

DOI: 10.17122/ntj-oil-2020-2-30-41

УДК 622.276.63

Г.С. Дубинский (Уфимский государственный нефтяной технический университет, ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация)

ИССЛЕДОВАНИЕ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАКОЛЬМАТИРОВАННЫЕ И НИЗКОПРОДУКТИВНЫЕ ТЕРРИГЕННЫЕ ПЛАСТЫ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ФЛЮИДА

Gennadiy S. Dubinsky (Ufa State Petroleum Technological University, Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation)

RESEARCH OF ACID SOLUTIONS INFLUENCING ON CLOGGED AND LOW-YIELDING TERRIGENOUS LAYERS FOR FLUID INFLOW INTENSIFICATION

Введение

Различные кислотные составы применяются для увеличения притока в добывающие скважины и приемистости нагнетательных скважин в качестве агента воздействия на призабойную зону пласта.

Цели и задачи

Исследовать воздействие кислотных композиций на песчаники.

Результаты

Определены характеристики кернов и подобрано десять рецептур кислотных композиций. После проведения статических и фильтрационных исследований сделан анализ полученных результатов.

Выявлено, что и метанол, и диэтиленгликоль можно использовать как составную часть композиционного кислотного состава.

Background

Various acid compositions are used to increase inflow into production wells and injectivity of injection wells as an agent for impacting the bottom-hole formation zone.

Aims and Objectives

Investigate the effects of acidic compositions on sandstones.

Results

The core characteristics were determined and ten formulations of acid compositions were selected. After conducting static and penetration studies, an analysis of the results was made.

It was found that both methanol and diethylene glycol can be used as an integral part of the composite acid solutions.

Анализ показывает, что исследованные композиции кислоты положительно действуют во всех случаях, но с разным результатом.

Выявлено, что эффективнее проводить двухэтапную кислотную обработку соляной и «грязевой» кислотами, или устанавливать солянокислотную ванну, затем проводить глинокислотную обработку.

Приведены сведения о промысловых испытаниях композиционных кислотных составов газоконденсатных месторождений. Опытные работы проведены в скважинах, имеющих различные продуктивные характеристики. Некоторые скважины перед кислотными обработками не работали из-за кольматации призабойной зоны пласта фильтратом бурового раствора, механическими и глинистыми частицами. Все обработки выполнялись в два этапа: первый - солянокислотная ванна или солянокислотная обработка композиционным составом, второй - глинокислотная обработка композиционным составом. При всех опытных обработках был получен положительный результат, скважины, не работавшие до кислотного воздействия, заработали.

Проведенные исследования показывают эффективность композиционных кислотных составов.

Analysis shows that the studied acid compositions have a positive effect in all cases, but with different results.

It was revealed that it is more efficient to carry out a two-stage acid treatment with hydrochloric and «mud» acids, or to install a hydrochloric acid bath, then to carry out clay acid treatment.

The information on field tests of composite acid solutions of gas condensate fields is presented. Experimental work was carried out in wells with various productive characteristics. Some wells did not work before acid treatments due to mudding of the bottom-hole zone of the formation by mud filtrate, mechanical and clay particles. All treatments were performed in two stages: the first is a hydrochloric acid bath or a hydrochloric acid treatment with a composite composition, the second is a clay acid treatment with a composite solutions. With all experimental treatments, a positive result was obtained, wells that did not work before acid exposure started working.

Studies have shown the effectiveness of composite acid solutions.

