

УДК 622.276.66.001

**ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДЕФЕКТОВ НА КРИВОЙ СПАДА
ДАВЛЕНИЯ**

¹О.В. Салимов, ¹А.В. Насыбуллин, ²В.Г. Салимов

¹Институт «ТатНИПИнефть»,

²Волго-Камское региональное отделение РАЕН

CAUSES FOR DEFECTS IN PRESSURE DECLINE CURVE

¹ O.V. Salimov, ¹ A.V. Nasybullin, ² V.G. Salimov

¹ TatNIPIneft Institute,

²Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences

E-mail: sov@tatnipi.ru

Аннотация. Проанализированы дефекты на кривой записи минифрака, наиболее часто встречающиеся при производстве гидроразрыва пласта (ГРП) на нефтяных месторождениях Татарстана. К ним относятся: локальный максимум на кривой спада давления, отсутствие смыкания трещины, отсутствие гидравлических ударов, высокие значения и выположенность всей кривой спада устьевого давления. Указаны причины выявленных дефектов и приведены промысловые примеры.

Рекомендовано перед проведением основного ГРП в сланцевых отложениях всегда проводить операции по обеспечению приемистости (breakdown). Указанные работы следует проводить до тех пор, пока на кривых минифрака не появится четкий гидравлический удар и четкий ISIP. В противном случае процесс почти со 100 %-ной вероятностью завершится СТОПом.

Abstract. In the Republic of Tatarstan, minifrac pressure curves have some commonly occurring defects, including local humps in the pressure decline curves, absence of hydraulic hammer, flatness and high values of surface pressure decline curves. Root causes for these defects have been identified and illustrated by case studies. It is recommended to carry out breakdown tests before main hydrofrac treatment in shale formations until conspicuous hydraulic hammer and ISIP are recorded in minifrac pressure curves, otherwise there is no other alternative but screenout.

Ключевые слова: минифрак, кривая спада давления, продолжительность смыкания, локальный максимум кривой, выположенные кривые, гидравлический удар.

Key words: minifrac, pressure decline curve, fracture closure time, pressure curve local hump, flat curves, hydraulic hammer.

В промысловой практике довольно часты случаи, когда кривую спада давления при минифраке затруднительно интерпретировать в силу искажающего влияния различных факторов. Иногда искажения бывают настолько значительными, что не позволяют определить мгновенное давление остановки закачки (ISIP), давление и продолжительность смыкания трещины, и в этом случае сводят на нуль все затраты на проведение минифрака. К таким искажениям кривой падения давления относятся внезапные подъемы давления при отсутствии закачки (локальный максимум), отсутствие точки перегиба кривой (отсутствие смыкания трещины или рост длины после прекращения закачки), выположенные кривые спада давления (за счет приствольных эффектов или установления уровня в скважине).

Довольно частым явлением на кривых падения давления при минифраке являются локальные максимумы, т.е. временные подъемы устьевого давления различной продолжительности. Типичный случай на скв. 12072 НГДУ «Джалильнефть» представлен на рис. 1. На графике виден необычный резкий рост устьевого давления примерно на 5 атм. в момент времени 22 мин после окончания закачки.

