

## Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных

И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев\*

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Актуальность исследований обусловлена значительным вкладом объемов нефти, добытых в результате проведения на скважинах гидравлического разрыва пласта (ГРП), в ее суммарной добыче. Правильная оценка результатов фактически проведенных мероприятий по гидравлическому разрыву позволит выработать четкие рекомендации по дальнейшему применению данного метода интенсификации добычи нефти для геолого-физических условий конкретных месторождений. Установлено, что проведение гидравлического разрыва пласта на скважине 221 Шершневого месторождения (Пермский край) привело к изменению характера взаимодействия между скважинами в пределах всего элемента системы разработки, который стал работать как единая согласованная система. В результате ГРП произошло не просто перераспределение объемов дренирования жидкости, а возник синергетический эффект, когда проведение мероприятия в одной скважине привело к росту дебитов жидкости и согласованности работы всего элемента системы разработки. Вероятно, проведение ГРП в скважине 221 привело к существенному изменению геолого-технологических характеристик бобриковской залежи Шершневого месторождения в более значительных пределах, нежели объем зоны дренирования этой скважины, и на довольно большом участке залежи возникла целая система каналов с пониженными фильтрационными сопротивлениями, а не единичная трещина, как это принято в классическом представлении гидравлического разрыва пласта. Стоит отметить, что представленный в статье подход является важным первым шагом при комплексном анализе эффективности разработки залежи по результатам промыслового контроля. В дальнейшем необходимо привлекать более детальную информацию о влиянии ГРП на разработку залежи и доказательно подтвердить характер влияния скважин друг на друга, которые могут быть индивидуальны в различных частях залежи.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, терригенный коллектор, взаимодействие между скважинами, корреляция дебитов, метод увеличения нефтеотдачи

**Для цитирования:** Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. (2020). Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе анализа геолого-промысловых данных. *Георесурсы*, 22(2), с. 8-14. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.8-14>

### Введение

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в настоящее время является одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти во всем мире. Адекватная оценка результатов проведенных ГРП позволяет, в том числе, оценивать перспективы метода в тех или иных геолого-технологических условиях (Черепанов и др., 2015).

На территории Пермского края применяются самые разнообразные технологии проведения ГРП, такие как классический проппантный в терригенных коллекторах, кислотный – в карбонатных, кислотный ГРП с закреплением трещин проппантом, азотно-пенный ГРП и др. (Черепанов и др., 2015; Воеводкин и др., 2018). Эффективность этих технологий обычно оценивают по приросту дебита нефти на скважинах – объектах воздействия (Вотинов и др., 2018; Tarek A. Ganata et al., 2018). Помимо прироста дебита, в ряде случаев используют также такие показатели технологической эффективности, как дополнительная добыча нефти и продолжительность эффекта, вычисляя эти показатели применительно к скважинам, на которых ГРП был проведен (Валеев и др., 2018).

Такой подход к оценке результатов ГРП обусловлен тем, что данный вид воздействия на пласт принято относить к группе технологий интенсификации притока к скважинам. В частности, в работах (Кашников и др., 2018; Нургалиев и др., 2017; Яхина Ю.И., 2018) показано, что ГРП проводят с целью повышения проницаемости коллектора в призабойной зоне и увеличения производительности скважины. Однако некоторые исследователи (Нургалиев и др., 2017; Tarek A. Ganata et al., 2018; Debotyam Maity et al., 2019; Yuekun Xing et al., 2019) считают, что ГРП в определенных условиях является не только способом увеличения проницаемости призабойной зоны, и, как следствие, продуктивности конкретной скважины, но и глубокопроникающим методом воздействия на продуктивные пласты в целом.

Изучение закономерностей образования трещин разрыва является одной из актуальных задач мониторинга проведения гидравлического разрыва пласта. Получение достоверной информации о пространственном положении трещины (трещин) и ее размерах позволит не только детально проанализировать результаты ГРП, но и принять обоснованное решение о целесообразности тиражирования данной технологии применительно к другим скважинам в схожих условиях (Jianming He et al., 2017; Воеводкин и др., 2018; Кулаков и др., 2018).

\* Ответственный автор: Дмитрий Александрович Мартюшев  
E-mail: [martyushevd@inbox.ru](mailto:martyushevd@inbox.ru)

К настоящему времени существует и активно используется обширный спектр методов и технологий проведения исследований, позволяющих контролировать процесс создания трещин. Широкое распространение получил метод оценки параметров трещины ГРП по данным микросейсмического мониторинга (МСМ) (Александров и др., 2007; Yew Kwang Yong et al., 2018; Lei Li et al., 2019). Однако, сопровождение всех гидроразрывов микросейсмическим мониторингом нецелесообразно как по экономическим, так и по технологическим причинам (в пределах Пермского края существуют зоны, в которых проведение микросейсмических исследований нецелесообразно) (Александров и др., 2007; Растегаев и др., 2019).

