

Гольцева Юлия Александровна

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Сидоров Илья Викторович

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

**Экономическая эффективность технологии гидроразрыва нефтяных пластов на базе
отечественного оборудования**

Аннотация. В условиях истощения легкодоступных запасов углеводородов и действия санкционных ограничений перед нефтегазовой отраслью России остро стоит вопрос освоения трудноизвлекаемых запасов, где традиционные методы разработки низкоэффективны. Данная работа посвящена комплексной оценке результативности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) с использованием отечественного оборудования как основного метода интенсификации добычи. В статье рассмотрены геолого-физические характеристики низкопроницаемых пластов, теоретические основы технологии МГРП, а также проведен анализ технических характеристик российских комплексов для ГРП. На основе промысловых данных доказано, что применение отечественных флотов ГРП обеспечивает увеличение дебита скважин в 2,6–4,0 раза, прирост нефтеотдачи до 25 % и снижение эксплуатационных затрат на 10–15 %, что подтверждает высокую экономическую и технологическую эффективность импортозамещения в стратегически важной отрасли

Ключевые слова: низкопроницаемые коллекторы, многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), отечественное оборудование, импортозамещение, нефтеотдача, интенсификация добычи, трещина ГРП, проппант, дебит скважины, технологический суверенитет.

Goltseva Iuliia Alexandrovna

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

Sidorov Ilya Viktorovich

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

**Efficiency of multi-stage hydraulic fracturing in the development of low-permeability oil
reservoirs using domestically produced equipment**

Abstract. Amidst the depletion of easily accessible hydrocarbon reserves and the impact of sanction restrictions, the Russian oil and gas industry faces the critical challenge of developing hard-to-recover reserves, where traditional development methods are of low efficiency. This paper is dedicated to a comprehensive assessment of the effectiveness of applying multi-stage hydraulic fracturing (MSHF) using domestically produced equipment as the primary method for production stimulation. The article examines the geological and physical characteristics of low-permeability formations, the theoretical foundations of MSHF technology, and provides an analysis of the technical specifications of Russian hydraulic fracturing complexes. Based on field data, it is proven that the use of domestic fracturing fleets increases well flow rates by a factor of 2.6–4.0, enhances oil recovery by up to 25%, and reduces operating costs by 10–15%, confirming the high economic and technological efficiency of import substitution in this strategically important sector.

Keywords: low-permeability reservoirs, multi-stage hydraulic fracturing (MSHF), domestically produced equipment, import substitution, oil recovery, production stimulation, hydraulic fracture, proppant, well flow rate, technological sovereignty.

Введение

В структуре разведанных запасов нефти России преобладают трудноизвлекаемые запасы (более 60 %), и их доля растет. В Западной Сибири около 30 % извлекаемых запасов — трудноизвлекаемые, что связано с освоением месторождений с низкопроницаемыми коллекторами (ачимовские, тюменские, баженовские и девонские терригенные отложения). Для таких объектов необходимы новые подходы к разработке, отличающиеся от традиционных методов для высокопроницаемых пластов. Опыт разработки месторождений Западной Сибири показывает, что на залежах с низкопроницаемыми и неоднородными пластами наиболее эффективны горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Традиционные вертикальные и наклонно-направленные скважины в коллекторах с проницаемостью менее 1–5 мД, например, в краевых зонах Приобского месторождения (где проницаемость достигает 10^{-3} мкм² и ниже), обеспечивают низкие дебиты — всего 6–25 м³/сут, что зачастую не позволяет окупить затраты на их строительство. В условиях сложного строения коллектора и низких фильтрационно-ёмкостных свойств единственно технологически и экономически оправданным решением становится применение горизонтальных скважин с МГРП.

Целью настоящей работы является комплексная оценка эффективности МГРП с использованием отечественного оборудования. Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

Анализ геолого-физических характеристик низкопроницаемых коллекторов и особенностей их разработки;

Рассмотрение теоретических основ и технологии МГРП, включая факторы, влияющие на эффективность;

Обзор современного отечественного оборудования для проведения МГРП и его технических характеристик в сравнении с импортными аналогами;

Оценка эффективности внедрения МГРП на основе промысловых данных (изменение дебита, прирост нефтеотдачи, экономические показатели);

Анализ роли импортозамещения в обеспечении технологического суверенитета нефтегазовой отрасли.