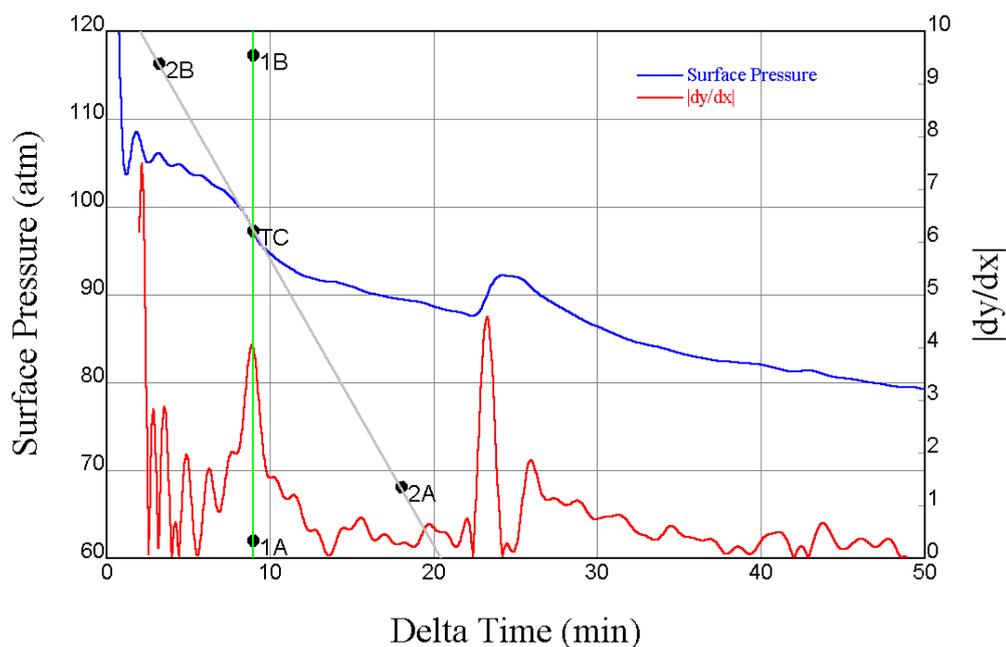


Рис. 1. График дельты времени для скв. 12072 НГДУ «Джалильнефть»

Причиной роста устьевого давления является недопродавка сшитого геля в трещину и оставление его в скважине. На этой скважине был получен «СТОП» уже во время закачки минифрака. После сшивки гель в скважине напоминает больше твердое тело, чем жидкость. Недопродавленный сшитый гель создает пробку на забое скважины, тем самым изолируя ствол скважины от трещины. Продолжительность закупорки зависит от предела текучести пробки сшитого геля. В некоторый момент перепад давления на пробке преодолевает предел текучести и пробка сшитого геля приходит в движение.

Известно, что гели, сшитые титанатом, являются очень чувствительными к напряжению сдвига и обычно не набирают прочность в скважине после остановки закачки. Локальный максимум давления наблюдается только с более вязкими и малочувствительными к сдвигу гелями, сшитыми боратами [1].

Для пробки сшитого геля можно записать следующий баланс сил:

$$\Delta p = \frac{4L\tau}{d}, \quad (1)$$

где Δp – перепад давления на торцах пробки;

L – длина пробки;

τ – предел текучести;

d – диаметр пробки.

Для типичных значений $L = 300$ м (1000 ft), $d = 119$ мм (4,7 in) и $\tau = 200$ Па (0,03 psi) эта формула дает значение 2,3 МПа (341 psi). При малых диаметрах насосно-компрессорных труб (НКТ) значение будет еще больше, так как оно обратно пропорционально диаметру трубы. Можно подумать, что аналогичный эффект будет создаваться и в трещине, однако это не так. Стенки трещины проницаемы и фильтрат утекает в пласт, а стенки труб непроницаемы абсолютно. Утечка в пласт влияет только на наклон кривой падения давления, но не создает локальных максимумов на кривой. Следует подчеркнуть, что локальные максимумы появляются только после закачки сшитых гелей, и только в тех случаях, когда сшитый гель недопродавлен в трещину.

Причинами, увеличивающими амплитуду локального максимума, являются приток газа из пласта и всплытие газовой пробки (хотя трудно представить себе приток газа в скважину, когда забойное давление выше, чем пластовое), а также тепловое расширение жидкости в стволе скважины, изолированном гелевой пробкой.

Если на записи минифрака установлено наличие локальных максимумов давления, то лучше всего повторить минифрак. Установлено, что во всех случаях появления локальных максимумов объем продавки оказался неправильно вычисленным или измеренным. Использование правильного объема продавки при минифраке важно, даже если используется забойный манометр. При недопродавке забойный манометр начинает давать неправдоподобные показания по сравнению с устьевым давлением. Это может быть вызвано слабой связью забойного манометра с трещиной, поскольку он находится в сшитом геле.

Если повторение минифрака невозможно, то следует адаптировать начальный период падения давления, прежде чем давление начнет расти, затем адаптировать наклон падения давления после локального максимума, учитывая необходимость некоторого сдвига модельного и фактического давления. Важно моделировать все закачки, включая установление приемистости (breakdown), закачку со ступенчатым снижением расхода, закачку линейного геля, а также минифрак на сшитом геле. Закачка линейного геля может дать хорошее указание точки смыкания трещины, что существенно для адаптации эффективного давления.

Анализ промысловых ситуаций позволяет дать следующие рекомендации:

1. При выполнении минифраков со сшитым гелем очень важно убедиться, что сшитый гель продавлен до перфораций или даже незначительно перепродавлен.
2. Контролировать данные о затрубном давлении во время испытания на минифрак. Выявлено, что изменения в затрубном давлении не оказывают большого влияния на устьевое давление, когда пакер работает должным образом.