Среди прочих особое место занимают промыслово-геофизические (ПГИ) и гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Их роль весьма значительна, поскольку данные методы предоставляют преобладающий объем информации о ГРП. Следует отметить, что существующие технологии проведения и интерпретации ГДИС и ПГИ имеют ограниченное применение для решения данной задачи и высокий потенциал совершенствования и развития (Ипатов и др., 2009).

В этой связи актуальной представляется методика, позволяющая решать указанную задачу на основе комплексного анализа промысловых данных (Tarek A. Ganata et al., 2018; Чорный и др., 2019). Накопленный опыт ГРП, сопровождаемых микросейсмическим мониторингом, позволил разработать такую методику применительно к нефтяным активам Пермского края. Достоверность ее результатов подтверждена материалами МСМ (Растегаев и др., 2019).

Таким образом, наличие достоверной методики оценки параметров трещины ГРП, основанной на комплексном использовании промысловых данных, позволяет выполнить исследование результатов проведения гидравлического разрыва пласта даже в том случае, если мероприятие не сопровождалось микросейсмическим мониторингом. Изложенный далее в статье подход является первым шагом при комплексном анализе эффективности разработки залежи по результатам промыслового контроля. В данной статье приводятся результаты решения указанной задачи применительно к Шершневному месторождению.

### Общие сведения об объекте исследования

Гидравлический разрыв пласта проведен на скважине 221 Шершневного нефтяного месторождения на территории Пермского края (рис. 1). Скважина эксплуатирует терригенную бобриковскую залежь, её характерным признаком является размещение практически в центральной части структуры. Отложения бобриковского горизонта представлены преимущественно песчаниками

кварцевыми, иногда с прослоями аргиллитов и алевролитов неравномерно глинистых, участками сильно песчаных до перехода в песчаник. Песчаники, разномасштабные с различными нефтепроявлениями – от выпотов нефти по порам до полного нефтенасыщения, можно отнести к русловому аллювию, к которому и приурочена промышленная нефтеносность. Краткие сведения о геолого-физической характеристике работы скважины 221 Шершневного месторождения представлены в таблице 1. Информация о других шести нефтедобывающих скважинах, участвующих в оценке влияния ГРП, представлена в таблице 2.

Стандартные подходы к определению технологической эффективности позволили оценить результаты ГРП на данной скважине как весьма высокие для региона. Дебит скважины увеличился практически в три раза, эффект сохранялся на протяжении более, чем 2000 сут.

Проведенное в рамках статьи исследование нацелено на изучение влияния проведения гидроразрыва не только на показатели эксплуатации самой скважины – объекта ГРП, но и на ближайшие окружающие скважины, то есть на элемент системы разработки в целом. Так, в непосредственной близости от рассматриваемой скважины 221 расположены шесть добывающих скважин (№№ 64, 214, 215, 222, 228 и 229), совместно образующих «условный» первый кольцевой ряд (рис. 1).