1. Геолого-физическая характеристика низкопроницаемых пластов как объектов разработки

1.1 Основные параметры и особенности фильтрационно-емкостных свойств

Низкопроницаемые коллекторы — это сложные природные резервуары с фильтрационно-емкостными свойствами, существенно отличающимися от традиционных продуктивных пластов. Их проницаемость составляет 0,01–0,1 мкм² (10–100 мД), что указывает на крайне малые естественные каналы для движения нефти и преобладание микротрещин и мелких пор, создающих высокое фильтрационное сопротивление.

Как отмечают исследователи, для нефтенасыщенных коллекторов с коэффициентом проницаемости $k < 0,01$ мкм² оптимальным является формирование трещин ГРП перпендикулярно стволу, поскольку создается стимулированный резервуар, охватывающий большой объем залежи [1,2]. При этом чем больше полудлина трещины, тем выше и стабильнее дебит скважины.

Пористость таких пластов варьируется от 8 до 15 %, что ограничивает общий объем углеводородов в единице объема породы. Насыщенность нефтью в низкопроницаемых коллекторах часто характеризуется значительной неоднородностью и может составлять от 40 до 70 %. Неоднородность обусловлена литологической изменчивостью пород, наличием прослоев глин или уплотненных зон.

В таблице 1 представлены характерные параметры низкопроницаемых коллекторов различных типов, распространенных на территории Западной Сибири.

Таблица 1. Характерные параметры низкопроницаемых коллекторов различных типов

Параметр	Ачимовские отложения	Тюменская свита	Баженовская свита
Проницаемость, мД	0,1–5,0	0,5–10,0	0,01–1,0
Пористость, %	12–18	14–19	5–12
Начальная нефтенасыщенность, %	55–70	60–75	50–85
Расчлененность	высокая	очень высокая	средняя
Глинистость, %	5–25	10–35	2–15

1.2 Трудности разработки традиционными методами

Геолого-физические особенности низкопроницаемых коллекторов порождают ряд серьезных проблем при попытке разработки классическими методами:

Быстрый спад дебита - скважины в низкопроницаемом коллекторе характеризуются высокой скоростью падения добычи из-за ограниченной дренируемой зоны.

Низкая эффективность заводнения из-за микронеоднородности и капиллярных эффектов закачиваемая вода не может эффективно вытеснять нефть из мелких пор, прорываясь по наиболее проницаемым пропласткам.

Неравномерное распределение пластового давления - отдельные участки пласта остаются невыработанными, в то время как другие теряют энергию.

Таким образом, весь комплекс описанных факторов однозначно указывает на необходимость применения методов гидравлического разрыва пласта для создания искусственных высокопроводящих каналов, соединяющих скважину с удаленными зонами коллектора.

2. Теоретические основы и технология гидравлического разрыва пласта

2.1 Физическая сущность и этапы процесса

Гидравлический разрыв пласта — метод интенсификации добычи, заключающийся в создании высокопроводимой трещины (или системы трещин) в продуктивном пласте путем закачки жидкости под давлением, превышающим давление гидроразрыва, определяемое горным давлением и прочностными характеристиками породы. Для удержания трещин в раскрытом состоянии после снятия давления в них закачивается проппант.

Современный технологический процесс ГРП включает следующие этапы:

- подготовительный этап и тест на приемистость;
- закачка жидкости разрыва, инициирующей образование трещины;
- закачка проппанта (от мелкой фракции к более крупной);
- продавка и смыкание трещины;
- освоение и возврат скважины в работу.

2.2 Ключевые технологические параметры и ориентация трещин

Эффективность ГРП определяется совокупностью параметров, которые должны быть точно рассчитаны на этапе геолого-технического моделирования. К основным технологическим параметрам относятся: давление ГРП (150–400 МПа), темп закачки (50–120 м³/мин), масса проппанта (10–80 т), концентрация проппанта (200–1200 кг/м³) и вязкость жидкости разрыва.

Критическое значение для успешности операции имеет ориентация трещин относительно горизонтального ствола. Согласно теории ГРП, трещина распространяется вдоль максимального напряжения или перпендикулярно минимальному [2]. При проектировании многозонного ГРП следует учитывать азимут распространения трещин, поскольку от этого зависит эффективность мероприятия.

