

ОБОБЩЕННАЯ ГЕОМЕХАНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РЕСПУБЛИКА ТАТАРСТАН)

Э.Р. Зиганшин¹, Н.В. Дубиня^{2, 3}, А.Н. Кольчугин¹, А.Д. Маликов⁴, А.С. Сергеев⁴, Е.В. Новикова³,
И.А. Васильев³

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет. 420008, Россия, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 18, корп. 1; e-mail: eduard-ziganshin@mail.ru

² Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет). 141701, Россия, г. Долгопрудный, Институтский пер., д. 9

³ Институт физики Земли имени О.Ю. Шмидта РАН. 123242, Россия, г. Москва, Б. Грузинская ул., д. 10, стр. 1

⁴ АО «Татнефтепром». 423458, Россия, г. Альметьевск, ул. Маяковского, д. 116

Аннотация. В статье представлен комплексный подход к анализу геомеханических свойств карбонатных пород нефтяного месторождения, основанный на результатах лабораторных испытаний керна, стратиграфической локализации отложений и параметризации литотипов. Проведена оценка статистических характеристик физико-механических параметров, выполнена кластеризация образцов с последующим выделением механических фаций, а также построены регрессионные модели для прогнозирования геомеханических параметров пород. Установлены количественные зависимости между плотностью, скоростью продольной волны и прочностью на одноосное сжатие, прочностью на раскалывание, трещиностойкостью и статическим модулем Юнга. Проведен статистический анализ достоверности установленных зависимостей. Результаты исследования могут быть использованы для повышения точности геомеханического моделирования, оценки устойчивости горных пород при разработке месторождений, построения дизайна гидроразрыва пород в карбонатных отложениях.

Ключевые слова. Геомеханика, карбонатные породы, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, лабораторные исследования керна.

GEOMECHANICAL CHARACTERIZATION OF CARBONATE ROCKS FROM AN OIL FIELD (REPUBLIC OF TATARSTAN)

E.R. Ziganshin¹, N.V. Dubinya^{2, 3}, A.N. Kolchugin¹, A.D. Malikov⁴, A.S. Sergeev⁴, E.V. Novikova³,
I.A. Vasilyev³

¹ Kazan (Volga Region) Federal University. 18, Kremlyovskaya str., Kazan, Russia, 420008; e-mail: eduard-ziganshin@mail.ru

² Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University). 9, Institutskiy Lane, Dolgoprudny, Moscow, Russia, 141701

³ Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences. 10, B. Gruzinskaya str., Moscow, 123242

⁴ Tatnefteprom JSC. 116, Mayakovskogo str., Almetьевsk, Russia, 423458

Abstract. This study presents a comprehensive approach to analyzing the geomechanical properties of carbonate rocks from an oil field, based on laboratory core testing, stratigraphic localization of deposits, and lithotype parameterization. Statistical characteristics of physical and mechanical parameters were assessed, sample clustering was performed, and mechanical facies were identified. Regression models were developed to predict the geomechanical parameters of the rocks. Quantitative relationships were established between density, P-wave velocity, and uniaxial compressive strength, tensile strength, fracture toughness, and static Young's modulus. A statistical analysis of the reliability of these relationships was conducted. The results of this study can be applied to improve the accuracy of geomechanical modeling, evaluate rock stability during field development, and design hydraulic fracturing treatments in carbonate formations.

Key words. Geomechanics, carbonate rocks, Young's modulus, Poisson's ratio, laboratory core testing.

Введение

Карбонатные месторождения углеводородов продолжают оставаться одним из ключевых объектов изучения в нефтегазовой отрасли, поскольку они содержат значительные запасы нефти и газа по всему миру [Жемчугова, 2014; Dunham, 1962; Nur et al., 1995]. В то же время карбонатные породы являются довольно сложными для освоения объектами. Структурная неоднородность, сложное строение порового пространства, наличие естественной трещиноватости оказывают существенное влияние на бурение и добычу [Economides et al., 2002]. В Республике Татарстан значительная концентрация месторождений, связанных с карбонатными коллекторами, отмечает-

ся в пределах Южно-Татарского свода и восточно-го борта Мелекесской впадины. В этих структурах карбонатные породы содержат до 35–40% всех разведанных запасов нефти региона. Однако при текущем уровне технологий извлекаемая доля составляет всего 10–15% [Мусин и др., 2013]. В таких отложениях зачастую используют метод гидроразрыва (ГРП) для увеличения притока нефти, однако особенности строения залежей в карбонатных отложениях нередко становятся причиной различных осложнений в процессе его проведения [Салимов и др., 2013]. Для того чтобы снизить неуспешные операции гидроразрыва, необходимо более подробно изучать физико-механические, петрофизические литолого-минералогиче-

ские свойства пород, слагающих разрез. Это в свою очередь будет способствовать построению моделей месторождения с высокой точностью и снижению неопределенностей при планировании операций по увеличению дебита скважин. Важной задачей при изучении свойств карбонатных пород является определение корреляционно-регрессионных зависимостей между различными измеряемыми параметрами пород. Существует множество эмпирических уравнений, которые были получены посредством изучения кернового материала. Однако подавляющее большинство из них неприменимо к другим месторождениям. Поэтому важным является либо установление собственных зависимостей, либо выбор существующих уравнений, которые подходят к изучаемому объекту. Еще одной задачей является корректная литологическая типизация пород, то есть разделение на группы по различным параметрам, что зачастую упускается при планировании освоения залежей, а карбонатная толща рассматривается как единый карбонатный пласт с близкими фильтрационно-емкостными и геомеханическими характеристиками, без учета литологических и минералогических особенностей отдельных интервалов пород.

В данной работе проведено обобщение всех ранее проведенных геомеханических исследований керна на данном месторождении. Проведен статистический анализ данных, построены корреляционно-регрессионные модели по измеренным параметрам. Сделана классификация пород по их петрофизическим и литолого-стратиграфическим параметрам. Результаты проведенных исследований рассматриваются с точки зрения применимости для дальнейшего построения дизайна ГРП и прогнозирования роста трещины.

