



Научная статья

УДК 550.8.012

<https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-3-305-312>



## Применение коэффициента вдавливания проппанта в дизайне гидравлического разрыва пласта для нефтематеринских пород

Арсен Альбертович Нуриев<sup>а</sup>, Шамиль Ханифович Султанов<sup>а,б</sup>

<sup>а</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

<sup>б</sup>Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», г. Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку: Нуриев Арсен Альбертович, [arn.nuriev@yandex.ru](mailto:arn.nuriev@yandex.ru)

**Резюме.** Цель представленного исследования заключалась в лабораторном определении коэффициентов вдавливания расклинивающего материала в зависимости от геологического состава нефтематеринских пород и их применения при составлении дизайна гидравлического разрыва пласта. Для лабораторных исследований использовался керновый материал нефтематеринских отложений доманиковой свиты. Вдавливание проппанта осуществлялось на испытательном прессе ИП-100, для исключения погрешности измерений производилось дополнительное уточнение размерности ячеек под микроскопом ADF U300P с возможностью работы только в отраженном или отраженном и проходящем свете. В результате работы были подтверждены геологические особенности доманикового комплекса: на керновом материале прослеживалось большое содержание органического вещества, основная масса породы была сложена карбонатами с частым литологическим переслаиванием. Вдавливание для проппанта размерности 20/40 составило: в известняках – 0,2–0,4 мм, в глинизированных известняках – 0,23–0,45 мм, для органического вещества – 0,47 мм. Для проппанта размерности 30/50 были получены следующие показатели вдавливания: в известняках – 0,1–0,5 мм, в глинизированных известняках – 0,13–0,55 мм, для органического вещества – 0,47 мм. Применение полученных коэффициентов в дизайне гидравлического разрыва пласта позволило уточнить закрепленную ширину раскрытия трещины, что при последующем моделировании должно положительно отразиться на прогнозируемом запуском дебите скважины. Вдавливание проппанта имеет прямую зависимость от состава нефтематеринских пород. При использовании коэффициентов расклинивающего материала стоит обращать дополнительное внимание на карту трекинга проппанта. Использование лабораторных исследований с последующим моделированием в симуляторе гидравлического разрыва пласта позволяет более точно понимать закрепленную геометрию трещины гидравлического разрыва пласта. Оценка ширины раскрытия трещины позволяет на этапе дизайна гидравлического разрыва пласта адаптировать параметры мероприятия, что положительно сказывается на продолжительности жизни ширины трещины и, соответственно, на дебите скважины.

**Ключевые слова:** нефтематеринские породы, доманиковый комплекс, гидравлический разрыв пласта, коэффициент вдавливания проппанта

**Финансирование:** Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (соглашение № 075-15-2022-297) в рамках программы развития Научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

**Для цитирования:** Нуриев А. А., Султанов Ш. Х. Применение коэффициента вдавливания проппанта в дизайне гидравлического разрыва пласта для нефтематеринских пород // Науки о Земле и недропользование. 2022. Т. 45. № 3. С. 305–312. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-3-305-312>.

Original article

## Using proppant indentation coefficient in design of hydraulic fracturing treatment of oil source rocks

Arsen A. Nuriev<sup>а</sup>, Shamil Kh. Sultanov<sup>а,б</sup>

<sup>а</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

<sup>б</sup>International Standard Research Center “Rational development of the planet's liquid hydrocarbon reserves”, Ufa, Russia  
Corresponding author: Arsen A. Nuriev, [arn.nuriev@yandex.ru](mailto:arn.nuriev@yandex.ru)

**Abstract.** The purpose of the study is the laboratory determination of proppant indentation coefficients depending on the geological composition of the oil source rocks and their application in the design of hydraulic fracturing treatment. The laboratory researches used the core material of oil-producing deposits of the Domanic formation. The indentation of prop-

