

# Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах

Садыков А.М., Хазиев А.М., Сыпченко С.Э., Фазлутдинов В.И., Ишбулатов М.И., Гаязов А.А., Галлямов И.Ф.  
 ООО «РН-БашНИПнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
 sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

## Аннотация

Применение высокорасходного многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) по технологии Plug-n-Perf в горизонтальных скважинах (ГС) зарекомендовало себя как один из рентабельных способов разработки низкопроницаемых коллекторов и нефтематеринских пород в зарубежной практике. При проведении ГРП, а именно при выходе на плановый расход закачки, возможны проблемы с инициацией и развитием трещины в пристольной зоне, характеризующиеся высоким устьевым и забойным давлением ввиду высоких напряжений, что может приводить к недостижению планового расхода, увеличению требуемой мощности насосов. В данной статье приведены примеры ступенчатого повышения расхода закачки, обеспечивающего более низкие значения давления закачки в начале работы, способствующего успешному проведению ГРП в нефтематеринских породах.

Метод заключается в постепенном пошаговом повышении расхода до планового значения (10–15 м<sup>3</sup>/мин) с целью как замещения жидкости в стволе скважины с высоким градиентом потерь давления на трение, так и ограничения роста чистого давления в трещине. Расход повышается на 0,5–1 м<sup>3</sup>/мин на каждой ступени, и только при стабилизации или снижении градиента поверхностного/забойного давления производится переход на следующую ступень. Такой подход позволяет контролировать рост давления, связанного как с инициацией и развитием трещины ГРП, так и с достижением высоких расходов закачки, при которых увеличиваются потери давления на трение.

Метод постепенного ступенчатого повышения расхода закачки при проведении операций ГРП позволяет ограничивать устьевое и забойное давление, снижая риски возникновения преждевременных остановок («СТОП»ов) из-за превышения максимального разрешенного давления. Описанный метод рекомендуется к дальнейшему применению, особенно при производстве высокорасходных ГРП при кластерной перфорации с использованием технологии Plug-n-Perf.

## Материалы и методы:

- контроль расхода в начале закачки ГРП;
- ступенчатое повышение расхода ГРП.

## Ключевые слова

гидравлический разрыв пласта, высокое давление обработки ГРП, расход закачки ГРП, устьевое давление ГРП, забойное давление ГРП, нетрадиционные коллекторы, низкопроницаемые коллекторы, нефтематеринские породы, инициация и развитие трещины

## Для цитирования

Садыков А.М., Хазиев А.М., Сыпченко С.Э., Фазлутдинов В.И., Ишбулатов М.И., Гаязов А.А., Галлямов И.Ф. Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 96–101.  
 DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-96-101

Поступила в редакцию: 24.11.23

OIL PRODUCTION

UDC 67.03 | Original Paper

## Fracture initiation and propagation method for high-rate hydraulic fracturing in source rock reservoirs

Sadykov A.M., Khaziev A.M., Sypchenko S.E., Fazludinov V.I., Ishbulatov M.I., Gayazov A.A., Gallyamov I.F.  
 "RN-BashNIPneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia  
 sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

## Abstract

The use of multistage hydraulic fracturing (MSHF) with Plug-n-Perf technology in horizontal wells (HW) has proven itself as one of the cost-effective ways to develop low-permeability reservoirs and source rocks abroad. During hydraulic fracturing, namely when reaching the planned flow rate, there may be problems with the initiation and development of a fracture in the near-wellbore zone, characterized by high wellhead and bottom-hole pressure due to high stresses, which can lead to failure to achieve the planned flow rate, an increase in the required pump power. This article provides examples of a stepwise increase in the injection flow rate, which provides lower values of the injection pressure at the beginning of work, contributing to the successful implementation of hydraulic fracturing in source rocks.

The method consists in a gradual step-by-step increase in the flow rate to the planned value (10–15 m<sup>3</sup>/min) in order to both replace the fluid in the borehole with a high gradient of friction pressure losses and limit the growth of net pressure in the fracture. The flow rate increases by 0,5–1 m<sup>3</sup>/min at each stage and only when the surface/bottom-hole pressure gradient stabilizes or decreases, the transition to the next stage is made. This approach makes it possible to control the increase in pressure associated with both the initiation and development of the fracture, and with the achievement of high planned rate, at which friction pressure losses increase.

The approach of a gradual stepwise increase in the injection flow rate during hydraulic fracturing operations allows limiting the wellhead and bottom-hole pressure, reducing the risks of accidents due to exceeding the maximum allowable working pressure. The described method is recommended for further use, especially in the production of high-rate hydraulic fracturing with cluster perforation using Plug-n-Perf technology.

## Materials and methods

- flow rate control at the beginning of hydraulic fracturing treatment;
- stepwise increase in hydraulic fracturing flow rate.

