

УДК 622.276.6

Технологии кислотной и щелочной обработки с помощью колтубинговой техники

Acid and Alkaline Treatment Techniques Using Coiled Tubing Equipment

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, Д.А. КУСТЫШЕВ, Д.А. КРЯКВИН, Р.В. ТКАЧЕНКО, А.В. КУСТЫШЕВ,
 ООО «ТюменНИИгипрогаз», ООО «Газпром подземремонт Уренгой»
 E.V. PANIKAROVSKY, D.A. KUSTYSHEV, D.A. KRYAKVIN, R.V. TKACHENKO, A.V. KUSTYSHEV,
 OJSC 'TyumenNIIgiprogas,' OJSC '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 2 до 6 ч, щелочные ванны выдерживаются до 24 ч [2].

Для повышения эффективности работ по обработке призабойной зоны (ОПЗ) и снижению их продолжительности вместо промывочных труб, спускаемых с помощью подъемных

One of the principal methods of enhancing oil and gas recovery is physical-and-chemical treatment of productive formations using acid and alkali solutions. In most oil and gas fields in Western Siberia on cessation of drilling operations or during prolonged idling of well stock, acid bottom-hole treatment is used following which the well is brought in [1].

However, for physical-and-chemical formation treatment to be highly efficient it is necessary to take into account the material composition of the reservoir formation and to perform technical operations in the well in accordance with the techniques developed specifically for such fields and productive formations. Failure to observe those conditions leads to low efficiency of this type of operations and can even bring about adverse results.

In oilfields, acid spotting involves the use of hydrochloric acid (HCl), hydrofluoric (fluoric) acid (HF) or their mixture – mud acid, and sodium hydroxide solution (caustic soda – NaOH) is used during alkaline soaking. A 15% solution of HCl is used in acid spotting and a 15% solution of NaOH is used in alkaline soaking. Acid spotting lasts from 2 to 6 hours while alkaline soaking takes up to 24 hours [2].

To increase the efficiency of bottom-hole treatment (BHT) and to reduce its duration instead of flushing pipes lowered into the hole using a hoist unit it is recommended to use a coil tubing unit.

To ensure successful bottom-hole treatment it is necessary to run total depth first, then to carry out geophysical study and to specify the operating conditions of the well. It is also necessary to

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 предпочтительней глушение скважины не проводить, а все работы проводить в газовой среде.

Объем раствора кислоты или щелочи (V , m^3) 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 [4]. Объем закачиваемого кислотного раствора для ОПЗ определяется радиусом планируемого воздействия и составляет от 0,4 до 1 m^3 на 1 м эффективной перфорированной толщины (см. таблицу 1). ►

Таблица 1 – Зависимость объемного расхода реагента на единицу толщины пласта от радиусов обработки призабойной зоны при различной пористости горной породы

Table 1 – Relationship between the volume flow rate of the reagent per unit of formation thickness and the range of bottom-hole treatment at various rock porosities

Радиус обработки, м Treatment range, m	Объем реагента (m^3) при различной пористости (%) пород Reagent volume (m^3) at various rock porosities (%)							
	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



Е.В. Паникаровский (в синем) и Д.А. Кустышев в лаборатории

E.V. Panikovsky (in blue) and D.A. Kustyshev in the laboratory



Обсуждение результатов опыта

Discussing test results

Продолжение таблицы / Table continued →

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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

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.

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

make check runs of the well flow rate, tubing and annular pressure; to take two or three samples of formation fluid; to determine the water cut [3].

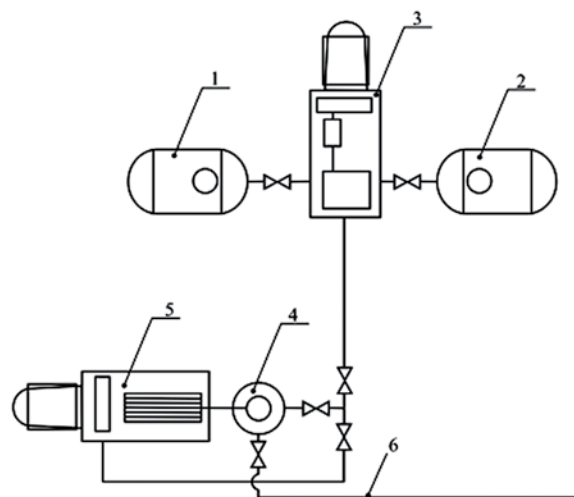
If necessary, after preparatory work is completed the well is killed using a coil tubing unit. However, for subsequent BHT to be successful and efficient it is preferable not to kill the well but to perform all operations in gas environment.