3. Для анализа падения давления при минифраке лучше всего иметь данные, записанные с интервалом в 1 с. В некоторых случаях данные записываются с интервалом в 5 или 10 с. При их рассмотрении гидравлический удар, который обычно имеет продолжительность от 4 до 12 с, может быть искажен и выглядит как локальный максимум. Когда те же данные рассматриваются с интервалом в 1 с, этот локальный максимум трансформируется в гидравлический удар.
4. Во многих случаях недопродавка сшитого геля была вызвана неучетом объема поверхностных трубопроводов при вычислении объема продавки. Несколько других общих ошибок могут привести к недопродавке, включая плохую калибровку расходомера, или задержкой в остановке насоса, подающего сшиватель. Если насос сшивателя не выключается достаточно быстро, начальная часть продавки может рассматриваться как сшитый гель, хотя учитывается как часть объема продавки. Закачка отмеренного объема продавочной жидкости из отдельной емкости может решить эти проблемы.

В ряде случаев, особенно при гидроразрыве сланцевых отложений, продолжительность смыкания трещины может быть очень длительной, а эффективность жидкости высокой. Например, при минифраке на скв. 2917г НГДУ «Бавлынефть» трещина за обычно ожидаемое время так и не сомкнулась.

Анализ миниГРП был проведен в программе MinFrac (моделирующий комплекс Meyer). Были использованы следующие зависимости: dP от dT и от функции G . Графики анализа падения давления приведены на рис. 2, 3 и 4.

На рис. 2 мы видим, что логарифмическая производная GdP/dG растет. Она не убывает. Это может означать, что трещина не смыкается. Этот вывод подтверждается другими графиками.