## Keywords

hydraulic fracturing, high treating pressure, hydraulic fracturing injection rate, hydraulic fracturing wellhead pressure, bottomhole pressure during hydraulic fracturing, unconventional reservoirs, low-permeability reservoirs, source rocks, fracture initiation and development

## For citation

Sadykov A.M., Khaziev A.M., Sypchenko S.E., Fazlutdinov V.I., Ishbulatov M.I., Gayazov A.A., Gallyamov I.F. Fracture initiation and propagation method for high-rate hydraulic fracturing in source rock reservoirs. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 96–101. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-96-101

Received: 24.11.2023

## Введение

Технология Plug-n-Perf в низкопроницаемых породах и нефтематеринских коллекторах заключается в применении кластерного ГРП, то есть одновременной закачки ГРП с высоким расходом в несколько перфорационных кластеров. При этом существует проблематика как неравномерного распределения жидкости среди кластеров, так и повышенного давления при инициации и развитии трещин [1].

В настоящее время существуют различные методы снижения давления инициации и распространения трещины при выполнении работ по МГРП [1]. Эти методы включают в себя подбор оптимальной технологии перфорации в скважине, закачку мелкого пропанта (100 меш) на начальной стадии ГРП, закачку кислотных агентов с целью растворения цементного камня и породы в случае карбонатного коллектора, способствующего устранению призабойных сопротивлений и трения, снижению забойного давления (рис. 1).

Для нефтематеринских пород характерно наибольшее устьевое и забойное давление при выполнении ГРП при первичной инициации трещины, поэтому наиболее высокие риски осложнений связаны именно с этим этапом закачки, в связи с чем необходим контроль давления инициации трещины ГРП. Вязкость жидкости разрыва, расход, а также диаметр и количество перфораций — это лишь некоторые из множества параметров, которые приходится регулировать для снижения начального давления разрыва горной породы. При проведении кластерного МГРП условия инициации и развития трещины осложняются неоднородностью коллектора, различными свойствами пород в интервале перфораций, наличием трения в интервале перфораций и призабойной зоне пласта.

## Контроль давления инициации и распространения трещины при выходе на плановый расход при высокорасходных ГРП

Для большинства нефтематеринских пород характерны утечки, зависящие от давления, при которых характеризуется раскрытие микротрещин (при наличии) и дополнительные утечки. Таким образом, превышение давления раскрытия данных микротрещин может способствовать возникновению сложной геометрии трещины вблизи ствола скважины и повышенным потерям на трение в призабойной зоне пласта. При выполнении работ по ГРП закачиваемая жидкость создает избыточное давление в горной породе, в результате чего возникает трещина. Геометрия трещины характеризуется высотой  $h_f$ , шириной  $w$  и длиной  $L_f$ . Значение избыточного

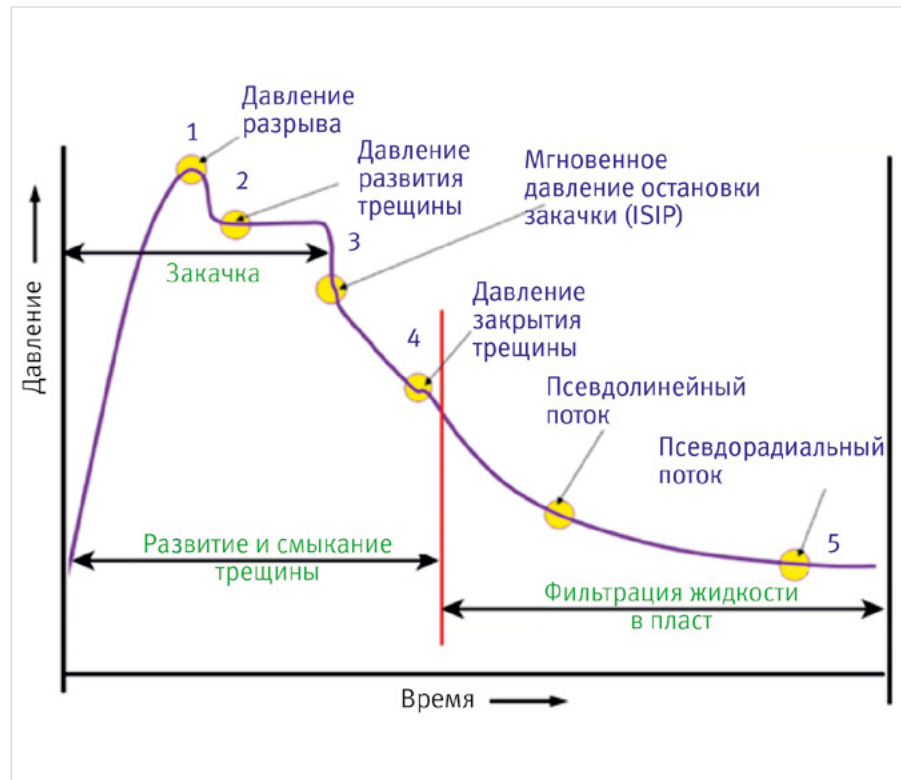


Рис. 1. Схематическое поведение забойного давления в процессе проведения ГРП  
Fig. 1. Schematic behavior of bottomhole pressure during hydraulic fracturing

