

РЕЗУЛЬТАТЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ РАБОТ В ОБЛАСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

И.Х. Махмутов¹, О.В. Салимов^{1}, И.И. Гирфанов¹, Р.З. Зиятдинов¹,
А.У. Мансуров¹, А.В. Кочетков²*

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бузульма, Россия

²Инженерный центр ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье представлены результаты исследований, проведенных в рамках опытно-промышленных работ (ОПР), касающиеся интерпретации минифрака и эффективности научно-технического сопровождения гидравлического разрыва пласта (ГРП). В программу исследований вошли 11 скважин, пробуренных на терригенный девон.

Минифрак в одном интервале перфорации проведен только в семи скважинах, то есть примерно в 64% случаев. Уверенно найдена точка смыкания только в шести скважинах (55%), начало псевдоразрыва потока отмечено только в одной скважине из 11 (9%), поэтому минифрак в стандартном его исполнении необходимо дополнять другими видами испытаний на закачку.

Оценка эффективности работ по ГРП, проведенных согласно плану ОПР, показала, что моделирование и научно-техническое сопровождение процессов ГРП лабораторией исследования и сопровождения гидроразрыва пластов Института «ТатНИПИнефть» дает положительный результат (кратность прироста дебита – 1,44 раза).

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, научно-техническое сопровождение, интерпретация минифрака, эффективность гидроразрыва

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.11>

Для цитирования: Махмутов И.Х., Салимов О.В., Гирфанов И.И., Зиятдинов Р.З., Мансуров А.У., Кочетков А.В. Результаты научно-технического сопровождения работ в области гидроразрыва пласта. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. №4. Ч. 2. С. 374-378. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.11>

В течение мая – июня 2015 г. в ПАО «Татнефть» были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) с целью оценки влияния многовариантного моделирования с проведением оптимизационных расчетов и научно-технического сопровождения работ на результаты гидроразрыва пласта (ГРП). Исполнителем работ был назначен институт «ТатНИПИнефть».

Основными задачами ОПР являлись:

- анализ проведения ГРП;
- интерпретация данных минифрака (минифрак – тестовая закачка с рабочим расходом перед проведением ГРП);
- анализ причин получения СТОПов. Если проппант преждевременно образует пробку в трещине во время закачки, эта ситуация известна как «закупорка проппантом», или «СТОП» – рабочее давление резко возрастет до технического предела оборудования (Economides Michael et al., 2002);
- проведение оптимизационных расчетов;
- сравнительная оценка технологической эффективности ГРП с проведением моделирования и научно-методического сопровождения ТатНИПИнефтью;
- выдача рекомендаций по совершенствованию технологии ГРП для условий Республики Татарстан.

В статье приводятся результаты этой работы, касающиеся интерпретации минифрака и эффективности научно-технического сопровождения ГРП.

В подавляющем большинстве случаев минифрак не поддавался интерпретации в соответствии с классическими канонами (Bargee et al., 2007). Сложности в

интерпретации минифрака были вызваны следующими факторами.

1. Закачка производилась одновременно в несколько открытых интервалов перфорации, или пласт был разделен очень плотными пропластками на несколько прослоев. В этом случае затруднительно распознать и разделить смыкание трещины в каждом отдельно взятом пласте.

2. Псевдоразрывающий режим течения достигается только в редких случаях, что не позволяет правильно определить пластовое давление и проницаемость пласта. После проведения ГРП возникают сменяющие друг друга режимы течения: линейный, билинейный и псевдоразрывающий (Cinco-Ley, Samaniego, 1981). Псевдоразрывающий режим течения – установившийся приток к скважине, подвергшейся гидроразрыву из псевдоразрывающей области дренирования пласта.

3. Преждевременное прекращение записи падения давления.

4. Искажение кривой падения давления за счет снижения устьевого давления до нуля (в скважине устанавливается уровень), попадания газа в скважину из пласта, наличия остаточного сшитого геля в скважине.

5. Отсутствие гидравлической связи с пластом (нет гидравлического удара), СТОП в процессе минифрака. В этом случае качественная интерпретация записи падения давления невозможна.

6. Артефакты кривых, возникающие из-за влияния концевых эффектов – сопротивления в конце трещины. Например, конец линии производной давления на графике регрессионного анализа уходит вниз. Но это не точка, отражающая смыкания трещины, а снижение сопротивления на концах трещины, поскольку положение

* Ответственный автор: Олег Вячеславович Салимов
E-mail: sov@tatnipi.ru

этой точки меняется с изменением интервала исследования кривой.

