

ГЕОМЕХАНИКА, РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД, РУДНИЧНАЯ
АЭРОГАЗОДИНАМИКА И ГОРНАЯ ТЕПЛОФИЗИКА
GEOMECHANICS, DESTRUCTION OF ROCKS BY EXPLOSION, MINE
AEROGASDYNAMICS AND MINING THERMOPHYSICS

Научная статья

УДК 622.279.6

DOI: 10.26730/1999-4125-2026-1-77-89

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПЕРАЦИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РАЗРЫВА ПЛАСТА В УГОЛЬНОМ КОЛЛЕКТОРЕ

Енина Екатерина Дмитриевна*, Шишляев Виктор Владимирович

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

* для корреспонденции: froeze191@gmail.com

**Информация о статье**

Поступила:

01 апреля 2025 г.

Одобрена после
рецензирования:

15 января 2026 г.

Принята к публикации:

12 февраля 2026 г.

Опубликована:

19 марта 2026 г.

Ключевые слова:

гидравлический разрыв
пласта; угольный коллектор;
вязкость разрыва;
пропант; индекс хрупкости;
хрупкость горной породы

Аннотация.

Метан угольных пластов является трудноизвлекаемым полезным ископаемым, что требует применения технологий интенсификации добычи газа, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП). Проектирование операции ГРП в угольном коллекторе требует учета специфических геолого-технологических особенностей, таких как низкая проницаемость, природная трещиноватость и высокая адсорбционная способность. Успешное проведение гидроразрыва пласта в таких условиях возможно только при тщательном анализе геомеханических параметров, выборе оптимальных технологических агентов и режимов закачки. Повышение эффективности операций гидравлического разрыва пласта является основным условием успешного освоения метаноугольных залежей. В настоящей работе рассмотрены особенности проведения ГРП в угольных коллекторах, а также предложена методика проектирования проведения операции гидравлического разрыва пласта в углях. В угольных пластах предпочтительно создание узких и длинных трещин для увеличения объема дренирования. Вязкость жидкости разрыва должна быть достаточно низкой, чтобы минимизировать фильтрационные потери и предотвратить избыточный рост трещин в непродуктивные зоны. Наименьшее негативное влияние на проницаемость оказывают синтетические полиакрилатные системы, тогда как гелевые жидкости могут значительно снижать проводимость трещин. Проницаемость трещины зависит от фракционного состава пропанта, его прочностных свойств и упаковки пропанта в трещине. Расчеты показывают, что начальная проницаемость пропантной пачки вследствие переуплотнения может снижаться в 100-250 раз. При проектировании ГРП учитываются скорость закачки, критическая скорость движения гидросмеси и интенсивность фильтрации жидкости. Модель KGD позволяет оценить геометрию трещины, а индекс хрупкости породы определяет выбор технологии ГРП. Результаты исследования могут быть использованы для оптимизации параметров ГРП в угольных пластах с целью повышения дебита метана и снижения операционных рисков операции.

Для цитирования: Енина Е.Д., Шишляев В.В. Особенности проектирования операции гидравлического разрыва пласта в угольном коллекторе // Вестник Кузбасского государственного технического

Введение.

Метан угольных пластов представляет собой трудноизвлекаемое полезное ископаемое, рентабельная добыча которого ограничена низкой проницаемостью коллекторов. Например, в бассейне Циньшуй (Китай) проницаемость углей составляет от 0,1 до 2 мД, в редких случаях достигая 6,7 мД, в бассейне Фусинь (Китай) проницаемость не превышает 0,47 мД [1]. Повышенные значения проницаемости обусловлены развитой трещиноватостью угольных пластов.

Одной из наиболее эффективных технологий разработки угольных пластов является гидравлический разрыв пласта (ГРП), суть которого заключается в закачке жидкости разрыва в скважину под высоким давлением и инициации, развитии и закреплении гидравлически связанной системы трещин за счет взаимодействия техногенной трещины с естественной трещиноватостью и хрупкого разрушения пласта с образованием вторичной техногенной трещиноватости, для поддержания

которой в раскрытом состоянии необходимо использовать проппант.

Создание трещин гидроразрыва пласта в угольном пласте имеет две основные цели. Во-первых, образовавшиеся трещины соединяют естественную сеть трещин со стволом скважины и создают каналы для притока метана из микропор угля. Во-вторых, происходит снижение и перераспределение напряжений в угольном массиве. В связи с этим гидроразрыв также используется в качестве предварительной меры для снятия напряжений при добыче угля подземными горными выработками, снижения пластового давления газа в угле и предотвращения выбросов газа.

Проведение гидравлического разрыва пласта в угольном коллекторе имеет свои характерные особенности. Уголь как природный сорбент активно адсорбирует компоненты жидкости разрыва своей поверхностью, что накладывает ограничение на использование добавок для регулирования свойств жидкости. К тому же по уже существующей сети трещин жидкость

