

КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦИФРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА В ПРАКТИКЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

© Коллектив авторов,
2024



**С.В. Степанов^{1,2}, Я.И. Гильманов¹, К.Г. Лапин¹, М.А. Загоровский^{1,2,*},
И.А. Зубарева^{1,2}**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр» ПАО НК «Роснефть», РФ, Тюмень

²ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», РФ, Тюмень

Электронный адрес: mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

Введение. Изучение керна путем математического моделирования фильтрационных процессов на уровне пустотного пространства горной породы, имеет ряд существенных преимуществ относительно традиционных лабораторных исследований. Тем не менее к настоящему времени отсутствует единое понимание, каким образом технологию «Цифровой керн» эффективно встроить в практическую деятельность по сопровождению разработки залежей углеводородного сырья.

Цель работы заключается в обосновании концепции применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки месторождений углеводородов исходя из имеющегося опыта применения этой технологии и оригинальных разработок.

Методы. Обоснование концепции строится на наиболее показательных сторонних и собственных примерах применения технологии «Цифровой керн» для создания петрофизической основы и построения гидродинамической модели.

Результаты. С использованием технологии «Цифровой керн» на основе оригинальной полуэмпирической модели керна и гидродинамического моделирования строения фации решена задача учета масштабного эффекта при переходе с одного уровня горной породы на другой для одного из участков месторождения ПАО «НК «Роснефть», на котором осуществляются опытно-промышленные работы по вытеснению нефти водой и раствором полимера. Выполнены расчеты относительных фазовых проницаемостей в системах «нефть-вода», «нефть-полимерный раствор». Показано, что использование результатов цифровых исследований керна позволяет повысить адекватность гидродинамического моделирования и тем самым уменьшить неопределенность прогнозного моделирования.

Заключение. Описывается место технологии «Цифровой керн» и концепция применения результатов цифровых исследований керна в процессе моделирования разработки месторождений углеводородного сырья, позволяющая сделать его более логичным и более содержательным.

Ключевые слова: цифровой анализ керна, цифровой керн, петрофизическое моделирование, гидродинамическое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Степанов С. В., Гильманов Я. И., Лапин К. Г., Загоровский М. А., Зубарева И. А. Концепция применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):141–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-141-151>

Статья поступила в редакцию 11.09.2024

Принята к публикации 04.10.2024

Опубликована 27.12.2024

THE CONCEPT OF APPLYING THE RESULTS OF DIGITAL CORE RESEARCH IN THE PRACTICE OF RESERVOIR MODELING

**Sergei V. Stepanov^{1,2}, Yan I. Gilmanov¹, Konstantin G. Lapin¹, Mikhail A. Zagorovskii^{1,2,*},
Irina A. Zubareva^{1,2}**

¹Tyumen Petroleum Research Center, Rosneft Oil Company, RF, Tyumen

²University of Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

Introduction. The study of the core by mathematical modeling of filtration processes at the level of the void space of the rock has a number of significant advantages relative to traditional laboratory studies. However, there is no common understanding of how the Digital Core technology can be effectively integrated into practical activities to support the development of hydrocarbon deposits.

Aim. The purpose of the research is to provide the concept of applying the results of digital core analysis in the practice of reservoir modeling based on the existing experience in using this technology and original developments.

Materials and methods. The rationale for the concept is based on the most significant third-party and proprietary examples of the use of Digital Core technology to create a petrophysical basis and build a hydrodynamic model.

Results. Using the Digital Core technology, based on the original semi-empirical core model and hydrodynamic modeling of the facies structure, the problem of taking into account the large-scale effect during the transition from one level of rock to another is solved for one of the sections of the Rosneft oilfield, where pilot works are carried out to displace oil with water and polymer solution. Calculations of relative phase permeabilities in the oil-water and oil-polymer solution systems have been performed. It is shown that the use of the results of digital core studies makes it possible to increase the adequacy of hydrodynamic modeling and thereby reduce the uncertainty of predictive modeling.

Conclusions. Described the place of applying the results of digital core research in the process of modeling the development of hydrocarbon reservoirs and shown, that it makes this process more logical and more meaningful.

Keywords: digital core analysis, digital core, petrophysical modeling, hydrodynamic modeling

Conflict of interest: the author declares no conflict of interest.

For citation: Stepanov S.V., Gilmanov Y.I., Lapin K.G., Zagorovskii M.A., Zubareva I.A. The concept of applying the results of digital core research in the practice of reservoir modeling. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):141–151. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-141-151>

Manuscript received 11.09.2024

Accepted 04.10.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Цифровые исследования керна постепенно входят в практику получения данных о свойствах горной породы. Исходя из анализа публикаций, такая ситуация складывается ориентировочно с начала 2000-х годов, но активизация применения технологии «Цифровой керн» (ЦК) имеет место последние лет 10, что связано с появлением специализированных коммерческих программных комплексов и с разработкой собственных специализированных программных комплексов у некоторых нефтяных компаний, в том числе в компании «Роснефть». Тем не менее к настоящему времени отсутствует единое понимание того, каким образом результаты цифровых исследований керна эффективно встроить в практическую деятельность по сопровождению разработки залежей углеводородного сырья — ведь такие результаты потенциально позволяют не только кардинальным образом изменить ситуацию с количеством и качеством данных о свойствах пласта, но и также дать новый уровень понимания изучаемых объектов и процессов. Это связано с тем, что по сравнению с традиционными лабораторными исследованиями керна, т.е. исследованиями посредством физических экспериментов, цифровые исследования керна путем математического моделирования процессов на уровне пустотного пространства горной породы имеют ряд существенных преимуществ.

