

# ПРОВЕДЕНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИОННЫХ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ

## WELL STIMULATION USING COILED TUBING

**Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, к. т. н., Д.А. КУСТЫШЕВ, к. т. н., А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор, Ю.В. КАРАЧАРОВА, инженер 2-й категории, ООО «ТюменНИИгипрогаз», В.Н. НИКИФОРОВ, д. т. н., генеральный директор ООО «МЕГА»**

**E.V. PANIKAROVSKY, Ph.D. in Engineering, D.A. KUSTYSHEV, Ph.D. in Engineering, A.V. KUSTYSHEV, Doctor of Engineering, professor, Yu.V. KARACHAROVA, category 2 engineer, LLC "TyumenNIIProgaz", V.N. NIKIFOROV, Doctor of Engineering, Director General of MEGA LLC**

На завершающей стадии разработки месторождений в условиях низких пластовых давлений одним из направлений повышения продуктивности скважин является интенсификация притока. Для снижения негативных последствий воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) и продуктивный пласт фильтратов различных технологических жидкостей, применяемых при ремонте с помощью подъемных агрегатов, а также с целью ускорения освоения и вывода скважин на проектный режим капитальный ремонт скважин (КРС) следует проводить с помощью колтюрбинговых установок.

При проведении КРС с целью интенсификации притока углеводородов следует разрабатывать новые рецептуры жидкостей и технологии проведения ремонтных работ, причем для успешного проведения КРС рекомендуется разрабатывать технологии индивидуально для каждой скважины.

Использование технологических жидкостей при проведении КРС является частью технологии проведения ремонтных работ, поэтому разработка и внедрение новых технологических жидкостей является одним из главных составляющих успешного проведения ремонта.

При проведении любых ремонтных работ в скважинах используются технологические жидкости, эти жидкости могут отличаться составом, плотностью, могут быть ограничены в применении высокой пластовой температурой. Использование технологических жидкостей, фильтрат которых не вступает во взаимодействие с минералами, составляющими породу ПЗП, является одним из путей снижения отрицательного воздействия последствий КРС.

При проведении КРС на скважинах следует использовать нефилтующиеся растворы или технологические жидкости, не приводящие к

Well stimulation is one of the ways to enhance oil recovery at the closing stage of the field development with low formation pressure.

To reduce the adverse effects of stimulation on the bottom-hole formation zone and to reduce the effect on the productive formation caused by fluid filtrates used during hoist unit-based maintenance and to accelerate testing of the well and bringing it on to stable production, well workover should be performed using coiled tubing.

When performing well workover for the purpose of production stimulation it is necessary to develop new compounds and maintenance methods; moreover, to ensure successful well workover it is recommended to develop techniques individually for each well.

The use of fluids during well workover is part of the well workover technology, hence the development and introduction of new fluids is one of the main factors of successful well servicing.

Any well maintenance operations require the use of fluids and those fluids can differ in composition and density and their use can be limited by high formation temperature. Using fluids whose filtrates do not react with the minerals comprising the bottom-hole formation zone is one of the ways to mitigate the adverse consequences of well workover.

Well workover requires the use of non-filterable solutions or fluids which do not impair formation permeability, such as, polymer solutions or hydrocarbon-based solutions [1].

The use of hydrocarbon-based fluids allows avoiding negative consequences, such as swelling of clay minerals, the blocking action of water caused by capillary phenomena in the pores of the reservoir formation, insoluble sediments resulted from contacting with salt water, thickening of the wall layers of the fluid on the grain surface, and corrosion of equipment.

Usually acid treatment involves the use of hydrochloric acid (HCl) or its mixture with

снижению проницаемости пластов, например, такие как полимерные растворы (ПР) или растворы на углеводородной основе (РУО) [1].

При использовании технологических жидкостей на углеводородной основе исключаются негативные моменты, такие как набухание глинистых минералов пласта, блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями в порах породы-коллектора, образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами, увеличение толщины пристенных слоев жидкости на поверхности зерен породы, коррозия оборудования.