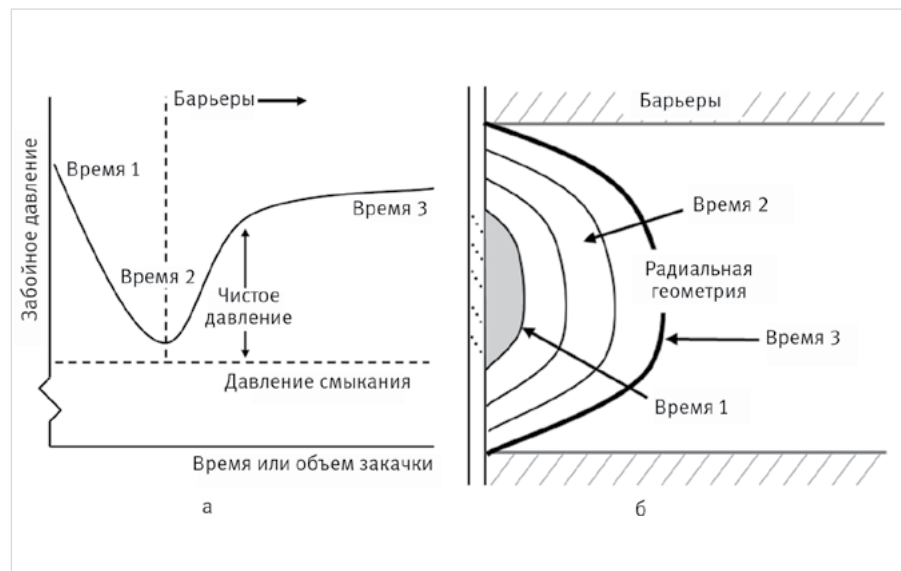


Рис. 2. Поведение забойного давления — а и профиля трещины — б после инициации трещины ГРП  
Fig. 2. Behavior of bottomhole pressure — а and fracture profile — б after fracture initiation

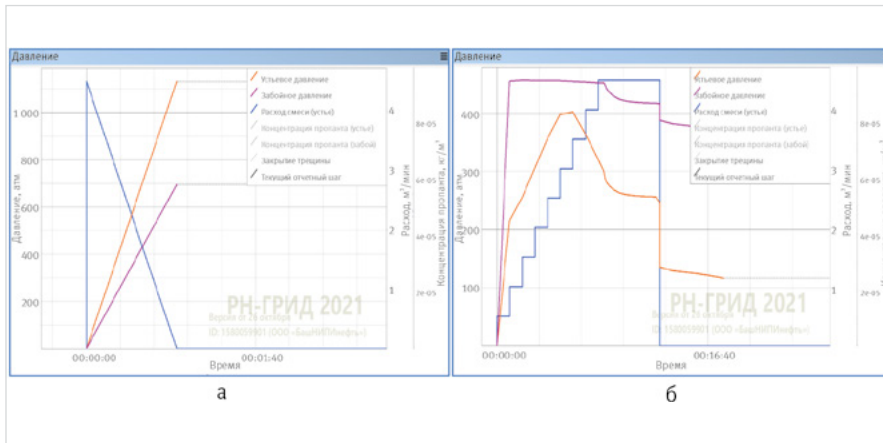


Рис. 3. Симуляция закачки ГРП с агрессивным — а и ступенчатым набором планового расхода — б  
 Fig. 3. Simulation of hydraulic fracturing with aggressive – a and stepwise increase of the flow rate – б

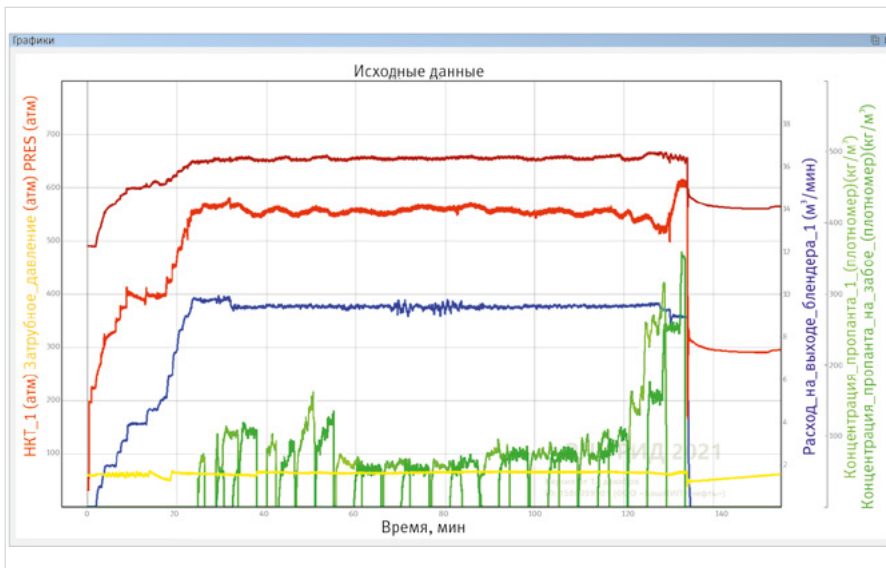


Рис. 4. График закачки ОГРП, скважина А, стадия X  
 Fig. 4. Hydraulic fracturing job, well A, stage X