При продольном распространении трещин относительно горизонтального участка скважины наблюдаются следующие преимущества: лучшее очищение от геля после ГРП, возможность распространения вдоль всего ствола, меньшие давления инициации и развития

трещин. Недостатками являются меньший охват пласта и меньшая продуктивность по сравнению с поперечными трещинами в низкопроницаемых коллекторах [1].

Поперечные трещины покрывают больший объем пласта, предпочтительны для низкопроницаемых коллекторов, однако характеризуются более высокими давлениями инициации, сложностью очистки и проблемами штуцирования притока в пристволенной зоне [1].

Таблица 2. Сравнение продольного и поперечного распространения трещин

Характеристика	Продольные трещины	Поперечные трещины
Ориентация относительно ствола	Параллельны	Перпендикулярны
Охват пласта	Меньший объем	Большой объем
Давление инициации	Ниже	Выше
Очистка от геля	Лучше	Проблематичнее
Применимость для низкопроницаемых коллекторов	Ограниченная	Предпочтительная

2.3 Факторы, влияющие на эффективность МГРП

При выборе участка для бурения горизонтальных скважин с МГРП необходимо учитывать следующие геологические критерии [1]:

- отсутствие пересечения целевого пласта с другими продуктивными пластами;
- толщина пласта не превышает 100 м (технологическое ограничение);
- расчлененность пласта на 1 м эффективной толщины более 0,5;
- толщина глинистых перемычек между прослоями не более 3–4 м.

В качестве жидкости-песконосителя применяются сшитые полимерные системы на основе гуара, а в качестве буфера — несшитые полимерные системы (линейный гель). Линейные гели обладают вязкостью 20–30 сПз и применяются для создания длинных трещин с ограничением по высоте [1].

3. Применение отечественного оборудования для МГРП

3.1 Разработка отечественных комплексов ГРП

В условиях импортозамещения российские машиностроительные предприятия проделали значительный путь по созданию собственных флотов ГРП. В 2020 году, в соответствии с распоряжением правительства России, АО «Корпорация «Московский институт теплотехники» (МИТ) было определено единственным исполнителем работ по разработке и производству флотов ГРП [3]. Производственной площадкой выступило волгоградское АО «ФНПЦ «Титан-Баррикады», входящее в корпорацию «МИТ».

Разработанный флот ГРП корпорации «МИТ» обеспечивает следующие характеристики [3, 5]:

- расход жидкости до 16 м³/мин;
- концентрацию проппанта до 2400 кг/м³;
- рабочее давление до 105 МПа;
- палубный дизельный двигатель мощностью 2950 л.с.;
- пятиплунжерный насос мощностью 2500 л.с.;
- отечественную систему управления на базе MasterSCADA.

В состав комплекса входят насосная, смесительная, гидратационная установки, установки сыпучих материалов и химических добавок, машина подогрева жидкости, машина манифольдов, машина системы автоматизированного управления и контроля, а также полевая лаборатория [5].

3.2 Результаты испытаний и готовность к серийному производству

По результатам полевых испытаний на месторождениях Тюменской области проведено 12 успешных операций ГРП с закачкой 4856 м³ жидкости и 1290 тонн проппанта. Нарботка агрегатов составила 108–296 циклов при нормативе 100 циклов [3].

Испытания проводились на технической базе СП «МеКаМиннефть» на Ватинском, Южно-Приобском и Ен-Яхинском месторождениях. В апреле 2024 года первая операция многостадийного ГРП с применением отечественного флота была успешно проведена на скважине Ватинского месторождения [4].

Полевые испытания подтвердили эксплуатационные характеристики отечественного оборудования и его соответствие отраслевым стандартам. Первый российский флот ГРП получил сертификат ИНТИ о готовности к серийному производству и промышленному применению [5].

В мае 2023 года на «ФНПЦ «Титан-Баррикады» был запущен комплекс по производству оборудования для ГРП мощностью до 10 флотов в год. Начало серийного производства отечественных флотов ГРП запланировано на 2025 год [4].

3.3 Сравнительный анализ с импортными аналогами

По состоянию на 2024 год в России эксплуатируется 180 единиц флотов, распределенных между 31 компанией. Более 60 % парка эксплуатируется свыше 10 лет при номинальном сроке службы 20 лет, что определяет необходимость масштабного обновления технической базы [3].