The volume of the acid or alkaline solution (V, m^3) depends on the volume of the well in the productive formation interval:

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

where h is the depth of the perforation interval, m; $D_{\text{int.}}$ is the internal diameter of the production string, m; $d_{\text{ext.}}$ is the external diameter of the coil tubing (CT), m.

During the technological process of BHT it is



1 – емкость для кислотного раствора; 2 – емкость для продавочной жидкости; 3 – насосный агрегат; 4 – устье скважины; 5 – колюбинговая установка; 6 – факельная линия

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

1 – container with acid solution; 2 – container with flushing liquid; 3 – pumping unit; 4 – wellhead; 5 – coil tubing unit; 6 – flare line

Figure 1 – Schematics of well and equipment connections for acid formation treatment

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^3 ;
 $V_{\text{БДТ}}$ – объем колонны гибкой трубы, м^3 ;
 $V_{\text{обв.}}$ – объем обвязки на устье, м^3 .

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

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

recommended to use hydrochloric acid solutions or mud acid [4]. The volume of the injected acid solution for BHT depends on the range of the anticipated treatment and is 0.4 to 1 м^3 per 1 m of effective perforated depth (see Table 1).

Acid solution squeezing is performed using a cementing or acid pumping unit.

Pressure BHT using acid solutions is applied in low-penetration formations and to increase the zone of penetration of the acid solution into the formation. Before starting acid or alkaline treatment operations it is necessary to inspect the X-mass tree, to tie in the wellhead according to the schematics shown in

Picture 1, to pressure test the delivery line.

The operational procedures is as follows. First, inspection of the X-mass tree is carried out and wellhead connections are set up at the killed well recently constructed or repaired. Then the coil tubing unit is lowered into the well and circulation in the well is checked by operating it in the annulus between the coil tubing and the production string.

If the coil tubing is 2 to 5 m lower than the interval under treatment, the well is flushed with service water treated with surface-active reagent and water repellents to reduce corrosion of the equipment. To ensure discharge of large particles from the well the service water is densified with a 2% solution of carboxymethyl cellulose (CVC) [5].

In case of open annular space an estimated amount of acid and alkaline solution is injected into the coil tubing and squeezed as far as the perforation interval using displacement fluid. The injection rate should be minimal (up to 2 l/sec). The casing valve is then shut and displacement liquid is used to squeeze the solution into the formation.

The volume of the displacement fluid is calculated using the following formulas:

$$V = V_{\text{CT}} + V_{\text{conn.}} \quad (2)$$

where V is the volume of the displacement fluid, м^3 ; V_{CT} is the volume of coil tubing, м^3 ;
 $V_{\text{conn.}}$ is the volume of wellhead connection, м^3 .

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

where l is the length of the coil tubing, м; d_{int} is the internal diameter of the CT м.

The rate of solution squeezing into the formation should be as high as possible. The injection pressure should not be higher than the hydraulic fracturing pressure and the volume of the acid solution for BHT depends on the range of the expected treatment (see Table 1).

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:

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

где V – объем закачиваемой кислоты, m^3 ; R – радиус обработки, m ; r – радиус скважины, m ; K_p – средняя открытая пористость, доли; h – толщина обрабатываемой части пласта, m .

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 $1/m$; δ – раскрытость трещин, m .

Параметры n и δ 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 колющими частицами, находящимися в призабойной зоне. Затем скважину промывают промывочной жидкостью, осваивают, после чего из скважины извлекают гибкую трубу, отрабатывают 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 отрабатывают скважину на факел с удалением продуктов реакции. Далее извлекают гибкую трубу из скважины и промывают ее промывочной жидкостью.

