

# Технологии кислотной и щелочной обработки с помощью кольтюбинговой техники

## Technology of Acid and Alkali Treatment with the Use of Coiled Tubing Equipment

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, Д.А. КУСТЫШЕВ, Д.А. КРЯКВИН,  
А.В. КУСТЫШЕВ, ООО «ТюменНИИгипрогаз»,  
Р.В. ТКАЧЕНКО, ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

E.V. PANIKAROVSKY, D.A. KUSTYSHEV, D.A. KRYAKVIN,  
A.V. KUSTYSHEV, "TumenNIIGiprogaz",  
R.V. TKACHENKO, "Gazprom podzemremont Urengoy"

Одним из важных методов увеличения нефтегазоотдачи является физико-химическое воздействие на продуктивные пласты растворами кислот и щелочей. В Западной Сибири на большинстве нефтяных и газовых месторождений при выходе скважин из бурения или длительного нахождения в бездействующем фонде применяют кислотные обработки призабойных зон пласта, после которых скважины вводят в эксплуатацию [1].

Однако чтобы данные процессы физико-химического воздействия на пласт имели высокую эффективность, необходимо учитывать вещественный состав пород-коллекторов и проводить технологические операции на скважинах в соответствии с технологиями, разработанными для конкретных месторождений и конкретного продуктивного пласта. Несоблюдение этих условий приводит к низкой эффективности данного вида работ, а то и к отрицательному результату.

В нефтепромысловой практике при установке кислотных ванн используется соляная кислота (HCl), фтористоводородная (плавиковая) кислота (HF) или их смесь – глинокислота, а при установке щелочных ванн – раствор гидроксида натрия (каустической соды NaOH). При установке кислотных ванн используется 15%-й раствор HCl, а при установке щелочных ванн – 15%-й раствор NaOH. Время установки кислотных ванн варьируется от двух до шести часов, щелочные ванны выдерживаются до 24 ч [2].

Physico-chemical treatment of the productive reservoirs with the acid and alkali solutions is an important method of oil and gas recovery enhancement. Bottomhole area acid treatment is used in Western Siberia at the majority of oil and gas wells right after drilling or after such wells have been idle for a long time. After the acid treatment the wells are put into operation [1].

However, in order to make such physico-chemical treatment highly efficient it is necessary to take into account the material composition of the reservoir formation and perform all the technological operations at the well in full compliance with the technology developed for each specific oil or gas field and each specific productive formation. Non-compliance with the abovementioned requirements can lead to low efficiency of such works, or to even negative results.

Usually hydrochloric acid (HCl), fluorhydric acid (HF) or their mixture (mud acid) is used for acid baths and sodium hydroxide solution (caustic soda NaOH) is used for alkali baths. For acid baths we use 15% HCl solution and for alkali baths we use a 15% NaOH solution. The application time for acid baths is usually from two to six hours, alkali baths – up to 24 hours [2].

In order to increase the efficiency of the bottomhole treatment works and reduce their duration it is recommended to use a coiled tube instead of conventional wash pipes.

To make bottomhole treatment works successful it is required to measure the total well depth, conduct geophysical studies and clarify well operation parameters. It is also necessary to perform a set of check measurements: measure well flow rate, tubing pressure, annulus pressure, take 2–3 samples of the reservoir fluid, and determine water cut of the well production [3].

Для повышения эффективности работ по обработке призабойной зоны (ОПЗ) и снижению их продолжительности вместо промывочных труб, спускаемых с помощью подъемных агрегатов, рекомендуется использовать гибкую трубу колтюбинговой установки.

Для успешного проведения работ по ОПЗ на скважине следует предварительно отбить забой, провести геофизические исследования и уточнить параметры работы скважины. Также необходимо провести ряд контрольных замеров – дебита, трубного и затрубного давлений, отобрать от двух до трех проб пластового флюида, определить степень обводненности продукции [3].

В случае необходимости после завершения подготовительных работ скважину глушат с помощью колтюбинговой установки. Однако для успешности и эффективности последующей ОПЗ предпочтительнее глушение скважины не проводить, а все работы проводить в газовой среде.

