

УДК 622.279.9/622.276.6

Обработка слабосцементированных коллекторов газовых скважин в условиях низких пластовых давлений лимонной кислотой

Treating Poorly Cemented Collectors of Gas Wells with Citric Acid Under Conditions of Low Formation Pressure

А.А. Сингуров, ООО «Газпром подземремонт Уренгой», А.В. Кустышев, Е.В. Паникаровский, Д.А. Кустышев, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

A. Singurov, A. Kustyshev, E. Panikarovskiy, D. Kustyshev

Аннотация

Анализируется эффективность кислотных обработок слабосцементированных коллекторов на месторождениях Западной Сибири. Рассматривается опыт экспериментальных работ по применению растворов лимонной кислоты в газовых скважинах Ноябрьской группы месторождений в условиях аномально низких пластовых давлений. Оценивается возможность применения этих составов для интенсификации притока в слабосцементированных коллекторах при ремонте газовых скважин. Предлагается технология интенсификации углеводородов с помощью колтюбинговых установок, апробированная на газовой скважине Комсомольского месторождения.

Annotation

The study analyzes the efficiency of acid treatment of poorly cemented collectors on the fields of Western Siberia. It also considers the experience of the experimental works of applying citric acids in the gas wells of Noyabrskaya Group of Fields in underbalanced conditions, assesses the potential of using these substances for stimulating flow in poorly segmented collectors during gas wells service. The proposed CT hydrocarbon stimulation technology was tested at the gas well of Komsomolskoye Field.

Ключевые слова: Кислотная обработка, слабосцементированный коллектор, лимонная кислота, колтюбинговая установка, газовое месторождение, Западная Сибирь.

Keywords: acid basis, poorly cemented collector, citric acid, CT unit, gas field, Western Siberia.

На месторождениях Западной Сибири, в частности, на нефтегазоконденсатных месторождениях севера Тюменской области, наибольшее распространение получили следующие методы: кислотные обработки, установки кислотных и щелочных ванн и проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Одним из эффективных методов увеличения нефтегазоотдачи продуктивных пластов является ГРП. Но из-за аномально низких пластовых давлений, высокой обводненности продуктивных пластов и близкого залегания краевых и подошвенных вод на скважинах Ноябрьской группы месторождений данный



метод не нашел широкого применения [1].

Наиболее щадящим призабойную зону пласта способом является кислотная обработка, связанная с закачиванием в перфорационные отверстия ствола скважины соляной кислоты (НСl) или смеси соляной и плавиковой кислот, так называемой глинокислоты (НСl + HF). При кислотной обработке происходит растворение субстанций, загрязняющих ПЗП, из-за которых происходит снижение ФЕС [2].

Концентрация кислоты в растворе обычно принимается равной 10÷15%, что связано с опасностью коррозионного разрушения труб и оборудования. Длительность проведения кислотной обработки ПЗП зависит от многих факторов, таких как:

- температура на забое скважины;
- генезис пород продуктивного пласта;
- химический и минералогический состав породы-коллектора;
- химический состав и концентрация фильтратов растворов, воздействовавших на ПЗП.

Интенсификация притока с использованием глинокислоты проводится следующим образом: скважину заполняют кислотным раствором, продавливают раствор в ПЗП при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После продавливания раствора скважину оставляют под давлением для реагирования кислоты с породами, слагающими продуктивный пласт. Длительность технологической выстойки кислотного раствора в условиях сеноманской залежи должна составлять не менее 2÷3 ч.

Основным недостатком использования глинокислоты является ее воздействие не только на загрязняющие вещества в ПЗП, но и на цемент породы-коллектора с последующим его разрушением при вызове притока и работе скважины. Аналогичное действие наблюдается и при воздействии соляной кислоты на слабосцементированный коллектор сеноманских отложений.

Именно такие осложнения наблюдаются после солянокислотной или глинокислот-

ной интенсификации притока в скважинах, вскрывших сеноманские отложения, особенно, где порода-коллектор представлена слабосцементированным, рыхлым песчаником.

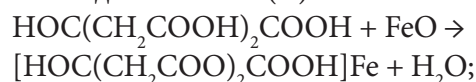
Для устранения осложнений после кислотных обработок ПЗП, вызывающих разрушение слабосцементированных пород-коллекторов, вследствие чего в скважинах начинают образовываться каверны, накапливаться песчано-глинистые пробки на забое, происходит абразивный износ внутрискважинного оборудования, был предложен интенсифицирующий состав на основе лимонной кислоты.

