

Влияние изоморфизма карбонатных минералов на деформационно-прочностные свойства горных пород

Акелян Н.С., Вайнгардт А.А., Пискунова А.А., Чурков А.В.
ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия
akelyanns@ntc.rosneft.ru

Аннотация

В данной работе изучено возможное влияние изоморфных форм карбонатных минералов на деформационно-прочностные и фильтрационно-емкостные свойства горных пород. Проведен комплексный анализ литологических и геомеханических характеристик карбонатных коллекторов. Выявлены значительные отличия упруго-деформационных и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) изоморфных форм доломита от обычного доломита. Рекомендовано выделять ожелезненный доломит в отдельный литотип и разделить разрез по механическим фациям с учетом этого выделения, что позволит оптимизировать геолого-технические мероприятия, проводимые на скважине.

Материалы и методы

Комплексный подход к изучению на основе литологических, минералогических, петрофизических, а также упруго-деформационных исследований образцов карбонатных горных пород.

Ключевые слова

горные породы, карбонатные минералы, изоморфизм, упруго-деформационные свойства

Для цитирования

Акелян Н.С., Вайнгардт А.А., Пискунова А.А., Чурков А.В. Влияние изоморфизма карбонатных минералов на деформационно-прочностные свойства горных пород // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 28–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-28-34

Поступила в редакцию: 29.08.2024

GEOLOGY

UDC 549.02, 550 | Original Paper

The effect of isomorphism of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks

Akelyan N.S., Weungardt A.A., Piskunova A.A., Churkov A.V.
“NK “Rosneft-STC” LCC (“Rosneft” PJSC Group Company), Krasnodar, Russia
akelyanns@ntc.rosneft.ru

Abstract

In this paper, the possible influence of isomorphous forms of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks, as well as on changes in filtration and capacitance parameters, is studied. A comprehensive analysis of the lithological and geomechanical characteristics of carbonate reservoirs has been carried out. Significant differences in the elastic-deformation and filtration-capacitance properties of isomorphous forms of dolomite from ordinary dolomite have been revealed. It is recommended to separate the Fe-dolomite into a separate lithotype and divide the section by mechanical facies, which will optimize geological and technical measures.

Materials and methods

An integrated approach based on lithological, mineralogical, petrophysical, and elastic-deformation studies of rock samples.

Keywords

rocks, carbonate minerals, isomorphism, elastic-deformation properties

For citation

Akelyan N.S., Weungardt A.A., Piskunova A.A., Churkov A.V. The effect of isomorphism of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 28–34. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-28-34

Received: 29.08.2024

Постепенная выработка высокопродуктивных терригенных пластов приводит к необходимости разработки более труднодоступных залежей, таких как карбонатные коллекторы. Доля карбонатных пород, вторых по распространенности, составляет 18–20 % от общего количества осадочных пород с содержанием в них до 60 % добываемой в настоящее время нефти [1]. В то же время они значительно менее изучены по сравнению с терригенными породами в виду сложности и неоднородности их минерального состава, а также макро- и микроструктуры.

Карбонатные минералы, слагающие карбонатную породу, определяются анионом CO_3 . Химический состав и структура карбонатов зависят в большей степени от катионов (таких, например, как Ca, Mg, Mn, Fe, Zn, Sr и др.). К основным породообразующим минералам относятся кальцит (и арагонит), доломит, а также более редко встречающиеся родохрозит, магнезит и сидерит [2]. Каждый из карбонатных минералов способен в довольно широком пределе изменять свой химический состав, что связано с проявляющимся изоморфизмом двухвалентных катионов. В связи с чем появляется большое многообразие минеральных соединений, обладающих определенными физико-химическими свойствами [3]. Поэтому для получения полного представления о строении и свойствах карбонатных залежей требуется более подробное изучение состава и содержания изоморфных примесей в карбонатных минералах.

Наряду с изучением вопроса о минеральном составе карбонатных коллекторов большое внимание уделяется изучению порового пространства, а также закономерностям формирования трещин в этих породах. Обширные исследования посвящены изучению связи трещиноватости пород с их физико-механическими свойствами [4–6]. Также известно, что упругие постоянные горных пород существенно зависят от многих факторов. Обобщая, можно объединить эти факторы в две группы: влияние минерального состава и внутренней структуры. Понятие «внутренняя структура» включает: морфологическую и композиционную структуры, степень связности — цементацию, сплошность, структуру порового пространства и микротрещин.

Настоящая работа посвящена изучению строения и свойств доломитов — одному из наиболее распространенных карбонатов

после кальцита, а также влиянию его изоморфизма на прочностные свойства карбонатных горных пород. Объектом исследования послужили отложения турнейского яруса каменноугольной системы (C_1t), приуроченные к валу Сорокина Варандей-Адзвинской структурной зоны севера Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции. Залежь относится к нефтенасыщенным карбонатным коллекторам порово-трещинного, реже — порового типов.

Литологическая характеристика отложений

На первом этапе было проведено подробное послойное литологическое описание породы, уточнены структурные особенности пород, выявлены их вторичные процессы, охарактеризовано пустотное пространство.

Отложения вскрыты скважиной в интервале глубин по бурению 2 359,25–2 859,56 м. Большая часть разреза представлена известняками с большими по мощности прослоями доломита и единичным прослоем аргиллита (рис. 1). Интенсивная доломитизация привела к формированию в известковой толще различных по мощности прослоев вторичных мелко-тонкокристаллических доломитов. Контакты прослоев постепенные. Встречаются крупные гнезда белого разнокристаллического ангидрита и вкрапления пирита.

По разрезу прослеживается повышенная трещиноватость с многочисленными разнонаправленными трещинами, как открытыми, так частично и полностью выполненными глинисто-битуминозным материалом. Вниз по разрезу наблюдается значительное уменьшение следов окремнения и сульфатизации, повышается содержание глинистого материала. Текстуры пород сменяются неясно-волнисто-горизонтальнослоистыми, образованными миллиметровыми и более крупными прослоями глинистого материала, хорошо выражены следы биотурбации. Трещиноватость пород становится ниже, исчезают признаки нефтенасыщения.