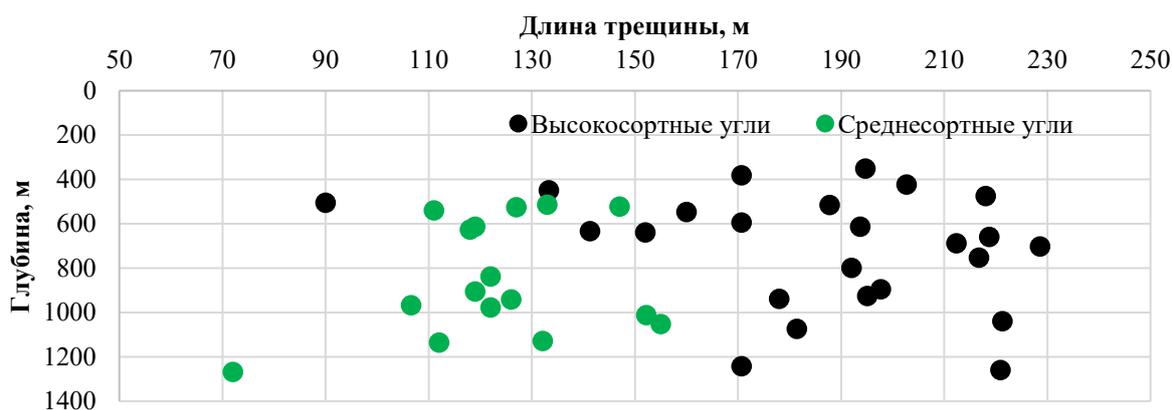


Рис. 1. Длины трещин ГРП в угольных пластах

Fig. 1. Hydraulic fractures lengths in coal seams

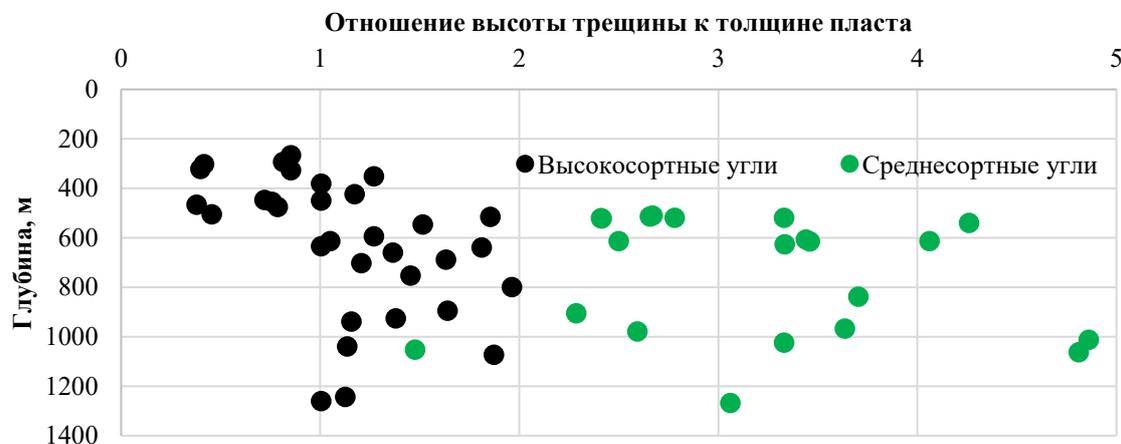


Рис. 2. Отношение высоты трещины ГРП к толщине угольного пласта

Fig. 2. The ratio of the height of the hydraulic fracture to the thickness of the coal seam

разрыва может достаточно глубоко проникать в угольный пласт. Вследствие повышенной хрупкости угольной породы помимо основной планарной трещины формируется также вторичная сеть более узких трещин. По сравнению с традиционными коллекторами нефти и газа для раскрытия гидравлических трещин в угле требуется создание более высоких давлений [2].

Для низкопроницаемых коллекторов предпочтительно создание узких и длинных трещин для увеличения площади контакта с пластом и более эффективного дренирования коллектора. Стандартная полудлина трещины гидроразрыва в угольном пласте обычно составляет 50-100 метров [1, 3, 4, 5], при этом в пластах средней степени углефикации (каменные угли) трещины короче, чем в антрацитах (Рис. 1).

В пластах каменных углей высота трещины превышает толщину пласта в 2-5 раз, о чем свидетельствуют данные о геометрических параметрах трещин в бассейне Ордос, полученные на основе измерений поверхностных потенциалов [1]. Вмещающими породами для угольных пластов преимущественно являются плотные песчаники. Для углей высокой степени углефикации характерны невысокие трещины гидроразрыва, высота которых обычно не превышает двух толщин пласта [3, 4, 5]. Отношение высоты трещины к толщине пласта для углей средней и высокой степени углефикации представлено на Рис. 2. Наблюдается слабая тенденция увеличения этого отношения с увеличением глубины залегания угольного пласта.

Методы исследования.

Объектом исследования являются угольные пласты, содержащие сорбированный метан и залегающие ниже границы газового выветривания. Пласты, удовлетворяющие данным условиям, являются перспективными с точки зрения рентабельного извлечения метана.

Выполнено обобщение опыта проведения ГРП в угольных пластах, на основе которого разработан инженерный подход к проектированию операции.

Исходными данными для применения методики являются геомеханические параметры угольного пласта – модуль Юнга и коэффициент Пуассона, определенные на основе лабораторных исследований керн и геофизических исследований скважин. Необходимы данные фактически проведенных ГРП на рассматриваемом месторождении или месторождениях-аналогах.

Используется механистическая модель KGD для прогнозирования длины и ширины трещины. Высоту трещины предлагается определять на основе эмпирического соотношения высоты трещины к толщине продуктивного пласта.

В литературных источниках найдены результаты тестирования жидкостей разрыва на адсорбционную активность в угле, а также степень снижения проницаемости коллектора при выносе угольной пыли.

Оценивается проницаемость трещин по эмпирической зависимости с учетом давления смыкания трещины и фракционного состава проппанта.

Для снижения операционных рисков предлагается в процессе проектирования оценивать интенсивность фильтрации жидкости в пласт и критическую скорость движения гидросмеси для предотвращения преждевременного осаждения проппанта.

Выбор технологии ГРП и типа жидкости разрыва предлагается выбирать на основе расчетного индекса хрупкости.

Для более качественного крепления трещины предлагается закачка нескольких фракций проппанта.

Результаты исследований.

1. Вязкость жидкости гидроразрыва

Поскольку система трещин угольных пластов при начальных условиях насыщена пластовой жидкостью, проведение операций ГРП, как правило, выполняют жидкостями на водной основе. На устье скважины или непосредственно перед закачкой в водные растворы добавляются различные химические модификаторы, способствующие ее загущению, снижению трения в насосно-компрессорных трубах (НКТ), повышению стабильности и т.д. Как было указано ранее, вводимые в угольный пласт вместе с водой вещества адсорбируются породой. Например, гели, используемые в нефтегазовой промышленности для повышения вязкости жидкости, в угольном коллекторе приводят к блокированию кливажных трещин. По некоторым оценкам, до 20-30% объема введенного в жидкость разрыва геля не извлекается [6].

Высота трещины в угольном пласте увеличивается с увеличением вязкости жидкости [1], при этом происходит распространение трещины в непродуктивную часть разреза. Следовательно, вязкость жидкости разрыва должна быть относительно низкой, но при достаточной для удержания и транспортировки проппанта.

2. Тип и размер проппанта

Размер проппанта играет важную роль при проектировании технологического процесса ГРП. Типичные размеры проппанта, используемые в угольных коллекторах, составляют 16/30 меш (600 мкм-1180 мкм), 20/40 меш (420-840 мкм), 30/50 меш (300-600 мкм). Для более эффективного крепления вторичных трещин используются более мелкие фракции – 40/70 меш (212-420 мкм), 70/140 меш (106-112

мкм) и мельче. Крупные пропанты способствуют созданию трещины с большей раскрытостью и, следовательно, большей проницаемостью, однако такие пропанты имеют большую скорость осаждения [7]. Такие фракции пропанта эффективно использовать для крепления основной планарной трещины.

Для угольных пластов предпочтительны пропанты с меньшим удельным весом, что позволяет жидкости разрыва переносить их частицы на значительные расстояния вдоль трещины. Наиболее часто используемым видом пропанта в угольных пластах является кварцевый песок [6], обладающий достаточной прочностью при использовании на небольших глубинах. Керамические пропанты эффективно использовать в пластах, характеризующихся высокими значениями внутренних напряжений.

