

УДК 622.276.6

## Поинтервальная обработка призабойной зоны терригенных пластов намывом проппантовой 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»

D. Kustyshev, Y. Panikarovsky, A. Kustyshev, Yu. Karacharova

### АННОТАЦИЯ

Рассмотрены методы интенсификации притока углеводородов в нефтегазовых скважинах многопластовых месторождений. Отмечено, что для эффективной добычи газа из продуктивного пласта необходима их индивидуальная обработка с отсечением каждого пласта друг от друга. Предложены технологии обработки призабойной зоны пласта путем отсечения пластов друг от друга намываемой проппантовой пробкой с помощью гибкой насосно-компрессорной трубы колтюбинговой установки.

**Ключевые слова:** Скважина, интенсификация, призабойная зона пласта, проппантовая пробка, обработка, кислотный раствор, освоение.

### ABSTRACT

There are methods of intensification of hydrocarbons in oil and gas wells multihorizont field. It is noted, that for the effective production of gas from efficient formation of the individual processing necessary cutting off each layer of each other. The offered technology of treatment of critical area of formation by cutting off layers from each other to inwash of proppant's plug with coiled tubing units.

**Keywords:** well, intensification, critical area of formation, proppant's block, treatment, acid solution, completion.

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 пре-

имущественно 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 позво-



лит 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 кольматации 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, 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.

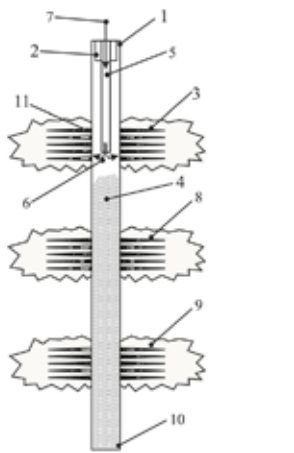
С целью сокращения затрат на проведение ОПЗ многопластовых месторождений авторами предложена новая технология [12], особенностью которой является отсечение продуктивных пластов друг от друга путем намывания в стволе скважины пропантовых пробок. За счет этого одновременно повышается эффектив-



ность обработки трещиновато-порового продуктивного пласта и снижается стоимость ремонта вследствие устранения применения дорогостоящих пакерующих устройств, в частности зарубежного производства.

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

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



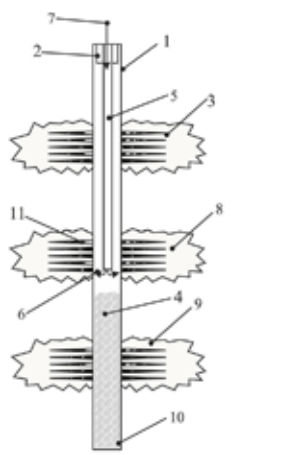
**Рисунок 1 – Схема реализации технологии при обработке верхнего пласта**

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 глиноуксусной кислоты, состоящий из 3–5%-й плавиковой и 10–12 %-й соляной кислот, в объеме 1,5–2,0 м<sup>3</sup> 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) доспускают ГТ 5 до головы частично промытой пропантовой пробки 4.



**Рисунок 2 – Схема реализации технологии при обработке среднего пласта**

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 проницаемо-



стью от  $40 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $300 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> 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.

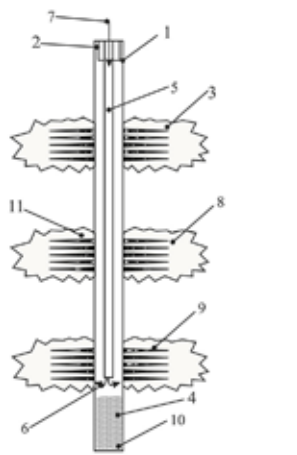
Вызывают приток газа из среднего обрабатываемого пласта 10, удаляют вместе с газом продукты реакции по кольцевому пространству между ГТ 5 и лифтовой колонной 2 до полного восстановления продуктивности среднего обрабатываемого пласта 10, промывают ствол скважины до подошвы нижнего обрабатываемого продуктивного пласта 11, удаляя оставшуюся часть намытой проппантовой пробки 4.

Затем (рис. 3) допускают ГТ 5 до головы оставшейся части проппантовой пробки 4, закачивают через ГТ 5 кислотный состав 6, представляющий собой азрированную гидрофобизирующую углеводородную кислотную эмульсию, содержащую нефть – 80 мас. %; 15%-й раствор соляной кислоты – 15 мас. %; 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 проппантовой пробки 4, и обрабатывают скважину на факел.



**Рисунок 3 – Схема реализации технологии при обработке нижнего пласта**

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  $40 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $300 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> используется 18–20%-й раствор соляной кислоты в объеме 5 м<sup>3</sup> на 1 м обрабатываемого интервала, для низкопроницаемого заглинизированного коллектора проницаемостью меньше  $40 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> в призабойную зону закачивают раствор глинокислоты, состоящей из 3–5%-й плавиковой и 10–12%-й соляной кислот, в объеме 1,5–2,0 м<sup>3</sup> на 1 м обрабатываемого интервала, для обводняющегося коллектора – азрированную гидрофобизирующую углеводородную кислотную эмульсию, содержащую нефть, – 80 мас. %; 15%-й



раствор соляной кислоты – 15 мас. %; поверхностно-активное вещество, например, дисолван, – 10 об. % и техническую воду – остальное, а для слабосцементированного коллектора – аэрозоль.

В исключительных случаях над вышележащими обрабатываемыми продуктивными пластами устанавливают на ГТ 5 надувной пакер.

Применение для намыва пропантовой пробки пропанта 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. Дмитриук, Л.У. Чабаев. – М.: ИРЦ Газпром, 2009. – 208 с.
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 З. № 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.