

УДК 622.276.66

А.В. Верисокин¹, e-mail: verisokin.aleksandr@mail.ru; Д.Ю. Сериков², e-mail: serrico@rambler.ru¹ Институт нефти и газа Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Северо-Кавказский федеральный университет» (Ставрополь, Россия).² Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Технология проведения гидравлического разрыва пласта с использованием никелида титана

В статье представлен анализ причин обратного выноса проппанта из трещины в скважину при проведении гидроразрыва пласта. Рассмотрены основные технологии контроля выноса, определены последствия выноса наполнителя трещины в ствол скважины. Отмечено, что обратный вынос проппанта наиболее губителен для скважин, эксплуатируемых с помощью установок электроцентробежных насосов. Исследованы существующие способы проведения гидроразрыва пласта, указаны их недостатки.

Представлен новый способ проведения гидроразрыва пласта с закачкой спрессованных пружин, восстанавливающих форму под воздействием пластовой температуры. Пружины изготовлены из никелида титана (нитинола) – интерметаллида, обладающего эффектом памяти и представляющего собой соединение титана и никеля в процентном соотношении 45 % (титан) к 55 % (никель) и с равным количеством атомов каждого вещества. В рамках применения разработанного способа проведения гидроразрыва пласта на первом этапе удаленный участок трещины заполняют мелкой фракцией керамического проппанта, а на завершающей стадии крепления трещины осуществляют подачу спрессованных пружин из никелида титана. Закачка материала с памятью формы дает возможность уплотнить пропантную набивку и запереть проппант в трещине гидроразрыва пласта, обеспечив, помимо достижения основной цели, увеличение срока эксплуатации установок скважинных электроцентробежных насосов.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, обратный вынос, трещина, дебит, скважина, проппант, пробка.

.....

A.V. Verisokin¹, e-mail: verisokin.aleksandr@mail.ru; **D.Yu. Serikov²**, e-mail: serrico@rambler.ru

¹ Institute of Oil and Gas of the Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "North-Caucasus Federal University" (Stavropol, Russia).² Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

The Technology of Hydraulic Fracturing using Titanium Nickelide

The article presents an analysis of the reasons for the revertive proppant carrying-out from the fracture to the well during hydraulic fracturing. The main technologies for the control of the carrying-out are considered, the consequences of the carrying-out of the fracture filler into the wellbore are determined. It has been noted that proppant backflow is most detrimental to wells operated using electric centrifugal pump units. Existing methods of hydraulic fracturing are investigated, their disadvantages are indicated.

A new method of hydraulic fracturing with injection of compressed springs that restore shape under the influence of reservoir temperature is presented. The springs are made of titanium nickelide (nitinol) – an intermetallic compound that has a memory effect and is a compound of titanium and nickel in a percentage ratio of 45% (titanium) to 55% (nickel) and with an equal number of atoms of each substance. As part of the application of the developed method of hydraulic fracturing at the first stage, the removed part of the fracture is filled with a fine fraction of ceramic proppant, and at the final stage of the fracture attachment, compressed springs of titanium nickelide are fed. The injection of material with a shape memory makes it possible to compact the proppant pack and "lock" the proppant in the hydraulic fracture, ensuring, in addition to achieving the main goal, increasing the life of the borehole electric centrifugal pump units.

Keywords: hydraulic fracturing, backflow, fracture, flow rate, well, proppant, plug.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ ЗАКРЕПЛЕНИЯ И УДЕРЖАНИЯ ПРОПАНТА В ТРЕЩИНЕ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

При проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП) посредством воздействия высокого давления на пласт создается система трещин, в которую транспортируется зернистый материал (проппант) для закрепления трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [1–3]. Зачастую наблюдается самопроизвольный выход проппанта из созданной трещины ГРП за пределы продуктивного пласта (в водонасыщенные горизонты) и оптимизации дизайна ГРП [4].

Известно, что вынос проппанта из трещины в скважину происходит после проведения ГРП в ходе первичной очистки, а в ряде случаев даже после полного освоения скважины [5–6]. К числу основных причин выноса зернистого материала из трещины в скважину относятся разрушение частиц наполнителя при вдавливании в трещину и неравномерное распределение частиц в трещине [7].