Объект исследования

Объектом исследования в данной работе является нефтяное месторождение, локализованное в регио-

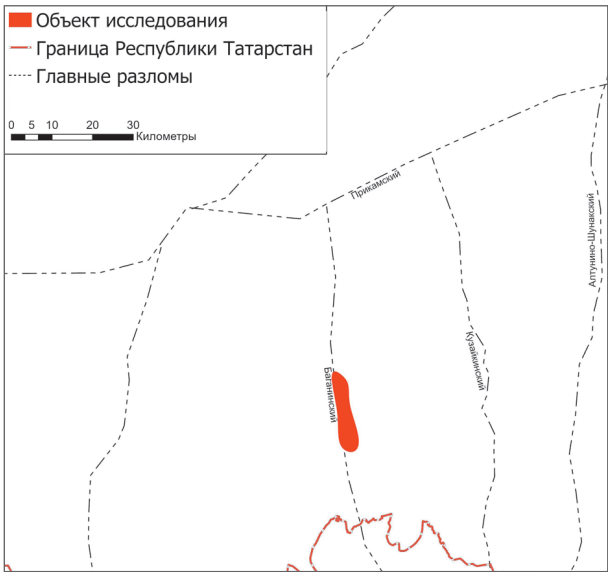


Рис. 1. Положение объекта исследований

нально нефтеносных отложениях среднего карбона. Оно располагается на территории Республики Татарстан, в западной части Южно-Татарского свода [Муслимов и др., 2007] (рис. 1). Разрез представлен комплексом осадочных пород девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возрастов (рис. 2).

На данном месторождении был отобран и изучен керновый материал шести скважин. Всего было изучено более 110 образцов. Все образцы стратиграфически приурочены к породам московского и башкирского ярусов – перспективным нефтеносным объектам [Морозов, 2006].

Башкирский ярус представляет собой частое переслаивание пород-коллекторов и плотных пород с высокой степенью трещиноватости, увеличивающейся к нижним горизонтам яруса. Московский ярус включает в себя верейский и каширский горизонты. Верейский горизонт московского яруса можно условно разделить на карбонатный нижний и терригенный верхний слои. В нижнем карбонатном слое верейского горизонта наблюдается чередование продуктивных известняков с глинистыми породами и мергелями. В верхней части верейского горизонта начинают преобладать глинистые породы, иногда с появлением песчаных отложений в областях развития верейских врезовых тел. Каширский горизонт московского яруса представлен известняками и доломитами. Интервал глубин отбора керна варьируется в диапазоне от 890 до 1350 м.



Рис. 2. Фрагмент стратиграфического разреза

Методы исследований

Литологическая типизация пород осуществлялась на основе подробного послойного описания керна. Уточнение литотипов и группировка их в фации выполнялись при помощи изучения пород под оптическим микроскопом, минеральный состав пород корректировался на основе данных рентгенофазового анализа на основе состава пород.

Лабораторные исследования включали в себя: определение объемной плотности, измерение скорости прохождения продольной и поперечной ультразвуковой волны через образец с вычислением динамических модуля Юнга и коэффициента Пуассона, определение модуля упругости и коэффициента Пуассона при псевдотрехосном нагружении, измерение прочности породы при одноосном сжатии либо при пластовых условиях, измерение прочности на раскалывание и параметра трещиностойкости. Помимо этого, выполнялось литологическое описание керна. Определение объемного веса (плотности породы) образцов проводилось весовым методом при помощи лабораторных весов АЖН-220СЕ (ООО «Вибра Рус»). Изучение упругих свойств коллекции образцов пород выполнено согласно [ГОСТ 21153.7-75, ASTM D2845-08]. Лабораторные исследования выполнялись на установке «ПИК-УЗ-ЭП» (АО «Геология», Новосибирск).

Определение упругих, деформационных и прочностных свойств в условиях трехосного сжатия проводилось согласно требованиям [ASTM D7012-14]. Для испытания использовались цилиндрические образцы. На 30 образцах были проведены многостадийные испытания на установке для геомеханических исследований ГТЯН.441179.050 (НПП «Геотек», Пенза). На начальном этапе на образец воздействовали всесторонним сжатием с величиной давления 5 МПа. Далее осевое напряжение увеличивали с постоянной скоростью 0,25 МПа/с до начала разрушения образца, при этом осуществлялся контроль по осевой деформации. После фиксации момента разрушения осевую нагрузку снимали, а обжимное давление повышали до следующего заданного уровня. Затем цикл нагружения повторяли. Всего было выполнено четыре ступени нагружения при уровнях обжимного давления 5, 10, 15 и 20 МПа. На завершающем этапе проводилось полное разрушение образца. На всех стадиях эксперимента фиксировались значения осевого напряжения, а также осевых и радиальных деформаций.

На 60 образцах были проведены трехосные испытания, при которых образец доводился до разрушения в одну стадию при обжимном давлении, соответствующем пластовому. Определение упругих, деформационных параметров выполнялось согласно требованиям [ASTM D7012-14].

Определение предела прочности на растяжение при раскалывании осуществлялось методом индиректного нагружения вдоль диаметра цилиндрического образца в соответствии с требованиями стандарта [ASTM D3967-08]. Для испытаний использовались дискообразные образцы с отношением толщины к диаметру (t/D) в диапазоне от 0,2 до 0,75. Расчет прочности на

растяжение проводился на основе предельной нагрузки согласно методике, изложенной в ASTM D3967 [ASTM D3967-08].

