

УДК 622.276

## ОБРАЗОВАНИЕ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В КАРБОНАТНЫХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ЕСТЕСТВЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТЬЮ

**Мартюшев Дмитрий Александрович<sup>1</sup>,**  
martyushevd@inbox.ru

**Пономарева Инна Николаевна<sup>1</sup>,**  
permpolitech@gmail.com

**Филиппов Евгений Владимирович<sup>2</sup>,**  
evgenij.filippov@lp.lukoil.com

**Ли Ювэй<sup>3</sup>,**  
liyuweibox@126.com

<sup>1</sup> Пермский национальный исследовательский политехнический университет,  
Россия, 614990, г. Пермь, пр. Комсомольский, 29.

<sup>2</sup> ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»,  
Россия, 614990, г. Пермь, ул. Ленина, 62.

<sup>3</sup> Университет Ляонин,  
Китайская Народная Республика, 110036, Шэньян, район Хуангу, ул. Чуншань, 66.

**Актуальность** исследования обусловлена тем, что наличие естественной трещиноватости в карбонатных сложнопостроенных коллекторах является основным фактором, который влияет на форму и распространение сети трещин гидравлического разрыва пласта. В таких случаях, когда трещина гидравлического разрыва пласта сталкивается с естественной трещиноватостью, может иметь место различный характер их взаимодействия, например смещение, пересечение и т. п. Следовательно, проведение гидравлического разрыва пласта в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, характеризующихся наличием естественной трещиноватости, может привести к образованию не симметричной трещины в ее классическом понимании, а их сложной сети. На основании полевых наблюдений (микросейсмический мониторинг и исследование пустотного пространства горных пород) установлена разная степень сложности трещин гидравлического разрыва пласта: от простой относительно плоской единичной трещины до достаточно сложной сети трещин.

**Цель:** оценка образования сложных сетей трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных коллекторах с естественной трещиноватостью.

**Объект:** сложнопостроенная карбонатная залежь с системой естественных трещин.

**Методы:** анализ промысловых, технологических, гидродинамических данных и результатов микросейсмического мониторинга в процессе проведения гидравлического разрыва пласта.

**Результаты.** Установлено, что проведение гидравлического разрыва в сложнопостроенных карбонатных коллекторах зачастую не приводит к образованию трещины в классическом ее понимании – два крыла, распространяющиеся симметрично от ствола скважины, что подтверждено результатами анализа графиков кривых восстановления давления в диагностических блогабарфмических координатах. Трещины гидравлического разрыва пласта могут распространяться в пласт непосредственно от скважин – объектов воздействия (классическое представление), либо через существующую сеть естественных трещин, расположенных в зоне дренирования. Для вовлечения в процесс фильтрации значительного количества естественных трещин и других видов пустотности в процессе проведения гидравлического разрыва пласта жидкость разрыва целесообразно закачивать при низких скоростях. Контроль за развитием трещин гидроразрыва должен основываться на достоверной информации о естественной трещиноватости коллектора до проведения мероприятия, а регулирование – посредством мониторинга динамики давления и скорости закачки, что подтверждает результаты исследований.

### **Ключевые слова:**

Скорость закачки, давление закачки, гидродинамические исследования скважин, пустотное пространство горных пород, раскрытость трещин, мониторинг гидравлического разрыва пласта, дебит нефти.

### **Введение**

В нефтяной промышленности гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из ведущих методов, позволяющих стабилизировать/увеличивать добычу углеводородного сырья при разработке нефтяных месторождений. На сегодняшний день вариации технологий ГРП разнообразны – от классического в вертикальных скважинах до многозонного (многостадийного) в горизонтальных скважинах, дренирующих нетрадиционные низкопроницаемые кол-

лектора [1]. При разработке сланцевой нефти, сложнопостроенных горных пород-коллекторов ГРП обычно проводят для восстановления пустотного пространства коллектора. Главной задачей проведения ГРП является получение одиночных, множественных трещин или даже сетей трещин с достаточными высокими фильтрационными свойствами [2, 3]. Одним из механизмов, определяющих сложность образованной сети трещин ГРП, является взаимодействие между гидравлическими (искусственными) и естественными трещинами. В работах [4, 5] доказано,

что наличие естественной трещиноватости в горной породе является основным фактором, который влияет на форму и распространение сети трещин ГРП. В карбонатных сложнопостроенных коллекторах, характеризующиеся естественными трещинами, трещина ГРП может встретиться с пустотами различного масштаба, такими как разломы, плоскости напластования, сети естественных микротрещин/макротрещин и др. В таких случаях, когда трещина ГРП сталкивается с естественной трещиноватостью, может иметь место различный характер их взаимодействия, например смещение, пересечение и т. п. Следовательно, проведение ГРП в сложнопостроенных карбонатных коллекторах, характеризующихся наличием естественной трещиноватости, может привести к образованию не симметричной трещины в ее классическом понимании, а их сложной сети [6]. В том случае, если после ГРП в пласте образовалась трещина со строением, соответствующим классическому представлению, фильтрационный поток в пласте считается билинейным [7].

Анализ мирового опыта позволил выделить три типа характерного взаимодействия между трещиной ГРП и естественной трещиноватостью: 1) трещина ГРП может проникать в естественную трещину и тем самым увеличивать ее раскрытость; 2) трещина ГРП может сливаться с естественной трещиной; 3) трещина ГРП может раскрыть естественную трещиноватость, которая ранее в процессе эксплуатации деформировалась (сомкнулась).

