

Поинтервальная обработка призабойной зоны терригенных пластов намывом пропантовой пробки

The Interval's Bottom-Hole Treatment of Terrigenous Formations to Inwash of Proppant's Plug

Д.А. КУСТЫШЕВ, к. т. н.; Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, к. т. н.; А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор;
Ю.В. КАРАЧАРОВА, дипломированный инженер, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Denis KUSTYSHEV, Cand.Sci. Tech; Yevgeny PANIKAROVSKY, Cand.Sci. Tech; Alexandr KUSTYSHEV, Dr.Sci.Tech., the professor;
Yulia KARACHAROVA, the master's degree in engineering, TyumenNIIGiprogas Ltd.

Газоконденсатные месторождения Западной Сибири относятся к многопластовым месторождениям [1], которые сложены терригенными отложениями, имеющими различную проницаемость. При обработке призабойной зоны пласта (ОПЗ) таких месторождений кислота преимущественно попадает в наиболее дренированные и более проницаемые интервалы. Вследствие этого остальные менее проницаемые пласты остаются необработанными, тем более остаются необработанными трещины и поры этих пластов. Отсечение пластов друг от друга позволит кислоте избирательно проникать в обрабатываемые менее проницаемые интервалы, то есть будет наблюдаться поинтервальная ОПЗ именно тех пластов, которые нуждаются в обработке.

На завершающей стадии разработки этих месторождений, имеющих аномально низкое пластовое давление (АНПД) и достаточно большую степень обводненности залежи, проведение ОПЗ через промысловые трубы после глушения скважины затруднено и не всегда может оказаться эффективным по причине дополнительной коагуляции пласта фильтрами жидкости глушения [2, 3].

Поэтому ОПЗ в этих условиях предпочтительнее осуществлять без глушения скважины путем закачивания кислотного состава через гибкую трубу (ГТ) колтюбинговой установки [4, 5].

Наиболее оптимальным способом отсечения пластов друг от друга в процессе ОПЗ являются пакерующие устройства. Однако такой способ имеет существенный недостаток, поскольку пакерующее устройство должно иметь диаметр, достаточный для прохода его через внутреннюю полость лифтовой колонны. Пройдя через лифтовую колонну, устройство должно загерметизировать эксплуатационную колонну,

The gas condensate fields of Western Siberia belong to multihorizon fields [1], composed of terrigenous deposits with various degree of permeability. During bottom-hole treatment BHT of such fields the acid mainly gets into the most drained and more permeable intervals. That is why less permeable layers are not treated, especially the cracks and pores of these layers. Separation of horizons allows the acid penetrate into less permeable intervals. Thus, each section of layers, which have to be treated, will undergo BHT.

At the closing stage of developing such fields with abnormally low formation pressure (ALFP) and a high degree of field water cut, it is difficult to perform BHT via wash pipes after well killing. It is also not always efficient due to additional formation clogging with killing liquids filtrates [2, 3].

In such conditions it is more preferable to perform BHT without well killing, by pumping acid composition via with a long-length flush-joint CT unit (CTU) [4, 5].

The best way to separate horizons from each other is to use packer devices in the process of BHT. Yet, this method has a substantial disadvantage. The diameter of the packer device should be enough for its penetration through the internal space of the tubing string. After it passes through the production string, it is necessary to seal the production string, which has a larger OD and close its flow area. That is why the packer devices lifted into the well shall have the elements capable of efficiently sealing such a large annular space between the production string and CTU, which is several times larger than the annular space between the tubing spacer and CTU. [6, 7].

That is why a method, which allows cutting productive layers from each other by a sand plug inwashed in the wellbore, is more preferable and less costly. One of such methods is a method of isolating formation waters inflow licensed by the patent of the RF № 2488962 [8].

The formations with multihorizon fields

имеющую больший внутренний диаметр, перекрыв ее проходное сечение, поэтому спускаемые в скважину пакерующие устройства должны иметь уплотнительные элементы, способные надежно загерметизировать такой большой кольцевой зазор между эксплуатационной колонной и ГТ, во много раз превышающий кольцевой зазор между лифтовой колонной и ГТ [6, 7].