Ключевые слова: исследование кислотного воздействия на керн; призабойная зона пласта; кислотная обработка

Key words: study of acidic effects on the core; bottom-hole zone of the formation; acid treatment

Кислотные составы могут использоваться для увеличения продуктивности добывающих нефтяных и газовых скважин и приемистости нагнетательных скважин путем применения в качестве разъедающего агента в модификациях кислотного воздействия на призабойную зону пласта [1-5]:

- для увеличения проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП) за счет растворения глинисто-карбонатного це-

мента горной породы-коллектора, осадка гидроксида железа и/или солевых отложений, шлама в стволе скважины, различных отложений на глубинном внутрискважинном оборудовании;

- при освоении новых и переводе добывающих скважин под нагнетание;
- при освоении скважин из бурения и после ремонтных работ, выполненных с глушением скважин;

- при очистке призабойной зоны пласта за счет растворения глинистых и карбонатных коагулирующих частиц в призабойной зоне пласта;
- в качестве химически активной перфорационной жидкости при вторичном вскрытии пласта и иных перфорационных работах, а также в качестве жидкости разрыва при гидроразрыве пласта.

Породы продуктивных пластов, содержащие значительное количество карбонатов, могут быть с успехом подвергнуты обработке соляной и грязевой кислотами с целью увеличения проницаемости призабойной зоны скважины [1-3, 6-8].

В зависимости от минерального состава могут применяться различные рецептуры кислотных составов [4, 7]. Необходимо проводить лабораторные эксперименты с образцами керн из скважин, которые позволяют подбирать достаточно эффективные рецептуры кислотных составов и выбрать технологию обработок.

Результаты и обсуждение

Был исследован керновый материал, полученный из скважин Ямбургского газоконденсатного месторождения (ЯГКМ).

Карбонатность породы при анализе кернов определяли газометрическим методом, основанным на химическом разложении солей угольной кислоты действием соляной кислоты и измерении объема углекислого газа, образовавшегося в результате реакции



Результаты определения карбонатности кернов ЯГКМ представлены в таблице 1.

Для определения потери веса кернов при контакте с различными кислотами использовалась следующая методика.

Берется 10 г дезинтегрированного керна, приливается 20 мл кислоты. Для полного растворения растворимой части керна колбу с навеской и кислотой выдерживается в контакте в течение 24 ч.

Затем оставшийся непрореагировавший керн тщательно промывается дистиллированной водой. Навеска высушивается до постоянного веса и, при известных первоначальном весе керна и весе после воздействия кислотой, вычисляется потеря веса (в процентах).

Чтобы оценить зависимость потери массы от концентрации соляной и грязевой (смесь соляной и фтористоводородной) кислот, брались одинаковые навески кернов и обрабатывались соляной (HCl) и грязевой (HF + HCl) кислотами различной концентрации. По уменьшению веса навески керна подсчитывался процент потери массы от первоначальной массы навески керна.

Для экспериментов, имитирующих кислотное воздействие, было использовано 10 кислотных композиций (КК) (таблица 2).

Композиции были выбраны с учетом того, что в образцах керна присутствуют карбонаты (таблица 1).

Исследования проводились с натуральными и дезинтегрированными образцами терригенного кернового материала.

Полученные результаты приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 1. Результаты определения карбонатности кернов ЯГКМ

№ опыта	№ образца керна	Карбонатность, %
1-4	1-4	6,5
2	5	0
3	6	0

Таблица 2. Перечень кислотных композиций, использованных при исследовании кернового материала Ямбургского ГКМ

Кислотная композиция № 1	8 % HCl
Кислотная композиция № 2	10 % HCl
Кислотная композиция № 3	12 % HCl
Кислотная композиция № 4	15 % HCl
Кислотная композиция № 5	8 % HCl + 3 % HF
Кислотная композиция № 6	8 % HCl + 5 % HF
Кислотная композиция № 7	10 % HCl + 3 % HF
Кислотная композиция № 8	10 % HCl + 5 % HF
Кислотная композиция № 9	12 % HCl + 3 % HF
Кислотная композиция № 10	12 % HCl + 5 % HF

Таблица 3. Результаты лабораторных исследований потери веса образцов керна (в виде таблетки) после обработки кислотными составами