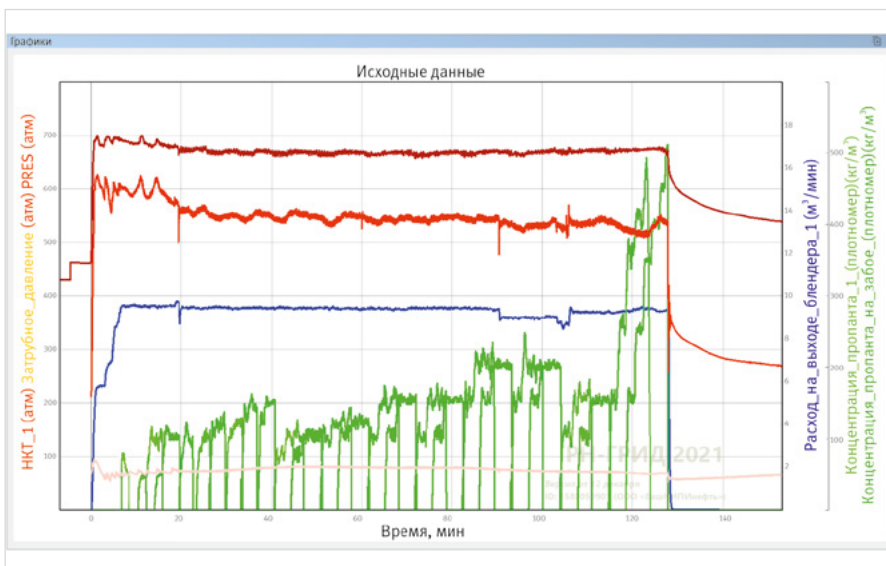


Рис. 5. График закачки ОГРП, скважина А, стадия Y  
 Fig. 5. Hydraulic fracturing job, well A, stage Y

давления относительно давления смыкания называется чистым, или эффективным давлением (P<sub>net</sub>).

В работе [2] приводится пример расчета параметров трещины, где, исходя из материального баланса, длина трещины характеризуется следующим выражением:

$$L_f \sim \frac{q_i t_p}{6C_L h_L \sqrt{t_p} + 4h_L S_p + 2wh_f}, \quad (1)$$

где  $C_L$  — коэффициент утечек, м/вс;  $h_L$  — высота трещины, подверженная утечкам жидкости, м;  $S_p$  — коэффициент мгновенных утечек, м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>;  $t_p$  — время закачки, мин;  $q_i$  — расход закачки, м<sup>3</sup>/мин.

При этом ширина трещины на основании уравнения упругости характеризуется следующей формулой

$$w_{max} \sim \frac{2P_{net}d}{E'}, \quad (2)$$

где  $w_{max}$  — максимальная ширина трещины, м;  $E'$  — модуль плоской деформации, Па,  $d$  является характерным размером трещины и, как правило, представляет собой меньший размер между  $h_f$  и  $L_f$ .

Чистое, или эффективное давление определяется законом Бернулли, в зависимости от вязкости жидкости  $\mu_i$  и расхода жидкости  $q_i$ . Расход также связан со временем закачки (общим объемом жидкости). С учетом геомеханических свойств породы и эффектов на конце трещины  $P_{net}$  определяется следующим уравнением:

$$P_{net} = \left( \frac{E'^3}{h_f^4} \{ \mu_i q_i L_f \} + p_{np}^4 \right)^{1/4}, \quad (3)$$

где  $p_{np}$  — давление, необходимое на кончике трещины.

В данных уравнениях геомеханические параметры пласта (такие, как модуль Юнга  $E$ , коэффициент Пуассона  $\nu$ ) считаются постоянными. При этом расход жидкости, вязкость закачиваемой жидкости, время закачки оказывают прямое влияние на геометрию созданной трещины и развиваемое чистое давление. Тогда геометрические значения  $L_f$ ,  $h_f$  и  $w$  могут изменяться настолько, насколько варьируются вязкость, расход и время закачки в пределах технологических ограничений. К примеру, высокая вязкость жидкости может способствовать увеличению чистого давления и раскрытию микротрещин, развитию трещины в высоту.

В случае кластерной перфорации при МГРП с технологией Plug-n-Perf может инициироваться только одна трещина, при этом условии повышение расхода закачки приводит к значительному увеличению потерь на трение при прохождении жидкости через интервал перфораций и призабойную зону. Последующая инициация трещины в других кластерах способствует снижению забойного давления в связи с уменьшением потерь на трение в перфорациях и призабойной зоне пласта.

На основе зависимости чистого давления от вязкости и расхода закачки была разработана методика снижения давления в момент инициации и на начальном этапе роста трещины, реализующая контроль давления иницирования и распространения трещины при помощи ступенчатого характера набора целевого расхода закачки и применения низковязкой жидкости для инициации трещины.

На рисунке 2 слева схематично изображено поведение забойного давления при соответствующем развитии трещины, представленном на рисунке справа [3].

Момент времени 1 отражает начало развития трещины, когда произошел гидравлический разрыв и инициация трещины, при котором характеризуется высокое чистое давление. Далее по мере роста трещины в длину и в высоту чистое давление снижается, пока, наконец, трещина не распространится по высоте до геомеханических барьеров (например, глинистый пропласток) (момент времени 2). С этого момента и далее, если сдерживающий эффект барьеров достаточен,  $P_{net}$  может увеличиваться с развитием трещины в длину (момент времени 3).