Поэтому предпочтителен и менее затратен способ, позволяющий отсечь продуктивные пласты друг от друга намываемой в стволе скважины песчаной пробкой, например, как при изоляции притока пластовых вод по патенту РФ № 2488962 [8].

Пласты, слагающие многопластовые месторождения, имеют различную проницаемость, поэтому ОПЗ этих пластов необходимо осуществлять кислотными составами, подобранными для обработки конкретного пласта, например, соляной кислотой, плавиковой кислотой, аэрированной углеводородной кислотной эмульсией и другими кислотными растворами [1, 7].

За рубежом для ОПЗ нефтегазовых скважин применяется технология, включающая закачивание и продавливание в пласт соляной кислоты [9].

В отечественной практике наиболее часто применяется технология кислотной обработки пласта путем закачивания и продавливания соляной кислоты в пласт для доставки ее в обрабатываемый интервал [10].

Недостатком этих технологий является недостаточная эффективность ОПЗ продуктивного пласта, тем более нескольких пластов различной проницаемости.

Для поинтервальной ОПЗ нефтегазовой скважины применяется технология, включающая отсечение продуктивных пластов друг от друга пакерующими устройствами и закачивание в обрабатываемый пласт кислотного состава через ГТ, разработанная Д.А. Кустышевым и др. [11]. Недостатком предложенной технологии является большая трудоемкость по отсечению продуктивных пластов друг от друга и недостаточная эффективность обработки трещиновато-порового продуктивного пласта в части трещин и пор, имеющих в горных породах ПЗП.

С целью сокращения затрат на проведение ОПЗ многопластовых месторождений авторами предложена новая технология [12], особенностью которой является отсечение продуктивных пластов друг от друга путем намывания в стволе скважины проппантовых пробок. За счет этого одновременно повышается эффективность обработки трещиновато-порового продуктивного пласта и снижается стоимость ремонта вследствие устранения применения дорогостоящих пакерующих устройств, в

have different permeability, that is why BHT of such formations should be performed with acid compositions selected for treating specific horizons, such as hydrochloric acid, hydrofluoric acid, aerated hydrocarbon emulsified acid and other acid solutions [1, 7].

Foreign operators perform O&G wells BHT with a technology based on hydrochloric acid pumped and pushed into the formation [9].

The domestic producers most frequently use a technology of acid treatment of the formation with hydrochloric acid pumped and pushed in the formation for its further delivery to the treated interval [10].

One of the disadvantages of this technology is poor efficiency of the productive layer BHT, more over when horizons have different permeability.

The interval BHT of an O&G well is performed with a technology providing for separation of productive layers with packer devices and pumping an acid solution into the productive layer via a coiled tubing unit. The technology was designed by a group of researchers led by D.A. Kustyshev. [11]. One of the disadvantages of the proposed technology is high labor intensiveness of separating the productive layers and poor efficiency of treating the fractured and porous productive layers, especially in the area of fractures and pores in the bottom-hole area rocks.

In order to cut the expenses on BHT of multihorizon fields the authors suggested a new technology [12] based on separating the productive layers by inwashing the proppant plugs in the wellbore. It raises the efficiency of treating the fractured and porous productive layers and at the same time brings down the service costs, as there is no necessity in using expensive packer devices, many of which are manufactured abroad.

The technology is implemented in O&G well of multi-horizon fields equipped with production string 1 and tubing string 2 lowered till the top of the upper formation in the following order.

At first (Figure 1) the wellbore, till the surface of the productive layer 3, usually composed of low permeable clay rocks with the permeability below $40 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$, is subject to proppant plug inwashing. The plug 4 consists of a large piece of proppant, for instance 6–10 mesh. (the diameter of the particle is about 2 mm).

After that CTU 5 is lowered into the well, which is still not killed, till the top of inwashed proppant plug 4. The CTU is used to pass the acid composition 6 pumped into the upper treated layer 3. The acid composition is a solution of mud acid, which consists of 3–5% hydrofluoric acid and 10–12 % hydrochloric acid, in the amount of 1,5–2,0 m³ per 1 m of the treated interval.

