Недропользование. 2026. Т. 26, № 1. С.55-66. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.1.6

ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №1 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.831
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Моделирование свойств горных пород при разложении газогидратов с использованием in-situ мониторинга

Е.В. Кожевников[1], З.Г. Иванов[1], Д.Е. Катунин[1], Е.П. Рябоконь[1], Е.А. Гладких[1], М.А. Гузев[1], Дан Ма[2], Лиюань Юй[2]

[1]Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)
[2]Китайский университет горного дела и технологий (Китай, 221116, г. Сюйчжоу, Даксью Роуд, 1)

Modeling rock properties during gas hydrate decomposition using in-situ monitoring

Evgenii V. Kozhevnikov[1], Zakhar G. Ivanov[1], Daniil E. Katunin[1], Evgenii P. Riabokon[1], Evgenii A. Gladkikh[1], Mikhail A. Guzev[1], Dan Ma[2], Liyuan Yu[2]

[1]Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)
[2]China University of Mining and Technology (1 Daxue Road, Xuzhou, 221116, China)

Получена / Received: 20.07.2025. Принята / Accepted: 08.12.2025. Опубликована / Published: 12.01.2026

Ключевые слова:
горное давление, циклическое нагружение, проницаемость, насыпная модель, газовые гидраты.

В статье представлены результаты экспериментального исследования влияния всестороннего обжимающего давления на фильтрационно-емкостные свойства крупномасштабной насыпной модели пористой среды. Актуальность работы обусловлена необходимостью адекватного физического моделирования пластовых условий, в частности, воздействия геостатического напряжения, что является критическим для изучения процессов в неконсолидированных коллекторах, включая гидратосодержащие породы. Целью исследования является оценка влияния давления обжима на пористость и проницаемость модели посредством in-situ мониторинга ее удельного электрического сопротивления и гидродинамических параметров. Разработана уникальная экспериментальная установка, обеспечивающая создание контролируемого горного давления и оснащенная распределенной системой датчиков давления, температуры и электродов для измерения удельного электрического сопротивления. В ходе экспериментов проведен сравнительный анализ поведения модели в условиях отсутствия обжима и при ступенчатом циклическом нагружении до 190 кПа. Установлено, что в отсутствие обжима фильтрационно-емкостных свойств модели неустойчивы и демонстрируют значительную зависимость от перепада давления при фильтрации, что проявляется в изменении удельного электрического сопротивления и отклонении от линейного закона Дарси. Приложение всестороннего давления приводит к консолидации модели, стабилизации ее свойств и линейному режиму фильтрации. Методология in-situ контроля удельного электрического сопротивления доказала свою эффективность для неразрушающей оценки пространственной однородности уплотнения и динамики пористости. Результаты подтверждают обязательность учета горного давления при физическом моделировании неконсолидированных сред и демонстрируют возможность формирования стабильных воспроизводимых моделей, приближенных по свойствам к природным коллекторам, что особенно важно для исследований, связанных с диссоциацией газовых гидратов.

Keywords:
rock pressure, cyclic loading, permeability, bulk model, gas hydrates.

This article presents the results of an experimental study of the effect of confining pressure on the reservoir properties (RP) of a large-scale bulk porous medium model. The relevance of this study lies in the need for adequate physical modeling of reservoir conditions, particularly the effects of geostatic stress, which is critical for studying processes in unconsolidated reservoirs, including hydrate-bearing rocks. The objective of the study is to assess the effect of confining pressure on the porosity and permeability of the model through in-situ monitoring of its electrical resistivity (ER) and hydrodynamic parameters. A unique experimental setup has been developed that generates controlled confining pressure and is equipped with a distributed system of pressure and temperature sensors and electrodes for measuring ER. During the experiments, a comparative analysis of the model's behavior was conducted under conditions without confining and under stepwise cyclic loading up to 190 kPa. It was established that, in the absence of confinement, reservoir properties models are unstable and exhibit significant dependence on pressure drop during filtration, which manifests itself in changes in resistivity and deviations from the linear Darcy law. Applying confining pressure leads to consolidation of the model, stabilization of its properties, and a linear filtration regime. The in-situ resistivity monitoring methodology has proven effective for non-destructive assessment of the spatial homogeneity of compaction and porosity dynamics. The results confirm the necessity of considering overburden pressure in the physical modeling of unconsolidated media and demonstrate the possibility of developing stable, reproducible models with properties similar to those of natural reservoirs, which is especially important for studies related to the dissociation of gas hydrates.

Кожевников Евгений Васильевич (Author ID in Scopus: 55531698200, ORCID: 0000-0002-6084-0795) – кандидат технических наук, e-mail: kev@pstu.ru. Контактное лицо для переписки.
Иванов Захар Григорьевич (Author ID in Scopus: 59022877200, ORCID: 0009-0001-7957-8280), e-mail: zakharivanov@pstu.ru.
Катунин Даниил Евгеньевич – e-mail: dekatunin@pstu.ru.
Рябоконь Евгений Павлович (Author ID in Scopus: 56006175100, ORCID: 0000-0003-0555-3977) – кандидат технических наук, e-mail: riabokon@pstu.ru.
Гладких Евгений Александрович (Author ID in Scopus: 6601914558, ORCID: 0000-0003-1917-8995) – кандидат технических наук, e-mail: gladkih.ea@pstu.ru.
Гузев Михаил Александрович (Author ID in Scopus: 55976318100, ORCID: 0000-0001-9344-154X) – доктор физико-математических наук, академик, e-mail: guzev@iam.dvo.ru.
Дан Ма (Author ID in Scopus: 35339693700, ORCID: 0000-0002-3347-2026) – PhD, e-mail: dan.ma@cumt.edu.cn.
Лиюань Юй (Author ID in Scopus: 35724771100, ORCID: 0000-0002-8973-7476) – PhD, e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn.

Evgenii V. Kozhevnikov (Author ID in Scopus: 55531698200, ORCID: 0000-0002-6084-0795) – PhD, e-mail: kev@pstu.ru. The contact person for correspondence.
Zakhar G. Ivanov (Author ID in Scopus: 59022877200, ORCID: 0009-0001-7957-8280), e-mail: zakharivanov@pstu.ru.
Daniil E. Katunin – e-mail: dekatunin@pstu.ru.
Evgenii P. Riabokon (Author ID in Scopus: 56006175100, ORCID: 0000-0003-0555-3977) – PhD, e-mail: riabokon@pstu.ru.
Evgenii A. Gladkikh (Author ID in Scopus: 6601914558, ORCID: 0000-0003-1917-8995) – PhD, e-mail: gladkih.ea@pstu.ru.
Mikhail A. Guzev (Author ID in Scopus: 55976318100, ORCID: 0000-0001-9344-154X) – Doctor of Science, Academician, e-mail: guzev@iam.dvo.ru.
Dan Ma (Author ID in Scopus: 35339693700, ORCID: 0000-0002-3347-2026) – PhD, e-mail: dan.ma@cumt.edu.cn.
Liyuan Yu (Author ID in Scopus: 35724771100, ORCID: 0000-0002-8973-7476) – PhD, e-mail: yuliyuan@cumt.edu.cn.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Моделирование свойств горных пород при разложении газогидратов с использованием in-situ мониторинга / Е.В. Кожевников, З.Г. Иванов, Д.Е. Катунин, Е.П. Рябоконь, Е.А. Гладких, М.А. Гузев, Дан Ма, Лиюань Юй // Недропользование. – 2026. – Т.26, №1. – С. 55–66. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.1.6

Please cite this article in English as:
Kozhevnikov E.V., Ivanov Z.G., Katunin D.E., Riabokon E.P., Gladkikh E.A., Guzev M.A., Dan Ma, Liyuan Yu. Modeling rock properties during gas hydrate decomposition using in-situ monitoring. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2026, vol.26, no.1, pp. 55-66. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.1.6

Введение

Фильтрация в гидратонасыщенных пластах представляет собой сложный физико-химический процесс, сопровождающийся сопряженным тепломассопереносом, фазовыми переходами и изменением фазовой проницаемости [1–4]. Проведение лабораторных исследований такого комплекса явлений на стандартных кернах сталкивается с рядом фундаментальных ограничений [5–7]. Во-первых, малый размер образцов не позволяет адекватно оценить емкостные свойства коллектора и динамику конверсии газа и воды в гидратную фазу в процессах образования и диссоциации гидратов [8–11]. Во-вторых, ограниченный масштаб усугубляет влияние граничных эффектов (таких как опреснение, охлаждение, изменение насыщенности на фронтах вытеснения), искажающих картину фильтрационного течения [12–15]. Кроме того, при малых размерах образцов возрастает погрешность in-situ измерений ключевых физических параметров (электросопротивления, теплопроводности) в ходе диссоциации [16–19]. В связи с этим актуальной задачей является разработка новых экспериментальных методов и установок на базе крупномасштабных моделей пористых сред, позволяющих преодолеть указанные ограничения [20; 21].

Использование увеличенных моделей является принципиально важным для масштабирования лабораторных условий к реальным пластовым, что особенно значимо при исследовании методов воздействия на пласт для повышения охвата дренированием [22–25]. Такие модели позволяют получить новые данные о фильтрации в однородных и, что особенно важно, в неоднородных средах, поскольку макроскопическая гетерогенность проявляется лишь на достаточно большом масштабе [26–30]. В последнее время наблюдается устойчивый рост интереса научного сообщества к крупномасштабному физическому моделированию, что подтверждается увеличением числа публикаций, посвященных исследованиям фильтрации жидкостей и газов на установках, использующих образцы, значительно превосходящие по размеру стандартный керн.