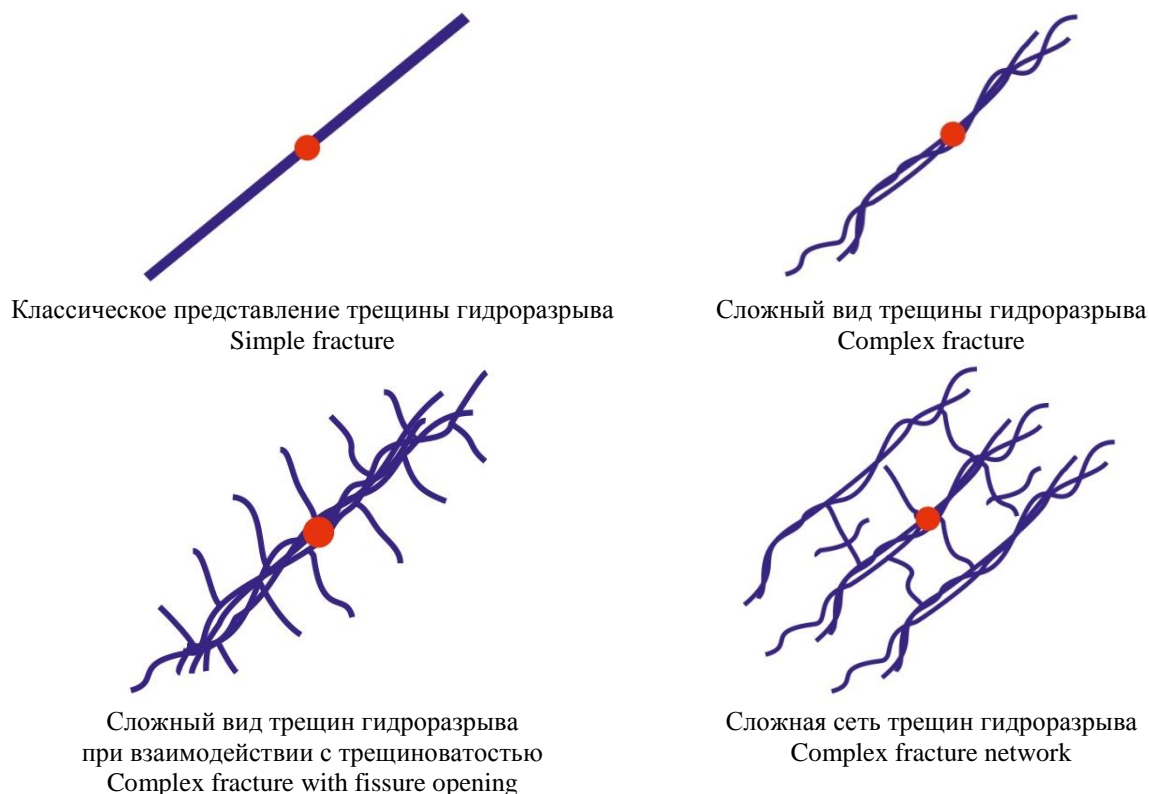
Различные параметры, такие как напряженное состояние горных пород, технологические показатели проведения мероприятия (скорость закачки, вязкость жидкости разрыва и др.), а также геометрические, механические свойства и ориентация естественных трещин, могут в значительной мере оказывать влияние на взаимодействие естественных трещин с трещиной ГРП.

В настоящее время проведено значительное количество экспериментов по изучению взаимодействия естественных трещин с трещиной ГРП. В работах J. Zhou и др. [8, 9] приводится вывод, что разница напряжений, прочность на сдвиг естественных трещин и угол пересечения между естественными трещинами и трещиной ГРП являются преобладающими факторами, которые определяют распространения трещины ГРП в трещиноватом пласте. На основании лабораторных экспериментов L. Beugelsdijk и др. [10] установили, что при незначительных скоростях закачки и вязкости используемая жидкость имеет тенденцию фильтроваться по каналам естественных трещин, что приводит к образованию извилистых путей трещины ГРП. В работах С. Zou и др. [11] описана серия экспериментов по исследованию распространения трещин ГРП с использованием сканирующей компьютерной томографии. В результате установлено, что сложная сеть трещин ГРП образовывалась при небольшой разнице горизонтальных напряжений (менее 6 МПа), а обычная картина поперечного разрушения наблюдалась при значительной разнице горизонтальных напряжений (более 9 МПа). Кроме того, авторами отмечено, что преобладающая трещина ГРП в классическом понимании образовывается

при высокой скорости закачки жидкости разрыва, тогда как сложная сеть трещин ГРП отмечается в основном при низкой скорости. В работе [12] авторами установлено, что образование нескольких ответвлений и сложность геометрии сети трещин гидроразрыва уменьшается при значительной разнице напряжений. При низкой скорости закачки и вязкости агента для ГРП жидкость имеет тенденцию фильтроваться в ранее существующие неоднородности и создавать извилистые траектории трещин, что соответствует выводам в работах [10, 11]. При высокой скорости закачки и вязкости агента для ГРП трещина имеет тенденцию пересекать множество трещинных сетей и является практически прямолинейной во всех направлениях. По мере снижения скорости закачки увеличивается количество естественных трещин, задействованных в процессе образования трещины ГРП, и отмечается два механизма зарождения трещин: 1) основные трещины ГРП образуются через существующие естественные трещины, расположенные вблизи ствола скважины; 2) основные трещины ГРП образуются через существующие естественные трещины, расположенные вдали от ствола скважины. На основании полевых наблюдений (микросейсмический мониторинг и исследований пустотного пространства горных пород) установлена разная степень сложности трещин ГРП: от простой относительно плоской единичной трещины до достаточно сложной сети трещин (рис. 1).

В своей работе M. Mayerhofer [13] отмечает концепцию определения стимулированного объема коллектора (трехмерное облако микросейсмических событий) для оценки эффективности мероприятия. Объем стимулированного коллектора может приблизительно соответствовать размеру созданной сложной сети трещин гидроразрыва. Но из-за невысокой точности измерительных устройств достаточно сложно выполнить анализ чувствительности или количественно оценить влияние различных факторов на взаимодействие между трещиной ГРП и несколькими блоками естественных трещин, а также суммарную сложную сеть трещин ГРП. Также статистика добычи на месторождениях показывает, что скважины, на которых проведен ГРП и в дальнейшем образована классическая трещина ГРП, могут достигать значительной начальной продуктивности с последующим быстрым ее снижением, что подтверждается данными исследований, представленными в работах [14–18].

Для исследования распространения трещин ГРП в естественно-трещиноватых пластах предложены комплексные численные модели, которые можно разделить на категории в соответствии с их численными методами: метод конечных элементов (FEM), включая расширенный метод конечных элементов (XFEM), метод граничных элементов (BEM), метод разрывных смещений (DDM), метод отдельных элементов (DEM) и метод решетки [19–21]. В большинстве вышеупомянутых методов исследования ствол скважины рассматривается как точка нагнетания или заранее заданная траектория разрыва, и влияние сети естественных трещин вблизи ствола скважины не принимается во внимание.