The acid composition 6 is pushed by inactive gas (nitrogen) 7 into the bottom-hole area of the upper treated area 3 on the depth of the clogged area, including rock fractures and pores. The acid solution 6 is left for the period of its reaction with the clogging

частности, зарубежного производства.

Технология реализуется в нефтегазовой скважине многопластовых месторождений, оборудованной эксплуатационной колонной 1 и лифтовой колонной 2, спущенной до кровли верхнего пласта 3, в следующей последовательности.

Первоначально (рис. 1) в стволе скважины до подошвы верхнего обрабатываемого продуктивного пласта 3, сложенного обычно низкопроницаемыми заглинизированными породами проницаемостью меньше $40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, намывают пропантовую пробку 4 из пропанта большого размера, например, 6–10 меш (диаметром частички около 2 мм).

Далее в незаглушенную скважину до головы намытой пропантовой пробки 4 спускают ГТ 5, через которую в верхний обрабатываемый пласт 3 закачивают кислотный состав 6, представляющий собой раствор глинокислоты, состоящей из 3–5%-й плавиковой и 10–12%-й соляной кислот, в объеме 1,5–2,0 м³ на 1 м обрабатываемого интервала.

Продавливают кислотный состав 6 в призабойную зону верхнего обрабатываемого пласта 3 на глубину закольматированной зоны, включая трещины и поры горной породы, с помощью инертного газа (азота) 7, оставляют кислотный состав 6 на период его реакции с кольматирующими частицами, находящимися в порах, трещинах и горной породе призабойной зоны верхнего обрабатываемого пласта 3.

Вызывают приток газа из верхнего обрабатываемого пласта 3, удаляют вместе с газом продукты реакции по кольцевому пространству между ГТ 5 и лифтовой колонной 2 до полного восстановления продуктивности верхнего обрабатываемого пласта 3, промывают ствол скважины до подошвы среднего обрабатываемого продуктивного пласта 10, удаляя верхнюю часть намытой пропантовой пробки 4.

После чего (рис. 2) допускают ГТ 5 до головы частично промытой пропантовой пробки 4.

Закачивают через ГТ 5 кислотный состав 6, представляющий собой раствор соляной кислоты, продавливают его в призабойную зону среднего обрабатываемого пласта 10, сложенного чаще всего терригенными породами проницаемостью от $40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $300 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ на глубину закольматированной зоны с помощью инертного газа (азота) 7.

Оставляют кислотный состав 6 на период его реакции с кольматирующими частицами, находящимися в призабойной зоне среднего обрабатываемого пласта 10.

Вызывают приток газа из среднего обрабатываемого пласта 10, удаляют вместе с газом продукты реакции по кольцевому пространству между ГТ 5 и лифтовой колонной 2 до полного восстановления продуктивности

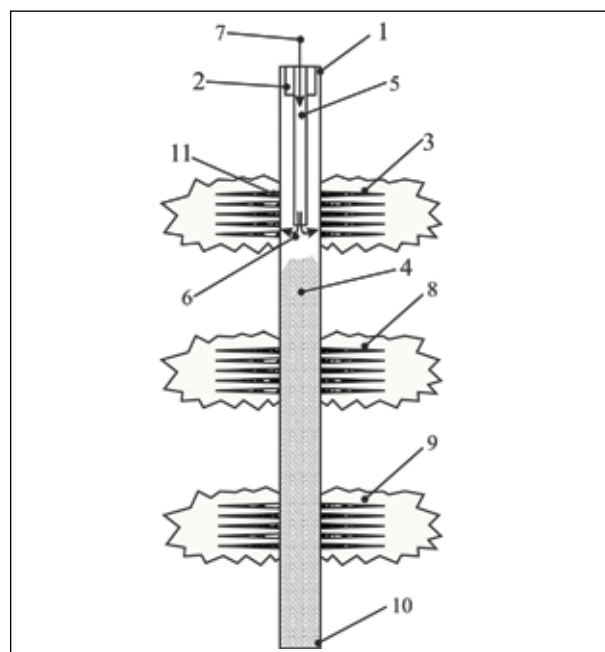


Рисунок 1 – Схема реализации технологии при обработке верхнего пласта

Figure 1 – Upper layer treatment technology scheme

particles located in the pores, fractures and rock material of the upper treated layer 3 bottom-hole area.