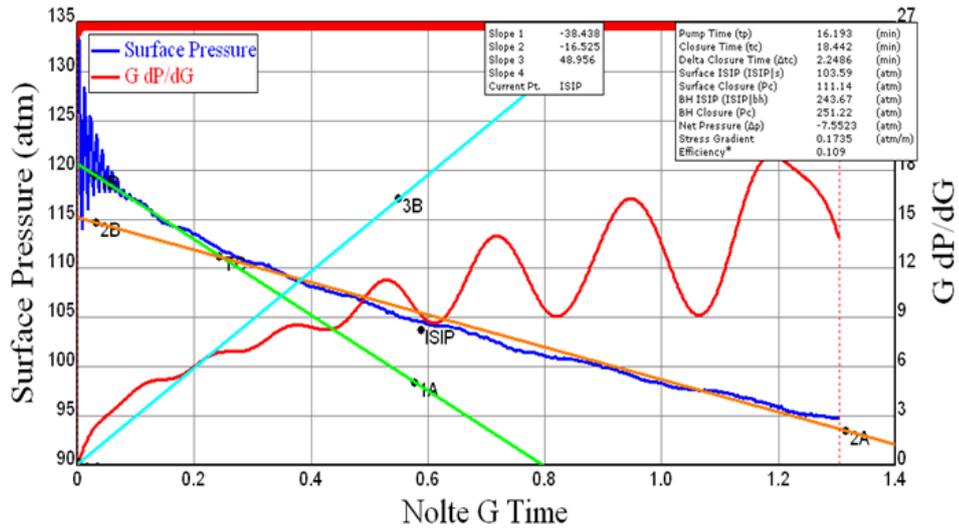


Рис. 2. Давление в зависимости от времени Нольте G

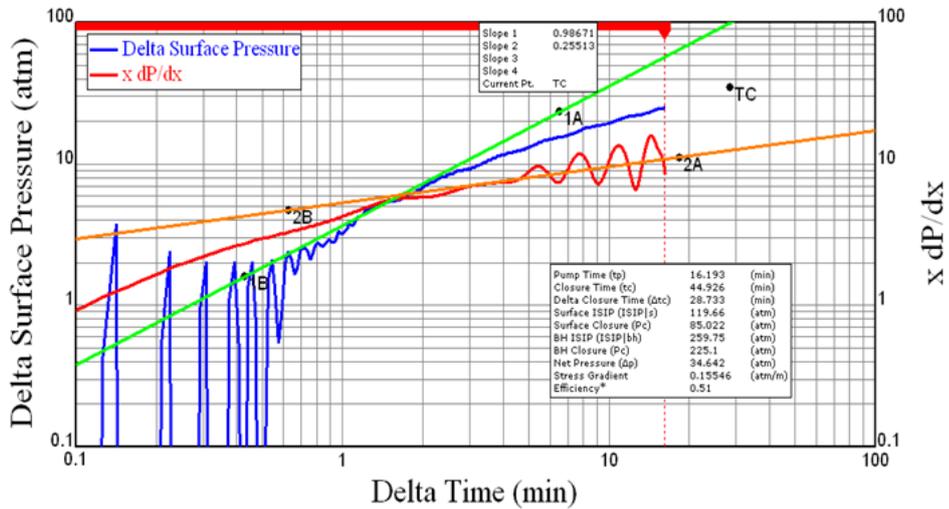


Рис. 3. Зависимость изменения dP от dT

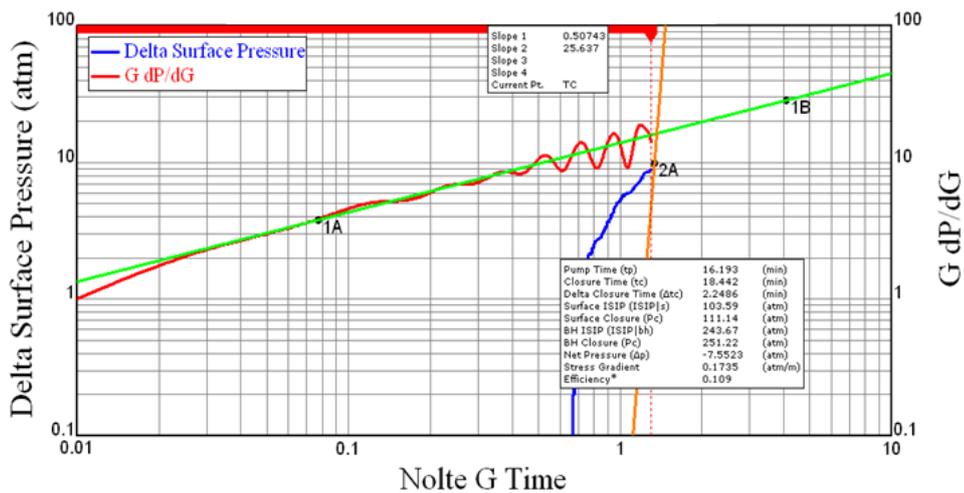


Рис. 4. Зависимость изменения dP от времени Нольте G

На логарифмическом графике наклон касательной к производной составляет $\frac{1}{4}$, что характерно для билинейного потока. Это также свидетельствует о том, что трещина еще не сомкнулась.

Наклон производной линии равен 0,5, что также свидетельствует о билинейном потоке в трещине. Другими словами, трещина открыта, и вдоль трещины действует существенный перепад давления. Трещина не сомкнулась, и поэтому мы не можем с достоверной точностью определить давление смыкания (или по-другому, градиент давления разрыва).

В момент остановки закачки на кривой устьевого давления обычно наблюдается гидравлический удар, если ствол скважины имеет хорошую связь с трещиной. Это явление проявляется максимально, когда в стволе скважины находится вода, хотя также видно, когда в качестве продавочной жидкости используется линейный гель. Продолжительность гидравлического удара зависит от трения в системе ствол скважины/трещина, а периодичность колебаний – от длины ствола скважины. Когда скважина заполнена сшитым гелем, трение сильно увеличивается и в результате может наблюдаться лишь затухающий гидроудар в виде единичного пика.

На многих скважинах наблюдается плавный спад давления после прекращения закачки (отсутствие гидроудара и четкого ISIP). При этом почти всегда возникает «СТОП» еще на стадии минифрака. Кривая спада давления при этом получается выположенной, смыкание трещины, по всей видимости, не происходит, либо трещина вообще отсутствует. Любая точка на кривой спада давления дает значение градиента давления трещинообразования, близкое к геостатическому градиенту и, естественно, не является правильной точкой смыкания. Ряд таких примеров наблюдался в скважинах на месторождениях Татарстана [2]. Например, высокие градиенты давления разрыва по минифраку были получены для скв. 21568, 32122 НГДУ «Альметьевнефть», 9307а НГДУ «Лениногорскнефть»,

находящиеся в диапазоне от 2,01 до 2,73 МПа/100 м, из них очень высокий градиент в скв. 32122 НГДУ «Альметьевнефть». Для этой скважины значение градиента давления разрыва по интерпретации минифрака составило около 2,7 МПа/100 м. При таком значении градиента давления разрыва расчетное минимальное горизонтальное напряжение должно достигнуть величины 46 МПа и превысить горное, которое составляет 40 МПа на глубине 1600 м при средней плотности горных пород 2,5 т/м³. Очевидно, что в данном случае отсутствовала сообщаемость скважины с пластом, а действия по обеспечению приемистости (breakdown) выполнены не были.