Предлагаемая методика практически выражается в следующем алгоритме проведения работ:

1. Увеличивать расход небольшими шагами на  $\sim 0,5 \text{ м}^3/\text{мин}$  для низкорасходных ГРП и на  $\sim 1 \text{ м}^3/\text{мин}$  для высокорасходных ГРП и удерживать скорость закачки до тех пор, пока градиент забойного давления либо достигнет стабилизации, либо начнет снижаться. В случае отсутствия забойного давления рекомендуется ориентироваться на расчетное значение забойного давления на основании устьевого давления. Рекомендуется выдерживать постоянное время на каждом шаге с заданным расходом.
2. Повторять шаг 1, пока не будет достигнута целевая (или возможная) скорость закачки. Скорость закачки не следует изменять до тех пор, пока явно не будет наблюдаться стабилизация или снижение давления.
3. Выполнить основной этап ГРП и внимательно следить за изменением тренда давления.

Данный подход был смоделирован в корпоративном симуляторе РН-ГРИД [4–5], сравнивались два варианта закачки при одинаковых условиях: в стволе скважины находится солевой раствор плотностью  $1,03 \text{ г}/\text{см}^3$ , замещение производится линейным гелем на гуаровой основе с загрузкой гуара  $1,8 \text{ кг}/\text{м}^3$ . Объем замещения —  $20 \text{ м}^3$ . При агрессивном наборе расхода до  $4,5 \text{ м}^3/\text{мин}$  симулятор показывает получение «СТОП» при максимальном разрешенном устьевом давлении  $62 \text{ Мпа}$  с самого начала закачки, связанном с высокими потерями на трение для жидкости, находящейся в стволе скважины (рис. 3а). Для ступенчатого набора скорости закачки с шагом  $0,5 \text{ м}^3/\text{мин}$  и интервалом времени на каждом шаге закачки 1 мин происходит постепенное замещение жидкости с высоким градиентом потерь давления трения на линейный гель с низким градиентом потерь давления на трение, симулятор ГРП не характеризует ситуацию «СТОП», давление на устье скважины не превышает максимального допустимого значения (рис. 3б).

#### Примеры проведения работ со ступенчатым повышением расхода на баженовской свите

Для подтверждения эффекта от предложенной методики были рассмотрены работы по многостадийному ГРП на горизонтальной скважине А одного из месторождений Западной Сибири на баженовской свите, с шаровой компоновкой заканчивания скважины (закачка условно производилась в одну трещину ГРП — один порт). На скважине было выполнено 15 стадий ГРП при длине горизонтального участка  $1500 \text{ м}$ , была применена гибридная технология, а именно закачка как низковязкой жидкости ГРП, так и высоковязкого шитого боратного геля.

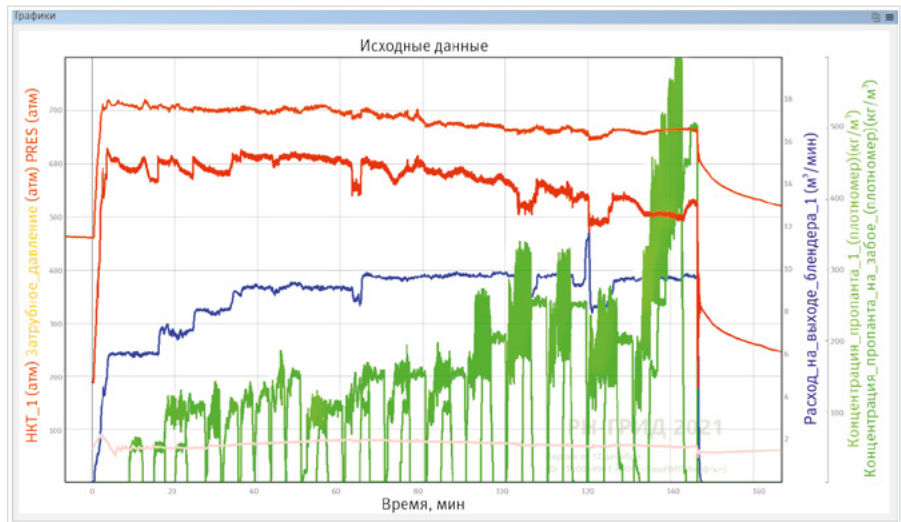


Рис. 6. График закачки ОГРП, скважина А, стадия Z  
Fig. 6. Hydraulic fracturing job, well A, stage Z