Объем раствора кислоты или щелочи ( $V$ , м<sup>3</sup>) определяется объемом скважины в интервале продуктивного пласта:

$$V = 0,785 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot (h + 20) - 0,785 \cdot d_{\text{н}}^2 \cdot (h + 20) \quad (1)$$

где  $h$  – толщина интервала перфорации, м;  $D_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;  $d_{\text{н}}$  – наружный диаметр гибкой трубы (ГТ), м.

Технологический процесс ОПЗ рекомендуется проводить с использованием растворов соляной кислоты или глиноуксусной кислоты [4]. Объем закачиваемого кислотного раствора для ОПЗ определяется радиусом планируемого воздействия и составляет от 0,4 до 1 м<sup>3</sup> на 1 м эффективной перфорированной толщины (таблица 1).

Задавливание кислотного раствора в пласт проводится с помощью цементировочного или кислотного агрегата.

ОПЗ кислотными растворами под давлением применяется в слабопроницаемых породах и для увеличения зоны проникновения кислотного раствора в пласт. Перед проведением работ по кислотной или щелочной обработке следует провести осмотр фонтанной арматуры, обязать устье скважины по схеме, приведенной на рисунке 1, опрессовать нагнетательную линию. ►

If necessary, after completion of the preparatory works the well can be killed using coiled tubing unit. However, in order to make the subsequent bottomhole treatment more successful and efficient it is preferable not to kill the well, and conduct all the works in gaseous medium.

The volume of acid or alkali solution ( $V$ , m<sup>3</sup>) is determined by the well volume in the productive formation interval:

$$V = 0,785 \cdot ID^2 \cdot (h + 20) - 0,785 \cdot OD^2 \cdot (h + 20) \quad (1)$$

where  $h$  – perforation interval thickness, m;  $ID$  – production string inside diameter, m;  $OD$  – coiled tube outside diameter, m.

It is recommended to use hydrochloric or mud acid solutions for bottomhole treatment [4]. The volume of the acid solution to be injected into the bottomhole area is determined by the estimated radius of action and is usually 0.4 to 1 m<sup>3</sup> per 1 meter of perforated interval (Table 1).

Acid pumping unit or cementing unit are usually used to inject acid solution into the formation.

Pressure acidizing is used in low-permeable rocks and in order to expand the zone of acid solution penetration into the formation. Before acid or alkali treatment it is necessary to inspect wellhead equipment, pipe the wellhead as shown in figure 1 and pressurize the injection line.

The sequence of operations is as follows. At a killed well after construction or workover, inspection of the wellhead equipment and piping of the wellhead is conducted. Then a coiled tube is run into the well and well circulation is tested by operating the well via annular space between the coiled tube and the production string.

With the coiled tube inside the well at the depth of 2–5 meters below the to-be-treated interval the well is washed out with service water treated with surface-active agent and water-repellent agent in order to reduce equipment corrosion. To ensure removal of large particles the water is thickened with a 2% solution of carbon-methyl cellulose [5].

With the annular space open the estimated amount of acid or alkali solution is injected into the coiled tube and then squeezed to the perforation interval with the displacement fluid. The speed of injection shall be minimal (up to 2 liters per second). Then the casing valve is closed and the acid or alkali is squeezed into the formation with the help of displacement fluid.

The volume of displacement fluid can be determined by the following formulas: ►

**Таблица 1 – Зависимость объемного расхода реагента на единицу толщины пласта от радиусов обработки призабойной зоны при различной пористости горной породы**  
**Table 1 – The volume of agent per unit of formation thickness depending on the required radius of bottomhole area treatment and rock porosity**

Радиус обработки, м Treatment radius, m	Объем реагента (м³) при различной пористости (%) пород Volume of agent (m³) at different rock porosity (%)							
	13 %	15 %	17 %	19 %	21 %	23 %	25 %	27 %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
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
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

Схема проведения работ состоит в следующем. На заглушенной скважине, вышедшей из строительства или из капитального ремонта, проводят осмотр фонтанной арматуры, обвязывают устье скважины. Спускают гибкую трубу в скважину и проверяют наличие циркуляции в скважине путем перевода ее на работу по кольцевому пространству между гибкой трубой и лифтовой колонной.