© Нуриев А. А., Султанов Ш. Х., 2022



part was carried out on the CTM-100 compression testing machine, in order to eliminate the measurement error, the size of the cells was additionally specified using ADF U300P microscope with the operation capacity either in reflected light or reflected and transmitted light only. As a result, the geological features of the Domanic complex were confirmed: a large content of organic matter was traced on the core material, the bulk of the rock was composed of carbonates with frequent lithological layering. The indentation coefficient of 20/40 proppant were as following: 0.2–0.4 mm in limestones, 0.23–0.45 mm in clay limestones, 0.47 mm for organic matter. The indentation coefficients for 30/50 proppant were as follows: 0.1–0.5 mm in limestones, 0.13–0.55 mm in clay limestones, 0.47 mm in organic matter. The use of the obtained coefficients in the design of hydraulic fracturing treatment allowed to specify the fixed width of the crack opening that will have a positive effect on the predicted starting well yield under subsequent modeling. The proppant indentation is in direct relationship to the composition of the oil-producing rocks. When using the proppant coefficients it is advisable to pay additional attention to the proppant tracking map. The use of laboratory studies with subsequent modeling in the hydraulic fracturing simulator allows more accurate understanding of the fixed geometry of the crack of the formation fracturing. Estimation of the crack opening width at the stage of hydraulic fracturing design makes it possible to adapt the parameters of formation treatment, which has a positive effect on the lifetime of the crack width as well as on the well yield.

**Keywords:** oil source rocks, Domanic complex, hydraulic fracturing treatment, proppant indentation coefficient

**Funding:** The research work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under the agreement no. 075-15-2022-297 within the framework of the development program of the International Standard Research Center “Rational development of the planet's liquid hydrocarbon reserves”.

**For citation:** Nuriev A. A., Sultanov Sh. Kh. Using proppant indentation coefficient in design of hydraulic fracturing treatment of oil source rocks. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2022;45(3):305-312. (In Russ.). <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2022-45-3-305-312>.

## Введение

На сегодняшний день поддержание и увеличение темпов добычи углеводородов является обязательным условием для недропользователей. На месторождениях с традиционными запасами углеводородов прослеживается снижение дебита эксплуатационных скважин и осложнение процесса прогнозирования результатов ввода новых скважин в разработку. В связи с этим нефтегазодобывающие предприятия вынуждены переводить в эксплуатацию нижележащие объекты, ранее не разрабатываемые. На данном этапе залежи традиционных углеводородов зачастую уже находятся на завершающей стадии разработки, поэтому предприятия вынуждены переходить к добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Помимо прочих к ним относятся пласты с нефтематеринскими породами – такие, как, например, доманиковая свита.

В рамках представленного исследования авторами были рассмотрены залежи трудноизвлекаемых запасов с точки зрения нефтематеринских пород. Залежи нефтематеринских пород характеризуются низкопроницаемыми коллекторами с зональной неоднородностью, практически полным отсутствием связанных пор и наличием большой доли твер-

дого органического вещества, составляющего значимую долю объема пород. В условиях нефтематеринских пород метод гидравлического разрыва пласта является обязательным условием для ввода скважины в эксплуатацию в связи с необходимостью создания зоны дренирования углеводородов.

По статистике, актуальной на 2020 г., только в 50 % операций гидравлического разрыва пласта на нефтематеринских породах были достигнуты плановые показатели запускного дебита. Было определено, что главной причиной таких показателей стала недостаточная геологическая изученность пород, а также неадаптивность дизайна гидравлического разрыва пласта и, как следствие, некорректно подобранная программа геолого-технического мероприятия.

Среди множества геолого-технологических факторов, оказывающих влияние на дизайн гидравлического разрыва пласта, в рамках данной работы рассмотрен коэффициент вдавливания проппанта для нефтематеринских пород. В связи с геологическими особенностями этих пород данный коэффициент оказывает большое влияние на прогнозируемую ширину трещины гидравлического разрыва пласта<sup>1</sup> [1, 2].