Для подбора рецептур кислотных растворов проводились лабораторные исследования по изучению растворимости песчаного зерна в 12,5%-й лимонной кислоте (с последующим увеличением концентрации до 20,0%). Эксперименты показали, что после обработки образцов зерна лимонной кислотой коэффициент восстановления проницаемости в некоторых случаях составил около 100% (таблица 1).

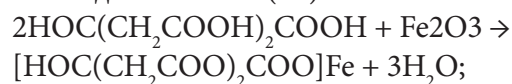
Несмотря на небольшое количество экспериментов, можно уже сейчас констатировать, что эффект, полученный при обработке эксплуатационных объектов месторождений ООО «Газпром добыча Ноябрьск», объясняется тем, что загрязняющим элементом пород-коллекторов являются железонесущие осадки. При обработке этих осадков лимонной кислотой образуются прочные хелатные комплексы (цитраты II- и III-валентного железа), которые хорошо растворяются в воде и легко удаляются из пласта. Железонесущие осадки могут быть представлены как оксидами ($Fe_3O_4 \rightarrow FeO \cdot Fe_2O_3$), так гидроксидами $[Fe(OH)_2, Fe(OH)_3]$ II- и III-валентного железа.

Взаимодействие лимонной кислоты происходит по следующей реакции:

– с оксидами железа (II):



– с оксидами железа (III):



– с гидроксидом железа (II):



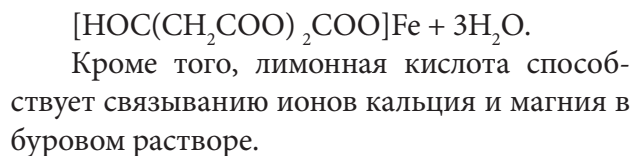
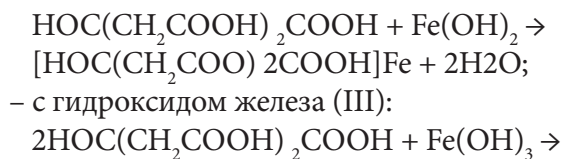


Таблица 1 – Результаты проведенных экспериментальных исследований

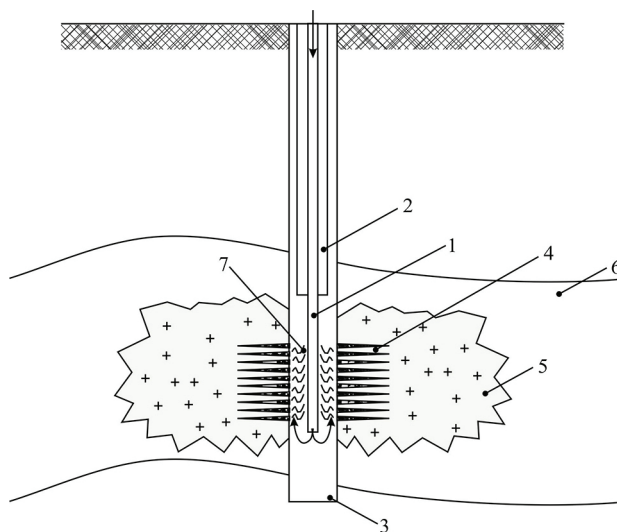
№ п/п	Состав раствора	Состав для кислотной обработки	Начальная проницаемость К0, мкм ²	К1 после закачивания воды и 10-минутной сушки, мкм ²	К2 после закачивания жидкости глушения и 10-минутной сушки, мкм ²	К3 после обработки кислотой и сушки, мкм ²	Степень загрязнения керна, %	Коэффициент восстановления проницаемости, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1		Лимонная кислота	2,33	1,3	–	2,19	–	94
2	Fe(OH) ₃	Лимонная кислота	2,23	1,82	1,63	2,2	27	98,7
3	Fe(OH) ₃	Лимонная кислота Фосфол С12	2,46	2,08	1,79	2,09	27,2	85,0
4	Fe(OH) ₃	Лимонная кислота ОП-10	2,36	2,14	1,64	1,99	30,5	84,3
5	Вюхан КССБ CaCl ₂ г/к ОП-10 Вода	Лимонная кислота Фосфол С12	2,85	2,75	0,26	1,75	89,0	61,4
6	Вюхан КССБ CaCl ₂ г/к ОП-10 Вода	Лимонная кислота Фосфол С12	2,5	2,11	0,09	1,56	96,4	62,4
7	Вюхан КССБ CaCl ₂ г/к ОП-10 Вода	Лимонная кислота Фосфол С12	2,53	1,76	0,09	1,02	96,4	40,3
8	Вюхан КССБ CaCl ₂ г/к ОП-10 Вода	Лимонная кислота ОП-10	2,77	2,92	1,09	2,85		102,9
9	Вюхан КССБ CaCl ₂ г/к ОП-10 Вода	Лимонная кислота ОП-10	2,34	1,95	0,1	1,85	95,7	79,1
10	Вюхан КССБ CaCl ₂ г/к ОП-10 Вода	Лимонная кислота ОП-10	1,6	1,19	0,07	1,2	95,6	75,0
11	КССБ ДЭГ Сульфацил Вода	Лимонная кислота ОП-10	1,9	1,57	0,3	1,92	84,2	101
12	КССБ ДЭГ Сульфацил Вода	Лимонная кислота Фосфол С12	2,12	2,02	0,71	2,01	66,5	94,81