При спущенной гибкой трубе на 2–5 м ниже обрабатываемого интервала скважину промывают технической водой, обработанной поверхностно-активным веществом и гидрофобизирующими добавками с целью снижения коррозии оборудования. Для обеспечения выноса крупных частиц из скважины техническую воду загущают 2%-м раствором карбометилцеллюлозы (КМЦ) [5].

При открытом затрубном пространстве в гибкую трубу закачивают расчетное количество кислотного или щелочного раствора и продавливают до интервала перфорации продавочной жидкостью. Скорость закачивания должна быть минимальной (до 2 л/с). Закрывают затрубную задвижку и продавливают раствор в пласт продавочной жидкостью.

Объем продавочной жидкости определяется по формулам:

$$V = V_{\text{БДТ}} + V_{\text{обв}}, \quad (2)$$

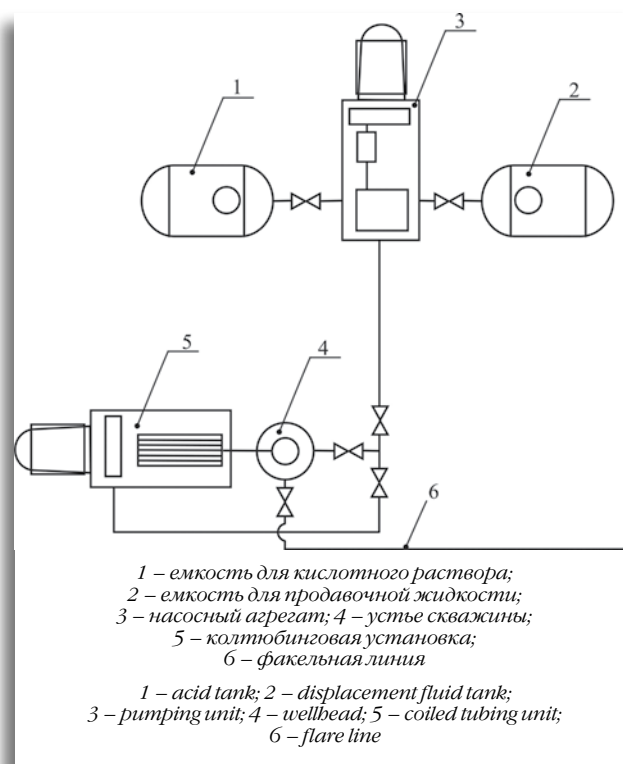
где  $V$  – объем продавочной жидкости, м<sup>3</sup>;  
 $V_{\text{БДТ}}$  – объем колонны гибкой трубы, м<sup>3</sup>;  
 $V_{\text{обв}}$  – объем обвязки на устье, м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{БДТ}} = 0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot l, \quad (3)$$

где  $l$  – длина гибкой трубы, м;  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр гибкой трубы, м.

Скорость продавливания раствора в пласт должна быть максимально возможной. Давление закачивания не должно превышать давления гидроразрыва пласта, а объем кислотного раствора для ОПЗ определяется радиусом планируемого воздействия (см. таблицу 1).

Для коллекторов порового типа объем кислотного раствора для закачивания в призабойную зону пласта определяется по формуле:



**Рисунок 1 – Принципиальная схема обвязки скважины и оборудования при кислотной обработке пласта**

**Figure 1 – Wellhead piping and equipment location during acid treatment**

$$V = V_{\text{CT}} + V_{\text{piping}}, \quad (2)$$

where  $V$  – volume of displacement fluid, м<sup>3</sup>;  
 $V_{\text{CT}}$  – volume of the coiled tube string, м<sup>3</sup>;  
 $V_{\text{piping}}$  – volume of the piping at the wellhead, м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{CT}} = 0,785 \cdot ID^2 \cdot l, \quad (3)$$

where  $l$  – length of the coiled tube, м;  $ID$  – inside diameter of a coiled tube, м.

The speed of acid or alkali squeeze into the formation shall be maximum possible. The injection pressure shall not exceed the hydraulic fracturing pressure and the volume of acid meant for bottomhole treatment is determined by the planned treatment radius (see Table 1).