### Исследование взаимодействия между скважинами до и после проведения ГРП

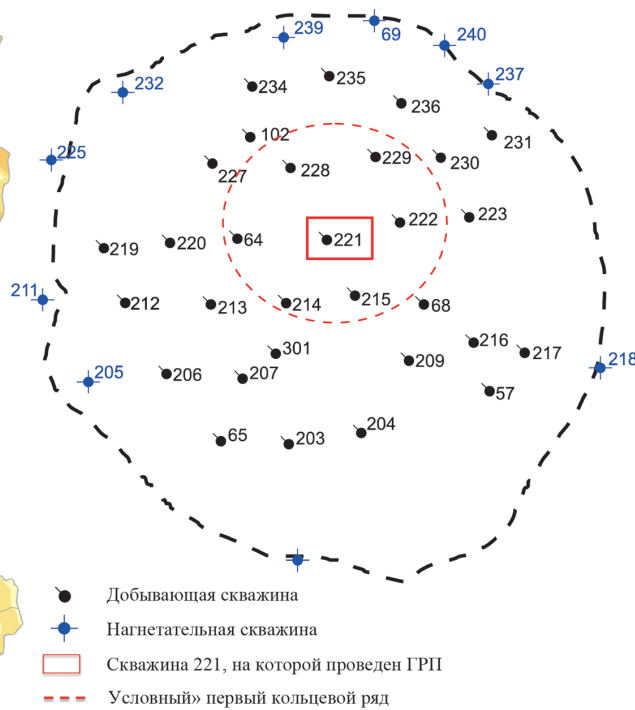
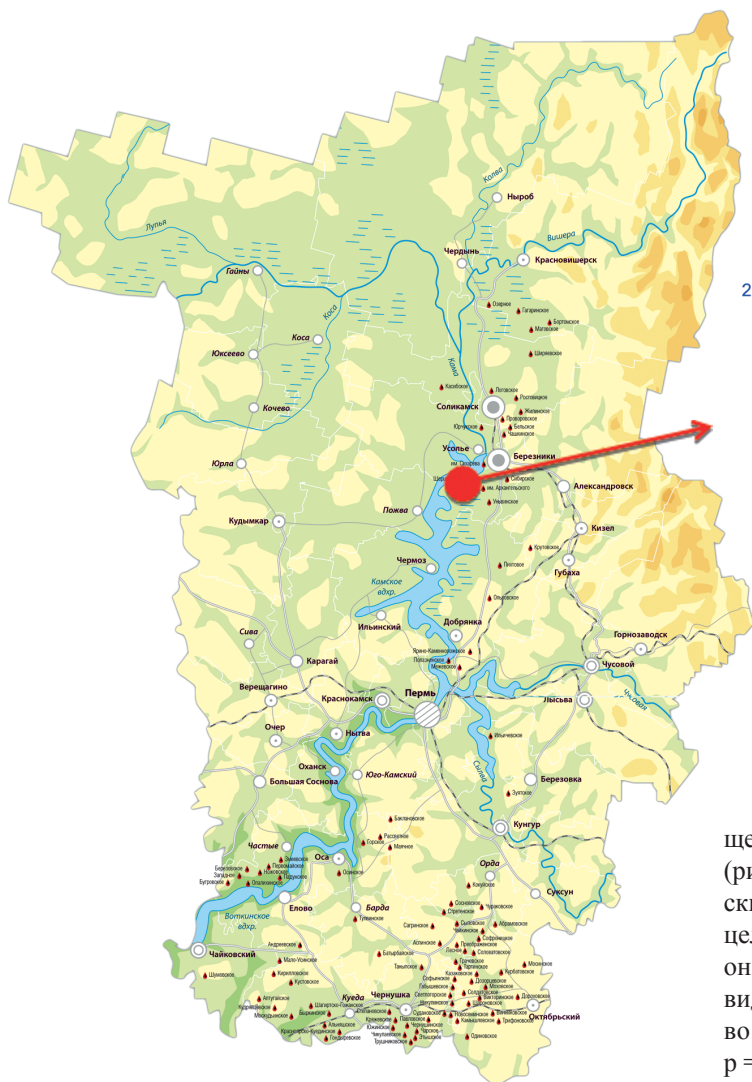
Если гидроразрыв пласта, выполненный в скважине 221, имел глубокопроникающий характер, то это должно проявиться в изменении показателей технологической эффективности, т.е. ближайшие добывающие скважины

№ пп	Наименование показателя, ед. изм.	Значение
1	Абсолютная отметка кровли, м	-1846
2	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,9
3	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3,19
4	Газонасыщенность пластовой нефти, м <sup>3</sup> /т	64,2
5	Давление насыщения нефти газом, МПа	11,94
6	Коэффициент пористости, д.ед.	0,17
7	Коэффициент песчаности, д.ед.	0,6
8	Расчлененность, д.ед.	3,21
9	Коэффициент проницаемости (определен по данным ГДИ), мкм <sup>2</sup>	0,096
10	Обводненность продукции до гидравлического разрыва пласта, %	1,0
11	Забойное давление до гидравлического разрыва пласта, МПа	9,55
12	Пластовое давление до гидравлического разрыва пласта, МПа	12,97

Табл. 1. Краткая информация о скважине – объекте ГРП

№ скв.	Коэффициент проницаемости, мкм <sup>2</sup>	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Пластовое давление до гидравлического разрыва пласта, МПа	Забойное давление до гидравлического разрыва пласта, МПа	Обводненность продукции до гидравлического разрыва пласта, %
215	0,909	8,7	11,59	10,25	1,0
222	0,206	10,8	12,92	10,06	0
229	1,716	11,2	11,21	9,79	0
228	0,111	14,7	12,78	11,76	2,0
64	0,456	5,4	13,10	11,71	3,0
214	0,078	12,6	12,77	9,77	5,0

Табл. 2. Краткая информация о параметрах работы соседних скважин, участвующих в оценке влияния ГРП



В качестве графической иллюстрации построен совмещенный график зависимости  $Q_H$  от  $t$  по всем скважинам (рис. 2). Из рисунка видно, что после проведения ГРП в скважине 221 произошла перестройка работы системы в целом, что хорошо подтверждается с помощью регрессионного анализа. В первом случае связь имеет следующий вид:  $Q_H = -18,834 + 0,001158 t$ , при  $r = 0,041$ ,  $p = 0,3628$ ; во втором:  $Q_H = -212,265 + 0,006001 t$ , при  $r = 0,3611$ ,  $p = 0,0000$ . Это показывает, что действительно произошло изменение системы значений  $Q_H$  во времени.

Аналогичный вывод получен также при сравнении дебитов нефти, накопленной добычи нефти и жидкости, характерных для периодов эксплуатации до и после ГРП. То есть проведение ГРП на скважине 221 привело

Рис. 1. Карта-схема расположения Шершевского месторождения на территории Пермского края с выделением элемента системы разработки бобриковской залежи

должны «отреагировать» изменением значений своих показателей эксплуатации (Нургалиев и др., 2017; Мухаметшин, 2018; Юдин и др., 2018). Для проверки данной гипотезы изучены и статистически проанализированы промысловые материалы: дебиты нефти и жидкости, а также накопленные значения добычи нефти и жидкости по всем скважинам выделенного элемента разработки (Галкин и др., 2017).