Первое преимущество — возможность проведения неограниченного количества экспериментов на цифровом двойнике одного и того же образца керна. Это обстоятельство имеет принципиально важное значение

для понимания методов увеличения нефтеотдачи (МУН) поскольку ЦК позволяет изучать вытеснение нефти самыми разными агентами и в их самых разных сочетаниях. Например, исследовать вытеснение высоковязкой нефти полимерными растворами [1]. Более того, цифровые исследования в этом аспекте позволяют исследовать эффективность вытеснения при использовании агентов, которые в реальности не существуют и тем самым обосновывать целесообразность синтеза новых агентов вытеснения. Второе преимущество — отсутствие привязки к размерам кернодержателей, т.е. возможность получать данные, применительно к элементам горной породы любого размера. В качестве примера можно привести статью [2], где приводятся результаты цифровых исследований, полученные для многомасштабной модели (ММ) полноразмерного сильно неоднородного керна, причем по фрагментарным данным. Детали этой работы приводятся ниже. Здесь же отметим, что возможность исследовать свойства образцов горной породы любого размера — это чрезвычайно важная особенность технологии ЦК поскольку она обеспечивает возможность получения представительных данных, что особенно важно для сложно построенных горных пород. Кроме этого, такая возможность должна позволить повысить качество интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), в частности применительно к тонкослоистым коллекторам.

Третье преимущество — возможность проведения исследований, технически трудно осуществимых в лабораторных условиях. Это, например, эксперименты по трехфазной фильтрации, для которых на сегодняшний

день не существует сертифицированного лабораторного оборудования и методик проведения физических экспериментов. Другой пример — это получение данных по остаточной нефтенасыщенности в зависимости от начальной нефтенасыщенности: в лабораторной практике, как правило, остаточная нефтенасыщенность исследуется для предельно нефтенасыщенного керна. Особенное значение такая возможность имеет для низкопроницаемых коллекторов, в которых капиллярно-гравитационные зоны могут иметь значительные размеры.

Четвертое преимущество — возможность для детального изучения разнообразных эффектов в пористых средах, например изучение неравновесности, проявляющейся в пульсациях параметров эксперимента, в частности, давления и расхода. Это направление является слабо изученным, хотя различные колебания параметров эксперимента, «...могут служить источником весьма полезной информации о фильтрационно-емкостных характеристиках пласта» [3].

Пятое преимущество технологии ЦК перед традиционными лабораторными исследованиями — возможность существенно увеличения количества данных. Это следует из сопоставления количеств лабораторных установок и компьютеров, а также из сопоставления времени на проведение исследований, которое применительно к лабораторным исследованиям важнейшего свойства горной породы — относительной фазовой проницаемости (ОФП) по методу стационарной фильтрации может занимать ориентировочно от нескольких дней до нескольких недель в зависимости от типа породы и флюидов. Время определения ОФП с помощью технологии ЦК может быть существенно различным и зависит от применяемого метода и размера объекта моделирования. Так, определение ОФП прямыми методами проводится на моделях-кубиках керна физического размера 1–3 мм и длительность таких экспериментов может составлять несколько суток, причем с использованием высокопроизводительных компьютеров. Определение ОФП для масштаба стандартного или полноразмерного образца керна требует затем создания ММ керна [2]. С другой стороны, применение полуэмпирического метода [4] позволяет провести расчет ОФП сразу на масштабе стандартного образца керна и весь расчет занимает несколько секунд на обычной рабочей станции. Такая скорость расчета обеспечивается за счет упрощенного представления пустотного пространства керна в виде совокупности кластеров — совокупности

пересекающихся поровых каналов, количество и геометрические характеристики которых зависят от особенностей структуры горной породы.

Недостатками технологии ЦК является тот факт, что точность вычисления свойств существенно зависит от корректности построения модели керна по данным томографии и/или микроскопии керна, а также

ПРИВЕДЕНО ОБОСНОВАНИЕ КОНЦЕПЦИИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦИФРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВ НА ОСНОВЕ ОРИГИНАЛЬНЫХ НАРАБОТОК КАК В ЧАСТИ «ЦИФРОВОГО КЕРНА», ТАК И ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ.

от детальности расчетной сетки для прямых методов и адекватности топологии пустотного пространства для порово-сетевых методов. В этой связи принципиальное значение имеет процесс калибровки цифровой модели керна на данные физических экспериментов. Процесс калибровки модели, как правило, состоит в изменении цифровой модели керна, например, на этапе сегментации томографических данных. В зависимости от сложности строения породы (конфигурация пустотного пространства, размеры, форма и минеральный состав зерен породы) может потребоваться разное количество итераций по калибровке модели. Так, для пород с относительно простым строением оказывается достаточным настроиться по абсолютной проницаемости, чтобы обеспечить приемлемое качество в расчете ОФП, а для пород с относительно сложным строением для того, чтобы получить приемлемое качество в расчете ОФП во всем диапазоне насыщенности, необходимо провести дополнительную калибровку по всем конечным точкам.

Цель данной работы привести обоснование концепции применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки месторождений углеводородов исходя из имеющегося опыта применения этой технологии и имеющихся оригинальных наработок как в части ЦК, так и вообще по математическому моделированию разработки. Обоснование концепции строится на наиболее показательных сторонних и собственных примерах применения технологии ЦК для создания петрофизической основы и построения гидродинамической модели (ГДМ).

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВОЙ КЕРН» ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ

ГДМ создается на основе геологической модели, которая, в свою очередь, создается в том числе по данным ГИС. При интерпретации данных ГИС используется петрофизическая основа, которая традиционно опирается на результаты профильных, рутинных и специальных лабораторных исследований керна. При этом профильные исследования выполняются с шагом от 5 до 20 см, рутинные исследования проводятся на коллекции образцов, отобранных с шагом от 1 до 5 образцов на 1 пог. м керна [5], а специальные исследования керна (в т.ч. исследования ОФП) проводятся на ограниченной коллекции образцов, которая, как правило, составляет не более 20–30 % от общего количества образцов для рутинных исследований. Количество данных, обеспечиваемое такими исследованиями, может быть недостаточным для детальной интерпретации ГИС. Это связано с тем, что современные ГИС проводятся различными методами с шагом измерений (квантования) в 1, 10 или 20 см. Так, например, при шаге в 20 см, что сопоставимо с отбором пяти образцов на 1 пог. м керна, для однородных, выдержанных коллекторов такая детальность отбора образцов керна позволяет охарактеризовать изучаемый пласт, а для текстурно-неоднородных коллекторов, ее, очевидно, будет недостаточно. Технология ЦК способна исправить подобную ситуацию. Рассмотрим это на примере.