Детальное изучение доломитов в шлифах на оптическом микроскопе Olympus BX51 показало, что структура пород мелко-тонкокристаллическая, иногда перекристаллизована до среднекристаллической (рис. 2). В основной массе пород угадываются реликты перекристаллизованного органического детрита. Среди вторичных процессов отмечается

интенсивная перекристаллизация, реже — окремнение и сульфатизация основной массы. Пустотное пространство пород представлено трещинами, порами и единичными кавернами. Поры редкие, преимущественно межкристаллические, размером до 0,05 мм, приурочены к участкам перекристаллизации, их количество не превышает 2 %. Трещины как открытые, так и частично и полностью выполненные глинистыми минералами и органическим веществом, реже — ангидритом, толщиной до 0,75 мм. Кроме того, вдоль крупных пустот наблюдаются процессы окремнения.

Минералогические исследования породы

На втором этапе были проведены детальные минералогические исследования порядка 280 образцов kernового материала, предварительно прошедших экстракцию в аппаратах Сокслета.

Для изучения карбонатных минералов используются различные методы анализа. Одним из относительно быстрых и простых методов является изучение минералов в шлифах с дополнительным окрашиванием. Визуальная диагностика карбонатов устанавливает текстурно-структурные особенности, а также количественные соотношения между чистыми кальцитом, доломитом и другими карбонатами. Однако метод беспомощен при наличии минералов изоморфного ряда, и, как следствие, невозможно отличить железистые доломиты от магнезита или анкерит от магнезирванного сидерита по показателям преломления.

Одним из самых точных и достоверных методов диагностики карбонатных минералов и их изоморфных смесей является рентгеноструктурный анализ, который с наибольшей полнотой отражает индивидуальные особенности их строения [7]. Каждое чистое карбонатное соединение характеризуется строго определенными величинами параметров элементарной ячейки и присутствием только этому минералу набором межплоскостных расстояний и их интенсивностей. Для изоморфных разностей характерны промежуточные значения параметров элементарной ячейки, положения и интенсивности рефлексов.

Определение качественного и количественного минерального состава горных пород проводилось методом рентгеновской дифрактометрии на порошковых неориентированных препаратах на рентгеновском

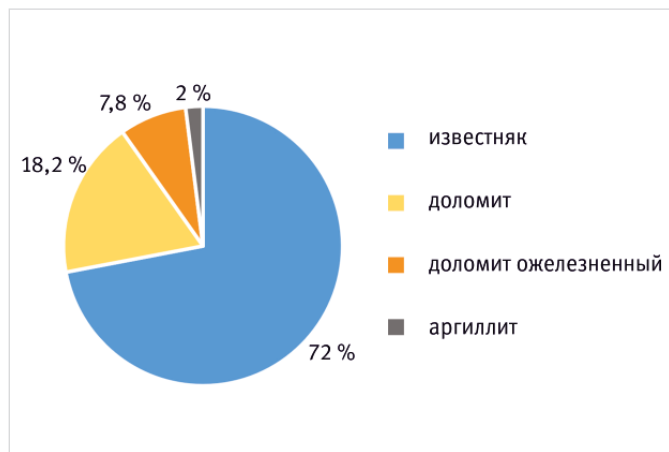


Рис. 1. Распределение литологических типов пород в отложениях C_1t

Fig. 1. Distribution of lithological rock types in C_1t sediments

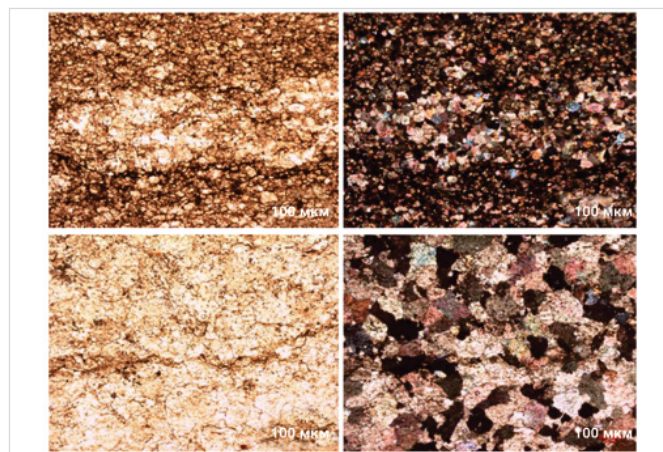


Рис. 2. Доломит в шлифах на оптическом микроскопе, увеличение 40 (николи II, николи +)

Fig. 2. Dolomite in an optical microscope, magnification 40 (Nicolii II, Nicolii +)

дифрактометре Ultima IV фирмы Rigaku. Стандартные параметры съемки: анод — Cu (медь), напряжение рентгеновской трубки — 40 кВ, ток — 30 мА, мощность — 1 200 Вт, углы съемки 2Θ от 2° до 90° , скорость съемки $2^\circ/\text{мин}$.

Были получены и изучены дифрактограммы исследуемых образцов горных пород с общей карбонатностью в пределах 80–100 %. Из них 201 образец представлен известняками, 73 образца — доломитами. При исследовании дифрактограмм доломитов были замечены отличия в межплоскостных расстояниях от эталонных значений (рис. 3). Изменение положения главной диагностической линии в доломитах было подробно изучено в работе И.Г. Демчук [8, 10]. Данный эффект объясняется присутствием в доломитах изоморфных примесей железа с образованием ожелезненного доломита ($\text{Ca}[\text{Mg,Fe}](\text{CO}_3)_2$). Отмечена прямая зависимость сдвига главной диагностической линии в железистых доломитах от содержания изоморфного железа, замещающего магний в кристаллической решетке, что обусловлено изменением параметров решетки, увеличением межплоскостного расстояния. С увеличением содержания массовой доли FeO главная линия смещается левее. Предельное значение замещения ионов магния на ионы

железа по данным [9] составляет порядка 50 %, соотношение Fe:Mg = 1:1,1.