For porous reservoirs the volume of acid to be injected to the bottomhole area is determined by the following formula:

$$V = \pi(R^2 - r^2) \cdot K_n \cdot h, \quad (4)$$

where  $V$  – the volume of the acid to be injected, м<sup>3</sup>;  
 $R$  – treatment radius, м;  $r$  – well radius, м;  $K_n$  – mean open porosity, fractions;  $h$  – thickness of the treated part of reservoir, м.

$$V = \pi(R^2 - r^2) \cdot K_n \cdot h, \quad (4)$$

где  $V$  – объем закачиваемой кислоты, м<sup>3</sup>;  
 $R$  – радиус обработки, м;  $r$  – радиус скважины, м;  
 $K_n$  – средняя открытая пористость, доли;  
 $h$  – толщина обрабатываемой части пласта, м.

Для коллекторов трещинно-порового типа объем кислотного раствора для закачивания в призабойную зону пласта определяется по формуле:

$$V = 9,42 \cdot (R^2 - r^2) \cdot n \cdot h \cdot \delta, \quad (5)$$

где  $n$  – густота трещин 1/м;  $\delta$  – раскрытость трещин, м.

Параметры  $n$  и  $\delta$  определяются на матрицах породы, изготовленных из керна продуктивного пласта, где проводятся обработки скважин [6]. В данном случае кислотный состав движется по системе трещин.

После продавливания кислотного раствора в призабойную зону скважину оставляют на время реакции кислотного состава с коагулирующими частицами, находящимися в призабойной зоне. Затем скважину промывают промывочной жидкостью, осваивают, после чего из скважины извлекают гибкую трубу, обрабатывают на факельную линию для удаления продуктов реакции.

В случае невыхода скважины на проектный режим проводят повторную интенсификацию без глушения. При этом работы проводятся по схеме, аналогичной вышеописанной. Проводятся подготовительные работы, готовится необходимое количество кислотного или щелочного раствора для ОПЗ. Затем спускают гибкую трубу на 2–3 м ниже обрабатываемого интервала перфорации. Продавливают кислотный или щелочной раствор в пласт продавочной жидкостью, скважину закрывают на реагирование. После завершения времени реакции вызывают приток и обрабатывают скважину на факел с удалением продуктов реакции. Далее извлекают гибкую трубу из скважины и промывают ее промывочной жидкостью.

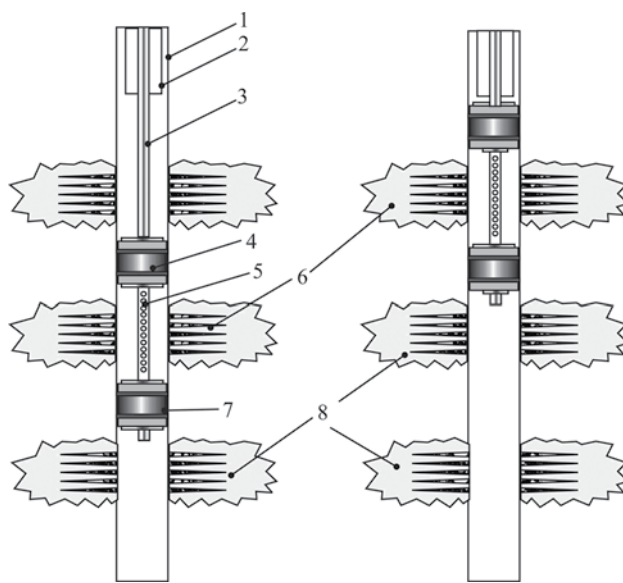
Для селективного воздействия на конкретный продуктивный пласт предусматривается установка в составе гибкой трубы двухпакерной компоновки,

For fractured-porous reservoirs the volume of acid to be injected to the bottomhole area is determined by the following formula:

$$V = 9,42 \cdot (R^2 - r^2) \cdot n \cdot h \cdot \delta, \quad (5)$$

where  $n$  – fracture density 1/m;  $\delta$  – fracture openness, m.  $n$  and  $\delta$  parameters are determined by the rock matrices, made of the core taken from the productive reservoir where the treatment is to take place [6]. In this case the acid is flowing via fractures.