Технологический процесс закачивания лимонной кислоты в ПЗП проводится в связи с низкими пластовыми условиями с использованием колтюбинговой установки (рисунок 1).

При спущенной гибкой трубе (ГТ) на 2–5 м ниже интервала перфорации промывают скважину технической водой [3, 4].

Объем закачивания кислоты определяется из расчета глубины проникновения фильтратов технологических жидкостей и составляет от 0,4 до 1,0 м³ на 1 м эффективной перфорированной толщины (таблица 2).



1 – ГТ; 2 – лифтовая колонна; 3 – забой; 4 – интервал перфорации; 5 – кислотный раствор; 6 – продуктивный пласт; 7 – продавочная жидкость

Рисунок 1 – Технологическая схема кислотной обработки сеноманского слабосцементированного продуктивного пласта

Таблица 2 – Зависимость объемного расхода реагента на единицу толщины пласта от радиуса обработки ПЗП при различной пористости горной породы

Радиус обработки, м	Объем реагента (м ³) при различной пористости (%) пород							
	13,0%	15,0%	17,0%	19,0%	21,0%	23,0%	25,0%	27,0%
0,5	0,10	0,11	0,13	0,15	0,16	0,18	0,19	0,21
0,6	0,14	0,17	0,19	0,21	0,23	0,26	0,28	0,30
0,7	0,20	0,23	0,26	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41
0,8	0,26	0,29	0,34	0,38	0,42	0,46	0,50	0,54
0,9	0,33	0,38	0,43	0,48	0,53	0,58	0,64	0,68
1,0	0,41	0,47	0,53	0,59	0,66	0,72	0,78	0,84
1,1	0,49	0,56	0,64	0,72	0,72	0,87	0,91	1,02
1,2	0,59	0,68	0,77	0,86	0,95	1,04	1,08	1,13
1,3	0,69	0,79	0,90	1,00	1,11	1,22	1,32	1,43
1,4	0,80	0,92	1,04	1,17	1,29	1,41	1,53	1,66
1,5	0,92	1,06	1,20	1,34	1,48	1,62	1,76	1,90
1,6	1,00	1,20	1,36	1,52	1,68	1,84	2,01	2,17
1,7	1,18	1,36	1,54	1,72	1,90	2,08	2,26	2,45
1,8	1,32	1,52	1,73	1,93	2,13	2,33	2,54	2,74
1,9	1,47	1,70	1,92	2,15	2,38	2,60	2,83	3,06
2,0	1,63	1,89	2,13	2,38	2,63	2,89	3,14	3,39
2,1	1,80	2,07	2,35	2,68	2,90	3,18	3,46	3,73
2,2	1,97	2,27	2,58	2,88	3,19	3,49	3,80	4,10
2,3	2,16	2,49	2,82	3,15	3,49	3,82	4,14	4,48