Для селективного воздействия на конкретный

For porous type reservoirs the volume of the acid solution to be injected into the bottom-hole formation zone is determined by the following formula:

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

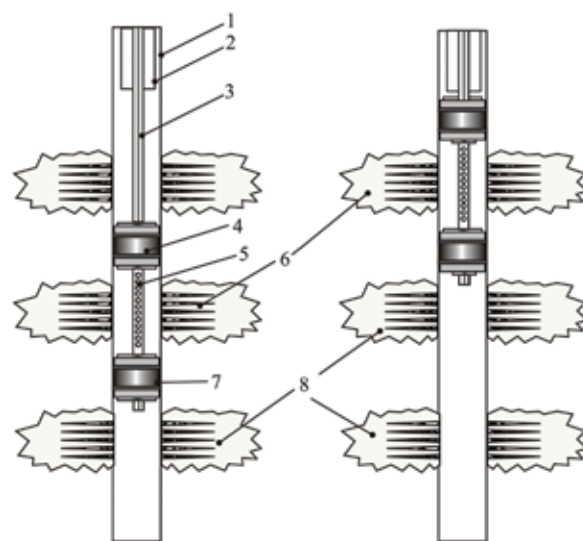
where V is the volume of the injected acid, m^3 ; R is the range of treatment, m ; r is the well radius, m ; K_p is the average open porosity, parts; K_p is the thickness of the formation under treatment, m .

For fractured-porous type reservoirs the volume of the acid solution to be injected into the bottom-hole formation zone is determined by the following formula:

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

where n is the crack thickness $1/m$; δ is the openness of fractures, m .

Parameters δ and n are determined using the groundmass of rock produced from the core sample of the production formation where well treatment is carried out. [6]. In this case the acid solution moves



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

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

1 – production string; 2 – tubing string; 3 – coil tubing; 4 – inflatable packer; 5 – perforated pipe; 6 – stimulated formation; 7 – inflatable plug packer; 8 – production formation

Figure 2 – Schematics of selective acid treatment of production formations of gas-condensate wells using a coil tubing unit and inflatable packers

продуктивный пласт предусматривается установка в составе гибкой трубы двухпакерной компоновки, 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. Кустышев А. В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – 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. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 2. – С. 20–24.
3. РД 39-2-1050-84. Инструкция по технологии обработки призабойной зоны пласта нефтяных скважин уксусными растворами соляной кислоты. – Тюмень: СибНИИНП, 1984. – 11 с.
4. Пат. 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., Калашнев В. В., Петров Н. А., Ветланд М. Л. Промысловые испытания комплексной технологии кислотных воздействий на месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз». – 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.

along the fracture network.

After the acid solution is squeezed into the bottom-hole zone, the well is abandoned for the period necessary for the acid solution to react with colmatage in the bottom-hole zone. Then the well is flushed with flushing fluid and tested after which the coil tubing is removed from the well and the well is burned off using the flare line to remove the reaction products.

In case the well fails to reach the design conditions, a second stimulation is performed without killing the well. In this case the operations are carried out according to the above procedure. Preliminary work is carried out and the necessary amount of acid and alkaline solution for BHT is prepared. Then the coil tubing are run into the well 2–3 m lower than the perforation interval under treatment. The acid or alkaline solution is squeezed into the formation using displacement fluid and the well is abandoned for the duration of the reaction period. After the reaction period is over, inflow is induced and the well is burned off using the flare to remove the reaction products. Next the coiled tubing is removed from the well and is flushed with flushing fluid.

For selective treatment of specific production formation it is possible to use a double-packer configuration in the coil tubing which allows injecting acid or alkaline solution through the perforated pipe located between the upper inflatable packer and the lower inflatable plug packer (Figure 2).

After sustainable inflow is achieved and well flaring is completed, the necessary hydrodynamic studies are carried out and when the well reaches the design conditions it is placed on production.

This approach to improved oil and gas recovery at the closing stage of oilfield development under conditions of abnormally low formation pressure is most appropriate. Such is the trend in the development of new technologies of production stimulation in Western Siberia fields: selective directional, without killing using a coiled tubing unit, using packer equipment. ©

ПОДПИШИСЬ НА «ВРЕМЯ КОЛТЮБИНГА»!

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС В КАТАЛОГЕ «РОСПЕЧАТЬ»: 84119