Анализ существующих экспериментальных комплексов выявляет их значительное конструктивное и функциональное разнообразие, обусловленное спецификой решаемых задач. Так, для визуализации формирования гидратной пленки и измерения электросопротивления применяются одномерные визуальные гидратные симуляторы [31], однако они, как правило, не обеспечивают создания консолидированной пористой среды в условиях, имитирующих пластовые. Для изучения кинетики гидратообразования с применением магнитно-резонансной томографии используются цилиндрические реакторы [26]. Исследования переноса примесей проводятся на установках для гетерогенных песчаных резервуаров, обеспечивающих 3D-мониторинг распределения частиц [32]. Поведение пены в пористых средах изучается на специализированных установках, оснащенных датчиками капиллярного давления [33]. Для анализа мобилизации частиц применяются горизонтальные песчаные модели [34], а для исследования процессов в условиях радиального потока – установки радиальной закачки [35]. Дисперсионные характеристики в неоднородных средах исследуются с помощью трассерных экспериментов [36], а процессы минералообразования – на установках для заводнения кернов с возможностью визуализации [37]. Также разработаны двухмерные масштабированные модели для изучения дренажа углеводородов на крутопадающих пластах [38] и системы с песчаной упаковкой и томографией для оценки эффективности нанофлюидов [39].

Несмотря на указанное разнообразие, проведенный анализ позволяет выявить существенный пробел в современных исследованиях. Во-первых, недостаточно изучено влияние горного (всестороннего) давления на степень консолидации и результирующие физические свойства насыпных моделей, широко используемых в крупномасштабных экспериментах. Во-вторых, ни одна из рассмотренных установок не позволяет in-situ, в условиях, адекватно воспроизводящих пластовые (включая приложение горного давления), оценивать динамику фильтрационных и физических свойств модели породы в процессе разложения газовых гидратов. Отсутствие системы всестороннего обжима, имитирующего геостатическую нагрузку, представляется ключевым недостатком существующих экспериментальных комплексов. Таким образом, сохраняется потребность в разработке крупномасштабной фильтрационной установки, способной воспроизводить процессы диссоциации гидратов под действием горного давления, что необходимо для получения репрезентативных данных, пригодных для верификации численных моделей и проектирования технологий разработки гидратосодержащих месторождений. Также отсутствуют рекомендации по консолидации насыпных моделей, снижающие достоверность получаемых результатов. В связи с вышеперечисленным целью настоящей работы является экспериментальная оценка влияния условий сжатия в виде циклического горного давления на свойства насыпных песчаных моделей и оценка границ применимости и достоверности получаемых результатов.

Методика

Крупномасштабная модель представлена насыпной трубной пористой средой из песка (рис. 1). Ее конструкция включает эластичную манжету, заполненную песком, которая размещена внутри жесткой трубы. Пространство между манжетой и стенкой трубы образует кольцевую полость, предназначенную для подачи жидкости и создания всестороннего обжимающего давления, имитирующего геостатическую нагрузку. Торцы трубы герметизированы крышками сложной конструкции, которые обеспечивают крепление манжеты, изоляцию кольцевого пространства, а также подвод и отвод фильтрующегося флюида. Трехкомпонентная конструкция торцевых крышек (см. рис. 1) позволяет осуществлять заполнение модели песком без полной разборки установки.

Вдоль модели с шагом 20 см расположены пять измерительных пакетов (сенсорных пучков). Каждый пакет включает один датчик температуры, один датчик абсолютного давления и две пары электродов для измерения удельного электрического сопротивления (УЭС). Все датчики через систему проводов подключены к программируемому логическому контроллеру (ПЛК), обеспечивающему синхронную регистрацию данных. Датчики температуры и электроды размещены непосредственно внутри насыпной песчаной среды (см. рис. 1). Термометры, расположенные в осевой части модели, позволяют контролировать температурное поле и фиксировать продвижение фронтов флюидов с различной температурой. Пары электродов установлены в верхней и нижней частях поперечного сечения модели,

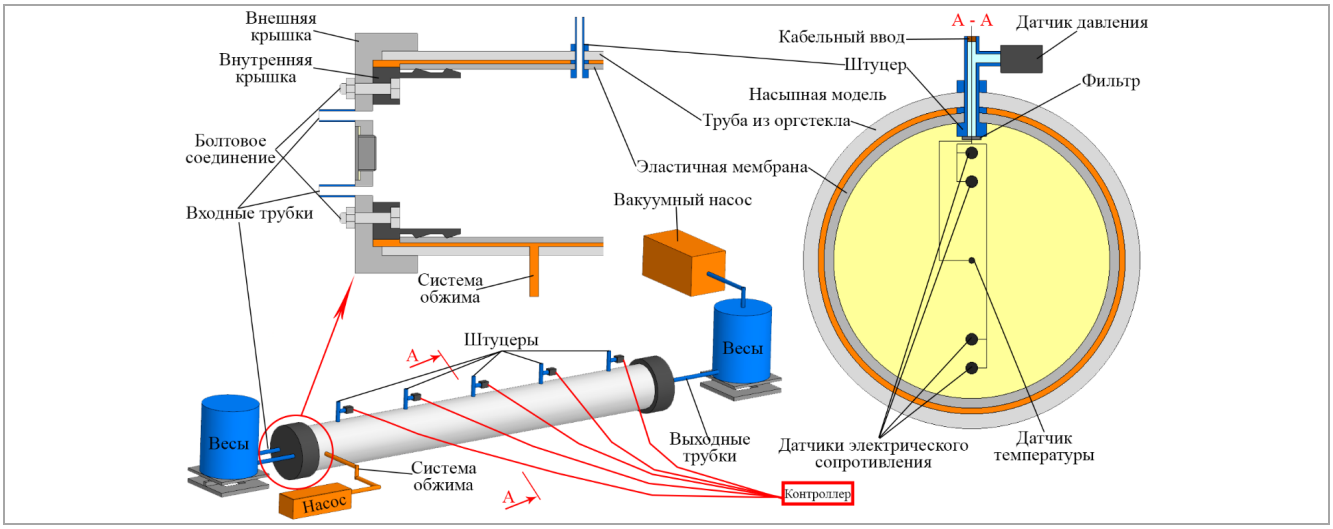


Рис. 1. Схематическое изображение экспериментальной установки

что дает возможность оценивать гравитационное расслоение потока, а также степень консолидации песчаного материала по изменению УЭС. Датчики давления вынесены на внешнюю поверхность трубы и сообщаются с поровым пространством модели через штуцеры и капилляры внутренним диаметром 6 мм. При условии однородного распределения давления в поперечном сечении модели такое боковое расположение датчиков обеспечивает корректное измерение порового давления по всему объему. Осевое распределение датчиков давления позволяет получать временные и пространственные профили давления при фильтрации. Диапазон измерения датчиков абсолютного давления составляет 50–300 кПа.

Подача флюида в модель осуществляется из питающей емкости, установленной на прецизионных весах. Отбор флюида производится в выходную емкость, также размещенную на весах. В данной работе для создания потока использовался метод поддержания постоянного низкого вакуума в выходной линии. Этот подход обеспечивает стабильный перепад давления вдоль модели и упрощает учет расхода по изменению массы жидкости на входе и выходе. Кроме того, он исключает пульсации, характерные для насосных систем, а разница между обжимающим давлением и вакуумом в выходной линии способствует дополнительной консолидации насыпной среды. Стабилизация давления в выкидной линии осуществляется регулятором вакуума. Расход флюида (q, мл/с) определяется по изменению массы в емкостях во времени, а его мгновенные значения вычисляются путем аппроксимации экспериментальных данных.

Насыпная пористая среда модели сформирована из кварцевого песка с известным гранулометрическим составом и формой частиц. Для предотвращения суффозии и выноса мелких фракций на концах модели установлены гравийные фильтры. Конструкция установки позволяет формировать модели коллекторов с заданными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) путем подбора фракционного состава песка, добавления глинистых или иных сыпучих материалов. Возможно создание как однородных, так и слоисто-неоднородных моделей пласта в зависимости от целей исследования. Консолидация насыпной среды достигается за счет ее плотной укладки, а также за счет приложения всестороннего обжимающего давления через эластичную манжету.

Ключевые преимущества разработанной установки по сравнению с известными аналогами заключаются в следующем:

1. Увеличенный линейный масштаб модели позволяет изучать пространственную эволюцию фронта фильтрации и оценивать влияние различных факторов на его форму и скорость продвижения.

2. Крупные размеры снижают относительную погрешность измерений при низких скоростях потока, что критически важно для моделирования фильтрации в низкопроницаемых зонах или при малых перепадах давления.

3. Наличие системы всестороннего обжима позволяет не только консолидировать сыпучую среду, но и исследовать влияние горного давления на ее ФЕС и механическую стабильность.

4. Распределенная по длине модели система датчиков обеспечивает in-situ мониторинг давления, температуры и электрического сопротивления по всему объему.

5. Регулирование потока за счет вакуума на выходе гарантирует стабильный установившийся режим фильтрации с постоянным перепадом давления.

6. Горизонтальная ориентация установки позволяет адекватно изучать влияние гравитационных сил и латеральной неоднородности на распределение потоков и насыщенностей.

В рамках данного исследования модель была заполнена промытым кварцевым песком (рис. 2, *а*). Медианный диаметр частиц (d_{50}) составил 0,24 мм (рис. 2, *б*). Содержание фракции мельче 0,1 мм не превышало 0,16 % по массе.

В качестве фильтрующего флюида использовалась вода, предварительно дегазированная под вакуумом (~6 кПа) для удаления растворенных газов и предотвращения их выделения в пористой среде. Для ингибирования биологической активности и предотвращения засорения пор водорослями в воду добавлялся альгицид монолинурон.

Таким образом, отличительными особенностями представленной установки являются:

1. Система всестороннего бокового обжима, имитирующая горное давление.

2. Распределенная система in-situ измерений давления, температуры и УЭС по длине модели.

3. Эта комбинация позволяет комплексно изучать влияние геостатической нагрузки на состояние неконсолидированной пористой среды и на параметры фильтрационного течения.

