



## СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД. ГЕОМЕХАНИКА И ГЕОФИЗИКА

Научная статья

<https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-09-150>

УДК 624.121

**Аспекты физического моделирования процессов структурных изменений образцов горных пород при термобарических условиях больших глубин**М. Д. Ильинов , Д. Н. Петров   , Д. А. Карманский  , А. А. Селихов *Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация* [petrovgs@mail.ru](mailto:petrovgs@mail.ru)**Аннотация**

При проектировании параметров разработки нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах необходимо иметь представление о влиянии на поведение пород-коллекторов и вмещающих их пород таких факторов, как высокий уровень напряженного состояния пород, температурное поле окружающей среды, гидро- и газодинамические процессы в массиве. Воздействие как одного, так и комбинации данных факторов может привести к изменениям в строении, структуре, составе и свойствах породного массива и, как следствие, несоответствию реальным условиям принятых проектных решений. **Целью исследований** является разработка методики лабораторных исследований влияния условий залегания коллекторов нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах при изучении свойств образцов горных пород.

**Задачи исследования:** теоретический анализ и выявление основных факторов, влияющих на поведение и изменение внутренней структуры пород, разработка методики лабораторных исследований с комплексным моделированием данных факторов и проведение пробных экспериментов по оценке их влияния.

В рамках работы были выполнены испытания образцов песчаников, отобранных с глубин от 3,5 до 4 км месторождения углеводородов. Исследования проводились с моделированием термобарических пластовых условий залегания: температуры, горного и пластового давлений.

Представлены результаты экспериментов по исследованию поведения образцов горных пород с максимальным приближением к естественным условиям залегания пород коллекторов 3,5–4 км.

Установлено, что образцы пород одной литологической разности и отобранные практически с одинаковых глубин могут иметь существенные отличия в характере деформирования как в до-, так и запрещенной области нагружения.

Результаты данных исследований служат исходными данными при разработке и уточнении геомеханических моделей поведения материалов, которые учитывают не только прочностные критерии разрушения, но и дилатансионные процессы на различных этапах деформирования пород.

Увеличение бокового давления в интервалах от 0 до 55 МПа приводит к относительно незначительному изменению скоростей ультразвуковых колебаний (от 1 до 10 %), что не позволяет судить о необходимости использования данных результатов при косвенной оценке изменения свойств горных пород в массиве. Однако в рамках геофизических исследований учет изменения численных значений скоростей позволит повысить качество интерпретации результатов, что связано с большими геометрическим размерами изучаемых массивов.

Исследования акустической эмиссии пород в сложноподвиженном состоянии позволяют отслеживать процессы пространственного образования и развития микро- и макротрещиноватости на всей стадии нагружения образцов и дают более полное представление об изменении их внутренней структуры.

В статье рассмотрены факторы, влияющие на процессы структурного изменения горных пород нефтяных и газовых месторождений, связанных с увеличением глубины их разработки. Разработаны методические подходы, позволяющие производить исследования физико-механических свойств образцов горных пород с моделированием сложных термобарических условий. Описаны технические характеристики испытательного оборудования, обеспечивающие максимальное воспроизведение реальных условий залегания пород-коллекторов. Выявлены особенности деформирования и разрушения образцов горных пород при их испытаниях в условиях бокового давления 55 МПа, порового 30 МПа с созданием температурного поля до 100 °С.

**Ключевые слова**

горная порода, образец, напряжение, поровое давление, температура, структура, акустическая эмиссия, месторождение, структурные изменения

**Для цитирования**

Ilyinov M. D., Petrov D. N., Karmanskiy D. A., Selikhov A. A. Physical simulation aspects of structural changes in rock samples under thermobaric conditions at great depths. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2023;8(4):290–302. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-09-150>



## MINING ROCK PROPERTIES. ROCK MECHANICS AND GEOPHYSICS

Research paper

**Physical simulation aspects of structural changes in rock samples under thermobaric conditions at great depths**M. D. Ilyinov , D. N. Petrov   , D. A. Karmanskiy  , A. A. Selikhov 

St. Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation

 petrovgs@mail.ru**Abstract**

When designing the parameters for the development of oil and gas field at significant depths, crucial to comprehend how certain factors affect the behavior of reservoir rocks and host rocks. These factors include the high level of rock stress, the ambient temperature field, and the hydro- and gas-dynamic processes within the mass. The impact of one or a combination of these factors can result in alterations to the construction, structure, composition, and properties of the rock mass and, ultimately leading to a mismatch between the design solutions and the actual conditions.

**The purpose of the research** is to establish a methodology for conducting laboratory studies that investigate the impact of the mode of occurrence of oil and gas field reservoirs at great depths on the properties of rock samples.

**The research objectives** encompass a theoretical analysis and the identification of the principal factors influencing rock behavior and changes in internal structure. Additionally, the objectives include developing laboratory research methods that comprehensively simulate these factors and conducting trial experiments to assess their effects.

As part of the project, tests were conducted on sandstone samples collected from depth ranging from 3.5 to 4 km within the hydrocarbon field. These studies were performed while simulating thermobaric reservoir conditions, which include temperature, rock pressure, and reservoir pressure.

The results of these experiments, aimed at examining the behavior of rock samples as closely as possible to their natural reservoir occurrence at depth of 3.5–4 km, are presented.

It has been observed that rock samples of the same lithology, collected from nearly identical depths, can exhibit significant differences in deformation characteristics, both in the pre- and off-limit regions of loading. The findings from these studies provide the initial data for the development and refinement of geomechanical model behavior for materials that take into account not only fracture strength criteria but also dilatancy processes at various stages of rock deformation.

Increasing lateral pressure within the range of 0 to 55 MPa causes relatively minor change in ultrasonic vibration velocities, typically ranging from 1 to 10%. This makes it challenging to determine the necessity of utilizing these results for indirectly assessing changes in rock properties within the mass. Nevertheless, within the context of geophysical studies, considering variations in velocity values enhances the quality of result interpretation, especially given the substantial geometric dimensions of the rock masses under investigation. Research into the acoustic emissions of rocks in a complex stressed state enables the monitoring of spatial micro- and macrofracturing processes throughout the entire loading phase of samples. This provides a more comprehensive understanding of changes in their internal structure.

The article delves into the factors that impact structural changes in oil and gas field rocks, particularly as their development extends to greater depths. The study outlines methodological approaches that facilitate the investigation of physical and mechanical properties of rock samples, while accurately modeling complex thermobaric conditions. Additionally, it describes the technical specifications of the testing equipment, ensuring the closest possible replication of the actual conditions of reservoir rock occurrences. Lastly, the study reveals key features related to the deformation and fracture of rock samples during testing under lateral pressures of 55 MPa and pore pressures of 30 MPa, along with the creation of temperature fields up to 100 °C.

**Keywords**

rock, sample, stress, pore pressure, temperature, structure, acoustic emission, field, structural changes

**For citation**

Ilyinov M. D., Petrov D. N., Karmanskiy D. A., Selikhov A. A. Physical simulation aspects of structural changes in rock samples under thermobaric conditions at great depths. *Mining Science and Technology (Russia)*. 2023;8(4):290–302. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2023-09-150>

**Введение**

При проектировании параметров разработки нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах необходимо иметь представление о влиянии на поведение пород-коллекторов и вмещающих их пород таких факторов, как высокий уровень напряженного состояния пород, температурное поле

окружающей среды, гидро- и газодинамические процессы в массиве [1–3]. Воздействие как одного, так и комбинации данных факторов может привести к изменениям в строении, структуре, составе и свойствах породного массива [4–6] и, как следствие, несоответствию реальным условиям принятых проектных решений.

В настоящее время существуют две основные диаметрально противоположные теории происхождения углеводородов: биогенная (органическая) и абиогенная (неорганическая) [7–9].