В исследованных нами образцах доля ожелезненного доломита от общего числа доломитов составила порядка 30 % (28 образцов). По каждому образцу прослеживается описанная выше тенденция смещения главной диагностической линии d_{104} с увеличением доли оксида железа. Зависимости межплоскостных расстояний кристаллической решетки доломитов от содержания железа по данным [10] и данным, полученным нами в ходе исследований дифрактограмм на пробах отложений C_{1t} , представлены в таблице 1.

Дифференциальным термическим анализом (ДТА) было подтверждено наличие изоморфных карбонатных минералов в образцах горных пород. Метод основан на различной температуре разложения карбонатных минералов. Исследования проводились с использованием прибора синхронного термического анализа TGA/DSC 3+ компании Mettler Toledo на измельченных образцах горных пород, которые нагревались в инертной атмосфере азота от 50 до 1 000 °C со скоростью 10 °C/мин в корундовых тиглях. Так, на термограммах чистого доломита наблюдается термический эффект при 650–800 °C [11]. Ожелезненный доломит

диагностируется на термограммах по наличию характерного дополнительного узкого эндотермического пика в области 730–760 °C, что можно связать с первоначальным распадом сложного карбонатного минерала на компоненты (CaCO_3 , MgCO_3 и FeCO_3) и одновременной диссоциацией его железистой составляющей [3]. Смещение этого пика в более низкотемпературную область, а также его интенсивность прямо пропорциональны содержанию железа в составе [10]. Дальнейшее разложение протекает так же, как и в простом доломите, но при более высокой температуре (800–900 °C) и связано с диссоциацией кальциевой составляющей. Сравнение термограмм карбонатных минералов представлено на рисунке 4.

Для получения изображения поверхности образцов карбонатных горных пород при больших увеличениях, с высоким пространственным разрешением с целью изучения морфологических особенностей и структуры порового пространства использовался растровый электронный микроскоп (РЭМ) SERON AIS1800C с комбинированной системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа Quantax EDS «XFlash 610 Mini» фирмы Bruker (ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда 1,08 нА, $t = 10$ сек.), который позволяет проводить спектральный анализ и полуколичественно определять содержание химических элементов. Подготовка образцов проводилась путем откалывания кусочка необходимого размера перпендикулярно напластованию породы, после чего проводилось очищение поверхности образца от смещенных частиц и напыление золотом для снятия поверхностных зарядов.

Было показано, что породы имеют кристаллическую структуру от мелко-тонкокристаллической до иногда среднекристаллической. Визуально доломит и ожелезненный доломит дифференцировать невозможно. Результаты микрозондового анализа подтвердили ожелезнение доломита (рис. 5).

Уруго-деформационные свойства

У всех исследуемых образцов предварительно были определены основные петрофизические характеристики, в том числе коэффициент открытой пористости методом жидкостенасыщения по Преображенскому в атмосферных условиях, объемная плотность расчетным методом, коэффициент открытой пористости в пластовых условиях исходя из сжимаемости образцов на установке УИК-ПС «Гло-Бел НефтеСервис» [12].

В таблице 2 приведены средние значения петрофизических показателей для образцов с карбонатностью в диапазоне 80–100 %.

Было установлено, что пористость ожелезненного доломита близка по значениям к известняку и лежит в широком интервале 0,01–0,17 долей ед., а не к доломиту, пористость которого имеет более низкое значение и лежит в узком диапазоне 0,01–0,05 долей ед. Значения открытой пористости в атмосферных условиях и пластовых условиях имеют несущественную разницу между собой для каждого из литотипов, что говорит о низкой сжимаемости их порового пространства и, в целом, о высокой крепости пород.

Такое существенное отличие результатов определения открытой пористости для доломита и доломита ожелезненного, по мнению авторов, может объясняться вторичными процессами, а также структурными нарушениями при изменении объема элементарной ячейки кристаллической

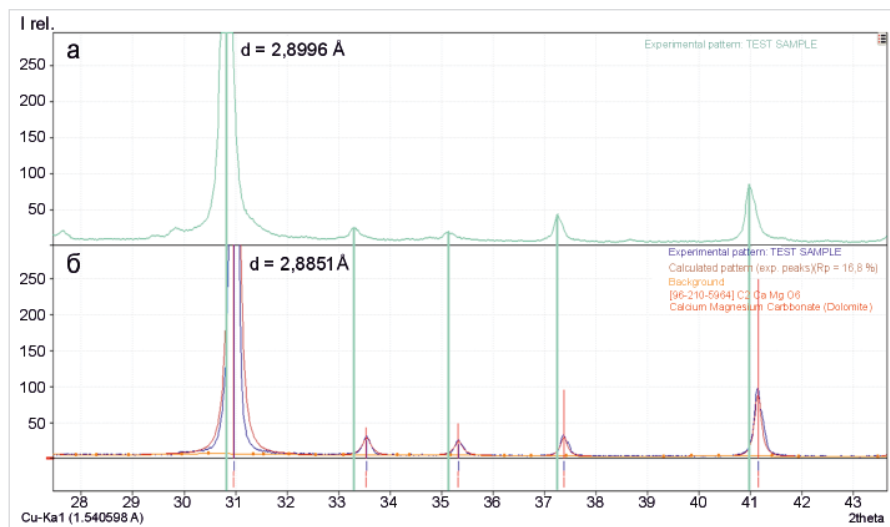


Рис. 3. Результаты рентгеноструктурного анализа: а — доломит ожелезненный, б — доломит

Fig. 3. Results of X-ray diffraction analysis: a – Fe-dolomite, б – dolomite

Табл. 1. Зависимость межплоскостных расстояний кристаллической решетки доломитов от содержания железа

Tab. 1. Dependence of the interplanar distances of the dolomite crystal lattice on the iron content

Образцы	d_{104} , Å	FeO, мас. %	Минералы
Стандарт	2,886	0,22	Доломит
	2,886	0,2	Доломит
	2,889	4,0; 4,3	Fe-доломит
	2,892	6,1; 7,2	Fe-доломит
Данные по [Демчук И.Г.]	2,894	8,3; 10,5	Fe-доломит
	2,895	11,0	Fe-доломит
	2,899	18,36	Fe-доломит
	2,8851–2,8858	0,2–0,22*	Доломит
Данные дифрактограмм проб отложений C_{1t}	2,8896–2,8996	4,0–18,36*	Fe-доломит
	2,9006	23,5*	Анкерит

*Оценка содержания массовой доли FeO согласно справочным данным и данным, приведенным в работе Демчук И.Г. [2]

решетки. В ходе сложных вторичных изменений в карбонатных коллекторах происходит замещение ионов кальция в известняке (CaCO_3) ионами магния ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), образуется значительное пустотное пространство за счет уменьшения объема элементарной ячейки. Дальнейшее замещение ионов магния железом ($\text{Ca}[\text{Mg,Fe}](\text{CO}_3)_2$) приводит к незначительному увеличению объема элементарной ячейки и дестабилизации ионных связей за счет большего радиуса ионов железа по сравнению с ионами магния, что, в свою очередь, также способствует образованию микронапряжений на границах элементов породы, представленных различными изоморфными формами доломитов, и, как следствие, большей вероятности возникновения структурных дефектов, увеличению пустотного пространства и формированию большей сети трещин. В итоге изменение пустотного пространства напрямую отражается на значениях открытой пористости и объемной плотности.

Было выдвинуто предположение о влиянии изоморфных замещений в доломите на упруго-деформационные свойства горных пород. В рамках данной работы акустическим методом измерялись времена прохождения упругих волн, рассчитывались скорости упругих волн и их интервальное время на установке Autolab-1500, NER (США). По результатам определений рассчитывались динамические упругие константы, в частности модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

В дополнение, для установления различий механических свойств представленных пород, проведены прочностные эксперименты. Определены пределы прочности при одноосном растяжении (бразильский метод, тест TS) и при одноосном сжатии (тест UCS). Прочностные тесты проводились в условиях насыщения породы водным солевым раствором, соответствующим минерализации пластовых вод, скорость нагружения подбиралась таким образом, чтобы происходило первоначальное уплотнение пород, а также для учета всех релаксационных процессов при деформации в образце, и составляла 1–5 МПа/мин.

Построенные зависимости модуля Юнга и коэффициента Пуассона от пористости выявили отличие упругих свойств ожелезненного доломита. Так, на приведенном ниже графике зависимости модуля Юнга от пористости видно, что ожелезненный доломит имеет более низкие значения модуля Юнга, чем у доломита. В то же время график зависимости коэффициента Пуассона от пористости не имеет ярко выраженной корреляции. Тем не менее, как и модуль Юнга, коэффициент Пуассона у ожелезненного доломита в среднем имеет более низкие значения (рис. 6, табл. 3).

Таким образом, можно говорить о возможности выделения из всего разреза карбонатных пород фации с ожелезненным доломитом при интерпретации акустического каротажа.

Также была построена зависимость интервального времени пробега продольной волны (DT) от пористости. Справочные и расчетные значения интервального времени при нулевой пористости совпадают у доломита ($\text{DT}_{\text{справоч.}} = 142 \text{ мкс/м}$, $\text{DT}_{\text{расчет.}} = 142,31 \text{ мкс/м}$) и у известняка ($\text{DT}_{\text{справоч.}} = 155 \text{ мкс/м}$, $\text{DT}_{\text{расчет.}} = 155,02 \text{ мкс/м}$). Однако у доломита ожелезненного значение интервального времени составило 149,92 мкс/м. Можно заметить, что значения DT ожелезненного доломита находятся между значениями этого параметра

для доломита и известняка (рис. 7, табл. 3). Описанные зависимости хорошо коррелируют с зависимостями интервального времени от параметров пористости и плотности: с увеличением пористости и плотности породы интервальное время уменьшается.

Прочностные свойства, такие как предел прочности при одноосном растяжении (бразильский метод) и предел прочности при одноосном сжатии, также показали существенную дифференциацию исследуемых карбонатов. По этим параметрам доломит

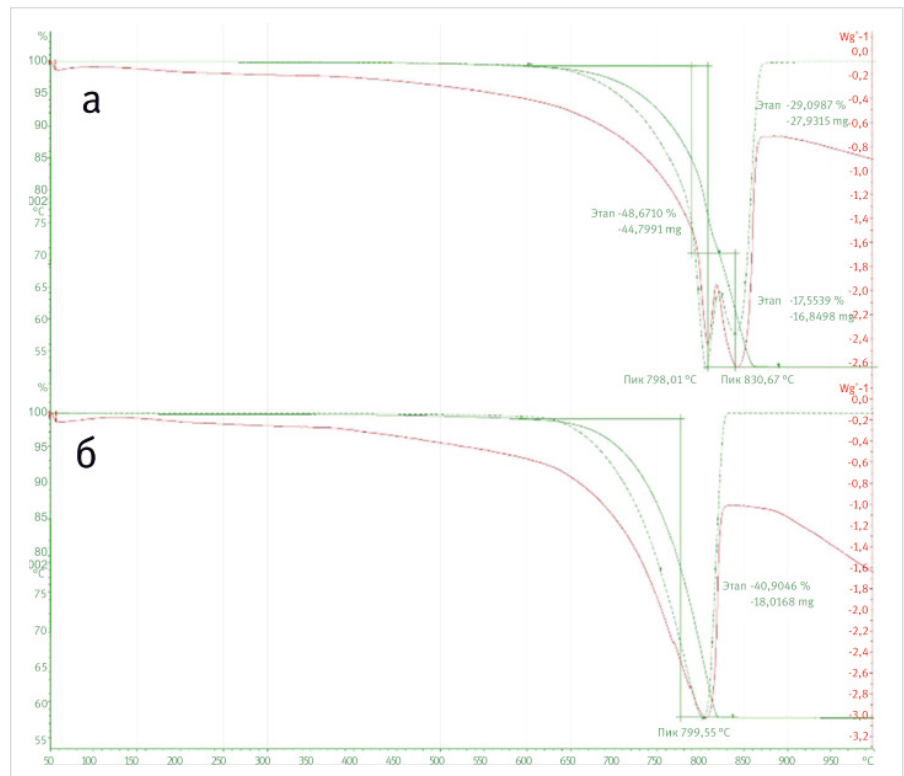


Рис. 4. Сравнение термограмм карбонатных минералов: а — доломит ожелезненный, б — доломит

Fig. 4. Comparison of thermograms of carbonate minerals: a – Fe-dolomite, б – dolomite

Табл. 2. Основные петрофизические характеристики породы
Tab. 2. The main petrophysical characteristics of the rock

Петрофизический параметр	Ед. изм.	Известняк	Доломит	Ожелезненный доломит
Открытая пористость в атм. усл., $K_{\text{по}}$ по нас.	доли ед.	0,074	0,025	0,063
Открытая пористость в пл. усл., $K_{\text{по}}$ пл.	доли ед.	0,073	0,024	0,062
Плотность объемная	г/см ³	2,51	2,77	2,63

Табл. 3. Упруго-деформационные характеристики
Tab. 3. Elastic-deformation characteristics

Упруго-деформационные характеристики	Ед. изм.	Известняк	Доломит	Ожелезненный доломит
Модуль Юнга, (E)	10 ⁹ Па	61,855	89,719	72,255
Коэффициент Пуассона, (ν)		0,294	0,287	0,280
Интервальное время при нулевой пористости, DT	мкс/м	155,02	142,31	149,92
Предел прочности (бразильский метод), $\sigma_{\text{бр}}$	МПа	11,0	16,4	9,8
Предел прочности (одноосное сжатие), $\sigma_{\text{сж}}$	МПа	34,5	56,8	38,2

ожеженный значительно отличается от доломита и по своим значениям также более близок к известняку. Таким образом, доломит ожеженный возможно отнести в отдельную механическую фацию также и по данному признаку.

Геомеханическое 1D-моделирование устойчивости пород в стволе скважины

Как известно, упругие свойства пород напрямую связаны с прочностью пород, такими как пределы прочности на разрыв и на сжатие [13, 14]. Данные параметры учитываются при построении цифровой модели устойчивости пород. Моделирование карбонатных коллекторов представляет особую проблему, поскольку они имеют меньшую изученность по сравнению с терригенными породами, а также большой разброс физических свойств [15, 16]. Для иллюстрации существенного влияния упругих и прочностных свойств различных по составу карбонатных пород в рамках данной работы было проведено 1D-моделирование устойчивости ствола

скважины с учетом разделения механических фаций доломита и доломита ожеженного с учетом полученных петрофизических характеристик и зависимостей (рис. 8). Моделирование производилось с помощью симулятора РН-СИГМА.

В модели использованы полученные в рамках данной работы зависимости основных параметров: динамические и статические упругие константы, плотности пород, пределы прочности, результаты построения паспортов прочности пород, а также зависимости между этими параметрами с разбивкой по механическим фациям (доломит, ожеженный доломит). Также для построения модели механических свойств и расчета градиентов гидроразрыва и обрушения пород по всему разрезу скважины использованы данные плотностного, акустического широкополосного каротажей, а в интервалах их отсутствия — синтетические кривые, восстановленные из данных каротажей сопротивления. Используются некоторые константы, характерные для рассматриваемых

месторождений и в целом для региона (коэффициент пороупругости Био, региональные напряжения и их азимут), полученные и обобщенные ранее. Выявлено, что градиент давления гидроразрыва пласта для ожеженного доломита ниже в 2–2,5 раза, а градиент обрушения стенок ствола скважины выше; уточнен и коридор безопасного давления.

Результаты моделирования, проведенного с учетом уточненных фаций, показывают, что интервалы с преимущественным содержанием ожеженных доломитов менее устойчивы и в целом более склонны как к потенциальному обрушению стенок скважины, так и автоГРП (спонтанный гидроразрыв пласта при превышении допустимого давления бурового раствора) при строительстве скважины. С целью минимизации подобных рисков на основании построенной с учетом выделения фации ожеженных доломитов модели выдаются рекомендации при бурении. В дополнение стоит указать на существенное влияние учета различных изоморфных модификаций доломитов на результаты расчета параметров ГРП.

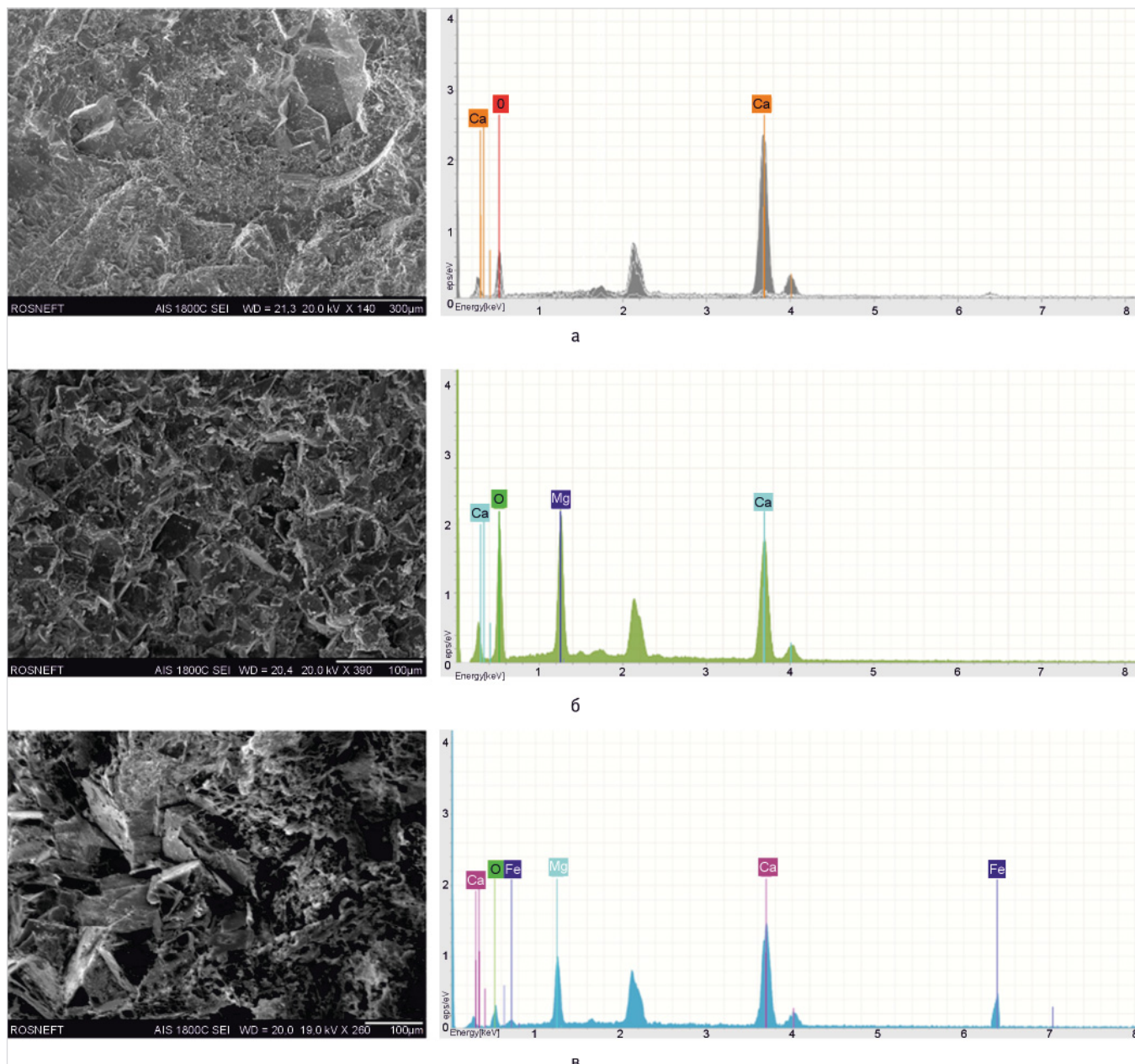


Рис. 5. РЭМ-изображения карбонатных горных пород: а — известняка, б — доломита, в — Fe-доломита
Fig. 5. REM images of carbonate rocks: a – limestone, б – dolomite, в – Fe-dolomite

Итоги

Определенные в ходе экспериментов деформационно-прочностные свойства, в частности те, что приведены в таблице 3, характеризуют механические свойства пород и позволяют разделить разрез по механическим фациям, приписывая каждой из них уникальные параметры. Указанный подход позволяет более дифференцированно интерпретировать данные скважинных исследований. В результате данные по механическим свойствам выделенных фаций используются в геомеханическом моделировании при сопровождении бурения, разработке и эксплуатации месторождений, а также для расчета параметров ГРП, проводить который на карбонатных породах приходится с большой осторожностью, учитывая ряд факторов [17]. Дополнительной областью применения может быть геотехнический мониторинг месторождений: изменение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, сжатие пород, осадка пластов и дневной поверхности в процессе разработки.

Выводы

Выявленные значительные отличия упруго-деформационных и фильтрационно-емкостных свойств доломита и доломита ожеженного позволяют выделять ожеженный доломит в отдельный литотип, что приводит к более точному разделению карбонатной матрицы и, как следствие, к уточненной модели разработки месторождения.

Литература

- Алексеев А., Удалова Т. Курс на карбонаты. Разработка карбонатных коллекторов в «Газпром нефти» // Сибирская нефть. 2017. № 138. С. 28–35.
- Киркинская В.Н., Смехо Е.М. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 255 с.
- Эндогенные карбонаты Якутии. Новосибирск: Наука, 1980. 232 с.
- Калачева В.Н. Некоторые данные о трещиноватых породах нижнего кембрия Иркутского амфитеатра и их коллекторские свойства. Л.: Труды ВНИГРИ Гостоптехиздат, 1958. 117 с.
- Рац М.В., Чернышев С.П. Трещиноватость и свойства трещиноватых горных пород. М.: Недра, 1970. 160 с.
- Фурсова Н.П. О связи трещиноватости пород Ставрополя с их литолого-петрографическим и химическим составом // Геология нефти и газа. 1962. № 11. С. 59–61.
- Песков А.В., Ольховская В.А., Степанова И.А. Использование дифрактометрии для оценки карбонатности горных пород // Вестник Самарского Государственного Технического Университета. Серия Технические науки. 2016. № 4. С. 59–70.
- Демчук И.Г. Рентгеноструктурное исследование железистых доломитов из нижнего рифея на Южном Урале // Ежегодник-1980. Институт геологии и геохимии УНЦ АН СССР. 1981. С. 131–132.
- Михеев В.И. Рентгенометрический определитель минералов. М.: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 1957. 862 с.
- Кондратьева Л.А., Емельянова Н.Н. Типоморфизм эндогенных карбонатов как показатель формационной принадлежности оруденения // Руды

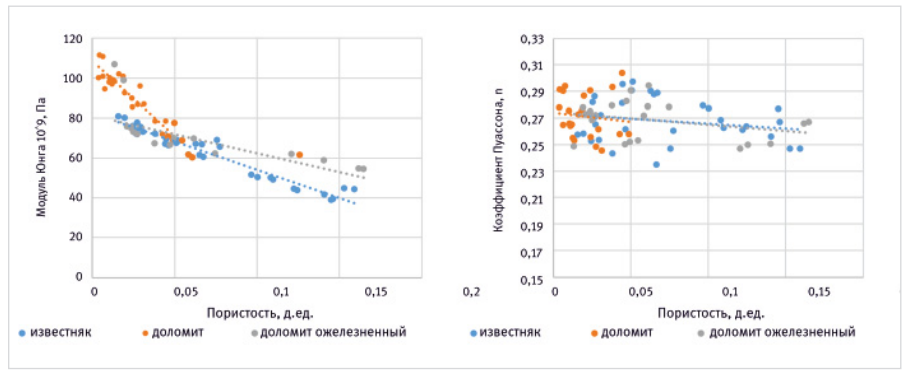


Рис. 6. Графики зависимостей динамических упругих констант от пористости
Fig. 6. Graphs of the dependences of dynamic elastic constants on porosity

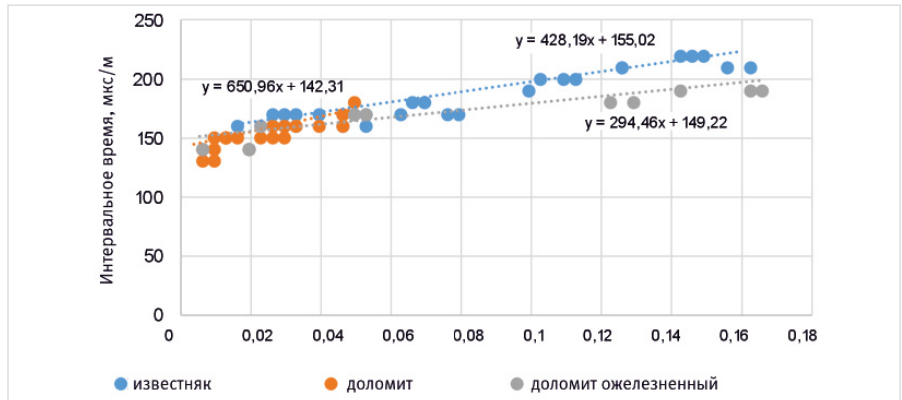


Рис. 7. Зависимость интервального времени от пористости
Fig. 7. Dependence of interval time on porosity

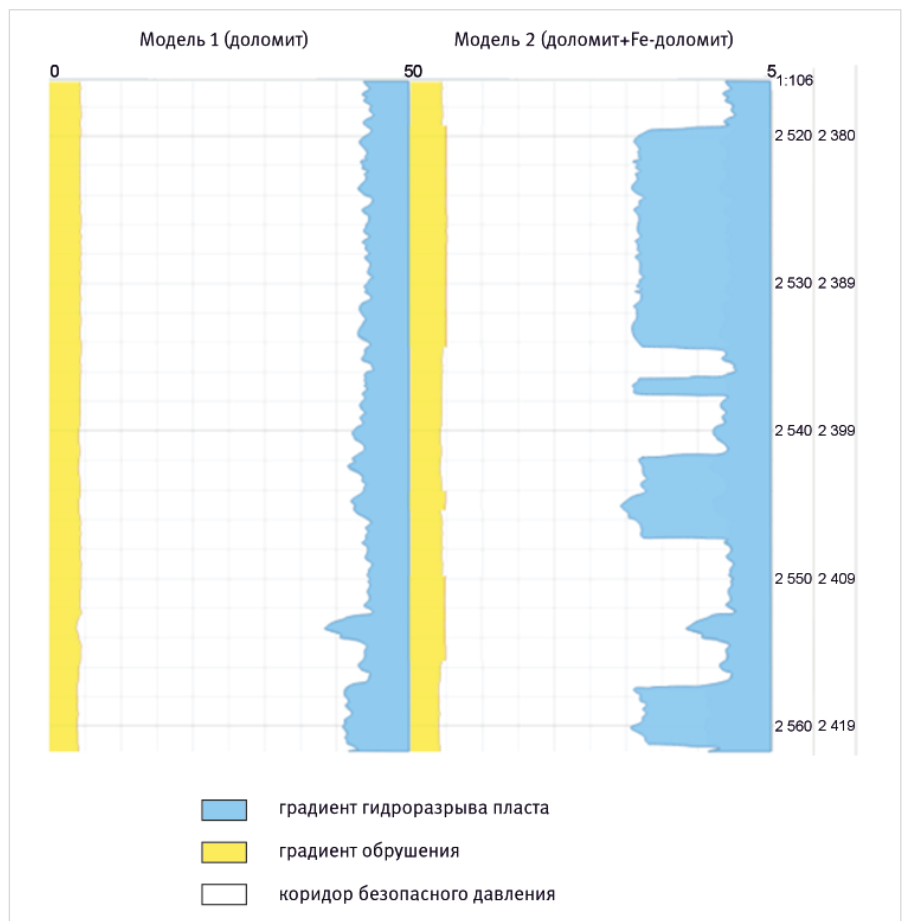


Рис. 8. 1D-моделирование устойчивости ствола скважины
Fig. 8. 1D-modeling of borehole stability

- и металлы. 2017. № 2. С. 29–39.
11. Laurence K.J., Kent P., Kerr P.F. Thermal study of the Ca-Mg-Fe carbonate minerals. *The American Mineralogist*, 1951, Vol. 36, issue 9–10, P. 643–670. (In Eng).
 12. Зиганшин Э.Р., Кольчугин А.Н., Даутов А.Н., Нуриева Е.М. Оценка геомеханических свойств карбонатных пород башкирского яруса Республики Татарстан с целью оптимизации гидроразрыва пласта // *Russian Journal of Earth Sciences*. 2023. Т. 23. С. 1–16.
 13. Марк Д. Зобак. Геомеханика нефтяных залежей. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 480 с.
 14. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Oxford, UK: Elsevier, 2008, 515 p. (In Eng).
 15. Березина И.А. Петроупругое моделирование карбонатных пород: обзор некоторых методов теории эффективных сред и аспектов их применимости // *Экспозиция Нефть Газ*. 2019. № 2. С. 36–42.
 16. Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б. Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов) // *Экспозиция Нефть Газ*. 2022. № 1. С. 15–20.
 17. Кулешов В.С., Павлов В.А., Леванов А.Н., Игнатьев Н.А., Черкасов С.Ф., Самойлов М.И., Хохлов Д.И., Нестеров П.В., Козырев А.А. Проведение гидравлического разрыва пласта на низкотемпературном карбонатном объекте // *Экспозиция Нефть Газ*. 2023. № 6. С. 39–46.

ENGLISH

Results

The deformation and strength properties determined during the experiments, in particular those shown in table 3, characterize the mechanical properties of rocks, and make it possible to divide the section by mechanical facies, attributing unique parameters to each of them. This approach allows for a more differentiated interpretation of the data from borehole studies. As a result, data on the mechanical properties of the selected facies are used in geomechanical modeling when accompanying drilling, field development and operation, as well as calculating hydraulic fracturing parameters. An additional field of application may be geotechnical monitoring of deposits: changes in the

filtration and capacitance properties of reservoir rocks, compression of rocks, sedimentation of formations and the day surface during development.

Conclusions

The revealed significant differences in the elastic-deformation and filtration-capacitance properties of dolomite and Fe-dolomite make it possible to isolate Fe-dolomite into a separate lithotype, which leads to a more accurate separation of the carbonate matrix and, as a result, to an updated model of field development.

References

1. Alekseev A., Udalova T. The course on carbonates. Development of carbonate reservoirs in "Gazprom Neft". Siberian Oil, 2017, issue 138, P. 28–35. (In Russ).
2. Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M. Carbonate rocks-reservoirs of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1981, 255 p. (In Russ).
3. Endogenous carbonates of Yakutia. Novosibirsk: Nauka, 1980, 232 p. (In Russ).
4. Kalacheva V.H. Some data on fractured rocks of the Lower Cambrian of the Irkutsk amphitheater and their reservoir properties. Leningrad: Research. All-union petroleum scientific research geological exploration institute gostoptehizdat, 1958, 117 p. (In Russ).
5. Ratz M.V., Chernyshev S.P. Fracturing and properties of fractured rocks. Moscow: Nedra, 1970, 160 p. (In Russ).
6. Fursova H.P. On the relation of jointing of the Stavropol region rocks with their lithological and chemical composition. *Oil and gas geology*, 1962, issue 11, P. 59–61. (In Russ).
7. Pescov A.V., Olkhovskaya V.A., Stepanova I.A. Using the diffraction analysis for rock carbonate contents assessment. *Bulletin of the Samara state technical university. Technical sciences*, 2016, issue 4, P. 59–70. (In Russ).
8. Demchuk I.G. X-ray diffraction study of Fe-dolomites from the lower riphean in the Southern Urals. Yearbook-1980, Institute of Geology and Geochemistry of the USC of the USSR Academy of Sciences, 1981, P. 131–132. (In Russ).
9. Mikheev V.I. X-ray determinant of minerals. M.: State Scientific and Technical Publishing House of Literature on Geology and Subsoil Protection, 1957, 862 p. (In Russ).
10. Kondratieva L.A., Yemlyanova N.N. Typomorphism of endogenous carbonates as an indicator of the formation affiliation of mineralization. *Ores and Metals*, 2017, issue 2, P. 29–39. (In Russ).
11. Laurence K.J., Kent P., Kerr P.F. Thermal study of the Ca-Mg-Fe carbonate minerals. *The American Mineralogist*, 1951, Vol. 36, issue 9–10, P. 643–670. (In Eng).
12. Ziganshin E.R., Kolchugin A.N., Dautov A.N., Nurieva E.M. Evaluation of the geomechanical properties of Bashkirian carbonate rocks at the Tatarstan Republic for optimization of hydraulic fracturing. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2023, issue 2, P. 1–16. (In Russ).
13. Mark D. Zoback. Reservoir Geomechanics. Cambridge university press, 2007, 480 p. (In Russ).
14. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. *Petroleum related rock mechanics*. Oxford, UK: Elsevier, 2008, 515 p. (In Eng).
15. Berzina I.A. Rock physics modeling of carbonates: a review of effective medium theory methods and aspects of their applicability. *Exposition Oil Gas*, 2019, issue 2, P. 36–42. (In Russ).
16. Grishchenko M.A., Smyshlyaeva M.D., Avramenko E.B. The results of a comprehensive study of an unconventional fractured cavernous reservoir on the example of one of the deposits of the Krasnoleninsky district (substantiation of basic model of collector structure). *Exposition Oil Gas*, 2022, issue 1, P. 15–20. (In Russ).
17. Kuleshov V.S., Pavlov V.A., Levanov A.N., Ignatyev N.A., Cherkasov S.F., Samoilo M.I., Khokhlov D.I., Nesterov P.V., Kozirev A.A. Hydraulic fracturing in a low-temperature carbonate reservoir. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 6, P. 39–46. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Акелян Нушик Самадовна, ведущий специалист, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия
Для контактов: akelyanns@ntc.rosneft.ru

Akelyan Nushik Samadovna, leading specialist, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia
Corresponding author: akelyanns@ntc.rosneft.ru

Вайнгардт Анна Алексеевна, инженер 2-й категории, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия

Weungardt Anna Alekseevna, engineer of the 2nd category, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia

Пискунова Анна Алексеевна, инженер 1-й категории, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия

Piskunova Anna Alekseevna, engineer of the 1st category, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia

Чурков Александр Викторович, заведующий лабораторией, ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Краснодар, Россия

Churkov Alexander Viktorovich, head of the laboratory, "NK "Rosneft-STC" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Krasnodar, Russia