Методика экспериментальных исследований заключалась в сравнительном анализе ключевых параметров (перепад давления, расход, распределение УЭС)

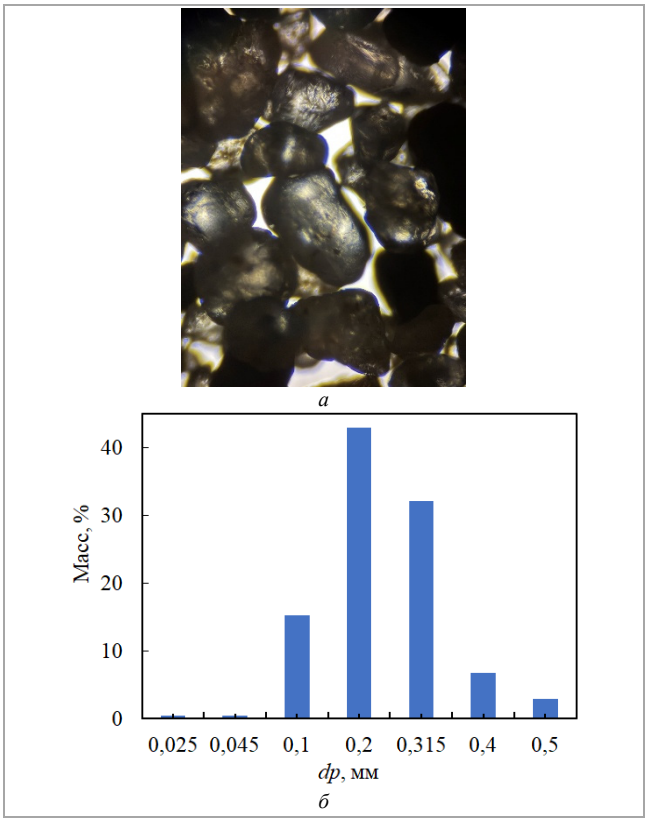


Рис. 2. Фракционный состав (*а*) и микрофотография (*б*) песка, использованного в исследовании

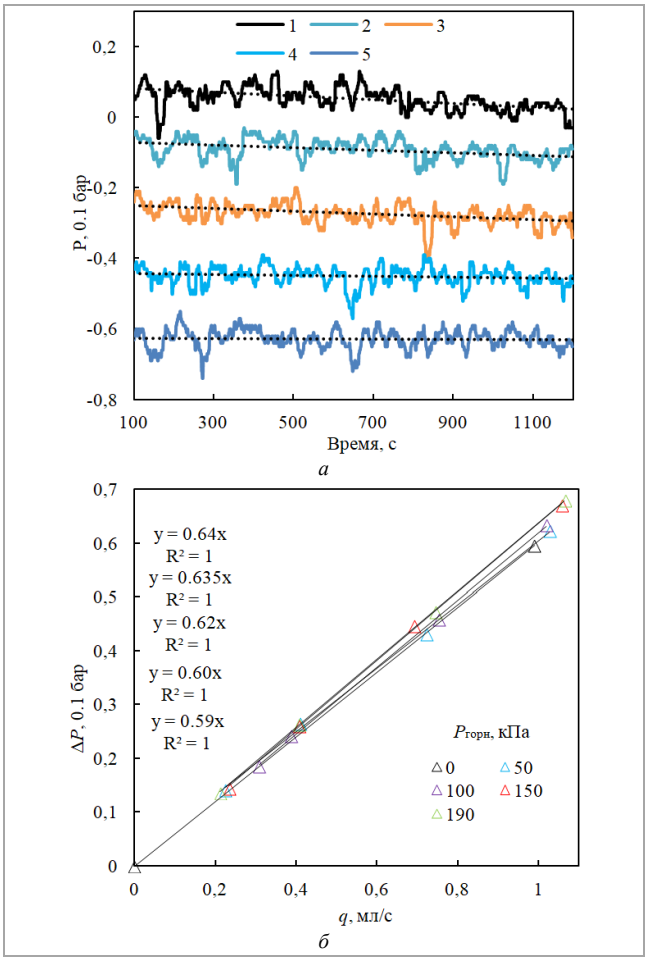


Рис. 1. Динамика давления по длине насыпной модели от времени (*а*) и влияние расхода жидкости на перепад давления (*б*)

при различных режимах фильтрации в условиях отсутствия и наличия обжимающего давления. Все эксперименты проводились при горизонтальном положении модели. Пример установившегося профиля давления вдоль модели при стационарной фильтрации представлен на графике (рис. 3, *а*). Во всех проведенных опытах течение носило ламинарный характер, что подтверждается линейной зависимостью перепада давления от скорости фильтрации (рис. 3, *б*). Детальные результаты сравнительных испытаний и их обсуждение приведены в следующем разделе.

Результаты и обсуждение

В результате фильтрационных тестов со ступенчатым изменением перепада давления (от 5 до 20 кПа) при различных уровнях горного давления установлено, что на каждой ступени относительно быстро устанавливается квазистационарный режим течения. Это подтверждается стабилизацией показаний давления во всех измерительных точках вдоль модели (см. рис. 1, *а*). Наблюдаемый незначительный наклон профиля среднего давления обусловлен постепенным снижением гидростатического напора в питающей емкости, причем данный эффект наиболее выражен на начальном участке модели (в области датчиков *1* и *2*). Степень наклона коррелирует с величиной перепада давления: более высокие перепады, соответствующие большим расходам, приводят к более быстрому истощению емкости и, следовательно, к более заметному изменению профиля давления во времени. В зарегистрированных данных также отмечены низкочастотные колебания давления, амплитуда которых существенно превышает погрешность измерительной системы. Эти колебания, вероятно, связаны с внутренними процессами релаксации и стабилизации потока в пористой среде, что подтверждает высокую чувствительность и адекватность применяемых датчиков давления [40].

По рассчитанным значениям построена зависимость перепада давления на всей длине модели от расхода жидкости для различных квазистационарных режимов при горном давлении 190 кПа. Аппроксимация экспериментальных точек демонстрирует классическую линейную зависимость, проходящую через начало координат, что является характерным признаком фильтрации, подчиняющейся линейному закону Дарси (см. рис. 3, *б*). Этот вывод дополнительно подтверждается низкими значениями числа Рейнольдса ($Re < 0{,}08$) для всех исследованных режимов. Однако в серии опытов без приложения горного давления было выявлено отклонение от линейного поведения при расходах, превышающих 0,2 мл/с: фактические зависимости «расход-перепад давления» для разных квазистационарных режимов имели различные углы наклона относительно общей аппроксимирующей линии. При малых расходах (<0,1 мл/с) течение соответствовало закону Дарси. Объяснением наблюдаемого нелинейного поведения при более высоких расходах может служить влияние самого фильтрационного потока на микроструктуру несвязанной пористой среды в условиях отсутствия внешнего обжима. Перепад давления, создаваемый течением, способен вызывать переупаковку и микроскопические смещения зерен песка, приводящие к изменению локальной пористости и проницаемости [41].

Ключевым инструментом для мониторинга изменений структуры пористой среды в данной работе служили датчики удельного электрического сопротивления. Динамика относительных значений УЭС по длине модели во времени для различных

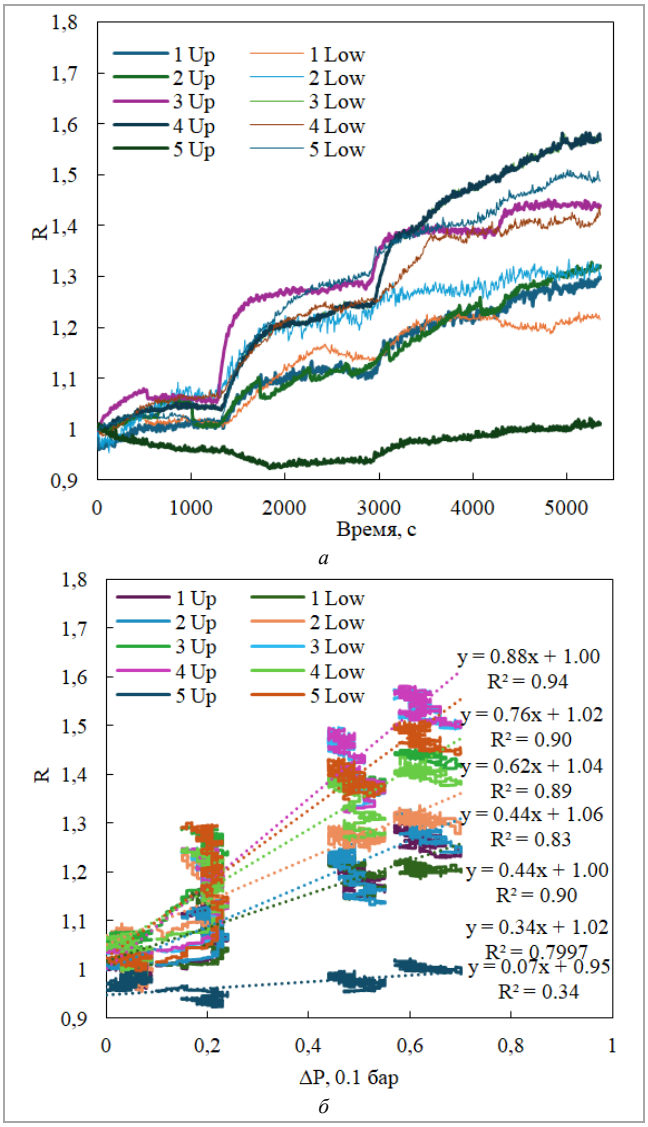


Рис. 2. Динамика по времени (*а*) и зависимость относительного электрического сопротивления (*б*) по длине насыпной модели при различных расходах жидкости при горном давлении 0кПа

режимов течения при нулевом горном давлении представлена на графике (рис. 2, *а*). Наблюдался устойчивый рост УЭС на протяжении всего эксперимента, со ступенчатыми изменениями, синхронными со сменой режимов течения. Схожий характер кривых на всех электродах свидетельствует о глобальном изменении объема или упаковки песчаной матрицы под воздействием фильтрационного потока. Анализ данных выявил четкую корреляцию между УЭС модели, расходом жидкости и создающим этот расход перепадом давления (рис. 4, *б*). В условиях отсутствия бокового обжима низкий вакуум в выходной линии приводит к тому, что атмосферное давление, действуя на эластичную манжету, частично уплотняет модель. Чем ниже давление на выходе (больше вакуум), тем сильнее эффект сжатия и, как следствие, выше регистрируемое УЭС. Таким образом, даже предварительно плотно упакованная насыпная среда демонстрирует высокую чувствительность к перепадам давления, создаваемым фильтрационным потоком. Этот феномен, часто игнорируемый в исследованиях на моделях без обжима, указывает на принципиальную неустойчивость ФЕС таких систем.