Согласно биогенной (органической) теории можно выделить следующие основные этапы образования месторождений углеводородов. Изначально на дне водоема происходит формирование пласта органических остатков (нефтематеринских пород). Затем в результате движения земной коры и осадконакопления происходит постепенное опускание пласта на большие глубины, что приводит к увеличению температуры и давления и, как следствие, образованию из органических веществ битумоидов (диффузионно-рассеянной нефти). В дальнейшем под воздействием гравитационных и тектонических сил происходит вытеснение нефти из материнских пород и ее миграция по породам-коллекторам к местам образования залежей (рис. 1) [10].

Наиболее распространенными типами резервуаров, в которых осуществляется аккумуляция нефти, являются сводовые и тектонически экранированные антиклинальные ловушки [11, 12]. Образование сводовых ловушек обусловлено совместным горизонтальным и вертикальным деформированием пластов без разрыва сплошности (рис. 2, а). Тектонически экранированные ловушки образуются с разрывом сплошности в виде сброса, взброса или надвига, когда из-за смещения пластов коллектор перекрывается непроницаемыми пластами по линии тектонического нарушения (рис. 2, б).

Теория абиогенного происхождения предполагает, что углеводороды образуются в мантийных очагах вследствие неорганического синтеза на сверхбольших глубинах в условиях колоссальных давлений и высоких температур из неорганического углерода и водорода. Согласно этой концепции образовавшиеся в глубине мантии Земли углеводороды по глубинным разломам мигрируют в земную кору и аккумулируются в месторождения углеводородов [13–15].

Если не учитывать принципиальные отличия в генезисе образования углеводородов, а рассматривать данные теории исключительно с точки зрения оценки термобарических и фильтрационных процессов, можно отметить их качественную схожесть. И в том и другом случае образование углеводородов и их миграция по породам происходят в условиях повышенного горного давления и температур [16–18]. Различие присутствует только в численных значениях данных показателей [19].

Оценка влияния пластовых термобарических условий на физико-механические характеристики горных пород, как правило, проводится экспериментальными методами с моделированием реальных условий залегания с применением испытательного оборудования. В последнее время в связи с развитием программного обеспечения и вычислительной техники результаты лабораторных исследований дополняются математическим моделированием на базе различных численных методов [20–22]. Последние позволяют более детально изучить процессы деформирования и разрушения горных пород, но корректность их результатов напрямую

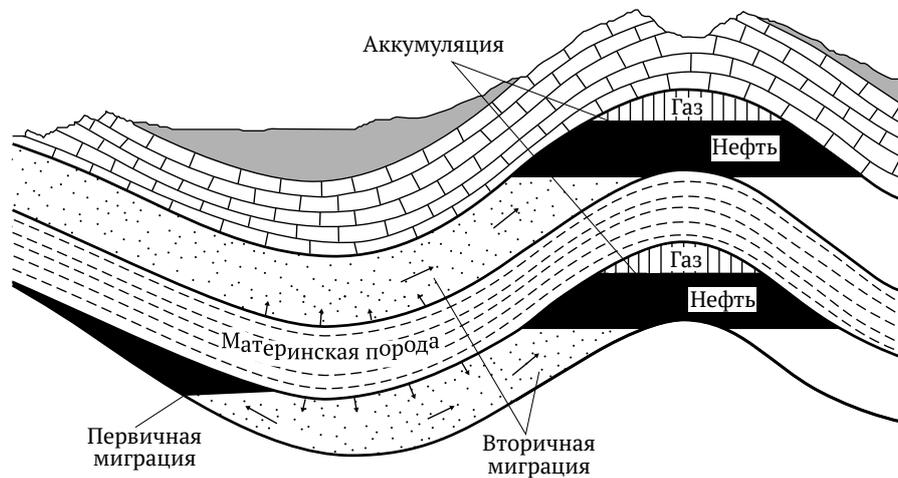


Рис. 1. Принципиальная схема образования залежей нефти согласно биогенной теории [10]

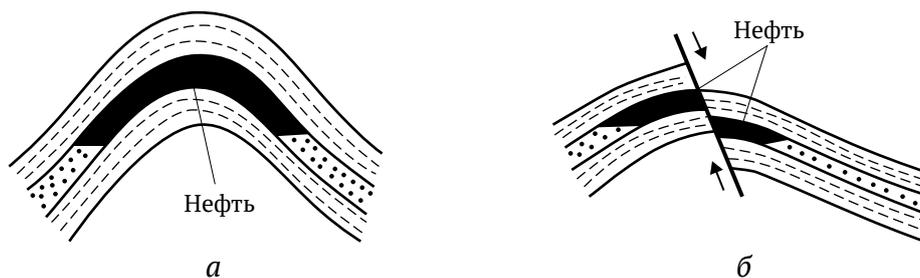


Рис. 2. Схемы образования залежей нефти:

а – сводовая ловушка; б – тектонически экранированная ловушка

зависит от выбранной геомеханической модели и обоснованных параметров поведения материала. В связи с этим выявление экспериментальных закономерностей и зависимостей, отражающих влияние тех или иных факторов на поведение образцов горных пород, является основной исходной информацией для дальнейшей оценки поведения горных пород и пород-коллекторов в массиве [23, 24].

**Цель работы** – разработка методики лабораторных исследований влияния условий залегания коллекторов нефтяных и газовых месторождений на больших глубинах при изучении свойств образцов горных пород. Предусматривалось решение следующих задач: теоретический анализ и выявление основных факторов, влияющих на поведение и изменение внутренней структуры пород, разработка методики лабораторных исследований с комплексным моделированием данных факторов и проведение пробных экспериментов по оценке их влияния.

### Методика и методы

Лабораторные исследования горных пород должны максимально отражать влияние на их структуру природных процессов, протекающих в массиве при формировании месторождения углеводородов [25–27]. Как уже отмечалось выше, по типу пустот различают поровые и трещиноватые коллекторы. Образование поровых пустот связано с процессами уплотнения пород вследствие воздействия горного давления. Возникновение трещиноватых пустот связано с тектоническими пликативными или дизъюнктивными дислокациями в земной коре [28, 29].

Исходя из этого проведение лабораторных исследований предлагается выполнять на образцах трех типов:

– первый тип – образцы пород с поровым типом пустот (рис. 3, *a*), без какого-либо дополнительного внешнего механического воздействия;

– второй тип – образцы пород с поровым типом пустот и наличием природной или искусственно созданной микро- и макротрещиноватости (рис. 3, *б*), образующейся за счет пластических деформаций при

формировании антиклинальной складчатой структуры пласта;

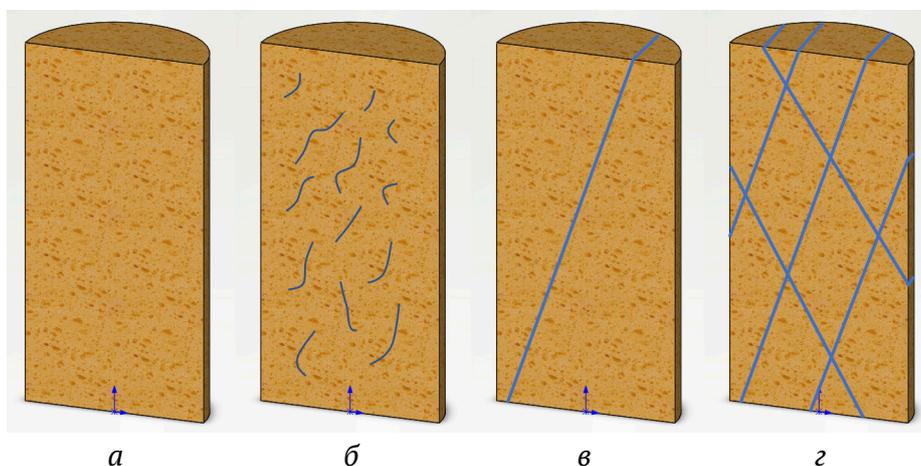
– третий тип – образцы пород с наличием как одиночных, так и систем дизъюнктивных нарушений, расположенных под различными углами к образующей образца (рис. 3, *в, г*), моделирующие наличие тектонических разрывных нарушений в пласте пород.