№ опыта	Образец керна	Кислотный состав	Потеря веса, %	
Таблетки выдерживались в кислоте в атмосферных условиях в течение 24 ч				
1	2	Кислотная композиция № 3	7,9	
2	3	Кислотная композиция № 9	10,1	
3	4	Кислотная композиция № 10	7,1	
4	5	Кислотная композиция № 3	1,1	
5	6	Кислотная композиция № 10	8,9	
Таблетки выдерживались в кислоте при вакуумировании в течение 4 ч				
6	1	Кислотная композиция № 10	8,4	
7	3	Кислотная композиция № 10	8,1	
8	4	Кислотная композиция № 10	8,0	
9	5	Кислотная композиция № 10	1,9	1,62

Таблица 4. Результаты лабораторных исследований потери веса образцов дезинтегрированного керна после обработки кислотными составами

№ опыта	Кислотный состав	Потеря веса, %	
Образцы № 1-4			
1	Кислотная композиция № 1	14,9	12,8
2	Кислотная композиция № 2	15,6	14,4
3	Кислотная композиция № 3	19,5	16
4	Кислотная композиция № 4	15,1	
5	Кислотная композиция № 5	21,3	
6	Кислотная композиция № 6	21,9	
7	Кислотная композиция № 7	22,9	19,1
8	Кислотная композиция № 8	24,1	20,2
9	Кислотная композиция № 9	23,9	
10	Кислотная композиция № 10	26,0	
Образец № 5			
11	Кислотная композиция № 1	1,7	
12	Кислотная композиция № 2	3,0	
13	Кислотная композиция № 3	3,1	
14	Кислотная композиция № 4	3,2	
15	Кислотная композиция № 7	6,0	
16	Кислотная композиция № 8	10,0	
Образец № 6			
17	Кислотная композиция № 1	4,2	
18	Кислотная композиция № 2	4,9	
19	Кислотная композиция № 3	5,2	
20	Кислотная композиция № 4	5,3	
21	Кислотная композиция № 5	7,8	
22	Кислотная композиция № 6	8,5	
23	Кислотная композиция № 7	10,9	
24	Кислотная композиция № 8	8,4	
25	Кислотная композиция № 9	8,6	
26	Кислотная композиция № 10	10,9	

Очевидно (таблицы 3 и 4), что кислотные композиции, воздействуя на исследуемые образцы, оказывали различное по степени воздействие, выразившееся в различной величине потери веса.

Иными словами, имело место воздействие и соляной, и грязевой кислот. Соляная кислота оказывала воздействие на все ис-

следуемые образцы, хотя и с большим разбросом интенсивности.

При совместном действии на карбонатную породу соляной и плавиковой кислот образуется объемный слизистый осадок фтористого кальция CaF_2 , способный запечатать значительную часть порового пространства и тем самым не только снизить эффект от об-

работки, но даже привести к отрицательным результатам. Условия застудневания золя кремневой кислоты достаточно изучены, поэтому в промышленной практике отработаны технологии обработки призабойной зоны пласта с применением плавиковой кислоты (в составе грязевой кислоты) таким образом, чтобы извлекать из пласта закачанный кислотный раствор, прежде чем начнется образование студня из золя кремневой кислоты с последующим кольматажем части порового пространства пласта.

Важными для практики обработки ПЗП смесью соляной и плавиковой кислот (грязевой кислотой) являются следующие положения [1, 3, 4, 7]:

- при наличии остаточной кислотности рабочего раствора не следует опасаться коагуляции золя кремневой кислоты, если в смесь кислот взято плавиковой кислоты (считая на 100 %-ную HF) не более 5 % от общего количества раствора;
- не следует стремиться вводить в смесь кислот соляной кислоты столько, чтобы содержание HCl было более 8-10 % от общего количества рабочего раствора, так как увеличение концентрации HCl способствует ускорению коагуляции;
- необходимо процесс вести таким образом, чтобы избежать возможности полной нейтрализации общей кислотности раствора породой пласта, что приведет к немедленной коагуляции золя кремневой кислоты. Проще всего этого можно достигнуть предварительной промывкой обрабатываемой зоны раствором одной соляной кислоты для выщелачивания карбонатных материалов и кольматантов, а уже затем закачивать в ПЗП раствор грязевой кислоты, содержащий плавиковую кислоту.