3. Безразмерная проводимость и проницаемость трещины

Важным показателем эффективности работы трещины является безразмерная проводимость трещины F_{CD} , определяемая следующим соотношением [8]:

$$F_{CD} = \frac{k_T * \bar{w}}{k * x_f} \quad (1)$$

где k_T – проницаемость трещины, m^2 , \bar{w} – средняя ширина трещины разрыва, m , k – проницаемость

пласта, m^2 , x_f – полудлина трещины разрыва, m .

Безразмерная проводимость характеризует отношение способности трещины принимать флюид к способности пласта его отдавать. Для угольного пласта оптимальное значение этого показателя составляет 1,6. Если в формуле (1) использовать средние значения параметров трещины разрыва $x_f = 75$ м, $k = 1 * 10^{-15}$ m^2 , $\bar{w} = 0,005$ м, то для достижения оптимальной безразмерной проводимости необходимо, чтобы проницаемость трещины составляла $24 * 10^{-12}$ m^2 .

Стоит отметить, что при стандартных исследованиях прочностных свойств пропантов определяется значение первоначальной проницаемости трещины, справедливой только в момент закрепления. В низкопроницаемых коллекторах широко проявляется явление активного вдавливания пропанта в продуктивный пласт, за счет чего проницаемость трещины значительно снижается. Zhang и др. (2015) предложено определение проницаемости трещины k_T с учетом разрушения пропанта и перераспределения мелкой фракции [9]:

$$k_T = 283.13 * d_{50}^2 * e^{-1.385 * \varphi} * \sigma^{-0.541}$$

где e – начальная пористость пропантной пачки, д.ед., σ – давление смыкания трещины ГРП, psi, φ – уменьшение ширины трещины из-за разрушения пропанта, $\varphi = (d_{90} - d_{10}) / 2$, d_{10} , d_{50} и d_{90} – квантили диаметра частиц после разрушения

Таблица 1. Фракционный состав разных проб Fores 20/40

Table 1. Fractional composition of different Fores 20/40 samples

№ Сито	Состав 1, % размера частиц	Состав 2, % размера частиц	Состав 3, % размера частиц
16	0.1	0	0
20	4.56	2.24	2.13
25	29.67	0	8.89
30	43.99	86.1	44.56
35	18	11.28	39.78
40	2.39	0.32	4.56
50	1.29	0.06	0.08

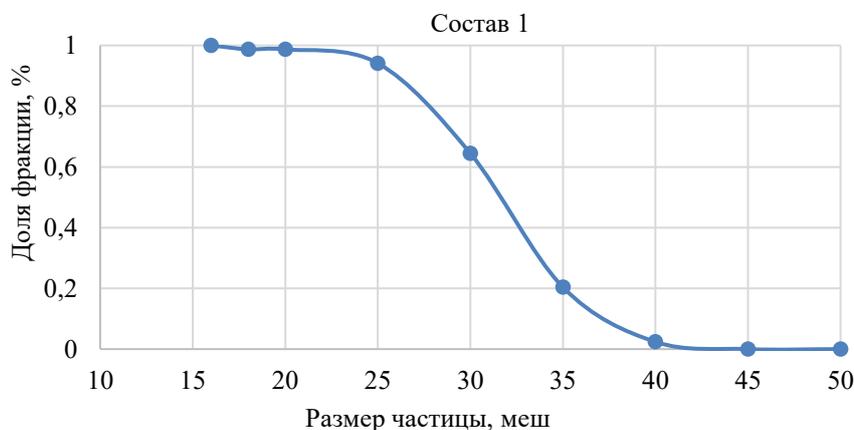


Рис. 3. Определение квантилей пропанта с фракционным составом 1

Fig. 3. Determination of proppant quantiles with fractional composition 1

(диаметр, который будет соответственно у 10, 50 и 90% данной фракции, мм).

Начальная пористость пропантной пачки может быть приблизительно оценена по формуле Сликтера для фиктивного грунта [10]:

$$e = 1 - \frac{\pi}{6 * (1 - \cos \theta) * \sqrt{1 + 2 \cos \theta}}$$

где θ – угол упаковки, изменяющийся от 60° для плотной упаковки до 90° для свободной упаковки. При формировании пропантной пачки упаковка частиц близка к плотной упаковке песчаника, что соответствует значению пористости 25,9%. При использовании данного подхода допускается, что частицы имеют одинаковый размер и сферическую форму.

При проведении гидроразрыва в угольных пластах на больших глубинах с использованием керамического пропантанта эффектом разрушения пропантанта можно пренебречь вследствие его незначительного проявления. Рассмотрим проницаемость пропантанта Fores 20/40 в трещине ГРП для глубин до 1 км. Фракционный состав разных проб представлен в Таблице 1. Состав 1 использовался для крепления трещины на глубине 705 метров, состав 2 – на глубине 952 метра, состав 3 – на глубине 670 метров.

Пример графика квантилей для состава 1 приведен на Рис. 3.

При плотной упаковке пропантанта и известных давлениях смыкания трещины проницаемость пропантанта для составов 1, 2 и 3 составляет 1163, 1253 и 1322 мДарси соответственно. Наблюдается снижение первоначальной проницаемости пропантанта в среднем в 250 раз.

Совместное использование Fores 20/40 и Fores 16/30 позволяет достичь большей проницаемости пропантной пачки. Фракционный состав различных проб

представлен в Таблице 2. Состав 4 использовался для крепления трещины ГРП на глубине более 1100 метров, состав 5 – на глубине 590 метров.

При плотной упаковке пропантанта проницаемость трещины, закрепленной составом 4, составляет 1596 мДарси, составом 5 – 2298 мДарси. Наблюдается снижение проницаемости трещины в среднем в 94 раза. Таким образом, использование более крупной фракции позволяет достичь больших значений проницаемости трещины.

На конечную проницаемость трещины помимо уплотнения пропантной пачки влияет также тип используемой жидкости разрыва. При стандартном ГРП используются различные добавки (загустители, модификаторы, понизители трения и др.), которые приводят к снижению как проницаемости призабойной зоны пласта, так и проницаемости искусственной трещины. Средние значения снижения проницаемости трещины ГРП и призабойной зоны пласта за счет адсорбции компонентов жидкости ГРП приведены в Таблице 3.

Наименьшее отрицательное влияние на фильтрационные характеристики пласта оказывают синтетические системы на основе полиакриламида. Гелевые системы способствуют более значительному снижению проницаемости вследствие неполного разложения гелей в угольных пластах за счет невысоких пластовых температур (обычно не более 50°C).