Основным критерием формирования группы (выборки) образцов для проведения исследований в рамках одного литотипа пород является высокая степень однородности первоначального ядерного материала.

При подготовке боковых и торцевых поверхностей образцов должны быть выполнены требования нормативных документов по подготовке образцов горных пород при испытании на объемное сжатие [30–32].

Граничные условия, задаваемые в процессе испытания образцов, должны соответствовать глубинам залегания пород-коллекторов, равным 6–10 км, а также иметь некоторый диапазон их изменения, учитывающий неоднородность строения земной коры. Установлено, что напряженное состояние для данных глубин может составлять 250–280 МПа, величины порового (пластового) давления 200–220 МПа, а температура горных пород доходить до 300 °С [33–35]. При этом также должен быть учтен процесс фильтрации флюида по телу образца. Для оценки факторов, влияющих на изменение внутренней структуры и деформирование в условиях объемного напряженного состояния образцов горных пород, предлагается следующая схема проведения испытаний (рис. 4).

Для достижения данных граничных условий требуются сложные испытательные прессовые системы. Большинство прессовых установок конструктивно рассчитаны на проведение стандартных (ГОСТированных) методов испытаний образцов горных пород. В связи с этим сервогидравлическая испытательная система MTS 815, имеющая в базовом варианте силовую раму на 4600 кН с камерой трехосного сжатия, позволяющей создавать боковое давление до 80 МПа, контроллеры и программное обеспечение, предназначенные для автоматического управления режимом



**Рис. 3.** Типы лабораторных образцов для проведения исследований:  
*a* – первый тип; *б* – второй тип; *в, г* – третий тип

нагрузки, а также сбора информации с датчиков силы и деформаций, была дооснащена встроенными в камеру трехосного сжатия термонагревателями с регулировкой температуры от 20 до 200 °С, насосными установками, позволяющими моделировать величину порового давления на входе и выходе из образца ( $P_1$  и  $P_2$ , рис. 5, а) в диапазоне от 0 до 80 МПа. В данной комплектации испытательная система позволяет установить особенности деформирования и разрушения образцов под воздействием механической нагрузки и определить статические показатели дефор-

мационных свойств образцов горных пород (модули упругости и деформаций, коэффициенты Пуассона и поперечной деформации), а также установить особенности изменения объема образцов (дилатансии) на различных стадиях нагружения. Также стоит отметить, что испытательная система в данной компоновке с использованием современных датчиков обеспечивает получение более высокой точности сигналов, поступающих с измерительных каналов (класс точности 0,2), и, как следствие, достоверность результатов испытаний в целом повышается.

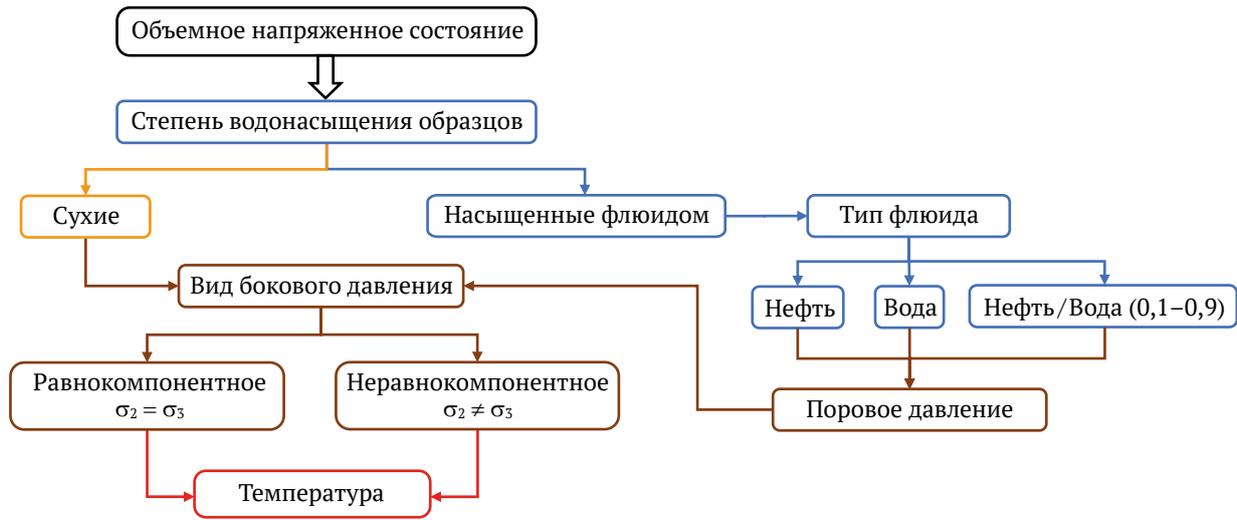


Рис. 4. Алгоритм создания граничных условий при проведении испытаний образцов горных пород в объемном напряженном состоянии

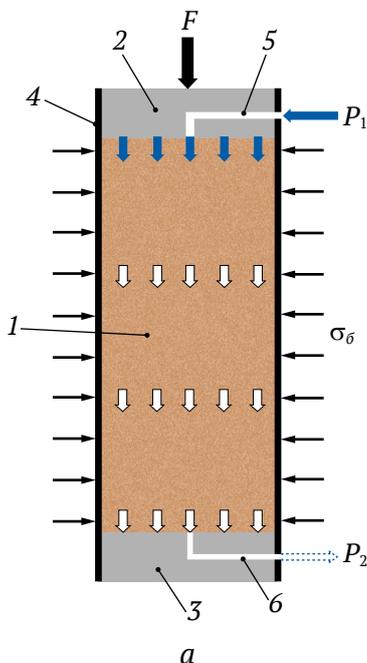


Рис. 5. Принципиальная схема проведения эксперимента (а) и образец, подготовленный к испытаниям в камере трехосного сжатия (б), с установленными датчиками акустической эмиссии:

1 – образец; 2 – верхняя торцевая накладка; 3 – нижняя торцевая накладка; 4 – боковая гидроизоляционная оболочка образца; 5 – канал в верхней торцевой накладке для подачи воды на торец образца; 6 – канал в нижней торцевой накладке для оттока воды, профильтровавшей через образец;  $F$  – дифференциальная осевая нагрузка на образец;  $\sigma_6$  – боковое давление на образец;  $P_1, P_2$  – поровое давление жидкости на входе и выходе из образца

Другим важным направлением лабораторных исследований является изучение акустической эмиссии образцов горных пород в процессе их испытания [36–38]. На практике это позволит повысить уровень детализации результатов геофизических исследований, проводимых при разведке месторождений, за счет установления корреляционных зависимостей между акустическими свойствами горных пород и их структурой. А с точки зрения теоретических результатов – получить объемную картину формирования и развития микро- и макротрещин в теле образца в процессе нагружения с локализацией их мест нахождения. Для реализации этого направления в состав испытательной системы MTS 815 была интегрирована система акустической эмиссии ErgoTech, позволяющая фиксировать акустическую эмиссию образцов горных пород в камере трехосного сжатия и состоящая из следующих основных блоков:

- измерительный блок, полностью интегрированный в камеру трехосного сжатия системы MTS 815 и состоящий из 6 ультразвуковых и 18 датчиков акустической эмиссии (АЭ) (рис. 5, б);
- блок предусилителей акустического сигнала, служащий для усиления сигналов и передачи на систему сбора информации;
- блок генерации, сбора и обработки ультразвуковых импульсов, предназначенный для определения скоростей прохождения волн на контрольных стадиях проведения эксперимента.

Обработка результатов испытаний производится с применением специализированного программного обеспечения PicoScore 6 и ASC InSite. При помощи PicoScore 6 определялись скорости прохождения продольных и поперечных волн на различных этапах нагружения образца. В программе ASC InSite обрабатывались сигналы, пришедшие на акустические датчики, и строились объемные модели изменения локализации сигналов и активности акустической эмиссии для различных стадий испытания образца.