After that the inflow of gas is stimulated from the upper treated layer 3. The reaction products are removed together with the gas via the annular space between the CTU 5 and tubing space 2 until the productive capacity of the upper treated layer 3 is completely restored. After that the wellbore is washed until the base surface of the treated productive layer removing a part of inwashed proppant plug 4.

Then (Figure 2), the CTU 5 is lowered till the top of the partially washed proppant plug 4.

The acid composition 6, which consists of hydrochloric acid solution, is pumped via CTU 5 and pushed into the bottom-hole area of mid treated layer 10 mostly composed of terrigenous rocks with the permeability from $40 \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2$ till $300 \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2$ at the depth of the clogged area with the help of inactive gas (nitrogen) 7.

The acid composition 6 is left for the time of its reaction with clogged particles located in the bottom-hole area of mid treated layer 10.

After that the inflow of gas is stimulated from mid treated layer 10. The reaction products are removed together with the gas via the annular space between the CTU 5 and tubing space 2 until the productive capacity of mid treated layer 10 is completely restored. After that the wellbore is washed until the base surface of the treated productive layer 11 removing a part of inwashed proppant plug 4.

Then (Figure 3), the CTU 5 is lowered till the top of the partially washed proppant plug 4. The acid composition 6, which consists of hydrochloric hydrophobized hydrocarbon acid solution, with of oil – 80%, 15% hydrochloric acid – 15%, 10 % surface acting agents like disolvan – 10% and technical water,

среднего обрабатываемого пласта 10, промывают ствол скважины до подошвы нижнего обрабатываемого продуктивного пласта 11, удаляя оставшуюся часть намытой пропантовой пробки 4.

Затем (рис. 3) допускают ГТ 5 до головы оставшейся части пропантовой пробки 4, закачивают через ГТ 5 кислотный состав 6, представляющий собой аэрированную гидрофобизирующую углеводородную кислотную эмульсию, содержащую нефть – 80 масс. %; 15%-й раствор соляной кислоты – 15 масс. %; поверхностно-активное вещество, например, дисолван, – 10 об. % и техническую воду – остальное. Продавливают эмульсию в призабойную зону обводнившегося нижнего обрабатываемого пласта 11, сложенного терригенными породами, на глубину закольматированной зоны с помощью инертного газа (азота) 7.

В случае слабосцементированного коллектора закачивают в обводнившуюся скважину аэрозоль на основе углеводородной кислотной эмульсии.

Оставляют кислотный состав 6 на период его реакции с кольматирующими частицами, находящимися в призабойной зоне нижнего обрабатываемого пласта 11, вызывают приток газа из нижнего обрабатываемого пласта 11, удаляют вместе с газом продукты реакции по кольцевому пространству между ГТ 5 и лифтовой колонной 2 до полного восстановления продуктивности нижнего обрабатываемого пласта 11. Промывают ствол скважины до забоя 12 скважины, удаляя оставшуюся часть намытой пропантовой пробки 4, и отрабатывают скважину на факел.

Следует помнить, что перед ОПЗ следует определить продуктивность пластов 3, 10, 11 и подобрать в зависимости от их проницаемости химические реагенты для обработки каждого пласта. Обычно в качестве кислотного раствора 6 для терригенного коллектора проницаемостью от $40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $300 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ используется 18–20%-й раствор соляной кислоты в объеме 5 м^3 на 1 м обрабатываемого интервала, для низкопроницаемого заглинизированного коллектора проницаемостью меньше $40 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ в призабойную зону закачивают раствор глинокислоты, состоящей из 3–5%-й плавиковой и 10–12%-й соляной кислот, в объеме $1,5\text{--}2,0 \text{ м}^3$ на 1 м обрабатываемого интервала, для обводняющегося коллектора – аэрированную гидрофобизирующую углеводородную кислотную эмульсию, содержащую нефть, – 80 масс. %; 15%-й раствор соляной кислоты – 15 масс. %; поверхностно-активное вещество, например, дисолван, – 10 об. % и техническую воду – остальное, а для слабосцементированного коллектора – аэрозоль.