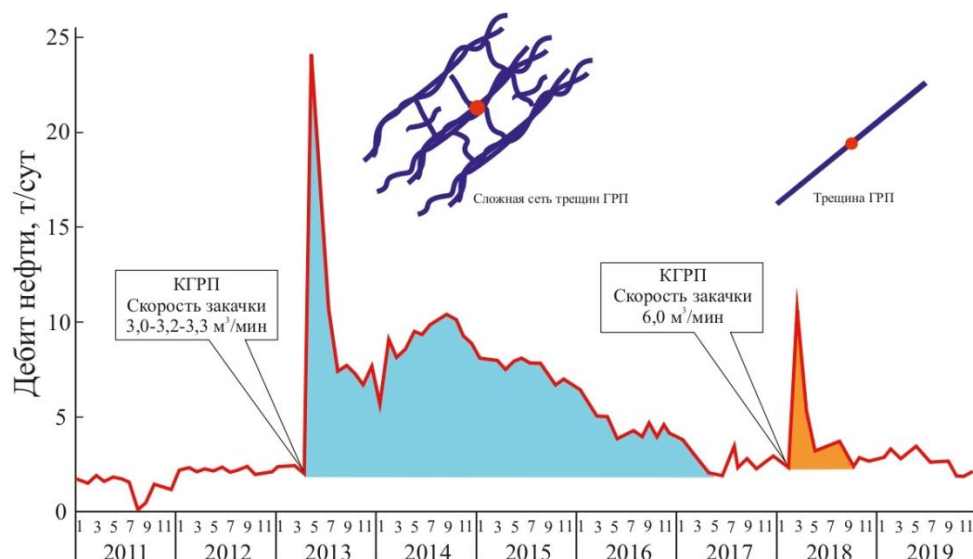
**Рис. 1.** Схемы уровней сложности образования трещин гидравлического разрыва пласта в сложнопостроенных карбонатных коллекторах с естественной трещиноватостью

**Fig. 1.** Diagrams of the complexity levels of hydraulic fracturing in complex carbonate reservoirs with natural fracturing

Таким образом, аналитический обзор мирового опыта проведения ГРП в карбонатных коллекторах с естественной трещиноватостью позволяет сделать вывод о преобладающем влиянии естественной трещиноватости коллектора и технологии самой операции на геометрию образующихся трещин разрыва [22–25].

Ниже приводятся результаты исследований по изучению геометрии трещин разрыва на примере од-

ной скважины, эксплуатирующей сложнопостроенную карбонатную залежь с естественной трещиноватостью. Факт естественной трещиноватости подтвержден результатами изучения образцов керна, геофизических и гидродинамических исследований. В процессе эксплуатации на скважине проведено два кислотных гидроразрыва (2013 и 2018 гг.), характеризующихся разными скоростями закачки жидкости разрыва (рис. 2).



**Рис. 2.** Динамика показателей эксплуатации скважины в период проведения гидроразрывов

**Fig. 2.** Dynamics of well operation indicators during hydraulic fracturing

Кислотный гидроразрыв, проведенный в 2013 г., в процессе которого жидкость разрыва закачивалась в пласт со скоростью (расходом) 3–3,3 м<sup>3</sup>/мин, способствовал резкому увеличению дебита нефти, который, несмотря на некоторое последующее снижение, продолжительное время превышал производительность скважины до ГРП. Кислотный гидроразрыв, проведенный в 2018 г., при проведении которого жидкость разрыва закачивалась с расходом 6 м<sup>3</sup>/мин, также привел к значимому увеличению дебита, который практически сразу резко упал. При этом следует отметить, что обе операции проводились в схожих геолого-физических условиях по параметрам, являющимся критериями проведения ГРП. На период второго мероприятия остаточные запасы в зоне отбора оставались по-прежнему высокими.

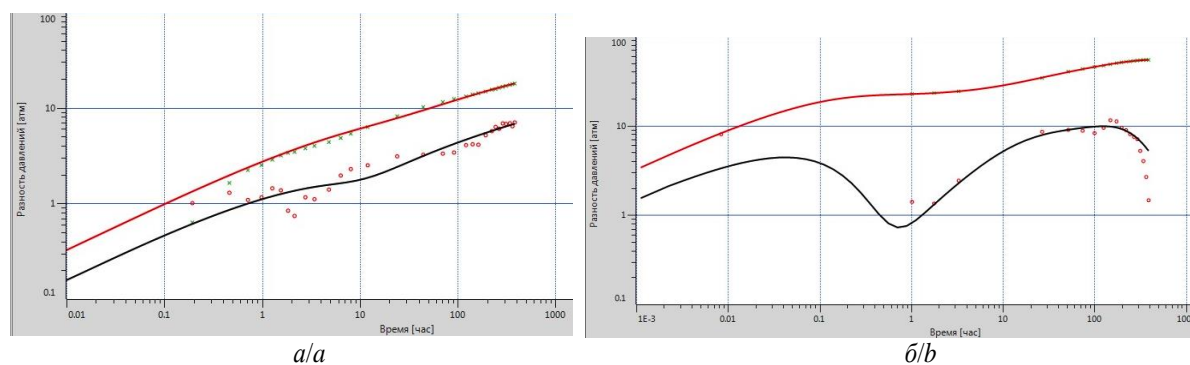
Столь различающийся результат проведения ГРП в схожих условиях обусловил необходимость детального сравнительного анализа обоих мероприятий, в том числе с привлечением дополнительного промышленного материала. В период продолжающегося эффекта (непосредственно после ГРП) на скважине проведены гидродинамические исследования с использованием высокоинформативных технологий, что поз-

воляет выполнить интерпретацию их материалов в современных программных продуктах и сопоставить геометрию фильтрационных потоков в зоне отбора скважины после первого и второго ГРП.

Для диагностики фильтрационных потоков и их геометрии до и после проведения каждого ГРП использован программный комплекс KARPA Workstation (модуль Saphir), который позволяет при обработке кривых восстановления давления (КВД) качественно и количественно оценивать параметры естественной трещиноватости коллектора и трещин разрыва пород [26–28].

В ходе анализа построенных графиков установлено, что наличие трещины ГРП диагностируется только после проведения второго кислотного ГРП (рис. 3, а). Для исследования после первого гидроразрыва наилучшее совмещение модельной и фактической кривых восстановления давления и адекватные фильтрационные параметры получены при использовании модели двойной пористости (рис. 3, б).

Результаты обработки кривой восстановления давления до и после проведения гидравлического разрыва пласта, а также показатели технологической эффективности от проведенных мероприятий представлены в таблице.