Как известно, интерпретация абсолютной проницаемости по данным ГИС происходит с использованием зависимости между пористостью и проницаемостью, определенной по результатам лабораторных исследований керна. При этом существует проблема, обусловленная тем, что фиксированному значению пористости могут соответствовать значения проницаемости, различающиеся на несколько порядков. Выход из данной ситуации может быть в привлечении дополнительной информации, позволяющей обосновать не одну, а несколько зависимостей между пористостью и проницаемостью. Учитывая возможности рентгеновской компьютерной томографии (РКТ), в качестве такой дополнительной информации можно взять текстурные особенности горных пород. РКТ позволяет оценить типы пустотности, плотностные характеристики и минералогический состав (режим съёмки на двух энергиях). Эти данные позволяют дифференцировать изучаемый полноразмерный керн

на сегменты с определенными текстурными характеристиками. Геологическая идентификация текстур по РКТ производится на основе петрографических шлифов и микрофотографии, при этом тенденции изменения пористости определяются на основе анализа текстур. На **рис. 1** показан пример томографического изображения полноразмерного керна с кривой песчаности, рассчитанной по данным РКТ. Красным кругом выделен образец, на котором была выполнена оценка содержания песчаной фракции. Если её использовать для всего прослоя, то содержание песчаной фракции, очевидно, будет существенно завышенным. Аналогично расчету кривой песчаности можно рассчитать объёмное содержание глинистой компоненты, минералов с высокой плотностью, что позволяет более точно обеспечивать построение объёмно-компонентной литолого-петрофизической модели изучаемых горных пород. Таким образом, прогноз достоверной оценки петрофизических параметров керн-ГИС повышается с помощью связи между целыми, правильными текстурами на микроуровне и текстурами, масштабированными на полноразмерный керн.

Образно технологический процесс по цифровому анализу керна можно представить, как движение от полноразмерного керна к микромоделям и обратно. Процесс начинается с изучения особенностей полноразмерного керна на макроуровне. Изображения РКТ с разрешением 100–250 мкм для всего отобранного керна обеспечивают основу для определения интересующих областей, с различной пустотностью и проницаемостью, литофаций, общей структуры и других важных данных о типах пород. Полученные данные РКТ анализируются с результатами фотографий керна и, при необходимости, с данными по изучению аншлифов, чтобы идентифицировать репрезентативные подвыборки каждого из типов горных пород и, таким образом, оптимизировать места отбора проб для анализа свойств горных пород. Далее изучаются стандартные образцы керна на микро- и/или нанотомографе с разрешением 25–40 мкм. Сканирование с таким разрешением позволяет проверить однородность образцов и выявить слоистость и основные неоднородности или дефекты, которые могут повлиять на фильтрацию флюидов. На этом этапе из каждого типа пород изготавливается как минимум один образец. Следующим шагом, в зависимости от оснащения лаборатории из каждой выделенной зоны, выполняются работы по изготовлению миниобразцов диаметром 3–10 мм и их изучение на микрофотографах с разрешением

1–4 мкм. Для получения микропористых структур, таких как микрит, требуются данные компьютерной нанотомографии с разрешением ниже 1 мкм и ФИП/РЭМ с разрешением около 0,06–0,1 мкм.

Переход от микромоделей к полноразмерному керну осуществляется с учетом исследованных пористых элементов. При этом применяется многомасштабная визуализация, которая обеспечивает регистрацию объемов изображения и, следовательно, прямую связь вычисленных свойств с пространственным расположением подвыборок, используемых при увеличении масштаба. Полученные цифровые модели используются для расчёта их свойств, а именно: пористость, абсолютная проницаемость, электрические свойства (коэффициент цементации m и показатель насыщения n в уравнении Дахнова — Арчи), упругие свойства, кривые капиллярного давления (ККД) и ОФП.

Вообще, определение ККД и ОФП — это наиболее сложные задачи цифрового анализа керна, поскольку успешность их решения зависит не только от корректности в построении пространственной цифровой модели пустотного и минерального пространств, но и от точности математического моделирования многофазных процессов на уровне пор. Эти задачи становятся еще более сложными при уменьшении проницаемости горных пород, поскольку, с одной стороны, растет сложность в создании адекватной цифровой модели достаточного (высокого) разрешения, а с другой стороны, появляется необходимость учитывать специфические процессы, присущие порам субмикронного размера. Тем не менее известны публикации, в которых приводятся примеры исследований низкопроницаемых пород посредством технологии «Цифровой керн», например [2].