Из кернавого материала было изготовлено шесть стандартных цилиндрических образцов.

Изготовленные образцы высушивались при температуре 75 С до постоянного веса, после чего определялись их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), т.е. пористость и абсолютная проницаемость.

Абсолютная проницаемость исследуемых образцов керна определялась в следующем порядке:

- исследуемый образец помещался в резиновую манжету полуавтомата;
- создавалось давление обжима образца 2,0-2,5 МПа для предотвращения проскальзывания газа вдоль стенок манжеты;
- создавался перепад давления между входом и выходом образца;
- замерялся расход фильтруемого газа (воздух) через образец;
- коэффициент абсолютной проницаемости исследуемых образцов рассчитывался по формуле

$$K_r = \frac{Q \times L \times \mu}{\Delta P \times F},$$

где Q - расход газа через образец, см³/с;
 L - длина исследуемого образца, см;
 μ - вязкость газа, сП;
 P - перепад давления, атм;
 F - площадь поперечного сечения образца, см²;
 K_r - абсолютная проницаемость, мкм².

Методика определения пористости образцов заключалась в следующем:

- образец высушивался до постоянной массы и определялся его сухой вес - P_1 ;
- образец насыщался дистиллированной водой под вакуумом;
- определялся вес насыщенного водой образца в воде - P_2 ;
- определялся вес насыщенного водой образца в воздухе - P_3 .

Пористость образца вычислялась по формуле

$$M = 100 \times (P_3 - P_1) / (P_3 - P_2).$$

Полученные результаты определения пористости и проницаемости исследованных образцов приведены в таблице 5.

Таблица 5. Фильтрационно-емкостные свойства исследуемых образцов керн

№ образца	Пористость, %	Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм ²
1	6,2	4,0
2	6,4	4,2
3	7,3	4,0
4	8,0	3,5
5	14,8	13,5
6	15,5	56,4

Эксперименты по фильтрации жидкостей, в том числе и кислотных композиций, проводились на установке УИПК. Эта установка позволяет производить фильтрацию жидкостей через исследуемые образцы при постоянном расходе на прессах. Расход может меняться ступенчато от $Q = 0,012766$ см³/мин до $Q = 12,766$ см³/мин.

Через водонасыщенные образцы № 5 и № 6 (наибольшая проницаемость среди испытываемых, таблица 5) были прокачаны кислотные растворы «КК № 5» и «КК № 9» (таблица 2) соответственно. Фильтрация кислот производилась при расходах на прессах $Q = 1,2766$ см³/мин. Объем профильтрованной кислоты для каждого образца составил шесть поровых объемов (20 см³), после чего образцы выдерживались 24 ч для полного взаимодействия кислот с поверхностью порового пространства. Изменение ФЕС образцов оценивалось определением коэффициента проницаемости исследованных образцов по воде до и после фильтрации кислот (кислотного воздействия). Полученные результаты приведены в таблице 6.

Далее исследуемые образцы высушивались при температуре 75 °С до постоянного веса, после чего определялись их фильтрационно-емкостные свойства, а также потеря массы. Полученные данные приведены в таблице 7.

Через низкопроницаемые образцы керн (№ 1, № 2, № 3, № 4) фильтрация, как воды, так и для кислотной композиции № 1 (для

образца № 2) не была возможной из-за высоких перепадов давления. Обработка образца № 2 композицией № 3 проводилась насыщением данного образца кислотой при 24-часовой выдержке его под вакуумом. Затем через данный образец фильтровали воду, при этом коэффициент проницаемости по воде составил $11,24 \cdot 10^{-3}$ мкм². Очевидно, что в промысловых условиях пласт с такими характеристиками для интенсификации притока потребуется обрабатывать в два этапа: кислотная ванна под давлением и собственно кислотная обработка.