**Рис. 3.** Характерный вид графиков кривой восстановления давления скважин после гидравлического разрыва пласта в билогарифмических координатах: а) модель трещины гидравлического разрыва пласта; б) модель двойной пористости

**Fig. 3.** Typical form of pressure build-up curves for wells after hydraulic fracturing in logarithmic coordinates: а) hydraulic fracture model; б) model of double voidness

Аналогичный анализ выполнен для всех мероприятий по гидравлическому разрыву, реализованных на объекте, которые сопровождались гидродинамическими исследованиями в период продолжающегося эффекта. Результаты данного анализа, в ходе которого сопоставлены параметры технологической эффективности ГРП, геометрия образовавшихся трещин, а также скорости закачки жидкости разрыва, визуализированы в виде графика (рис. 4).

Обобщая результаты исследований, отображенных на рис. 4, можно сделать вывод о том, что в рассматриваемом сложнопостроенном карбонатном объекте максимальные значения показателей технологической эффективности ГРП достигаются при создании в пласте сети трещин сложной геометрии. А чем проще геометрия образовавшейся трещины, тем ниже эффективность мероприятия. Таким образом, основным направлением повышения эффективности гидравли-

ческого разрыва пласта в рассматриваемых условиях следует считать создание системы трещин сложной геометрии и подбор конкретной технологии, обеспечивающей выполнение данного условия.

Для детализации исследований влияния скоростей закачки жидкости разрыва в ходе проведения мероприятия выполнен анализ фактической динамики давления закачки по всем скважинам – объектам воздействия. Факт зависимости графика, отражающего динамику давления закачки от геометрии образующихся трещин, отмечен также в работах [29, 30]. Установлено, что пересечение трещины ГРП с системой естественных трещин сопровождается характерными колебаниями давления закачки в процессе гидроразрыва и сложным видом соответствующего графика. А с увеличением размеров (раскрытости) естественной трещины интенсивность колебаний нарастает, и чем сложнее сеть естественных трещин, тем

больше условных экстремумов прослеживается на кривой динамики давления закачки. Данный вывод подтвержден в ходе исследований применительно к рассматриваемым условиям, что проиллюстрировано

на примере графиков динамики давления и скорости закачки на рассматриваемой ранее скважине с двумя гидроразрывами (рис. 2).

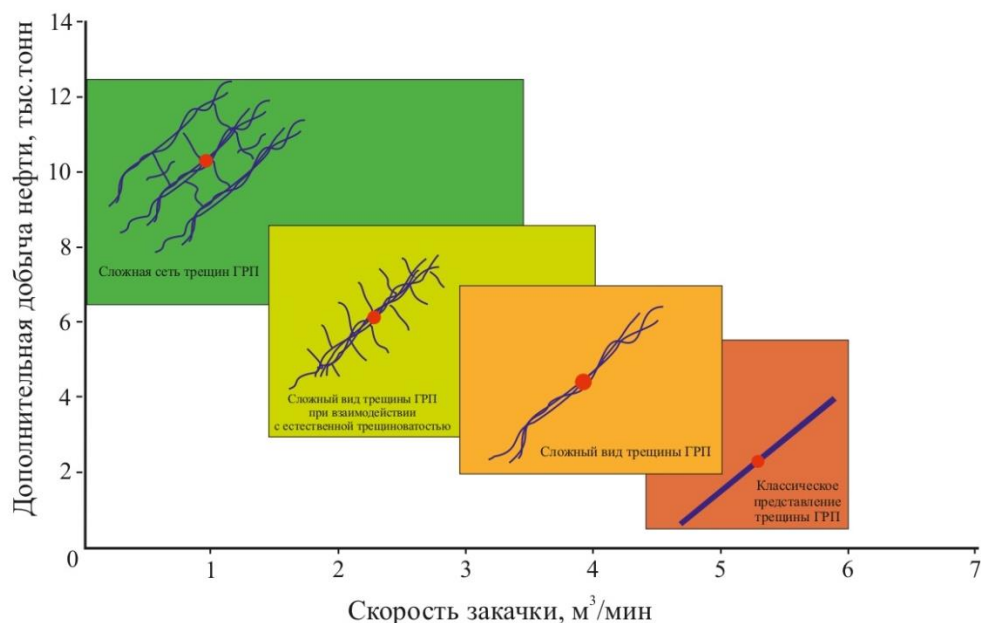
**Таблица.** Результаты обработки кривых восстановления давления и технологическая эффективность проведенных мероприятий

**Table.** Results of processing pressure build-up curves and technological efficiency of the measures taken

Показатель Indicator	Характеристики гидравлического разрыва пласта Fracturing characteristics	
	Первого (май 2013 г.) First (May 2013)	Второго (март 2018 г.) Second (March 2018)
Модель пласта по данным гидродинамических исследований до проведения гидроразрыва Reservoir model according to well test data before acid fracturing	Двойная пористость Double porosity	Двойная пористость Double porosity
Модель пласта по данным гидродинамических исследований после проведения гидроразрыва Reservoir model according to well test data after acid fracturing	Двойная пористость Double porosity	Однородный Homogeneous
Модель скважины по данным гидродинамических исследований до проведения гидроразрыва Well model based on hydraulic test data for acid fracturing	Вертикальная Vertical	Вертикальная Vertical
Модель скважины по данным гидродинамических исследований после проведения гидроразрыва Well model based on well test data after acid fracturing	Вертикальная Vertical	Вертикальная с трещиной конечной проводимости Vertical fractures with finite conductivity
Заключение о геометрии трещины гидроразрыва Conclusion on the hydraulic fracture geometry	Сложная сеть Complex network	Классическое представление Classical view
Дополнительная добыча нефти, тыс. т Additional oil production, thousand tons	9,90	0,72
Продолжительность технологического эффекта, мес. Duration of the technological effect, months	48	6
Среднее значение обводненности за время эффекта, % Average value of water cut during the effect time, %	3,53	17,97*

\*Примечание: после проведения кислотного гидравлического разрыва пласта получен резкий рост обводненности с 3,5 до 48,0 %.

\*Note: after acid fracturing, a sharp increase in water cut from 3,5 to 48,0 % was obtained.