В работе [2] приводятся результаты цифровых исследований низкопроницаемых высокоглинистых пород туронского яруса. Данная работа примечательна тем, что свойства рассчитаны на разных масштабах, вплоть до полноразмерного керна размером 1249×76×96 мм. Акцент в данной работе сделан на получение ККД, поскольку низкая проницаемость пластов обуславливает широкую капиллярно-гравитационную переходную зону, которая позволяет не только оценить начальное распределение флюидов в залежи, но и дать возможность оценки технологических показателей добычи. Эту задачу удалось решить с помощью ММ керна, которая создается в два этапа. Вначале образец керна сканируется на низком разрешении, что дает возможность понять строение образца исходя из типов пород. Затем

выбираются характерные элементы по каждому типу пород, невидимые в достаточной детальности на низком разрешении. Такие элементы неразрешенной матрицы сканируются на высоком разрешении и для них методом функционала плотности [6] определяются фильтрационные свойства. В свою

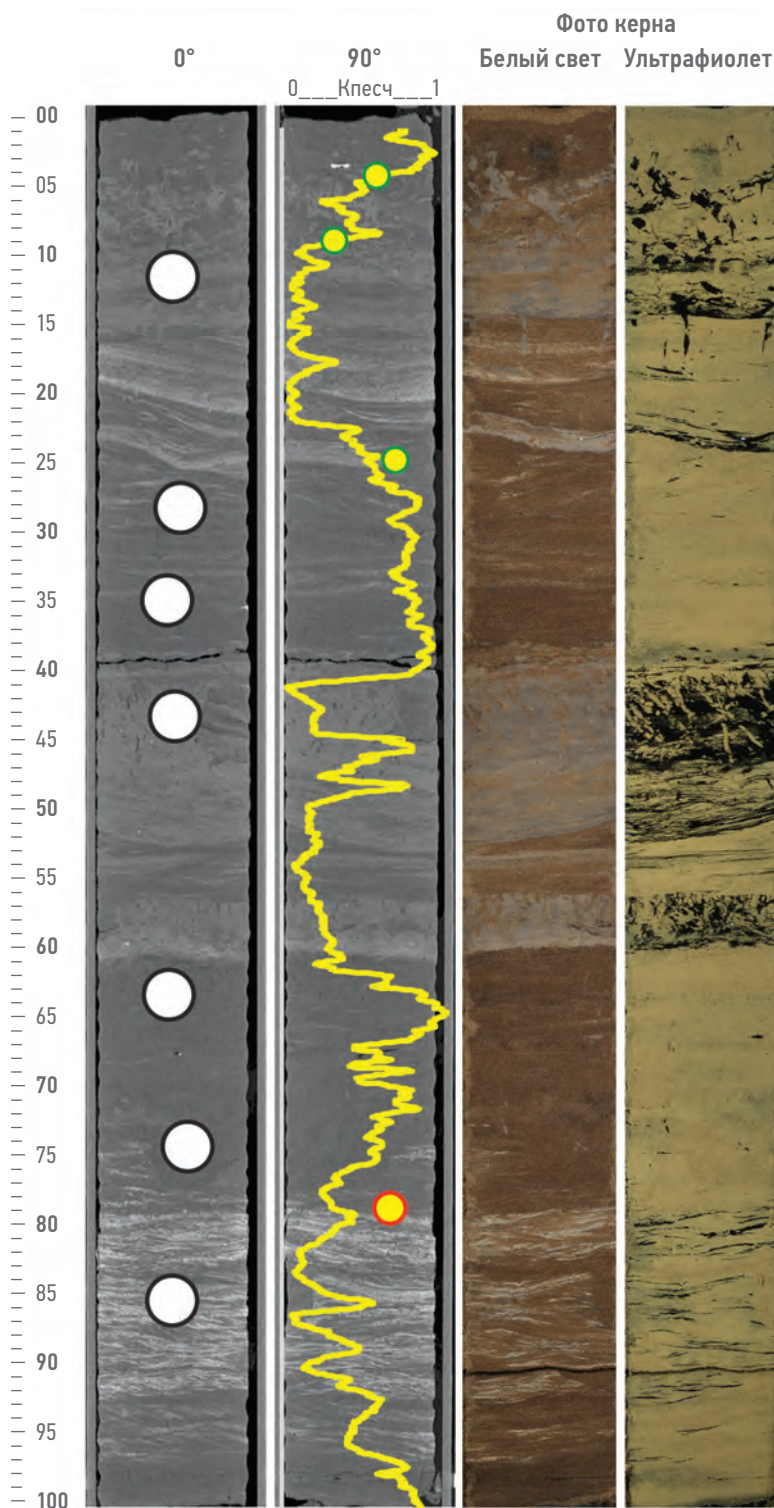


Рис. 1. Пример томографического изображения полноразмерного керна с кривой песчаности по данным РКТ. Составлено авторами

Fig. 1. An example of a tomographic image of a full-size core with a sandiness curve according to RCT data. Figure prepared by the authors

очередь, фильтрационные свойства цельного образца вычисляются путем одновременного решения уравнений методом функционала плотности для совокупности крупных (разрешенных) пор и градиентов химических потенциалов для неразрешенной матрицы. Согласно [2], ММ керна построена для четырех масштабов с разрешением от 0,01 (микрообъем керна) до 700 (полноразмерный керн) мкм/воксель. На каждом из этих масштабов создавались цифровые модели керна (ЦМК), всего 5 моделей. При этом ЦМК-1 и ЦМК-2 соответствуют микрообъемам керна и характеризуют, соответственно, высокопроницаемую и низкопроницаемую зоны, ЦМК-3 представляет собой модель миникерна (диаметр 8 мм), ЦМК-4 — модель стандартного керна (диаметр 30 мм) и ЦМК-5 — полноразмерного керна. В ЦМК-3 — ЦМК-5 выделяются два класса пород — высокопроницаемый (С1) и низкопроницаемый (С2), причем для этих моделей доля классов имеет различную величину. ОФП в системе «вода-газ» рассчитаны для ЦМК-3 и ЦМК-4. ЦМК-5 использована для моделирования начального газонасыщения при разных значениях среднего капиллярного давления. Таким образом, технология ЦК позволила не только построить ККД для полноразмерного керна, но и получить визуальное представление о распределении флюидов в этом керне. В частности, установлено, что большая часть газа содержится в классе С1. В итоге авторы [2] утверждают, что «цифровой анализ керна может быть использован для определения свойств сложных горных пород, таких как породы туронского яруса, а также для определения параметров, которые очень сложно, либо невозможно получить в условиях лабораторных экспериментов в силу непреодолимых технических сложностей».