Для прямой in-situ оценки изменений в пористой структуре под воздействием механических и гидродинамических факторов в работе использовался метод измерения удельного электрического сопротивления. Корреляция между УЭС и пористостью в насыщенных электропроводящей жидкостью песках хорошо известна: увеличение пористости, как правило, ведет к снижению общего сопротивления модели и наоборот [42; 43].

Динамика относительного УЭС по длине модели во времени для различных режимов течения при нулевом горном давлении представлена на рис. 4, *а*. Наблюдается четкий тренд на постепенное увеличение УЭС на протяжении всего эксперимента, причем ступенчатое изменение сопротивления синхронно смене режимов течения (и перепада давления). Схожий характер кривых, зарегистрированных различными пучками электродов, подтверждает глобальность процесса уплотнения модели под действием фильтрационного потока. Более детальный анализ выявил явную зависимость установившегося значения УЭС как от расхода жидкости, так и от создающего этот расход перепада давления (см. рис. 4, *б*). В условиях отсутствия внешнего обжима разрежение в выходной линии приводит к тому, что атмосферное давление, действуя на эластичную манжету, осуществляет дополнительное радиальное сжатие модели. Чем выше создаваемый вакуум (ниже абсолютное давление на выходе), тем сильнее эффект обжатия и значительнее рост УЭС, свидетельствующий об уменьшении эффективной пористости. Это подтверждает, что даже предварительно плотно утрамбованная насыпная модель без системы бокового обжима является метастабильной системой, чьи фильтрационно-емкостные свойства чувствительны к перепадам давления [44], создаваемым самим потоком, – фактор, часто не учитываемый в исследованиях на подобных установках.

Ключевая часть исследования была посвящена изучению влияния контролируемого всестороннего обжима на физические свойства модели. Было проведено три цикла ступенчатого нагружения и разгрузки в диапазоне от 0 до 190 кПа. Пространственно-временная динамика консолидации оценивалась по отклику УЭС (рис. 5–7).

Первый цикл нагружения (см. рис. 5) выявил значительную исходную неоднородность модели. Зависимости УЭС от давления для верхних и нижних электродов сильно различались. Данные верхних датчиков показали выраженный гистерезис: значения УЭС при разгрузке были существенно выше, чем при нагружении на той же ступени давления. Это указывает на необратимую консолидацию (уплотнение) верхних, изначально более рыхлых слоев песка, связанную с перераспределением напряжений и переориентацией зерен. Нижние электроды продемонстрировали меньший гистерезис, что объясняется их изначально более высокой плотностью упаковки вследствие гравитационного осаждения.

Второй цикл (см. рис. 6) характеризовался радикальным уменьшением гистерезиса на всех электродах. Зависимости УЭС от давления для верхних и нижних датчиков стали практически идентичными, что свидетельствует о достижении высокой степени однородности уплотнения по сечению модели после первого цикла нагружения. Заметные изменения УЭС наблюдались лишь на стадии начального нагружения (до ~60 кПа), тогда как при дальнейшем росте давления сопротивление менялось незначительно, указывая на завершение основных процессов переупаковки зерен [45].

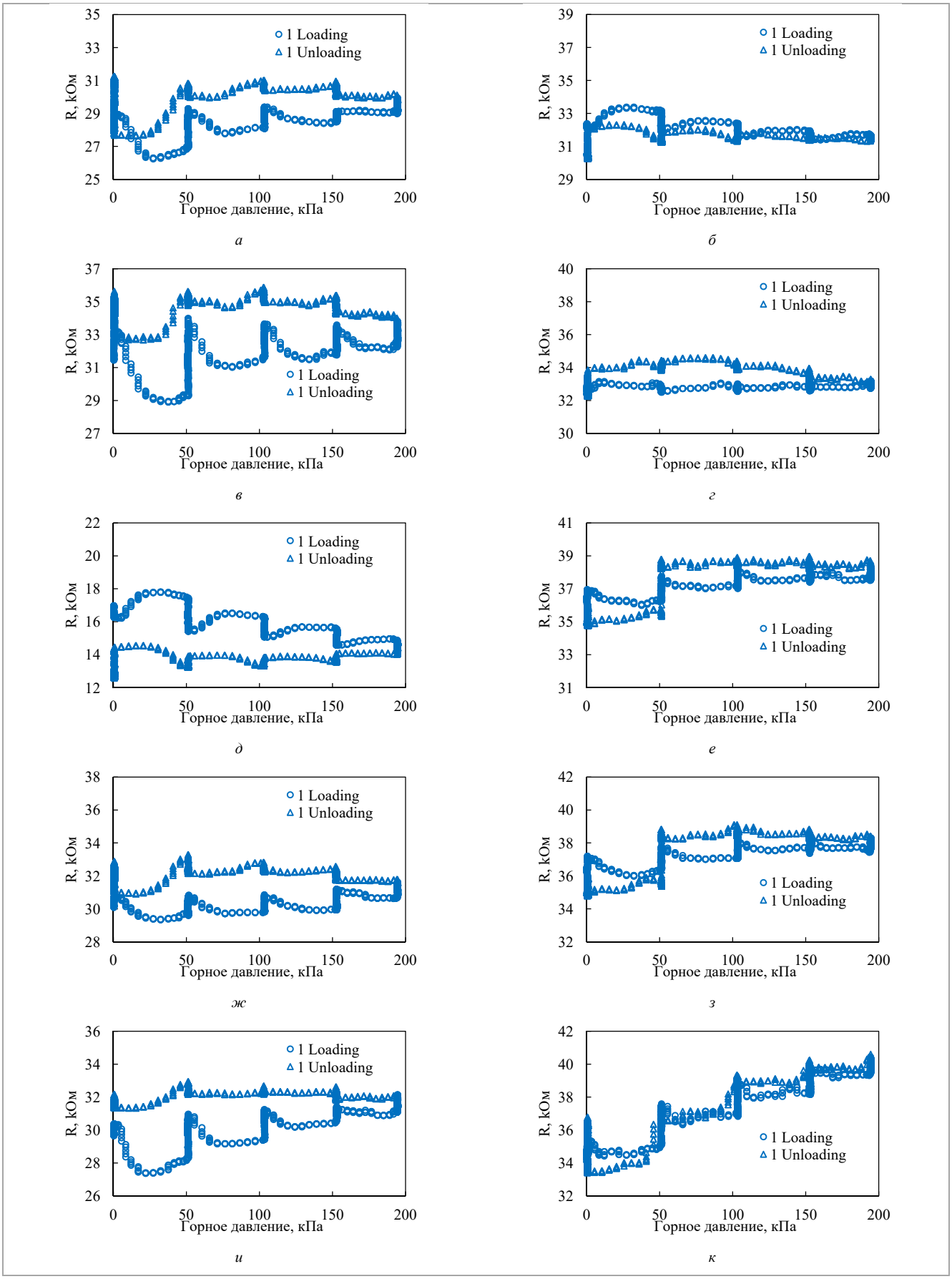


Рис. 1. Влияние горного давления на УЭС насыпной модели при 1 цикле нагружения:
а, в, д, ж, и – электроды, расположенные в верхней части насыпной модели;
б, г, е, з, к – электроды, расположенные в нижней части насыпной модели.
Нумерация графиков сверху вниз соответсвует расположению электродов по длине модели;
а, б – располагается в начале насыпной модели; *и, к* – в конце насыпной модели