В исключительных случаях над вышележащими обрабатываемыми

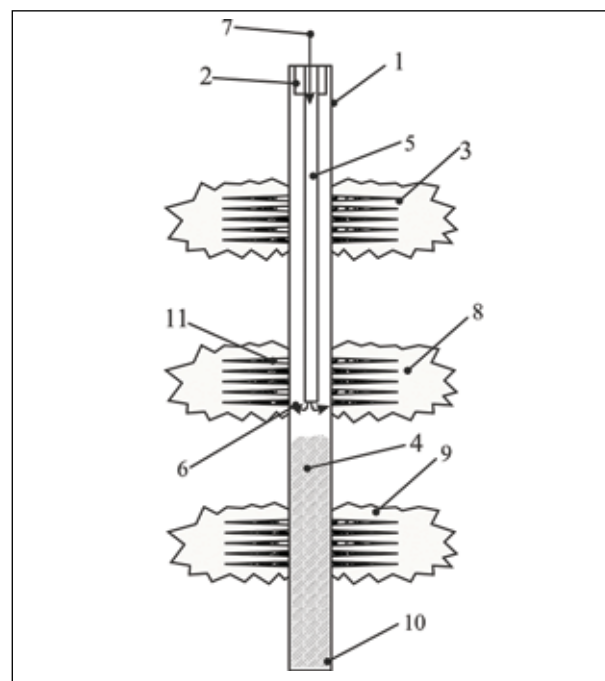


Рисунок 2 – Схема реализации технологии при обработке среднего пласта

Figure 2 – Mid layer treatment technology scheme

is pumped via CTU 5 and pushed into the bottom-hole area of mid treated layer 11 mostly composed of terrigenous rocks with the permeability from $40 \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2$ till $300 \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2$ at the depth of the clogged area with the help of inactive gas (nitrogen) 7.

In case of slightly cemented oil reservoirs, aerosol based on hydrocarbon acid emulsion is pumped into water producing well.

The acid composition 6 is left for the time of its reaction with clogged particles located in the bottom-hole area of the lower treated layer 11. After that the inflow of gas is stimulated from mid treated layer 11. The reaction products are removed together with the gas via the annular space between the CTU 5 and tubing space 2 until the productive capacity of the lower treated layer 11 is completely restored. After that the wellbore is washed till the well bottom hole 12 removing a part of inwashed proppant plug 4 and the well is flared.

It should be noted that before BHT, the productivity of 3, 10, 11 layers should be defined. Depending on their permeability chemical reagents should be selected for treatment of every formation. For terrigenous collector with the permeability from $40 \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2$ to $300 \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2$ and 18–20 % solution of hydrochloric acid is used in the amount of 5 м^3 per 1 meter of treated interval for low permeable clay collector with the permeability below $40 \cdot 10^{-3} \text{ μm}^2$.

Mud acid is pumped into bottom hole area. It consists of 3–5% hydrofluoric acid and 10–12% hydrochloric acid, in the amount of $1,5\text{--}2,0 \text{ м}^3$ per 1 m of the treated interval. it is recommended to use the In the water cut collector aerated hydrophobized hydrocarbon acid solution, with oil – 80%, 15% hydrochloric acid – 15%, 10 % surface acting agents like disolvan – 10% and technical water. Aerosol is