В рамках лабораторных исследований были выполнены испытания образцов песчаников, отобранных с глубин от 3,5 до 4 км месторождения углеводородов. Исследования проводились с моделированием термобарических пластовых условий залегания: температуры, горного и пластового давлений. Принципиальная схема моделирования пластовых условий при проведении испытаний приведена на рис. 5, а.

Процесс проведения испытаний образцов заключался в следующем.

Образцы диаметром 100 мм и высотой 200 мм изготавливались из «полноразмерного» kernового материала. Подготовленные в соответствии с ГОСТ 21153.8 «Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии» образцы помещались в камеру трехосного сжатия. Осуществлялось последовательное повышение со скоростью 1 МПа/мин бокового давления до величины 55 МПа и порового до 30 МПа. Затем в течение двух часов осуществлялось нагревание камеры трехосного сжатия до температуры 100 °С. После выхода на пластовые условия для реализации возможных деформаций ползучести образец

выдерживался до стабилизации показаний с датчиков продольных и поперечных деформаций. Нагружение образцов осевой нагрузкой до разрушения производилось со скоростью деформирования, равной 1 мм/мин. На протяжении всего процесса испытания образца заданные граничные условия поддерживались постоянными. Таким образом, проведение лабораторных испытаний с комплексным моделированием условий залегания пород было максимально приближено к реальным условиям их поведения в горном массиве, в отличие от стандартных методик определения прочностных и деформационных свойств.

## Результаты

Результаты проведенных испытаний показали, что образцы одного и того же литотипа пород, отобранные примерно с одинаковых глубин залегания, обладают различными свойствами. Обобщенно их можно подразделить на три группы. Далее описаны характерные особенности поведения данных групп образцов.

На этапе выхода на пластовые условия осуществлялось измерение скоростей прохождения продольных и поперечных волн. На рис. 6 представлены зависимости изменения акустических показателей пород от величины бокового давления. Верхняя группа графиков относится к скоростям продольных волн, нижняя – к скоростям поперечных. Увеличение бокового давления не приводит к существенному увеличению скоростей прохождения ультразвуковых колебаний. Для продольных волн в интервалах боковых давлений от 0 до 55 МПа скорость увеличивается в пределах 5–10 %, для поперечных – еще меньше и составляет 1–5 %. Учитывая тот факт, что величина скорости прохождения ультразвуковых колебаний является косвенной характеристикой показателя плотности материала (горной породы), можно сделать вывод о том, что пластовые условия не оказывают значительного влияния на процессы уплотнения внутреннего пространства образцов по сравнению с нормальными атмосферными.

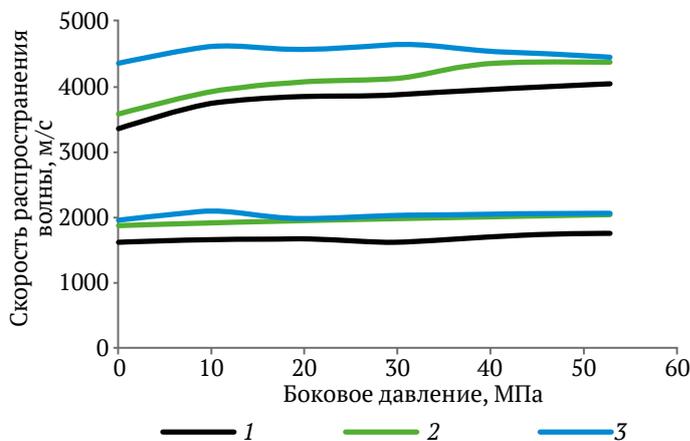
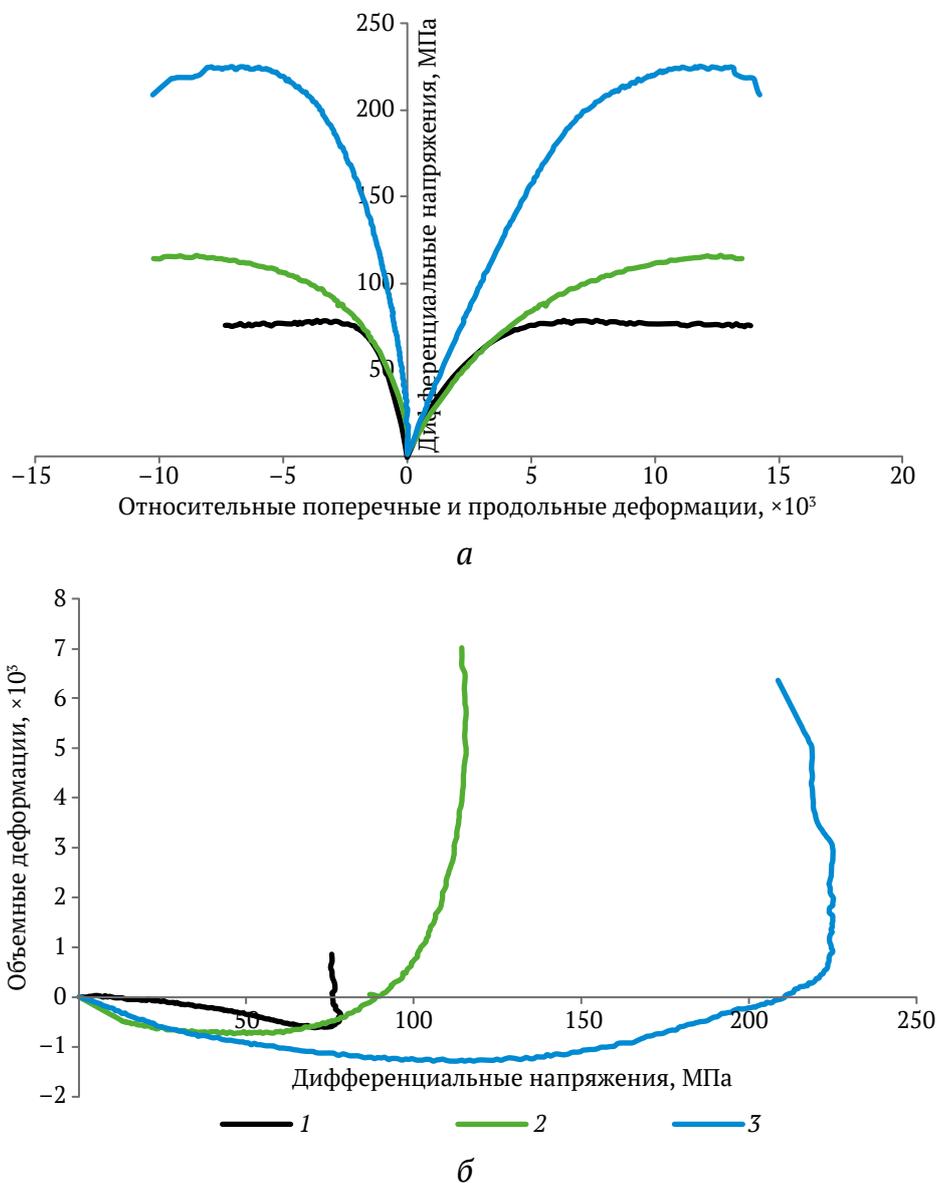


Рис. 6. Зависимости изменения скоростей распространения продольных и поперечных волн от величины бокового давления: 1, 2, 3 – группы образцов песчаника

На рис. 7, а приведены зависимости относительных продольных и поперечных деформаций от дифференциального напряжения при испытании данных групп образцов песчаника в условиях объемного сжатия. Образцы (группа 3) с более высокими значениями скоростей прохождения ультразвуковых волн обладают и более высокими прочностными свойствами. Полученный разброс значений прочности от 80 до 220 МПа, с учетом практически одинаковых условий испытания, позволяет говорить о наличии существенного различия во внутреннем строении образцов. Данный факт также подтверждается и при анализе зависимостей изменения объемных деформаций при нагружении образцов (рис. 7, б). Для образцов с самой низкой прочностью (группа 1) как на всей стадии допредельного, так и начальной стадии запредельного деформирования, характерной особенностью является изменение объема в отрицатель-