В проппантной набивке трещины наблюдаются высокая проницаемость, большие скорости движения флюида и проявление инерционных сил [8–9]. Также отмечено, что крылья трещины работают менее эффективно, соответственно, и вынос проппанта в основном происходит из центральной части трещины. Обратный вынос проппанта из трещины в скважину приводит к уменьшению проводящей ширины трещины в результате снижения эффекта расклинивания вплоть до полного схлопывания (рис. 1).

Вследствие выноса наполнителя трещины снижаются потенциально высокие дебиты скважины, на забое образуются проппантные пробки, что требует дополнительных промывок скважины. Кроме того, сокращается межремонтный период работы электроцентробежного насоса (ЭЦН).

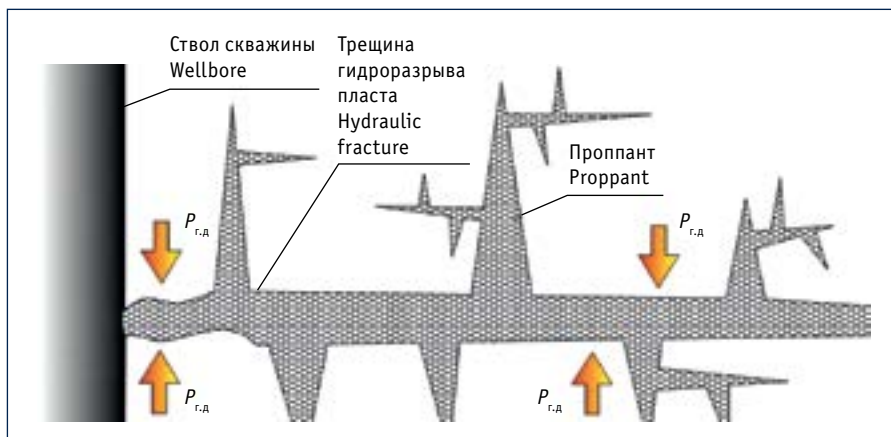


Рис. 1. Уменьшение проводящей ширины трещины:

$P_{г.д}$ – гидродинамическое давление, Па

Fig. 1. Reducing the conductive width of the fracture:

$P_{г.д}$ – hydrodynamic pressure, Pa

Анализ причин отказов погружных насосов подтверждает, что обратный вынос проппанта (ОВП) наиболее губителен для скважин, эксплуатируемых с помощью электроцентробежных насосов. ЭЦН, которыми в нашей стране оборудована значительная часть нефтедобывающих скважин, после проведения ГРП достаточно быстро забиваются проппантом и выходят из строя (происходит так называемый клин ЭЦН) [10–11]. Из-за этого ЭЦН, который первым устанавливается в скважине после осуществления ГРП, называется жертвенным насосом (рис. 2).

Для решения проблемы были исследованы способы проведения гидроразрыва пласта [12–18]. Анализ показал, что проблема закрепления и удержания проппанта в трещине на сегодняшний день не решена. Рассмотренные способы имеют определенные недостатки:

- применение расклинивающего агента без учета размеров трещины гидроразрыва делает проблематичным удержание частиц расклинивающего агента в трещине;
- надежный фильтрационный слой при формировании каркаса трещины из проппанта отсутствует;
- в скважине присутствуют различные флюиды, такие как кислоты, гели, де-

структуры, что вызывает разрушение полимера и снижает прочность самого проппанта, обуславливая его деструкцию и получение в потоке подвижных абразивных частиц;

- при транспортировке композитного проппанта по осевому каналу буровой колонны труб неизбежно происходит прилипание его к внутренней поверхности с формированием пропантовой пробки;
- применение зернистого материала одинакового фракционного состава



Рис. 2. Рабочая ступень электроцентробежного насоса, забитая проппантом вследствие обратного выноса наполнителя трещины в скважину

Fig. 2. The working stage of the electric centrifugal pump, clogged with proppant due to the revertive carrying-out of a filler of the fracture in the well

Ссылка для цитирования (for citation):

Верисокин А.В., Сериков Д.Ю. Технология проведения гидравлического разрыва пласта с использованием никелида титана // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 9. С. 20–24.