После проведения операции ГРП угольная пыль, выносимая из коллектора, будет осажаться в областях с более низкой скоростью потока, осажаться на поверхности пропантанта или даже образовывать фильтрационную корку. Проникновение угольных частиц в пропантную упаковку трещины приводит к снижению проводимости трещины за счет уменьшения фильтрующей площади. Зависимость степени

Таблица 2. Фракционный состав разных проб Fores 20/40 + Fores 16/30
Table 2. Fractional composition of different samples of Fores 20/40 + Fores 16/30

№ Сито	Состав 4, % размера частиц		Состав 5, % размера частиц	
	Fores 20/40	Fores 16/30	Fores 20/40	Fores 16/30
12	0	0.03	0	0
16	0.39	2.60	0.39	0.0468
18	0	0	0	0
20	6.24	83.93	6.24	0.7488
25	0	11.96	0	0
30	85.63	1.46	85.6	10.272
35	6.28	0.00	6.27	0.7524
40	1.01	0.03	1.01	0.1212
45	0	0.00	0	0
50	0	0.00	0	0
Масса пропантанта, г	30	3	12	3

снижения проницаемости от давления закрытия трещины для различных фракций угольной пыли приведена на Рис. 4. С увеличением давления смыкания трещины степень снижения проницаемости линейно возрастает.

Следует отметить, что согласно исследованиям Zou и др. [9], снижению интенсивности образования угольной пыли способствует закачка на начальной стадии крепления трещины мелкой фракции проппанта. Затем следует закачивать более крупный проппант для увеличения скорости выноса угольной пыли из трещины, снижения закупорки поровых каналов и повышения проводимости трещины.

4. Скорость закачки жидкости разрыва

С увеличением скорости закачки длина

трещины логарифмически увеличивается, при этом прирост длины с увеличением скорости постепенно снижается [14]. Ширина трещины тоже увеличивается, но менее значительно. Таким образом, с увеличением скорости закачки происходит уменьшение высоты трещины.

С увеличением скорости закачки распределение проппанта в трещине происходит более равномерно [15, 16], за счет чего возрастает прочность проппантной упаковки. Как правило, верхнее ограничение расхода жидкости разрыва при проведении ГРП обусловлено экономическими причинами или техническими характеристиками обсадных колонн и используемых при проведении операции насосно-компрессорных труб (НКТ).

5. Влияние свойств коллектора на

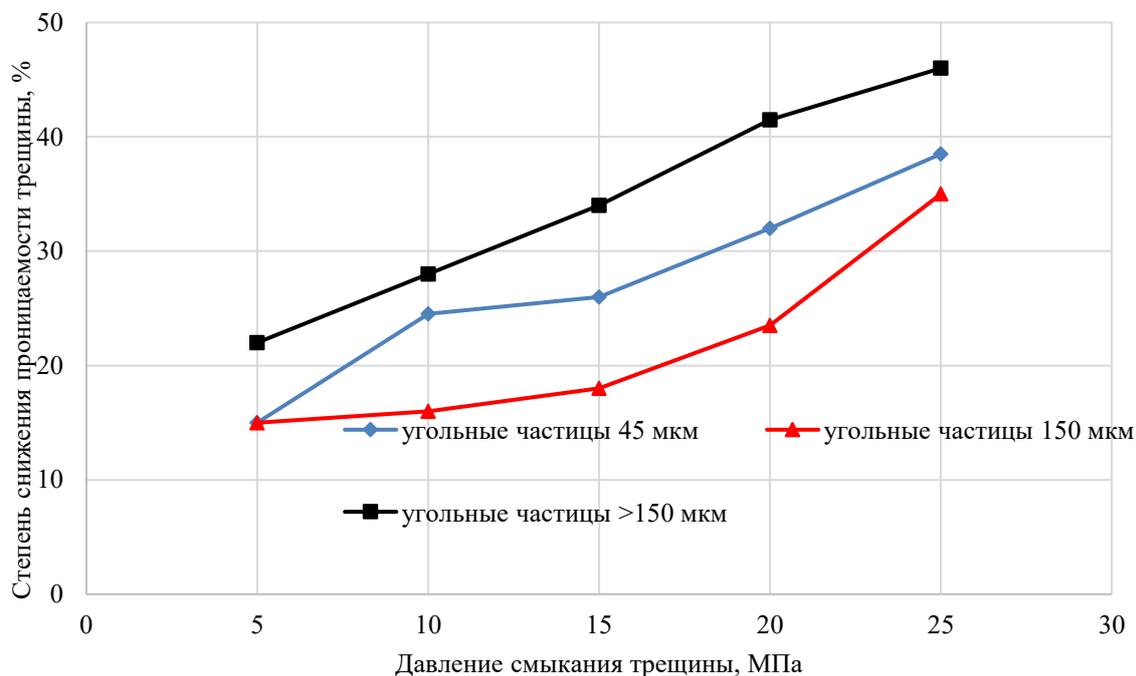


Рис. 4. Зависимость степени снижения проницаемости от давления смыкания трещины для различных фракций угольной пыли [9]

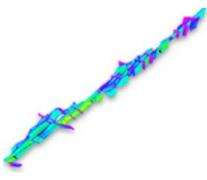
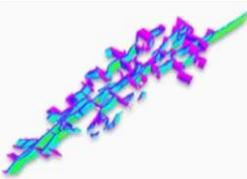
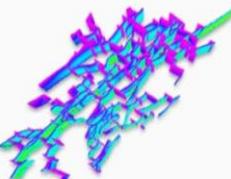
Fig. 4. Dependence of the degree of permeability reduction on the closing pressure for various coal dust fractions [9]

Таблица 3. Степень снижения проницаемости трещины за счет адсорбции компонентов жидкостей разрыва

Table 3. Degree of reduction of fracture permeability due to adsorption of fracturing fluid components

Тип жидкости разрыва	Средняя степень снижения проницаемости трещины	Средняя степень снижения проницаемости пласта
SlickWater	15% [11]	50% [11]
Сшитая жидкость разрыва	30% [12]	30% [12]
Синтетическая полиакрилатная система	10% [13]	10% [13]
Линейный гель на основе гуара	35% [11]	20% [11]

Таблица 4. Выбор жидкости разрыва в зависимости от индекса хрупкости [18]
 Table 4. Choice of rupture fluid depending on the brittleness index [18]

Значение индекса хрупкости	Геометрия трещины	Технология ГРП / жидкость разрыва
10%	 Доминирование магистральной трещины	Стандартный ГРП (Считая жидкость)
20%		
30%	 Множественные трещины	Гибридный ГРП; линейные и пенные жидкости разрыва; синтетические полиакрилатные системы
40%		
50%		
60%	 Разветвленная сеть трещин	Высокоскоростной ГРП (SlickWater)
70% и более		

проведение ГРП

Основными параметрами, определяющими поведение породы при деформации, являются модуль Юнга, характеризующий упругость породы, и коэффициент Пуассона, отражающий способность породы разрушаться под напряжением.

Модуль Юнга оказывает более значительное воздействие на процесс формирования трещин по сравнению с коэффициентом Пуассона. В породах с высокими значениями модуля вокруг основной трещины возникает обширная зона эффективных напряжений, трансформирующаяся в растягивающие напряжения. Это способствует развитию вторичных микротрещин вокруг основной трещины разрыва [17].

С увеличением модуля Юнга увеличиваются длина и высота трещины, при этом уменьшается ее ширина. Модуль упругости имеет обратную зависимость от степени деформации. Например, в бассейне Южный Циньшуй сильнодеформированный уголь имеет наименьший модуль упругости, составляющий менее 4 ГПа, слабодеформированный уголь имеет модуль упругости 4 – 6 ГПа, недеформированный – более 6 ГПа [1], что, вероятно, связано с развитием трещин в напряженном состоянии.

Коэффициент Пуассона, в свою очередь, влияет на трещинообразование через изменение

начального напряженного состояния породного массива. При высоких значениях коэффициента Пуассона возрастает минимальное эффективное напряжение, что снижает вероятность формирования вторичных трещин [17].

Модуль Юнга и коэффициент Пуассона позволяют определить восприимчивость к гидроразрыву, определяемую индексом хрупкости породы. Хрупкость породы отражает способность породы разрушаться с минимальной пластической деформацией. Для оценки индекса хрупкости при планировании операции ГРП обычно используют формулу Рикмана [18]:

$$BI = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} + \frac{v - v_{max}}{v_{min} - v_{max}} * 100\%$$

где E и v – модуль Юнга, Па, и коэффициент Пуассона соответственно, E_{max} и E_{min} – максимальные и минимальные модули Юнга на интервале соответственно, Па, v_{max} и v_{min} – соответственно максимальные и минимальные коэффициенты Пуассона на интервале.

От значения индекса хрупкости зависит выбор оптимальных параметров проведения ГРП, в частности – выбор жидкости разрыва. Геометрия трещин и жидкости разрыва для разных значений хрупкости приведены в Таблице 4.

6. Расчет геометрии трещин ГРП

На основе известных геомеханических характеристик пласта и параметров закачки

пропанта можно произвести расчет дизайна ГРП на основе механистической модели KGD, предложенной Г.И. Баренблаттом, Ю.П. Желтовым, С.А. Христиановичем и дополненной представлениями J. Geertsma и F. De Klerk [19]. Рассматриваются вертикальные трещины ГРП, которые наиболее характерны для угольных пластов, пригодных к промышленной разработке. Высоту трещины вследствие сложности расчета предлагается определять на основе среднего отношения высоты трещины к толщине продуктивного пласта. В модели KGD не учитываются утечки жидкости [20].

Согласно модели KGD расчет ширины трещины вблизи ствола скважины w производится по следующей формуле [20]:

$$w = 3.22 * \left(\frac{\mu * q_i * x_f^2}{E' * H_T} \right)^{1/4}$$

где $E' = E / (1 - \nu^2)$, μ – вязкость жидкости, Па*с, q_i – скорость закачки, м/с, H_T – высота трещины, м.

Средняя ширина трещины \bar{w} выражается как [20]:

$$\bar{w} = 0.785w$$

Запишем уравнение сохранения массы с учетом постоянства высоты трещины H_T через параметры закачки и геометрические размеры трещины:

$$Q_3 * \tau = L_T * H_T * \bar{w}$$

где L_T – длина трещины, м, $L_T = 2x_f$, Q_3 – скорость закачки, $Q_3 = 2q_i$.

Тогда общее выражение для средней ширины трещины принимает следующий вид:

$$\bar{w} = 0.785 * 3.22 * \left(\frac{\mu * Q_3^3 * (1 - \nu^2)}{2 * E * H_T} * \left(\frac{Q_3 * \tau}{2 * H_T * \bar{w}} \right)^2 \right)^{1/4}$$

или

$$\bar{w} = 2.5277 * \left(\frac{\mu * Q_3^3 * (1 - \nu^2) * \tau^2}{8 * E * H_T^3 * \bar{w}^2} \right)^{1/4}$$

откуда

$$\bar{w} = 1.31 * \left(\frac{\mu * Q_3^3 * (1 - \nu^2) * \tau^2}{E * H_T^3} \right)^{1/6}$$

Полудлина трещины x_f выражается следующим образом [20]:

$$x_f = \frac{Q_3 * \tau}{2 * H_T * \bar{w}}$$

Тогда с учетом уравнения для ширины трещины получим:

$$x_f = \frac{Q_3 * \tau}{2 * H_T * 1.31} * \left(\frac{E * H_T^3}{\mu * Q_3^3 * (1 - \nu^2) * \tau^2} \right)^{1/6}$$

или

$$x_f = 0.38 * \left(\frac{Q_3^3 * E * \tau^4}{\mu * (1 - \nu^2) * H_T^3} \right)^{1/6}$$

На основе полученных характеристик трещины может быть рассчитан объем пропанта, необходимого для крепления трещины ГРП:

$$V_n = 2 * x_f * H_T * \bar{w}$$

7. Критическая скорость движения гидросмеси

Важным параметром при проектировании гидроразрыва пласта является критическая скорость движения гидросмеси, ниже которой происходит преждевременное осаждение пропанта. Данное явление приводит к неравномерному распределению пропантной набивки в трещине.

Критическая скорость движения гидросмеси $u_{кр}$ определяется по следующей формуле [7]:

$$u_{кр} = k \sqrt{g \delta} \left(\frac{u^2}{6 \lambda g d_{cp}} a S_m \right)^{3/7}$$

где k – безразмерный поправочный эмпирический коэффициент (для угля 1.25), δ – раскрытие трещины, м, u – гидравлическая крупность пропанта, м/с, λ – коэффициент гидродинамического сопротивления трещины, $\lambda = 7.2 / Re$, d_{cp} – средневзвешенный диаметр частицы пропанта, м, a – относительная плотность пропанта, $a = (\rho_p - \rho_j) / \rho_j$, S_m – массовая концентрация пропанта в гидросмеси. Гидравлическая крупность пропанта u определяется опытным путем.

При проектировании гидравлического разрыва пласта необходимо добиться того, чтобы скорость движения жидкости в трещине разрыва превышала критическую скорость гидросмеси до момента достижения запроецированной длины трещины. В случае недостижения данного условия следует изменять первоначально запроецированные параметры проведения операции – выбирать пропант и жидкость разрыва с меньшей плотностью, варьировать их массовые концентрации, изменять скорость закачки и т. д.

Вязкость жидкости разрыва косвенно влияет на значение критической скорости. По формуле (15) можно заметить, что увеличение вязкости жидкости приводит к увеличению ширины трещины (Рис. 5). Чем выше вязкость жидкости разрыва, тем более высокую скорость закачки необходимо поддерживать для предотвращения преждевременного осаждения пропанта, поэтому жидкость разрыва должна иметь относительно низкую вязкость.

8. Интенсивность фильтрации жидкости разрыва

При движении жидкости разрыва вдоль формирующейся трещины гидроразрыва происходит ее адсорбция породой. Значительное поглощение жидкости приводит к осаждению пропанта и коагуляции пустотного пространства трещины и продуктивного пласта адсорбированными компонентами. Интенсивность фильтрации жидкости разрыва η при плоскопараллельном течении в вертикальной трещине описывается следующей формулой [7]:

η

$$= \frac{12 * k * L^2 * \left(\frac{P_k + P_{ск}}{2} - P_0 \right)}{\delta^3 * \sigma * h * (P_{ск} - P_k) + 2 * k * L^2 * (3 * P_{ск} + 2 * P_k - 5 * P_0)}$$

где k – коэффициент проницаемости породы, m^2 , h – толщина фильтрующего слоя, m , P_k – давление на выходе из трещины, Pa , $P_{ск}$ – давление на входе в трещину, Pa , P_0 – пластовое давление воды, Pa , δ – раскрытие трещины, m , σ – объемная концентрация жидкой фазы в потоке, $L=R_k-R_{ск}$ – длина потока в трещине, m , $R_{ск}$ – радиус скважины, m , R_k – радиус контура распространения раствора, m .

Основным фактором, влияющим на интенсивность фильтрации жидкости, является ширина трещины. Как показано на Рис. 6, чем меньше ширина трещины, тем интенсивнее жидкость разрыва фильтруется в пласт. При этом чем больше ширина трещины, тем больше критическая скорость течения гидросмеси, что приводит к более активному осаждению пропанта вблизи ствола скважины и его неравномерному распределению. Таким образом, ширина трещины должна иметь средние значения в пределах 5-10 мм, чтобы

интенсивность фильтрации и критическая скорость движения гидросмеси были низкими.

Выводы.

1. Оптимизация параметров ГРП является ключевой задачей для эффективной добычи метана из угольных пластов с низкой проницаемостью. Узкие длинные трещины, создаваемые с помощью умеренно вязких жидкостей разрыва, обеспечивают эффективное дренирование коллектора.

2. Геомеханические свойства пласта определяют геометрию трещин и технологию ГРП. Ключевым параметром, характеризующим способность пласта формировать сеть трещин, является индекс хрупкости горной породы.

3. Выбор пропанта оказывает решающее влияние на конечную проводимость трещины. Кварцевый песок и легкие керамические пропанты оптимальны для угля, но их проницаемость значительно снижается вследствие уплотнения, выноса угольной пыли и влияния жидкости разрыва. В связи с этим рекомендуется использовать пропанты с более

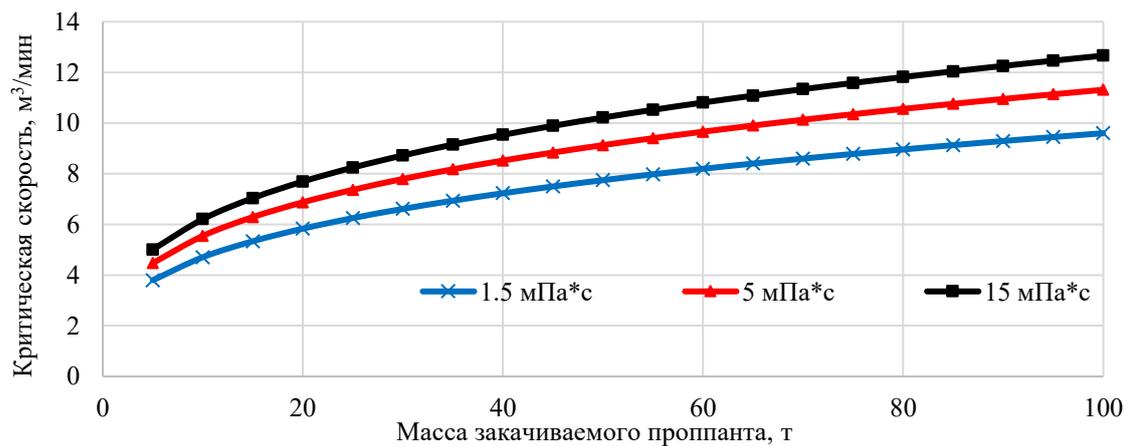


Рис. 5. Зависимость критической скорости движения гидросмеси от вязкости жидкости разрыва
Fig. 5. Dependence of the critical rate of the hydraulic mixture on the viscosity of the fracturing fluid

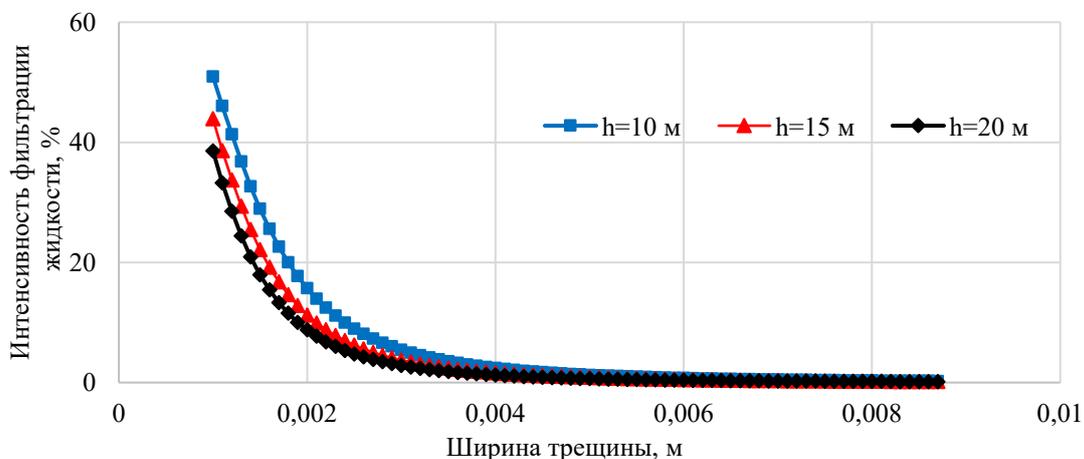


Рис. 6. Интенсивность фильтрации жидкости в зависимости от ширины трещины
Fig. 6. The intensity of liquid filtration depending on the fracture width

однородным фракционным составом, проводить стратифицированную закачку проппанта и использовать подходящие жидкости разрыва.

4. Синтетические полиакрилатные жидкости способствуют наименьшему снижению фильтрационных характеристик трещины среди всех традиционно используемых жидкостей разрыва.

5. При проектировании ГРП важно учитывать критическую скорость движения гидросмеси и интенсивность фильтрации жидкости разрыва для сокращения операционных рисков.

6. Геометрические характеристики трещины для выбранных параметров проведения могут быть оценены с помощью механистической модели KGD.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Song Y., Zhang X. M., Liu S. B. Coalbed methane in China: Geological Theory and Development. Springer Science and Business Media LLC., 2021. 452 p.

2. Rogers R., Ramurthy K., Rodvelt G., Mullen M. Coalbed Methane: Principles and Practices: Oktibbeha Publishing LLC., 2007. 517 p.

3. Li R. [et al.] Geometry and Filling Features of Hydraulic Fractures in Coalbed Methane Reservoirs Based on Subsurface Observations // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2020. Vol. 53, issue 5. P. 2485-2492. doi: <http://doi.org/10.1007/s00603-020-02046-x>.

4. Xiaodong Z. [et al.] Numerical simulation by hydraulic fracturing engineering based on fractal theory of fracture extending in the coal seam // *Natural Gas Geoscience*. 2016. Vol. 1. Iss. 4. Pp. 319-325. DOI: 10.1016/j.jnggs.2016.08.006.

5. Zhang X. [et al.] Postfracturing permeability prediction for CBM well with the analysis of fracturing pressure decline // *Energy Science & Engineering*. 2019. Vol. 7. Pp. 3111-3123. DOI: 10.1002/ese3.483.

6. Ahamed A. [et al.] Proppant damage mechanisms in coal seam reservoirs during the hydraulic fracturing process: A review // *Fuel*. 2019. Vol. 253. Pp. 615-629. DOI: 10.1016/j.fuel.2019.04.166.

7. Баев М. А. Обоснование параметров процесса закрепления трещин гидроразрыва угольных пластов при извлечении метана с использованием песков местных месторождений: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Кемерово, 2020. 137 с.

8. Васильев А. Н., Шишляев В. В., Кузнецов Р. В. Методические подходы к построению геолого-гидродинамических моделей для оценки снижения газоносности угольных пластов при проектировании заблаговременной дегазации шахтных полей // *Проблемы недропользования*. 2022. № 2(33). С. 5-22. DOI:

10.25635/2313-1586.2022.02.005. – EDN VGKHMS.

9. Zou Y. S., Zhang S. C., Zhang J. Experimental Method to Simulate Coal Fines Migration and Coal Fines Aggregation Prevention in the Hydraulic Fracture // *Transport in Porous Media*. 2014. Vol. 101. Pp. 17-34. DOI: 10.1007/s11242-013-0228-9.

10. Пономарева И. Н., Мордвинов В. А. Подземная гидромеханика: учебное пособие. Пермь : Перм. гос. техн. ун-т, 2009. 103 с.

11. Huang Q. [et al.] Fracture permeability damage and recovery behaviors with fracturing fluid treatment of coal: An experimental study // *Fuel*. 2020. Vol. 282. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.118809.

12. Chen Z. [et al.] Formation Damage Induced by Fracture Fluids in Coalbed Methane Reservoirs // *Proceedings of SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. 2006. DOI: 10.2523/101127-ms.

13. Чураков А. В. [и др.] Безугаровые синтетические гели ГРП – успешная концепция выбора // *SPE-202057-RU*. 2020.

14. Wang Y. [et al.] Analysis of the Influence of Hydraulic Fracturing Fluid Velocity on Fracture Propagation // *Geofluids*. 2023. Vol. 2023. Pp. 1-9. DOI: 10.1155/2023/2557871.

15. Tan P. [et al.] Understanding hydraulic fracture propagation behavior in tight sandstone-coal interbedded formations: an experimental investigation // *Petroleum Science*. 2019. Vol. 16. Iss. 1. Pp. 148-160. DOI: 10.1007/s12182-018-0297-z.

16. Wang S., Xiong Z., Lyu S. Characteristics and significance of proppant in hydraulic fractures in coal reservoirs // *Coal Geology & Exploration*. 2022. Vol. 50. Iss. 3. Pp. 137-145. DOI: 10.12363/issn.1001-1986.21.12.0813.

17. Енина Е. Д., Шишляев В. В. Подходы к определению хрупкости угольных пластов для оптимизации параметров проведения гидравлического разрыва пласта // *Новые идеи в науках о Земле : Материалы XVII Международной научно-практической конференции: тезисы докладов*. М. : Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, 2025. С. 328-331.

18. Rickman R. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2008. DOI: <http://doi.org/10.2118/115258-ms>.

19. Магадова Л. А. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учебное пособие. М. : РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. 423 с.

20. Экономидис М. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. Москва – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2007. 236 с.

© 2026 Авторы. Эта статья доступна по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Об авторах:

Енина Екатерина Дмитриевна, младший научный сотрудник отдела интегрированного геолого-технологического моделирования месторождений ТРИЗ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», (142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1.), e-mail: froeze191@gmail.com

Шишляев Виктор Владимирович, начальник отдела интегрированного геолого-технологического моделирования месторождений ТРИЗ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», (142717, Московская область, г.о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1.), e-mail: shishlyaev@yandex.ru

Заявленный вклад авторов:

Енина Екатерина Дмитриевна – обзор соответствующей литературы, сбор и анализ данных, выводы, написание текста.

Шишляев Виктор Владимирович – постановка исследовательской задачи, научный менеджмент, концептуализация исследования.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Original article

DESIGN FEATURES OF HYDRAULIC FRACTURING OPERATIONS IN A COAL RESERVOIR

Ekaterina D. Enina *, Viktor V. Shishlyaev

Gazprom VNIIGAZ LLC

* for correspondence: froeze191@gmail.com



Article info

Received:

01 April 2025

Accepted for publication:

15 January 2026

Accepted:

12 February 2026

Published:

19 March 2026

Keywords: hydraulic fracturing; coal reservoir; fracturing fluid; proppant; brittleness index; rock brittleness

Abstract.

Coalbed methane is a hard-to-recover mineral deposit requires the use of technologies to increase gas production, such as hydraulic fracturing (HF).

The design of a fracturing operation in a coal reservoir requires consideration of specific geological and technological features such as low permeability, natural fracturing and high adsorption capacity. Successful hydraulic fracturing in such conditions is possible only after careful analysis of geomechanical parameters, selection of optimal technological agents and injection modes. Increasing the efficiency of hydraulic fracturing operations is the main condition for the successful development of coalbed methane deposits.

In this paper, the features of hydraulic fracturing in coal reservoirs are considered and a methodology for designing hydraulic fracturing operations in coal is proposed. In coal seams, it is preferable to create narrow and long fractures to increase the volume of drainage. The viscosity of the fracturing fluid should be low to minimize filtration losses and prevent excessive fracture growth into unproductive areas. Synthetic polyacrylate systems have the least negative effect for permeability, whereas gel liquids can significantly reduce fracture conductivity. Fracture permeability depends on the fractional composition of the proppant, its strength properties, and the packing of the proppant in the crack. Calculations show that the initial permeability of the proppant pack can decrease by a factor of 100-250 due to over-sealing. When designing hydraulic fracturing, the injection rate, the critical rate of the hydraulic mixture and the intensity of liquid filtration are taken into account. The KGD model makes it possible to estimate the fracture geometry, and the rock brittleness index determines the choice of hydraulic fracturing technology. The results of the study can be used to optimize the parameters of hydraulic fracturing in coal seams in order to increase the methane flow rate and reduce the operational risks of the operation.

For citation: Enina E.D., Shishlyaev V.V. Design features of hydraulic fracturing operations in a coal reservoir. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*=Bulletin of the Kuzbass State Technical University. 2026; 1(173):77-89. (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.26730/1999-4125-2026-1-77-89, EDN: EMQRFL

REFERENCES

1. Song Y., Zhang X.M., Liu S.B. Coalbed methane in China: Geological Theory and Development. Springer Science and Business Media LLC; 2021. 452 p.
2. Rogers R., Ramurthy K., Rodvelt G., Mullen M. Coalbed Methane: Principles and Practices: Oktibbeha Publishing LLC., 2007. 517 p.
3. Li R., Wang S., Lyu S., Lu W., Li G., Wang J. Geometry and Filling Features of Hydraulic Fractures in Coalbed Methane Reservoirs Based on Subsurface Observations. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2020; 53(5): 2485-2492. (In Eng.) DOI: 10.1007/s00603-020-02046-x.
4. Xiaodong Z., Shuo Z., Yan-lei Y., Zhang P., Wei G. Numerical simulation by hydraulic fracturing engineering based on fractal theory of fracture extending in the coal seam. *Natural Gas Geoscience*. 2016; 1(4): 319-325. (In Eng.) DOI: 10.1016/j.jnggs.2016.08.006.
5. Zhang X., Wu C., Wang Z., Xu D. Postfracturing permeability prediction for CBM well with the analysis of fracturing pressure decline. *Energy Science & Engineering*. 2019; 7: 3111-3123. (In Eng.) DOI: 10.1002/ese3.483.
6. Ahamed A., Perera S., Li D., Ranjith P.G., Matthai S. Proppant damage mechanisms in coal seam reservoirs during the hydraulic fracturing process: A review. *Fuel*. 2019; 253: 615-629. (In Eng.) doi: 10.1016/j.fuel.2019.04.166.
7. Baev M.A. Substantiation of the parameters of the process of fixing hydraulic fractures of coal seams during methane extraction using sands of local deposits: dissertation... candidate of Technical Sciences. Kemerovo; 2020. 137 p.
8. Vasiliev A.N., Shishlyaev V.V., Kuznetsov R.V. Methodological approaches to the construction of geological and hydrodynamic models for evaluation of the reduction of the gas potential of coal seam in the design of early degassing of mine fields. *Problems of subsoil use*. 2022; 2(33): 5-22. (In Russ.) DOI: 10.25635/2313-1586.2022.02.005. EDN VGKHMS.
9. Zou Y.S., Zhang S.C., Zhang J. Experimental Method to Simulate Coal Fines Migration and Coal Fines Aggregation Prevention in the Hydraulic Fracture. *Transport in Porous Media*. 2014; 101:17-34. (In Eng.) DOI: 10.1007/s11242-013-0228-9.
10. Ponomareva I. N., Mordvinov V. A. Underground hydromechanics. Perm: Perm. State Technical University; 2009. 103 p.
11. Huang Q., Liu S., Cheng W., Wang G. Fracture permeability damage and recovery behaviors with fracturing fluid treatment of coal: An experimental study. *Fuel*. 2020; 282. (In Eng.) DOI: 10.1016/j.fuel.2020.118809.
12. Chen Z., Khaja N., Valencia K. J., Rahman S. S. Formation Damage Induced by Fracture Fluids in Coalbed Methane Reservoirs. *Proceedings of SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. 2006. (In Eng.) DOI: 10.2523/101127-ms.
13. Churakov A. V., Pichugin M. N., Fayzullin I. G. et. al. Carbon-free synthetic hydraulic fracturing gels are a successful concept of choice. *SPE-202057-RU*, 2020. (In Russ.)
14. Wang Y., Zhong L., Sun X., Feng Y., Lin H. Analysis of the Influence of Hydraulic Fracturing Fluid Velocity on Fracture Propagation. *Geofluids*. 2023; 2023: 1-9. (In Eng.) DOI: 10.1155/2023/2557871.
15. Tan P., Jin Y., Yuan L., Xiong Z., Hou B., Chen M., Wan L. Understanding hydraulic fracture propagation behavior in tight sandstone-coal interbedded formations: an experimental investigation. *Petroleum Science*. 2019; 16(1): 148-160. (In Eng.) DOI: 10.1007/s12182-018-0297-z.
16. Wang S., Xiong Z., Lyu S. Characteristics and significance of proppant in hydraulic fractures in coal reservoirs. *Coal Geology & Exploration*. 2022; 50(3): 137-145. (In Eng.) DOI: 10.12363/issn.1001-1986.21.12.0813.
17. Enina E.D., Shishlyaev V.V. Approaches to determining the fragility of coal seams for optimizing the parameters of hydraulic fracturing. *New ideas in Earth sciences: Proceedings of the XVII International Scientific and Practical Conference: abstracts*. Moscow: Russian State Geological Exploration University named after Sergo Ordzhonikidze; 2025. Pp. 328-331.
18. Rickman R., Mullen M.J., Petre J.E., Grieser W.V., Kundert D. A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2008. DOI: 10.2118/115258-ms.
19. Magadova L.A. Oilfield chemistry. Technological aspects and materials for hydraulic fracturing. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas; 2012. 423 p.
20. Economidis M. Unified hydraulic fracturing design: from theory to practice. Moscow – Izhevsk: Institute of Computer Research; 2007. 236 p.

© 2026 The Authors. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

The authors declare no conflict of interest.

About the authors:

Ekaterina D. Enina, junior research fellow, the Department of Integrated Geological and Technological Modeling of HTR Deposits, Gazprom VNIIGAZ LLC, (142717, Moscow region, Leninsky island, Razvilka settlement, Gazovikov str., 15, building 1.), e-mail: froeze191@gmail.com

Viktor V. Shishlyaev, head of the Department of Integrated Geological and Technological Modeling of HTR Deposits, Gazprom VNIIGAZ LLC, (142717, Moscow region, Leninsky island, Razvilka settlement, Gazovikov str., 15, building 1.), e-mail: shishlyaev@yandex.ru

Contribution of the authors:

Ekaterina D. Enina – review of the literature on the research topic, data collection and analysis, conclusions, writing the text.

Viktor V. Shishlyaev – formulation of a research task, scientific management, conceptualization of research.

All authors have read and approved the final manuscript.