На первом этапе выполнено сопоставление показателей эксплуатации в периоды до и после ГРП. При этом показатели до ГРП отнесены к классу 1 (выборка составила  $n = 69$  значений), после ГРП – к классу 2 ( $n = 81$  значение). Сравнение средних значений дебитов жидкости для классов 1 и 2, то есть до и после ГРП, выполнено с использованием инструментов математической статистики (критерий Стьюдента- $t$  и критерия Пирсона- $\chi^2$ ), результаты сравнения приведены в таблице 3.

Из представленной таблицы видно, что действительно статистические критерии подтверждают значимое изменение (увеличение) дебитов жидкости после проведения ГРП для всех скважин выделенного элемента системы разработки, а не только скважины 221 – объекта проведенного ГРП.

№ скв.	Статистические характеристики показателей		Критерий сравнения*	
	Класс 1 (до ГРП)	Класс 2 (после ГРП)	t - Стьюдента	$\chi^2$ - Пирсона
221	19,4±16,1	40,8±6,7	$\frac{-10,847}{0,000}$	$\frac{99,603}{0,000}$
64	21,9±17,6	48,1±12,1	$\frac{-10,724}{0,000}$	$\frac{85,483}{0,000}$
214	13,8±13,7	22,9±3,7	$\frac{-5,773}{0,000}$	$\frac{36,027}{0,000}$
215	29,1±14,4	37,4±5,0	$\frac{-4,833}{0,000}$	$\frac{29,127}{0,014}$
222	36,1±15,9	60,3±8,9	$\frac{-11,681}{0,000}$	$\frac{135,111}{0,014}$
228	30,5±6,6	43,7±3,9	$\frac{-14,997}{0,000}$	$\frac{134,260}{0,000}$
229	47,6±12,9	55,9±5,8	$\frac{-5,228}{0,000}$	$\frac{24,509}{0,014}$

Табл. 3. Сравнение средних значений дебитов жидкости ( $m^3/сутки$ ) до и после ГРП для скважин выделенного элемента системы разработки. \*Примечание: в числителе приведено значение критерия, в знаменателе – уровень его значимости.

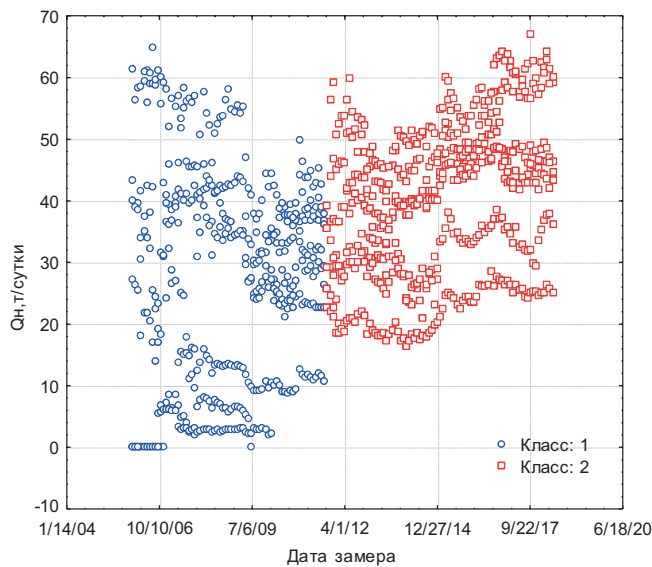


Рис. 2. Изменение  $Q_n$  во времени по добывающим скважинам до и после ГРП

не только к увеличению ее дебита, но и дебитов всех соседних, расположенных в непосредственной близости, скважин. То есть ГРП скважины 221 нельзя рассматривать как геолого-техническое мероприятие, направленное только лишь на интенсификацию притока непосредственно к этой скважине. Также следует отметить, что во всех случаях причиной прироста не явилось проведение каких-либо других геолого-технических мероприятий. То есть предположение о том, что в результате ГРП происходит простое перераспределение объемов дренирования между соседними скважинами в пользу скважины – объекта воздействия, также не является правильным, поскольку в этом случае имело бы место снижение дебитов соседних скважин. Для более детального анализа полученных данных использован корреляционный анализ, результаты которого приведены в таблице 4.

С целью визуализации полученных результатов построены схемы изменения коэффициентов корреляции между дебитами нефти в пределах элемента разработки до (рис. 3) и после ГРП (рис. 4).