Verisokin A.V., Serikov D.Yu. The Technology of Hydraulic Fracturing using Titanium Nickelide. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2019;(9):20–24. (In Russ.)

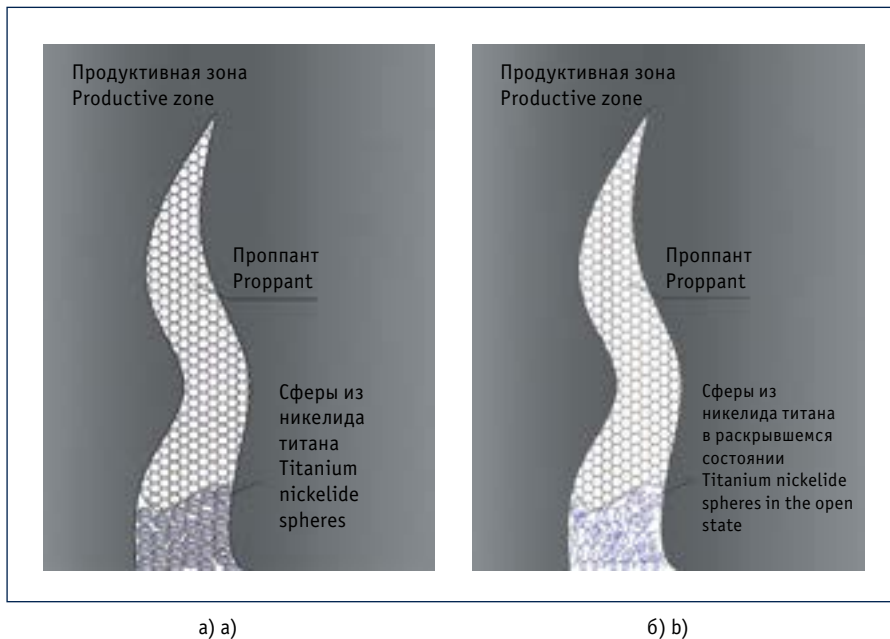


Рис. 3. Крепление трещины гидравлического разрыва пласта с использованием никелида титана
 а) гранула проппанта из никелида титана в трещине гидроразрыва пласта в нераскрытом состоянии; б) проппант из никелида титана в трещине гидроразрыва пласта в раскрытом состоянии после воздействия температуры

Fig. 3. Fastening hydraulic fractures using titanium nickelide:

- a) titanium nickelide proppant granule in a fracture of an hydraulic fracture in an unopened state;
 b) titanium nickelide proppant in the fractured fracture in the open state after exposure to temperature

для заполнения трещины гидроразрыва по всей ее длине стимулирует процесс миграции частиц в скважину, поскольку на выходе в ствол резко и многократно возрастает скорость потока пластового флюида.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НИКЕЛИДА ТИТАНА

В связи с наличием актуальной проблемы предлагается технология проведения ГРП с закачкой спрессованных пружин из никелида титана на завершающей стадии крепления трещины. Никелид титана (нитинол) – это сплав титана и никеля в пропорции 45 на 55 % соответственно, обладающий высокой коррозионной и эрозионной стойкостью. Необычным является то, что данный сплав обладает эффектом памяти. Если деталь нагреть до красного каления, она запомнит форму, которая была ей придана при нагревании. После остывания до комнатной температуры деталь можно деформи-

ровать, но при нагреве она восстановит первоначальную форму. Диапазон температуры срабатывания зависит от химического состава сплава и может быть изменен в зависимости от необходимых показателей. Форму элемента можно задавать в лабораторных условиях с использованием рекомендуемых термообработок. Данное свойство никелида титана связано с тем, что он является интерметаллидом и при закалке взаимное расположение атомов упорядочивается, что приводит к запоминанию формы. Сверхупругость проявляется во время перехода при нагревании из одного структурного внутреннего состояния в другое. При достижении значения фазового превращения сплав, как пружина, принимает первоначальный вид. Предлагаемый способ гидравлического разрыва пласта включает спуск колонны труб с пакером в ствол скважины, перекрытие межтрубного пространства над кровлей продуктивного пласта, подачу по колонне труб жидкости гидроразрыва с созданием избыточного

давления с крепителем трещины в виде частиц проппанта расчетного фракционного состава, выдержку во времени. Размеры гранул для заполнения удаленного участка пласта и прискважинной зоны трещины гидроразрыва определяют исходя из условия исключения миграции частиц проппанта потоком пластового флюида. На первом этапе заполняют удаленный участок трещины мелкой фракцией керамического проппанта, а на втором ведут подачу крупной фракции частиц, сформированных из обладающего эффектом памяти металла и меняющих свою форму, с тем чтобы обеспечить формирование фильтрационного слоя в трещине гидроразрыва при воздействии пластовой температуры (рис. 3).