<sup>1</sup> Дулкарнаев М. Р., Котенёв Ю. А., Султанов Ш. Х., Рабаев Р. У., Чудинова Д. Ю., Котенёв А. Ю. Методическое обоснование выработки залежей нефти в неоднородных сильнорасчлененных пластах: учеб. пособие. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. 116 с.



Предметом исследований стали нефтематеринские породы доманикового возраста территории Республики Башкортостан. Указанный выбор обусловлен подтвержденной нефтеносностью и необходимостью в повышении процента успешности проводимых мероприятий. По результатам опробования 65 скважин на приток углеводородов только в 11 случаях был получен приток нефти, в остальных случаях была зафиксирована вода или глинистый раствор [3]. В ходе анализа данной ситуации было установлено, что положительный эффект напрямую связан с геологическим составом пород: по объектам прослеживалось увеличение карбонатности разреза, а вследствие этого улучшались фильтрационно-емкостные свойства [4].

### **Материалы и методы исследования**

Объектом исследования послужил керновый материал нефтематеринских пород доманикового возраста. Скважины-кандидаты подбирались с условием площадной отдаленности, для того чтобы полученные результаты были применимы к доманиковой свите независимо от региона ее распространения.

Керн представлен преимущественно известняками с высоким содержанием органического вещества. Известняки от темно-серого до черного цвета, микрокристаллические, биокластовые со структурой мадстоун, вакстоун, участками перекристаллизованные. На образцах прослеживается изменчивость концентрации органического вещества. Ярко выражен запах органики на свежем сколе. Присутствуют кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы – черные и темно-серые, с высоким содержанием органического вещества. Породы плотные, крепкие, слоистые. Переслаивание литологических разностей подчеркнута горизонтальной ориентировкой биокластов. Биокласты представлены тентакулитами, стилиолинами, члениками криноидей, раковинным детритом. Встречаются редкие субгоризонтальные сомкнутые трещины, иногда разветвляющиеся [5–7].

Лабораторные исследования проводились на испытательном прессе ИП-100, предназначенном для определения степени сжатия ма-

териалов. Керновый материал помещался в твердосплавную обойму и располагался на измерительной поверхности. Гранулы проппанта размещались поверх образца и накрывались образцом керна этого же интервала для сохранения условий напластования.

В рамках исследований использовался проппант двух размерностей: 30/50 и 20/40. Данный выбор обуславливался тем, что при проведении гидравлического разрыва пласта на территории Башкортостана эти виды проппанта показывали наилучшие результаты по фиксации ширины трещины [8–10].

Давление на образец оказывалось посредством внешнего поршня и составляло в среднем 21,4 кН (учитывая площадь керна), что соответствует давлению схлопывания трещины по объекту исследования [11]. Фиксация измерений проводилась в специализированном программном продукте Graph. Далее производились математические расчеты по результатам микроскопических исследований. В ходе исследований использовался поляризационный прямой микроскоп ADF U300P с возможностью работы только в отраженном или отраженном и проходящем свете [12].

Основа для статистических данных была взята из открытых опубликованных источников.

### **Результаты исследования и их обсуждение**

В условиях трудноизвлекаемых запасов необходимо прорабатывать уникальный подход проведения гидравлического разрыва пласта для каждой скважины в отдельности. Использование опыта разработки традиционных запасов не подходит для трудноизвлекаемых залежей из-за их геологических характеристик: повышенной плотности пород, отсутствия связанных поровых каналов, высоких пластовых давлений и значений модуля Юнга [13]. В таких условиях характеристики вдавливания и разрушения проппанта оказывают большое влияние при моделировании ширины трещины [14]. Коэффициент вдавливания проппанта позволяет учитывать потери эффективной ширины закрепленной трещины на углубление расклинивающего материала в породу.



