Недропользование. 2025. Т. 25, № 4. С.343-348. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.8

ISSN 2712-8008
Том / Volume 25 №4 2025
Домашняя страница журнала: https://ered.pstu.ru/index.php/geo

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.031.011.43:550.822.3
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2025

Моделирование геомеханических свойств горных пород в интервале фаменского яруса Бавлинского месторождения

Р.А. Хабибуллин, И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (Российская Федерация, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 168А)

Modeling of Geomechanical Properties of Rocks in the Famennian Stage of the Bavlinskoye Field

Radmir A. Khabibullin, Ildar I. Girfanov, Ilnur T. Usmanov

TatNIPIneft R&D Institute of the PJSC TATNEFT named after V.D. Shashin (186a Sovetskaya st., Almetyevsk, 423462, Russian Federation)

Получена / Received: 02.06.2025. Принята / Accepted: 31.10.2025. Опубликована / Published: 21.11.2025

Ключевые слова:
геомеханическое моделирование, геомеханика месторождений, прочность при одноосном сжатии, прочность при одноосном растяжении, упругие свойства, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, геомеханические свойства, трещиноватость, карбонатные отложения, напряженно-деформированное состояние, минимальное горизонтальное напряжение, давление раскрытия трещин, методы интенсификации добычи, геомеханические исследования керна.

Фаменский ярус Бавлинского месторождения содержит трудноизвлекаемые запасы углеводородов и обладает пониженными фильтрационно-емкостными свойствами. Разработка подобных объектов требует применения методов интенсификации добычи, которые могут привести к необратимым изменениям в зоне воздействия. Использование инструментов геомеханики позволяет определить распределение упругопрочностных свойств и действующих напряжений для подбора технологических параметров проводимых обработок с целью повышения их эффективности.
Приведены результаты лабораторных исследований по определению геомеханических свойств и одномерного геомеханического моделирования в интервале фаменского яруса (заволжский и данково-лебедянский горизонты). При осмотре находящегося на хранении кернового материала выявлено, что присутствует вертикальная и субвертикальная трещиноватость. Для лабораторных исследований были отобраны образцы пород как коллектора, так и неколлектора, что позволило определить зависимости «керн – ГИС» как для продуктивной толщи, так и для пород-покрышек.
Результаты геомеханического моделирования с применением полученных зависимостей показали, что горные породы, слагающие пласты-коллекторы и покрышки заволжского и данково-лебедянского горизонтов Бавлинского месторождения, обладают близкими величинами упругопрочностных свойств и низкими контрастами напряжений, в отличие от терригенных интервалов, в которых покрышки, сложенные глинами и аргиллитами, обладают высокими напряжениями. Данные расчетов указывают на то, что при проектировании солянокислотных обработок и работы системы поддержания пластового давления на указанных объектах необходимо ориентироваться на давление раскрытия естественной трещиноватости в породах-покрышках, а не на давление гидравлического разрыва в коллекторе.
Полученные данные геомеханического моделирования послужат основой для оптимизации стратегии разработки, минимизируя риск негативного воздействия на пласт путем более точного прогнозирования поведения пласта при различных сценариях воздействия.

Keywords:
geomechanical modeling, field geomechanics`, uniaxial compressive strength, uniaxial tensile strength, elastic properties, Young's modulus, Poisson's ratio, geomechanical properties, fracturing, carbonate deposits, stress-strain state, minimum horizontal stress, fracture opening pressure, production intensification methods, geomechanical core studies.

The Famennian stage of the Bavlinskoye field contains unconventional hydrocarbon reserves and has low reservoir properties. Developing such reservoirs requires enhanced production methods, which can lead to irreversible changes in the impact zone. Using geomechanical tools allows us to determine the distribution of elastic-strength properties and acting stresses to select the process parameters for treatments to improve their effectiveness.
The paper presents the results of laboratory studies to determine the geomechanical properties and one-dimensional geomechanical modeling in the Famennian stage interval (Zavolzhsky and Dankov-Lebedyansky horizons). Inspection of the stored core material revealed the presence of vertical and subvertical fracturing. Both reservoir and non-reservoir rock samples were collected for laboratory studies, allowing us to determine the core-log relationships for both the productive strata and the seal rocks.
Geomechanical modeling results using the obtained relationships showed that the rocks composing the reservoirs and seals of the Zavolzhsky and Dankov-Lebedyansky horizons of the Bavlinskoye field have similar elastic-strength properties and low stress contrasts, in contrast to the terrigenous intervals, where the seals, composed of clays and mudstones, have high stresses. These calculations indicate that when designing hydrochloric acid treatments and reservoir pressure maintenance systems at these sites, it is necessary to focus on the opening pressure of natural fractures in the seals, rather than on the hydraulic fracture pressure in the reservoir.
The obtained geomechanical modeling data will serve as the basis for optimizing the development strategy, minimizing the risk of negative impacts on the reservoir by more accurately predicting reservoir behavior under various impact scenarios.

Хабибуллин Радмир Альфисович – инженер II категории (e-mail: HabibiullinRadmir@tatneft.ru, тел.: +007 (937) 580 24 65).
Гирфанов Ильдар Ильясович – кандидат технических наук, заведующий сектором (e-mail: gii@tatnipi.ru, тел.: +007 (855) 331 08 00, доб. 53098).
Усманов Ильнур Талгатович – кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник (e-mail: usmanovit@tatnipi.ru, тел.: +007 (917) 250 83 67).

Radmir A. Khabibullin – 2nd category Engineer Geology (tel.: +7 (937) 580 24 65, e-mail: HabibiullinRadmir@tatneft.ru). The contact person for correspondence.
Ildar I. Girfanov (Author ID in Scopus: 57213156586, ORCID: 0000-0002-1554-1577) – PhD in Engineering, Head of Sector (tel.: +7 (855) 331 08 00, e-mail: gii@tatnipi.ru).
Ilnur T. Usmanov (Author ID in Scopus: 57263325500) – PhD in Physics and Mathematics, Leading Researcher (tel.: +7 (917) 250 83 67, e-mail: usmanovit@tatnipi.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Хабибуллин, Р.А. Моделирование геомеханических свойств горных пород в интервале фаменского яруса Бавлинского месторождения / Р.А. Хабибуллин, И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов // Недропользование. – 2025. – Т.25, №4. – С. 343–348. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.8

Please cite this article in English as:
Khabibullin R.A., Girfanov I.I., Usmanov I.T. Modeling of Geomechanical Properties of Rocks in the Famennian Stage of the Bavlinskoye Field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2025, vol.25, no.4, pp. 343-348. DOI: 10.15593/2712-8008/2025.4.8

Введение

Снижение запасов традиционных углеводородов обусловливает необходимость усовершенствования текущих подходов разработки месторождений. Современные тенденции моделирования в нефтяной промышленности предполагают рассмотрение существующих проблем с разных сторон, среди которых одним из наиболее перспективных направлений является геомеханическое моделирование [1–7].

Карбонатные отложения фаменского яруса месторождений Республики Татарстан имеют сложную геологическую структуру с большим числом неопределенностей, такими как трещиноватые пласты с низкой проницаемостью матрицы и слоистость [7–26]. Разработка подобных объектов ведется с применением методов интенсификации добычи, таких как соляно-кислотные обработки (СКО), которые могут привести к необратимым изменениям в зоне воздействия, т.е. активации существующей трещиноватости и возникновения нежелательной гидродинамической связи с водоносным интервалом [27–36]. Использование инструментов геомеханики позволяет определить распределение упругопрочностных свойств и действующих напряжений для прогноза поведения как естественной, так и техногенной трещиноватости [37–41].

Сведения об объекте

Представленный для исследования керн имеет развитую систему трещин различного типа – как неактивную заполненную глинистым материалом, так и активную, имеющую раскрытость и проводимость (рис. 1). Раскрытые трещины служат каналами связи с нефтенасыщенными кавернами.

При изучении ориентированного керна выделено три семейства трещин [42]:

1. Семейство северо-восточного простирания (38°). Средний угол падения составляет 41°.
2. Семейство восточно-западного простирания (80°). Средний угол падения – 35°.
3. Семейство юго-восточного направления простирания. По углам падения трещины отмечаются от пологих (с углами падения до 20°) до субвертикальных (с углами падения 60–90°).

В связи с тем что режим напряжений на месторождении является нормальным, развитие техногенных трещин разрыва будет вертикальным. В терригенных интервалах вертикальному развитию техногенных трещин и проводящих естественных трещин препятствуют перемычки-барьеры, сложенные глинами и аргиллитами, в которых действуют высокие напряжения, обусловленные большей, чем в коллекторах, величиной коэффициента Пуассона. В отличие от терригенных горных пород карбонатные коллекторы могут иметь упругие свойства (коэффициент Пуассона и модуль Юнга), близкие к тем же упругим свойствам покрышек, а также развитую связанную трещиноватость различной степени проводимости. В связи с этим качество барьеров обеспечивается не только контрастом напряжений в интервалах «коллектор – неколлектор», что важно для существующей трещиноватости, но и «жесткостью» покрышки и зависящим от этого сопротивлением развитию новых техногенных трещин (гидроразрыв пласта (ГРП), автоГРП).

Исходя из перечисленного, важно отметить, что для исследований были отобраны образцы керна не только из пород-коллекторов, но и из неколлекторов.



Рис. 1. Пример образцов породы с вертикальной и субвертикальной трещиноватостью

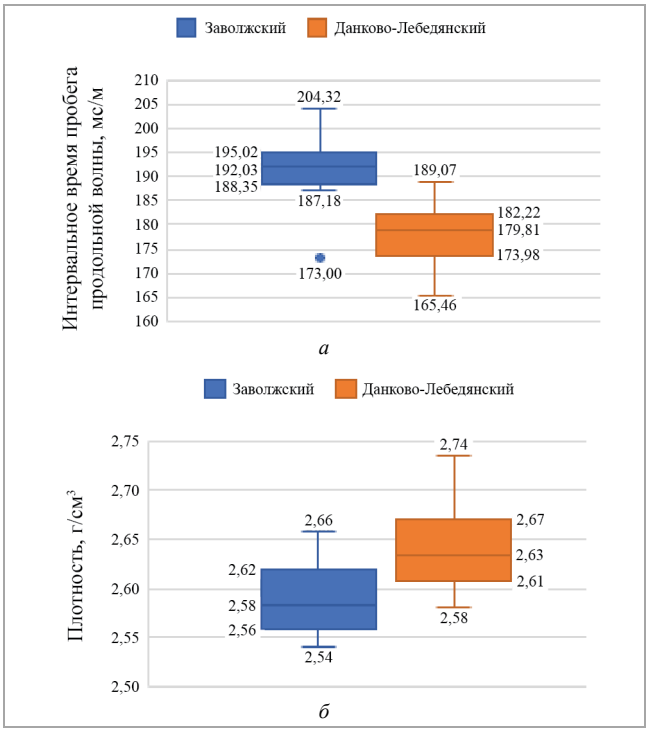


Рис. 2. Результаты акустического (*а*) и плотностного (*б*) каротажей в скважинах заволжского и данково-лебедянского горизонтов

Исследования керна заключались в определении прочности на одноосное сжатие и разрыв, угла внутреннего трения, статического модуля Юнга и коэффициента Пуассона. Обработка и анализ полученных результатов проводились в модуле GMS-CORE корпоративного программного комплекса GeoMechanical Studio [2].

Рассматриваемый объект представлен двумя разрабатываемыми горизонтами: заволжским и данково-лебедянским, сложенными карбонатами. Для обоснования получения единых зависимостей по расчету упругопрочностных свойств горных пород заволжского и данково-лебедянского горизонтов или необходимости их разделения для каждого горизонта были рассмотрены плотностной, акустический и нейтронный каротажи, проведенные в скважинах Бавлинского месторождения. Гамма-каротаж не рассматривался из-за его низкой информативности в карбонатных отложениях. Сравнение результатов акустического и плотностного каротажей в скважинах, вскрывших оба рассматриваемых горизонта (рис. 2), показало отличие полученных параметров в заволжском и данково-лебедянском горизонтах, поэтому были рассмотрены отдельные зависимости для каждого горизонта.

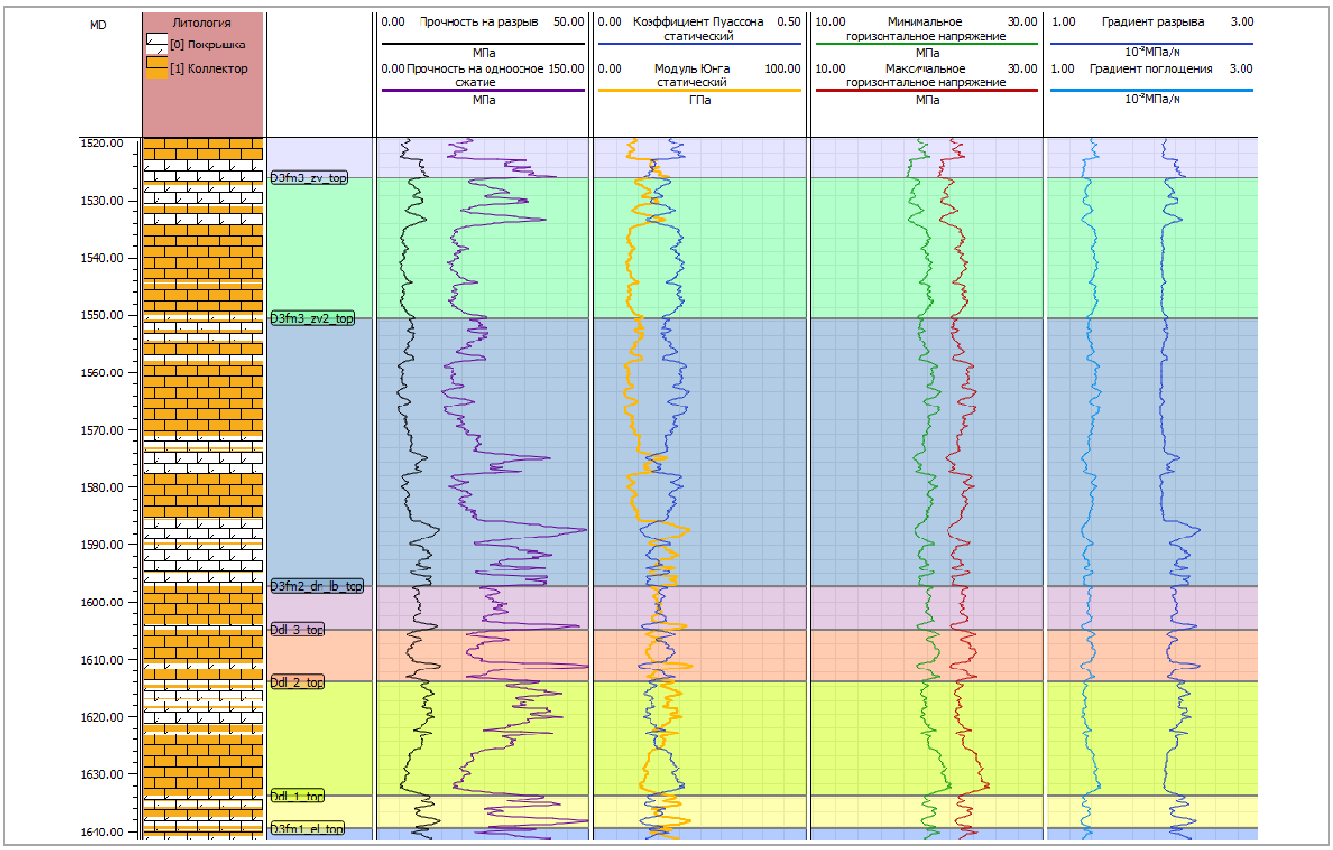


Рис. 3. Пример построенного геомеханического профиля

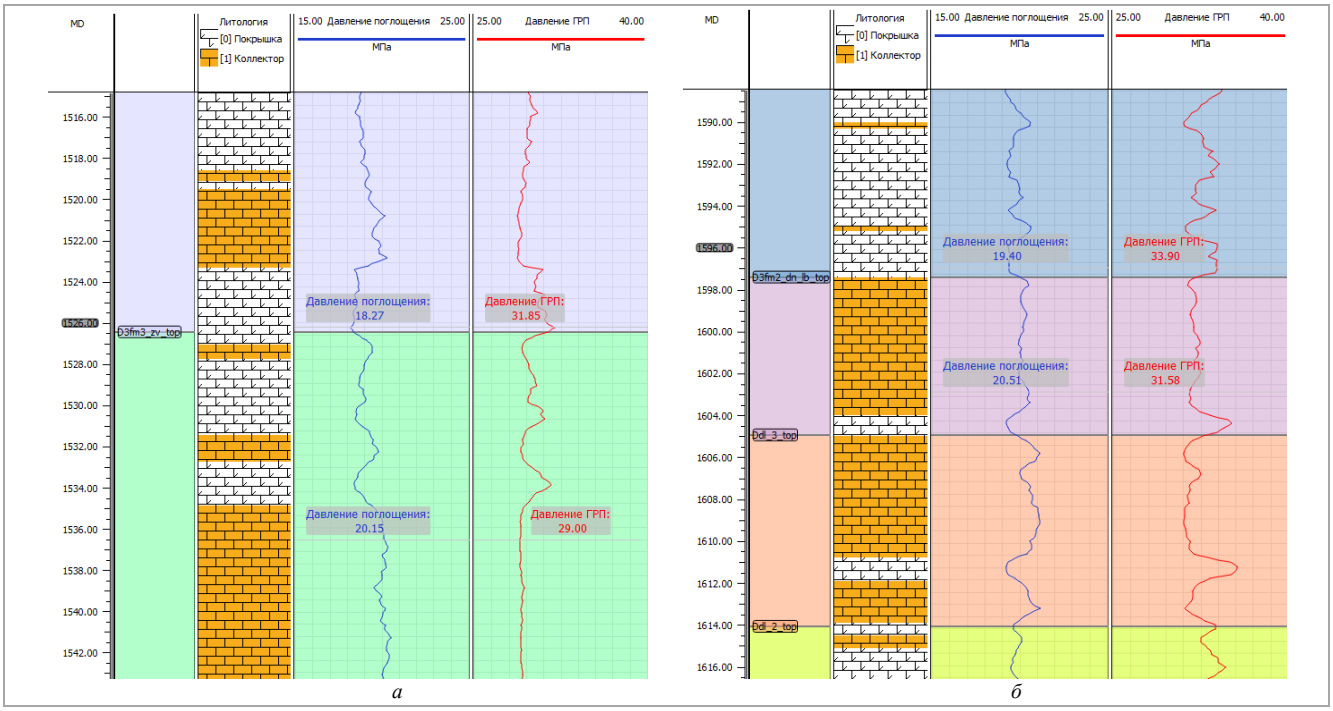


Рис. 4. Профиль давлений ГРП в покрышке и коллекторе: *а* – заволжский горизонт; *б* – данково-лебедянский горизонт

Результаты исследований

Результаты геомеханических исследований керна применены для определения зависимостей между данными геофизических исследований скважин (ГИС) и лабораторных исследований. В качестве исходных кривых для расчета по зависимостям выбраны нормализованные результаты нейтронного гамма-каротажа (НГК) и его модификаций [3]:

$$Ang = \frac{I_{НГК} - I_{НГК}^{мин}}{I_{НГК}^{макс} - I_{НГК}^{мин}}, \quad (1)$$

где $I_{НГК}$, $I_{НГК}^{мин}$ и $I_{НГК}^{макс}$ – значения НГК в интервалах исследуемого пласта, опорных пластах глин и плотных карбонатных пород.

В результате получены зависимости:

– для заволжского горизонта:

$$E = 10{,}3 \cdot e^{1{,}3567 \cdot Ang}, \quad (2)$$

$$\nu = 0{,}276 \cdot e^{-0{,}938 \cdot Ang}, \quad (3)$$

– данково-лебедянского горизонта:

$$E = 17{,}6 \cdot e^{0{,}978 \cdot Ang}, \quad (4)$$

$$\nu = 0{,}253 \cdot e^{-0{,}899 \cdot Ang}, \quad (5)$$

где E – статический модуль Юнга, ГПа; ν – статический коэффициент Пуассона, безразмерный.

На основе полученных зависимостей и ГИС построены профили механических свойств и напряжений для скважин Бавлинского месторождения (рис. 3). В интервале коллектора коэффициент Пуассона имеет среднее значение 0,18, прочность на разрыв – 6,5 МПа, в интервале неколлектора – 0,13 и 14 МПа соответственно. Низкие значения коэффициента Пуассона в плотных и прочных породах покрышек обуславливают более низкие минимальные горизонтальные напряжения, чем в коллекторах. Расчеты проведены с использованием пороупругой модели [4], значения минимального горизонтального напряжения откалиброваны на значения давления смыкания трещин, определенных по анализу процессов мини-ГРП.

Результаты геомеханического моделирования показали отсутствие качественных барьеров в рассмотренных интервалах. У плотных пород, служащих покрышками, давления начала раскрытия естественной трещиноватости и ГРП близки к соответствующим давлениям в коллекторах.

На рис. 4 приведен один из рассчитанных профилей давлений поглощения и ГРП для рассматриваемых горизонтов, из которого видно, что их разница в покрышках и в коллекторе составляет около 1,5 и 3 МПа соответственно.

Полученные результаты важно учитывать при планировании геолого-технических мероприятий, к примеру, при построении детального дизайна СКО. Подход к их проектированию с целью охвата большого объема пласта, когда за условие закачки берется непревышение давления ГРП в коллекторе, может привести к тому, что будет превышено давление раскрытия существующей трещиноватости в самом коллекторе, недостижению цели охвата матрицы пласта или к более худшему результату с раскрытием трещин в покрышках, созданием в них протравленных каналов и образованием связей с водоносными горизонтами. Аналогичные эффекты могут возникать при работе системы поддержания пластового давления и приводить к снижению ее эффективности из-за ухода воды в нецелевые горизонты в связи с раскрытием трещин в покрышках. Для трещиноватых объектов с низкими контрастами напряжений и малой разницей упругопрочностных свойств при создании дизайнов обработок необходимо ориентироваться на значения давлений раскрытия естественной трещиноватости в покрышках, которые могут быть ниже его значений в коллекторе.

Заключение

1. На основе выполненных лабораторных исследований механических свойств керна из горизонтов заволжского и данково-лебедянского горизонтов Бавлинского месторождения получены зависимости «керн – ГИС» и проведено геомеханическое моделирование.

2. Горные породы, слагающие пласты-коллекторы и покрышки заволжского и данково-лебедянского горизонтов Бавлинского месторождения, обладают близкими величинами упругопрочностных свойств и низкими контрастами напряжений.

3. При проектировании различных процессов геолого-технических мероприятий и работы системы поддержания пластового давления на указанных объектах необходимо ориентироваться на давление раскрытия естественной трещиноватости в породах покрышках, а не на давление ГРП, которое выше.

4. Для качественного прогнозирования поведения трещиноватых объектов в процессе разработки необходимо проведение керновых исследований механических свойств пород как коллектора, там и покрышек-барьеров с геомеханическим моделированием целевых интервалов обработок.

Библиографический список

1. Дополнительные источники поддержания и восполнения углеводородного потенциала ОАО «Татнефть» / Р.Ш. Динмухамедов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №2. – С. 52–54.
2. Gordon, D. Understanding Unconventional Oil. Energy and Climate / D. Gordon. – Washington: Carnegie Endowment for International Peace, 2012. – 34 p.
3. The concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources / Y. Song [el at.] // Petroleum Science. – 2015. – Vol. 4. – P. 563–572. DOI: 10.1007/s12182-015-0060-7
4. Hamada, G.M. Comprehensive Evaluation and Development of Unconventional Hydrocarbon Reserves as Energy Resource / G.M. Hamada // Petro and Envi Biotech, APEB-102. – 2016. – 11 p. DOI: 10.29011/2574-7614. 100102
5. 2018 Outlook for Energy: A View to 2040. – Irving, Texas: Exxon Mobil Corporation, 2018. – 63 p.
6. World Shale Gas Resources: An Intital Assessment of 14 Regions Outside the United States. Prepared for: United States Energy Information Administration / V. Kuuskraa [el at.] // U.S. Department of Energy. – 2011. – № 4. – 365 p.
7. Flowers, S. Where are the tight oil plays outside the US? Eight countries with potential [Электронный ресурс] / S. Flowers // Wood Mackenzie. – 2017. – URL: https://www.woodmac.com/blogs/the-edge/tight-oil-plays-outside-the-us/ (дата обращения: 17.06.2025).
8. Байков, Н.М. Перспективы разработки месторождений сланцевой нефти (часть 1) / Н.М. Байков, Е.Н. Байкова // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 5. – С. 120–123.
9. Байков, Н.М. Перспективы разработки месторождений сланцевой нефти (часть 2) / Н.М. Байков, Е.Н. Байкова // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 131–135.
10. Kumar, T. Tight Reservoirs: An overview in Indian context // 10th Biennial international conference and exposition / T. Kumar, A. Shandilya // Biennial International Conference & Exposition. – 2013. – 8 p.
11. Цветков, Л.Д. Нефтегазоматеринские сланцевые толщи мира / Л.Д. Цветков, Н.Л. Киселева, Д.Л. Цветков. – Ярославль: Аверс Плюс. – 2015. – 492 с.
12. Мастепанов, А.М. «Сланцевая» нефть в терминологии, оценках и прогнозах МЭА / А.М. Мастепанов, П.С. Баринов // Бурение и нефть. – 2019. – № 7-8. – С. 26–37.
13. Предварительный подсчет запасов нефти и растворенного газа баженовской залежи (горизонт Ю0) участка м-я Большой Салым Нефтеюганского района Тюменской области по состоянию на 01.01.1985г. / отв. исполнитель И.И Нестеров. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1985.
14. Тимакова, Н.А. Льготный метод / Н.А. Тимакова // Нефть и газ: приложение к газете Коммерсант. – 2012. – № 110. – С. 18.
15. Ампилов, Ю.П. Сланцевая нефть России: перспективы добычи в условиях санкций и падения цен на нефть / Ю.П. Ампилов // Oil&Gas Journal Russia. – 2015. – № 3. – С. 24–31.
16. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме / Slym Petroleum // Нетрадиционные углеводороды. – 2013. – 26 с.
17. Аверьянова, О.Ю. Нефтегазовые системы доманикового типа тимано-печорского осадочного бассейна / О.Ю. Аверьянова // Нефтегазовая геология. Теория и практика.– 2016. – Т. 11, № 1. – 30 с. DOI: 10.17353/2070-5379/11_2016
18. Хартуков, Е.М. «Сланцевая нефть» в России: сегодня и завтра / Е.М. Хартуков // Сфера. Нефть и газ. – 2020. – № 3. – С. 92–98.
19. Доманиковые слои (Доманик, доманикиты, доманикоиды) [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU: портал. – 2014. – URL: https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142114-domanikovye-sloi-domanik-domanikoidy/ (дата обращения: 17.06.2025)
20. Стратегия развития ПАО «Газпромнефть» до 2030 года [Электронный ресурс] // Газпромнефть: официальный сайт. – 2018. – URL: https://web.archive.org/web/20210812200533/https://www.gazprom-neft.ru/company/about/strategy/ (дата обращения: 17.06.2025).
21. Гарифуллина, В.В. О выделении пластов-коллекторов доманиковых отложений по результатам углеродно-кислородного каротажа / В.В. Гарифуллина, Н.Г. Веденина // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2017. – № 2. – С. 59–62.
22. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности / А.В. Ступакова [и др.] // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск, ч. 1. – С. 112–124.

23. Тахауов, А.А. Изучение литологических особенностей доманиковых отложений Первомайского месторождения / А.А. Тахауов, А.А. Титов // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, №4, ч. 1. – С. 324–330.
24. Подходы к изучению доманиковых отложений восточно-европейской платформы как нетрадиционных источников нефти / О.М. Прищепа [и др.] // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 3-4 сент. 2014 г. – 2014. – С. 65–67.
25. Прищепа, О.М. Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки [Электронный ресурс] / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8, №2. – 28 с. – URL: https://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf (дата обращения: 17.06.2025).
26. Геолого-геофизические особенности строения отложений доманикового типа, влияющие на оценку запасов и ресурсов углеводородов / А.А. Вашкевич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 16–20.
27. Габнасыров, А.В. Доманиковая формация: критерии перспективности и программа опытных работ / А.В. Габнасыров, В.Л. Войтко, С.И. Соловьев // Геомодель 2017: материалы 19 Междунар. науч. конф., г. Геленджик, 11–14 сент. 2017 г. / EAGE. – Геленжик: EAGE Publications BV, 2017. – 6 с.
28. Мамбетов, Ш.А. Геомеханика: учебник: в 2 т. Т. 1. Основы геомеханики / Ш.А. Мамбетов. – Бишкек: Изд-во КРСУ, 2013 – 138 с.
29. Хамидуллин, М.М. Повышение эффективности разработки сложнопостроенных карбонатных коллекторов (на примере разработки залежей 302-303 Ромашкинского месторождения): автореф. дис... канд. техн. наук: 25.00.17 / М.М. Хамидуллин; ОАО «Татнефть» НГДУ «Лениногорскнефть». – Бугульма, 2006. – 24 с.
30. Определение трещиноватости башкирских и серпуховских отложений залежей 301-303 Ромашкинского месторождения. Анализ и комплексирование методов / В.Г. Базаревская [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 18–21.
31. Прогнозирование зон с большим содержанием трещин в массиве горных пород на основе расчета деформаций / Т.Р. Ялаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 98–102.
32. Natural fractures in shale: A review and new observations / F.W. Gale Julia [el at.] // AAPG Bulletin. – 2014. – Vol. 98, № 11. – P. 2165–2216.
33. Shang, X. Fracture system in shale gas reservoir: Prospect of characterization and modeling techniques / X. Shang, S. Long, T. Duan // Journal of Natural Gas Geoscience. – 2021. – № 6. – P. 157–172.
34. Geomechanical Response of Fractured Reservoirs // A. Zareidarmiyan [el at.] // Fluids. – 2018. – № 3. – 17 p.
35. Ахмерова, А.В. Эволюция концептуальной модели низкопроницаемого трещиноватого коллектора / А.В. Ахмерова, Д.Ч. Галлямова, А.В. Мельников // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 15. – С. 6–14.
36. Белоновская, Л.Г. Роль трещиноватости в формировании емкостно-фильтрационного пространства сложных коллекторов / Л.Г. Белоновская, М.Х. Булач, Л.П. Гмид // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2007 – № 2. – 18 с.
37. Thiercelin, M.E. Stress field in the vicinity of a natural fault activated by the propagation of an induced hydraulic fracture / M.E. Thiercelin, E. Makkhyu // Rock Mechanics Meeting Society's Challenges and Demands: First Canada-US Rock Mechanics Symposium. – 2007. – P. 1617–1624.
38. Effect of flow rate and viscosity on complex fracture development in UFM model / O. Kresse [el at.] // ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing 2013, Brisbane, QLD, 20-22 may 2013. – Brisbane, 2013. – P. 183–210.
39. Comparison of single- and dual-array microseismic mapping techniques in the Barnett shale / N.R. Warpinski [el at.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 9-12 2005. – Dallas, 2005. – SPE-95568-MS.
40. Gale, J.F.W. Natural fractures in the barnett shale: constraints on spatial organization and tensile strength with implications for hydraulic fracture treatment in shale-gas reservoirs / J.F.W. Gale, J. Holder // The 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), San Francisco, California, June 2008. – San Francisco, 2008. – ARMA-08-096.
41. Rutqvist, J. Fractured rock stress-permeability relationships from in situ data and effects of temperature and chemical-mechanical couplings / J. Rutqvist // Geofluids. – 2015. – № 15. – P. 48–66.
42. Мингазутдинов, А.Н. Прогнозирование развития зон трещиноватости с помощью исследования ориентированного керна [Электронный ресурс] / А.Н. Мингазутдинов, О.В. Семенова // Нефтяная провинция: сетевое науч. изд. – 2017. – № 3. – С. 84–95. – URL: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_c996c23f5c364510995c6459235c058a.pdf (дата обращения: 17.06.2025).
43. Создание отечественного программного обеспечения для геомеханического моделирования / А.А. Лутфуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 7. – С. 49–52.
44. Гирфанов, И.И. О зависимостях для определения геомеханических свойств для условий Ромашкинского нефтяного месторождения [Электронный ресурс] / И.И. Гирфанов, И.Т. Усманов // Нефтяная провинция: рец. науч. изд. сетевого распространения. – 2021. – № 3. – С. 57–66. – URL: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_84c53c9534904f23beb2b91f6e676c5a.pdf (дата обращения: 17.06.2025).
45. Зобак, М.Д. Геомеханика нефтяных залежей / М.Д. Зобак; пер. с англ. В.Л. Фрика; под ред. специалистов ООО «Газпромнефть НТЦ». – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – VIII-XVIII, 479 с.

References

1. Dinmukhamedov R.Sh. et al. Dopolnitel'nye istochniki podderzhaniia i vospolneniia uglevodorodnogo potentsiala OAO “Tatneft'” [Additional possibilities for Tatneft assets’ hydrocarbon potential increment]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 2, pp. 52-54.
2. Gordon D. Understanding Unconventional Oil. Energy and Climate. Washington: Carnegie Endowment for International Peace, 2012, 34 p.
3. Song Y. el at. The concept and the accumulation characteristics of unconventional hydrocarbon resources. *Petroleum Science*, 2015, vol. 4, pp. 563-572. DOI: 10.1007/s12182-015-0060-7
4. Hamada G.M. Comprehensive Evaluation and Development of Unconventional Hydrocarbon Reserves as Energy Resource. *Petro and Envi Biotech, APEB-102*, 2016, 11 p. DOI: 10.29011/2574-7614. 100102
5. 2018 Outlook for Energy: A View to 2040. Irving, Texas: Exxon Mobil Corporation, 2018, 63 p.
6. Kuuskraa V. el at. World Shale Gas Resources: An Intital Assessment of 14 Regions Outside the United States. Prepared for: United States Energy Information Administration. *U.S. Department of Energy*, 2011, no. 4, 365 p.
7. Flowers S. Where are the tight oil plays outside the US? Eight countries with potential. *Wood Mackenzie*, 2017, available at: https://www.woodmac.com/blogs/the-edge/tight-oil-plays-outside-the-us/ (accessed 17 June 2025).
8. Baikov N.M., Baikova E.N. Perspektivy razrabotki mestorozhdenii slantsevoi nefti (chast' 1) [Prospects for the development of shale oil fields (part 1)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 5, pp. 120-123.
9. Baikov N.M., Baikova E.N. Perspektivy razrabotki mestorozhdenii slantsevoi nefti (chast' 2) [Prospects for the development of shale oil fields (part 2)]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 7, pp. 131-135.
10. Kumar T., Shandilya A. Tight Reservoirs: An overview in Indian context // 10th Biennial international conference and exposition. *Biennial International Conference & Exposition*, 2013, 8 p.
11. Tsvetkov L.D., Kiseleva N.L., Tsvetkov D.L. Neftegazomaterinskie slantsevye tolshchi mira [Oil and gas source shale formations of the world]. Iaroslavl': Avers Plius, 2015, 492 p.
12. Mastepanov A.M., Barinov P.S. “Slantsevaia” neft' v terminologii, otsenkakh i prognozakh [MEA «Shale» oil in IEA terminology, estimates and forecasts]. *Burenie i neft'*, 2019, no. 7-8, pp. 26-37.
13. Predvaritel'nyi podschet zapasov nefti i rastvorennogo gaza bazhenovskoi zalezhi (gorizont Iu0) uchastka m-ia Bol'shoi Salym Nefteiuganskogo raiona Tiumenskoi oblasti po sostoianiiu na 01.01.1985 g. [Preliminary estimate of oil and dissolved gas reserves of the Bazhenov deposit (horizon J0) of the Bolshoy Salym field in the Nefteyugansk district of the Tyumen region as of 01.01.1985.]. Otvetstvennyi ispolnitel' I.I Nesterov. Tiumen': ZapSibNIGNI, 1985.
14. Timakova N.A. L'gotnyi metod [Preferential method]. *Neft' i gaz: prilozhenie k gazete Kommersant*, 2012, no. 110, 18 p.
15. Ampilov Iu.P. Slantsevaia neft' Rossii: perspektivy dobychi v usloviiakh sanktsii i padeniia tsen na neft' [Russia's Shale Oil: Production Prospects Amid Sanctions and Falling Oil Prices]. *Oil&Gas Journal Russia*, 2015, no. 3, pp. 24-31.
16. Bazhenovskaia svita: v poiskakh bol'shoi slantsevoi nefti na Verkhnem Salyme Slym Petroleum [The Bazhenov Formation: In Search of Big Shale Oil in Upper Salym. Slym Petroleum]. *Netraditsionnye uglevodorody*, 2013, 26 p.
17. Aver'ianova O.Iu. Neftegazovye sistemy domanikovogo tipa timano-pechorskogo osadochnogo basseina [Domanik type petroleum systems in Timan-Pechora sedimentary basin]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2016, vol. 11, no. 1, 30 p. DOI: 10.17353/2070-5379/11_2016
18. Khartukov E.M. “Slantsevaia neft'” v Rossii: segodnia i zavtra [“Shale Oil” in Russia: Today and Tomorrow]. *Sfera. Neft' i gaz*, 2020, no. 3, pp. 92-98.
19. Domanikovye sloi (domanik, domanikity, domanikoidy) [Domanik layers (domanik, domanikites, domanikoids)]. Neftegaz.RU: portal, 2014, available at: https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142114-domanikovye-sloi-domanik-domanikoidy/ (accessed 17 June 2025).
20. Strategiia razvitiia PAO “Gazpromneft'” do 2030 goda] [Gazpromneft PJSC Development Strategy until 2030]. Gazpromneft': ofitsial'nyi sait, 2018, available at: https://web.archive.org/web/20210812200533/https://www.gazprom-neft.ru/company/about/strategy/ (accessed 17 June 2025).
21. Garifullina V.V., Vedenina N.G. O vydelenii plastov-kollektorov domanikovykh otlozhenii po rezul'tatam uglerodno-kislorodnogo karotazha [Isolation of Domanic reservoirs as a resultof the carbon-oxygen logging]. *Ekspozitsiia. Neft'. Gaz*, 2017, no. 2, pp. 59-62.
22. Stupakova A.V. et al. Domanikovye otlozheniia Volgo-Ural'skogo basseina - tipy razreza, usloviia formirovaniia i perspektivy neftegazonosnosti [Domanic deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential]. *Georesursy*, 2017, Spetsvypusk, part 1, pp. 11-124. DOI: 10.18599/grs.19.12
23. Takhauov A.A., Titov A.A. Izuchenie litologicheskikh osobennostei domanikovykh otlozhenii Pervomaiskogo mestorozhdeniia [tudy of the lithological characteristics of Domanic deposits of the Pervomayskoe field]. *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 4, part 1, pp. 324-330. DOI: 10.18599/grs.2018.4.324-330
24. Prishchepa O.M. et al. Podkhody k izucheniiu domanikovykh otlozhenii vostochno-evropeiskoi platformy kak netraditsionnykh istochnikov nefti [Approaches to the study of Domanik deposits of the East European platform as unconventional oil sources]. *Trudnoizvlekaemye i netraditsionnye zapasy uglevodorodov: opyt i prognozy. Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii, Kazan', 3-4 September 2014*. Kazan', 2014, pp. 65-67.
25. Prishchepa O.M., Aver'ianova O.Iu. Formatsiia Bakken: geologiia, neftegazonosnost' i istoriia razrabotki [Bakken Formation: Geology, Oil and Gas Potential, and Development History]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2013, vol. 8, no. 2, 28 p., available at: https://www.ngtp.ru/rub/9/19_2013.pdf (accessed 17 June 2025).

26. Vashkevich A.A. et al. Geologo-geofizicheskie osobennosti stroeniia otlozhenii domanikovogo tipa, vliiaiushchie na otsenku zapasov i resursov uglevodorodov [The impact of the peculiarities of the geological and geophysical structure of Domanic deposits on the assessment of the hydrocarbons reserves and resources]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 12, pp. 16-20. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-12-16-20
27. Gabnasyrov A.V., Voitko V.L., Solov'ev S.I. Domanikovaia formatsiia: kriterii perspektivnosti i programma opytnykh rabot [Domanik Formation: Prospective Criteria and Experimental Work Program]. *Geomodel' 2017. Materialy 19 Mezhdunarodnoi nauchnoi konferentsii, Gelendzhik, 11-14 September 2017*. Gelenzhik: EAGE Publications BV, 2017, 6 p.
28. Mambetov Sh.A. Geomekhanika Tom 1. Osnovy geomekhaniki [Geomechanics Volume 1. Fundamentals of Geomechanics]. Bishkek: Kyrgyzsko-rossiiskii slavianskii universitet imeni Borisa El'tsina, 2013, 138 p.
29. Khamidullin M.M. Povyshenie effektivnosti razrabotki slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov (na primere razrabotki zalezhei 302-303 Romashkinskogo mestorozhdeniia) [Improving the efficiency of developing complex carbonate reservoirs (using the development of deposits 302-303 of the Romashkinskoye field as an example)]. Abstract of Ph. D. thesis. Bugul'ma, 2006, 24 p.
30. Bazarevskaia V.G. et al. Opredelenie treshchinovatosti bashkirskikh i serpukhovskikh otlozhenii zalezhei 301-303 Romashkinskogo mestorozhdeniia. Analiz i kompleksirovanie metodov [Determination of fracturing of Bashkirian and Serpukhovian sediments in Romashkinskoye field deposits 301-303. Methods analysis and integration]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 7, pp. 18-21.
31. Ialaev T.R. et al. Prognozirovanie zon s bol'shim soderzhaniem treshchin v massive gornykh porod na osnove rascheta deformatsii [Prediction of fractured zones in the rocks based on calculation of deformations]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2021, no. 11, pp. 98-102. DOI: 10.24887/0028-2448-2021-11-98-102
32. Gale Julia F.W. el at. Natural fractures in shale: A review and new observations. *AAPG Bulletin*, 2014, vol. 98, no. 11, pp. 2165-2216. DOI: 10.1306/08121413151
33. Shang X., Long S., Duan T. Fracture system in shale gas reservoir: Prospect of characterization and modeling techniques. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2021, no. 6, pp. 157-172. DOI: 10.1016/j.jnggs.2021.06.001
34. Zareidarmiyan A. el at. Geomechanical Response of Fractured Reservoirs. *Fluids*, 2018, no. 3, 17 p. DOI: 10.3390/fluids3040070
35. Akhmerova A.V., Galliamova D.Ch., Mel'nikov A.V. Evoliutsiia kontseptual'noi modeli nizkopronitsaemogo treshchinovatogo kollektora [Evolving of a low permeability fractured reservoir conceptual model]. *Neftegazovoe delo*, 2019, vol. 17, no. 15, pp. 6-14. DOI: 10.18799/24131830/2020/9/2802
36. Belonovskaia L.G., Bulach M.Kh., Gmid L.P. Rol' treshchinovatosti v formirovanii emkostno-fil'tratsionnogo prostranstva slozhnykh kollektorov [The role of fracturing in the formation of the capacitive-filtration space of complex reservoirs]. *Neftegazovaia geologiia. Teoriia i praktika*, 2007, no. 2, 18 p.
37. Thiercelin M.E., Makkhyu E. Stress field in the vicinity of a natural fault activated by the propagation of an induced hydraulic fracture. *Rock Mechanics Meeting Society's Challenges and Demands: First Canada-US Rock Mechanics Symposium*, 2007, pp. 1617-1624.
38. Kresse O. el at. Effect of flow rate and viscosity on complex fracture development in UFM model. *ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing 2013, Brisbane, QLD, 20-22 may 2013*. Brisbane, 2013, pp. 183-210. DOI: 10.5772/56406
39. Warpinski N.R. el at. Comparison of single- and dual-array microseismic mapping techniques in the Barnett shale. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 9-12 October 2005*. Dallas, 2005, SPE-95568-MS. DOI: 10.1190/1.2147914
40. Gale J.F.W., Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale: constraints on spatial organization and tensile strength with implications for hydraulic fracture treatment in shale-gas reservoirs. *The 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), San Francisco, California, June 2008*. San Francisco, 2008, ARMA-08-096.
41. Rutqvist J. Fractured rock stress-permeability relationships from in situ data and effects of temperature and chemical-mechanical couplings. *Geofluids*, 2015, no. 15, pp. 48-66. DOI: 10.1111/gfl.12089
42. Mingazutdinov A.N., Semenova O.V. Prognozirovanie razvitiia zon treshchinovatosti s pomoshch'iu issledovaniia orientirovannogo kerna [Predicting rock-fracture zone development based on oriented core analysis]. *Neftianaia provintsiia. Setevoe nauchnoe izdanie*, 2017, no. 3, pp. 84-95, available at: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_c996c23f5c364510995c6459235c058a.pdf (accessed 17 June 2025). DOI: 10.25689/NP.2017.3.84-95
43. Лутфуллин А.А. et al. Создание отечественного программного обеспечения для геомеханического моделирования]. Нефтяное хозяйство, 2021, no. 7, pp. 49-52.
44. Girfanov I.I., Usmanov I.T. O zavisimostiakh dlia opredeleniia geomekhanicheskikh svoistv dlia uslovii Romashkinskogo neftianogo mestorozhdeniia [Relationships for determination of geomechanical properties for Romashkinskoye oil field conditions]. *Neftianaia provintsiia. Retsenziruemoe nauchnoe izdanie setevogo rasprostraneniia*, 2021, no. 3, pp. 57-66, available at: https://2d5385f0-870f-473a-b271-aa454e83c7c1.filesusr.com/ugd/2e67f9_84c53c9534904f23beb2b91f6e676c5a.pdf (17 June 2025). DOI: 10.25689/NP.2021.3.57-66
45. Zobak M.D. Geomekhanika neftianykh zalezhei [Geomechanics of oil deposits]. Eds. Spetsialistov OOO “Gazpromneft' NTTs”. Moscow; Izhevsk: Institut komp'iuternykh issledovan, 2018, VIII-XVIII, 479 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.