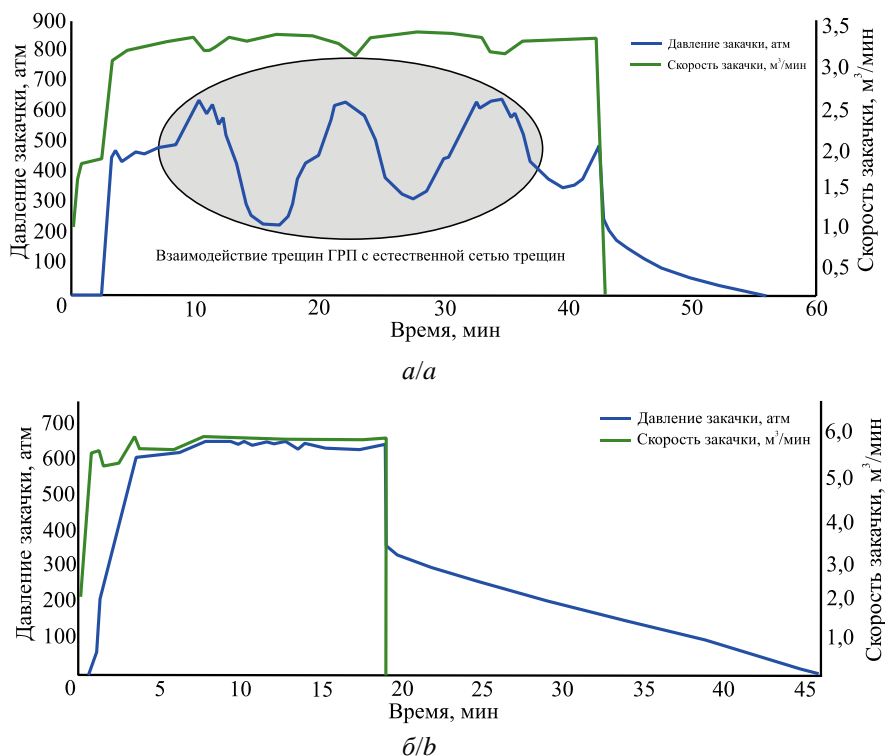


**Рис. 4.** Образование сети трещин гидроразрыва пласта от скорости закачки жидкости разрыва

**Fig. 4.** Formation of a network of hydraulic fractures on injection rate of hydraulic fracturing fluid

На рис. 5, б кривая давления закачки имеет простую форму, следовательно и геометрия образовавшейся трещины ГРП соответствует классическому представлению, что подтверждено результатами интерпретации кривой восстановления давления (рис. 3, а). Кривая за-

качки, представленная на рис. 5, а, характеризуется очевидными колебаниями, что подтверждает установленный при обработке КВД факт образования сложной сети трещин (рис. 3, б).



**Рис. 5.** Кривая динамики давления и скорости закачки: а) при проведении первого кислотного гидроразрыва; б) при проведении второго кислотного гидроразрыва

**Fig. 5.** Pressure and injection rate dynamics curve: a) during the first acid fracturing; b) during the second acid fracturing

Таким образом, обобщая выполненные исследования, можно сделать вывод, что оптимальная технология проведения кислотного ГРП в условиях рассматриваемой сложнопостроенной карбонатной залежи должна обеспечивать создание сети трещин разрыва сложной геометрии, что достигается при невысоких скоростях закачки используемой жидкости. В свою очередь, признаком образования сети трещин сложной геометрии является интенсивные колебания давления закачки и выделения нескольких экстремумов на графике, отражающем его динамику.

С целью повышения эффективности проведения ГРП на рассматриваемой залежи возможен следующий вариант оптимизации технологии его проведения:

- 1) на начальном этапе осуществлять закачку жидкости разрыва на низкой скорости с целью вовлечения большего количества естественных трещин, расположенных в зоне дренирования скважины;
- 2) далее жидкость разрыва может быть закачана уже в образованные на первом этапе трещины с целью создания нескольких основных трещин;
- 3) на третьем этапе рекомендуется осуществлять закачку жидкости разрыва для создания гидродинамической связи между трещинами, образовавшимися на первом и втором этапах, с пустотами, расположенными в удаленной части пласта.

#### Заключение

Факторы, осложняющие геологическое строения залежей, такие как естественная трещиноватость, кавернозность, плоскости напластования и др., а также напряженное состояние горных пород, существенным

образом оказывают влияние на эффективность проведения ГРП. Гидравлический разрыв в сложнопостроенных карбонатных коллекторах зачастую не приводит к образованию трещины в классическом ее понимании – два крыла, распространяющиеся симметрично от ствола скважины, что подтверждено результатами анализа графиков кривой восстановления давления в диагностических билогарифмических координатах.

На эффективность ГРП в совокупности влияют геомеханические свойства, строение горной породы и ее пустотного пространства, а также технологические параметры самого мероприятия.

Трещины гидравлического разрыва пласта могут распространяться в пласт непосредственно от скважин – объектов воздействия (классическое представление), либо через существующую сеть естественных трещин, расположенных в зоне дренирования. Для вовлечения в процесс фильтрации значительного количества естественных трещин и других видов пустотности в процессе проведения ГРП жидкость разрыва целесообразно закачивать при низких скоростях.

Контроль за развитием трещин гидроразрыва должен основываться на достоверной информации о естественной трещиноватости коллектора до проведения мероприятия, а регулирование – посредством мониторинга динамики давления и скорости закачки, что подтверждает результаты исследований [31–38].