Обычно для проведения кислотной обработки используют соляную кислоту (HCl) или ее смесь с плавиковой кислотой (HF), так называемую глинокислоту, которые закачиваются по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и продавливаются в пласт. Негативной стороной данной технологии является то, что вода, входящая в состав кислотного раствора, отрицательно влияет на глиносодержащие минералы породы-коллектора, в результате чего слабосцементированный пласт может начать разрушаться.

В случае использования для кислотной обработки обратной нефтекислотной эмульсии (ОНКЭ) отрицательного влияния воды на глиносодержащие минералы породы-коллектора можно избежать. ОНКЭ представляет собой смесь нефти и кислоты с поверхностно-активным веществом (ПАВ), чаще всего неололом АФ-9-12, в соотношении фаз нефть/водная фаза – 80/20, получается стойкая к расслоению эмульсия [2].

Для успешного увеличения дебитов скважин следует использовать составы на основе обратной газированной нефтекислотной эмульсии (ОГНКЭ). Эту эмульсию можно приготавливать в пластовых условиях со степенью аэрации от 0,8 до 3,0 с газовой фазой, в качестве которой можно использовать азот, углекислый или природный газ. При обработке ПЗП с использованием ОГНКЭ будет происходить проникновение состава на большую глубину с минимальным повреждением глинистой составляющей цемента породы-коллектора.

В условиях низких давлений для сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта за счет уменьшения его загрязнения и увеличения добычи при проведении КРС следует использовать вместо передвижных подъемных агрегатов с НКТ колтюбинговые установки с гибкой трубой (ГТ). Ремонтные работы с использованием колтюбинговой установки отличаются меньшей продолжительностью и большей эффективностью выполнения КРС, чем при использовании подъемных агрегатов. ▶

hydrofluoric acid (HF), so called mud acid, which are injected via oil-well tubing and squeezed into the formation. The negative side of such technique is that the water contained in the acid solution has an adverse effect on the clay-containing minerals of the reservoir formation as a result of which a slightly cemented formation can start degrading.

Using inverted acid-oil emulsion for acid treatment can help avoid adverse impact of water on the clay-containing minerals in the reservoir formation. Inverted acid-oil emulsion is a mixture of oil and acid with surface-active agents, most often neonol AF-9-12, with oil/water phase ratio equal to 80/20, which results in breakdown-resistant emulsion [2].

Successful increase of oil flow rates requires the use of compounds based on inverted gassed acid-oil emulsion. Such emulsion can be prepared under reservoir conditions with aeration degree of 0.8 to 3.0 with gas phase for which nitrogen, carbon dioxide or natural gas can be used. Bottom-hole formation zone treatment using inverted gassed acid-oil emulsion results in deep invasion of the compound with minimum damage to the clay in the cement in the reservoir.

When performing well workover under low-pressure conditions, in order to preserve porosity and permeability properties of the formation by reducing its contamination and enhancing oil recovery, it is necessary to use coiled tubing instead of mobile hoist units with oil-well tubing. Well maintenance using coiled tubing is distinguished by shorter duration and higher efficiency of well workover as compared to using hoist units [3, 4].

A coiled tubing unit can be used to perform the following well stimulation operations: acid treatment, interval acid treatment of individual formations using inflatable packers or separately run-in-hole inflatable packers, interval acid treatment of individual layers by filling the bottom hole via the production string with sand material and overlapping perforated intervals with its subsequent washing-out.

Acid treatment within one formation is performed as shown in Fig. 1.

First, a feather-type wash nozzle and an inflatable packer are mounted on the coiled tubing, then the CT is run into a non-killed well via the production string till it reaches the formation under treatment and the inflatable packer is deployed overlapping the interior of the production string.

Inverted acid-oil emulsion is prepared with an ejector. The calculated amount of emulsion is injected through the CT, then it is squeezed into the formation by gas and is left for reacting for 10 to 12 hours.

The CT is pulled out in the following sequence. First, the inflatable packer is removed followed by the pick-up of the coiled tubing at slow speed first (not exceeding 0.01 m/s). Then, after making sure there is no sticking, permissible speed is reached (not more ▶

Колтюбинговая установка может использоваться при выполнении следующих операций по интенсификации притока – при проведении кислотных обработок, при проведении поинтервальных кислотных обработок отдельных пластов с использованием систем надувных пакеров или отдельно спущенных надувных пакеров, при проведении поинтервальных кислотных обработок отдельных пропластков с использованием технологии отсыпки забоя скважин через лифтовую колонну песчаным материалом с перекрытием интервалов перфорации с последующим его вымыванием из скважины.

Кислотная обработка в одном пласте проводится в следующей последовательности (рис. 1).

На ГТ монтируется промывочная насадка типа «перо» и надувной пакер, проводится спуск ГТ в незаглушенную скважину через лифтовую колонну до обрабатываемого пласта, запакерывается надувной пакер с перекрытием внутренней полости эксплуатационной колонны.

Проводится приготовление ОГНКЭ с помощью эжектора. Через ГТ закачивается расчетное количество эмульсии, продавливается в пласт газом и оставляется на реагирование в течение 10–12 ч.

Извлекается ГТ в следующей последовательности. В первую очередь распаковывается надувной пакер и начинается подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с). Затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). ГТ извлекается из скважины и проводится демонтаж пакера.

Поинтервальная кислотная обработка нескольких продуктивных пластов проводится следующим образом (рис. 2) [5].

На ГТ монтируется сборка из двух надувных пакеров и перфорированной трубы, размещенной между ними (длина перфорированной трубы выбирается с учетом максимальной толщины обрабатываемых пластов и с соблюдением условия, чтобы при запакерровке пакеры не размещались в интервалах перфорации), проводится спуск ГТ в незаглушенную скважину до обрабатываемого нижнего пласта и запакерывается нижний надувной пакер-пробка ниже подошвы продуктивного пласта, после проводится запакерровка верхнего надувного пакера выше крышки продуктивного пласта для отсечения вышележащих пластов.

Через ГТ проводится закачивание расчетного количества ОГНКЭ, которая продавливается в пласт газом и оставляется на реагирование в течение 10–12 ч. Вышележащие продуктивные

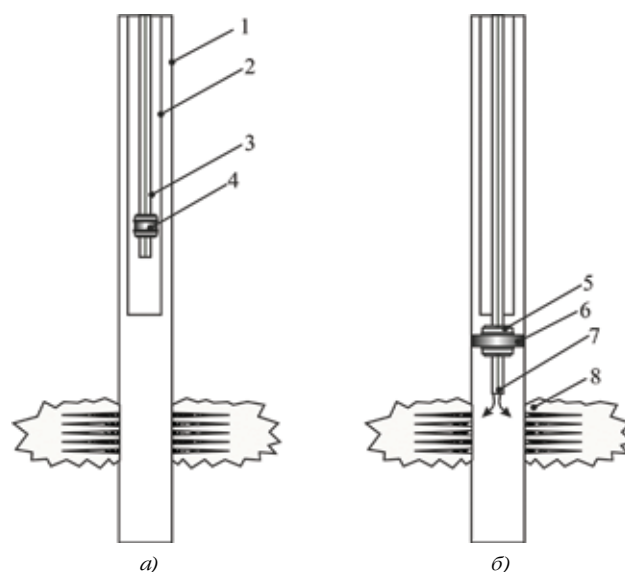
than 0.5 m/s). The CT is pulled out from the well and the packer is dismantled.

Interval acid treatment of several productive formations is performed as shown in Fig. 2 [5].

An assembly of two inflatable packers and a perforated pipe located in between (the length of the perforated pipe is determined with account of the maximum thickness of the formations under treatment and to ensure that packers are not placed in the perforation intervals), is mounted on the CT; then the CT is run into a non-killed well till it reaches the lower formation under treatment after which the lower inflatable packer plug is deployed below the bottom of the productive formation; then the upper inflatable packer is deployed above the top seal of the productive formation to cut off the overlying beds.

The calculated amount of inverted gassed acid-oil emulsion is injected through the CT, then it is squeezed into the formation by gas and is left for reacting for 10 to 12 hours. The overlying productive formations are treated in the sequence described above (see Fig. 2).

After treating all formations scheduled for stimulation the lower inflatable packer plug and the upper inflatable packer are removed; then the well is stimulated and flared to remove the reaction products and bring the well on to stable production. The CT is then pulled out from the well and the packer assembly is dismantled.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГТ; 4 – надувной пакер в транспортном положении; 5 – надувной пакер в рабочем положении; 6 – уплотнительный элемент надувного пакера; 7 – промывочная насадка типа «перо»; 8 – обрабатываемый продуктивный пласт.

1 – production casing; 2 – production string; 3 – CT; 4 – inflatable packer in run-in position; 5 – inflatable packer in operating position; 6 – sealing element of the inflatable packer; 7 – feather-type wash nozzle; 8 – production formation under treatment.

**Рисунок 1 – Схема кислотной обработки одного пласта: а) при спуске; б) при кислотной обработке**

**Figure 1 – Diagram of acid treatment of one formation: а) running in; б) acid treatment**

пласты обрабатываются в такой же вышеописанной последовательности (рис. 2).

После обработки всех запланированных для интенсификации пластов распакеровывается нижний надувной пакер-пробка и верхний надувной пакер, проводится вызов притока из скважины и ее отработка через факельную линию для удаления продуктов реакции и выхода на рабочий режим. Из скважины извлекается ГТ и проводится демонтаж пакерной сборки.

В случае невозможности применения пакерной сборки с перфорированной трубой можно использовать отдельно спущенные надувные пакеры, для этого в скважине первоначально устанавливают с помощью ГТ нижний надувной пакер-пробку, отсоединяются и повторяют спуско-подъемную операцию по установке верхнего надувного пакера (рис. 3).

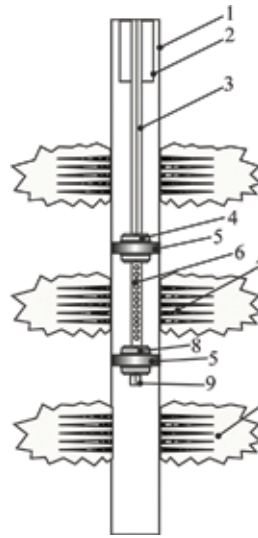
Извлечение ГТ проводят в следующей последовательности: распакерывают верхний надувной пакер и начинают подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с), затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). Извлекают ГТ из скважины, проводят демонтаж пакера и повторяют спуско-подъемную операцию по извлечению нижнего пакера-пробки.

Кислотную обработку нескольких продуктивных пластов, находящихся выше нижележащего пласта, можно также проводить следующим образом (рис. 4).

Перед проведением кислотной обработки проводят отсыпку забоя скважины песком через лифтовую колонну с перекрытием всех интервалов перфорации за исключением самого верхнего обрабатываемого интервала.

На ГТ монтируют промывочную насадку «перо» и надувной пакер, проводят спуск ГТ в незаглушенную скважину до головы песчаной пробки, которая перекрывает нижележащие интервалы перфорации, и проводят запакеровку пакера, который размещается над крышкой обрабатываемого пласта. После этого через ГТ проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч. Затем проводят вызов притока и отработку скважины на факельную линию.

Для обработки нижележащего продуктивного пласта проводят распакерку надувного пакера, промывают песчаную пробку до следующего обрабатываемого интервала. После вымывания верхней части песчаной пробки проводят запакеровку пакера для отсечения вышележащего обработанного интервала, проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч. ▶



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГТ; 4 – надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – промывочная насадка; 7 – обрабатываемый пласт; 8 – надувной пакер-пробка; 9 – необрабатываемый продуктивный пласт.

1 – production casing; 2 – production string; 3 – CT; 4 – inflatable packer; 5 – sealing element of the packer; 6 – perforated pipe; 7 – formation under treatment; 8 – inflatable packer plug; 9 – plug; 10 – productive formation not under treatment

**Рисунок 3 – Схема поинтервальной кислотной обработки**

**продуктивных пластов с помощью отдельно спущенных надувных пакеров**

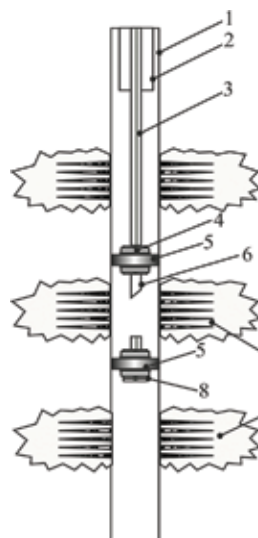
**Figure 2 – Diagram of interval acid treatment of productive formations using an assembly of inflatable packers**

If it is impossible to use a packer assembly with a perforated pipe, separately run-in-hole inflatable packers can be used; for this purpose the lower inflatable packer plug is first installed in the well using CT followed by disengagement after which the run-in-hole/put-out-of-hole operation is repeated to install the upper inflatable packer (see Fig. 3).

The CT is pulled out in the following sequence. First, the upper inflatable packer is removed followed by the pick-up of the coiled tubing at slow speed first (not exceeding 0.01 m/s). Then, after making sure there is no sticking, permissible speed is reached (not more than 0.5 m/s). The CT is pulled out from the well, the packer is dismantled and the run-in-hole/put-out-of-hole operation is repeated to remove the lower packer plug.

Acid treatment of several productive formations located above the underlying formation can also be performed as follows (Fig. 4).

Before performing acid treatment the bottom hole is filled with sand via the production string overlapping all perforated intervals except the topmost interval under treatment.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГТ; 4 – надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – промывочная насадка; 7 – обрабатываемый пласт; 8 – надувной пакер-пробка; 9 – необрабатываемый продуктивный пласт

1 – production casing; 2 – production string; 3 – CT; 4 – inflatable packer; 5 – sealing element of the packer; 6 – wash nozzle; 7 – formation under treatment; 8 – inflatable packer plug; 9 – productive formation not under treatment

**Рисунок 3 – Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов с помощью отдельно спущенных надувных пакеров**

**Figure 3 – Diagram of interval acid treatment of productive formations using separately run-in-hole inflatable packers**



Нижележащие продуктивные пласты обрабатывают в такой же последовательности.

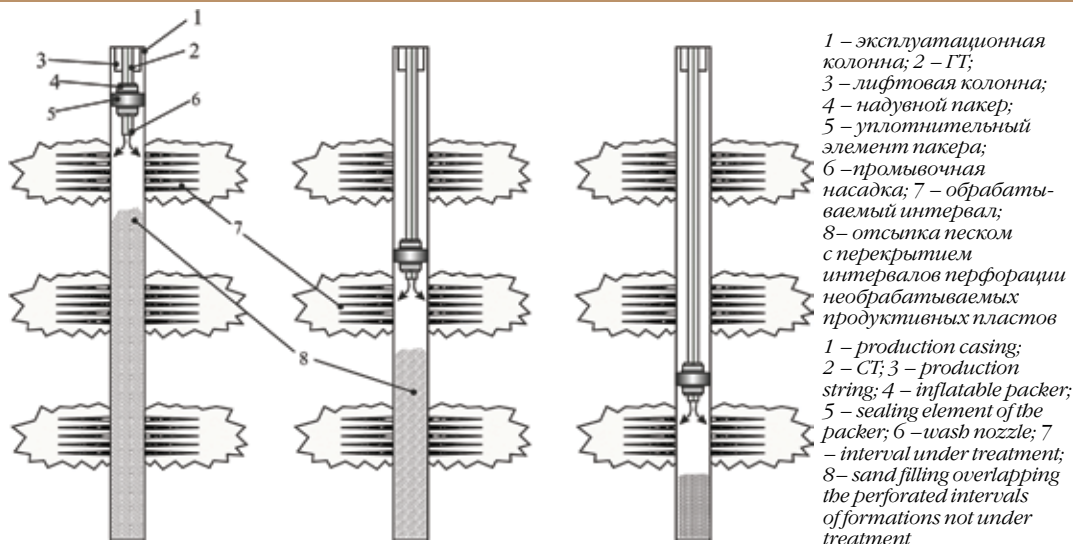
После окончания времени реакции кислоты проводят вызов притока из скважины и ее отработку через факельную линию для удаления продуктов реакции и выхода на рабочий режим.

При проведении интенсификации притока с использованием колтюбинговых установок работы проводятся без глушения скважин, что положительно сказывается на состоянии ПЗП, так как устраняется возможность проникновения фильтратов технологических жидкостей в эту зону.

В настоящее время наблюдается тенденция в проведении интенсификационных работ с помощью колтюбинговых установок, поиска новых технологических решений и разработка новых рецептур рабочих составов при проведении КРС. Использование ОГНКЭ при проведении интенсификационных работ облегчает освоение скважин, так как наличие газовой фазы обеспечивает лучшее очищение ПЗП от продуктов реакции, а присутствие ПАВ в составе улучшает вынос мелких частиц из скважины. ©

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В. и др. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. – М.: Недра, 1987. – 229 с.
2. Зейгман Ю.В., Карпов А.А. Применение нефтекислотных эмульсий при разработке месторождений с карбонатными коллекторами // Нефтегазовое дело. – 2007. – Том 5, № 1. – С. 76–80.
3. Молчанов А.Г., Вайншток С.М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибкой трубы. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 304 с.
4. Патент 2451175 РФ. Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта / Е.В. Паникаровский, А.В. Кустышев, Д.А. Кустышев и др. (РФ). – № 2010151580, заяв. 15.12.10; Оpubл. 14.07.12, бюл. № 18.
5. Патент 2459948 РФ. Е 21 В 43/27. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны пластов нефтегазовой скважины (варианты) / Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев, А.В. Немков и др. (РФ). – № 2011109615, заяв. 14.03.11; опубл. 27.08.12, бюл. № 24.



**Рисунок 4 – Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов с отсыткой забоя песком**  
**Figure 4 – Diagram of interval acid treatment of productive formations with sand filling of the bottom hole**

First, a feather-type wash nozzle and an inflatable packer are mounted on the CT; then the CT is run into a non-killed well till it reaches the top of the sand plug which overlaps the underlying perforated intervals followed by the deployment of the inflatable packer which is placed above the top seal of the formation under treatment. Then inverted gassed acid-oil emulsion is injected via the CT and is squeezed into the formation by gas and is left for reacting for 10 to 12 hours. Then the well is stimulated and flared.

Treatment of the underlying productive formation is performed by removing the inflatable packer, washing out of the sand plug till the next interval for treatment is reached. After washing out of the upper part of the sand plug, the packer is deployed to cut off the overlying treated interval; then inverted gassed acid-oil emulsion is injected, squeezed into the formation by gas and left for reacting for 10 to 12 hours. The underlying formations are treated following the same sequence.

After acid reaction time is over, the well is stimulated and flared to remove the reaction products and to bring the well on to stable operation.

Well stimulation operations using coiled tubing are performed without killing the well which has a positive effect on the condition of the bottom-hole formation zone since it prevents fluid filtrates from invading that zone.

At present, a trend can be observed in performing well stimulation operations using coiled tubing, searching for new technical solutions and developing new compound formulas for well workover. The use of inverted gassed acid-oil emulsions during stimulation operations facilitates well testing since the presence of the gas phase ensures better removal of reaction products from the bottom-hole formation zone and the presence of surface active agents in the compound improves the removal of small particles from the well. ©