Для обеспечения закрепления частиц проппанта в прискважинной зоне определяем его диаметральные размеры по формуле:

$$d_{\text{проп}} = \frac{V_{\text{ст}}}{V_{\text{ф}}} \cdot d_n,$$

где $d_{\text{проп}}$ – диаметр частиц проппанта на выходе трещины в ствол скважины, мм; $V_{\text{ст}}$ – скорость потока пластового флюида на выходе в ствол скважины, м/с; $V_{\text{ф}}$ – скорость фильтрации пластового флюида на удаленном участке трещины гидроразрыва, мм/с; d_n – диаметр частиц проппанта на удаленном участке трещины гидроразрыва, мм.

При диаметральном размере частиц проппанта для заполнения трещины на удаленном участке в пределах $d_{\text{проп}} = 0,2 \dots 0,4$ мм размер зерен в прискважинной зоне должен составлять $d_{\text{проп}} = 2,0 \dots 3,0$ мм.

Для обеспечения подачи таких частиц проппанта в трещину гидроразрыва необходимо подобрать состав рабочей жидкости и скорость транспортировки в интервал продуктивного пласта. Продавочную жидкость закачивают в объеме колонны насосно-компрессорных труб с обеспечением полного вытеснения суспензии в трещину гидроразрыва. Формирование фильтрационного слоя пружинами из никелида титана в прискважинной зоне трещины гидроразрыва пласта осуществляется за счет размещения пружин в хаотичном порядке.

Протестировать проводимость такого материала можно на разработанном стенде [19]. Никелид титана обладает лучшей удерживающей способностью по сравнению с пропантом или песком. Кроме того, закачка материала с памятью формы на завершающей стадии крепления трещины позволяет уплотнить пропантную набивку и «запереть» пропант в трещине (рис. 4).

ВЫВОДЫ

На предлагаемую технологию крепления трещины после проведения гидравлического разрыва пласта получено положительное решение на выдачу патента РФ (заявка № 2019101835/03 (003153) от 23.01.2019).

Применение данного способа на практике позволит получить технический результат, обеспечивающий:

- доставку расклинивающего агента – частиц пропанта в периферийную часть трещины с сохранением их положения в процессе фильтрации пластового флюида при освоении скважин и добыче углеводородов;
- формирование высокопроницаемого экрана фильтрационного слоя трещины в прискважинной зоне при наличии крупной фракции пропанта с оптимальным размещением в трещине гидроразрыва пласта;
- возможность формирования высокопроницаемого экрана в прискважинной зоне в виде отрезков винтовых спиральных пружин, изготовленных из металла, обладающего эффектом памяти, и восстанавливающих свою форму за счет пластовой температуры.