Получение больших давлений закачки и больших градиентов давления разрыва пласта при минифраке (при отсутствии прочих причин) можно считать признаком образования множественных трещин. Отсутствие указаний на то, что давление снизилось после прохождения пробной пачки проппанта, может свидетельствовать о наличии других причин отсутствия связи с пластом. Сильная извилистость трещины в пристволевой зоне может усугубить проблему закупорки гелем. Однако прямых доказательств этому не найдено. Отсутствие гидравлического удара может быть вызвано пробкой геля, хотя гидроудар может отсутствовать, когда имеется сильная извилистость трещины.

Характерным примером выложенной кривой спада давления является скв. 11948 НГДУ «Джалильнефть». Тестовая закачка (минифрак) проводилась с расходом 4 м³/мин. Согласно плану обработки после закачки буфера в объеме 8 м³ производилась закачка проппанта фракции 20/40 с использованием сшитого геля. Концентрация проппанта повышалась со 115 до 250 кг/м³. Во время закачки наблюдалось высокое давление – на уровне 500 атм. При переходе на стадию со сшитым гелем и проппантом давление на устье стало возрастать. На пятой минуте закачки произошел рост устьевого давления. При 700 атм. получен

преждевременный «СТОП». Недопродавка составила 1 м^3 по смеси и $0,2 \text{ т}$ – по проппанту (рис. 5).

Провести регрессионный анализ мини-ГРП не представляется возможным, так как был получен «СТОП», отсутствует четко выраженный ISIP, а в колонне НКТ находится гель с проппантом. Гидравлическая связь ствола скважины с пластом отсутствует, так как спад давления вначале плавный, затем кривая давления выполаживается на высоком значении.

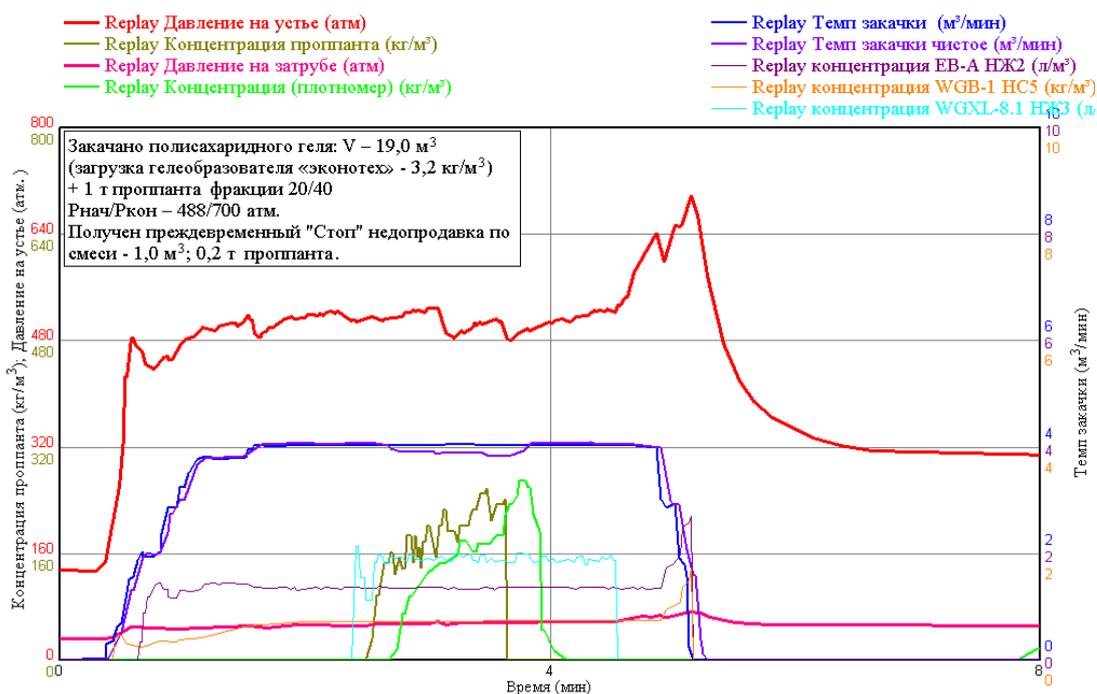
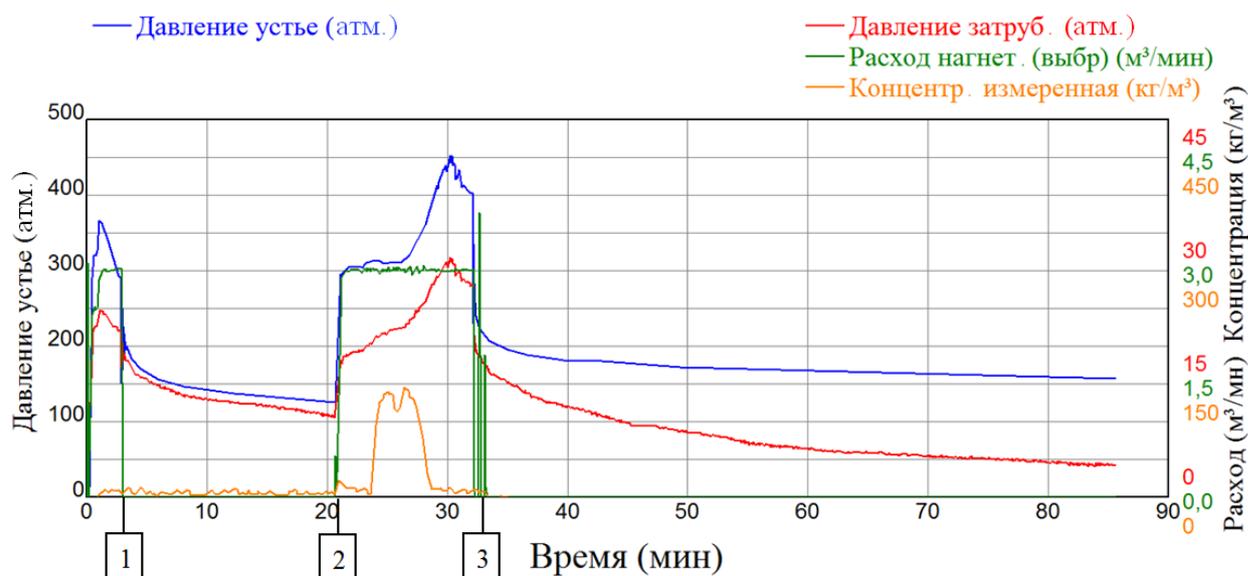