Из анализа представленной на рис. 3 схемы следует, что за период, предшествующий ГРП, максимальные

Скв.	221	64	214	215	222	228	229
221	1,00	-0,10	0,65*	-0,72*	-0,81*	0,24*	-0,17
	1,00	0,68*	0,63*	0,69*	0,64*	0,69*	0,54*
64		1,00	0,57*	-0,29*	-0,23	-0,05	-0,52*
		1,00	0,93*	0,83*	0,67*	0,72*	0,73*
214			1,00	-0,74*	-0,74*	0,13	-0,45*
			1,00	0,82*	0,72*	0,76*	0,81*
215				1,00	0,82*	-0,02	0,32*
				1,00	0,75*	0,69*	0,74*
222					1,00	-0,08	0,38*
					1,00	0,53*	0,74*
228						1,00	-0,13
						1,00	0,79*
229							1,00
							1,00

Табл. 4. Корреляционная матрица между значениями дебитов нефти скважин выделенного элемента разработки (числитель – до ГРП, знаменатель – после ГРП). Примечание: 0,65\* – значимые корреляционные связи.

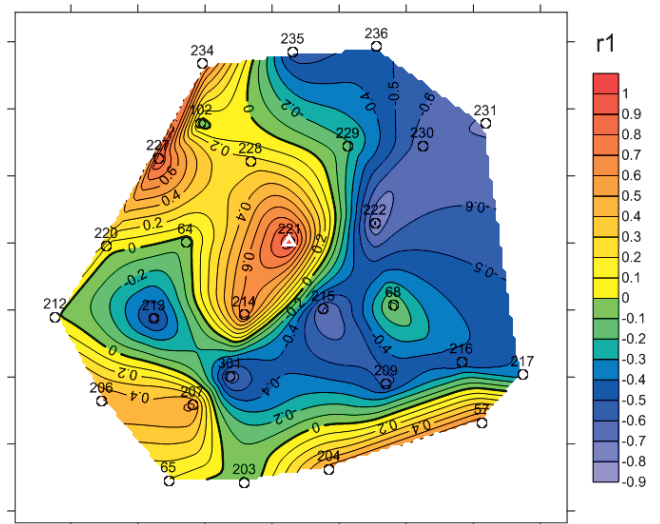


Рис. 3. Схема изменения значений коэффициентов корреляции между дебитами нефти в пределах элемента разработки до проведения ГРП

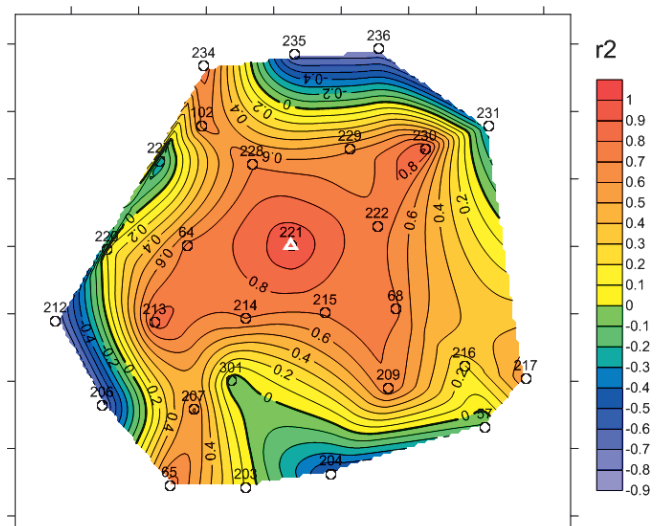


Рис. 4. Схема изменения значений коэффициентов корреляции между дебитами нефти в пределах элемента разработки после проведения ГРП

положительные корреляции характерны для пары скважин 221-214, то есть эти скважины работали согласованно, они синхронно реагировали на какие-либо события однонаправленным изменением своих дебитов. Восточная часть выделенного элемента разработки характеризуется довольно сильной отрицательной корреляцией. То есть увеличение дебита скважины 221 приводило к снижению аналогичного показателя в скважинах 215 и 222. Вероятно, увеличение дебитов скважины 221 происходило за счет перераспределения объемов дренирования с восточной части выделенного элемента разработки.

Анализ изменения значений коэффициентов корреляции после проведения ГРП наглядно демонстрирует существенную перемену в поведении всего выделенного элемента системы разработки в результате проведения ГРП на скважине 221. В пределах первого кольцевого ряда между дебитами всех скважин отмечаются значимые положительные корреляции. То есть весь элемент стал работать как единая однонаправленно согласованная

система. Положительный характер корреляции свидетельствует о том, что в результате ГРП произошло не просто перераспределение объемов дренирования, а возник синергетический эффект, когда проведение мероприятия в одной скважине привело к росту дебитов и согласованности работы всего элемента системы разработки.