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «ЦИФРОВОЙ КЕРН» ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГДМ

Математическое моделирование пласта — очень сложный многогранный процесс, успешность которого зависит от массы факторов [7]. При этом одним из важнейших факторов является перенос данных с масштаба керна (10^{-2} м) на масштаб ячеек геологической и гидродинамической моделей (10^0 – 10^2 м). С одной стороны, этот фактор состоит в проявлении масштабного эффекта. Известно, что в геологии выделяют несколько уровней геологической организации материи, например, породный и фациальный

уровни, обусловленные седиментационной цикличностью [8]. Если говорить о фильтрационно-емкостных свойствах, то породный уровень доступен к изучению посредством кернавого материала, фациальный — посредством ГИС и гидродинамических исследований скважин (ГДИС). С другой стороны, на перенос данных о свойствах материи с одного масштаба на другой влияет их представительность. Например, для корректного переноса принципиально важно, чтобы переносимые свойства не зависели от размеров элементов материи как на одном, так и на другом масштабе.

Значимость масштабного фактора давно установлена, но в основном он изучается и учитывается исходя из анализа результатов исследований образцов керна стандартного размера и полноразмерных образцов керна. Пример такого учета масштабного эффекта при работе с реальными данными дается в статье [9], где новая петрофизическая зависимость «пористость–проницаемость» строится на основе анализа фактических данных по добыче и аналогичных расчетных данных, полученных по базовой петрофизической зависимости, обоснованной, в свою очередь, по кернавым данным.

В подавляющем большинстве подобных публикаций речь идет о масштабном эффекте применительно к пористости и абсолютной проницаемости, причем, как правило, исходя из данных лабораторных исследований стандартных и полноразмерных образцов керна, т.е. применительно к породному уровню. Поэтому нельзя исключать, что наблюдаемое различие петрофизических зависимостей, полученных отдельно по данным с полноразмерных образцов и отдельно по данным со стандартных образцов, связана не столько с масштабным эффектом, сколько с представительностью лабораторных данных. Естественно, что вопрос представительности данных о свойствах горной породы, получаемых посредством технологии ЦК более контролируем, чем для данных, получаемых посредством физических экспериментов на керне. Более того, только с помощью численного моделирования можно определить разнообразные представительные свойства для элемента любого масштаба, в том числе для масштаба фации и, следовательно, решить задачу учета масштабного эффекта при переходе с уровня горной породы (масштаб образцов керна) на уровень фации (масштаб ячеек геологической и гидродинамической моделей).

Далее рассмотрим пример такого учета, реализованный при моделировании разработки одного из участков месторождений

ПАО НК «Роснефть», на котором осуществляются опытно-промышленные работы по вытеснению нефти водой и вытеснению нефти раствором полимера. Предварительно заметим, что данная работа является не уникальной в аспекте переноса свойств с уровня породы на уровень фации, и в качестве примера можно привести статью [10], однако новым является использование полуэмпирического метода [4, 11] для расчета ОФП на масштабе керна и исследование представительности на масштабе фации. Детали исследований изложены в работе [12], здесь же опишем только алгоритм определения свойств фации.

1. Построение цифрового двойника фации.
2. Определение по технологии ЦК свойств литотипов породы, которые представлены в фации.
3. Исследование представительности путем гидродинамического моделирования вытеснения нефти водой из фрагментов фации с последовательным увеличением размеров фрагментов.

Полученные таким образом свойства использованы для моделирования разработки участка нефтяной залежи, в котором представлена данная фация. Участок состоит из двух элементов и включает в каждом элементе одну добывающую и две нагнетательные горизонтальные скважины. На элементе № 1 проводится закачка воды, на элементе № 2 — закачка полимерного раствора. На **рис. 2** представлены фактические и расчетные данные по динамике обводненности добывающих скважин в течение исторического интервала их эксплуатации при вытеснении нефти водой и раствором полимера. Видно, что использование ОФП для фации в обоих случаях, приводит к корректному

воспроизведению фактической динамики обводненности в отличие от использования ОФП для литотипа. Этот результат получен без каких-либо дополнительных корректировок модели для ее адаптации на фактические данные. Таким образом, можно утверждать, что ММ позволяет повысить адекватность гидродинамического моделирования, поскольку для моделирования многофазной фильтрации используются свойства, релевантные масштабу моделирования.

КОНЦЕПЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦИФРОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА В ПРАКТИКЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

Сложившуюся (традиционную) на сегодня практику использования данных лабораторных исследований керна (ЛИК) для математического моделирования природных пластов, например, с целью локализации и оценки остаточных запасов нефти, планирования геолого-технологических мероприятий и решения других задач, можно представить схемой на **рис. 3**. ЛИК наряду с данными ГИС, характеризующими геологический разрез скважины (данными каротажа), которые обозначим ГИС-1, позволяют создать математическую модель прискважинной окрестности (МПСО), под которой понимаются результаты интерпретации таких ГИС (РИГИС). Такая МПСО имеет формат таблицы, в которой для интервалов разреза скважины даются значения пористости, абсолютной проницаемости и насыщенности. Интервалы соотносятся с выделяемыми пропластками, могут иметь различную мощность, исходя из особенностей строения пласта. Обычно

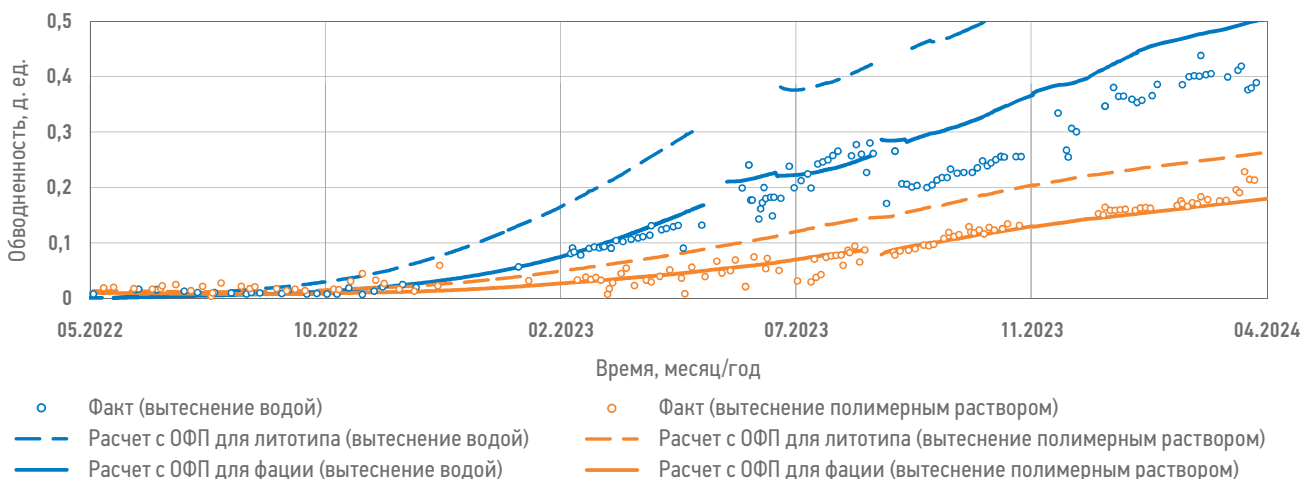


Рис. 2. Фактическая и расчетная динамика обводненности при вытеснении нефти водой и раствором полимера. Составлено авторами
Fig. 2. Measured and simulated water cut dynamic during oil displacement with water and polymer solution. Figure prepared by the authors

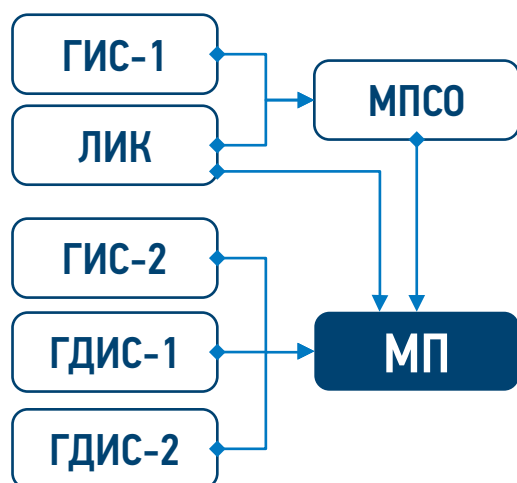


Рис. 3. Традиционная схема построения модели пласта. Обозначения даны в тексте. Составлено авторами
Fig. 3. Traditional scheme of constructing a reservoir model. The designations are given in the text. Figure prepared by the authors

мощность пропластков имеет метровой масштаб, что на два порядка больше масштаба стандартных образцов керна, используемых при лабораторных исследованиях. Недостатком этой модели является то, что интерпретация ГИС-1 производится с использованием зависимостей, обоснованных по фрагментарным кернавым данным, а также то, что, по сути, не учитывается масштабный фактор. Так, для интерпретации проницаемости используются зависимости, полученные по кернавым данным. МПСО, совместно с данными ЛИК, данными полевых ГИС-2 (результаты интерпретации сейсморазведки), данными гидродинамических исследований скважин ГДИС-1 (характеризующими коэффициент продуктивности скважины) и ГДИС-2 (характеризующими строение пласта в межскважинном пространстве) применяются для построения модели пласта (МП), под которой понимается как геологическая модель (ГМ), так и ГДМ. Подчеркнем, что в традиционном подходе при построении МП данные ЛИК, например, данные по ОФП и зависимость абсолютной проницаемости от пористости, как правило, используются напрямую, без какой-либо корректировки для учета масштабного фактора. Технология ЦК позволяет изменить алгоритм построения МП, поскольку появляется возможность для более детальной интерпретации данных, причем не только ГИС-1, но и ГДИС-1. На рис. 4 показана предлагаемая схема построения МП, с учетом возможностей, открываемых ЦК — по сути это новая концепция применения результатов цифровых исследований керна в практике моделирования разработки. Заметим, что эта концепция согласуется

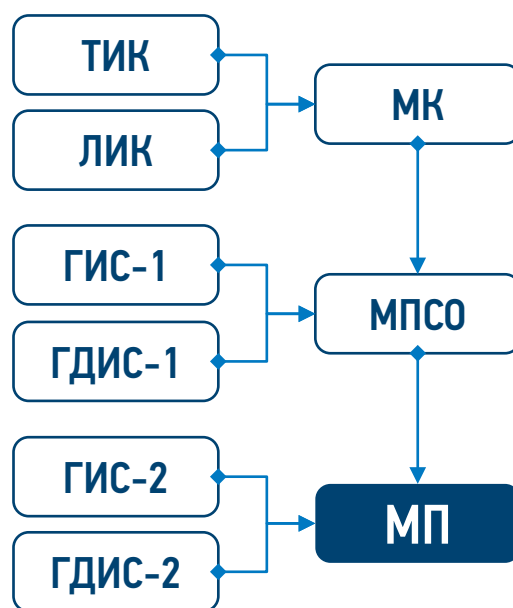


Рис. 4. Предлагаемая схема построения модели пласта. Обозначения даны в тексте. Составлено авторами
Fig. 4. Proposed scheme of constructing a reservoir model. The designations are given in the text. Figure prepared by the authors

с той, что представлена в работе [13], однако здесь акцент делается не на многоуровневое моделирование, а на специфику и возможности, которые открываются при использовании технологии ЦК.