По результатам лабораторных исследований кернового материала были подтверждены и установлены определенные зависимости. Так, был детально рассмотрен минералогический состав пород: подтверждено преимущественное распространение известняков, наличие глин и высокое содержание органического вещества, что отчетливо прослеживалось на свежих сколах. На образцах явно просматривалась изменчивость состава, которая заключалась в переслаивании литологических разностей. Вдавливание для проппанта размерностью 20/40 составило: в известняках – 0,2–0,4 мм, в глинизированных известняках – 0,23–0,45 мм, для органического вещества – 0,47 мм. Для проппанта размерности 30/50 были получены следующие показатели вдавливания: в известняках – 0,1–0,5 мм, в глинизированных известняках – 0,13–0,55 мм, для органического вещества – 0,47 мм. Обобщенные результаты исследований представлены в таблице.

Керновый материал дополнительно рассматривался под микроскопом с целью уточнения геологического состава и характеристик разрушения. Один из примеров вида лунки представлен на рис. 1.

На керновом материале, сложенном преимущественно из органики, определение размерности лунок было затруднено по причине того, что проппант вдавливался практически повсеместно и тем самым усложнял разделение границ. Ввиду их сверхмалых значений погрешность измерений промышленных установок возрастает. Микроскопические исследования позволили актуализировать значения вдавливания.

Для того чтобы учесть полученные результаты при составлении дизайна гидравлического разрыва пласта, необходимо подбирать соответствующее значение используемой массы проппанта [15].

В рамках программного продукта опция вдавливания проппанта работает следующим образом: она позволяет учесть потери эффективной ширины закрепленной трещины на вдавливание проппанта в стенки трещины и прочих предполагаемых эффектов, из-за которых достаточно малая ширина закрепленной трещины считается неэффективной [16]. При включении этой опции карта закрепленного раскрытия будет меньше везде на заданную величину вдавливания, кроме того, закрепленное раскрытие трещины будет прира-

### Обобщенные результаты исследований Generalized research results

Проппант 20/40		Проппант 30/50	
Масса проппанта, кг	Глубина вдавливания проппанта, мм	Масса проппанта, кг	Глубина вдавливания проппанта, мм
0,7	0,4	0,7	0,5
1,5	0,4	1,5	0,4
2,1	0,2	2,1	0,1
2,8	0,2	2,8	0,1
3,5	0,2	3,5	0,1

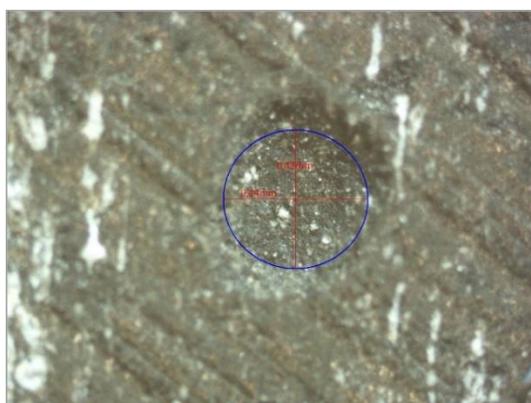


Рис. 1. Изображение лунки под микроскопом  
Fig. 1. Image of the indentation cup under the microscope

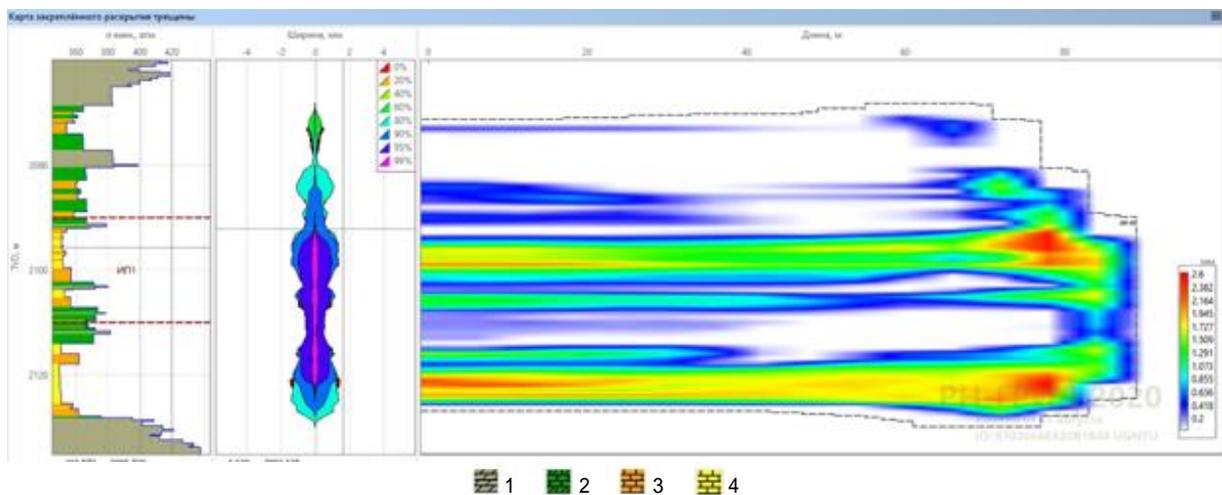


вною к нулю везде, где площадная концентрация пропанта будет меньше заданной величины. На картах проницаемости и проводимости трещины это будет учитываться [17]. Все геометрические параметры закрепленной трещины будут определяться уже после данной модификации карты закрепленного раскрытия.

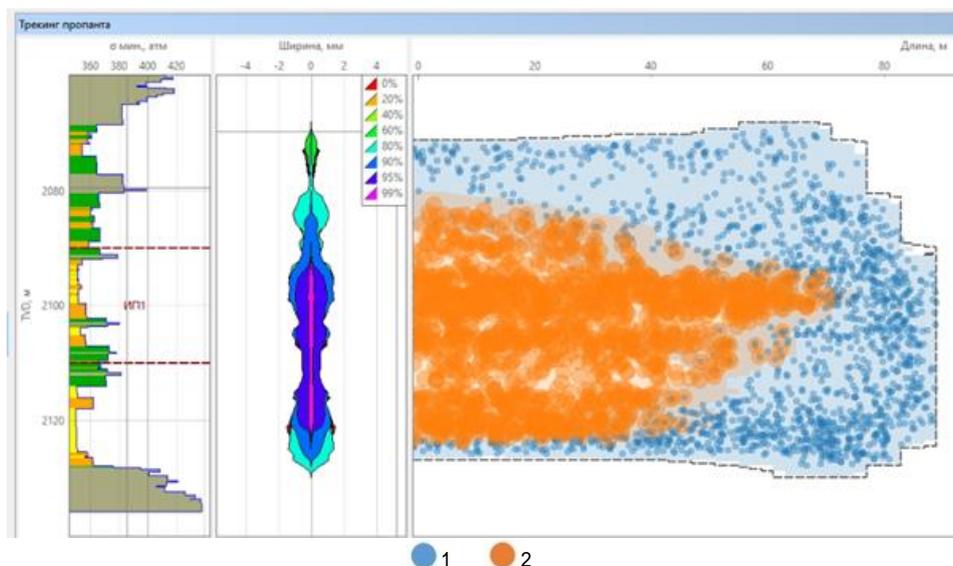
На рис. 2 представлена карта закрепленного раскрытия ширины трещины, полученная при моделировании дизайна гидравлического разрыва пласта с учетом выведенных ранее коэффициентов. Как видно из рисунка, при использовании коэффициентов раскрытие ши-

рины трещины на определенных участках достигает нулевых значений. Исключение из дальнейшего прогноза этих зон не является критичным по причине того, что на участках с низкими значениями раскрытия трещины практически не производится миграция углеводородов.

Для выделения эффективных зон, влияющих на дальнейший прогноз, следует дополнительно опираться на карту трекинга пропанта, которая позволяет провести корреляцию между эффективной и неэффективной шириной трещин. Данная карта представлена на рис. 3.