Оценка параметра трещиностойкости выполнялась на полудисковых образцах диаметром 62 мм. Процесс подготовки образцов к испытаниям соответствовал рекомендациям [ISRM]. Диаметр образца ($D = 2R$) должен как минимум в 10 раз превышать средний размер зерен в породе или быть не менее 76 мм. Минимальная толщина образца должна составлять более $0,4D$ или не менее 30 мм; в данном исследовании использовалась толщина 25 мм. Надрез – инициатор трещины – наносился поперек слоистости при помощи алмазного отрезного диска толщиной 1 мм на глубину 15 мм. Торцевые поверхности образцов были отшлифованы с точностью не хуже 0,01 мм.

Результаты исследований

На основе лабораторных испытаний керна была проведена статистическая обработка геомеханических параметров, сгруппированных по стратиграфическому признаку (башкирский и московский ярусы). Полученные результаты позволяют оценить как диапазоны значений, так и вариативность основных физических и механических характеристик пород.

Московский ярус. Породы обладают средней плотностью $2,42 \text{ г/см}^3$ (от $2,12$ до $2,67 \text{ г/см}^3$), скорость продольной волны равна 4778 м/с (от 3400 до 5891 м/с). Все измеренные геомеханические параметры в среднем немного ниже, чем у пород башкирского яруса.

Башкирский ярус. Наблюдается большой разброс значений по большинству параметров. Средняя плотность равна $2,46 \text{ г/см}^3$ (от $1,94$ до $2,72 \text{ г/см}^3$), скорость продольной волны равна 5187 м/с (от 3711 до 6471 м/с). Модуль Юнга и прочность в пластовых условиях также выше, чем у пород московского яруса.

Таким образом, уже на этапе описательной статистики прослеживаются существенные различия между стратиграфическими группами по ключевым геомеханическим параметрам. Это говорит о возможной необходимости разделения данных при дальнейшем корреляционно-регрессионном анализе. Для оценки характера распределения геомеханических параметров горных пород были применены два статистических критерия: тест Колмогорова–Смирнова (К-С-тест) в модификации Лиллиефорса, который более чувствителен при неизвестных параметрах распределения (что характерно для реальных данных), и тест Шапиро–Уилка (Ш-У). Проверка проводилась для основных параметров, полученных в результате лабораторных испытаний: объемная плотность, скорость прохождения продольной ультразвуковой волны через образец, статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона, прочность на сжатие в пластовых условиях. Каждый из параметров был стандартизирован перед применением теста Колмогорова–Смирнова, чтобы обеспечить корректное сравнение с теоретическим нормальным распределением. Результаты тестов представлены в виде p -значений (табл. 1), интерпретируемых следующим образом:

- при $p > 0,05$ гипотеза о нормальности распределения не отвергается, то есть данные могут быть описаны нормальным законом распределения;
- при $p < 0,05$ гипотеза отвергается и распределение параметра считается отличным от нормального.

Применение двух различных критериев позволило повысить надежность проверки. Результаты показали, что для параметров плотности, статического модуля Юнга и прочности на сжатие распределения отклоняются от нормального. Следовательно, для части параметров и групп следует применять непараметрические методы анализа, особенно при сравнении между стратиграфическими группами. Это важно учитывать при построении моделей и проверке гипотез.

Очевидно, что внутри некоторых стратиграфических групп наблюдается большой разброс значений, обусловленный в первую очередь литологией и характером насыщения. В связи с этим дополнительно был проведен анализ различий геомеханических параметров между группами, сформированными по признаку «стратиграфия + литология + насыщение». Для анализа были выделены следующие группы пород, или механофации:

- фация 1 – плотные породы московского яруса;
- фация 2 – нефтенасыщенные карбонатные породы московского и башкирского ярусов;
- фация 3 – плотные породы башкирского яруса.

Можно предложить следующее определение: к одной геомеханической фации относятся породы, которые с точностью, необходимой для решения конкретной задачи, могут быть описаны едиными зависимостями между прочностными свойствами, статическими и динамическими упругими модулями, с одной стороны, и параметрами, определяющими их внутреннюю структуру, состав и строение, с другой стороны.

Для определения статистически значимых различий между механическими фациями по геомеханиче-

ским параметрам был применен критерий Краскела–Уоллиса – непараметрический аналог однофакторного дисперсионного анализа. Метод позволяет выявить наличие существенных различий между несколькими независимыми группами при отсутствии нормального распределения. Результаты представлены в табл. 2.

Эти результаты указывают на обоснованность разделения пород на три группы. В ряде случаев различия между литолого-насыщающими типами оказываются даже более выраженными, чем между стратиграфическими группами, что делает данный классификационный признак важным фактором группирования. Совмещенный литологический и геомеханический анализ позволяет описать три ранее выделенные фации.

Фация 1 – плотные породы московского яруса

К данной группе пород относятся плотные светлосерые, иногда заглинизированные известняки с массивной текстурой (рис. 3). По данным оптико-микроскопических исследований шлифов, структура пород зернистая, текстура однородная. Порода на 75–80% состоит из органических остатков, на 20–25% – из цементирующего материала. Согласно литологическим данным, породы обладают пористостью ниже 5%, поры межзерновые, чаще всего несвязанные [Кольчугин и др., 2022]. Упругопрочностные характеристики пород ниже, чем у фации 3 (плотные породы башкирского яруса), и выше, чем у фации 2 (нефтенасыщенные карбонатные породы московского и башкирского ярусов) (табл. 3).