ной области. Это может быть объяснено процессами уплотнения и пластического течения, связанными с закрытием внутреннего порового пространства, но проходящими без разрушения скелета пород. Образцы 2-й и 3-й группы такой особенности не имеют, переход из отрицательной к положительной области изменения объема происходит до момента их разрушения. Однако и для них можно выделить отличие, связанное с интенсивностью увеличения объема образцов при значениях напряжений, близких к пределу прочности. Если для образцов 2-й группы отмечается плавное приращение скорости объемных деформаций на всем интервале нагружения, то для образцов 3-й группы интенсивность при подходе к пределу прочности возрастает, а непосредственно само разрушение характеризуется резким скачком значений объемных деформаций. Все это говорит о присутствии структурных отличий в группах образ-



**Рис. 7.** Графики зависимостей изменения относительных продольных и поперечных деформаций (а) и объемных деформаций (б) от величины дифференциального напряжения при испытании образцов на объемное сжатие: 1, 2, 3 – группы образцов песчаника

цов, связанных не со слагающими их минералами, а с текстурно-структурными особенностями и историческими условиями формирования пласта пород. В развитие этого можно предположить, что образцы 3-й группы имели более однородную начальную внутреннюю структуру, процесс в начале пластического течения, а затем и разрушения в основном развивался за счет превышения возникающих в теле образца напряжений сил внутренних связей частиц. В свою очередь, процесс деформирования и разрушения образцов группы 1 и 2 в большей или меньшей степени происходил за счет наличия внутренних дефектов, слоистости и ее ориентации и т.п.

В рамках ранее проведенных экспериментов [39] была установлена принципиальная возможность использования метода акустической эмиссии для исследования механизмов зарождения и дальнейшего развития микро- и макротрещиноватости в процессе объемного сжатия образцов горных пород. Результаты показали, что система акустической эмиссии горных пород ErgoTech позволяет устанавливать пространственное и временное распределение гипоцентров событий акустической эмиссии с фиксацией амплитудно-частотных характеристик сигналов. На

рис. 8 представлены зависимости интенсивности сигналов акустической эмиссии от дифференциального напряжения для образцов пород одинакового литотипа, испытанных при величине бокового давления 40 МПа. В обоих случаях максимальная интенсивность сигналов приурочена к области значений напряжений, близких к разрушающим, что объясняется образованием диагональной поверхности сдвига, по которой осуществляется последующее разрушение образцов. Однако если для второго образца на протяжении всего нагружения наблюдается планомерное возрастание интенсивности, то у первого образца при величине примерно 50 % от предела прочности присутствует скачок интенсивности сигналов до близких по значению к максимальным. Анализ локации сигналов на данной стадии нагружения показал, что в образце происходило зарождение и развитие поверхности ослабления (трещины), но по достижении определенных значений напряжений ее дальнейший рост прекратился и разрушение реализовалось уже по другой сдвиговой поверхности. Также можно отметить некоторое отличие в локации акустических сигналов на момент разрушения образцов (приведены на рис. 8 в правой части).

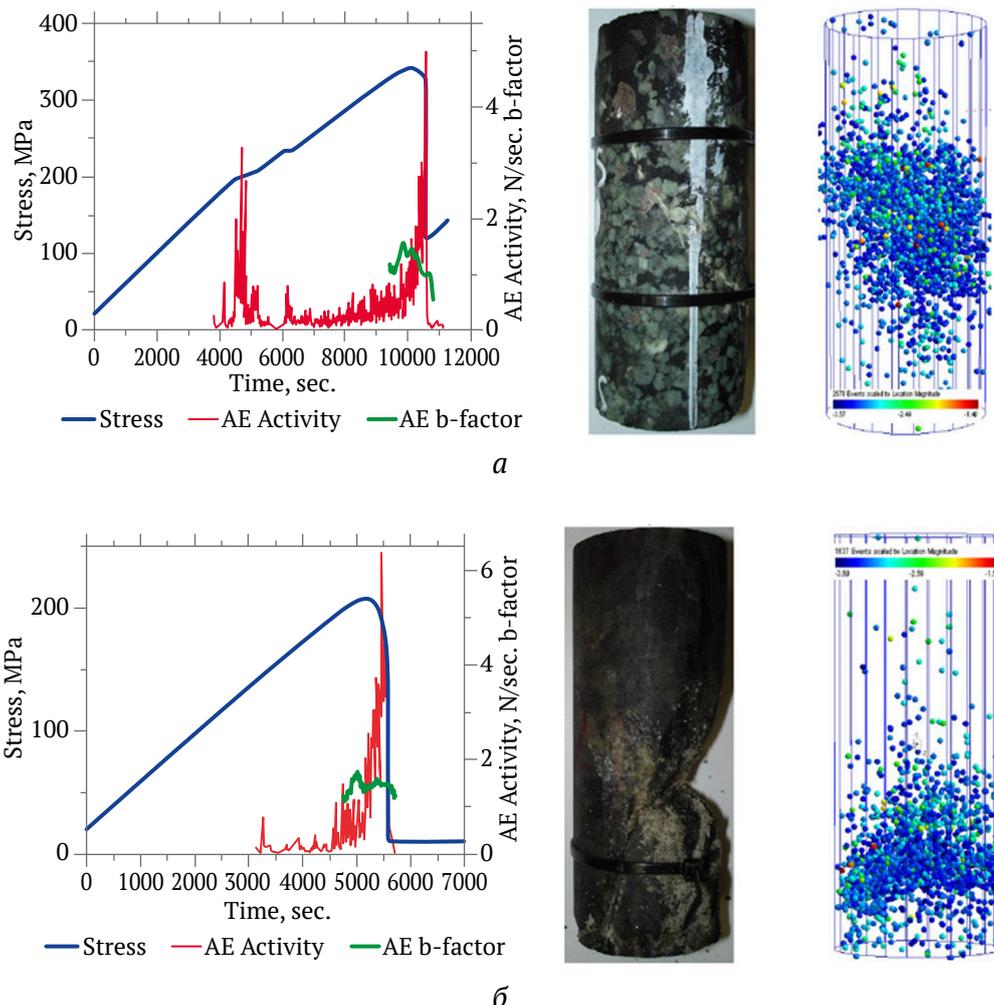


Рис. 8. Результаты испытаний двух образцов пород (а, б) в условиях объемного напряженного состояния с фиксацией акустической эмиссии [14]



### Обсуждение результатов

Приведены методические подходы комплексного лабораторного изучения факторов, влияющих на изменение структуры горных пород и включающих вид напряженного состояния, величины главных напряжений, значения порового давления и температуры. Существующая нормативная документация на проведение испытаний образцов горных пород в условиях объемного сжатия не предусматривает воспроизведения комплекса данных факторов в процессе испытаний, что требует внесения дополнительных требований при разработке технического задания к лабораторным исследованиям. Только в этом случае результаты позволят корректно описывать поведение пород-коллекторов в условиях естественного залегания.

Представлены результаты экспериментов по исследованию поведения образцов горных пород с максимальным приближением к естественным условиям залегания пород коллекторов 3,5–4 км. Установлено, что образцы пород одной литологической разности и отобранные практически с одинаковых глубин могут иметь существенные отличия в характере деформирования как в до-, так и запределельной области нагружения. Результаты данных исследований служат исходными данными при разработке и уточнении геомеханических моделей поведения материалов (модель Кулона–Мора, Друкера–Прагера, Хука–Брауна и т.д.), которые учитывают не только прочностные критерии разрушения, но и дилатансионные процессы на различных этапах деформирования пород, описываемые с применением показателя угла дилатансии согласно формуле [40]:

$$\psi = \arcsin \left( \frac{\dot{\varepsilon}_v^p}{-2\dot{\varepsilon}_l^p + \dot{\varepsilon}_v^p} \right),$$

где  $\dot{\varepsilon}_v^p$  – скорость пластических объемных деформаций;  $\dot{\varepsilon}_l^p$  – скорость пластических главных максимальных нормальных (продольных) деформаций.