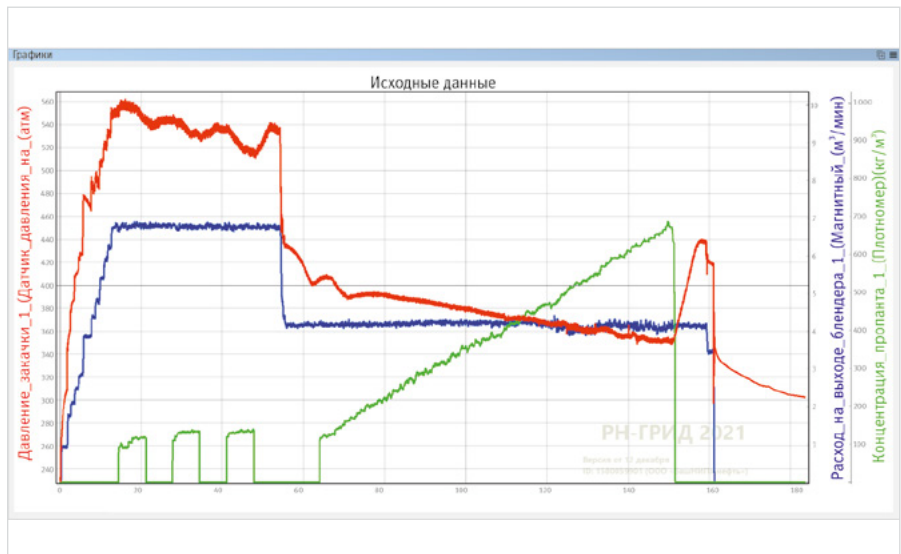


Рис. 7. График закачки ОГРП, скважина Б, стадия X  
Fig. 7. Hydraulic fracturing job, well B, stage X

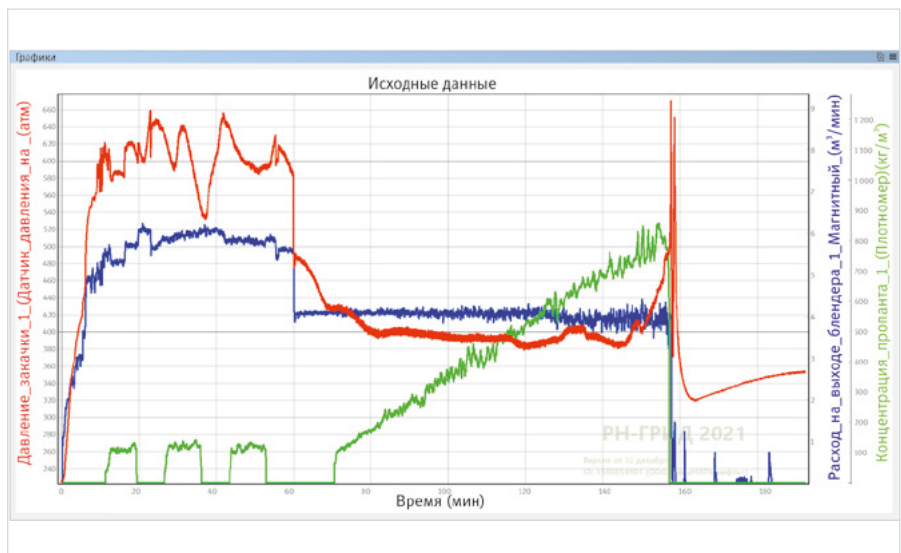


Рис. 8. График закачки ОГРП, скважина Б, стадия Y  
Fig. 8. Hydraulic fracturing job, well B, stage Y

Примером набора планового расхода 10 м<sup>3</sup>/мин являлась стадия X, где был выполнен набор расхода закачки согласно методике (рис. 4), выход на целевой расход происходил в течение 25 мин. Из графиков проведения работы видно, что максимальное устьевое давление в процессе раннего развития трещины не превышает 58,8 МПа, а забойное давление — 65,9 МПа. Расход повышался при стабилизации или снижении устьевое давления.

В то же время примером агрессивного подхода являлась стадия Y, где набор планового расхода до 10 м<sup>3</sup>/мин был осуществлен в течение 8 минут, при этом максимальное устьевое и забойное давление составили 63,8 и 70,9 МПа соответственно, что выше на ~5,1 МПа по сравнению со стадией Z (рис. 5).

На стадии Z также была предпринята попытка быстрого выхода на целевой расход, однако при достижении 6 м<sup>3</sup>/мин в течение ~3 минут устьевое давление достигло максимально допустимого значения, в связи с чем дальнейший набор расхода проводился ступенчато (рис. 6).

В качестве другого примера рассмотрено проведение многостадийного ГРП в скважине Б,

в которой было выполнено 15 стадий ГРП при длине горизонтального участка 1 500 м с применением гибридной технологии, а именно закачкой как низковязкой жидкости, так и высоковязкого шитого боратного геля. Данные по забойному давлению при проведении ГРП на этой скважине отсутствуют по причине отказа работы манометра.

На стадии X набор расхода до планового расхода 7 м<sup>3</sup>/мин производился плавно и ступенчато в течение 13 минут, устьевое давление закачки при этом не превышало 56,7 МПа (рис. 7).

Примером агрессивного набора расхода являлась стадия Y, где была предпринята попытка быстрого выхода (в течение ~5 минут) на целевой расход 6 м<sup>3</sup>/мин, из-за чего давление закачки достигло 66,9 МПа, т.е. на ~10,1 МПа выше, чем на стадии X (рис. 8). Следует отметить, что данная стадия также отличается нехарактерным беспорядочным поведением устьевое давления, в конце работы была получена преждевременная остановка («СТОП») ввиду превышения максимально допустимого давления, где одной из причин неуспешной операции могли послужить проблемы при инициации и распространении трещины при агрессивном наборе расхода.