Для осушки газа на газовых и газоконденсатных месторождениях применяют диэтиленгликоль (ДЭГ), частично этот реагент сжигается из-за невозможности полностью его регенерировать для повторного использования на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), т.е. происходит потеря его и возникает дополнительное загрязнение окружающей среды. По свойствам ДЭГ можно было бы ввести в состав кислотных композиций, что позволило бы сократить негативное влияние на экологию и эксплуатационные затраты. Для оценки эффективности замены метанола диэтиленгликолем были проведены эксперименты по определению потери веса ядерного материала из скважины 413 ЯГКМ в кислотных растворах, содержащих метанол и ДЭГ в одинаковых количествах. Результаты отражены в таблице 8.

Была проверена смешиваемость ДЭГ с водой: от 0 до 75 % идет полное смешивание.

Таблица 6. Коэффициент проницаемости по воде до и после фильтрации кислот

Образец	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	
	до обработки	после обработки
№ 5	1,6	6,7
№ 6	23,0	35,1

Таблица 7. Результаты изменений параметров кернов после фильтрации кислот

№ образца	M, %	V пор, см ³	K _r , 10^{-3} мкм ²	Δm, %;
2	10,8	3,0	42,57	5,4
5	17,1	4,6	51,02	5,7
6	18,4	4,7	154,30	4,6

Таблица 8. Результаты сравнительных исследований растворимости керна в глинокислотных растворах с ДЭГ и метанолом

№ опыта	№ состава	Кислотный состав	Потеря веса, %
1	1	3 % HF + 8 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % ДЭГ	9,15
2	1	3 % HF + 8 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % ДЭГ	10,70
3	2	3 % HF + 10 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % ДЭГ	10,80
4	2	3 % HF + 10 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % ДЭГ	10,80
5	3	3 % HF + 12 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % ДЭГ	14,40
6	3	3 % HF + 12 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % ДЭГ	14,05
7	4	3 % HF + 8 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % метанола	11,00
8	5	3 % HF + 10 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % метанола	10,80
9	6	3 % HF + 12 % HCl + 1 % CH ₃ COOH + 20 % метанола	17,55

Данные таблицы 8 показывают, что в определенных случаях возможна замена метанола на ДЭГ, т.е. ДЭГ можно не сжигать на факеле УКПГ, а использовать еще раз при кислотной обработке.

Через низкопроницаемые образцы керна (их было 67 % от общего числа) фильтрация как воды, так и растворов HCl не была возможна.

Была проведена имитация кислотной ванны под давлением для одного низкопроницаемого образца керна раствором HCl с 24-часовой выдержкой. Затем через данный образец фильтровалась вода, определялся коэффициент проницаемости по воде, который составил 0,0112 мкм².

В экспериментах с образцом керна проницаемостью 0,0016 мкм² получена проницаемость 0,0067 мкм², а с образцом проницаемостью 0,023 мкм² увеличение до 0,0351 мкм².

По низкопроницаемым образцам получено увеличение пористости на 5,4 %, проницаемости - до 10,6 раза. Для образцов с абсолютной проницаемостью от 0,0135 до 0,0564 мкм² её увеличение составило от 2,7 до 3,8 раза.

Скважины одного куста Ямбургского ГКМ вскрыли участок с высокой неоднородностью пластов. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают пласты, вскрытые в скважинах № 4, № 5, № 9 (эффективная толщина 16,6-24,4 м, средняя проницаемость 0,0633-0,1253 мкм², максимальная проницаемость 0,250 мкм², средняя пористость 15,4-16,5 %).

Пласты, от которых можно ожидать достаточно хорошей продуктивности, вскрыты в скважинах № 1, № 3, № 6, № 7 ЯГКМ (записаны последние цифры номера), здесь эффективная толщина продуктивных пластов 16,4-28,4 м, средняя проницаемость 0,0276-0,0603 мкм², максимальная проницаемость 0,250 мкм², средняя пористость 15,8-16,2 %, а в скважине № 8 (последняя цифра номера) вскрыт самый расчлененный разрез (17 пластов со средней эффективной толщиной 1,4 м) и средней проницаемостью 0,0057 мкм².