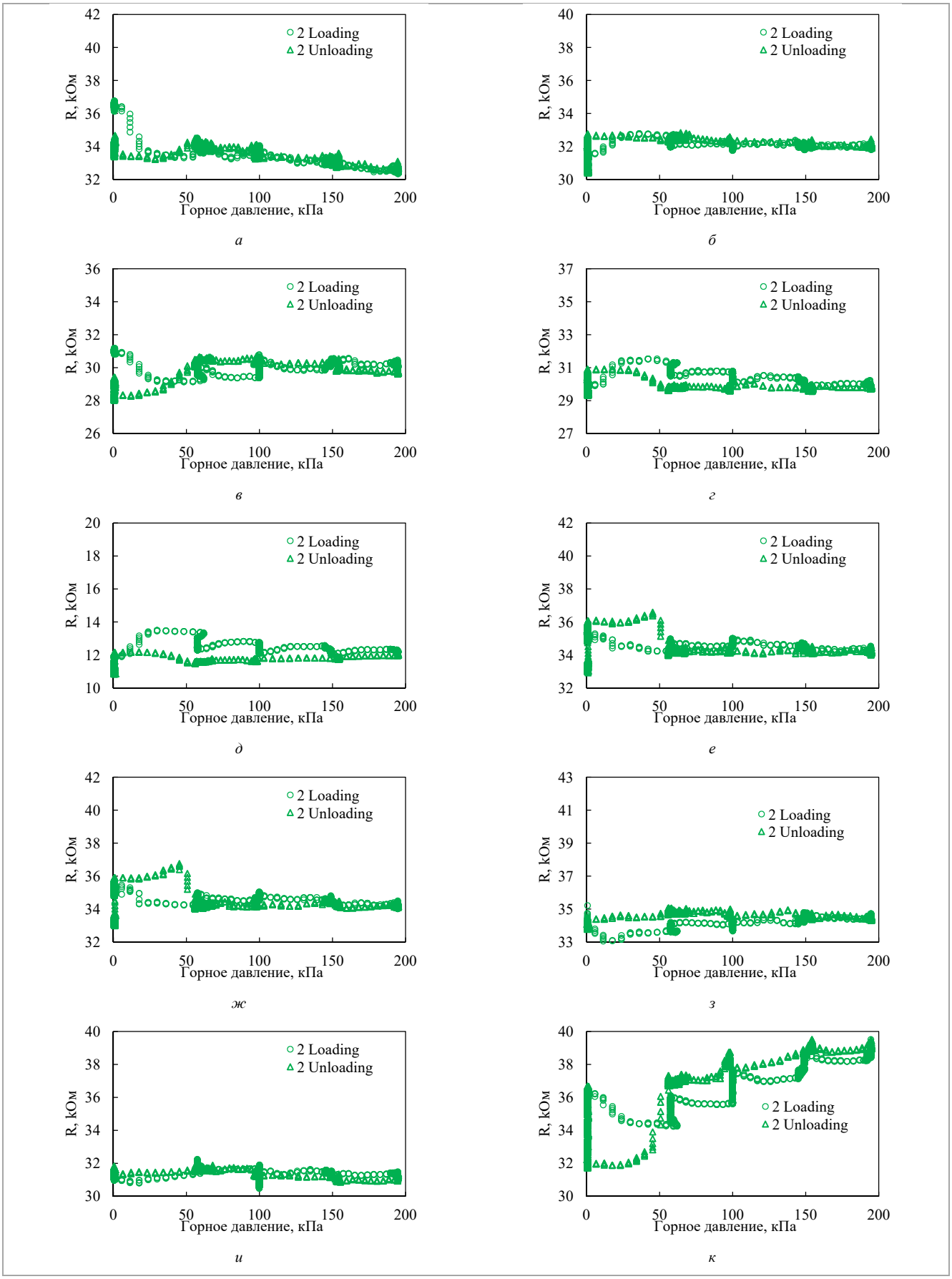


Рис. 2. Влияние горного давления на УЭС насыпной модели при 2 цикле нагружения:
а, в, д, ж, и – электроды, расположенные в верхней части насыпной модели;
б, г, е, з, к – электроды, расположенные в нижней части насыпной модели.
Нумерация графиков сверху вниз соответсвует расположению электродов по длине модели;
а, б – располагается в начале насыпной модели; *и, к* – в конце насыпной модели

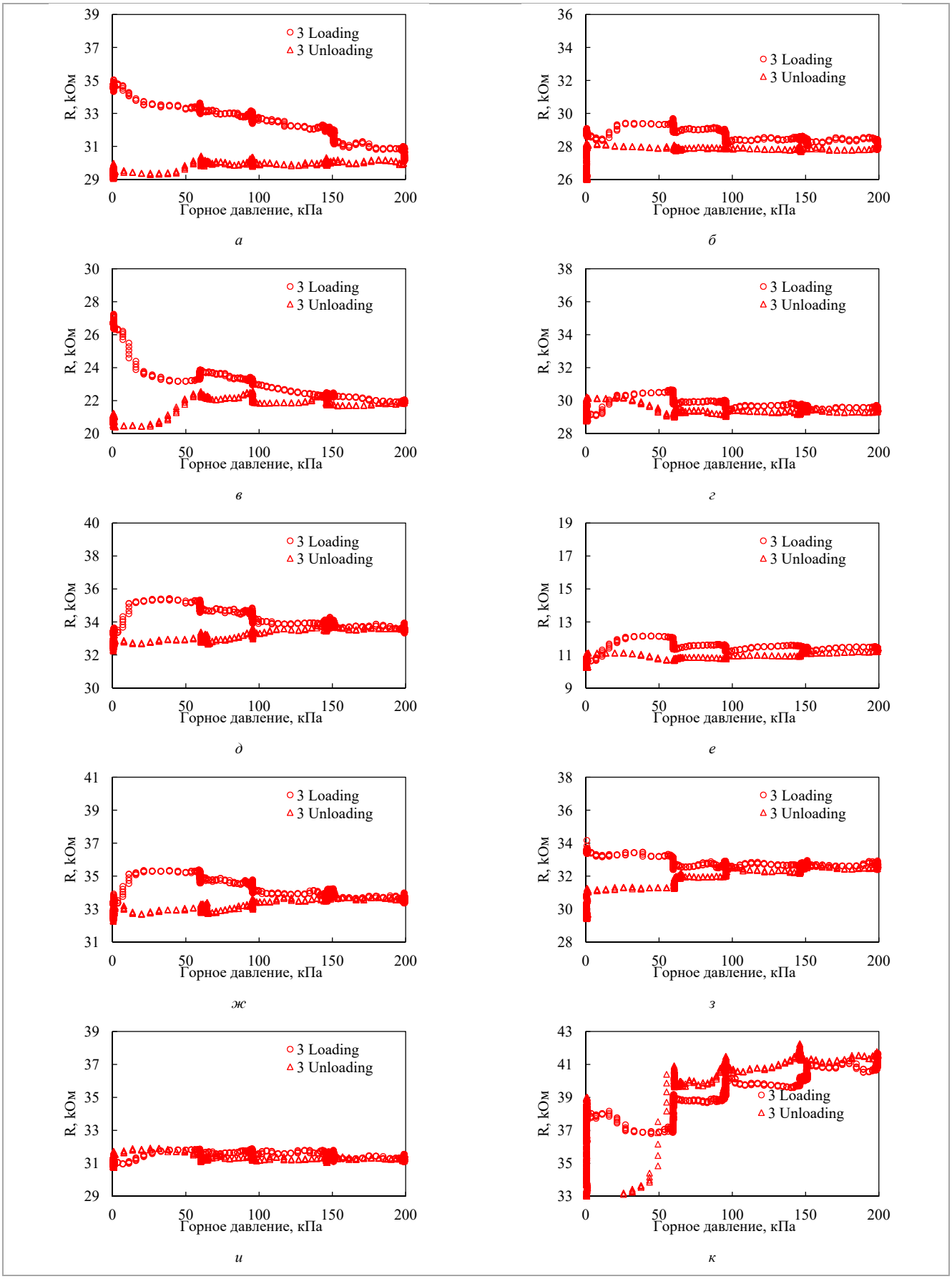


Рис. 3. Влияние горного давления на УЭС насыпной модели при 3 цикле нагружения:
а, в, д, ж, и – электроды, расположенные в верхней части насыпной модели;
б, г, е, з, к – электроды, расположенные в нижней части насыпной модели.
Нумерация графиков сверху вниз соответсвует расположению электродов по длине модели;
а, б – располагается в начале насыпной модели; *и, к* – в конце насыпной модели

Третий цикл (см. рис. 7) закрепил эту тенденцию. Гистерезис стал наблюдаться лишь на более высоких уровнях давления (около 100 кПа), что говорит о дополнительном увеличении механической жесткости и стабильности зернового каркаса после циклического нагружения. Таким образом, было экспериментально показано, что циклическое всестороннее обжатие является эффективным методом формирования стабильной, однородной и консолидированной насыпной модели, свойства которой приближаются к свойствам естественных слабосцементированных коллекторов.

Фильтрационные тесты, проведенные при стабилизированном обжимающем давлении 190 кПа, подтвердили кардинальное улучшение стабильности модели. Зависимости «расход – перепад давления» для всех исследованных режимов коллапсируют на единую линейную зависимость, строго соответствующую закону Дарси (см. рис. 3, *б*). Это свидетельствует о том, что приложенное горное давление полностью стабилизировало пористый каркас, исключив влияние фильтрационного потока на его микроструктуру.

Наиболее наглядно достигнутая стабильность свойств продемонстрирована данными УЭС. Динамика относительного электрического сопротивления в ходе фильтрации при давлении обжима 190 кПа (рис. 8) была близка к нулевой на всех измерительных каналах, за исключением локального незначительного отклонения. Это прямо указывает на отсутствие существенных изменений пористости в ходе эксперимента, подтверждая достижение механической и гидродинамической стабильности модели.

Для лабораторного физического моделирования представляет значительный интерес поведение модели после снятия обжимающего давления. Анализ динамики УЭС во время фильтрации, проведенной после разгрузки модели (рис. 9), показал, что изменения сопротивления носят минимальный характер и не демонстрируют выраженной корреляции с режимом течения. Это свидетельствует об остаточной консолидации и сохранении стабильной микроструктуры, приобретенной в ходе циклического нагружения.

Данный вывод получает подтверждение при анализе интегральных гидродинамических характеристик. На рис. 10 представлены обобщенные зависимости «расход – перепад давления», полученные на стадиях нагружения и последующей разгрузки. Кривые, соответствующие фазе нагружения, обладают различными угловыми коэффициентами, отражая продолжающуюся эволюцию проницаемости в процессе уплотнения. В то же время, все экспериментальные точки, полученные на стадии разгрузки, с высокой точностью аппроксимируются единой линейной функцией, проходящей через начало координат. Это доказывает, что после цикла консолидации модель приобретает воспроизводимые и стабильные фильтрационные свойства, которые сохраняются после снятия внешней нагрузки. Подобная модель представляет собой адекватный инструмент для физического моделирования процессов в пористых средах, в том числе для исследований, сопровождающихся фазовыми переходами и изменением напряженного состояния каркаса, таких как диссоциация газовых гидратов.

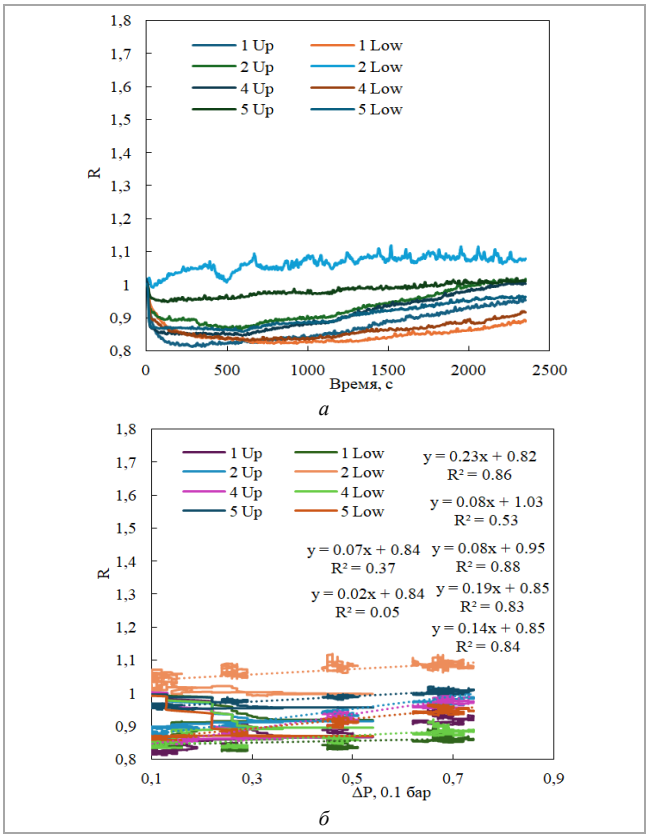


Рис. 8. Динамика по времени (*а*) и зависимость относительного электрического сопротивления (*б*) по длине насыпной модели при различных расходах жидкости при горном давлении 190 кПа

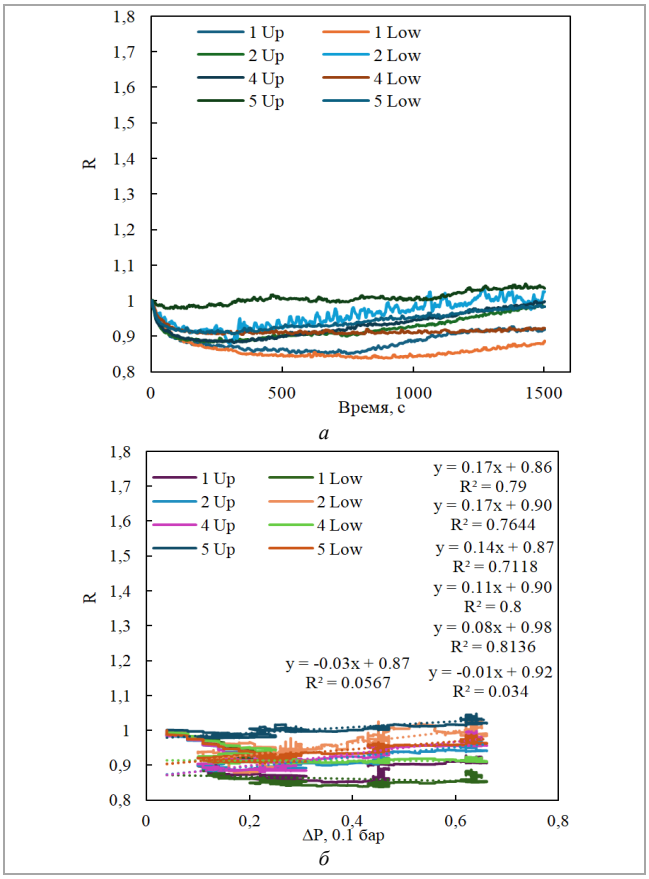


Рис. 9. Динамика по времени (*а*) и зависимость относительного электрического сопротивления (*б*) по длине насыпной модели при различных расходах жидкости при снижении горного давления с 190 до 50 кПа

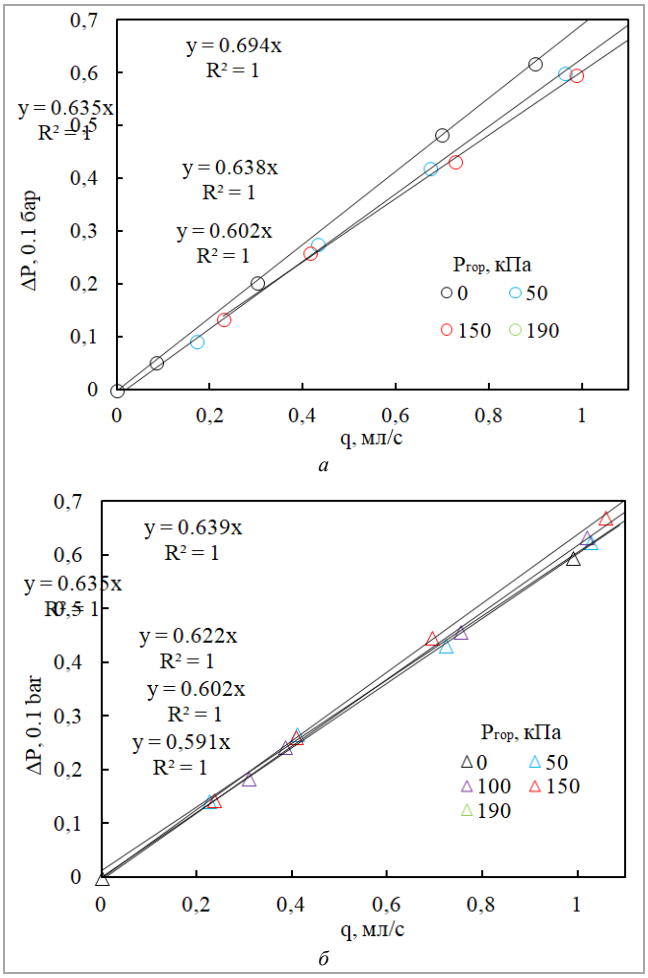


Рис. 10. Влияние расхода жидкости на перепад давления при нагрузке (*а*) и разгрузке (*б*), сплошные линии – аппроксимации

Заключение

Разработана и апробирована уникальная крупномасштабная фильтрационная установка, оснащенная системой всестороннего обжима и распределенной сетью датчиков для in-situ мониторинга давления, температуры и УЭС. Данная конструкция позволяет моделировать геостатическое давление и контролировать пространственную однородность пористой среды.

Экспериментально доказано, что в насыпных моделях, не подверженных внешнему обжиму, фильтрационно-емкостные свойства (проницаемость, пористость) нестабильны и существенно зависят от создаваемого потоком перепада давления. Это проявляется в отклонениях от линейного закона Дарси при относительно высоких расходах (>0,2 мл/с) и в значимых изменениях УЭС, регистрируемых в ходе фильтрации.

Методология in-situ измерения УЭС доказала свою высокую чувствительность и эффективность как неразрушающий метод оценки динамики пористости и степени консолидации зерновой среды в реальном времени под воздействием как механической нагрузки, так и фильтрационного потока.

Приложение всестороннего обжимающего давления является необходимым условием для обеспечения стабильности и воспроизводимости ФЕС насыпной модели. При горном давлении 190 кПа модель демонстрирует классическое дарсиевское поведение во всем исследованном диапазоне расходов, а ее УЭС остается практически постоянным, что свидетельствует об отсутствии переупаковки зерен под действием потока.

Циклическое нагружение (3 цикла «нагружение – разгрузка» до 190 кПа) является эффективным методом консолидации насыпных моделей, приводящим к формированию однородной, стабильной и механически жесткой пористой структуры. Полученная после циклов консолидации модель сохраняет стабильные свойства даже после снятия обжимающего давления.

Библиографический список

1. Chuvilin, E. Effect of hydrate formation conditions on thermal conductivity of gas-saturated sediments / E. Chuvilin, B. Bukhanov // Energy & Fuels. – 2017. – No. 315. – P. 246–5254. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b02726
2. Experimental research on the mechanical properties of methane hydrate-ice mixtures / Y. Li, Y. Song, W. Liu, F. Yu // Energies (Basel). – 2012. – No. 5. – P. 181–192. DOI: 10.3390/en5020181
3. Metwally, Y.M. Measuring low permeabilities of gas-sands and shales using a pressure transmission technique / Y.M. Metwally, C.H. Sondergeld // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2011. – No. 48. – P. 1135–1144. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2011.08.004
4. Influence of micro-particles on gas hydrate formation kinetics: Potential application to methane storage and transportation / Q. Wu, T. Tang, Z. Zhao [et al.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2023. – No. 10. – P. 189–199. DOI: 10.46690/ager.2023.12.05
5. Stress dependent gas-water relative permeability in gas hydrates: A theoretical model / G. Lei, Q. Liao, Q. Lin [et al.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2020. – No. 4. – P. 326–338. DOI: 10.46690/ager.2020.03.10
6. A mechanistic model for permeability in deformable gas hydrate-bearing sediments / G. Lei, Q. Liao, D. Zhang, S. Patil // J Nat Gas Sci Eng. – 2020. – No. 83. – P. 103554. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103554
7. Mechanical properties of methane hydrate-bearing interlayered sediments / L. Dong, Y. Li, C. Liu [et al.] // Journal of Ocean University of China. – 2019. – No. 18. – P. 1344–1350. DOI: 10.1007/s11802-019-3929-z
8. Wang, L. Sediment permeability change on natural gas hydrate dissociation induced by depressurization / L. Wang, L. Gu, H. Lu // China Geology. – 2020. – No. 3. – P. 221–229. DOI: 10.31035/cg2020039
9. Pore water content in equilibrium with ice or gas hydrate in sediments / V. Istomin, E. Chuvilin, B. Bukhanov, T. Uchida // Cold Reg Sci Technol. – 2017. – No. 137. – P. 60–67. DOI: 10.1016/j.coldregions.2017.02.005
10. Mechanical characteristics of underconsolidated methane hydrate-bearing clayed-silty sediments / W. Liu, P. Chen, P. Wu [et al.] // Energy & Fuels. – 2023. – No. 37. – P. 6503–6514. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c00294
11. The Iġnik Sikumi field experiment, Alaska North slope: design, operations, and implications for CO_2 – CH_3 exchange in gas hydrate reservoirs / R. Boswell, D. Schoderbek, T.S. Collett [et al.] // Energy & Fuels. – 2017. – No. 31. – P. 140–153. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b01909
12. Gas production from hydrate-bearing sediments: the role of fine particles / J.W. Jung, J. Jang, J.C. Santamarina [et al.] // Energy & Fuels. – 2012. – No. 26. – P. 480–487. DOI: 10.1021/ef101651b
13. Novel pore-scale visualization during CO_2 injection into CH_4 hydrate-saturated porous media / J.S. Pandey, Ø. Strand, N. von Solms [et al.] // Energy & Fuels. – 2022. – No. 36. – P. 10552–10571. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c03878
14. Pinkert, S. Prediction of the mechanical response of hydrate-bearing sands / S. Pinkert, J.L.H. Grozic // J Geophys Res Solid Earth. – 2014. – No. 119. – P. 4695–4707. DOI: 10.1002/2013JB010920
15. Overview of thermal-stimulation production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. / S.H. Hancock, T.S. Collett, S.R. Dallimore [et al.] // Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. – 2005. DOI: 10.4095/221040
16. Карев, В.И. Экспериментальные исследования процессов деформирования, разрушения и фильтрации в горных породах / В.И. Карев, В.В. Химуля, Н.И. Шевцов // Известия Российской Академии Наук. Механика Твердого Тела. – 2021. – С. 3–26. DOI: 10.31857/S0572329921050056
17. Petrakov, D. Experimental study on the effect of rock pressure on sandstone permeability / D. Petrakov, G. Penkov, A. Zolotukhin // Journal of Mining Institute. – 2022. Online first. DOI: 10.31897/PMI.2022.24
18. Флюидная инициация разрушения в сухих и водонасыщенных горных породах / В.Б. Смирнов, А.В. Пономарев, А.В. Исаева [и др.] // Физика Земли. – 2020. – № 2020. – С. 86–105. DOI: 10.31857/S0002333720060095
19. Bolshov, L.A. Nonclassical transport in highly heterogeneous and sharply contrasting media / L.A. Bolshov, P.S. Kondratenko, L.V. Matveev // Physics-Uspekhi. – 2019. – No. 62. – P. 649–659. DOI: 10.3367/UFNe.2018.08.038423
20. Temperature-pressure field evolution of hydrate-bearing sediments: A comparative study of depressurization strategies for gas recovery using a novel fan-shaped simulator / L.-B. Wang, Y.-F. Sun, Y.-H. Bu [et al.] // Gas Science and Engineering. – 2026. – No. 145. – P. 205802. DOI: 10.1016/j.jgsce.2025.205802

21. Ouyang, Q. Microfluidic insights: Methane hydrate dynamics in distinct wettable confined space / Q. Ouyang, J.S. Pandey, N. von Solms // Chemical Engineering Journal. – 2023. – No. 474. – P. 145567. DOI: 10.1016/j.cej.2023.145567
22. Engineering meter-scale porous media flow experiments for quantitative studies of geological carbon sequestration / K. Eikehaug, M. Haugen, O. Folkvord [et al.] // Transp Porous Media. – 2024. – No. 151. – P. 1143–1167. DOI: 10.1007/s11242-023-02025-0
23. Pore-scale study on methane hydrate formation and dissociation in a heterogeneous micromodel / Y. Ji, J. Hou, E. Zhao [et al.] // J Nat Gas Sci Eng. – 2021. – No. 95. – P. 104230. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104230
24. Comprehensive effects of heat and flow on the methane hydrate dissociation in porous media / Z. Zhang, T. Xu, S. Li [et al.] // Energy. – 2023. – No. 265. – P. 126425. DOI: 10.1016/j.energy.2022.126425
25. Hydrate formation in sediments from free gas using a one-dimensional visual simulator / L.-T. Chen, N. Li, C.-Y. Sun [et al.] // Fuel. – 2017. – No. 197. – P. 298–309. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.034
26. Investigation on plugging prediction of multiphase flow in natural gas hydrate sediment with different field scales / H. Sun, B. Chen, W. Pang [et al.] // Fuel. – 2022. – No. 325. – P. 124936. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.124936
27. Pore-scale visualization of CH_4 gas hydrate dissociation under permafrost conditions / J.S. Pandey, S. Almenningen, N. von Solms, G. Ersland // Energy & Fuels. – 2021. – No. 35. – P. 1178–1196. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c03295
28. Pore-scale experimental investigation of the fluid flow effects on methane hydrate formation / R. Xu, X. Kou, T.-W. Wu [et al.] // Energy. – 2023. – No. 271. – P. 126967. DOI: 10.1016/j.energy.2023.126967
29. Bagrezaie, M.A. A novel approach for pore-scale study of fines migration mechanism in porous media / M.A. Bagrezaie, B. Dabir, F. Rashidi // J Pet Sci Eng. – 2022. – No. 216. – P. 110761. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110761
30. Khimulia, V.V. Pore-scale computational study of permeability and pore space geometry in gas condensate reservoir rocks / V.V. Khimulia, V.I. Karev. – 2024. – P. 243–256. DOI: 10.1007/978-3-031-54589-4_26
31. Hydrate formation in sediments from free gas using a one-dimensional visual simulator / L.-T. Chen, N. Li, C.-Y. Sun [et al.] // Fuel. – 2017. – No. 197. – P. 298–309. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.034
32. An integrated experimental design framework for optimizing solute transport monitoring locations in heterogeneous sedimentary media / Z. Dai, Z. Ma, X. Zhang [et al.] // J Hydrol (Amst). – 2022. – No. 614. – P. 128541. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2022.128541
33. Effects of pressure oscillations on foam transport in porous media / E. Vavra, C. Bai, M. Puerto [et al.] // Transp Porous Media. – 2025. – No. 152. – P. 48. DOI: 10.1007/s11242-025-02172-6
34. Grubb, D.G. Mobilization of trichloroethene (TCE) during ethanol flooding in uniform and layered sand packs under confined conditions / D.G. Grubb, N. Sitar // Water Resour Res. – 1999. – No. 35. – P. 3275–3289. DOI: 10.1029/1999WR900222
35. An experimental setup with radial injection for investigation of transport and deposition of suspended particles in porous media / S. Feia, J.-C. Dupla, J. Canou [et al.] // Geotechnical Testing Journal. – 2017. – No. 40. – P. 1115–1124. DOI: 10.1520/GTJ20160032
36. Impact of multiscale heterogeneous sediments and boundary conditions on dispersivity spatial variations / Z. Ma, L. Qi, Z. Dai [et al.] // Water Resour Res. – 2025. – No. 61. DOI: 10.1029/2024WR039151
37. Mixing-induced mineral precipitation in porous media: front development and its impact on flow and transport / A. Kottsova, X. Kong, P.L.J. Zitha [et al.] // Water Resour Res. – 2025. – No. 61. DOI: 10.1029/2024WR039316
38. Multi-dimensional Experimental study of hydrocarbon gas-assisted gravity drainage / Y. Liu, S. Wang, W. Zhao [et al.] // Arab J Sci Eng. – 2023. – No. 48. – P. 17031–17048. DOI: 10.1007/s13369-023-08333-3
39. Nanoparticle assisted EOR during sand-pack flooding: electrical tomography to assess flow dynamics and oil recovery / P. Nwufoh, Z. Hu, D. Wen, M. Wang // Sensors. – 2019. – No. 19. – P. 3036. DOI: 10.3390/s19143036
40. The mechanism of porous reservoir permeability deterioration due to pore pressure decrease / E. Kozhevnikov, M. Turbakov, E. Riabokon [et al.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2024. – No. 13. – P. 96–105. DOI: 10.46690/ager.2024.08.04
41. Acoustic vibration restoration of rock permeability while crude oil filtration containing paraffins / E. Riabokon, E. Gladkikh, M. Turbakov [et al.] // Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – No. 238. – P. 212865. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212865
42. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E.V. Kozhevnikov, M.S. Turbakov, E.A. Gladkikh [et al.] // Géotechnique Letters. – (2022. – No. 12. – P. 217–224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
43. Permeability evolution of porous sandstone in the initial period of oil production: comparison of well test and coreflooding data / M.S. Turbakov, E.V. Kozhevnikov, E.P. Riabokon [et al.] // Energies (Basel). – 2022. – No. 15. – P. 6137. DOI: 10.3390/en15176137
44. An Experimental study of proppant transport mechanisms to the pump intake in low-flow oil wells / E. Kozhevnikov, F. Belkov, M. Turbakov [et al.] // Petroleum Research. – 2025. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2025.07.007
45. Rock permeability evolution during cyclic loading and colloid migration after saturation and drying / E. Kozhevnikov, M. Turbakov, E. Riabokon [et al.] // Advances in Geo-Energy Research. – 2024. – No. 11. – P. 208–219. DOI: 10.46690/ager.2024.03.05

References

1. Chuvilin E., Bukhanov B. Effect of hydrate formation conditions on thermal conductivity of gas-saturated sediments. *Energy & Fuels*, 2017, vol. 31, no. 5, pp. 5246-5254. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b02726
2. Li Y., Song Y., Liu W., Yu F. Experimental research on the mechanical properties of methane hydrate-ice mixtures. *Energies (Basel)*, 2012, no. 5, pp. 181-192. DOI: 10.3390/en5020181
3. Metwally Y.M., Sondergeld C.H. Measuring low permeabilities of gas-sands and shales using a pressure transmission technique. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2011, no. 48, pp. 1135-1144. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2011.08.004
4. Wu Q., Tang T., Zhao Z. et al. Influence of micro-particles on gas hydrate formation kinetics: Potential application to methane storage and transportation. *Advances in Geo-Energy Research*, 2023, no. 10, pp. 189-199. DOI: 10.46690/ager.2023.12.05
5. Lei G., Liao Q., Lin Q. et al. Stress dependent gas-water relative permeability in gas hydrates: A theoretical model. *Advances in Geo-Energy Research*, 2020, no. 4, pp. 326-338. DOI: 10.46690/ager.2020.03.10
6. Lei G., Liao Q., Zhang D., Patil S. A mechanistic model for permeability in deformable gas hydrate-bearing sediments. *J. Nat. Gas. Sci. Eng.*, 2020, no. 83, 103554 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103554
7. Dong L., Li Y., Liu C. et al. Mechanical properties of methane hydrate-bearing interlayered sediments. *Journal of Ocean University of China*, 2019, no. 18, pp. 1344-1350. DOI: 10.1007/s11802-019-3929-z
8. Wang L., Gu L., Lu H. Sediment permeability change on natural gas hydrate dissociation induced by depressurization. *China Geology*, 2020, no. 3, pp. 221-229. DOI: 10.31035/cg2020039
9. Istomin V., Chuvilin E., Bukhanov B., Uchida T. Pore water content in equilibrium with ice or gas hydrate in sediments. *Cold Reg. Sci. Technol.*, 2017, no. 137, pp. 60-67. DOI: 10.1016/j.coldregions.2017.02.005
10. Liu W., Chen P., Wu P. et al. Mechanical characteristics of underconsolidated methane hydrate-bearing clayed-silty sediments. *Energy & Fuels*, 2023, no. 37, pp. 6503-6514. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.3c00294
11. Boswell R., Schoderbek D., Collett T.S. et al. The Iġnik Sikumi field experiment, Alaska North slope: design, operations, and implications for CO_2 - CH_3 exchange in gas hydrate reservoirs. *Energy & Fuels*, 2017, no. 31, pp. 140-153. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b01909
12. Jung J.W., Jang J., Santamarina J.C. et al. Gas production from hydrate-bearing sediments: the role of fine particles. *Energy & Fuels*, 2012, no. 26, pp. 480-487. DOI: 10.1021/ef101651b
13. Pandey J.S., Strand Ø., von Solms N. et al. Novel pore-scale visualization during CO_2 injection into CH_4 hydrate-saturated porous media. *Energy & Fuels*, 2022, no. 36, pp. 10552-10571. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c03878
14. Pinkert S., Grozic J.L.H. Prediction of the mechanical response of hydrate-bearing sands. *J. Geophys. Res. Solid Earth*, 2014, no. 119, pp. 4695-4707. DOI: 10.1002/2013JB010920
15. Hancock S.H., Collett T.S., Dallimore S.R. et al. Overview of thermal-stimulation production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well, 2005. DOI: 10.4095/221040
16. Karev V.I., Khimulia V.V., Shevtsov N.I. Eksperimental'nye issledovaniia protsessov deformirovaniia, razrusheniia i fil'tratsii v gornykh porodakh [Experimental studies of the processes of deformation, destruction and filtration in rocks]. *Izvestiia Rossiiskoi Akademii Nauk. Mekhanika Tverdogo Tela*, 2021, pp. 3-26. DOI: 10.31857/S0572329921050056
17. Petrakov D., Penkov G., Zolotukhin A. Experimental study on the effect of rock pressure on sandstone permeability. *Journal of Mining Institute*, 2022, Online first. DOI: 10.31897/PMI.2022.24
18. Smirnov V.B., Ponomarev A.V., Isaeva A.V. et al. Fliuidnaia initsiatsiia razrusheniia v sukhikh i vodonasyshchennykh gornykh porodakh [Fluid Initiation of Fracture in Dry and Water Saturated Rocks]. *Fizika Zemli*, 2020, no. 2020, pp. 86-105. DOI: 10.31857/S0002333720060095
19. Bolshov L.A., Kondratenko P.S., Matveev L.V. Nonclassical transport in highly heterogeneous and sharply contrasting media. *Physics-Uspekhi*, 2019, no. 62, pp. 649-659. DOI: 10.3367/UFNe.2018.08.038423
20. Wang L.-B., Sun Y.-F., Bu Y.-H. et al. Temperature-pressure field evolution of hydrate-bearing sediments: A comparative study of depressurization strategies for gas recovery using a novel fan-shaped simulator. *Gas Science and Engineering*, 2026, no. 145, pp. 205802. DOI: 10.1016/j.jgsce.2025.205802
21. Ouyang Q., Pandey J.S., von Solms N. Microfluidic insights: Methane hydrate dynamics in distinct wettable confined space. *Chemical Engineering Journal*, 2023, no. 474, 145567 p. DOI: 10.1016/j.cej.2023.145567

22. Eikehaug K., Haugen M., Folkvord O. et al. Engineering meter-scale porous media flow experiments for quantitative studies of geological carbon sequestration. *Transp. Porous Media*, 2024, no. 151, pp. 1143-1167. DOI: 10.1007/s11242-023-02025-0
23. Ji Y., Hou J., Zhao E. et al. Pore-scale study on methane hydrate formation and dissociation in a heterogeneous micromodel. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, 2021, no. 95, 104230 p. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104230
24. Zhang Z., Xu T., Li S. et al. Comprehensive effects of heat and flow on the methane hydrate dissociation in porous media. *Energy*, 2023, no. 265, 126425 p. DOI: 10.1016/j.energy.2022.126425
25. Chen L.-T., Li N., Sun C.-Y. et al. Hydrate formation in sediments from free gas using a one-dimensional visual simulator. Fuel, 2017, no. 197, pp. 298-309. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.034
26. Sun H., Chen B., Pang W. et al. Investigation on plugging prediction of multiphase flow in natural gas hydrate sediment with different field scales. *Fuel*, 2022, no. 325, 124936 p. DOI: 10.1016/j.fuel.2022.124936
27. Pandey J.S., Almenningen S., von Solms N., Ersland G. Pore-scale visualization of CH_4 gas hydrate dissociation under permafrost conditions. *Energy & Fuels*, 2021, no. 35, pp. 1178-1196. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.0c03295
28. Xu R., Kou X., Wu T.-W. et al. Pore-scale experimental investigation of the fluid flow effects on methane hydrate formation. *Energy*, 2023, no. 271, 126967 p. DOI: 10.1016/j.energy.2023.126967
29. Bagrezaie M.A., Dabir B., Rashidi F. A novel approach for pore-scale study of fines migration mechanism in porous media. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2022, no. 216, 110761 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110761
30. Khimulia V.V., Karev V.I. Pore-scale computational study of permeability and pore space geometry in gas condensate reservoir rocks, 2024, pp. 243-256. DOI: 10.1007/978-3-031-54589-4_26
31. Chen L.-T., Li N., Sun C.-Y. et al. Hydrate formation in sediments from free gas using a one-dimensional visual simulator. *Fuel*, 2017, no. 197, pp. 298-309. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.02.034
32. Dai Z., Ma Z., Zhang X. et al. An integrated experimental design framework for optimizing solute transport monitoring locations in heterogeneous sedimentary media. *J. Hydrol (Amst)*, 2022, no. 614, 128541 p. DOI: 10.1016/j.jhydrol.2022.128541
33. Vavra E., Bai C., Puerto M. et al. Effects of pressure oscillations on foam transport in porous media. *Transp. Porous Media*, 2025, no. 152, 48 p. DOI: 10.1007/s11242-025-02172-6
34. Grubb D.G., Sitar N. Mobilization of trichloroethene (TCE) during ethanol flooding in uniform and layered sand packs under confined conditions. *Water Resour. Res.*, 1999, no. 35, pp. 3275-3289. DOI: 10.1029/1999WR900222
35. Feia S., Dupla J.-C., Canou J. et al. An experimental setup with radial injection for investigation of transport and deposition of suspended particles in porous media. *Geotechnical Testing Journal*, 2017, no. 40, pp. 1115-1124. DOI: 10.1520/GTJ20160032
36. Ma Z., Qi L., Dai Z. et al. Impact of multiscale heterogeneous sediments and boundary conditions on dispersivity spatial variations. *Water Resour. Res.*, 2025, no. 61. DOI: 10.1029/2024WR039151
37. Kottsova A., Kong X., Zitha P.L.J. et al. Mixing-induced mineral precipitation in porous media: front development and its impact on flow and transport. *Water Resour. Res.*, 2025, no. 61. DOI: 10.1029/2024WR039316
38. Liu Y., Wang S., Zhao W. et al. Multi-dimensional Experimental study of hydrocarbon gas-assisted gravity drainage. *Arab. J. Sci. Eng.*, 2023, no. 48, pp. 17031-17048. DOI: 10.1007/s13369-023-08333-3
39. Nwufoh P., Hu Z., Wen D., Wang M. Nanoparticle assisted EOR during sand-pack flooding: electrical tomography to assess flow dynamics and oil recovery. *Sensors*, 2019, no. 19, 3036 p. DOI: 10.3390/s19143036
40. Kozhevnikov E., Turbakov M., Riabokon E. et al. The mechanism of porous reservoir permeability deterioration due to pore pressure decrease. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, no. 13, pp. 96-105. DOI: 10.46690/ager.2024.08.04
41. Riabokon E., Gladkikh E., Turbakov M. et al. Acoustic vibration restoration of rock permeability while crude oil filtration containing paraffins. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, no. 238, 212865 p. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.212865
42. Kozhevnikov E.V., Turbakov M.S., Gladkikh E.A. et al. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media. *Géotechnique Letters*, 2022, no. 12, pp. 217-224. DOI: 10.1680/jgele.22.00017
43. Turbakov M.S., Kozhevnikov E.V., Riabokon E.P. et al. Permeability evolution of porous sandstone in the initial period of oil production: comparison of well test and coreflooding data. *Energies (Basel)*, 2022, no. 15, 6137 p. DOI: 10.3390/en15176137
44. Kozhevnikov E., Belkov F., Turbakov M. et al. An Experimental study of proppant transport mechanisms to the pump intake in low-flow oil wells. *Petroleum Research*, 2025. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2025.07.007
45. Kozhevnikov E., Turbakov M., Riabokon E. et al. Rock permeability evolution during cyclic loading and colloid migration after saturation and drying. *Advances in Geo-Energy Research*, 2024, no. 11, pp. 208-219. DOI: 10.46690/ager.2024.03.05

Финансирование. Данное исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2024-0008).

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.