### Пример проведения работы со ступенчатым повышением расхода на доманиковый горизонт

Рассмотрим еще один пример проведения ГРП на наклонно-направленной скважине С, выполненный на доманиковый горизонт Волго-Уральского бассейна (рис. 9). Перед проведением ступенчатого повышения расхода до планового значения 4,5 м<sup>3</sup>/мин на основном ГРП провели закачку кислоты для дополнительного снижения давления разрыва (рис. 9). Выход на расход производили в течение 12 мин, устьевое давление при этом составило 38,5 МПа. Основной ГРП проводили по гибридной технологии: 90 % буферной стадии составил линейный гель, оставшиеся 10 % от объема буфера и пропант закачивались на шитом геле. Работа прошла без осложнений, конечное давление на устье не превысило 52,7 МПа. Таким образом, закачка кислоты, ступенчатое повышение расхода при инициации трещины ГРП способствовали успешному проведению операции ГРП (рис. 10).

### Итоги

Метод был опробован при проведении работ по ГРП в различных нефтематеринских коллекторах. В первом случае метод использовался при операциях с высоким расходом в ГС с МГРП (до 10 м<sup>3</sup>/мин), характеризующимся высоким устьевым давлением обработки, близким к максимальному допустимому значению. Во втором случае метод был применен в карбонатном коллекторе, где даже при низком плановом расходе (3–4 м<sup>3</sup>/мин) на наклонно-направленных скважинах были охарактеризованы высокие давления обработки, также близкие к максимальному допустимым значениям устьевое давления при производстве ГРП. Применение данного метода позволило снизить устьевое давление при работе ГРП по сравнению с ГРП, где применялась стандартная процедура выхода на плановый расход в начале работы по ГРП.

### Выводы

Метод, реализующий постепенное ступенчатое увеличение расхода закачки при проведении операций ГРП, позволяет сдерживать повышение устьевое и забойное давление до недопустимых значений, снижая риски возникновения аварийных ситуаций. В статье приводятся примеры выхода на плановый расход при закачке в один порт ГРП в шаровой компоновке в ГС и при ГРП на наклонно-направленной скважине. Реализация предложенного метода будет способствовать повышению успешности проведения операций по ГРП с высоким расходом при кластерном ГРП (технологии Plug-n-Perf), где необходимы инициация и развитие трещины во всех кластерах. Ограничение эффективного давления в трещине ГРП путем контроля расхода закачки позволяет снизить риски прорыва трещины через барьеры в нецелевые интервалы пласта и уменьшить развитие осложнений в призабойной зоне пласта, приводящих к дополнительным потерям давления на трение.

### Литература

1. Liu X., Wang J., Rijken M., Chrusch L., Wehunt D., Ahmad F., Miskimins J. Achieving perfect fluid and proppant placement in multi-stage fractured horizontal wells: A CFD modeling approach. SPE production and operations, 2021, Vol. 36, issue 4, P. 926–945. (In Eng).

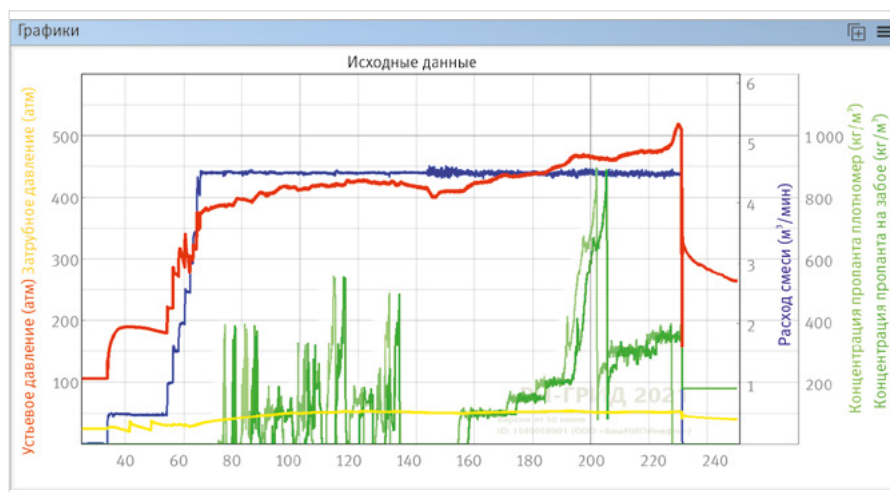


Рис. 9. График закачки ОГРП, скважина С  
Fig. 9. Hydraulic fracturing job, well C