7. Длительный период смыкания и отсутствие смыкания трещины в сланцевых отложениях за время регистрации спада давления. Давление при этом падает медленно, на протяжении нескольких часов.

Есть и некоторые особенности компьютерных симуляторов ГРП в части интерпретации данных минифрака. Например, в программе FgacPRO всегда проводится анализ минифрака по забойному давлению, поэтому требуется проведение предварительного моделирования процесса закачки. В программе MinFgac анализируется как устьевое, так и забойное давление. Моделировать минифрак при этом не требуется. Результаты анализа минифраков и ГРП по 11 входящим в программу ОПР скважинам сведены в табл. 1.

Минифрак в одном интервале перфорации проведен только в семи скважинах. В одной скважине (8677Б НГДУ «Азнакаевскнефть» («АзН»)) получен СТОП уже при минифраке по причине отсутствия гидродинамической связи с пластом. В 10 скважинах связь с пластом имелась, о чем свидетельствует появление гидравлических ударов при остановке закачки. Тем не менее в двух скважинах из 10 при ГРП был получен СТОП.

Уверенно найдена точка смыкания трещины только в шести скважинах. В пяти скважинах этого сделать не удалось, поэтому параметры для перерасчета проекта ГРП по результатам проведенного процесса (редизайн трещины) определены не были. Начало псевдорadiaльного потока отмечено только в одной скважине из 11.

Рассмотрим некоторые примеры.

Минифрак на скважине № 24019 НГДУ «Ленингорскнефть» («ЛН») проведен через два интервала перфорации (Рис. 1, 2).

Логарифмическая производная GdP/dG монотонно растет. GdP/dG – специальная функция, называемая

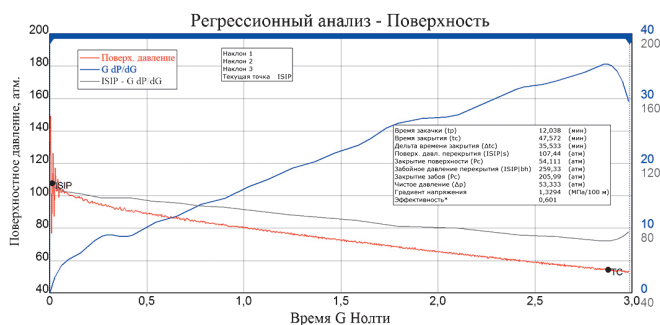


Рис. 1. Скважина № 24019 НГДУ «ЛН». Линейный анализ времени НолтиG

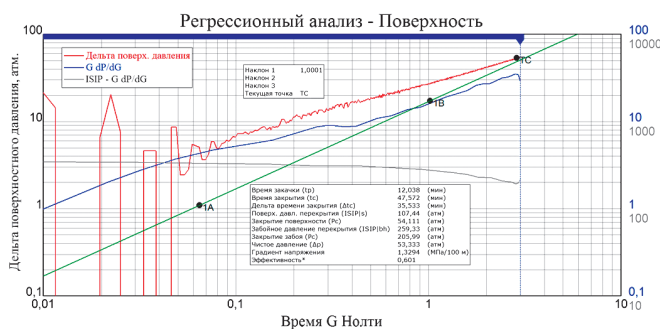


Рис. 2. Диагностический график. Скважина № 24019 НГДУ «ЛН»

временем G по Нолти, позволяющая линеаризовать характеристику снижения давления и помогающая идентифицировать закрытие трещины (Economides Michael et al., 2002). Изгиб вниз в самом конце записи – это артефакт. Точка смыкания поставлена в этом месте условно. Однако смыкания трещины нет. Более того, кривые поверхностного давления и ISIP-GdP/dG монотонно расходятся с самого начала спада давления (ISIP – мгновенное давление остановки закачки). Впечатление такое, как будто трещины и не было. Эти кривые должны, по теории, при