## Заключение

Полученный в ходе исследований вывод свидетельствует о том, что общепринятая модель результата ГРП, заключающаяся в визуализации трещины в пределах зоны дренирования скважины – объекта ГРП, а в некоторых случаях – только в пределах призабойной зоны этой скважины, не отражает картины, произошедшей на бобриковской залежи Шершневого месторождения. Вероятно, проведение ГРП в скважине 221 привело к существенному изменению фильтрационных параметров бобриковской залежи Шершневого месторождения в более значительных пределах, нежели объем зоны дренирования этой скважины. Очевидно, что на довольно большом участке залежи возникла целая система каналов с пониженными фильтрационными сопротивлениями, а не единичная трещина, как это принято в классическом представлении использования данных ГРП. Применительно к рассматриваемой залежи ГРП следует считать не как единичный, точечный метод интенсификации добычи нефти вследствие увеличения продуктивности скважины – объекта воздействия, а даже, в некоторой степени, как метод увеличения нефтеотдачи. Стоит отметить, что изложенный в статье подход является важным первым шагом при комплексном анализе эффективности разработки залежи по результатам контроля. На следующем шаге при анализе эффективности ГРП необходимо привлекать детальную информацию о взаимовлиянии скважин на основе долговременного мониторинга давления на забое взаимодействующих скважин и расходов с обязательным привлечением информации о проводимых в каждой скважине геолого-технологических мероприятиях. Такой многоуровневый анализ позволит не только обосновать общий вывод о влиянии ГРП на разработку залежи, но и доказательно подтвердить характер влияния скважин друг на друга, которые могут быть индивидуальны в различных частях залежи.

Безусловно, единичность проведенного исследования не позволяет делать выводов о необходимости пересмотра подходов к оценке результатов ГРП. Представляется целесообразным проведение аналогичных исследований на других скважинах данного и других регионов.

## Благодарности

Авторы выражают искреннюю признательность В.И. Галкину и А.В. Растегаеву за поддержку и помощь в написании работы.

## Литература

Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Пасынков А.Г. (2007). Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 51-53.

Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Бриллиант Л.С. (2018). Причины увеличения обводненности в скважинах после проведения гидравлического разрыва в неоднородных пластах. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(6), с. 140-147.

Воеводкин В.Л., Алероев А.А., Балдина Т.Р., Распопов А.В., Казанцев А.С., Кондратьев С.А. (2018). Развитие технологий гидравлического разрыва пласта на месторождениях Пермского края. *Нефтяное хозяйство*, 21, с. 108-113. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-108-113>

Вотинов А.С., Дроздов С.А., Малышева В.Л., Мордвинов В.А. (2018). Восстановление и повышение продуктивности добывающих скважин каширского и подольского объектов на одном из нефтяных месторождений Пермского края. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 18(2), с. 140-148. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.4.4>

Галкин В.И., Колтырин А.Н., Казанцев А.С., Кондратьев С.А., Жигалов В.А. (2017). Разработка статистической модели прогноза эффективности проппантного ГРП по геолого-технологическим показателям для верейского карбонатного нефтегазосного комплекса. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 3, с. 48-54.

Ипатов А.И., Нуриев М.Ф., Джафаров И.С. (2009). Принципы контроля и управления разработкой сложнопостроенных месторождений нефти на основе стационарного долговременного мониторинга пластов и скважин. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 40-45.

Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Якимов С.Ю., Кухтинский А.Э. (2018). Влияние геомеханических параметров горного массива на эффективность гидроразрыва пласта. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1, с. 46-50.

Кулаков П.А., Кутлубулатов А.А., Афанасенко В.Г. (2018). Прогнозирование эффективности гидравлического разрыва пласта как составляющая оптимизации его дизайна. *SOCAR Proceedings*, 2, с. 41-48. <https://doi.org/10.5510/OGP20180200349>

Мухаметшин В.В. (2018). Обоснование трендов повышения степени выработки запасов нефти нижнемеловых отложений Западной Сибири на основе идентификации объектов. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*, 329(5), с. 117-124.

Нургулиев Р.З., Галлямов Р.И., Махмутов А.А., Корнев Е.В., Астахов А.В. (2017). Оценка эффективности ГРП с учетом образованных геологических тел. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 3, с. 57-62.

Нургулиев Р.З., Мухлиев И.Р., Сагидуллин Л.Р., Щекатурова И.Ш., Рахматуллин А.А. (2018). Особенности влияния интерференции скважин на эффективность гидравлического и газодинамического разрыва пласта. *Нефтепромысловое дело*, 3, с. 29-34. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-3-29-34>

Растегаев А.В., Черных И.А., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. (2019). Оценка результатов гидравлического разрыва пласта на основе комплексного анализа данных микросейсмического мониторинга и геолого-промысловой информации. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 122-125. doi: 10.24887/0028-2448-2019-8-122-125

Черепанов С.С., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н. (2015). Результаты проведения кислотного гидроразрыва пласта с проппантом на турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 14(16), с. 70-76. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.8>

Чорный А.В., Кожемякина И.А., Чуранова Н.Ю., Соловьев А.В., Хайруллин М.М., Юдин Е.В. (2019). Анализ интерференции скважин на основе алгоритмов комплексирования промысловых данных. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 36-39. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-36-39>

Юдин Е.В., Губанова А.Е., Краснов В.А. (2018). Метод оценки интерференции скважин с использованием данных технологических режимов их эксплуатации. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 64-69. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-64-69>

Яхина Ю.И. (2018). Оценка эффективности гидроразрыва пласта с двумя трещинами в окрестности одиночной скважины. *Георесурсы*, 20(2), с. 108-114. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.108-114>

