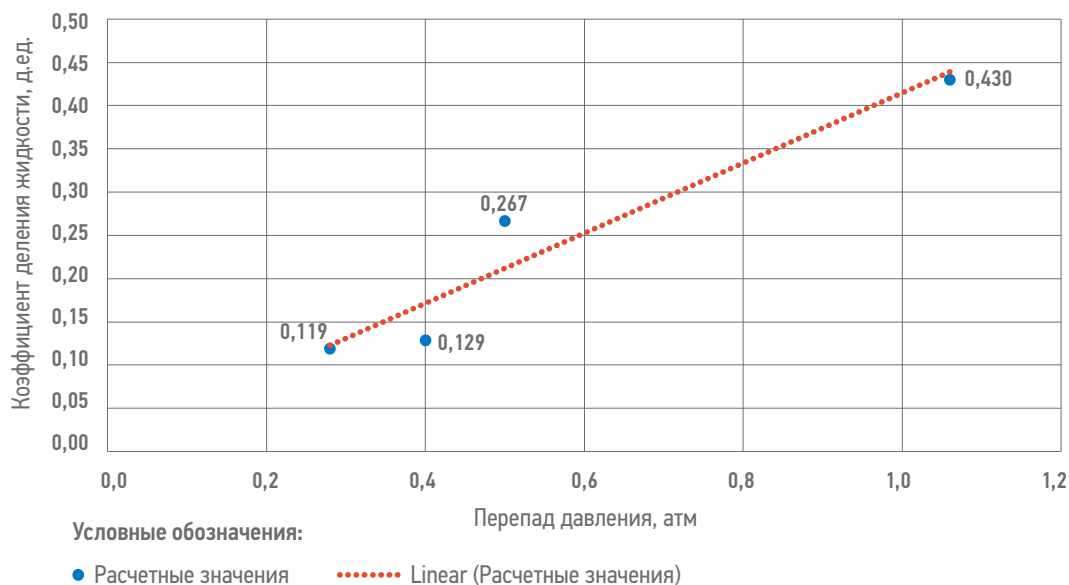


Рис. 8. Изменение коэффициента деления жидкости. Составлено авторами
 Fig. 8. Variation of the liquid split ratio. Compiled by the authors

эксплуатационные параметры для предотвращения нештатных ситуаций.

Помимо этого, разработан метод численного моделирования процесса ФЧЗ, комплексно учитывающий ключевые факторы, влияющие на динамику потоков в скважине:

- различие PVT-свойств потоков в НКТ и затрубном пространстве;
- влияние коэффициента деления жидкости с учетом обводненности потоков продукции в затрубье и НКТ и деградации характеристик электроцентробежного насоса;
- граничные условия, определяющие стабильность эксплуатации ЭЦН.

Применение данного метода повышает точность оценки процессов фонтанирования и позволяет разработать обоснованные рекомендации по выбору оборудования и оптимизации эксплуатационных параметров скважин, способствуя повышению эффективности добычи и снижению риска нештатных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенный анализ показал, что фонтанирование через затрубное пространство обусловлено перераспределением потоков в условиях высокого газосодержания. Основными причинами выявлены

неоптимальные эксплуатационные характеристики подобранного ЭЦН, чрезмерная сепарация газа и снижение давления на входе в насос.

2. Экспериментальные исследования подтвердили, что при росте расходного газосодержания коэффициент деления жидкости уменьшается, что свидетельствует о более выраженном эффекте сепарации газа.
3. Численное моделирование фонтанирования через затрубное пространство подтвердило применимость разработанного алгоритма расчёта, позволяющего точно оценивать коэффициент деления жидкости и предсказывать условия возникновения ФЧЗ.
4. Практическая проверка, проведенная на скважине Западной Сибири, подтвердила работоспособность предложенной модели; данные мониторинга давления продемонстрировали возможность своевременного прогнозирования и предотвращения процесса фонтанирования.
5. Полученные количественные зависимости и разработанный алгоритм могут быть использованы для оптимизации работы ЭЦН, предотвращения нештатных режимов эксплуатации и повышения эффективности механизированной добычи.