Следует отметить, что в скважине № 3 после приобщения высокопродуктивных пластов БУ₉¹ (эффективная толщина 5,2 м, средняя проницаемость 0,1239 мкм², средняя пористость 17,1 %) её общая характеристика существенно улучшилась.

Ожидаемые (на основании геофизических характеристик пластов) результаты не были получены, в первую очередь по скважине № 5, а также по скважинам № 3, № 6,

№ 4. По скважине № 4 получен приток газа, удовлетворяющий требованиям, предъявляемым к скважинам из бурения, однако характеристики пластов, вскрытых здесь, лучшие, чем в остальных скважинах, а продуктивная характеристика по ГДИ - наихудшая среди этих четырех скважин.

Это можно объяснить кольматацией призабойной зоны пласта, глубоким проникновением фильтрата бурового раствора и жидкости перфорации вследствие хороших коллекторских свойств пластов. В скважине № 5, имеющей характеристики, близкие к скважине № 4, такая кольматация привела к невозможности освоить скважину без дополнительных работ.

На скважинах № 3, № 5, № 6 ЯГКМ (записаны последние цифры номера) были проведены работы по очистке призабойной зоны пласта и интенсификации работы скважин. При этом были применены двухэтапные обработки композиционными кислотными составами с использованием в качестве реагентов кислот HCl, CH₃COOH, HF; поверхностно-активных веществ ОП-10 и СНО-3Б, также метанола и ацетона.

Следует отметить, что во всех случаях после кислотных обработок при остановке отработки скважин на факел (по нормативу положено только 72 ч) вынос кольматантов и продуктов реакции полностью не прекращался, то есть призабойная зона до конца не очищалась. Здесь следует заметить, что эффект обработки может уменьшиться, если не выполнить полную очистку ПЗП и до, и после кислотной обработки.

Успешная кислотная обработка ПЗП в скважине № 5 (получены наилучшие показатели работы на кусте) позволяет предположить, что подобное воздействие в скважине № 4 могло дать аналогичные результаты. ПЗП скважин № 1, № 8 вследствие не самой высокой проницаемости загрязнялось на меньшую глубину, поэтому произошло самоочищение притекающим к забою газом, обработка не проводилась.

Скважины № 7, № 9, имеющие хорошие коллекторские свойства ПЗП по ГИС, вышли самостоятельно на продуктивные параметры, позволяющие работать в шлейф также в ре-

зультате самоочищения, но скорее всего из-за хорошей проницаемости и малой закольматированности ПЗП.

Проведенное кислотное воздействие на ПЗП скважин № 3 и № 6 позволило удалить кольматирующие материалы и вывести их на уровень продуктивных характеристик, позволяющих работать в шлейф, их продуктивность выросла соответственно на 14,1 % и 6,6 % по сравнению с той, что была до обработки.

Приобщение высокопродуктивных пластов БУ₉¹ в скважине № 3 хотя и увеличило продуктивность на 4,3 %, но это меньше, чем можно было ожидать, так как дополнительно вскрытые пласты обладают лучшей продуктивностью, чем все первоначально вскрытые пласты в этой скважине. Это можно объяснить глубокой кольматацией пластов БУ₉¹, и если бы перфорация с последующим кислотным воздействием были сделаны по всему интервалу, то и результат должен был получиться лучше.

Скважина № 4 УГКМ (последняя цифра номера) после освоения могла работать в гидратном режиме и только с постоянной подачей метанола, хотя продуктивный пласт характеризуется неплохими ФЕС ($n_{эф} = 22,8$ м, пористость 15,7-19 %, $k_r = 72-75$ %, $k_{гп} = 7,8-11,2$ %).

Очевидно, что при вскрытии пластов произошла глубокая кольматация ПЗП.