After acid is squeezed into the bottomhole area we wait for the acid to react with the colmatage particles in the bottomhole area. Then the well is washed out with a special washing fluid and completed. After that the coiled tube is pulled out of the well and the well is worked by flaring to remove reaction products.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна;  
 3 – гибкая труба; 4 – надувной пакер; 5 – перфорированная труба;  
 6 – интенсифицируемый пласт; 7 – надувной пакер-пробка;  
 8 – продуктивный пласт

1 – production string; 2 – lift string;  
 3 – coiled tube; 4 – inflatable packer; 5 – perforated tube;  
 6 – formation to be treated; 7 – inflatable plug packer;  
 8 – productive formation

**Рисунок 2 – Схема селективной кислотной обработки продуктивных пластов газоконденсатных скважин при помощи колюбинговой установки с использованием надувных пакеров**

**Figure 2 – Selective acid treatment of the productive formations in gas condensate wells with the use of coiled tubing and inflatable packers**

позволяющей закачивать кислотный или щелочной растворы через перфорированную трубу, расположенную между верхним надувным пакером и нижним надувным пакером-пробкой (рисунок 2).

После получения устойчивого притока и завершения отработки скважины проводят необходимые гидродинамические исследования, а после выхода скважины на проектный режим ее вводят в эксплуатацию.

Данный подход к восстановлению продуктивности скважин на завершающей стадии разработки месторождений в условиях аномально низких пластовых давлений наиболее оптимальный. Именно по такому пути разрабатываются новые технологии интенсификации притока на месторождениях Западной Сибири: селективно направленные, без глушения с применением гибкой трубы колтюбинговой установки, с использованием пакерного оборудования. ©

#### ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири / А. В. Кустышев. – М.: ООО «Газпром экспо», 2010. – 255 с.
2. Есипенко, А. И., Петров, Н. А. Влияние добавок неонола АФ9-12 на степень растворения забойных отложений и керна продуктивных горизонтов композициями кислотных растворов / А. И. Есипенко, Н. А. Петров. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 2. – С. 20–24.
3. РД 39-2-1050-84. Инструкция по технологии обработки призабойной зоны пласта нефтяных скважин ацетоновыми растворами соляной кислоты. – Тюмень: СибНИИНП, 1984. – 11 с.
4. Патент 2269648 РФ. Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский, В. А. Щуплецов, И. И. Клещенко (РФ). – № 2004119297; Заяв. 29.06.04; Оpubл. 10.02.06, Бюл. № 4.
5. Есипенко, А. И. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз» / А. И. Есипенко [и др.] – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 5. – С. 12–15.
6. Паникаровский, В. В., Паникаровский, Е. В. Исследования проникновения фильтратов технологических жидкостей в породы коллекторы // Обз. информ. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ «Газпром», 2009. – 108 с.



**АКМАШ-ХОЛДИНГ**  
ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ  
ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ  
**ЦЕПИ**  
ДЛЯ КОЛТЮБИНГОВЫХ УСТАНОВОК

разработка  
изготовление  
поставка  
консультации  
специалистов

Сеть филиалов по всей России

610014, г. Киров, ул. Тихая 12/4  
(8332) 50-00-00, 70-38-14, 70-38-26, 70-37-93  
e-mail: sales@akmash.ru  
www.akmash.ru

If the well does not achieve the planned performance, the repeated intensification operation is done without well killing. The sequence of works is similar to the previous case. Preparatory works are performed; the necessary volume of acid or alkali solution is prepared. Then a coiled tube is run into the well to the depth of 2–3 meters below the to-be-treated perforation interval. Then the acid or alkali is squeezed into the reservoirs with the displacement fluid and we need to wait for reaction to take place. After the end of the reaction time the well is flowed and worked by flaring to remove the reaction products. Then the coiled tube is pulled out of the well and the well is washed with the washing fluid.

If we need to have a selective treatment of the specific productive formation, a special two-packer unit is installed on the coiled tube. Such two-packer arrangement allows injecting acid or alkali via a perforated tube located between the upper inflatable packer and the lower inflatable plug packer (Figure 2).

Once the well produces sustainable flow and the well treatment operations are completed, the necessary hydrodynamic studies are to be conducted. Once well performance reaches a planned level, the well is put into operation.

This is actually the most optimal approach to restoration of well productivity at the final stages of oilfield development and under abnormally low reservoir pressures. Exactly in this direction all the new technologies of production stimulation in Western Siberia – selective technologies, technologies without well killing and with the use of coiled tubing, technologies with the use of packers – are developed. ©