Увеличение бокового давления в интервалах от 0 до 55 МПа приводит к относительно незначительному изменению скоростей ультразвуковых колебаний (от 1 до 10 %), что не позволяет судить о необходимости использования данных результатов при косвен-

ной оценке изменения свойств горных пород в массиве. Однако в рамках геофизических исследований учет изменения численных значений скоростей позволит повысить качество интерпретации результатов, что связано с большими геометрическим размерами изучаемых массивов.

Исследования акустической эмиссии пород в сложнонапряженном состоянии позволяют отслеживать процессы пространственного образования и развития микро- и макротрещиноватости на всей стадии нагружения образцов и дают более полное представление об изменении их внутренней структуры.

### Заключение

В работе выполнен анализ факторов, оказывающих влияние на процессы структурного изменения образцов горных пород при термобарических условиях, характерных для больших глубин. Это является актуальным направлением научных исследований, направленных на получение новой информации о существующем структурном состоянии горных пород и его изменении, связанном с историей геологического развития месторождения.

Представлены результаты комплексных лабораторных исследований, показывающие необходимость проведения дальнейших более обширных лабораторных исследований для установления количественных зависимостей влияния как единичных факторов, так и их суммарного результирующего влияния на характер деформирования и изменение внутренней структуры горных пород. Для выполнения данных исследований необходимы высококвалифицированные специалисты, специализированное прессовое оборудование и время для проведения эксперимента.

Предложены подходы и методика проведения лабораторных исследований, которые в дальнейшем могут быть использованы при актуализации и разработке новых нормативных документов в области исследования физико-механических свойств пород-коллекторов. Коллектив авторов планирует провести дальнейшие исследования в направлении увеличения диапазонов воздействия температуры и давления на характер поведения пород-коллекторов с использованием различных типов флюидов.

### Список литературы

1. Nguyen V.T., Rogachev M.K., Aleksandrov A.N. A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;(10):3663–3672. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00976-4>
2. Petrakov D., Kupavykh K., Kupavykh A. The effect of fluid saturation on the elastic-plastic properties of oil reservoir rocks. *Curved and Layered Structures*. 2020;7(1):29–34. <https://doi.org/10.1515/cls-2020-0003>
3. Tananykhin D., Korolev M., Stecyuk I., Grigorev M. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis. *Resources*. 2021;10(12):125. <https://doi.org/10.3390/resources10120125>
4. Litvinenko V.S., Vasiliev N.I., Lipenkov V.Y., Dmitriev A.N. Special aspects of ice drilling and results of 5G hole drilling at Vostok station, Antarctica. *Annals of Glaciology*. 2014;55(68):173–178. <https://doi.org/10.3189/2014AoG68A040>
5. Павлович А.А., Коршунов В.А., Бажуков А.А., Мельников Н.Я. Оценка прочности массива горных пород при разработке месторождений открытым способом. *Записки Горного института*. 2019;239:502–509. <https://doi.org/10.31897/PMI.2019.5.502>



6. Kochneva O.E., Nefedov U.V., Fedorov N.V. Establishing the correlation between reservoir properties and facies features of the Bashkir sediments of the Gagarinskoye field (Russian). *Oil Industry Journal*. 2019;(2):24–27. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-24-27>
7. Казанцева Т.Т. О геодинамической концепции генезиса углеводородов. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*. 2012;17(1):5–13.
8. Камалетдинов М.А., Исмагилов Р.А. О некоторых результатах научных исследований по нефтяной геологии. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*. 2011;(4):16–22.
9. Кучеров В.Г. Генезис углеводородов и образование залежей нефти и природного газа. *Вести газовой науки*. 2013;1(12): 86–91.
10. Захарова С.С. Основные концепции происхождения нефти и газа. *Наука и техника в Якутии*. 2003;(1):16–22.
11. Egorov A.S., Prischepa O.M., Nefedov Y.V. et al. Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian arctic. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021;9(3):258. <https://doi.org/10.3390/jmse9030258>
12. Прищепа О.М., Боровиков И.С., Грохотов Е.И. Нефтегазоносность малоизученной части северо-запада Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции по результатам бассейнового моделирования. *Записки Горного института*. 2021;247:66–81. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.8>
13. Кучеров В.Г., Герасимова И.А. Генезис нефти и природного газа: конкуренция парадигм. *Вопросы философии*. 2019;(12):106–117. <https://doi.org/10.31857/S004287440007530-8>
14. Герасимова И.А. Генезис нефти и газа как проблема трансдисциплинарных исследований. *Эпистемология и философия науки*. 2020;57(3):125–141. <https://doi.org/10.5840/eps202057346>
15. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа. *Доклады Академии наук*. 2008;419(3):373–377. (Перев. вер.: Dmitrievskii A.N. Polygenesis of oil and gas. *Doklady Earth Sciences*. 2008;419(2):373–377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033>)
16. Огаджанов В.А., Керимов А.А., Мамедова В.А. Термобарические критерии прогнозирования перспектив нефтегазоносности на месторождении б. Жданова. *Известия вузов. Нефть и газ*. 1988;(8):62–66.
17. Рыжов А.Е., Жуков В.С., Иселидзе О.В., Григорьев Е.Б. Влияние пластовых термобарических условий на петрофизические характеристики образцов горных пород ачимовской толщи. *Вести газовой науки*. 2010;(1):145–156.
18. Середин В.В., Хрулев А.С. Изменения температуры образцов горных пород и геоматериалов при их разрушении. *Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых*. 2016;(4):63–69. (Перев. вер.: Seredin V.V., Khrulev A.S. Variations of temperature in specimens of rocks and geomaterials under failure. *Journal of Mining Science*. 2016;54(4):683–688. <https://doi.org/10.1134/S1062739116041081>)
19. Aleksandrova T., Nikolaeva N., Kuznetsov V. Thermodynamic and experimental substantiation of the possibility of formation and extraction of organometallic compounds as indicators of deep naphthogenesis. *Energies*. 2023;16(9):3862. <https://doi.org/10.3390/en16093862>
20. Карасев М.А., Тай Н.Т. Метод прогноза напряженного состояния обделки подземных сооружений квазипрямоугольной и арочной форм. *Записки Горного института*. 2022;257:807–821. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.17>
21. Kochneva O.E., Nefedov U.V., Fedorov N.V. Establishing the correlation between reservoir properties and facies features of the Bashkir sediments of the Gagarinskoye field (Russian). *Oil Industry Journal*. 2019;(2):24–27. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-24-27>
22. Котлов С.Н., Шамшев А.А. Численное геофильтрационное моделирование горизонтальных дренажных скважин. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2019;(6):45–55. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-06-0-45-55>
23. Zhang P., Mishra B., Heasley K.A. Experimental investigation on the influence of high pressure and high temperature on the mechanical properties of deep reservoir rocks. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2015;(48):2197–2211. <https://doi.org/10.1007/s00603-015-0718-x>
24. Гладков Е.А., Ерофеев Л.Я., Карпова Е.Г. и др. Геомеханическое изменение залежей углеводородов при их деформационно-метасоматическом преобразовании. *Территория Нефтегаз*. 2016;(3):132–138.
25. Abdelazim R. An integrated approach for relative permeability estimation of fractured porous media: laboratory and numerical simulation studies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;10:1–18. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0250-x>
26. Adenutsi C.D., Li Z., Lai F., Hama A.E., Aggrey W.N. Pore pressure variation at constant confining stress on water–oil and silica nanofluid–oil relative permeability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019;9:2065–2079. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0605-6>
27. Brace W.F., Walsh J.B., Frangos W.T. Permeability of granite under high pressure. *Journal of Geophysical research*. 1968;73(6):2225–2236. <https://doi.org/10.1029/JB073I006P02225>
28. Pollard D.D. Theoretical displacements and stresses near fractures in rock: with applications to faults, joints, veins, dikes, and solution surfaces. *Fracture Mechanics of Rock*. 1987:277–349. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-066266-1.50013-2>