| Номер скважины, НГДУ | Пласт | Гидравлическая связь, СТОП | Количество интервалов перфорации | Наличие точки смыкания | Определение начала псевдорadiaльного потока |
|----------------------|-------------|----------------------------|----------------------------------|------------------------|---|
| 11304, «АН» | Д0 | гидравлический удар | 1 | да | да |
| 20154, «АН» | Д1(а+б1+б3) | гидравлический удар | 3 | да | нет |
| 20191, «АН» | Д1б3 | гидравлический удар | 1 | да | нет |
| 20659, «АН» | Д0+Д1д | гидравлический удар | 2 | да | нет |
| 21336, «АН» | Д0 | гидравлический удар, СТОП | 1 | нет | нет |
| 8677Б, «АзН» | Д1а | СТОП при минифраке и ГРП | 1 | нет | нет |
| 28816н, «АзН» | Д1а | гидравлический удар, СТОП | 1 | да | нет |
| 750, «АзН» | Д1а | гидравлический удар | 1 | неоднозначно | нет |
| 39458, «ЛН» | Д1(а+б2) | гидравлический удар р | 2 | неоднозначно | нет |
| 24019, «ЛН» | Д1(а+б2) | гидравлический удар | 2 | нет | нет |
| 22107, «ДжН» | Д0 | гидравлический удар | 1 | да | нет |

Табл. 1. Результаты анализа минифрака и ГРП

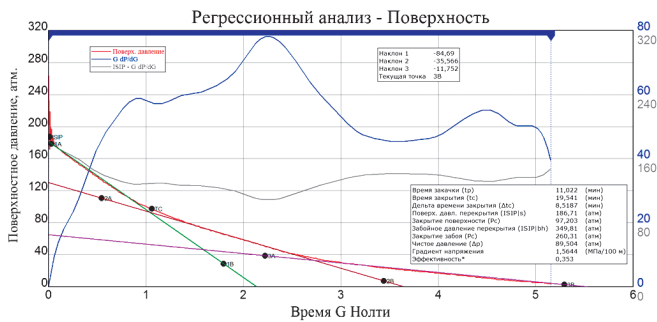


Рис. 3. Скважина № 39458 НГДУ «ЛН». Линейный анализ времени НолтиG

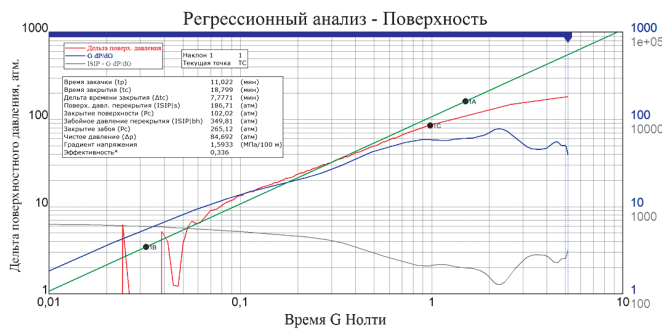


Рис. 4. Диагностический график. Скважина № 39458 НГДУ «ЛН»

наличия трещины идти примерно одинаково и разойтись лишь после точки смыкания.

На диагностическом логарифмическом графике (Рис. 2) наклон линий давления Gdp/dG примерно 0,5, что говорит о том, что трещина, если она существует, все еще открыта. Отсутствует изменение знака производной на минус или ее стабилизация. Касательная на этом графике проведена с угловым наклоном 1, который соответствует линейному потоку из трещины в пласт. Фактический наклон касательных к кривым равен примерно 0,5, что соответствует билинейному потоку (трещина конечной проницаемости).

В скважине № 39458 НГДУ «ЛН» минифрак проведен также через два интервала перфорации. Полученную запись сложно интерпретировать, поскольку на логарифмической производной четко выделяются три экстремума (Рис. 3). Кривая ISIP-Gdp/dG отходит от кривой спада давления в начале записи, причем точка отхода примерно соответствует положению первого экстремума. Касательная к первому экстремуму дает значения градиента давления разрыва 1,56 МПа/100м и эффективность жидкости 0,353. Однако касательная ко второму экстремуму также дает адекватные значения параметров: 1,28 МПа/100м и 0,541.

Однако данные диагностического графика позволяют прийти к выводу, что более правильно положение точки смыкания при времени НолтиG, равным 1 (Рис. 4).

На рис. 5, 6 представлены графики анализа спада давления в скважине 21336 НГДУ «Альметьевнефть» («АН»). Кривые спада поверхностного давления и ISIP-Gdp/dG идут совместно, не разъединяясь на протяжении всей записи. Кривая Gdp/dG монотонно растет и не проявляет тенденции к отклонению вниз.