Таблица 3. Сравнительный анализ отечественного и импортного оборудования для ГРП

Характеристика	Отечественный комплекс (МИТ)	Импортный аналог
Максимальное рабочее давление, МПа	105	100–110
Максимальная подача, м³/мин	16	15–18
Мощность насоса, л.с.	2500	2500–3000
Концентрация проппанта, кг/м³	2400	2400
Адаптация к условиям	Высокая	Средняя
Автоматизация процесса	Полная, на базе российского ПО	Полная
Стоимость владения (CAPEX + OPEX)	Ниже на 10–15 %	Базовая

Экономический анализ демонстрирует высокую эффективность проекта. Созданный флот ГРП не уступает зарубежным аналогам и обеспечивает существенный экономический эффект для нефтесервисных компаний за счет сокращения операционного времени, экономии проппанта и снижения эксплуатационных затрат [3].

3.4 Импортозамещение как фактор технологической безопасности

Переход на отечественное оборудование имеет стратегическое значение: сокращается время простоя благодаря оперативной поставке запчастей и сервису с территории РФ, а также стимулируется развитие научно-технической базы — разработка новых пропантов, эффективных жидкостей разрыва и совершенствование технологий моделирования трещин.

Прогнозная потребность в новых флотах ГРП до 2030 года оценивается на уровне 5–7 единиц ежегодно с учетом замены выбывающего парка и наращивания общего парка. Ежегодное количество операций ГРП прогнозируется с 20 тыс. в 2023 году до 27 тыс. к 2030 году, что формирует устойчивый спрос на отечественное оборудование [3].

В рамках государственной политики импортозамещения в нефтегазовой отрасли на период 2026–2028 годов предусмотрено выделение бюджетных ассигнований в размере 15 млрд рублей, которые будут направлены в Фонд развития промышленности (ФРП). Средства предназначены, в частности, для поддержки развития технологий гидравлического разрыва пласта, что особенно актуально в контексте освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Инициатива правительства демонстрирует понимание стратегической важности ускоренного замещения импортного оборудования и технологий

ГРП, особенно в условиях, когда доля трудноизвлекаемых запасов в структуре добычи продолжает расти, а к 2050 году может достигнуть 70 %. [6]

4. Анализ эффективности внедрения МГРП с использованием отечественного оборудования

4.1 Динамика изменения дебита скважин

Анализ эффективности многостадийного гидроразрыва пласта проведен на основе данных промысловых исследований на различных месторождениях. На месторождении им. В.Филановского на нагнетательных скважинах проведено по шесть операций ГРП на шести портах в каждой скважине, на эксплуатационных скважинах 15а и 16а проведено по 10 операций ГРП на 10 портах в каждой скважине. Результаты показали, что МГРП добывающих скважин способствовало увеличению дебита нефти по скважине 15а в 2,6 раза, по скважине 16а — в 4 раза [2].

Таблица 4. Изменение дебита скважин после проведения МГРП

Скважина	Дебит до ГРП, т/сут	Дебит после ГРП, т/сут	Кратность увеличения
15а	70,1	184,2	2,6
16а	49,1	198,7	4,0

В работе Мамбетова и Медведева проведен анализ эффективности МГРП в зависимости от количества зон (6 и 8 зон) и объема закачанного проппанта. Средние массы проппанта на многозонных ГРП составляли 30, 40 и 60 тонн на стадию. Основной типоразмер применяемого проппанта соответствует фракции 16/20 [1].

Результаты показали, что наибольший накопленный отбор достигнут в скважине с наибольшим количеством стадий ГРП и наибольшим объемом закачанного проппанта — 8 стадий по 60 тонн. Аналогичная зависимость наблюдается и для накопленной добычи нефти: при проведении 8-зонного ГРП с применением 60 тонн проппанта достигается наибольшее значение накопленной добычи [1].

4.2 Оценка прироста коэффициента извлечения нефти

Помимо увеличения дебита, главным критерием успешности ГРП является прирост коэффициента извлечения нефти (КИН). Расчеты, проведенные по нескольким опытным участкам, показали, что применение МГРП позволяет вовлечь в разработку ранее недренируемые зоны и целики нефти.

На Приобском месторождении применение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП позволило повысить эффективность разработки низкопроницаемых пластов. Оценка экономической эффективности проводилась путем сравнения технико-экономических показателей предложенного варианта разработки с базовым вариантом (девятиточечная система наклонно-направленных скважин с ГРП). Результаты моделирования подтвердили существенное увеличение накопленной добычи нефти по анализируемым вариантам [1].

Прирост КИН в первый год после проведения МГРП оценивается в диапазоне 15–25 %. В абсолютном выражении это означает увеличение извлекаемых запасов по участку на десятки тысяч тонн. Данный эффект достигается за счет подключения к дренированию пропластков, которые ранее были изолированы из-за низкой проницаемости матрицы породы.

4.3 Экономическая эффективность

На месторождении им. В.Филановского компанией «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» получен значительный экономический эффект от применения технологии ГРП. Интегральный показатель NPV составил 22,74 млн долл., что подтверждает высокую экономическую эффективность применения технологии [2].

Экономическая модель применения отечественного оборудования выглядит следующим образом:

Капитальные затраты (CAPEX): стоимость флота ГРП ниже на 10–15 % по сравнению с закупкой нового импортного комплекса;

Операционные затраты (ОРЕХ): снижение себестоимости добычи на тонну нефти за счет роста дебита составляет 10–15 %;

Окупаемость: капитальные вложения в проведение ГРП на скважине окупаются в среднем за 1–2 года.

Экономия от использования отечественного оборудования достигается за счет сокращения операционного времени, экономии проппанта и снижения эксплуатационных затрат при сохранении сопоставимого качества операций [3].

4.4 Технологические риски и пути их минимизации

Несмотря на высокую эффективность, применение МГРП сопряжено с определенными рисками:

Прорыв трещины в водоносный горизонт требует тщательного изучения направления напряжений и контроля распространения трещин.

Преждевременное смыкание трещины при недостаточном качестве проппантной пачки.

Сложность контроля геометрии трещины в условиях неопределенности поля напряжений.

Высокие давления инициации при создании поперечных трещин [1].

Использование отечественных систем мониторинга в реальном времени, микросейсмического контроля и современного программного обеспечения для моделирования, включая методы интегрированного моделирования многостадийного ГРП [7], позволяет минимизировать эти риски. Высокая квалификация российских инженеров и сервисных бригад является гарантией качественного выполнения работ.

Существенной проблемой остается присутствие зарубежных комплектующих в изделиях, позиционируемых как отечественные. Если ранее использование отдельных импортных узлов не рассматривалось как критический фактор, то в текущих условиях это формирует уязвимость перед внешними поставками. Ограничительные меры в отношении параллельного импорта провоцируют сбои в поставках и снижение эксплуатационной надежности, что негативно сказывается на конечных потребителях и деловой репутации производителей. Более того, даже в продуктах с высоким уровнем локализации могут сохраняться дорогие, но функционально значимые импортные элементы, от которых напрямую зависит работоспособность оборудования [8].

Развитие компетенций в области повторных операций МГРП, которыми располагает «Газпром нефть», демонстрирует потенциал внутриотраслевой кооперации и технологического развития, позволяя частично компенсировать риски, связанные с зависимостью от внешних поставок, за счет более интенсивного использования уже имеющегося фонда скважин и совершенствования методов интенсификации добычи [9].

Развитие компетенций в области повторного гидроразрыва пласта подтверждает высокий технологический уровень отечественных нефтяных компаний. В 2025 году «Газпром нефть» совместно с партнерами успешно испытала первый российский комплекс для повторного многостадийного ГРП, использующий малогабаритный хвостовик, что позволило увеличить производительность скважин более чем в два раза за счет точечного воздействия на участки пласта с остаточными запасами. Компания планирует тиражировать данную технологию на 2,5 тыс. скважин, что обеспечит дополнительную добычу свыше 20 млн тонн нефти [10].

Заключение

Проведенное исследование показало, что для эффективной разработки низкопроницаемых нефтяных коллекторов в России применение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) является обязательным. МГРП значительно увеличивает дебит скважин (в 2,6–4 раза) и нефтеотдачу (до 25 %), особенно при увеличении числа стадий и массы проппанта. Отечественное оборудование для ГРП, не уступая импортным

аналогам, отличается лучшей адаптацией к условиям эксплуатации и снижает себестоимость добычи на 10–15 %, обеспечивая быструю окупаемость инвестиций. Практическая значимость результатов заключается в обосновании широкого внедрения российских флотов ГРП, что особенно актуально для освоения трудноизвлекаемых запасов ачимовских, юрских и баженовских отложений.

Контроль геометрии трещин позволяет применять МГРП не только для интенсификации добычи, но и для управления разработкой. Приоритеты дальнейших исследований — совершенствование моделирования, создание отечественных жидкостей и проппантов, новых насосных систем, электрических флотов и цифровых технологий управления операциями.

Прогноз до 2030 года предполагает устойчивый рост спроса на отечественное оборудование и ежегодное увеличение числа операций МГРП, что делает развитие российских технологий в этой области стратегически важным для энергетической безопасности и технологического суверенитета страны.

Список источников

1. Мамбетов Ж.С., Медведев К.С. Отечественный опыт применения технологии многозонного гидроразрыва пласта на месторождениях Западной Сибири // Современные научные исследования и инновации. – 2024. – № 1. – С. 1–8. -1
2. Босиков И.И., Ключев Р.В., Майер А.В. Комплексная оценка эффективности технологии гидравлического разрыва пласта для проведения скважин при добыче углеводородов // Записки Горного института. – 2022. – Т. 258. – С. 1018–1025. – DOI: 10.31897/PMI.2022.98. -2
3. Аврушкин Е.В., Бахолдин М.И., Бравков П.В., Жданев О.В., Ковшов И.В., Корса-Вавилова Е.В., Сейфудинов А.П., Спирин А.А., Фролов К.Н. Практические результаты опытной эксплуатации первого отечественного комплекса ГРП // Известия Томского политехнического университета. – 2025. – Т. 336. – № 12. – DOI: 10.18799/24131830/2025/12/5425. -3
4. Начало серийного производства отечественных флотов ГРП запланировано на 2025 г. // Neftegaz.RU. – 9 января 2025. – URL: <https://neftegaz.ru/news/Oborudovanie/873838-nachalo-seriynogo-proizvodstva-otchestvennykh-flotov-grp-zaplanirovano-na-2025-g/> -4
5. Минпромторг сообщил о планах по серийному выпуску флотов ГРП в 2025 году // Минпромторг России. – 10 января 2025. – URL: <https://minpromtorg.gov.ru/press-centre/news/b24e6b6b-bb83-4153-8a7d-dab95318e4e5>
6. Вихров П. На импортозамещение технологий в нефтедобыче выделяют 15 млрд // Известия. – 2026. – 2 февраля. – URL: <https://iz.ru/2034232/pavel-vikhrov/na-importozameshchenie-tekhnologii-v-neftedobyche-vydeliat-15-mlrd>.
7. Астафьев В.Н., Митрофанов Г.М. Интегрированное моделирование многозонного гидроразрыва низкопроницаемых коллекторов // Геoresурсы. – 2024. – Т. 26. – № 3. – С. 116–125. – DOI: 10.18599/grs.2024.3.13.
8. Пустовой Д.А. Импортозамещение в нефтегазовой отрасли: актуальные вопросы и пути их решения // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2026. – № 1. – С. 30–38. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/ekonomika/912690-importozameshchenie-v-neftegazovoy-otrasli-aktualnye-voprosy-i-puti-ikh-resheniya/>.
9. Кулаков К.В., Тишкевич С.В., Осташук А.Д., Баркалов С.Ю. «Газпром нефть» – лидер по компетенциям в проведении повторных многостадийных гидроразрывов пластов. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2019;(2):42-47. <https://proneft.elpub.ru/jour/article/view/311/311>
10. Алифорова Е. Газпром нефть продолжает развивать технологии повторного гидроразрыва пласта // Neftegaz.RU. – 2025. – 5 августа. – URL: <https://neftegaz.ru/news/dobycha/896082-gazprom-neft-prodolzhaet-razvivat-tekhnologii-povtornogo-gidrorazryva-plasta/>.

Сведения об авторах

Гольцева Юлия Александровна, студент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, Россия, г. Санкт-Петербург.

Сидоров Илья Викторович, студент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, Россия, г. Санкт-Петербург.

Научный руководитель

Бугаева Татьяна Михайловна, к.э.н., доцент, руководитель программы «Экономика инноваций в энергетике».

Information about the authors

Goltseva Iuliia Alexandrovna, Student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Russia, St. Petersburg.

Sidorov Ilya Viktorovich, Student, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Russia, St. Petersburg.

Scientific supervisor

Bugaeva Tatiana Mikhailovna, PhD in Economics, Associate Professor, Head of the program "Economics of Innovation in Energy"