**Рис. 2. Карта закрепленного раскрытия трещины, полученная с учетом необходимых коэффициентов:**  
 1 – доломит; 2 – известняк; 3 – глинизированный известняк; 4 – песчаник  
**Fig. 2. Map of the fixed crack opening received with regard to all required coefficients:**  
 1 – dolomite; 2 – limestone; 3 – clay limestone; 4 – sandstone



**Рис. 3. Карта трекинга пропанта:**  
 1 – размерность пропанта 30/50; 2 – размерность пропанта 20/40  
**Fig. 3. Proppant tracking map:**  
 1 – 30/50 proppant; 2 – 20/40 proppant



### Заключение

По итогам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Вдавливание проппанта напрямую зависит от геологического состава пород. При изучении влияния коэффициента вдавливания необходимо обращать внимание на карту трекинга проппанта, которая позволяет отобразить расположение гранул в трещине.
2. Использование лабораторных исследований с последующим моделированием в симуляторе гидравлического разрыва пласта позволяет более точно понимать закреплен-

ную геометрию трещины гидравлического разрыва пласта.

3. Оценка геометрии трещины (на этапе дизайна) с учетом вдавливания позволяет проводить оптимизацию дизайна гидравлического разрыва пласта для доманиковых отложений, а именно подбирать такие параметры закачки (расходы жидкости разрыва, концентрацию и массу проппанта, объем буферной стадии), которые увеличат продолжительность «жизни» трещины гидравлического разрыва пласта, а следовательно, и добычу углеводородов.

### Список источников

1. Нуриев А. А., Кашапов Д. В., Султанов Ш. Х. Результаты применения полученных коэффициентов вдавливания расклинивающего материала при составлении дизайна гидравлического разрыва пласта для нефтематеринских пород // Вестник евразийской науки. 2022. Т. 14. № 1. URL: <https://esj.today/PDF/23NZVN122.pdf> (03.06.2022).
2. Нуриев А. А. Некоторые аспекты проведения гидравлического разрыва пласта в нефтематеринских породах // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 1. С. 39–44. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-1-39-44>.
3. Султанов Ш. Х., Андреев В. Е. Комплексный подход к разработке крупных нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами // Нефтепромысловое дело. 2009. № 3. С. 13–16.
4. Кашапов Д. В., Федоров А. Э., Сергейчев А. В., Зейгман Ю. В. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 5. С. 53–66. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-53-66>.
5. Валеев А. С., Котенёв Ю. А., Котенёв А. Ю., Мухаметшин В. Ш., Султанов Ш. Х. Повышение эффективности выработки остаточных запасов нефти из низкопродуктивных коллекторов с использованием газового и водогазового воздействия // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 7. С. 59–64. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7\(331\)-59-64](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7(331)-59-64).
6. Тахауов А. А., Титов А. А. Изучение литологических особенностей доманиковых отложений Первомайского месторождения // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 4. С. 324–330. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.324-330>.
7. Нестерова Г. В., Яценко И. Г., Назаров Л. А. Моделирование влияния вязкости пластовой нефти на распределение УЭС в окрестности скважины и скважинные измерения // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013: материалы IX Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология» (г. Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.). Новосибирск, 2013. Т. 2. С. 137–140.
8. Салимов О. В., Гирфанов И. И., Зиятдинов Р. З., Махмутов И. Х., Салимов В. Г. Анализ опытно-промысловых работ по гидроразрыву пласта, кислотному гидроразрыву пласта и большеобъемной обработке призабойной зоны на мендымские, доманиковые и саргавские отложения // Территория «Нефтегаз». 2017. № 9. С. 86–92.
9. Зубков М. Ю. Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис // Геология нефти и газа. 2019. № 4. С. 59–78. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-59-78>.
10. Жданов С. А. Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России // Нефтяное хозяйство. 2008. № 1. С. 58–61.
11. Кудряшов С. И., Бачин С. И., Афанасьев И. С., Латынов А. Р., Свешников А. В., Усманов Т. С. [и др.]. Гидроразрыв пласта как способ разработки низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 80–83.
12. Меликбеков А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1967. 140 с.
13. Фёдорова Д. В., Астафьев А. А., Надеждин О. В., Латыпов И. Д. Петрофизическая модель баженовской свиты Приобского месторождения «Роснефти» // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 6. С. 76–84.
14. Кравченко М. Н., Мурадов А. В., Диева Д. Н., Перехожев Ф. А. ВПГ и ТГХВ на пластах баженовской свиты. Сравнительный анализ применения методов на базе математического моделирования // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 3. С. 62–69.
15. Карев В. И., Коваленко Ю. Ф., Негомедзянов В. Р. Исследование и прогнозирование устойчивости стволов горизонтальных скважин баженовских отложений, бурящихся на депрессии // Технологии топливно-энергетического комплекса. 2004. № 5. С. 18–23.
16. Глухманчук Е. Д., Крупицкий В. В., Леонтьевский А. В. Баженовская нефть – «сланцевый технологии» и отечественный опыт добычи // Недропользование XXI век. 2015. № 7. С. 32–37.
17. Гладков Е. А. Предварительные результаты испытания новых технологий добычи нефти из отложений баженовской свиты // Территория «Нефтегаз». 2017. № 7-8. С. 50–57.