Точка смыкания на графике поставлена условно, вероятно, трещина не сомкнулась или не образовалась. Однако на диагностическом графике наклон линий близок

к 0,5, что говорит в пользу билинейного потока и наличия трещины.

Давление смыкания можно условно прогнозировать в самом конце кривой. Однако сами производные продолжают монотонно расти.

Приведенные примеры показывают, насколько аккуратно следует подходить к анализу минифрака. Во многих случаях минифрак в стандартном его исполнении не дает практически значимой информации.

Особого внимания заслуживает минифрак через несколько интервалов перфорации. Теория для такого случая отсутствует. В редком случае все трещины смыкаются одновременно. Но они могут смыкаться и последовательно друг за другом, искажая кривую спада давления. Поэтому рекомендуется минифрак проводить отдельно для каждого интервала перфорации, изолируя их сдвоенными пакерами.

Практически все процессы ГРП, как и минифраки, представляли собой совместный разрыв пластов. Несмотря на то, что обработке подвергались низкопроницаемые коллекторы (до 10 мД), технология ГРП осталась прежней, традиционной, основанной на применении сшитого геля. Технологи ООО «Ленингорск-РемСервис» с некоторыми изменениями применили подачу проппанта с остановками. Кроме того, применено ступенчатое повышение концентрации проппанта.

В заключение была оценена эффективность работ по ГРП, проведенных согласно плану ОНР с участием ТатНИПИнефти в течение мая – июня 2015 г. За базу сравнения приняли эффективность работ по ГРП в среднем по каждому НГДУ за 2015 г. Для анализа использованы официальные данные из корпоративных информационных систем «Татнефть-Нефтедобыча» и АРМИТС, проверенные по независимым источникам (базам данных). Результаты сведены в табл. 2.

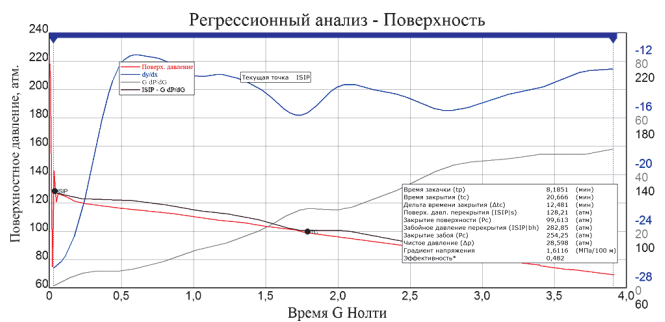


Рис. 5. Скважина № 21336 НГДУ «АН». Линейный анализ времени НолтиG

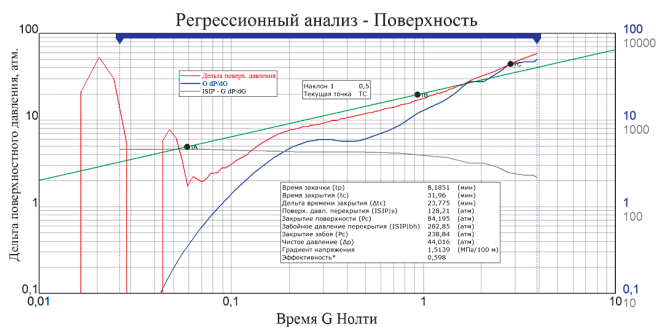


Рис. 6. Диагностический график. Скважина № 21336 НГДУ «АН»

| Номер скв., НГДУ | Дебит нефти до ГРП, т/сут. | Дебит нефти после ГРП, т/сут. | Дебит на 01.01.2016, т/сут. | Прирост дебита на дату отчета, т/сут. |
|------------------|----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|
| 11304, «АН» | 4,1 | 4,29 | 8,73 | 4,63 |
| 20154, «АН» | 4,38 | 7,76 | 7,94 | 3,56 |
| 20191, «АН» | 9,29 | 14,73 | 12,33 | 3,04 |
| 20659, «АН» | 5,57 | 5,57 | 2,5 | 0 |
| 21336, «АН» | 5,98 | 6,64 | 27,16 | 21,18 |
| 8677Б, «АзН» | 0 | 1,43 | 0,94 | 0,94 |
| 28816н, «АзН» | 0 | 6,4 | 6,4 | 6,4 |
| 750, «АзН» | 0,04 | 0,71 | 2,05 | 2,01 |
| 39458, «ЛН» | 2,57 | 8,88 | 11,65 | 9,08 |
| 24019, «ЛН» | 2,75 | 5,96 | 4,41 | 1,66 |
| 22107, «ДжН» | 1,65 | 10,38 | 13,06 | 11,41 |

Табл. 2. Данные по эффективности ГРП

Средний прирост дебита нефти в НГДУ «АН» после ГРП в 2015 г. равен 3,53 т/сут. Средний прирост дебита нефти по пяти скважинам ОПР – 6,48 т/сут.