В скважине № 4 УГКМ были проведены работы по установке ацетано-кислотной ванны и кислотной (HCl + CH₃COOH + HF + ацетон + СНО-ЗБ + вода) обработке призабойной зоны пласта по всему интервалу перфорации.

Проведенное ацетано-кислотное воздействие сняло блокировку ПЗП кольматантами и уменьшило набухаемость глинистой составляющей пород. Скважина работает с хорошими технологическими показателями. Результаты промысловых испытаний показали эффективность подобранных композиционных кислотных составов. На стадии испытания результаты получены только положительные.

Следовательно, разработанные кислотные композиционные составы можно рекомендовать для применения в геолого-

физических условиях, аналогичных условиям объектам испытания.

Выводы

1. На основании лабораторных экспериментов с использованием ядерного материала были подобраны кислотные составы и технология обработки призабойной зоны пласта для условий Ямбургского газоконденсатного месторождения.

2. Для очистки забоя и колонны до кислотной обработки желательнее устанавливать кислотную ванну объемом 2-3 м³ 6-8 % раствора HCl с добавками поверхностно-активных веществ.

3. Закачивание кислотного раствора осложняется, если скважина работает не стабильно, с выбросами гидратных пробок, поэтому расчетный объем кислоты может не попасть в пласт, а перед кислотой может быть продавлена оторочка флюида, находившегося в скважине на забое. Поэтому желательнее увеличить время очистки призабойной зоны путем отработки скважины на разных режимах до прекращения выноса гидратных пробок (перед воздействием на призабойную зону) и до прекращения выноса продуктов реакции (после воздействия на призабойную зону).

4. В качестве компонента кислотного состава возможно использование и метанола и диэтиленгликоля.

5. Воздействие на ПЗП с использованием разработанного композиционного кислотной композиции позволило ощутимо улучшить продуктивные характеристики скважин, а по скважине № 5 ЯГКМ достигнута самая высокая продуктивность на кусте. Получен положительный эффект от кислотной обработки скважины № 4 УГКМ.

Публикация подготовлена в рамках выполнения государственного задания лаборатории нефтегазовых исследований ГАНУ ИСИ РБ на 2019 г.

Список литературы

1. Андреев А.В., Дубинский Г.С., Мухаметшин В.В. Технологии интенсификации притока из сложнопостроенных карбонатных пластов на основе кислотного воздействия. Уфа: УГНТУ, 2016. 182 с.
2. Ахметов Р.Р., Лицкий В.П., Тепляков Е.А. Работы по интенсификации притоков в процессе ГРП по Территориальной программе на нераспределенном фонде недр ХМАО // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского Автономного Округа. 2001. № 7. URL: <http://www.oilnews.ru/7-7/raboty-po-intensifikacii-plitokov-v-processe-grr-po-territorialnoj-programme-na-neraspredelennom-fonde-nedr-xmao> (дата обращения: 05.02.2020).
3. Гладков Е.А. Анализ эффективности применяемых методов интенсификации притока нефти // Бурение и нефть. 2010. № 12. С. 29-31.
4. Глушченко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: В 5 т. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. Т. 4. 703 с.
5. Сидоровский В.А. Вскрытие пластов и повышение продуктивности скважин. М.: «Недра», 1978. 256 с.
6. Баталов Д.А., Яскин С.А., Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Планирование эффективных комплексных технологий увеличения нефтеотдачи с уменьшением обводненности продукции скважин и интенсификации добычи нефти для условий месторождений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. Вып. 3 (105). С. 9-18.
7. Зайцев Ю.В. Кислотная обработка песчаных коллекторов. М.: Недра, 1972. 173 с.
8. Поляков В.Н., Чижов А.П., Чибисов А.В., Попов С.А., Чижова И.Ф. Комплексное воздействие на остаточные запасы высокотемпературных пластов, представленных полимиктовыми низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сб. науч. тр. Уфа: Изд-во «Монография», 2014. С. 198-203.