## References

1. Nuriev A. A., Kashapov D. V., Sultanov Sh. Kh. The results of the application of the obtained coefficients of indentation of the wedging material in the design of hydraulic fracturing for source rock. *Vestnik evrazijskoi nauki = The Eurasian Scientific Journal*. 2022;14(1). Available from: <https://esj.today/PDF/23NZVN122.pdf> [Accessed 3<sup>d</sup> June 2022]. (In Russ.).
2. Nuriev A. A. On the aspects of hydraulic fracturing in source rock. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*. 2022;20(1):39-44. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2022-1-39-44>.
3. Sultanov Sh. Kh., Andreev V. E. An integrated approach to the development of major oil fields with hard-to-recover reserves. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield engineering*. 2009;3:13-16. (In Russ.).
4. Kashapov D. V., Fedorov A. E., Sergeychev A. V., Zeigman Yu. V. Evolution of multistage hydraulic fracturing technologies development at US shale facilities. *Neftegazovoe delo = Petroleum Engineering*. 2021;19(5):53-66. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-53-66>.
5. Valeev A. S., Kotenev Yu. A., Kotenev A. Yu., Mukhametshin V. Sh., Sultanov Sh. Kh. Efficiency enhancement of residual oil reserves recovery from low-productive reservoirs using gas and water-gas impact. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2019;7:59-64. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7\(331\)-59-64](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-7(331)-59-64).
6. Takhauov A. A., Titov A. A. Study of the lithological characteristics of Domanic deposits of the Pervomayskoe field. *Georesursy = Georesources*. 2018;20(4):324-330. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.324-330>.
7. Nesterova G. V., Yashchenko I. G., Nazarov L. A. Modeling the influence of the formation oil viscosity on specific resistivity distribution near the well and downhole measurements. In: *Interexpo GEO-Sibir'-2013: materialy IX Mezhdunar. nauch. konf. "Nedropol'zovanie. Gornoe delo. Noveye napravleniya i tekhnologii poiska, razvedki i razrabotki mestorozhdenii poleznykh iskopaemykh. Geoekologiya" = Interexpo GEO-Siberia-2013: proceedings of the 9<sup>th</sup> International scientific conference. "Subsoil use. Mining. New directions and technologies of prospecting, exploration and development of mineral deposits. Geoecology"*. 15–26 April 2013, Novosibirsk. Novosibirsk, 2013, vol. 2, p. 137–140. (In Russ.).
8. Salimov O. V., Girfanov I. I., Ziyatdinov R. Z., Makhmutov I. K., Salimov V. G. Analysis of pilot hydrofrac, acid hydrofrac and large-volume bottomhole treatments in Mendymskian domanikites and Sargaevskian domanikoids. *Territorija "Neftegas" = Oil and Gas Territory*. 2017; 9:86-92. (In Russ.).
9. Zubkov M. Yu. Reservoir types in the Bazhenov-Abalak series of Western Siberia and their genesis. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;4:59-78. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-59-78>.
10. Zhdanov S. A. Experience of oil recovery enhancement methods implementation of in Russia. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*. 2008;1:58-61. (In Russ.).
11. Kudryashov S. I., Bachin S. I., Afanasyev I. S., Latypov A. R., Sveshnikov A. V., Usmanov T. S., et al. Hydrofracturing as a way of low-permeable reservoirs development. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*. 2006;7:80-83. (In Russ.).
12. Melikbekov A. S. *Theory and practice of formation hydraulic fracturing*. Moscow: Nedra; 1967. 140 p. (In Russ.).
13. Fedorova D. V., Astaf'ev A. A., Nadezhdin O. V., Latypov I. D. Petrophysical model of the Bazhenov formation of the Priobskoye field of Rosneft. *Delovoi zhurnal Neftegaz.RU = Business magazine Neftegaz.RU*. 2020;6: 76-84. (In Russ.).
14. Kravchenko M. N., Muradov A. V., Dieva D. N., Perekhovchev F. A. In-situ combustion and thermal-gas-chemical formation treatment in the Bazhenov formation beds. Comparative analysis of the methods application based on mathematical modeling. *Delovoi zhurnal Neftegaz.RU = Business magazine Neftegaz.RU*. 2018;3:62-69. (In Russ.).
15. Karev V. I., Kovalenko Yu. F., Negomedzyanov V. R. Research and prediction of the stability of Bazhenov deposit horizontal wells drilled in depression. *Tekhnologii toplivno-energeticheskogo kompleksa*. 2004;5:18-23. (In Russ.).
16. Gluhmanchuk E. D., Krupizkiy V. V., Leontyevsky A. V. Bazhenov oil – "shale technology" and domestic experience production. *Nedropol'zovanie XXI vek = 21 Century Subsoil Use*. 2015;7:32-37. (In Russ.).
17. Gladkov E. A. Preliminary results of testing new oil recovery technologies at the deposits of the Bazhenov Formation. *Territorija "Neftegas" = Oil and Gas Territory*. 2017;(7-8):50-57. (In Russ.).