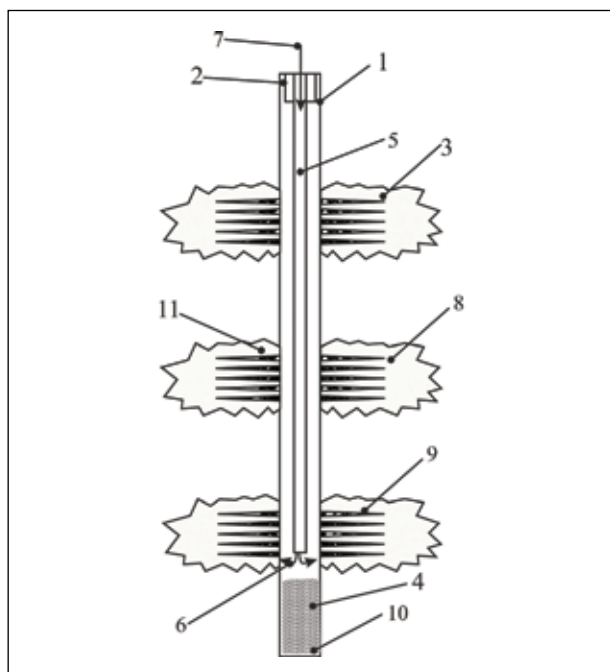


Рисунок 3 – Схема реализации технологии при обработке нижнего пласта

Figure 3 – Upper layer treatment technology scheme

продуктивными пластами устанавливают на ГТ 5 надувной пакер.

Применение для намыва пропантовой пробки пропранта больших размеров обеспечивает блокирование перфорационных отверстий интервала перфорации, предотвращая дальнейшее загрязнение призабойной зоны частицами твердой фазы. Кроме того, большой размер частиц облегчает их вынос на поверхность за счет парусности самой частицы.

Разработанная технология обеспечивает эффективную ОПЗ как низкопроницаемых, так и высокопроницаемых пластов, включая обводнившиеся пласты, нефтегазовой скважины при их поинтервальной обработке. Помимо этого, снижается стоимость ремонта вследствие устранения применения дорогостоящих пакерующих устройств, в частности, зарубежного производства. ©

ЛИТЕРАТУРА

1. Кустышев А.В., Чижова Т.И., Рахимов Н.В. Ремонт скважин на многопластовых месторождениях. – Тюмень: Вектор Бук, 2006. – 288 с.
2. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
3. Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений/ М.Г. Гейхман, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.В. Дмитрук, Л.У. Чабаев. – М.: ИРЦ Газпром, 2009. – 208 с.

recommended for slightly cemented oil reservoirs;

In exclusive cases the inflatable packer is installed on CTU5 above the upper treated productive layers.

The use of large proppant for proppant plug inwashing blocks the perforated openings within the perforation interval, prevent further contamination of bottom hole area with hard particles. Beside, large size of particles provides for their easy removal to the surface due to sail effect of the particle itself.

The developed technology provides for efficient BHT of both low permeable and high permeable formations including the water cut formations of oil wells during their interval treatment. Besides, the cost of service is lowered due to removal of costly packer devices of foreign manufacture. ©

4. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Листак М.В. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли//Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.
5. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: Справочное пособие. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
6. Паникаровский Е.В., Кустышев Д.А., Кустышев А.В., Карачарова Ю.В., Никифоров В.Н. Проведение интенсификационных работ на скважинах с использованием колтюбинговой установки//Время колтюбинга. – 2014. – № 1 (47). – С. 44–48.
7. Кустышев А.В., Чижова Т.И., Кряквин Д.А., Немков А.В., Кустышев Д.А., Паникаровский Е.В. Колтюбинговые технологии для ремонта скважин с аномально низким пластовым давлением // Газовая промышленность. – 2011. – № 5. – С. 51–55.
8. Патент 2488692 РФ. Е 21 В 43/32. Способ изоляции притока пластовых вод в скважине/Е.А. Попов, Д.А. Кряквин, А.В. Кустышев, В.В. и др. (РФ). – № 2012101948, заяв. 20.01.12; опубл. 27.07.13, бюл. № 21.
9. Бурение и заканчивание скважин с горизонтальным стволом на трещиноватые карбонаты // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1989. – № 10. – С. 7–12.
10. Патент 2082880 РФ. Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки нефтяного пласта/Г.А. Орлов, Р.Х. Муслимов, И.Г. Юсупов и др. (РФ).
11. Патент 2459948 РФ. Е 21 В 43/27. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны пластов нефтегазовой скважины (варианты)/Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев, А.В. Немков и др. (РФ). – № 2011109615, заяв. 14.03.11; опубл. 27.08.12, бюл. № 24.
12. Положит. решение от 16.07.14 по 3. № 2013122737 РФ. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны пластов нефтегазовой скважины, снабженной лифтовой колонной /Е.В. Паникаровский, Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев и др. (РФ) – приоритет от 20.06.13.