Актуальным направлением дальнейших исследований закономерностей проведения гидравлического разрыва пласта является также контроль распространения трещин в горизонтальном и вертикальном направлениях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тайпова В.А., Шайдуллин А.А., Шайдуллин М.А. Роль горизонтальных скважин и гидравлического разрыва в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере управления нефтегазовой добычи «АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ» ПАО «Татнефть» // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 3. – С. 198–203.
2. Reda Abdel Azim. A poroelastic numerical model for simulation of hydraulic fracture propagation: application to Upper Safa formation – Western Desert-Egypt // Petroleum Research. – 2020. – V. 5. – Iss. 1. – P. 39–51.
3. Experimental investigation of the effect of natural fracture size on hydraulic fracture propagation in 3D / Liming Wan, Mian Chen, Bing Hou, Jiawei Kao, Kunpeng Zhang, Weineng Fu // Journal of Structural Geology. – 2018. – V. 116. – P. 1–11.
4. Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations in the Barnett Shale / M.K. Fisher, C. Wright, B. Davidson, A. Goodwin, E. Fielder, W. Buckler, N. Steinsberger // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. – San Antonio, Texas, 2002. – SPE-77441-MS.
5. Contacting more of the Barnett shale through an integration of real-time microseismic monitoring, petrophysics, and hydraulic fracture design / J.L. Daniels, G.A. Waters, J.H. Le Calvez, D. Bentley, J.T. Lassek // SPE annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. – Anaheim, California, 2007. – SPE-110562-MS.
6. Fisher K., Warpinski N. Hydraulic-fracture-height growth: real data // SPE Production & Operations. – 2013. – V. 27. – Iss. 1. – P. 8–19.
7. Numerical analysis on the optimization of hydraulic fracture networks / Z. Zhang, X. Li, W. Yuan, J. He, G. Li, Y. Wu // Energies. – 2015. – V. 8. – Iss. 10. – P. 12061–12079.
8. Zhou J., Jin Y., Chen M. Experimental investigation of hydraulic fracturing in random naturally fractured blocks // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2010. – V. 47. – Iss. 7. – P. 1193–1199.
9. Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs / J. Zhou, M. Chen, Y. Jin, G.-q. Zhang // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2008. – V. 45. – Iss. 7. – P. 1143–1152.
10. Beugelsdijk L.J.L., De Pater C.J., Sato K. Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium // SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management. – Yokohama, Japan, 2000. – SPE-59419-MS.
11. Fisher M.K., Wright C.A., Davidson B.M. Integrating fracture mapping technologies to improve stimulations in the Barnett shale // SPE Production & Facilities. – 2013. – V. 20. – Iss. 2. – P. 85–93.
12. Numerical investigation of hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs based on lattice spring model / Kaikai Zhao, Pengfei Jiang, Yanjun Feng, Xiaodong Sun, Lixing Cheng, Jianwei Zheng // Geofluids. – 2020. – V. 2020. – P. 8845990.
13. What is stimulated reservoir volume? / M.J. Mayerhofer, E.P. Lolon, N.R. Warpinski, C.L. Cipolla, D.W. Walsler, C.M. Rightmire // SPE Production & Operations. – 2013. – V. 25. – Iss. 1. – P. 89–98.
14. Acuña J.A. Analytical pressure and rate transient models for analysis of complex fracture networks in tight reservoirs // Unconventional Resources Technology Conference. – San Antonio, Texas, USA, 2016. – URTEC-2429710-MS.
15. Zou C., Dong D., Wang Y. Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II) // Petroleum Exploration Development. – 2016. – V. 43. – Iss. 2. – P. 166–178.
16. Wang H.Y. HF propagation in naturally fractured reservoirs: complex fracture or fracture networks // Journal National Gas Science Engineering. – 2019. – V. 68. – Article 102911.
17. Improving permeability of coal seams by freeze-fracturing method: The characterization of pore structure changes under low-field NMR / Yunpei Liang, Youting Tan, Fakai Wang, Yongjiang Luo, Zhiqiang Zhao // Energy Reports. – 2020. – V. 6. – P. 550–561.
18. Идентификация ориентации гидравлического разрыва пласта от поверхности с помощью тензора сейсмического момента / Е.В. Биряльцев, В.А. Рыжов, С.А. Феофилов, И.Р. Шарапов, М.Р. Камилов, Д.А. Рыжов, Е.В. Мокшин // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 3. – С. 229–233.
19. Cruz F., Roehl D., Do Amaral Vargas E. Jr. An XFEM element to model intersections between hydraulic and natural fractures in porous rocks // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2018. – V. 112. – P. 385–397.
20. Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions // Energies. – 2021. – V. 14. – P. 8254.
21. Lecampion B., Bungler A., Zhang X. Numerical methods for hydraulic fracture propagation: a review of recent trends // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – V. 49. – P. 66–83.
22. Ning L., Shicheng Z., Yushi Z. Experimental analysis of hydraulic fracture growth and acoustic emission response in a layered formation // Rock Mechanics Rock Engineering. – 2018. – V. 51. – P. 1047–1062.
23. Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales / Qinglin Shan, Yan Jin, Peng Tan, Ruxin Zhang // Journal of Geophysics and Engineering. – 2018. – V. 15. – Iss. 4. – P. 1729–1742.
24. Numerical analysis of multiple factors affecting hydraulic fracturing in heterogeneous reservoirs using a coupled hydraulic-mechanical-damage model / Tao Xu, Mingyang Zhai, Bo Huang, Liaoyuan Zhang, Aishan Li, Quansheng Zhang, Zilin Zhang, Lei Wang, Lianchong Li // Geofluids. – 2021. – V. 2021. – Article 5552287.
25. Investigation of production depletion rate effect on the near-wellbore stresses in the two Iranian southwest oilfields / K. Shahbazi, A. Hossein Zarei, A. Shahbazi, A. Ayatizadeh Tanha // Petroleum Research. – 2020. – V. 5. – Iss. 4. – P. 347–361.
26. Елесин А.В., Кадырова А.Ш., Никифоров А.И. Идентификация поля проницаемости трехмерного пласта с использованием результатов геофизических исследований скважин // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 106–111.
27. Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных // Георесурсы. – 2020. – Т. 22. – № 2. – С. 8–14.
28. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 26–32.
29. Гамес Ф. Исследование трещиноватости, моделирование и анализ неопределенностей карбонатного коллектора с включением динамических данных (Ближний Восток) // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 3. – С. 154–157.
30. Критерии отбора скважин для гидроразрыва / О.В. Салимов, А.В. Насыбуллин, Р.З. Сахабуддинов, В.Г. Салимов // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 4. – С. 368–373.
31. Обоснование применения технологии кислотного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах газоконденсатных месторождений морского шельфа / Р.У. Рабаев, Р.Н. Бахтизин, Ш.Х. Султанов, В.И. Смурыгин, С.А. Блинов, Т.Б. Бакишев // SOCAR Proceedings. – 2020. – № 4. – С. 60–67.
32. Martyshev D.A., Ponomareva I.N., Galkin V.I. Conditions for effective application of the decline curve analysis method // Energies. – 2021. – V. 14 (20). – Article 6461.
33. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина, Л.А. Авдеева, М.А. Халикова, М.В. Герасимова, И.А. Соловьева // Записки горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353.
34. Numerical study of vug effects on acid-rock reactive flow in carbonate reservoirs / Z. Huang, H. Xing, X. Zhou, H. You // Advances in Geo-Energy Research. – 2020. – V. 4 (4). – P. 448–459.
35. Effect of injection flow rate on fracture toughness during hydraulic fracturing of hot dry rock (HDR) / Dengdeng Zhuang, Tubing Yin, Qiang Li, You Wu, Xiaosong Tan // Engineering Fracture Mechanics. – 2022. – V. 260. – Article 108207.
36. The effect of fracture growth rate on fracture process zone development in quasi-brittle rock / Lei Chen, Guangqing Zhang, Zhikun Zou, Yuanzhe Guo, Xuelin Zheng // Engineering Fracture Mechanics. – 2021. – V. 258. – Article 108086.