Список литературы

1. Степанов А.И. Центробежные и осевые насосы: Теория, конструирование и применение. Перевод с английского инж. М.Я. Лейферова и канд. техн. наук М.В. Поликовского. — Москва, Государственное научно-техническое издательство Машиностроительной литературы, 1960. — 428 с.

2. Горидько К.А. Влияние изменяющихся свойств газожидкостной смеси по длине насоса на характеристики погружной электроцентробежной насосной установки: дис. ... канд. техн. наук: специальность 2.8.4. («Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»). — Москва, 2023. — 246 с.
3. Горидько К.А., Кобзарь О.С., Вербицкий В.С., Хабидуллин Р.А. Анализ работы фонтанирующих по затрубному пространству скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на примере месторождений Западной и Восточной Сибири // Материалы конференции SPE Russian Petroleum Technology, 26–29 октября 2020, Москва. <https://doi.org/10.2118/201878-RU>
4. Yudin E.V., Gorbacheva V.N., Smirnov N.A. Modeling and optimization of wells operating modes under annular flow conditions // OJ. — 2022. — Pp. 122–126. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-122-126> (In Russ.)
5. Ansari A. M., Sylvester N. D., Sarica C., Shoham O., & Brill J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores // SPE Production & Facilities. — 1994, no. 9(02). — Pp. 143–151. <https://doi.org/10.2118/20630-pa>
6. Gray H.E. Vertical flow correlation in gas wells, user's manual for API 14B surface controlled subsurface safety valve sizing computer program // Dallas, Texas, USA: American Petroleum Institute. — 1978. — Vol. 14. — Pp. 38–41.
7. Marquez R. Modeling Downhole Natural Separation: PhD dissertation in the Discipline of Petroleum Engineering. — The University of Tulsa, 2004. — 204 p.

References

1. Stepanoff A. J. Centrifugal and axial flow pumps // Theory, design, and application. London, 1960. 428 p.
2. Goridko K.A. Vliyaniye izmenyayushchihsvya svojstv gazozhidkostnoj smesi po dline nasosa na karakteristiki pogruzhnoy elektrotrobozhnoy nasosnoj ustanovki [Effect of varying gas-liquid mixture properties along the pump length on the performance of a submersible electric centrifugal pumping unit]. Dr. Diss. Moscow, 2023. P. 246. (In Russ.)
3. Goridko K., Kobzar O., Verbitsky V., Khabibullin R. Analysis of Self Flowing through Annulus of wells operated with Electric Submersible Pumps, Western and Eastern Siberia Fields Cases. *SPE Russian Petroleum Technology*. 2020. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/201878-RU>
4. Yudin E.V., Gorbacheva V.N., and Smirnov N.A. Modeling and optimization of wells operating modes under annular flow conditions. *OJ*. 2022, pp. 122–126. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-122-126> (In Russ.)
5. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., & Brill J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. *SPE Production & Facilities*. 1994, no. 9(02), pp. 143–151. <https://doi.org/10.2118/20630-pa>
6. Gray H.E. *Vertical Flow Correlation in Gas Wells: User's Manual for API 14B Surface Controlled Subsurface Safety Valve Sizing Computer Program*. 2nd Edition. Dallas, Texas, USA: American Petroleum Institute, 1978, vol. 14, pp. 38–41.
7. Marquez R. *Modeling Downhole Natural Separation*: PhD dissertation in the Discipline of Petroleum Engineering. The University of Tulsa, 2004, 204 p.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.В. Юдин — принял активное участие в организации и координации работ, оказал экспертную поддержку, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Р.А. Хабидуллин — проводил экспертизу расчетов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

О.С. Кобзарь — проводил экспертизу расчетов, руководил работой, контролировал качество и сроки выполняемых работ.

А.В. Рыжиков — разработал концепт статьи и алгоритм расчета в UniflocVBA, активно участвовал в подготовке текста статьи, оказывал экспертную поддержку.

В.Е. Чернышов — активно участвовал в подготовке текста статьи, анализе данных с месторождения, координации работ.

Д.В. Усиков — участвовал в подготовке текста статьи.

М.А. Сулейманов — проводил экспертную поддержку при проведении лабораторных испытаний.

И.В. Григорьев — участвовал в подготовке текста статьи и анализе литературы, в проведении лабораторных испытаний.

М.Д. Шабунин — проводил расчеты в UniflocVBA, подготовил визуальную часть работы.

М.В. Вербицкий — активно участвовал в проведении лабораторных испытаний, принимал участие в разработке методики проведения испытаний.

Evgeny V. Yudin — actively participated in the organisation and coordination of the work, provided expert support, and finally approved the published version of the article.

Rinat A. Khabibullin — performed an expert review of the calculations, finally approved the published version of the article.

Oleg S. Kobzar — performed an expert review of the calculations, managed the work, controlled the quality and timing of the work performed.

Andrey V. Ryzhikov — developed the concept of the article and the calculation algorithm in UniflocVBA, actively participated in the preparation of the text, and provided expert support.

Vladislav E. Chernyshov — actively participated in preparing the text of the article, analysing field data, coordinating the work.

Dmitry V. Usikov — contributed to the text of the article.

Makhsud A. Suleymanov — provided expert support in laboratory experiments.

Ivan V. Grigorev — participated in the preparation of the text of the article and literature analysis, and in laboratory experiments.

Maxim D. Shabunin — carried out calculations in UniflocVBA, prepared the visual part of the work.

Mikhail V. Verbitsky — actively participated in laboratory experiments, took part in the development of test methodology.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Евгений Викторович Юдин — директор программ по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Ринат Альфредович Хабибуллин — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Олег Сергеевич Кобзарь — ведущий специалист по разработке, Группа компаний «Газпром нефть»

Андрей Викторович Рыжиков — младший аналитик данных, Ассоциация «Цифровые технологии в промышленности»
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8667-8153>

Владислав Евгеньевич Чернышов* — младший аналитик данных, Ассоциация «Цифровые технологии в промышленности»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Гороховая, д. 16, А4.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57205442289
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8823-1270>

Дмитрий Вячеславович Усиков — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Махсуд Абдурахим угли Сулейманов — аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-5578-401X>

Иван Владимирович Григорьев — техник, НОЦ «Газпромнефть — УГНТУ»
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-6774-0693>

Максим Дмитриевич Шабунин — главный специалист, НОЦ «Газпромнефть — УГНТУ»

Михаил Владимирович Вербицкий — инженер, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Evgeny V. Yudin — Director of product development programmes, Gazprom neft company group

Rinat A. Khabibullin — Head of direction, Gazprom neft company group

Oleg S. Kobzar — Lead development specialist, Gazprom neft company group

Andrey V. Ryzhikov — Junior data analyst, Association of business and scientific community representatives "Digital technologies in industry".
ORCID: <https://orcid.org/0009-0003-8667-8153>

Vladislav E. Chernyshov* — Junior data analyst, Association of business and scientific community representatives "Digital technologies in industry"
16, Gorohovaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
Scopus ID: 57205442289
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8823-1270>

Dmitry V. Usikov — Expert, Gazprom neft company group

Makhsud A. Suleymanov — Postgraduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas
ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-5578-401X>

Ivan V. Grigorev — Engineer, Research and Education Center "Gazpromneft — UGNTU"
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-6774-0693>

Maxim D. Shabunin — Chief specialist, Research and Education Center "Gazpromneft — UGNTU"

Mikhail V. Verbitsky — Engineer, Gubkin Russian State University of Oil and Gas

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author