Средний прирост дебита нефти в НГДУ «АзН» после ГРП в 2015 г. равен 4,58 т/сут. Средний прирост дебита нефти по трем скважинам ОПР – 3,12 т/сут. (скважина 8677Б – это боковой ствол, скважина 28816 – нагнетательная, причем на ее участке находятся шесть реагирующих добывающих скважин (№№ 10993, 19528, 4990А, 768, 8257, 8258)). Прирост дебита нефти с участка – 6,4 т/сут.

Средний прирост дебита нефти в НГДУ «ЛН» после ГРП в 2015 г. равен 3,89 т/сут. Средний прирост дебита нефти по двум скважинам ОПР – 5,37 т/сут.

Средний прирост дебита нефти в НГДУ «Джалиль-нефть» («ДжН») после ГРП в 2015 г. равен 5,36 т/сут. Средний прирост дебита нефти по одной скважине ОПР – 11,41 т/сут.

Таким образом, усредняя показатели по всем 11 скважинам, получаем средний прирост дебита по скважинам ОПР 5,81 т/сут.

Усредняя показатели по всем НГДУ, получаем средний прирост дебита нефти после ГРП 4,03 т/сут.

Средний прирост дебита нефти для скважин, на которых было проведено моделирование и научно-техническое сопровождение процессов ГРП ТатНИПИнефтью, на 1,78 т/сут. больше, чем для скважин без научно-технического сопровождения. Кратность увеличения дебита составит $5,81/4,03 = 1,44$ раза.

Выводы

1. Отмечаются продолжительные сроки смыкания трещины несмотря на достаточно высокую проницаемость пластов.
2. Ни в одной из проанализированных скважин не достигнут псевдорadiaльный поток.
3. Классический минифрак имеет ряд недостатков, связанных в основном с неоднозначной интерпретацией кривой спада давления с целью определения изменения угла наклона.
4. При вскрытии нескольких пластов одним фильтром (совместном гидроразрыве) или при развитии множественных трещин, между которыми дополнительно существует взаимодействие, определение давления смыкания становится неоднозначным за счет множественных смыканий, возникающих вследствие разницы напряжений в пластах. Кривые падения давления могут

быть трудно интерпретируемы, поэтому в таких случаях рекомендуется сочетание ступенчатого теста и теста на закачку/излив.

5. Для сланцевых отложений необходимо применять водный разрыв, технологии с применением линейного геля, а также гибридные технологии (вода и линейный гель).

6. Моделирование и научно-техническое сопровождение процессов ГРП институтом «ТатНИПИнефть» дало положительный результат (кратность прироста дебита – 1,44 раза) по сравнению с результатами ГРП, проведенных без сопровождения.

Литература

- Barree R.D., Barree V.L., Craig D.P. Holistic Fracture Diagnostics. Paper SPE 107877. *SPE Rocky Mountain Oil and Gas Technology Symposium*. Denver, Colorado, USA. 2007.
- Cinco-Ley H., Samaniego V.F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *JPT*. Sept. 1981. Pp. 1749-1766.
- Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Texas: Orsa Press. 2002.

Сведения об авторах

Ильгизар Хасимович Махмутов – заместитель начальника отдела эксплуатации и ремонта скважин
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32
E-mail: remont@tatnipi.ru, тел: +7 85594 78 993

Олег Вячеславович Салимов – канд. тех. наук, заведующий лабораторией исследования и сопровождения гидроразрыва пластов, отдел эксплуатации и ремонта скважин
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32
E-mail: sov@tatnipi.ru, тел: +7 85594 78 984

Ильдар Ильясович Гирфанов – инженер лаборатории исследования и сопровождения гидроразрыва пластов, отдел эксплуатации и ремонта скважин
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32
E-mail: gii@tatnipi.ru, тел: +7 85594 78 998

Айдар Ульфатович Мансуров – инженер лаборатории исследования и сопровождения гидроразрыва пластов, отдел эксплуатации и ремонта скважин
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32
E-mail: mau@tatnipi.ru, тел: +7 85594 78 998

Радик Заузятрович Зиятдинов – научный сотрудник лаборатории исследования и сопровождения гидроразрыва пластов, отдел эксплуатации и ремонта скважин Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32
E-mail: zrz5969@tatnipi.ru
Тел: +7 85594 78 660

Александр Викторович Кочетков – инженер отдела селективных и большеобъемных обработок призабойной зоны, Инженерный центр ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Фахретдина, д. 43
E-mail: KochetkovAV@tatneft.ru, тел: +7 8553 37 14 26

Статья поступила в редакцию 16.05.2017;
Принята к публикации 18.09.2017; Опубликована 30.11.2017

IN ENGLISH

Results of Scientific and Technical Supervision of Hydraulic Fracturing Operations

I.Kh. Makhmutov¹, O.V. Salimov^{1}, I.I. Girfanov¹, R.Z. Ziatdinov¹, A.U. Mansurov¹, A.V. Kochetkov²*

¹Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russia, Bugulma, Russia

²Engineering Center Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

*Corresponding author: Oleg V. Salimov, e-mail: sov@tatnipi.ru

Abstract. The paper presents actual results of the research conducted as part of a field pilot project which consisted in interpretation of minifrac test data and evaluation of the efficiency of the scientific and technical supervision of fracking operations. The research program involved 11 wells targeting Devonian terrigenous reservoirs.

Minifrac tests in one perforation interval were performed only in seven wells, that is approximately in 64% of total well count. A reliable fracture closure estimate was obtained only in six wells (55%), beginning of pseudoradial flow was observed only in one well out of 11 wells (9%). Hence, conventional minifrac tests should be supplemented with other diagnostic injection tests.

Analysis of the performance of hydraulic fracturing operations conducted according to this pilot project plan indicates that fracture modelling, and scientific and technical supervision of fracking operations performed by Hydrofrac Research Laboratory of Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC have yielded beneficial effects, namely 1.44 times increase in oil production rates.

Key words: hydraulic fracturing, scientific and technical supervision, minifrac test data interpretation, hydraulic fracturing performance

For citation: Makhmutov I.Kh., Salimov O.V., Girfanov I.I., Ziatdinov R.Z., Mansurov A.U., Kochetkov A.V. Results of Scientific and Technical Supervision of Hydraulic Fracturing Operations. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 4. Part 2. Pp. 374-378. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.11>

References

- Barree R.D., Barree V.L., Craig D.P. Holistic Fracture Diagnostics. Paper SPE 107877. *SPE Rocky Mountain Oil and Gas Technology Symposium*. Denver, Colorado, USA. 2007.
- Cinco-Ley H., Samaniego V.F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. *JPT*. Sept. 1981. Pp. 1749-1766.
- Economides Michael, Oligney Ronald, Valkó Peter. Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Texas: Orsa Press. 2002.

About the Authors

Ilgizar Kh. Makhmutov – Deputy Head of Well Operation and Workover Department, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32 M.Djalil St., Bugulma, 423326, Republic of Tatarstan, Russia. E-mail: remont@tatnipi.ru, tel: +7 85594 78 993

Oleg V. Salimov – PhD (Engineering), Chief of Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32 M.Djalil St., Bugulma, 423326, Republic of Tatarstan, Russia. E-mail: sov@tatnipi.ru, tel: +7 85594 78 984

Ildar I. Girfanov – Engineer, Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32 M.Djalil St., Bugulma, 423326, Republic of Tatarstan, Russia. E-mail: gii@tatnipi.ru, tel: +7 85594 78 998.

Aidar U. Mansurov – Engineer, Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32 M.Djalil St., Bugulma, 423326, Republic of Tatarstan, Russia. E-mail: mau@tatnipi.ru, tel: +7 85594 78 998

Radik Z. Ziatdinov – Research Assistant, Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC
32 M.Djalil St., Bugulma, 423326, Republic of Tatarstan, Russia. E-mail: zrz5969@tatnipi.ru, tel: +7 85594 78 660

Alexander V. Kochetkov – Engineer, Selective and Large-Volume Bottomhole Treatment Department, Engineering Center Tatneft PJSC
43 Fakhretdin St., Almeteyevsk, 423450, Republic of Tatarstan, Russia
E-mail: KochetkovAV@tatneft.ru, tel: +7 8553 37 14 26

Manuscript received 16 May 2017;
Accepted 18 September 2017;
Published 30 November 2017