Согласно схеме на рис. 4, томографические исследования керна (ТИК) и ЛИК используются при создании модели керна (МК). При этом могут реализовываться различные варианты, в том числе и вариант на основе кластерной модели керна, описанной выше. МК совместно с данными ГИС-1 и ГДИС-1 используются для создания МПСО, под которой в данном случае понимается слоисто-неоднородная 2D модель в цилиндрических координатах, построенная на основе РИГИС с учетом настройки на данные ГДИС-1. Такая модель может охватывать зону дренирования скважины и ее главное назначение — это детальное моделирование процессов в прискважинной окрестности, в том числе с учетом неравновесности многофазной фильтрации [14]. Это дает возможность уточнить строение пласта в окрестности скважины, уточнить различные зависимости между свойствами пласта, что в целом положительно влияет на уровень адекватности моделирования.

Как видно из рис. 4, ЛИК в отличие от традиционной схемы (рис. 3), не используются напрямую при построении МПСО. Это означает, что в новой схеме предусматривается учет масштабного эффекта, в том числе за счет моделирования строения фаций — аналогично

тому, как это показано в примере выше. Кроме этого, предполагается, что при построении МПСО будет обеспечиваться более высокий уровень интерпретации ГИС-1. Это может быть достигнуто за счет того, что технология ЦК позволяет обеспечить информацией не фрагментарно, как это имеет место при ЛИК, а с любой степенью детальности в пределах отобранного керна. Кроме этого, МПСО в формате самостоятельной физико-математической модели позволяет проводить интерпретацию ГИС-1 с учетом настройки на технологические показатели скважин и/или на данные ГДИС-1, например, на исследования кривых восстановления давления. В рамках предлагаемой концепции МПСО строится на основе данных по МПСО для каждой скважины с использованием данных ГИС-2 и ГДИС-2. При этом не исключается обратный ход от МП к МПСО. Это связано с тем, что численная имитация работы скважины на МПСО требует задания граничных условий на границе области дренирования скважины. Изначально правильное понимание этих граничных условий может отсутствовать, поэтому необходимо допускать возможность для их итерационного подбора на основании моделирования системы «пласт-скважины» в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая вышесказанное, технологию ЦК можно рассматривать как мощный инструмент для петрофизиков и гидродинамиков, который позволяет совершенно по-новому выстроить процесс моделирования разработки месторождений углеводородного сырья, при этом сделать его более логичным и более содержательным. Можно предположить, что практическое осуществление процесса моделирования разработки на основе технологии ЦК в первую очередь скажется в областях петрофизики и гидродинамического моделирования. В области лабораторных исследований внедрение технологии ЦК должно привести к увеличению объемов ТИК, но при этом не должно привести к уменьшению объемов ЛИК, т.к. последние необходимы для калибровки и тестирования цифровых моделей керна. Заметим, что поскольку технология ЦК позволяет создавать модели любого размера в пределах интервалов отборов керна, создание МК, в том числе в формате многомасштабных моделей, потребует томографического сканирования всего поступающего керна, а значит, приведет к созданию цифрового кернохранилища.

Список литературы

1. Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Ridzel O., Pletneva V., Yaryshev M., Ilyasov I., Glushchenko N., Orlov A. Study of Polymer Flooding at Pore Scale by Digital Core Analysis for East-Messoyakhskoe Oil Field. SPE-202013-MS. 2020, pp. 1–22. <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
2. Якимчук И.В., Коробков Д.А., Плетнева В.Ю., Ридзель О.Ю., Варфоломеев И.А., Реймерс И., Сафонов И.В., Евсеев Н.В., Динариев О.Ю., Денисенко А., Самохвалов А., Хан В., Нусов А., Тюрин Е., Королев А., Ситдинов Р., Максимов Е., Лозюк О.А. Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород туронских отложений с помощью цифрового анализа керна. SPE-206584-RU. — 2021. <https://doi.org/10.2118/206584-MS>
3. Хасанов М.М., Буланова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. — Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. — 288 с.
4. Загоровский М.А., Шабаров А.Б., Степанов С.В. Кластерная капиллярная модель керна для вычисления относительных фазовых проницаемостей при фильтрации нефти и воды. Математическое моделирование. — 2024. — № 1(36). — С. 85–104. <https://doi.org/10.20948/mm-2024-01-06>.
5. Гильманов Я.И., Вахрушева И.А. Цифровизация исследований керна сегодня, завтра — взгляд ТННЦ // Недропользование XXI век. — 2019. — № 5(81). — С. 124–131.
6. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. — М.: Физматлит, 2009. — 312 с.
7. Постелова Т.А., Степанов С.В., Стреланов А.В., Соколов С.В. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений. — М.: Недра, 2021. — 427 с.
8. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. — М.: Недра, 1980. — 242 с.
9. Выломов Д.Д., Штин Н.А. Учет масштабного эффекта и неоднородности пласта для корректного перехода от микроскопическому // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 3. — С. 70–72.
10. Klov T., Oren P.E., Stensen J.A., Lerdahl T.R., Berge L.I., Bakke S., Boassen T., Virnovsky G. Pore-to-Field Scale Modeling of WAG. SPE-84549. 2003, pp. 1–32. <https://doi.org/10.2118/84549-MS>
11. Степанов С.В., Шабаров А.Б. К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2021. — № 1(25). — С. 77–96. <https://doi.org/10.21684/24117978-2021-7-1-77-96>
12. Степанов С.В., Лопатина Е.С., Загоровский М.А., Зубарева И.А. Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора полимера // Автоматизация и информатизация ТЭК. — 2024. — № 7(612). — С. 51–60.
13. Степанов С.В., Глухих И.Н., Аржиловский А.В. Концепция многоуровневого моделирования как основа системы поддержки принятия решений при разработке нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 12. — С. 112–117.
14. Степанов С.В., Степанов А.В. К вопросу о неравновесности и неопределенности системы «нефтяной пласт». Автоматизация и информатизация ТЭК. — 2024. — № 4(609). — С. 60–67.

References

1. Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., Ridzel O., Pletneva V., Yaryshev M., Ilyasov I., Glushchenko N., Orlov, A. Study of Polymer Flooding at Pore Scale by Digital Core Analysis for East-Messoyakhskoe Oil Field. *SPE-202013-MS*. 2020, pp. 1–22. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
2. Yakimchuk I.V., Korobkov D.A., Pletneva V.Yu., Ridzel O.Yu., Varfolomeev I.A., Reimers I., Safonov I.V., Evseev N.V., Dinariev O.Yu., Denisenko A., Samokhvalov A., Khan V., Kusov A., Tyurin E., Korolev A., Sitdikov R., Maksimov E., Loznyuk O. A. Study of reservoir properties of Turonian formation using digital core analysis. *SPE-206584-MS*. 2021. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/206584-MS>
3. Khasanov M.M., Bulgakova G.T. *Nonlinear and nonequilibrium effects in rheologically complex media*. Moscow—Izhevsk: Institute of Computer Research, 2003. 288 p. (In Russ.).
4. Zagorovsky M.A., Shabarov A.B., Stepanov S.V. Cluster capillary core model for calculating relative phase permeability during oil and water filtration. *Mathematical modeling*. 2024, no. 1(36), pp. 85–104. (In Russ.). <https://doi.org/10.20948/mm-2024-01-06>
5. Gilmanov Ya.I., Vakhrusheva I.A. Digitalization of core research today, tomorrow — the view of TPRC. *Subsurface use of the XXI century*. 2019, no. 5(81), pp. 124–131. (In Russ.).
6. Demyanov A.Yu., Dinariev O.Yu., Evseev N.V. *Fundamentals of the density functional method in hydrodynamics*. Moscow: Fizmatlit, 2009. 312 p. (In Russ.).
7. Pospelova T.A., Stepanov S.V., Strekalov A.V., Sokolov S.V. *Mathematical modeling for decision-making on field development*. Moscow: Nedra, 2021. 427 p. (In Russ.).
8. Karagodin Yu.N. *Sedimentation cyclicity*. Moscow: Nedra, 1980. 242 p. (In Russ.).
9. Vylomov D.D., Shtin N.A. Accounting for the large-scale effect and heterogeneity of the formation for the correct transition from the micro to the macro level. *Oil industry*. 2021, no. 3, pp. 70–72. (In Russ.).
10. Klov T., Oren P.E., Stensen J.A., Lerdahl T.R., Berge L.I., Bakke S., Boassen T., Virnovsky G. Pore-to-Field Scale Modeling of WAG. *SPE-84549*. 2003, pp. 1–32. <https://doi.org/10.2118/84549-MS>
11. Stepanov S. V., Shabarov A.B. On the question of the existence of patterns between the function of interphase interaction and filtration-capacitive properties. *Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, and energy*. 2021, no. 1(25), pp. 77–96. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-1-77-96>
12. Stepanov S.V., Lopatina E.S., Zagorovsky M.A., Zubareva I.A. Multiscale modeling of high-viscosity oil production by injection of water and polymer solution. *Automation and informatization of the fuel and energy sector*. 2024, no. 7(612), pp. 51–60. (In Russ.).
13. Stepanov S.V., Glukhikh I.N., Arzhilovsky A.V. The concept of multilevel modeling as the basis of a decision support system for the development of oil fields at a late stage. *Oil industry*. 2023, no. 12, pp. 112–117. (In Russ.).
14. Stepanov S.V., Stepanov A.V. On the issue of disequilibrium and uncertainty of the “oil reservoir” system. *Automation and informatization of the fuel and energy sector*. 2024, no. 4(609), pp. 60–67. (In Russ.).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Степанов — разработал концепцию применения результатов цифровых исследований ядра при геолого-гидродинамическом моделировании разработки месторождений, выполнил анализ результатов, подготовил текст статьи.

Я.И. Гильманов — принял участие в разработке концепции применения результатов цифровых исследований ядра при создании петрофизической модели, подготовил текст статьи.

К.Г. Лапин — принял участие в разработке концепции статьи, выполнил редактирование текста статьи.

М.А. Загоровский — выполнил этап работ по моделированию относительных фазовых проницаемостей на цифровых моделях ядра, выполнил анализ результатов, подготовил текст статьи.

И.А. Зубарева — выполнила этап работ по гидродинамическому моделированию на масштабе фации, выполнила анализ результатов, подготовила текст статьи.

Sergei V. Stepanov — developed the concept of applying the results of digital core research in geological and hydrodynamic reservoir modeling, analyzed the results, and prepared the text of the article.

Yan I. Gilmanov — participated in the development of the concept of applying the results of digital core research in the creation of a petrophysical model, prepared the text of the article.

Konstantin G. Lapin — participated in the development of the concept of the article, edited the text of the article.

Mikhail A. Zagorovskiy — realized a modeling relative phase permeability on digital core models, analyzed the results, and prepared the text of the article.

Irina A. Zubareva — realized a hydrodynamic modeling on the facies scale, analyzed the results, and prepared the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Викторович Степанов — доктор технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»; профессор кафедры прикладной и технической физики ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

Ян Ирекович Гильманов — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по петрофизическим исследованиям, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»

Константин Георгиевич Лапин — главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»

Михаил Алексеевич Загоровский* — специалист управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»; аспирант кафедры прикладной и технической физики ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»
625003, Россия, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6.
e-mail: mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Ирина Александровна Зубарева — специалист управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ПАО «НК «Роснефть»; студент магистратуры ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет»

Sergei V. Stepanov — Dr. Sci. (Tech.), Senior expert, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

Yan I. Gilmanov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Expert, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

Konstantin G. Lapin — Chief engineer of the project, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

Mikhail A. Zagorovskiy* — Specialist of department of Scientific and Technical Development, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company
6, Volodarsky str., 625003, Tyumen, Russia.
e-mail: mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

Irina A. Zubareva — Specialist of department of Scientific and Technical Development, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» PJSC Rosneft Oil Company

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author