37. Caiyuan Xiao, Guiju Zhang, Yudong Yu. Numerical analysis of hydraulic fracturing processes for multi-layered fractured reservoirs // Energy Reports. – 2021. – V. 7. – P. 467–471.
38. Aymen Al-Ameri, Talal Gamadi. Optimization of acid fracturing for a tight carbonate reservoir // Petroleum. – 2020. – V. 6 (1). – P. 70–79.

*Поступила 08.12.2021 г.*

#### **Информация об авторах**

**Мартюшев Д.А.**, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Пономарева И.Н.**, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

**Филиппов Е.В.**, начальник управления разработки нефтяных и газовых месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

**Ли Ювэй**, кандидат технических наук, профессор Департамента экологических наук, Университет Ляонин.



UDC622.276

## FORMATION OF HYDRAULIC FRACTURING CRACKS IN COMPLICATED CARBONATE RESERVOIRS WITH NATURAL FRACTURING

Dmitriy A. Martyushev<sup>1</sup>,  
martyushevd@inbox.ru

Inna N. Ponomareva<sup>1</sup>,  
ponomarevain@pstu.ru

Evgeniy V. Filippov<sup>2</sup>,  
evgenij.filippov@lp.lukoil.com

Yuwei Li<sup>3</sup>,  
liyuweibox@126.com

<sup>1</sup> Perm National Research Polytechnic University,  
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

<sup>2</sup> LLC LUKOIL-PERM,  
62, Lenin street, Perm, 614990, Russia.

<sup>3</sup> Liaoning University,  
66, Chongshan middle road, Huanggu District, Shenyang, 110036, P.R. China.

**The relevance** of the research is caused by the fact that the presence of natural fracturing in complex carbonates reservoirs is the main factor that affects the shape and propagation of the network of hydraulic fractures. In such cases, when a hydraulic fracture collides with natural fracturing, there may be a different nature of their interaction, for example, displacement, intersection, etc. Consequently, hydraulic fracturing in complex carbonate reservoirs, characterized by the presence of natural fracturing, can lead to the formation of not a symmetric fracture in its classical sense, but their complex network. Based on field observations (microseismic monitoring and studies of the void space of rocks), various degrees of complexity of hydraulic fractures have been established: from a simple relatively flat single fracture to a rather complex network of fractures.

**The main aim** of the study is to assess the formation of complex networks of hydraulic fractures in naturally fractured carbonate reservoirs.

**Object:** complex carbonate reservoir with a system of natural fractures.

**Methods:** analysis of production, technological, hydrodynamic data and the results of microseismic monitoring in the process of hydraulic fracturing.

**Results.** It was found that hydraulic fracturing in complex carbonate reservoirs often does not lead to the formation of a fracture in its classical sense – two wings propagating symmetrically from the wellbore, which is confirmed by the results of the analysis of the pressure build-up curves in diagnostic logarithmic coordinates. Hydraulic fractures can propagate into the formation directly from wells – targets of influence (classical representation), or through the existing network of natural fractures located in the drainage zone. To involve a significant number of natural fractures and other types of voids in the filtration process during hydraulic fracturing, it is advisable to pump the fracturing fluid at low speeds. Control over the development of hydraulic fractures should be based on reliable information about the natural fracturing of the reservoir before the event, and regulation – through monitoring the dynamics of pressure and injection rate, which confirms the research results.

### Key words:

Injection rate, injection pressure, well testing, rock void space, fracture opening, hydraulic fracturing monitoring, oil production rate.

### REFERENCES

1. Taipova V.A., Shaidullin A.A., Shamsutdinov M.F. Role of horizontal wells and hydraulic fracturing in increasing the efficiency of oilfield development using the example of oil and gas production department «aznakayevskneft» tatneft PJSC. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 198–203. In Rus.
2. Reda Abdel Azim. A poroelastic numerical model for simulation of hydraulic fracture propagation: application to upper Safa formation – Western Desert-Egypt. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 1, pp. 39–51.
3. Liming Wan, Mian Chen, Bing Hou, Jiawei Kao, Kunpeng Zhang, Weineng Fu. Experimental investigation of the effect of natural fracture size on hydraulic fracture propagation in 3D. *Journal of Structural Geology*, 2018, vol. 11, pp. 1–11.
4. Fisher M.K., Wright C., Davidson B., Goodwin A., Fielder E., Buckler W., Steinsberger N. Integrating fracture mapping technologies to optimize stimulations in the barnett shale. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*. San Antonio, Texas, 2002. SPE-77441-MS.
5. Daniels J.L., Waters G.A., Le Calvez J.H., Bentley D., Lassek J.T. Contacting more of the barnett shale through an integration of real-time microseismic monitoring, petrophysics, and hydraulic fracture design. *SPE annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*. Anaheim, California, 2007. SPE-110562-MS.
6. Fisher K., Warpinski N. Hydraulic-fracture-height growth: real data. *SPE Production & Operations*, 2013, vol. 27, Iss. 1, pp. 8–19.
7. Zhang Z., Li X., Yuan W., He J., Li G., Wu Y. Numerical analysis on the optimization of hydraulic fracture networks. *Energies*, 2015, vol. 8, Iss. 10, pp. 12061–12079.
8. Zhou J., Jin Y., Chen M. Experimental investigation of hydraulic fracturing in random naturally fractured blocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2010, vol. 47, Iss. 7, pp. 1193–1199.
9. Zhou J., Chen M., Jin Y., Zhang G.-q. Analysis of fracture propagation behavior and fracture geometry using a tri-axial fracturing system in naturally fractured reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2008, vol. 45, Iss. 7, pp. 1143–1152.

10. Beugelsdijk L.J.L., De Pater C.J., Sato K. Experimental hydraulic fracture propagation in a multi-fractured medium. *SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*. Yokohama, Japan, 2000. SPE-59419-MS.
11. Fisher M.K., Wright C.A., Davidson B.M. Integrating fracture mapping technologies to improve stimulations in the Barnett shale. *SPE Production & Facilities*, 2013, vol. 20, Iss. 2, pp. 85–93.
12. Kaikai Zhao, Pengfei Jiang, Yanjun Feng, Xiaodong Sun, Lixing Cheng, Jianwei Zheng. Numerical investigation of hydraulic fracture propagation in naturally fractured reservoirs based on lattice spring model. *Geofluids*, 2020, vol. 2020, pp. 8845990.
13. Mayerhofer M.J., Lolon E.P., Warpinski N.R., Cipolla C.L., Walsler D.W., Rightmire C.M. What is stimulated reservoir volume? *SPE Production & Operations*, 2013, vol. 25, Iss. 1, pp. 89–98.
14. Acuña J.A. Analytical pressure and rate transient models for analysis of complex fracture networks in tight reservoirs. *Unconventional Resources Technology Conference*. San Antonio, Texas, USA, 2016. pp. URTEC-2429710-MS.
15. Zou C., Dong D., Wang Y., Shale gas in China: characteristics, challenges and prospects (II). *Petroleum Exploration Development*, 2016, vol. 43, Iss. 2, pp. 166–178.
16. Wang H.Y. HF propagation in naturally fractured reservoirs: complex fracture or fracture networks. *Journal National Gas Science Engineering*, 2019, vol. 68, Article 102911.
17. Yunpei Liang, Youting Tan, Fakai Wang, Yongjiang Luo, Zhiqiang Zhao. Improving permeability of coal seams by freeze-fracturing method: The characterization of pore structure changes under low-field NMR. *Energy Reports*, 2020, vol. 6, pp. 550–561.
18. Birialtsev E.V., Ryzhov V.A., Feofilov S.A., Sharapov I.R., Kamilov M.R., Ryzhov D.A. Identification of hydraulic fracture orientation from ground surface using the seismic moment tensor. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 3, pp. 229–233. In Rus.
19. Cruz F., Roehl D., Do Amaral Vargas E. Jr. An XFEM element to model intersections between hydraulic and natural fractures in porous rocks. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2018, vol. 112, pp. 385–397.
20. Mardashov D., Duryagin V., Islamov S. Technology for improving the efficiency of fractured reservoir development using gel-forming compositions. *Energies*, 2021, vol. 14, Article 8254.
21. Lecampion B., Bungler A., Zhang X. Numerical methods for hydraulic fracture propagation: a review of recent trends. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 49, pp. 66–83.
22. Ning L., Shicheng Z., Yushi Z. Experimental analysis of hydraulic fracture growth and acoustic emission response in a layered formation. *Rock Mechanics Rock Engineering*, 2018, vol. 51, pp. 1047–1062.
23. Qinglin Shan, Yan Jin, Peng Tan, Ruxin Zhang. Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales. *Journal of Geophysics and Engineering*, 2018, vol. 15, Iss. 4, pp. 1729–1742.
24. Tao Xu, Mingyang Zhai, Bo Huang, Liaoyuan Zhang, Aishan Li, Quansheng Zhang, Zilin Zhang, Lei Wang, Lianchong Li. Numerical analysis of multiple factors affecting hydraulic fracturing in heterogeneous reservoirs using a coupled hydraulic-mechanical-damage model. *Geofluids*, 2021, vol. 2021, Article 5552287.
25. Shahbazi K., Hossein Zarei A., Shahbazi A., Ayatizadeh Tanha A. Investigation of production depletion rate effect on the near-wellbore stresses in the two Iranian southwest oilfields. *Petroleum Research*, 2020, vol. 5, Iss. 4, pp. 347–361.
26. Elesin A.V., Kadyrova A.S., Nikiforov A.I. Identification of the permeability field for Three-dimensional reservoir using the results of geophysical well survey. *Georesursy*, 2021, vol. 23, no. 1, pp. 106–111. In Rus.
27. Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Evaluation of hydraulic fracturing results based on the analysis of geological field data. *Georesursy*, 2020, vol. 22, no. 2, pp. 8–14. In Rus.
28. Martyushev D.A., Slushkina A.Yu. Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no.10, pp. 26–32. In Rus.
29. Games F. Fracture characterization, modeling and uncertainty analysis of a carbonate reservoir with integration of dynamic data (Middle East). *Georesursy*, 2018, vol. 20, no. 3, pp. 154–157. In Rus.
30. Sakhabutdinov R.Z., Nasybullin A.V., Salimov O.V., Salimov V.G. The criteria for the selection of wells for hydraulic fracturing. *Georesursy*, 2017, vol. 19, no. 4, pp. 368–373. In Rus.
31. Rabaev R.U., Bakhtizin R.N., Sultanov S.Kh., Smurygin V.I., Bli-nov S.A., Bakishev T.B. Substantiation of application of the technology of acid hydraulic facing Insea Shelfgas condensate carbonate reservoirs. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 14, pp. 60–67. In Rus.
32. Martyushev D.A., Ponomareva I.N., Galkin V.I. Conditions for effective application of the decline curve analysis method. *Energies*, 2021, vol. 14(20), Article 6461.
33. Bureninia I.V., Avdeeva L.A., Halikova M.A., Gerasimova M.V., Solovieva I.A. Improving the methodological approach to planning measures for hydraulic fracturing in oil fields. *Journal of Mining Institute*, 2019, vol. 237, pp. 344–353. In Rus.
34. Huang, Z., Xing, H., Zhou, X., You, H. Numerical study of vug effects on acid-rock reactive flow in carbonate reservoirs. *Advances in Geo-Energy Research*, 2020, vol. 4 (4), pp. 448–459.
35. Dengdeng Zhuang, Tubing Yin, Qiang Li, You Wu, Xiaosong Tan. Effect of injection flow rate on fracture toughness during hydraulic fracturing of hot dry rock (HDR). *Engineering Fracture Mechanics*, 2022, vol. 260, Article 108207.
36. Lei Chen, Guangqing Zhang, Zhikun Zou, Yuanzhe Guo, Xuelin Zheng. The effect of fracture growth rate on fracture process zone development in quasi-brittle rock. *Engineering Fracture Mechanics*, 2021, vol. 258, Article 108086.
37. Caiyuan Xiao, Guiju Zhang, Yudong Yu. Numerical analysis of hydraulic fracturing processes for multi-layered fractured reservoirs. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 467–471.
38. Aymen Al-Ameri, Talal Gamadi. Optimization of acid fracturing for a tight carbonate reservoir. *Petroleum*, 2020, vol. 6 (1), pp. 70–79.

Received: 8 December 2021.

#### Information about the authors

**Dmitriy A. Martyushev**, Cand. Sc., assistant professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Inna N. Ponomareva**, Dr. Sc, professor, Perm National Research Polytechnic University.

**Evgeniy V. Filippov**, head of the Department for Development of Oil and Gas Fields, LLC LUKOIL-PERM.

**Yuwei Li**, Cand. Sc., professor, Liaoning University.