29. Zhang X.P., Wong L.N.Y. Cracking processes in rock-like material containing a single flaw under uniaxial compression: a numerical study based on parallel bonded-particle model approach. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2012;(45):711–737. <https://doi.org/10.1007/s00603-011-0176-z>
30. Тиаб Дж. *Петрофизика. Теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов*. Пер. с англ. 2-е изд. М.: Премиум инжиниринг; 2011. (Orig. ver.: Tiab Dj. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2<sup>nd</sup> ed. Boston: Gulf Professional Pub.; 2004)
31. Хашпер А.Л., Аминев Т.Р., Федоров А.И., Жонин А.В. Исследование зависимости проницаемости горной породы от ее напряженно-деформированного состояния. *Геологический вестник*. 2019;(1):133–140. <https://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-10>
32. Цай Б.Н., Бондаренко Т.Т., Бахтыбаев Н.Б. О дилатансии горных пород при их разрушении. *Вестник КазНТУ*. 2008;(5):21–36.
33. Белоконь А.В. Моделирование тектонической и температурной истории района бурения Тимано-Печорской глубокой опорной скважины. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело*. 2000;(3):71–76.
34. Томкина А.В. Термобарические условия в сверхглубоких депрессиях Северного Кавказа. В: Маркевич В.П. (отв. ред.) *Термобарические условия и геологоразведочные работы в сверхглубоких депрессиях*. М.: Наука; 1981. С. 13–26.
35. Тимурзиев А.И., Ластовецкий В.П. Количественная оценка параметров напряженно-деформированного состояния горных пород для выделения участков относительного растяжения (разуплотнения) и повышенной трещиноватости по результатам математического моделирования (на примере Еты-Пуровского полигона). Часть 1. *Глубинная нефть*. 2014;2(9):1499–1543.
36. Ельцов И.Н., Назаров Л.А., Назарова Л.А. и др. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения. *Доклады академии наук*. 2012;445(6):677–677.
37. Lockner D. The role of acoustic emission in the study of rock fracture. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1993;30(7):883–899. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(93\)90041-B](https://doi.org/10.1016/0148-9062(93)90041-B)
38. Armstrong B.H. Acoustic emission prior to rockbursts and earthquakes. *Bulletin of the Seismological Society of America*. 1969;59(3):1259–1279.
39. Rozanov A., Petrov D., Gladyr A., Korchak P. Acoustic emission analysis of brittle and ductile behavior of rocks at critical stresses. In: *82<sup>nd</sup> EAGE Annual Conference & Exhibition. European Association of Geoscientists & Engineers*. 2021;2021(1):1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202011927>
40. Vermeer P.A., de Borst R. Non associated plasticity for soils, concrete and rock. *Heron*. 1984;29(3):51–64.

## References

1. Nguyen V.T., Rogachev M.K., Aleksandrov A.N. A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;(10):3663–3672. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00976-4>
2. Petrakov D., Kupavykh K., Kupavykh A. The effect of fluid saturation on the elastic-plastic properties of oil reservoir rocks. *Curved and Layered Structures*. 2020;7(1):29–34. <https://doi.org/10.1515/cls-2020-0003>
3. Tananykhin D., Korolev M., Stecyuk I., Grigorev M. An investigation into current sand control methodologies taking into account geomechanical, field and laboratory data analysis. *Resources*. 2021;10(12):125. <https://doi.org/10.3390/resources10120125>
4. Litvinenko V.S., Vasiliev N.I., Lipenkov V.Y., Dmitriev A.N. Special aspects of ice drilling and results of 5G hole drilling at Vostok station, Antarctica. *Annals of Glaciology*. 2014;55(68):173–178. <https://doi.org/10.3189/2014AoG68A040>
5. Pavlovich A.A., Korshunov V.A., Bazhukov A.A., Melnikov N.Y. Estimation of rock mass strength in open-pit mining. *Journal of Mining Institute*. 2019;239:502–509. <https://doi.org/10.31897/PMI.2019.5.502>
6. Kochneva O.E., Nefedov U.V., Fedorov N.V. Establishing the correlation between reservoir properties and facies features of the Bashkir sediments of the Gagarinskoye field (Russian). *Oil Industry Journal*. 2019;(2):24–27. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-24-27>
7. Kazantseva T.T. The geodynamic concept of oil genesis. *Herald of the Russian Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2012;17(1):5–13. (In Russ.)
8. Kamaletdinov M.A., Ismagilov R.A. On some scientific results of petroleum geological investigations. *Herald of the Russian Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2011;(4):16–22. (In Russ.)
9. Kutcherov V.G. The genesis of hydrocarbons and the formation of deposits of oil and natural gas. *Vesti Gazovoi Nauki*. 2013;1(12): 86–91. (In Russ.)
10. Zakharova S.S. Basic concepts of the origin of oil and gas. *Nauka i Tekhnika v Yakutii*. 2003;(1):16–22. (In Russ.)



11. Egorov A. S., Prischepa O. M., Nefedov Y. V. et al. Deep structure, tectonics and petroleum potential of the western sector of the Russian arctic. *Journal of Marine Science and Engineering*. 2021;9(3):258. <https://doi.org/10.3390/jmse9030258>
12. Prishchepa O. M., Borovikov I. S., Grokhotov E. I. Oil and gas content of the understudied part in the northwest of the Timan-Pechora oil and gas province according to the results of basin modeling. *Journal of Mining Institute*. 2021;247:66–81. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.8>
13. Kutcherov V., Gerasimova I. Petroleum genesis: competition of paradigms. *Voprosy Filosofii*. 2019;(12):106–117. (In Russ.) <https://doi.org/10.31857/S004287440007530-8>
14. Gerasimova I. A. Petroleum genesis as a problem of transdisciplinary research. *Epistemology & Philosophy of Science*. 2020;57(3):125–141. (In Russ.) <https://doi.org/10.5840/eps202057346>
15. Dmitrievskii A. N. Polygenesis of oil and gas. *Doklady Earth Sciences*. 2008;419(2):373–377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033> (Orig. ver.: Dmitrievskii A. N. Polygenesis of oil and gas. *Doklady Akademii Nauk*. 2008;419(3):373–377. (In Russ.))
16. Ogadzhanov V. A., Kerimov A. A., Mamedova V. A. Thermobaric criteria for predicting oil and gas prospects at the former Zhdanov field. *Izvestiâ vysshîh učebnykh zavedenij. Neft' i gaz*. 1988;(8):62–66. (In Russ.)
17. Ryzhov A. E., Zhukov V. S., Iselidze O. V., Grigoriev E. B. Influence of reservoir thermobaric conditions on the petrophysical characteristics of rock samples of the Achimov strata. *Vesti Gazovoy Nauki*. 2010;(1):145–156. (In Russ.)
18. Seredin V. V., Khrulev A. S. Variations of temperature in specimens of rocks and geomaterials under failure. *Journal of Mining Science*. 2016;54(4):683–688. <https://doi.org/10.1134/S1062739116041081> (Orig. ver.: Seredin V. V., Khrulev A. S. Variations of temperature in specimens of rocks and geomaterials under failure. *Fiziko-Tekhnicheskiye Problemy Razrabotki Poleznykh Iskopayemykh*. 2016;(4):63–69. (In Russ.))
19. Aleksandrova T., Nikolaeva N., Kuznetsov V. Thermodynamic and experimental substantiation of the possibility of formation and extraction of organometallic compounds as indicators of deep naphthogenesis. *Energies*. 2023;16(9):3862. <https://doi.org/10.3390/en16093862>
20. Karasev M. A., Nguyen T. T. Method for predicting the stress state of the lining of underground structures of quasi-rectangular and arched forms. *Journal of Mining Institute*. 2022;257:807–821. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.17>
21. Kochneva O. E., Nefedov U. V., Fedorov N. V. Establishing the correlation between reservoir properties and facies features of the Bashkir sediments of the Gagarinskoye field (Russian). *Oil Industry Journal*. 2019;(2):24–27. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-2-24-27>
22. Kotlov S. N., Shamshev A. A. Numerical geo-flow modeling of horizontal drainage holes. *Mining Information and Analytical Bulletin*. 2019;(6):45–55. (In Russ.) <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-06-0-45-55>
23. Zhang P., Mishra B., Heasley K. A. Experimental investigation on the influence of high pressure and high temperature on the mechanical properties of deep reservoir rocks. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2015;(48):2197–2211. <https://doi.org/10.1007/s00603-015-0718-x>
24. Gladkov E. A., Erofeev L. Ya., Karpova E. G. et al. Geomechanical change of hydrocarbon deposits during their deformational metasomatic alterations. *Territorija Neftegaz*. 2016;(3):132–138. (In Russ.)
25. Abdelazim R. An integrated approach for relative permeability estimation of fractured porous media: laboratory and numerical simulation studies. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2020;10:1–18. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0250-x>
26. Adenutsi C. D., Li Z., Lai F., Hama A. E., Aggrey W. N. Pore pressure variation at constant confining stress on water–oil and silica nanofluid–oil relative permeability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019;9:2065–2079. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0605-6>
27. Brace W. F., Walsh J. B., Frangos W. T. Permeability of granite under high pressure. *Journal of Geophysical research*. 1968;73(6):2225–2236. <https://doi.org/10.1029/JB0731006P02225>
28. Pollard D. D. Theoretical displacements and stresses near fractures in rock: with applications to faults, joints, veins, dikes, and solution surfaces. *Fracture Mechanics of Rock*. 1987:277–349. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-066266-1.50013-2>
29. Zhang X. P., Wong L. N. Y. Cracking processes in rock-like material containing a single flaw under uniaxial compression: a numerical study based on parallel bonded-particle model approach. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2012;(45):711–737. <https://doi.org/10.1007/s00603-011-0176-z>
30. Tiab Dj. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2<sup>nd</sup> ed. Boston: Gulf Professional Pub.; 2004.
31. Khashper A. L., Aminev T. R., Fedorov A. I., Zhonin A. V. Research of dependence of rock permeability on its stress-strain state. *Geologicheskii Vestnik*. 2019;(1):133–140. (In Russ.) <https://doi.org/10.31084/2619-0087/2019-1-10>
32. Tsai B. N., Bondarenko T. T., Bakhtybaev N. B. On the dilatancy of rocks during their destruction. *Vestnik Satbayev University*. 2008;(5):21–36. (In Russ.)
33. Belokon A. V. Modeling of tectonic and temperature history of the drilling area of the Timan-Pechora deep reference well. *Vestnik Permskogo Natsional'nogo Issledovatel'skogo Politehnicheskogo Universiteta. Geologiya. Neftegazovoye i Gornoye Delo*. 2000;(3):71–76. (In Russ.)