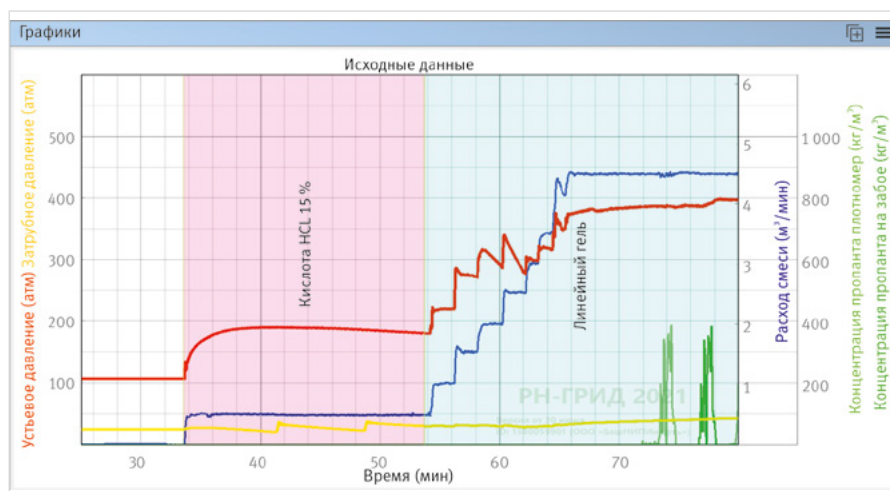


Рис. 10. Укрупненный график закачки кислоты и ступенчатого набора расхода закачки при ОГРП, скважина С  
Fig. 10. An enlarged schedule of acid injection and a step-by-step increase of injection flow rate during hydraulic fracturing job, well C

- |   |   |  |
|---|---|--|
| <p>2. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 2003, 807 p. (In Eng).</p> <p>3. Daneshy A.A. On the design of vertical hydraulic fractures. SPE Journal of Petroleum Technology, 1973, Vol. 25,</p> | <p>issue 1, P. 83–97. (In Eng).</p> <p>4. Борщук О.С., Пестриков А.В., Соловьев Д.Е. Программа для ЭВМ 2017611238 РФ. РН-ГРИД. 2017.</p> <p>5. Ахтямов А.А., Макеев Г.А., Байдюков К.Н.</p> | <p>Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта «РНГРИД»: от программной реализации к промышленному внедрению // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 94–97.</p> |
|---|---|--|

## ENGLISH

### Results

The method was tested during hydraulic fracturing operations in various source rock reservoirs. In the first case, the method was used for operations with a high flow rate in the HW with MSHF (up to 10 m<sup>3</sup>/min), characterized by a high surface treating pressure close to the maximum allowed value. In the second case, the method was applied in carbonate reservoir, where, even with a low planned flow rate (3–4 m<sup>3</sup>/min), high treatment pressures were characterized in directional wells, also close to the maximum allowable values of wellhead pressure during hydraulic fracturing. The use of this method allowed to reduce the wellhead treating pressure during hydraulic fracturing compared to the standard procedure for reaching the planned flow rate at the beginning of hydraulic fracturing.

### Conclusions

The method that implements a gradual step-by-step increase in the injection flow rate during hydraulic fracturing operations makes

it possible to restrain the increase in wellhead and bottom-hole pressure to unacceptable values, reducing the risks of premature shut down situations. The article provides examples of reaching the planned flow rate when pumping hydraulic fracturing job into one port in a ball-n-drop completion system in the HW and during HF job in a directional well. The implementation of the proposed method will contribute to increasing the success of high-rate hydraulic fracturing operations with multiple clusters (Plug-n-Perf technology), where fracture initiation and development in all clusters are necessary. Limiting the effective pressure in a fracture by controlling the injection flow rate reduces the risks of a fracture breaking through barriers into non-target formation intervals and reduces the development of complications in the near-wellbore zone of the formation, leading to additional friction pressure losses.

### References

- |   |  |   |
|---|--|---|
| <p>1. Liu X., Wang J., Rijken M., Chrusch L., Wehunt D., Ahmad F., Miskimins J. Achieving perfect fluid and proppant placement in multi-stage fractured horizontal wells: A CFD modeling approach. SPE production and operations, 2021, Vol. 36, issue 4, P. 926–945. (In Eng).</p> | <p>2. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 2003, 807 p. (In Eng).</p> <p>3. Daneshy A.A. On the design of vertical hydraulic fractures. SPE Journal of Petroleum Technology, 1973, Vol. 25, issue 1, P. 83–97. (In Eng).</p> <p>4. Borshchuk O.S., Pestrikov A.V., Soloviev D.E. RNRGRID [RN-GRID]. Computer Program RF,</p> | <p>№ 2017611238, 2017. (In Russ).</p> <p>5. Akhtyamov A.A., Makeev G.A., Baidyukov K.N. Corporate fracturing simulator RN-GRID: from software development to in field implementation. Oil Industry, 2018, issue 5, P. 94–97. (In Russ).</p> |
|---|--|---|

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Садиков Алмаз Махмутович**, главный менеджер, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия  
**Для контактов: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru**

**Хазиев Алмаз Мунирович**, ведущий специалист, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Сыпченко Стелла Эдуардовна**, главный специалист, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Фазлутдинов Вадим Ильгизарович**, главный специалист, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Ишбулатов Марат Ильдарович**, главный менеджер, сектор технологий ГРП, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Гаязов Айрат Азаматович**, руководитель сектора, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Галлямов Ильмир Флоридович**, главный специалист, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

**Sadykov Almaz Machmutovich**, general manager, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia  
**Corresponding author: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru**

**Khaziev Almaz Munirovich**, senior specialist, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Sypchenko Stella Eduardovna**, chief specialist, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Fazlutdinov Vadim Ilgizarovich**, chief specialist, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Ishbulatov Marat Ildarovich**, general manager, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Gayazov Ayrat Azamatovich**, head of the sector, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

**Gallyamov Ilmir Floridovich**, senior specialist, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia