

# Колтюбинговые технологии для обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин

## Utilization of Coiled Tubing Technologies for Bottomhole Zone Treatment of Injection Wells

Л.А. МАГАДОВА, М.А. СИЛИН, Л.Ф. ДАВЛЕТШИНА,  
О.Ю. ЕФАНОВА, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина,  
Ф.З. ИСМАГИЛОВ, ОАО «Татнефть»,  
Р.М. АХМЕТШИН, ООО «Татнефть – АктюбинскРемСервис»

L.A. MAGADOVA, M.A. SILIN, L.F. DAVLETSHINA, O.Y. EFANOVA,  
Gubkin Russian State University of Oil and Gas,  
F.Z. ISMAGILOV, OAO Tatneft,  
R.M. AHMETSHIN, OOO Tatneft- AktubinskRemService

Большинство месторождений РФ разрабатывается с поддержанием пластового давления (ППД). Это означает, что в системе разработки применяются добывающие и нагнетательные скважины. Через нагнетательные скважины закачивается чаще всего сточная вода – смесь попутно добываемой воды (подтоварной) и воды с поверхностных источников (обычно пресной). Такое смешение приводит к смещению равновесия и выпадению осадков. Вообще, как техническое состояние систем ППД, так и качество воды, применяемой при закачках, являются огромной проблемой, стоящей на сегодняшний день перед промышленниками. В воде присутствуют механические примеси, нефтепродукты, соли, выпадающие в осадки, а также содержится очень много ионов трехвалентного железа из-за коррозии нефтепромыслового оборудования, в первую очередь насосно-компрессорных труб (НКТ). Эта вода, попадая в пласт, загрязняет призабойную зону скважины (ПЗС) и со временем закупоривает пласт, что приводит к снижению его нефтеотдачи.

Самая распространенная технология очистки ПЗП нагнетательных скважин – кислотная обработка (КО) соляной кислотой, которая применяется в карбонатных пластах, и грязевой кислотой (сочетание соляной и плавиковой) – в терригенных пластах.

Соляная кислота может эффективно растворять карбонатные породы и увеличивать проницаемость пласта.

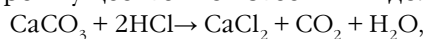
The majority of oil fields in the Russian Federation are developed using reservoir pressure maintenance (RPM). This means that only producing and injection wells are used in development system. Injection wells are used to pump foul water – the mixture of produced water and water from surface sources (usually it is fresh). Such a mixing causes balance shift and precipitations. Generally, both technical state of RPM systems and the quality of water used for injection is a serious problem for operators. This water contains mechanical impurities, oil products, precipitating salts and a large number of ferric iron ions that appear due to corrosion of oilfield equipment (first of all, the tubing). This water goes to formation that results in the contamination of bottomhole zone, wellbore damage and, as a consequence, in oil recovery reduction.

The most widespread technology for bottomhole formation zone cleanout of injection wells is acid treatment. Hydrochloric acid is used for carbonate formation treatment, and mud acid (combination of hydrochloric and hydrofluoric acids) is applied for terrigenous formation treatment.

Hydrochloric acid can effectively dissolve carbonate strata and increase in-place permeability.

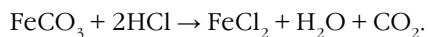
Hydrochloric acid well treatment method is based on the ability of this acid to dissolve carbonate strata composing a formation. Mainly it is limestone and dolomite:

Метод солянокислотных обработок скважин основан на способности кислоты растворять карбонатные породы, слагающие пласт, преимущественно известняк и доломит:



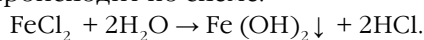
Полученные в результате реакции хлористые кальций ( $\text{CaCl}_2$ ) и магний ( $\text{MgCl}_2$ ) хорошо растворяются в воде и легко удаляются из призабойной зоны. Выделяющийся  $\text{CO}_2$  оказывает положительное влияние, так как обладает хорошими нефтewытесняющими свойствами.

Сидерит, входящий в состав карбонатных коллекторов, взаимодействует с соляной кислотой по схеме:

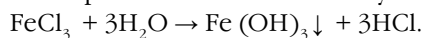


А продукт реакции – хлористое железо – гидролизует и выпадает из раствора в виде аморфного осадка гидрата окиси железа при  $\text{pH} = 6,5-7,5$ .

Реакция гидролиза хлористого железа происходит по схеме:



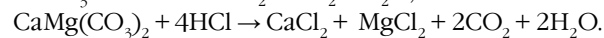
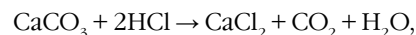
Продукт загрязнения коллектора – гидрат окиси трехвалентного железа легко растворяется соляной кислотой с получением хлорного железа, которое, в свою очередь, гидролизует и выпадает из раствора в виде объемного осадка гидрата окиси трехвалентного железа уже при  $\text{pH}$  выше 3.



Однако при обработке коллектора могут возникнуть и другие сложности, которые необходимо учитывать при проведении работ. В первую очередь к ним относятся проблемы, связанные с образованием осадков АСПО, а также стойких эмульсий при контакте растворов соляной кислоты с нефтью. Известно, что АСПО находятся в нефти в мелкодисперсном коллоидном состоянии, образуя за счет межмолекулярного взаимодействия устойчивую коллоидную структуру. Эта структура разрушается при взаимодействии нефти с кислотой, что и приводит к образованию слипшихся частиц АСПО, выпадающих в осадок. Кроме этого частицы АСПО способны стабилизировать водонефтяные эмульсии.

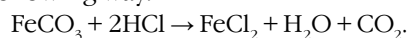
Образование осадка и эмульсий при взаимодействии нефти, содержащей большое количество АСПО, с кислотой может способствовать кольматации порового пространства коллектора и снижать эффективность от кислотной обработки.

Необходимо также учитывать стоимость технологии КО, проводимой силами бригады КРС (на сегодня это более одного миллиона рублей), в которую входит использование специальной техники и оплата рабочего времени бригады КРС. ►



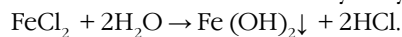
Calcium chloride ( $\text{CaCl}_2$ ) and magnesium chloride ( $\text{MgCl}_2$ ) obtained in these reactions are water-soluble and can be easily removed from bottomhole zone. Evolved carbon dioxide ( $\text{CO}_2$ ) makes a positive influence since it has good oil-sweeping properties.

Siderite, one of the constituents of carbonate reservoirs, interacts with hydrochloric acid in the following way:

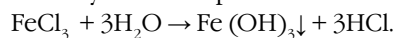


Reaction product – ferrous chloride hydrolyzes and precipitates in the form of amorphous sediment of ferrous hydroxide if  $\text{pH} = 6,5-7,5$ .

Reaction of ferrous chloride hydrolysis proceeds as:



The product of reservoir contamination – ferric iron hydroxide is well dissolved by hydrochloric acid. This reaction produces ferrous chloride, which, in its turn, hydrolyzes and precipitates in the form of ferrous hydroxide if  $\text{pH}$  is more than 3.



However, some other problems can appear during the process of reservoir treatment. We should consider them as well. First of all, these are the problems connected with asphaltene precipitations, as well as formation of stable emulsions when hydrochloric acid solution interacts with oil. Asphaltenes are known to be in fine-dyspersated colloidal state in oil, forming a stable colloidal structure due to intermolecular interaction. This structure is destroyed during the oil-acid interaction that leads to asphaltene precipitations in the form of adhering particles. Moreover, asphaltene precipitation particles are able to stabilize water-oil emulsions.

Sludging and emulsification that appears due to the interaction of oil containing large amount of asphaltene precipitation particles with acid, may assist mudding of reservoir pore space and cause the reduction of acid treatment efficiency.

The cost of acid treatment technology (today it is about 1 million rubles), which is carried out by well workover teams, should be taken into account as well. The cost includes utilization of special equipment and well workover team job time payment. One cannot but allow for job risks also.

There is a possibility to decrease costs with the help of advanced acid treatment technology that is widely used in the west. It is the technology of coiled tubing acid treatment.

With the help of coiled tubing, it is possible to make acid treatment of injection wells, which results in costs reduction. The problem is that often there is no way of doing conventional hydrochloric acid treatment because bottomhole zone is so contaminated that it is impossible to inject acid into ►

Нельзя забывать и об опасности проводимых работ.

Снизить затраты на проведение работ можно с помощью передовой, получившей широкое применение на западе технологии КО с использованием непрерывных (гибких) труб (ГТ) – колтюбинговых установок. Экономическая целесообразность применения ГТ проверена временем:

- сокращается время на проведение работ;
- не производится глушение скважин;
- не производится подъем труб НКТ, так как ГТ спускают в трубу НКТ.

С помощью применения гибкой трубы возможно проведение КО на нагнетательных скважинах и тем самым удешевление процесса. Сложность связана с тем, что обычная солянокислотная обработка очень часто невозможна – ПЗС настолько загрязнена, что скважина не принимает кислоту. Колтюбинговая установка работает на пределе допустимого давления в скважине, и продавить кислоту в пласт не представляется возможным.

Начиная со стадии строительства скважины, в призабойную зону вносятся вещества, способные колюматировать поровое пространство (глинистые частицы, промывочная жидкость). В процессе дальнейшей эксплуатации количество колюматизирующих веществ только увеличивается (гидрат окиси трехвалентного железа, неорганические соли, АСПО), что и приводит к остановке скважины.

Нами были исследованы загрязнения из ПЗП нагнетательных скважин и системы поддержания пластового давления (ППД) ОАО «Татнефть». Было выявлено, что в пробах из системы ППД количество твердых взвешенных частиц (ТВЧ) незначительно – от 0,105 до 2,022 г/л, тогда как ионов железа в них содержится большое количество (доходит до значения 55,5 мг/л). Также известно, что в нагнетательные скважины периодически попадает эмульсионный слой со станции первичной подготовки нефти. При исследовании же проб, полученных при свабировании из ПЗП, оказалось, что ионов железа в них мало. Таким образом, можно сделать вывод, что ионы железа в виде комплексов загрязнений с АСПО, солями и глинами, сосредотачиваются в ПЗП.

При обработке такого комплекса загрязнений, содержащих АСПО, соляной кислотой могут образовываться нерастворимые осадки, колюматизирующие ПЗП безвозвратно.

Совместными усилиями ученых РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и специалистов ОАО «Татнефть» была разработана технология, основанная на применении ПАВ-кислотного

well. Coiled tubing unit works at the limit of allowed well pressure but still it is not enough to pump an acid into formation.

Starting with the stage of well construction, different substances able to mud pore space (clay particles, drilling mud) enter bottomhole zone. During the process of further operation, the quantity of mudding substances increases (ferric iron hydroxide, inorganic salts, asphaltene precipitations). It results in well shutdown.

We investigated contaminations from bottomhole formation zone of injection wells and RPM system of ОАО Tatneft. It was discovered that the quantity of solid suspension particles in RPM system is small, from 0.105 to 2.022 g/l, while the content of iron ions is 55.5 mg/l. It is also known that emulsion layer from initial oil treatment station periodically gets to injection wells. However, the results obtained from bottomhole formation zone swabbing showed that this layer contains little quantity of iron ions. Thus, we conclude that iron ions, together with asphaltene precipitations, salts and clay, are concentrated in bottomhole formation zone.

Application of acid treatment to such a kind of contaminations, e.g. those containing asphaltene, may produce insoluble precipitations that will irrevocably mud bottomhole formation zone.

Joint efforts of scientists from Gubkin Russian State University of Oil and Gas and specialists from ОАО Tatneft helped to develop new technology based on the application of surfactant-acid solution for treatment and the use of coiled tubing unit for injections. Besides acid treatment costs reduction, this technology allows to remove not only solid suspension particles, but also salts, heavy hydrocarbons, as well as to dissolve ferrous hydroxides.

The technology includes several stages of treatment with removal of reaction products in the form of separate solution benches using coiled tubing unit:

- flushing of tubes and bottomhole zone with 1% solution of multifunctional surfactant (Neftenol K of HK-20 grade) in brine, which removes asphaltene precipitations from treated well zone and makes it possible to proceed further without any troubles;
- hydrochloric acid bath with Neftenol K of HK-20 grade for bottomhole contaminations removal and perforation cleanout. This treatment provides a formation link for injection of next acid solution bench into bottomhole zone;
- injection of dry acid CK-TK4 and Neftenol K of HK-20 grade mixture into bottomhole formation zone in order to remove iron compounds contaminations.

In comparison with conventional acid treatment

состава с использованием колтюбинговой установки. Эта технология, помимо сокращения затрат на КО, позволяет удалять не только твердые взвешенные частицы, но и такие кольматанты, как соли, тяжелые углеводороды, растворять гидраты окислов железа.

Технология включает несколько последовательных обработок с выносом продуктов реакции отдельными пачками растворов с помощью колтюбинговой установки:

- промывку труб и забоя 1%-м раствором многофункционального ПАВ («Нефтенол К» марки НК-20) в минерализованной воде, который очищает от АСПО всю обрабатываемую зону скважины и позволяет проводить последующие этапы обработки без осложнений;
- солянокислотную ванну с «Нефтенолом К» марки НК-20 для отмыва забоя от загрязнений и очистки перфорационных отверстий, чтобы обеспечить связь с пластом для закачки следующей пачки кислотного раствора в ПЗС;
- продавку в ПЗП раствора сухокислоты СК-ТК4 с «Нефтенолом К» марки НК-20 для отмыва пласта от загрязнений, представленных соединениями железа.

У предложенной технологии, по сравнению с классической КО, есть ряд преимуществ: быстрота проведения работ, простота приготовления составов, низкая коррозионная активность составов по отношению к промышленному оборудованию, отсутствие осложнений в работе, более глубокое воздействие на пласт сухокислоты СК-ТК4 с многофункциональным ПАВ «Нефтенолом К», обработка ПЗС без образования осадков и эмульсий с соляной кислотой, высокая эффективность, безопасность персонала, работающего непосредственно с кислотами.

В 2007 году были проведены ОПЗ по данной технологии на трех скважинах ОАО «Татнефть», результаты приведены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, работы проводились в течение 2–3 дней. Характерной особенностью стало то, что первоначально для подстраховки

**Таблица 1 – Результаты работ, проведенных в 2007 году**  
**Table 1 – The results of job carried out in 2007**

№ n/n	Время проведения работ Job time	Приемистость скважин, м <sup>3</sup> /сут Intake capacity of well, m <sup>3</sup> /day	
		До обработки Before treatment	После обработки After treatment
1	20–23.09.2007	0 нпу 165 атм 0 at 2347 psi	87 нпу 154 атм 87 at 2190 psi
2	26–28.09.2007	0 нпу 150 атм 0 at 2134 psi	120 нпу 150 атм 120 at 2134 psi
3	26–29.11.2007	0 нпу 155 атм 0 at 2205 psi	115 нпу 155 атм 115 at 2205 psi

technology, this one has several advantages: job speed, mix preparation simplicity, low corrosiveness of solutions with respect to field equipment, absence of work problems, deeper bed stimulation properties of dry acid СК-ТК4 and multifunctional surfactant Neftenol K, bottomhole zone treatment with no precipitations and hydrochloric acid emulsions generation, high efficiency, personnel safety.

**Таблица 2 – Результаты работ, проведенных в 2008 году**  
**Table 2 – The results of job carried out in 2008**

№	Данные по план-заказу приемистость, м <sup>3</sup> /сут Well capacity plan data, m <sup>3</sup> /day		Приемистость скважин, м <sup>3</sup> /сут Intake capacity of well, m <sup>3</sup> /day	
	До ремонта Before maintenance	Планируемый Planned	До обработки Before treatment	После обработки After treatment
1	6 нпу 145 атм 6 at 2062 psi	50 нпу 145 атм 50 at 2062 psi	5 нпу 145 атм 5 at 2062 psi	110 нпу 120 атм 110 at 1707 psi
2	12 нпу 120 атм 12 at 1707 psi	50 нпу 120 атм 50 at 1707 psi	12 нпу 120 атм 12 at 1707 psi	110 нпу 120 атм 110 at 1707 psi
3	47 нпу 60 атм 47 at 853 psi	150 нпу 60 атм 150 at 853 psi	80 нпу 60 атм 80 at 853 psi	160 нпу 40 атм 160 at 569 psi
4	5 нпу 65 атм 5 at 925 psi	130 нпу 65 атм 130 at 925 psi	62 нпу 100 атм 62 at 1422 psi	155 нпу 90 атм 155 at 1280 psi
5	10 нпу 170 атм 10 at 2418 psi	150 нпу 170 атм 150 at 2418 psi	0 нпу 180 атм 0 at 2560 psi	100 нпу 180 атм 100 at 2560 psi
6	11 нпу 165 атм 11 at 2347 psi	150 нпу 165 атм 150 at 2347 psi	0 нпу 145 атм 0 at 2062 psi	114 нпу 120 атм 114 at 1707 psi
7	20 нпу 180 атм 20 at 2560 psi	120 нпу 180 атм 120 at 2560 psi	56 нпу 160 атм 56 at 2276 psi	120 нпу 155 атм 120 at 2205 psi
8	39 нпу 168 атм 39 at 2390 psi	200 нпу 168 атм 200 at 2390 psi	60 нпу 160 атм 60 at 2276 psi	120 нпу 130 атм 120 at 1849 psi

Using this technology, bottomhole zone treatment of three wells owned by OAO Tatneft was carried out in 2007. Results are shown in table 1.

As seen from the table, job time was about 2–3 days. The notable feature is that initially acid solutions were planned to be injected with the help of pulsating unit. During the pilot program we found

предполагалось вводить кислотные составы с помощью пульсирующей установки. В процессе же проведения опытно-промышленных работ выяснилось, что после промывки скважины раствором многофункционального ПАВ – «Нефтенол К» марки НК-20 кислотные растворы входили в ПЗС без каких-либо сложностей при допустимом давлении.

По полученным результатам было принято решение в 2008 году обработать еще восемь скважин. Результаты работ приведены в таблице 2.

После проведения работ, по предварительной оценке приемистости обработанных скважин ПАВ-кислотным составом, были достигнуты запланированные эффекты, а в некоторых случаях и превышены.

Для подтверждения предположений, чем вызваны загрязнения скважин, были исследованы пробы, получаемые при свабировании (таблица 3). По предоставленным данным видно, что основное количество гидратов окислов железа выносятся после удаления продуктов реакции третьей пачки – после обработки ПЗС сухокислотой СК-ТК4 с многофункциональным ПАВ («Нефтенолом К» марки НК-20).

На 2009 год достигнута договоренность с нефтедобывающими управлениями ОАО «Татнефть» о продолжении ОПР на 80 скважинах силами ООО «Татнефть – АктюбинскРемСервис», на 7 июля 2009 г. проведены обработки на 25 скважинах. В среднем неработающие скважины стали принимать от 25 до 240 м<sup>3</sup>/сут. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Кристиан, М. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / М. Кристиан, С. Сокол, А. КонстантINESКУ; пер. с румынск. – М.: Недра, 1985. – С. 79
2. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта: учеб. пособие для учащихся профтехобразования и рабочих на производстве / П. М. Усачев – М.: Недра, 1986. – 165 с.
3. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения / Р. Х. Муслимов [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
4. Ибрагимов, Л. Х. Интенсификация добычи нефти / Л. Х. Ибрагимов, И. Т. Мищенко, Д. К. Челоянц. – М.: Наука, 2000.
5. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки многофункционального поверхностно активного вещества – НЕФТЕНОЛа К / Р. С. Магадов [и др.]. – Нефть, газ и бизнес, 2007. – №1–2. – С. 93–97.

**Таблица 3 – Результаты анализа проб, полученных при свабировании нагнетательных скважин после обработки ПЗС ПАВ-кислотной композицией**

**Table 3 – The results of samples analysis obtained during injection wells swabbing after bottomhole zone treatment with acid-surfactant solution**

№ п/п	Пробы (скв. 12899) Samples (well 12899)	pH	ρ, г/см <sup>3</sup> ρ, g/cm <sup>3</sup>	Общее железо, г/л Total iron quantity, g/l
1	Из системы ППД From reservoir pressure maintenance system	5,5	1,091	0,0113
2	При свабировании после закачки HCl с добавкой «Нефтенол К» марки НК-20 After injection of hydrochloric acid with Neftenol K of НК-20 grade addition	5	1,015	0,0055
3	При свабировании после закачки ПАВ-кислотной композиции на основе сухокислоты СК-ТК4 и «Нефтенол К» марки НК-20 After injection of surfactant-acid solution based on dry acid СК-ТК4 and Neftenol K of НК-20 grade	4,1	1,05	0,0285

out that after well flushing with multifunctional surfactant – Neftenol K of НК-20 grade, acid solutions entered bottomhole zone at allowable pressure with no problems.

The decision to treat eight more wells was made in 2008. The results are given in table 2.

Preliminary estimate of intake capacity of wells treated with surfactant-acid solution shows that planned effects were achieved or, in some cases, even exceeded.

To prove the assumption about the cause of wells contamination, swabbing samples were investigated (table 3). Given data shows that the main quantity of ferrous hydroxides is taken out of well after third reaction products bench removal – after the injection of dry acid “СК-ТК4” with multifunctional surfactant (Neftenol K of НК-20 grade). ☉

REFERENCES

1. Christian, M. Increase of productivity and intake capacity of wells / M. Christian, S. Sokol, A. Constantinescu; trans. from Romanian. – М.: Nedra, 1985. – P. 79.
2. Usachev, P. M. Hydraulic fracturing. Tutorial for vocational education students and industrial workers / P. M. Usachev – М.: Nedra, 1986. – P. 165.
3. Geology, Development and exploitation of Romashkinskoe oil field / R. H. Muslimov et all. – М.: VNIIOENG, 1995.
4. Ibragimov, L. H. Oil production stimulation / L. H. Ibragimov, I. T. Mishchenko, D. K. Cheloyanc. – М.: Nauka, 2000.
5. Wells acid treatment improvement by means of multifunctional surfactant – Neftenol K addition / R. S. Magadov et all. – Oil, gas and business, 2007. – №1–2. – P. 93–97.