Debotyam Maity, Jordan Ciezobka (2019) Using microseismic frequency-magnitude distributions from hydraulic fracturing as an incremental tool for fracture completion diagnostics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 1135-1151. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.111>

Jianming He, Chong Lin, Xiao Li, Yixiang Zhang, Yi Chen (2017). Initiation, propagation, closure and morphology of hydraulic fracturing in sandstone cores. *Fuel*, 208, pp. 65-70. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.080>

Lei Li, Jingqiang Tan, David A. Wood, Zhengguang Zhao, Haichao Chen (2019). A review of the current status of induced seismicity monitoring for hydraulic fracturing in unconventional tight oil and gas reservoirs. *Fuel*, 242, pp. 195-210. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.026>

Tarek A. Ganata, Meftah Hrairi. (2018). A new choke correlation to predict flow rate of artificially flowing wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 1378-1389. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.004>

Yew Kwang Yong, Belladonna Maulianda, Sia Chee Wee, Dzeti Mohshim, David Eaton. (2018). Determination of stimulated reservoir volume and anisotropic permeability using analytical modeling of microseismic

and hydraulic fracturing parameters. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 58, pp. 234-240. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.016>

Yuekun Xing, Guangqing Zhang, Tianyu Luo, Yongwang Jiang, Shiwen Ning (2019) Hydraulic fracturing in high-temperature granite characterized by acoustic emission. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 475-484. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.050>

### Сведения об авторах

*Инна Николаевна Пономарева* – канд. тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет  
Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, 29

*Дмитрий Александрович Мартюшев* – канд. тех. наук, доцент кафедры Нефтегазовые технологии, Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Россия, 614990, Пермь, пр. Комсомольский, 29  
E-mail: [martyushevdi@inbox.ru](mailto:martyushevdi@inbox.ru)

Статья поступила в редакцию 12.11.2019;

Принята к публикации 21.04.2020;

Опубликована 30.06.2020

IN ENGLISH

## Evaluation of hydraulic fracturing results based on the analysis of geological field data

*I.N. Ponomareva, D.A. Martyushev\**

*Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation*

\*Corresponding author: *Dmitriy Martyushev, e-mail: [martyushevdi@inbox.ru](mailto:martyushevdi@inbox.ru)*

**Abstract.** The relevance of the research is specified by the significant contribution of the oil produced as a result of hydraulic fracturing in the wells in its total production. A correct assessment of the results of actually carried out hydraulic fracturing will allow to develop clear recommendations on the further application of this method of oil production enhancement for the geological and physical conditions of specific fields. It was established that hydraulic fracturing in the well 221 of the Shershnevsky field (the Perm Territory, Russia) led to a change in interaction between wells within the entire element of the development system; it began to work as a single coordinated system. As a result of hydraulic fracturing, there was not just a redistribution of fluid drainage volumes. A synergistic effect arose when fracturing in one well led to an increase in fluid flow rates and coordinated operation of the entire element of the development system. It is likely that hydraulic fracturing in the well 221 led to a significant change in the geological and technological characteristics of the Bobrikovskian deposit of the Shershnevsky field to a greater extent than the volume of the drainage zone of this well. A whole system of channels with reduced filtration resistances appeared instead of a single crack, as is common in the classic representation of hydraulic fracturing.

It should be noted that the approach presented in the article is the first very important step in a comprehensive analysis of the effective reservoir development based on the results of field monitoring. In the future, it is necessary to attract more detailed information about the interaction of wells. Only such a multilevel analysis will allow to substantiate the general conclusion about the hydraulic fracturing on the development of a reservoir and to confirm conclusively the effect of wells on each other, which can be individual in different parts of the reservoir.

**Keywords:** hydraulic fracturing, terrigenous reservoir, interaction between wells, correlation of flow rates, method of enhanced oil recovery

**Recommended citation:** Ponomareva I.N., Martyushev D.A. (2020). Evaluation of hydraulic fracturing results

based on the analysis of geological field data. *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 8-14. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.8-14>

### References

- Alexandrov S.I., Gogonenkov G.N., Pasynkov A.G. (2007). Passive seismic monitoring to control the geometrical parameters of hydraulic fracturing. *Neftyanoe hozyajstvo = Oil industry*, 3, pp. 51-53. (In Russ.)
- Cherepanov S.S., Chumakov G.N., Ponomareva I.N. (2015). The results of acid fracturing with proppant on the Tournaisian-Famennian deposits of the Ozernoye field. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo = Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 14(16), pp. 70-76. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2015.16.8>
- Chorny A.V., Kozhemyakina I.A., Churanova N.Yu., Soloviev A.V., Khayrullin M.M., Yudin E.V. (2019). Well interference analysis based on field data integration algorithms. *Neftyanoe hozyajstvo = Oil industry*, 1, pp. 36-39. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-36-39>
- Debotyam Maity, Jordan Ciezobka (2019) Using microseismic frequency-magnitude distributions from hydraulic fracturing as an incremental tool for fracture completion diagnostics. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 1135-1151. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.01.111>
- Galkin V.I., Koltyrin A.N., Kazantsev A.S., Kondratiev S.A., Zhigalov V.A. (2017). Development of a statistical model for predicting the effectiveness of proppant hydraulic fracturing by geological and technological indicators for the Verey carbonate oil and gas complex. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 3, pp. 48-54. (In Russ.)
- Ipatov A.I., Nuriev M.F., Jafarov I.S. (2009). The principles of control and management of the development of complex oil fields based on stationary long-term monitoring of reservoirs and wells. *Neftyanoe hozyajstvo = Oil industry*, 9, pp. 40-45. (In Russ.)
- Jianming He, Chong Lin, Xiao Li, Yixiang Zhang, Yi Chen (2017). Initiation, propagation, closure and morphology of hydraulic fracturing in sandstone cores. *Fuel*, 208, pp. 65-70. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.06.080>
- Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Yakimov S.Yu., Kukhtinsky A.E. (2018). The influence of geomechanical parameters of the massif on the efficiency of hydraulic fracturing. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 1, pp. 46-50. (In Russ.)
- Kulakov P.A., Kutlubulatov A.A., Afanasenko V.G. (2018). Predicting the effectiveness of hydraulic fracturing as a component of optimizing its design. *SOCAR Proceedings*, 2, pp. 41-48. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP20180200349>
- Lei Li, Jingqiang Tan, David A. Wood, Zhengguang Zhao, Haichao Chen (2019). A review of the current status of induced seismicity monitoring for hydraulic fracturing in unconventional tight oil and gas reservoirs. *Fuel*, 242, pp. 195-210. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.026>

Mukhametshin V.V. (2018). Justification of trends in increasing the level of oil production in the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia based on the identification of objects. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329 (5), pp. 117-124. (In Russ.)

Nurgaliev R.Z., Gallyamov R.I., Makhmutov A.A., Kornev E.V., Astakhov A.V. (2017). Assessing the effectiveness of hydraulic fracturing taking into account the formed geological bodies. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 3, pp. 57-62. (In Russ.)

Nurgaliev R.Z., Mukhliev I.R., Sagidullin L.R., Schekaturova I.Sh., Rakhmatullin A.A. (2018). Features of the effect of well interference on the efficiency of hydraulic and gas-dynamic fracturing. *Neftepromyslovoe delo = Oil Field Engineering*, 3, pp. 29-34. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-3-29-34>

Rastegaev A.V., Chernykh I.A., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. (2019). Assessment of the results of hydraulic fracturing based on a comprehensive analysis of microseismic monitoring data and geological and field information. *Neftyanoe hozaystvo = Oil industry*, 8, pp. 122-125. doi: 10.24887/0028-2448-2019-8-122-125

Tarek A. Ganata, Meftah Hrairi. (2018). A new choke correlation to predict flow rate of artificially flowing wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 1378-1389. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.004>

Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Brilliant L.S. (2018). The reasons for the increase in water cut in wells after hydraulic fracturing in heterogeneous formations. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov = Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 329(6), pp. 140-147. (In Russ.)

Voevodkin V.L., Aleroev A.A., Baldina T.R., Raspopov A.V., Kazantsev A.S., Kondratiev S.A. (2018). The development of hydraulic fracturing technologies in the fields of the Perm region. *Neftyanoe hozaystvo = Oil industry*, 21, pp. 108-113. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-108-113>

Votinov A.S., Drozdov S.A., Malysheva V.L., Mordvinov V.A. (2018). Restore and increase the productivity of production wells of the Kashirsky and Podolsk facilities at one of the oil fields in the Perm Territory. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo = Perm Journal of Petroleum*

*and Mining Engineering*, 18(2), pp. 140-148. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2018.4.4>

Yakhina Yu.I. (2018). Evaluation of the effectiveness of hydraulic fracturing with two cracks in the vicinity of a single well. *Georesursy = Georesources*, 20(2), pp. 108-114. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.108-114>

Yew Kwang Yong, Belladonna Maulianda, Sia Chee Wee, Dzeti Mohshim, David Eaton (2018). Determination of stimulated reservoir volume and anisotropic permeability using analytical modeling of microseismic and hydraulic fracturing parameters. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 58, pp. 234-240. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.016>

Yudin E.V., Gubanova A.E., Krasnov V.A. (2018). A method for assessing interference of wells using data from the technological modes of their operation. *Neftyanoe hozaystvo = Oil industry*, 8, pp. 64-69. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-8-64-69>

Yuekun Xing, Guangqing Zhang, Tianyu Luo, Yongwang Jiang, Shiwen Ning (2019) Hydraulic fracturing in high-temperature granite characterized by acoustic emission. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 178, pp. 475-484. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.050>

### About the Authors

*Inna N. Ponomareva* – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University  
29, Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation

*Dmitry A. Martyushev* – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University  
29, Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation  
E-mail: [martyushevdi@inbox.ru](mailto:martyushevdi@inbox.ru)

*Manuscript received 12 November 2019;*

*Accepted 21 April 2020;*

*Published 30 June 2020*