34. Tomkina A.V. Thermobaric conditions in ultra-deep depressions of the North Caucasus. In: Markevich V.P. (ed.) *Thermobaric Conditions and Geological Exploration in Ultra-Deep Depressions*. Moscow: Nauka Publ.; 1981. Pp. 13–26.
35. Timurziev A.I., Lastovetskii V.P. Quantitative assessment of parameters of stress- deformation state of rocks for allocation of areas of the relative extension (dilatation) and the hyperfracturing zones by results of mathematical modelling (on example of Ety-Purovsky oilfield polygon). Part 1. *Glubinnaya Neft'*. 2014;2(9):1499–1543. (In Russ.)
36. Eltsov I.N., Nazarov L.A., Nazarova L.A. et al. Interpretation of geophysical measurements in wells taking into account hydrodynamic and geomechanical processes in the penetration zone. *Reports of the Academy of Sciences*. 2012;445(6):677–677. (In Russ.)
37. Lockner D. The role of acoustic emission in the study of rock fracture. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1993;30(7):883–899. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(93\)90041-B](https://doi.org/10.1016/0148-9062(93)90041-B)
38. Armstrong B.H. Acoustic emission prior to rockbursts and earthquakes. *Bulletin of the Seismological Society of America*. 1969;59(3):1259–1279.
39. Rozanov A., Petrov D., Gladyr A., Korchak P. Acoustic emission analysis of brittle and ductile behavior of rocks at critical stresses. In: *82<sup>nd</sup> EAGE Annual Conference & Exhibition. European Association of Geoscientists & Engineers*. 2021;2021(1):1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202011927>
40. Vermeer P.A., de Borst R. Non associated plasticity for soils, concrete and rock. *Heron*. 1984;29(3):51–64.

### Информация об авторах

**Михаил Дмитриевич Ильинов** – кандидат технических наук, заведующий научно-исследовательской лабораторией физико-механических свойств и горных пород Научного центра геомеханики и проблем горного производства, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; ORCID [0009-0007-2185-8638](https://orcid.org/0009-0007-2185-8638); e-mail [ilinov\\_md@spmi.ru](mailto:ilinov_md@spmi.ru)

**Дмитрий Николаевич Петров** – кандидат технических наук, доцент кафедры Строительства горных предприятий и подземных сооружений, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; ORCID [0000-0002-5513-1871](https://orcid.org/0000-0002-5513-1871), Scopus ID [56672478800](https://scopus.org/authorid/56672478800); e-mail [kaf-sgp@spmi.ru](mailto:kaf-sgp@spmi.ru)

**Даниил Александрович Карманский** – ведущий инженер научно-исследовательской лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород Научного центра геомеханики и проблем горного производства, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; ORCID [0000-0002-3214-5322](https://orcid.org/0000-0002-3214-5322), Scopus ID [57209507897](https://scopus.org/authorid/57209507897); e-mail [Karmanskij\\_DA@pers.spmi.ru](mailto:Karmanskij_DA@pers.spmi.ru)

**Александр Александрович Селихов** – аспирант кафедры Строительства горных предприятий и подземных сооружений, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; ORCID [0009-0005-8163-2249](https://orcid.org/0009-0005-8163-2249); e-mail [s225059@stud.spmi.ru](mailto:s225059@stud.spmi.ru)

### Information about the authors

**Mikhail D. Ilyinov** – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Research Laboratory of Physical and Mechanical Properties and Rocks, Scientific Center of Geomechanics and Problems of Mining Production, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation; ORCID [0009-0007-2185-8638](https://orcid.org/0009-0007-2185-8638); e-mail [ilinov\\_md@spmi.ru](mailto:ilinov_md@spmi.ru)

**Dmitry N. Petrov** – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Construction of Mining Enterprises and Underground Structures, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation; ORCID [0000-0002-5513-1871](https://orcid.org/0000-0002-5513-1871), Scopus ID [56672478800](https://scopus.org/authorid/56672478800); e-mail [kaf-sgp@spmi.ru](mailto:kaf-sgp@spmi.ru)

**Daniil A. Karmanskiy** – Leading Engineer of the Research Laboratory of Physical and Mechanical Properties and Destruction of Rocks, Scientific Center of Geomechanics and Problems of Mining Production, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation; ORCID [0000-0002-3214-5322](https://orcid.org/0000-0002-3214-5322), Scopus ID [57209507897](https://scopus.org/authorid/57209507897); e-mail [Karmanskij\\_DA@pers.spmi.ru](mailto:Karmanskij_DA@pers.spmi.ru)

**Alexander A. Selikhov** – PhD-Student, Department of Construction of Mining Enterprises and Underground Structures, Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russian Federation; ORCID [0009-0005-8163-2249](https://orcid.org/0009-0005-8163-2249); e-mail [s225059@stud.spmi.ru](mailto:s225059@stud.spmi.ru)

Поступила в редакцию 01.09.2023  
Поступила после рецензирования 22.09.2023  
Принята к публикации 25.09.2023

Received 01.09.2023  
Revised 22.09.2023  
Accepted 25.09.2023