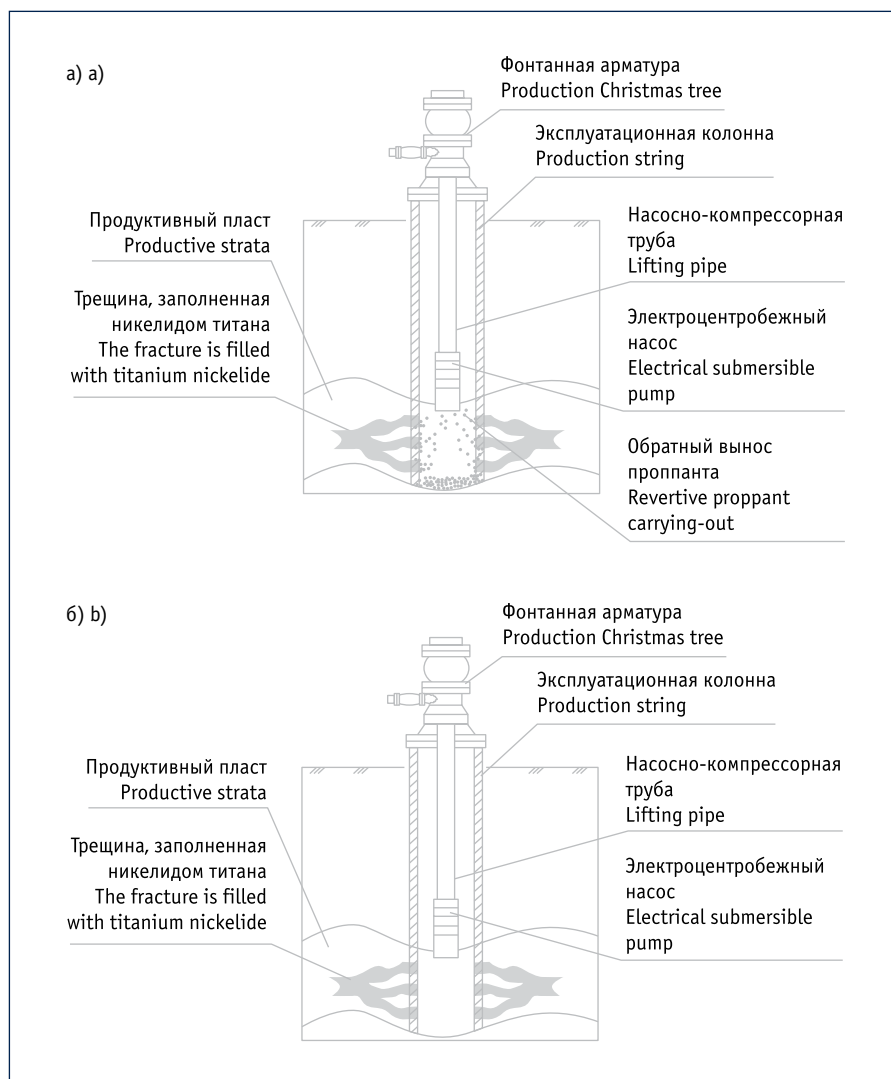


Рис. 4. Схематичное изображение предлагаемой технологии крепления трещины:

а) обратный вынос пропанта при использовании существующих технологий; б) отсутствие обратного выноса пропанта при использовании никелида титана

Fig. 4. Schematic illustration of the proposed technology for fixing cracks:

a) revertive proppant carrying-out using existing technologies; b) the lack of revertive proppant carrying-out when using titanium nickelide

Литература:

1. Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М., Граб А.Н., Сериков Д.Ю. Механизм деформационных процессов, возникающих при поведении гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 10. С. 50–53.
2. Верисокин А.Е., Марьевский А.Д., Граб А.Н., Сериков Д.Ю. Влияние деформаций породы, возникающих при поведении гидроразрыва пласта, на прочность коллектора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2018. № 7. С. 35–38.
3. Верисокин А.Е., Граб А.Н., Граб Д.Н., Сериков Д.Ю. Анализ факторов, влияющих на работоспособность пакеров при проведении гидроразрыва пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2017. № 7. С. 22–27.
4. Аслаян И.Ю., Минахметова Р.Н., Трусов А.В. и др. Определение зон выноса пропанта методом спектральной шумометрии // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 68–71.
5. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 3rd edition. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2000. 856 p.
6. Andrews J.S., Kjøholt H. Rock Mechanical Principles Help to Predict Proppant Flowback From Hydraulic Fractures // SPE 47382. 1998. P. 381–390.
7. Девятов А.С. Моделирование трещин гидравлического разрыва пласта с использованием локального измельчения гидродинамической сетки в случае полномасштабного сценария разработки месторождения // Нефтепромышленное дело. 2010. № 5. С. 32–36.
8. Мастепанов Н.И., Новиков А.С., Спичак В.В., Сериков Д.Ю. Новые подходы к прогнозу фильтрационно-емкостных свойств по данным электромагнитных зондирований и геофизических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 5 (329). С. 56–60.
9. Гильмиев Д.Р. Гидродинамическая модель фильтрации жидкости в пласте при наличии трещин гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2013. № 7. С. 108–110.

10. Кейбал А.В., Кейбал А.А. О причинах обратного выноса проппанта в ствол скважины после гидроразрыва продуктивного пласта // Бурение и нефть. 2009. № 11. С. 48–52.
11. Жуков Р.А., Верисокин А.Е. Обзор способов эксплуатации малодебитных скважин // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: сб. материалов VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета. 2018. С. 169–173.
12. Способ гидроразрыва нефтяного или газового пласта: пат. RU 2516626 C1, МПК E21B 43/267 / А.В. Насыбуллин, В.Г. Салимов, О.В. Салимов; патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина; № 2013104586/03; заявл. 04.02.2013; опубл. 20.05.2014, Бюл. № 27. 12 с.
13. Стержневые расклинивающие агенты и добавки, препятствующие притоку в ствол скважины, способы их получения и способы использования: пат. RU 2381253 C1; МПК E21B 43/267 / Ж.А. Алари, Т. Париа; патентообладатель «Имерис»; № 2008119812/03; заявл. 30.08.2007; опубл. 10.02.2010; Бюл. № 4. 27 с.
14. Акимов О.В., Гусаков В.Н., Мальцев В.В., Худяков Д.Л. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2008. № 11. С. 31–33.
15. Демичев С.С., Отрадных О.Г., Демичев С.С. и др. Экспериментальные исследования по закреплению проппанта в трещинах ГРП // Бурение и нефть. 2008. № 12. С. 23–25.
16. Уменьшение выноса материалов при обработке буровых скважин: патент RU 2489569 C2, МПК E21B 43/267, C09K 8/80 / Р. Ридайджер, М.Дж. Арон, Д. Райт; патентообладатель: «Джорджия-Пэсифик Кемикалз, ЭлЭлСи»; № 2009146379/03; заявл. 08.05.2008, опубл. 10.08.2013; Бюл. № 17. 16 с.
17. Доставка зернистого материала под землю: патент RU 2524086 C1, МПК C09K 8/80, E21B 43/22, E21B 43/267 / Хьюз Т., Барматов Е., Геддес Д. и др.; патентообладатель: «Шлюмбергер Текнолоджи Б.В.»; № 2013112858/03; заявл. 27.06.2011; опубл. 27.07.2014; Бюл. № 21. 25 с.
18. Способ гидравлического разрыва пласта: патент RU 2566357 C1, МПК E21B 43/26, C09K 8/62 / Ибатулин Р.Р., Мусабилов М.Х., Салимов О.В. и др.; патентообладатель: ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина; № 2014131827/03; заявл. 31.07.2014; опубл. 27.10.2015. Бюл. № 30. 10 с.
19. Верисокин А.Е. Методика испытаний проппантов для гидравлического разрыва пласта // Наука и техника в газовой промышленности. 2018. № 2 (74). С. 62–69.

References:

1. Verisokin A.E., Zinoveva L.M., Grab A.N., Serikov D.Yu. The Mechanism of Deformation Processes that Occur when Conducting Hydraulic Fracturing of a Formation in Horizontal Wells. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more = Construction of Oil and Gas Wells on Land and Offshore*. 2018;(10):50–53. (In Russ.)
2. Verisokin A.E., Marevsky A.D., Grab A.N., Serikov D.Yu. Influence of Rock Deformations, that Occur when Conducting a Formation Hydraulic Fracturing, on a Collector Strength. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more = Construction of Oil and Gas Wells on Land and Offshore*. 2018;(7):35–38. (In Russ.)
3. Verisokin A.E., Grab A.N., Grab D.N., Serikov D.Yu. Analysis of the Factors affecting Packers' Working Capacity during a Formation Hydraulic Fracturing. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more = Construction of Oil and Gas Wells on Land and Offshore*. 2017;(7):22–27. (In Russ.)
4. Aslanyan I.Yu., Minakhmetova R.N., Trusov A.V., et al. Proppant Backflow Zones Determination by Spectral Noise Logging. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*. 2018;(5):68–71. (In Russ.)
5. Economides M.J., Nolte K.G. *Reservoir Stimulation*. 3rd edition. Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2000. 856 p.
6. Andrews J.S., Kjørholt H. Rock Mechanical Principles Help to Predict Proppant Flowback From Hydraulic Fractures // SPE 47382. 1998. P. 381–390.
7. Devyatov A.S. Modeling of Cracks appearing due to Deposit Hydraulic Fracturing using Local Grinding of Hydro-Dynamic Screen in Case of a Full-Scale Field Development. *Neftpromyslovoe delo = Oilfield Engineering*. 2010;(5):32–36. (In Russ.)
8. Mastepanov N.I., Novikov A.S., Spichak V.V., Serikov D.Yu. New Approaches to Filtration-Capacitive Properties Prediction by the Data of Electromagnetic Sounding and Geophysical Wells Researches. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019;5(329):56–60. (In Russ.)
9. Gil'miev D.R. Hydrodynamic Model of Fluid Filtration in the Reservoir with Well Fracture. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*. 2013;(7):108–110. (In Russ.)
10. Keybal A.B., Keybal A.A. On Reasons of Reverse Carrying-Out of Proppant after Hydraulic Fracturing of Productive Formation. *Burenie i neft' = Drilling and Oil*. 2009;(11):48–52. (In Russ.)
11. Zhukov R.A., Verisokin A.E. A Review of the Methods of Operating Low-Yield Wells. In: information package of the VI annual scientific and practical conference of the North Caucasus Federal University "Actual problems of the oil and gas industry of the North Caucasus Federal District". 2018:169–173. (In Russ.)
12. The method of Hydraulic Fracturing of an Oil or Gas Reservoir: patent RU 2516626 C1; IPC E21B 43/267. Authors – A.B. Nasybullin, V.G. Salimov, O.V. Salimov; patent holder – Tatneft JSC named after V.D. Shashin; No. 2013104586/03; appl. 02.04.2013; publ. 05.20.2014; Bull. No. 27. 12 p. (In Russ.)
13. Main Proppants and Additives that Prevent Inflow into the Wellbore, Methods for Their Preparation and Methods of Use: patent RU 2381253 C1; IPC E21B 43/267. Authors – J.A. Alari, T. Pariah; patent holder – "Imeris"; No. 2008119812/03; appl. 08.30.2007; publ. 02.10.2010; Bull. No. 4. 27 p. (In Russ.)
14. Akimov O.V., Gusakov V.N., Maltsev V.V., Khudyakov D.L. Potential of Technologies of Proppant Fixation for Hydrofracturing Efficiency Increase. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil Industry*. 2008;(11):31–33. (In Russ.)
15. Demichev S.S., Otradnikh O.G., Demichev S.S. Experimental Researches on Proppant Fastening in Fissures of GRP. *Burenie i neft' = Drilling and Oil*. 2008;(12):19–21. (In Russ.)
16. Reducing the Removal of Materials during the Processing of Boreholes: patent RU 2489569 C2, IPC EBB 43/267, C09K 8/80. Authors – R. Reediger, M.J. Aaron, D. Wright; patent holder – Georgia-Pacific Chemicals, LLC; No. 2009146379/03; appl. 05.08.2008; publ. 08.10.2013; Bull. No. 17. 16 p. (In Russ.)
17. Delivery of Granular Material Underground: patent RU 2524086 C1, IPC C09K 8/80, EBB 43/22, EBB 43/267. Authors – Hughes T., Barmatov E., Geddes D., et al.; patent holder – Schlumberger Technology B.V.; No. 2013112858/03; appl. 06.27.2011; publ. 07.27.2014; Bull. No. 21. 25 p. (In Russ.)
18. The Method of Hydraulic Fracturing: patent RU 2566357 C1, IPC EBB 43/26, C09K 8/62. Authors – Ibatulin R.R., Musabirov M.Kh., Salimov O.V., et al.; patent holder – Tatneft JSC named after V.D. Shashin; No. 2014131827/03; appl. 07.31.2014; publ. 10.27.2015; Bull. No. 30. 10 p. (In Russ.)
19. Verisokin A.E. The Proppant Test Procedure for Hydraulic Fracturing. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti = Science and technology in the gas industry*. 2018;2(74):62–69. (In Russ.)