Фация 2 – нефтенасыщенные породы московского и башкирского ярусов

Породы представляют собой равномерно нефтенасыщенные известняки. Согласно результатам оптико-микроскопических исследований структура пород биоморфная, текстура однородная (рис. 3). Известняки на 80–85% состоят из органических остатков, на 15–20% – из цементирующего вещества. Пористость под

Таблица 1
Результаты проверки нормальности распределения основных параметров, полученных в результате лабораторных испытаний

Параметр	Кол-во значений	К-С p-значение	Ш-У p-значение	Нормальность распределения
Плотность объемная, г/см ³	131	$p < 0,05$	$p < 0,05$	Отличное от нормального
Скорость продольной волны, м/с	127	$p > 0,05$	$p > 0,05$	Нормальное
Статический модуль Юнга, ГПа	91	$p < 0,05$	$p < 0,05$	Отличное от нормального
Статический коэффициент Пуассона	91	$p > 0,05$	$p > 0,05$	Нормальное
Прочность на сжатие в пластовых условиях, МПа	61	$p < 0,05$	$p < 0,05$	Отличное от нормального

Таблица 2
Результаты применения критерия Краскела–Уоллиса для механофаций

Параметр	p-значение	Вывод
Плотность	$p < 0,05$	Есть различия
Скорость продольной волны	$p < 0,05$	Есть различия
Статический модуль Юнга	$p < 0,05$	Есть различия
Статический коэффициент Пуассона	$p > 0,05$	Нет значимых различий
Прочность на сжатие в пластовых условиях	$p < 0,05$	Есть различия

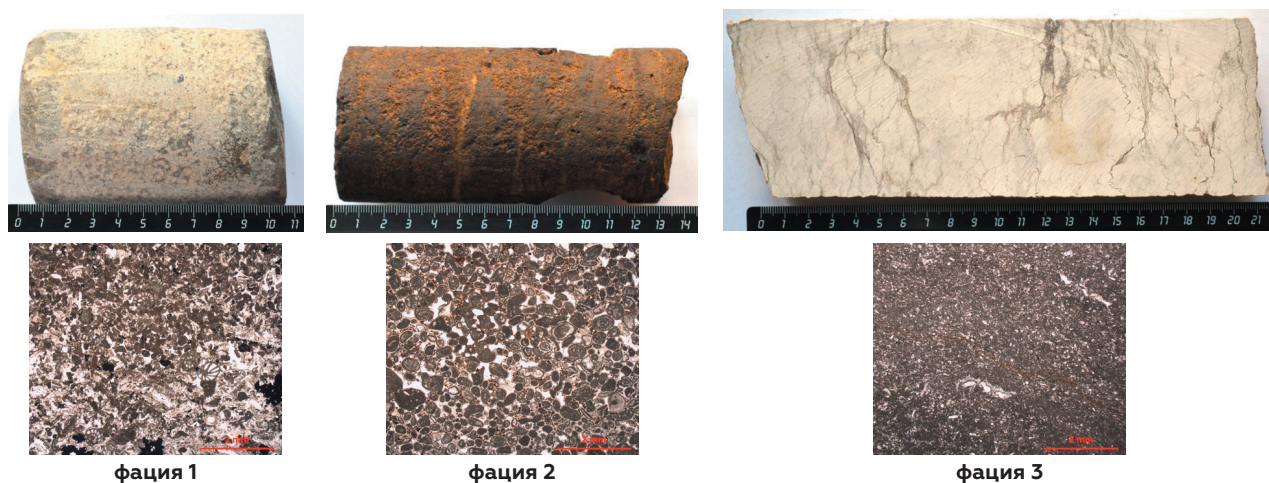


Рис. 3. Фотографии образцов пород и их шлифов для различных фаций

микроскопом оценена в 20–23%. Межзерновые поры равномерно распределены в объеме породы и связаны между собой поровыми каналами [Кольчугин и др., 2022; Зиганшин и др., 2023]. По геомеханическим свойствам породы более «мягкие» и пластичные, по сравнению с фациями 1 и 3 (табл. 3).

Фация 3 – плотные породы башкирского яруса

В основном породы представлены плотными известняками светло-серой окраски, иногда с псевдобрекчированной текстурой, обусловленной глинистыми прослоями, сине-зеленой окраски (рис. 3). По данным оптико-микроскопического изучения, породы практически нацело представлены микрозернистым кальцитом с размером зерен менее 0,005 мм, участками перекристаллизованным до тонкомелкозернистой структуры. В зернистой массе до 10% присутствуют включения органических остатков, представленных фрагментами водорослей, кальцисферами, раковинами остракод, единичными фораминиферами. Пустотно-поровое пространство под микроскопом практически неразлично и представлено единичными несвязанными порами. Пористость, оцененная под микроскопом, не превышает 2–3% [Зиганшин и др., 2023]. По своим механическим параметрам данная группа пород обладает самыми высокими значениями по сравнению с другими выделенными фациями (табл. 3).

С учетом того, что результаты статистического анализа показали отличия отдельных распределений внутри фации от нормальных, было выполнено более детальное, количественное исследование экспериментальных данных. В работе [Elderton et al., 1969] был представлен математический аппарат использования семейства частотных распределений Пирсона для описания изменчивости отдельных механических свойств пород, принадлежащих к одной фации. Такой анализ позволяет говорить о значимости устанавливаемых корреляционных связей и необходимости и достаточности выделенного набора геомеханических фаций.

Распределения семейства Пирсона представляют собой семейство частотных распределений с функцией плотности вероятности $f(\sigma)$ (σ – рассматриваемое механическое свойство), удовлетворяющих дифференциальному уравнению:

$$\frac{d \ln(f(\sigma))}{d\sigma} = \frac{\sigma + a}{b_0 + b_1\sigma + b_2\sigma^2},$$

где a , b_0 , b_1 и b_2 – параметры, которые могут быть в явном виде рассчитаны по известным центральным моментам. В зависимости от этих параметров уравнение (14) может иметь формы решения, отвечающие различным типам распределений Пирсона. В данной работе будут рассмотрены только основные три типа:

$$f(\sigma) = \begin{cases} f_0 (1 + \sigma/a_1)^{m_1} (1 + \sigma/a_2)^{m_2} & \text{при } \kappa < 0 \text{ (тип I),} \\ f_0 \left(1 + (\sigma/a)^2\right)^m \exp(-v \cdot \arctg(\sigma/a)) & \text{при } 0 < \kappa < 1 \text{ (тип IV),} \\ f_0 (\sigma - a)^{m_1} \sigma^{m_2} & \text{при } \kappa > 1 \text{ (тип VI),} \end{cases}$$

где κ является параметром, определяющим существование вещественных корней уравнения $b_0 + b_1\sigma + b_2\sigma^2 = 0$ и их знаки:

$$\kappa = \frac{\beta_1 (\beta_2 + 3)^2}{4(2\beta_2 - 3\beta_1 - 6)(4\beta_2 - 3\beta_1)}, \quad \beta_1 = \frac{\mu_3^2}{\mu_2^3}, \quad \beta_2 = \frac{\mu_4}{\mu_2^2},$$

причем μ_i является i -м центральным моментом распределения механического свойства σ . Все переменные в этих уравнениях могут быть определены по первым четырем центральным моментам ($\mu_1 = 0$ по определению) [Elderton et al., 1969].

Статистический анализ был проведен для основных параметров, используемых при одномерном геомеханическом моделировании, – статистических модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Были выполнены исследования для всех фаций в совокупности, а также для каждой фации по отдельности.

В табл. 4 представлены результаты количественной оценки параметров, входящих в уравнения, указанные выше. Отрицательные значения параметра κ свидетельствуют о том, что все полученные зависимости могут быть описаны с использованием распределения Пирсона I типа. По известным выражениям [Elderton et al., 1969] были рассчитаны значения параметров, входящих в функцию плотности вероятности.

Таблица 3
Статистические характеристики геомеханических параметров по фациям

Параметр	Фация	Кол-во	Среднее	Медиана	Минимум	Максимум
Плотность объемная, г/см ³	1	37	2,50	2,50	2,12	2,67
	2	53	2,28	2,27	1,94	2,64
	3	41	2,59	2,62	2,40	2,72
Скорость продольной волны, м/с	1	34	5000	5175	3400	5891
	2	54	4573	4636	3500	6043
	3	39	5613	5686	4534	6471
Скорость поперечной волны, м/с	1	34	2827	2942	2128	3221
	2	54	2545	2488	2143	3273
	3	39	3015	3052	2350	3347
Динамический модуль Юнга, ГПа	1	34	51,5	55,4	25,5	68,7
	2	54	38,9	37,3	24,8	72,9
	3	39	61,4	63,0	34,4	78,3
Динамический коэффициент Пуассона, д. ед.	1	34	0,259	0,26	0,18	0,31
	2	54	0,27	0,275	0,19	0,36
	3	39	0,295	0,3	0,21	0,34
Статический модуль Юнга, ГПа	1	25	19,0	19,6	8,3	30,7
	2	39	13,0	13,5	5,8	25,3
	3	27	23,1	23,4	10,6	32,0
Статический коэффициент Пуассона, д. ед.	1	25	0,26	0,26	0,13	0,42
	2	39	0,263	0,27	0,08	0,48
	3	27	0,247	0,25	0,18	0,35
Прочность на одноосное сжатие, МПа	1	17	93,7	83,2	44,1	158,8
	2	9	57,1	55,8	30,1	88,0
	3	3	95,7	107,1	55,3	124,7
Прочность на раскалывание, МПа	1	22	5,4	4,0	0,9	14,5
	2	12	4,0	3,5	2,1	6,2
	3	4	3,3	3,3	2,0	4,4
Трещиностойкость, МПа*см ^{0,5}	1	20	0,720	0,689	0,268	1,474
	2	22	0,621	0,649	0,265	0,996
	3	14	0,911	0,929	0,450	1,176

Таблица 4
Количественный анализ статистических параметров механических свойств по фациям

Параметр	Фация	μ ₂	μ ₃	μ ₄	β ₁	β ₂	κ	Плотность вероятности
Модуль Юнга, ГПа	Общая	12,7	4,6	367	0,01	2,3	-0,005	$f(\sigma) = 12 \left(1 + \frac{\sigma}{8}\right)^{1,3} \left(1 + \frac{\sigma}{10}\right)^{1,7}$
	1	13,7	-0,6	411	0,00	2,2	-0,000	$f(\sigma) = 3 \left(1 + \frac{\sigma}{9}\right)^{1,2} \left(1 + \frac{\sigma}{8}\right)^{1,2}$
	2	6,6	-0,6	106	0,00	2,4	-0,001	$f(\sigma) = 8 \left(1 + \frac{\sigma}{8}\right)^{2,9} \left(1 + \frac{\sigma}{7}\right)^{2,7}$
	3	7,9	-14,8	193	0,45	3,1	-0,337	$f(\sigma) = 4 \left(1 + \frac{\sigma}{17}\right)^{5,7} \left(1 + \frac{\sigma}{4}\right)^{1,2}$
К-т Пуассона, д. ед.	Общая	6,9	5,3	142	0,09	3,0	-0,224	$f(\sigma) = 17 \left(1 + \frac{\sigma}{10}\right)^{10,0} \left(1 + \frac{\sigma}{27}\right)^{26,6}$
	1	10,7	14,5	286	0,17	2,5	-0,087	$f(\sigma) = 4 \left(1 + \frac{\sigma}{4}\right)^{0,8} \left(1 + \frac{\sigma}{12}\right)^{2,3}$
	2	6,7	-4,8	103	0,08	2,3	-0,038	$f(\sigma) = 7 \left(1 + \frac{\sigma}{8}\right)^{1,8} \left(1 + \frac{\sigma}{4}\right)^{0,9}$
	3	2,5	1,5	16	0,15	2,6	-0,096	$f(\sigma) = 7 \left(1 + \frac{\sigma}{3}\right)^{1,6} \left(1 + \frac{\sigma}{7}\right)^{3,8}$

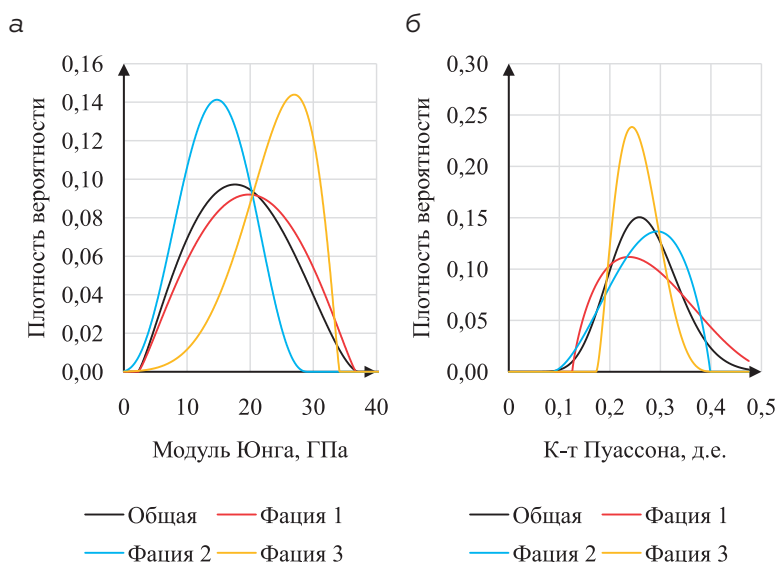


Рис. 4. Функции плотности вероятности для модуля Юнга (а) и коэффициента Пуассона (б)

На рис. 4 показаны функции плотности вероятности для модуля Юнга (а) и коэффициента Пуассона (б). Каждая кривая соответствует своей фации: черным цветом показаны обобщающие плотности вероятности, которые были бы получены для данных лабораторных исследований без разделения на фации, а цветами показаны плотности вероятности, построенные для конкретных фаций: красным цветом показаны результаты, полученные для образцов, относящихся к первой фации; синим цветом – для второй фации; оранжевым – для третьей.

Ярко заметно разделение фаций по статическому модулю Юнга: нефтенасыщенные породы обладают существенно более низким модулем Юнга по сравнению с плотными породами обоих ярусов; плотные породы башкирского яруса характеризуются высокими значениями модуля Юнга. Плотные породы московского яруса могут быть описаны практически теми же самыми статистическими законами, что и результаты всех экспериментов без разделения на механические фации. Это означает, что попытки построения геомеханической модели без предварительного разделения на фации не позволили бы выявить особенности распределения напряжений в слоях. Распределение напряжений было бы близко к линейному и полученные результаты не могли бы быть использованы для решения таких задач, как прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта.

Статистический анализ данных по определению коэффициента Пуассона не позволяет выявить таких явных закономерностей. Как было отмечено выше, вся совокупность данных о коэффициенте Пуассона действительно может быть с достаточно высокой степенью достоверности описана нормальным законом. Об этом также свидетельствуют высокие степени и коэффициенты в выражениях для функции плотности вероятности, указанные в табл. 4. Однако разделение на фации явно демонстрирует невозможность использования нормального закона распределения для описания каждого типа пород по отдельности. Ярким примером являются результаты измерений коэффициента Пуассона образцов третьей фации (плотные породы

башкирского яруса). Видно, что дисперсия существенно ниже именно для этих пород по сравнению с другими фациями. Меньшими (по сравнению со случаем объединенных фаций) дисперсиями обладают и данные, характеризующие образцы первой и третьей фаций.

Для выявления устойчивых взаимосвязей между физико-механическими параметрами керна были построены парные графики для наиболее значимых сочетаний для всей имеющейся совокупности. При построении одномерной геомеханической модели довольно часто приходится вычислять геомеханические параметры (статический модуль Юнга и коэффициент Пуассона, прочность на сжатие и раскалывание, трещиностойкость) из данных плотности (плотностной каротаж) и скорости продольной волны (акустический каротаж). В связи с этим были получены линейные регрессионные модели измеренных параметров от скорости продольной волны и объемной плотности. Зависимость между скоростью и статическим коэффициентом Пуассона не наблюдалась. В связи с этим данные зависимости не строились. Предлагается при построении коэффициента Пуассона использовать существующие эмпирические уравнения, которые будут корректироваться по данным керновых исследований.

Для оценки влияния плотности и скорости продольной волны на статический модуль Юнга была построена множественная линейная регрессионная модель. В качестве зависимой переменной использовался статический модуль Юнга (МПа), а в качестве независимых – объемная плотность породы (г/см^3) и скорость продольной волны (м/с).

Полученная модель имеет следующий вид:

$$E = -39,21 + 11,67 * \rho + 0,0057 * V_p,$$

где E – статический модуль Юнга, ГПа, ρ – объемная плотность в г/см^3 , V_p – скорость продольной волны, м/с .

Коэффициенты модели статистически значимы ($p < 0,001$). Модель объясняет 71,6% дисперсии зависимой переменной ($R^2 = 0,716$). Стандартная ошибка оценки – 3,65 МПа.

Для оценки зависимости прочности на одноосное сжатие (UCS) от объемной плотности была построена простая линейная регрессионная модель, так как значимой зависимости прочности от скорости продольной волны выявлено не было:

$UCS = -344,14 + 174,69 \cdot \rho$, где ρ – объемная плотность в г/см³, UCS – прочность в МПа.

Модель демонстрирует высокую объясняющую способность: коэффициент детерминации $R^2 = 0,66$. Стандартная ошибка оценки модели равна 21,02 МПа.

Аналогично была построена модель зависимости прочности на раскалывание (TSTR) от объемной плотности:

$TSTR = -13,77 + 7,62 \cdot \rho$, где ρ – объемная плотность в г/см³.

Коэффициент детерминации $R^2 = 0,15$ указывает на слабую объясняющую способность модели. Это может объясняться тем, что определение прочности на раскалывание выполняется в атмосферных условиях и отсутствие ограничивающего давления способствует получению большого разброса значений. В данном случае авторы считают необходимым проведение большего количества тестов.

Для анализа зависимости параметра трещиностойкости (KIC) от объемной плотности была также построена простая линейная регрессионная модель:

$KIC = -2,15 + 1,18 \cdot \rho$, где ρ – объемная плотность, в г/см³.

Модель демонстрирует хорошую объясняющую способность: коэффициент детерминации $R^2 = 0,46$. Стандартная ошибка оценки модели составила 0,208.

Результаты исследования могут быть использованы для повышения точности геомеханического моделирования, оценки устойчивости горных пород при разработке месторождений, построения дизайна гидроразрыва пород в карбонатных отложениях.

Заключение

Проведенный анализ лабораторных данных керна позволил всесторонне охарактеризовать геомеханические свойства пород в разрезе двух стратиграфических горизонтов и литолого-насыщающих типов. Сравнение между стратиграфическими и литолого-насыщающими группами показало, что геомеханические параметры существенно зависят не только от глубины и возраста пород, но и от их литологической природы и насыщения. На основе стратифицированного подхода выявлены устойчивые зависимости между физико-механиче-

скими параметрами, такими как прочность на сжатие, прочность на раскалывание, трещиностойкость, объемная плотность, скорость продольной волны и статический модуль Юнга. Предложенный подход может быть масштабирован и адаптирован к другим месторождениям с аналогичным геологическим строением.

Наиболее прочные и упругие свойства наблюдаются в плотных карбонатах – они рекомендованы для опорных зон при проектировании гидроразрыва и интерпретации устойчивости. Нефтенасыщенные известняки демонстрируют пониженную прочность и повышенную вариативность параметров, что важно учитывать при планировании интенсификации добычи и выборе интервалов перфорации.

Представленный в работе математический аппарат дает возможность использовать статистические методы при создании геомеханических моделей. Явный вид функций плотности вероятности для базовых параметров, использующихся для построения моделей механических свойств, позволяет применять стохастический подход, в рамках которого упругие модули задаются случайным образом, подчиняясь определенным законам распределения. Важным следствием этого результата является то, что установленные корреляционные зависимости могут быть применимы в рамках допустимых погрешностей. При этом корректное выделение механических фаций остается критически важным этапом, существенно снижающим погрешность результатов геомеханического моделирования. Точность оценки напряжений в рамках стандартных подходов к построению одномерных геомеханических моделей является вопросом, требующим дальнейшего, более детального рассмотрения в рамках отдельного исследования.

Работа выполнена за счет гранта Академии наук Республики Татарстан, предоставленного молодым кандидатам наук (постдокторантам) с целью защиты докторской диссертации, выполнения научно-исследовательских работ, а также выполнения трудовых функций в научных и образовательных организациях Республики Татарстан, в рамках государственной программы Республики Татарстан «Научно-технологическое развитие Республики Татарстан».

Дата поступления рукописи в редакцию 09.08.2025

Дата положительной рецензии 11.08.2025

Дата принятия рукописи в печать 11.08.2025

ЛИТЕРАТУРА

- ГОСТ 21153.7-75. Породы горные. Метод определения скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн.
- Дубиня Н.В., Зиганишин Э.Р., Новикова Е.В. Статистический анализ результатов реконструкции напряженного состояния по данным о проводимости естественных трещин // Процессы в геосредах. 2024. № 3 (41). С. 2636–2648.
- Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: EAGE. Геомодель, 2014. 232 с.
- Зиганишин Э.Р., Кольчугин А.Н., Даутов А.Н., Нуриева Е.М. Оценка геомеханических свойств карбонатных пород башкир-

ского яруса Республики Татарстан с целью оптимизации гидроразрыва пласта // Rus. J. Earth Sci. 2023. Т. 23, № 5. Ст. ES5003. 16 с. <https://doi.org/10.2205/2023ES000886>.

5. Кольчугин А.Н., Зиганишин Э.Р., Морозов В.П., Быстров Е.С., Королев Э.А., Гильфанов С.И. Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана // Георесурсы. 2022. 24 (4). С. 65–74.

6. Морозов В.П. Литогенетические типы известняков нижнего и среднего карбона Восточной части Мелекесской впадины, вторичные процессы их преобразования, связь с нефтеносностью /

В.П. Морозов, Э.А. Королев // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. 2006. Т. 148, № 1. С. 13–21.

7. Мусин К.М. Комплексный подход к изучению трещиноватости карбонатных коллекторов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2013. № 10. С. 40–43.

8. Муслимов Р.Х., Абдулмизитов Р.Г., Хисамов Р.Б., Миронова Л.М., Гатиятуллин Н.С., Ананьев В.В., и др. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Казань: Фэн, 2007. 315 с.

9. Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Гидравлический разрыв карбонатных пластов. М.: ЗАО «Нефтяное хозяйство», 2013. 472 с.

10. ASTM D2845-08, Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock (Withdrawn 2017), ASTM International, West Conshohocken, PA, 2008.

11. ASTM D7012-14 Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2014.

12. ASTM D3967-08 Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens.

13. Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks / A. Nur, G. Mavko, J. Dvorkin, D. Gal // Proc. 65th Ann. Int. Meeting, Soc. Expl. Geophys. Tulsa, OK, 1995. Vol. 878. P. 878–881.

14. Dunham R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture // Classification of carbonate rocks // AAPG Mem. 1962. № 1. P. 108–121.

15. Economides M.J. Unified fracture design / M.J. Economides, R. Oligney, P. Valko. Alvin, Texas: Orsa Press, 2002. 141 p.

16. Elderton W.P., Johnson N.L. Systems of Frequency Curves // Cambridge (UK): Cambridge University Press 1969. P. 12–110.

17. The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014 / Ed. R. Ulusay. ISBN 978-3-319-07712-3 DOI 10.1007/978-3-319-07713-0 Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London.

REFERENCES

1. GOST 21153.7-75. Porody gornye. Metod opredeleniya skorosti rasprostraneniya uprugikh prodol'nykh i poperechnykh voln (in Russian).

2. Dubinya NV, Ziganshin ER, Novikova EV. Statisticheskii analiz rezul'tatov rekonstruktsii napryazhennoy sostoyaniya po dannym o provodimosti estestvennykh treshchin. *Protsessy v geosredakh*. 2024; 3 (41): 2636–2648 (in Russian).

3. Zhemchugova VA. Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozhenii. Moscow: EAGE Geomodel, 2014. 232 p. (in Russian).

4. Ziganshin ER, Kolchugin AN, Dautov AN, Nurieva EM. Otsenka geomekhanicheskikh svoystv karbonatnykh porod bashkirskogo yarus

rusa Respubliki Tatarstan s tsel'yu optimizatsii gidrorazryva plasta. *Russian Journal of Earth Sciences*. 2023; 23 (5): Article ES5003, 16 p. <https://doi.org/10.2205/2023ES000886> (in Russian).

5. Kolchugin AN, Ziganshin ER, Morozov VP, Bystrov ES, Korolev EA, Gilfanov SI. Geomekhanicheskie i litologicheskie kharakteristiki otlozhenii vereiskogo gorizonta srednego Karbona v svyazi s prognozirovaniem primeneniya tekhnologii gidrorazryva plasta, na primere Ivinskogo mestorozhdeniya yugo-vostoka Tatarstana. *Geo-resursy*. 2022; 24 (4): 65–74 (in Russian).

6. Morozov VP, Korolev EA. Litogeneticheskie tipy izvestnyakov nizhnego i srednego Karbona Vostochnoi chasti Melekesskoi vpadiny, vtorichnye protsessy ikh preobrazovaniya, svyaz' s neftenosnost'yu. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Seriya Estestvennyye nauki*. 2006; 148 (1): 13–21 (in Russian).

7. Musin KM, Singatullina RR, Khusainov VM. Kompleksnyi podkhod k izucheniyu treshchinovatosti karbonatnykh kolektorov. *Delovoi zhurnal Neftegaz.RU*. 2013; (10): 40–43 (in Russian).

8. Muslimov RK, Abdulmazitov RG, Khisamov RB, Mironova LM, Gatiyatullin NS, Ananyev VV, et al. Neftgazonosnost' Respubliki Tatarstan. Kazan: Fén, 2007. 315 p. (in Russian).

9. Salimov VG, Ibragimov NG, Nasybullin AV, Salimov OV. Gidravlicheskiy razryv karbonatnykh plastov. Moscow: ZAO "Neftyanoe khozyaistvo", 2013. 472 p. (in Russian).

10. ASTM D2845-08. Standard Test Method for Laboratory Determination of Pulse Velocities and Ultrasonic Elastic Constants of Rock (Withdrawn 2017). ASTM International, West Conshohocken, PA, 2008.

11. ASTM D7012-14. Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens under Varying States of Stress and Temperatures. ASTM International, West Conshohocken, PA, 2014.

12. ASTM D3967-08. Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens.

13. Nur A, Mavko G, Dvorkin J, Gal D. Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks. In: Proc. 65th Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK. 1995; (878): 878–881.

14. Dunham RJ. Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Classification of Carbonate Rocks. *AAPG Memoir*. 1962; (1): 108–121.

15. Economides MJ, Oligney R, Valko P. Unified Fracture Design. Alvin, Texas: Orsa Press, 2002. 141 p.

16. Elderton WP, Johnson NL. Systems of Frequency Curves. Cambridge (UK): Cambridge University Press, 1969. P. 12–110.

17. Ulusay R, ed. The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014. Springer, Cham, Heidelberg, New York, Dordrecht, London. ISBN 978-3-319-07712-3. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-07713-0>.

ОБ АВТОРАХ

ЗИГАНШИН

Эдуард Ришадович

Кандидат геолого-минералогических наук, старший научный сотрудник Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ, заведующий лабораторией геомеханики. Область научных интересов: лабораторные геомеханические исследования керна, нефтегазовая геомеханика, петрофизика.



ДУБИНЯ

Никита Владиславович

Кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник ИФЗ РАН, заведующий лабораторией № 202; ведущий научный сотрудник МФТИ, доцент кафедры прикладной геофизики. Окончил МФТИ в 2014 году. Область научных интересов: задачи геомеханики месторождений углеводородов, оценка параметров напряженного состояния среды по косвенным индикаторам, механика деформируемого твердого тела.





КОЛЬЧУГИН
Антон Николаевич

Кандидат геолого-минералогических наук, заведующий кафедрой минералогии и литологии Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ. Область научных интересов: нефтегазовая литология, геология и нефтеносность карбонатных коллекторов, геохимия осадочного процесса, геологическая съемка и поиск полезных ископаемых.



МАЛИКОВ
Азат Дамирович

Главный геолог АО «Татнефтепром». Область научных интересов: лабораторные исследования керна, нефтегазовая геомеханика, геологическое моделирование, повышение нефтеотдачи пластов.



СЕРГЕЕВ
Александр Станиславович

Начальник геологического отдела АО «Татнефтепром». Область научных интересов: лабораторные исследования керна, нефтегазовая геомеханика, геологическое моделирование, повышение нефтеотдачи пластов.



НОВИКОВА
Елена Валерьевна

Научный сотрудник лаборатории № 202 ИФЗ РАН. Окончила МФТИ в 2021 году. Область научных интересов: геомеханика месторождений углеводородов, обратные задачи, численное моделирование задач механики деформируемого твердого тела, естественная трещиноватость горных пород, гидроразрыв пласта.



ВАСИЛЬЕВ
Иван Алексеевич

Научный сотрудник лаборатории № 202 ИФЗ РАН. Окончил МФТИ в 2022 году. Область научных интересов: численное моделирование, механика деформируемого твердого тела, машинное обучение, метод конечных элементов.