References

1. Andreev A.V., Dubinskii G.S., Mukhametshin V.V. *Tekhnologii intensifikatsii pritoka iz slozhnopostroennykh karbonatnykh plastov na osnove kislotnogo vozdeistviya* [Technologies for the Intensification of Inflow from Complex Carbonate Formations Based on Acid Exposure]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 182 p. [in Russian].
2. Akhmetov R.R., Litskii V.P., Teplyakov E.A. *Raboty po intensifikatsii pritokov v protsesse GRR po Territorial'noi programme na neraspredelennom fonde nedr KhMAO* [Work on the Intensification of Inflows During Geological Exploration under the Territorial Program on the Unallocated Subsoil Fund of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug]. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiiskogo Avtonomnogo Okruga - Bulletin of the Subsoil User of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug*, 2001, No. 7. Available at: <http://www.oilnews.ru/7-7/raboty-po-intensifikacii-plitokov-v-processe-grr-po-territorialnoj-programme-na-neraspredelennom-fonde-nedr-xmao> (accessed 05.02.2020). [in Russian].
3. Gladkov E.A. *Analiz effektivnosti primenyemykh metodov intensifikatsii pritoka nefi* [Analysis of the Effectiveness of the Methods Used Stimulation Oil]. *Burenie i nef't' - Drilling and Oil*, 2010, No. 12, pp. 29-31. [in Russian].
4. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftpromyslovaya khimiya: V 5 t. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Petroleum Chemistry: in 5 vol. Well Acid Processing]. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 2010, Vol. 4. 703 p. [in Russian].
5. Sidorovskii V.A. *Vskrytie plastov i povyshenie produktivnosti skvazhin* [Exploration and Well Productivity]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 256 p. [in Russian].
6. Batalov D.A., Yaskin S.A., Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskii G.S. *Planirovanie effektivnykh kompleksnykh tekhnologii uvelicheniya nefteotdachi s umen'sheniem obvodnennosti produktsii skvazhin i intensifikatsii dobychi nefi dlya uslovii mestorozhdenii ООО «LUKOIL - Zapadnaya Sibir'»* [Planning Effective Complex Technologies for «Lukoil - Western Siberia» LLC Fields to Enhance Oil Recovery with Reduced Well Stream Watering, and to Stimulate Oil Production]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2016, Issue 3 (105), pp. 9-18. [in Russian].
7. Zaitsev Yu.V. *Kislotnaya obrabotka peschanykh kolektorov* [Sand Acid Treatment]. Moscow, Nedra Publ., 1972. 173 p. [in Russian].
8. Polyakov V.N., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Popov S.A., Chizhova I.F. *Kompleksnoe vozdeistvie na ostatochnye zapasy vysokotemperaturnykh plastov, predstavlennykh polimiktovymi nizkopronitsaemyimi kollektorami* [Complex Impact on the Residual Reserves of High-Temperature Formations Represented by Polymictic Low-Permeability Reservoirs]. *Sbornik nauchnykh trudov «Neftegazovye tekhnologii i novye material (problemy i resheniya)»* [Collection of Scientific Papers «Oil and Gas Technologies and

New Material (Problems and Solutions)». Ufa,
Monografiya Publ., 2014, pp. 198-203. [in Russian]

Автор

• Дубинский Геннадий Семенович, канд. техн.
наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных
и газовых месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1

Государственное автономное научное
учреждение «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан»
Лаборатория нефтегазовых исследований
Центра реального сектора экономики
Ведущий научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,
пр. Октября, 129/3
тел. (347) 235-76-63
e-mail: intnm-gsd @yandex.ru

The Author

• Dubinsky Gennady S., Candidate of Engineering
Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Geology and Exploration
of Oil and Gas Field Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation

Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Oil and Gas Research Laboratory
Centre Real Sector of Economics
Leading Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075,
Russian Federation
tel: (347) 235-76-63
e-mail: intnm-gsd @yandex.ru