Продолжение таблицы 2

2,4	2,35	2,71	3,08	3,43	3,80	4,16	4,52	4,88
2,5	2,54	2,94	3,33	3,73	4,12	4,51	4,90	5,30
2,6	2,75	3,18	3,61	4,03	4,46	4,88	5,33	5,52
2,7	2,97	3,43	3,89	4,36	4,80	5,26	5,72	6,18
2,8	3,20	3,69	4,18	4,68	5,17	5,66	6,15	6,64
2,9	3,43	3,95	4,49	5,02	5,54	6,07	6,60	7,13
3,0	3,67	4,23	4,80	5,37	5,93	6,50	7,06	7,63
3,1	3,92	4,52	5,13	5,73	6,34	6,94	7,54	8,15
3,2	4,17	4,82	5,47	6,11	6,75	7,39	8,04	8,68

Задавливание кислотного раствора в пласт проводится с помощью цементировочного или кислотного агрегатов [5]. Схема проведения работ состоит в следующем [6]:

- провести осмотр фонтанной арматуры, обвязать устье скважины и опрессовать нагнетательную линию;
- проверить наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между лифтовой колонной и ГТ;
- при открытом затрубном пространстве в ГТ закачать расчетное количество раствора и довести до интервала перфорации продавочной жидкостью; скорость закачивания должна быть минимальной, не более 2 л/с;
- закрыть затрубную задвижку и продать раствор в пласт.

Объем продавочной жидкости определяется по формулам:

$$V = V_{ГТ} + V_{обв.}, \quad (1)$$

где V – объем продавочной жидкости, м³;

$V_{ГТ}$ – объем колонны ГТ, м³;

$V_{обв.}$ – объем обвязки на устье, м³.

$$V_{ГТ=0,785} \cdot d_{вн}^2 \cdot l, \quad (2)$$

где l – длина ГТ, м;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр ГТ, м.

Скорость продавливания раствора в пласт должна быть максимально возможной,

давление закачивания не должно превышать давление гидроразрыва пласта, объем кислотного раствора для обработки ПЗП следует определять радиусом планируемого воздействия.

После завершения работ по кислотной обработке извлечение ГТ из скважины проводится со скоростью не выше 0,3 м/с, при этом необходимо постоянно следить за показателями индикатора веса, не допуская затяжек инструмента.

После подъема ГТ закрывается буферная задвижка и проводится демонтаж оборудования колтюбинговой установки в транспортное положение. На буферной задвижке монтируется буферный фланец, вспомогательное оборудование демонтируется.

При работе в условиях низких температур окружающего воздуха выполняются мероприятия по предупреждению замораживания ГТ, для чего ГТ продувается компрессором, и слив жидкости из ГТ производится в емкость.

Проводят осмотр, промывку и смазку блока превенторов, герметизатора и механизма подачи, закрывается задвижка всасывающего коллектора.

После демонтажа колтюбинговой установки и вспомогательного оборудования проводятся повторные газодинамические исследования скважины для оценки результативности работ и установления технологического режима работы скважины, рекультивация территории и результаты работ оформляются актом. ■



литература

1. Кустышев А. В., Кононов А. В., Чижова Т. И [и др]. Техническое состояние и капитальный ремонт газовых скважин месторождений ООО «Ноябрьскгаздобыча» // Обз. информ.. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 53 с.
2. Пат. 2451175 РФ. Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта / С. А. Скрылев, Е. В. Паникаровский, Д. А. Кустышев и др. (РФ).- № 2010151580, заяв. 15.12.10; опубл. 14.07.12, бюл. № 20.
3. Есипенко А. И., Петров Н. А. Влияние добавок неонола АФ9-12 на степень растворения забойных отложений и керн продуктивных горизонтов композициями кислотных растворов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 2. – С. 20–24.
4. Есипенко А. И., Калашнев В. В., Петров Н. А. [и др]. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз». – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – № 5. – С. 12–15.
5. РД 00158758-199-98. Технологический регламент на технологию капитального ремонта скважин на Ямбургском ГКМ.– Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 1999. – 59 с.
6. Р Газпром 2-3.3-515-2010 Технологии интенсификации притока углеводородов газовых и газоконденсатных скважин в условиях аномально низкого пластового давления с помощью колтюбинговых установок на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспо», 2011. – 41 с.