## Информация об авторах / Information about the authors



### Нуриев Арсен Альбертович,

аспирант,  
Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Россия,  
[arn.nuriev@yandex.ru](mailto:arn.nuriev@yandex.ru),  
<https://orcid.org/0000-0002-6744-9289>.

### Arsen A. Nuriev,

Postgraduate Student,  
Ufa State Petroleum Technological University,  
Ufa, Russia,  
[arn.nuriev@yandex.ru](mailto:arn.nuriev@yandex.ru),  
<https://orcid.org/0000-0002-6744-9289>.

**Султанов Шамиль Ханифович,**

доктор технических наук, профессор,  
профессор кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений,  
Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, Россия,  
директор,  
Научный центр мирового уровня «Рациональное освоение  
запасов жидких углеводородов планеты»,  
г. Уфа, Россия,  
ssultanov@mail.ru,  
SPIN-код: 7053-0235.

**Shamil Kh. Sultanov,**

Dr. Sci. (Eng.), Professor,  
Professor of the Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields,  
Ufa State Petroleum Technological University,  
Ufa, Russia,  
Director,  
International Standard Research Center "Rational development  
of the planet's liquid hydrocarbon reserves",  
Ufa, Russia,  
ssultanov@mail.ru,  
SPIN: 7053-0235.

**Вклад авторов / Contribution of the authors**

Все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.  
The authors contributed equally to this article.

**Конфликт интересов / Conflict of interests**

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.  
The authors declare no conflicts of interests.

*Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.  
The final manuscript has been read and approved by all the co-authors.*

**Информация о статье / Information about the article**

Статья поступила в редакцию 09.06.2022; одобрена после рецензирования 13.07.2022; принята к публикации 16.08.2022.

The article was submitted 09.06.2022; approved after reviewing 13.07.2022; accepted for publication 16.08.2022.