Рис. 5. График давления при мини-ГРП

Для обеспечения приемистости на этой скважине 17.09.2015 г. был проведен кислотный ГРП. Устьевое давление при закачке кислоты было также высоким, достигая значений 590 атм . После кислотного ГРП проводился проппантный ГРП с предварительной тестовой закачкой. График тестовой закачки представлен на рис. 6.

Тестовая закачка включала в себя стадию замещения до отметки 1, остановку скважины (отметки 1 – 2) и закачку с проппантной пачкой (отметки 2 – 3) с последующей остановкой. Несмотря на то, что после стадии замещения жидкости присутствует гидроудар, ISIP не может быть однозначно определен. Характер спада давления не позволяет определить

точку смыкания трещины. Форма кривой GdP/dG не может быть однозначно интерпретирована. Предполагаемая точка смыкания соответствует очень высокому градиенту напряжения 1,8 МПа/100 м. Эффективность жидкости разрыва составляет 0,726.



**Рис. 6. График замещения жидкости и мини-ГРП на скв. 11948
НГДУ «Джалильнефть»**

Регрессионный анализ мини-ГРП не может быть проинтерпретирован вследствие неравномерного падения давления после остановки закачки. Фактически «СТОП» был получен уже при мини-ГРП. Характер падения давления показан на рис. 7.

На кривой спада давления отсутствуют характерные признаки наклона для различных режимов течения. Точка смыкания не может быть определена.

После проведения тестовой закачки был проведен гидроразрыв пласта с закачкой проппанта. График, построенный по записи процесса, представлен на рис. 8.

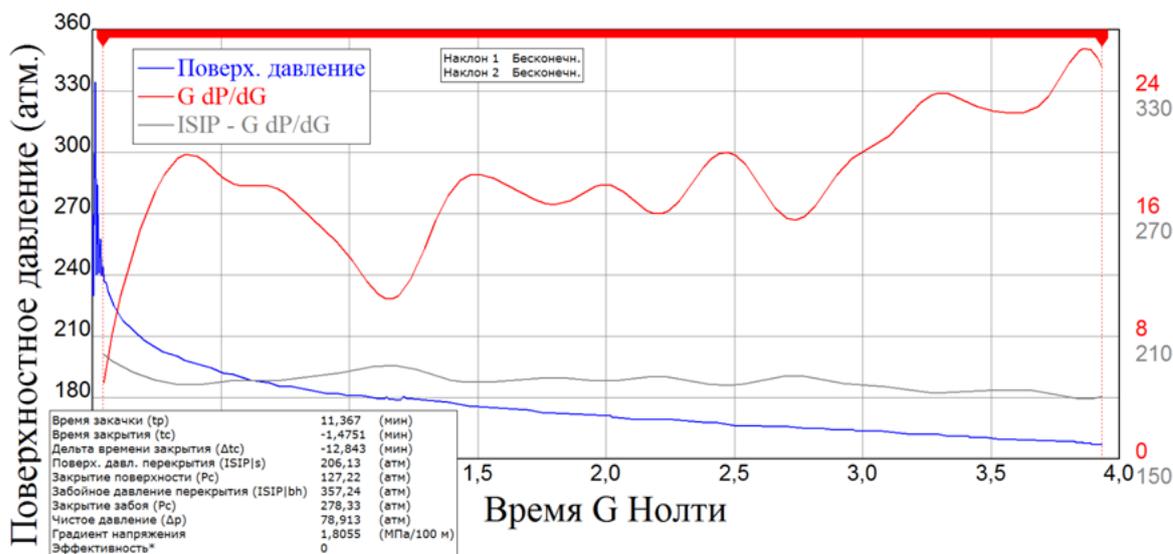


Рис. 7. График регрессионного анализа мини-ГРП

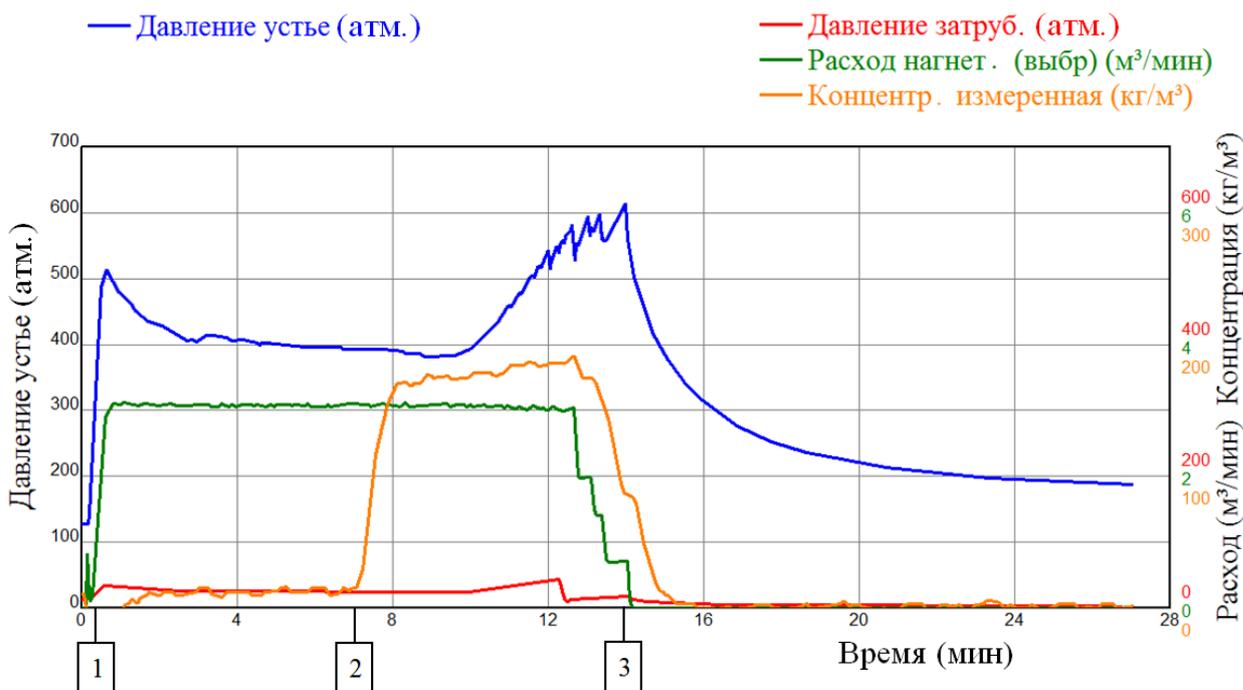


Рис. 8. График проведения ГРП на скв. 11948 НГДУ «Джалильнефть»

В точке 1 начата закачка геля с проектным расходом $3 \text{ м}^3/\text{мин}$. При этом давление поднялось до 513 атм . На отрезке 1 – 2 проводилась закачка геля без пропантанта. При этом наблюдалось снижение давления до уровня 400 атм . На отметке 2 начинается закачка пропантанта. При вхождении пропантанта в пласт начинается рост давления. Когда давление достигло 580

атм., расход был снижен до 2 м³/мин, а также снижена концентрация проппанта. Тем не менее устьевое давление продолжало расти. Дальнейшее снижение расхода не позволило продолжить обработку: на отметке 3 был получен преждевременный «СТОП» при давлении 615 атм. Характер спада давления после отметки 3 свидетельствует об отсутствии связи с пластом. В НКТ находится гель с проппантом (примерно 1 т).

Таким образом, отсутствие правильных кривых мини-ГРП привело к неудаче в проведении процесса.

Авторы надеются, что при осмысленной аналитической проработке отечественными специалистами изложенного в статье материала он сыграет положительную роль в понимании процессов, лежащих в основе минифрака, даст определенные навыки в интерпретации кривых спада давления, и в целом будет способствовать повышению эффективности ГРП в Республике Татарстан.

Выводы.

1. Существенная недопродавка сшитого (боратного) геля в скважине после минифрака может вызвать появление локального максимума на кривой устьевого давления. Сшитый гель должен незначительно перепродавливаться или по крайней мере продавливаться до перфораций.
2. Вогнутая или выположенная кривая падения давления может быть частично вызвана аналогичным механизмом, когда сшитый гель продавливается полностью, однако образуя менее эффективную «пробку» внутри трещины. Вогнутые и выположенные кривые давления также могут быть вызваны влиянием роста трещины, или неполным смыканием трещины.
3. Поправка первого порядка за локальный максимум давления заключается просто в моделировании начального спада (до локального

максимума или вогнутого книзу участка) и последующей адаптации остальной части кривой падения давления, учитывая сдвиг за счет влияния сшитого геля.

4. Некоторые сланцевые пласты проявляют характерные признаки неустановившегося режима течения, а некоторые нет. Некоторые проявляют поведение, характерное для удлинения трещины без фактического смыкания в течение нескольких суток.
5. Анализ данных минифрака в сланцах следует проводить с осторожностью. Результаты зависят от того, насколько фактические режимы течения соответствуют теоретическим режимам и закономерностям. Если модель, используемая для анализа, некорректна, результаты могут вводить в заблуждение.
6. Рекомендуется в сланцевых отложениях всегда перед проведением основного ГРП проводить операции по обеспечению приемистости (breakdown). Указанные работы следует проводить до тех пор, пока на кривых минифрака не появится четкий гидравлический удар и четкий ISIP. В противном случае процесс почти со 100 %-ной вероятностью завершится СТОПом.

Список литературы

1. What Causes Bumps in Minifrac Pressure Declines? / Shaoul J.R. [et al.] // Paper SPE 69213. SPE Production & Facilities, February 2001, P. 58-64.
2. Геомеханические условия эффективного применения кислотного ГРП / Н.Г. Ибрагимов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 32-36.

Сведения об авторах

Салимов Олег Вячеславович, к.т.н., заведующий лабораторией исследования и сопровождения гидравлического разрыва пласта, отдел эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: sov@tatnipi.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д.т.н., начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: arslan@tatnipi.ru

Салимов Вячеслав Гайнанович, к.г.-м.н., руководитель группы по геологии нефтегазовых месторождений, Волго-Камское региональное отделение Российской Академии Естественных Наук, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация

E-mail: salimov@tatnipi.ru

Authors

O.V. Salimov, PhD, Chief of Hydrofrac Research Laboratory, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft—PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russia

E-mail: sov@tatnipi.ru

A.V. Nasybullin, Dr.Sc, Head of IT and Reservoir Simulation Department, TatNIPIneft—PJSC TATNEFT

E-mail: arslan@tatnipi.ru

V.G. Salimov, PhD, Head of Subsurface Geology Group, Volga-Kama Regional Branch of the Russian Academy of Natural Sciences

E-mail: salimov@tatnipi.ru

Салимов Олег Вячеславович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
тел.: 8(85594) 78-984
E-mail: sov@tatnpi.ru