

per well of 3,400 t during a three- to four-year period; the treatment of 21 injection wells allowed for an average additional water injection in production reservoirs of 84,000 cu. m during the period of two or two-and-a-half years. In six gas wells an average additional gas production per well, due to SR, was 4,935 cu. m during the period of at least three years.

## Chemical Treatment

Unlike acid treatment, chemical well treatment technology uses non-corrosive powdered chemicals and is designed to remove various solids (argillaceous and polymer-argillaceous formations, carbonaceous deposits, ferrous compounds and various organic deposits) from around the well bore.

The effect of this technology in a well includes dissolves and destroys deposits, transforming them into a thin pelitic texture easily removable from the well at well completion. Interaction between the mud and powder-like chemicals is not accompanied by secondary solid-phase sedimentation or formation of colloidal systems. The powdered chemicals are environmentally safe and approved for hydrocarbon production and transportation. The above-mentioned process fluids have a metal corrosion factor eight times less than that of mud-acid fluids. The powdered chemicals are convenient for transportation, storage and in-situ preparation of process fluids.

Dowell Schlumberger (Tulsa, U.S.A.) has reported a high processability and high potential for future applications of the powdered chemical technology in terrigenous reservoirs.

The chemicals and methods of application are specific for each well and depend on the mineral composition of the mud. During the treatment, control and process operatives determine the contact duration between the mud and each process fluid.

This technology has been used to treat wells in the fields of Russia, Ukraine, Uzbekistan and offshore Vietnam.

The treatment of 159 oil wells resulted in an average increase in the rate of oil production of over 12 tpd (more than 150 percent) with about 90 percent of treatments being successful. Extra oil production exceeded, on average, 2,500 t per well.

The treatment of 36 water-injection wells resulted in an average increase in the injection flow rate of 148 cu m per day (155 percent).

In the Yamburg gas condensate field, the chemical treatment of 54 wells, which penetrated a Senonian reservoir, resulted in an average increase in well production rate of 40 percent, and additional gas production after the treatment averaged 84,000 cu. m per day per well with 89 percent of treatments successful.

Chemical treatments of water-intake wells with powdered chemical-based fluids were performed in the ground-water intakes of Novy Urengoy, Surgut, Kursk, Chishma, Riga, Komsomolsk-on-Dnepr, as well as in the agricultural water-supply facilities of the Tambov Region, Lithuania, the White Tiger field (offshore Vietnam) and in Urengoygazprom's gas fields. The treatment of 197 water-intake wells permitted an 80 percent increase in water supply to customers.

Taking into account the simplicity and availability of the above-mentioned technologies, as well as the relatively low operational cost, we consider it feasible and advisable that Russian oil and gas producers use them as practical tools to stimulate hydrocarbon production.

работке 21-й нагнетательной скважины средняя дополнительная закачка воды в продуктивные пласты одной скважиной составила 84 тыс. м<sup>3</sup>, при продолжительности действия эффекта 2-2,5 года. На шести газовых скважинах средняя дополнительная добыча газа по одной скважине за счет проведения ЦРП составила 4 935 тыс. м<sup>3</sup>, при продолжительности действия эффекта не менее трех лет.

## Реагентная обработка

Технология реагентной обработки скважин, в отличие от кислотной, использует неагрессивные порошкообразные реагенты, и предназначена для удаления из прискважинных зон различных осадков в твердой фазе: глинистых и полимерглинистых образований, карбонатных осадков, железистых соединений и осадков органического происхождения.

В результате воздействия технологических растворов в скважине происходит как растворение, так и разрушение колюматизирующих образований и перевод их из агрегатного состояния в тонкую пелитовую фазу, легко удаляемую из скважины при освоении. При взаимодействии порошкообразных реагентов с колюматизирующими образованиями не происходит вторичного выпадения твердой фазы и образования коллоидальных систем. Используемые порошкообразные реагенты экологически безопасны и разрешены в добыче и транспорте углеводородов. Коэффициент коррозии металла указанных технологических растворов в восемь раз меньше аналогичного показателя глинокислотных растворов. Порошкообразные реагенты удобны в транспортировке, складировании и приготвлении технологических растворов непосредственно у скважины.

Получено заключение компании Dowell Schlumberger (г. Талса, США) о высокой технологичности и перспективности применения разработанной технологии с использованием порошкообразных реагентов на месторождениях с терригенными коллекторами.

Выбор как самих реагентов, так и технологии их применения производится индивидуально для каждой скважины в зависимости от минералогического состава колюматизирующих образований. В ходе обработки контролирующей операцией, совмещенной с технологической операцией, определяется достаточное время контакта каждого технологического раствора с колюматизирующими образованиями.

Обработки скважин по разработанной технологии производились на месторождениях России, Украины, Узбекистана и шельфе Вьетнама.

По результатам обработок 159 нефтяных скважин среднее приращение дебита составило более 12 т в сутки (более 150%), при успешности обработок около 90%. Дополнительная добыча нефти превысила в среднем 2 500 т/скв.

По результатам обработок 36 нагнетательных скважин среднее приращение расхода нагнетания составило 148 м<sup>3</sup>/сутки (155%).

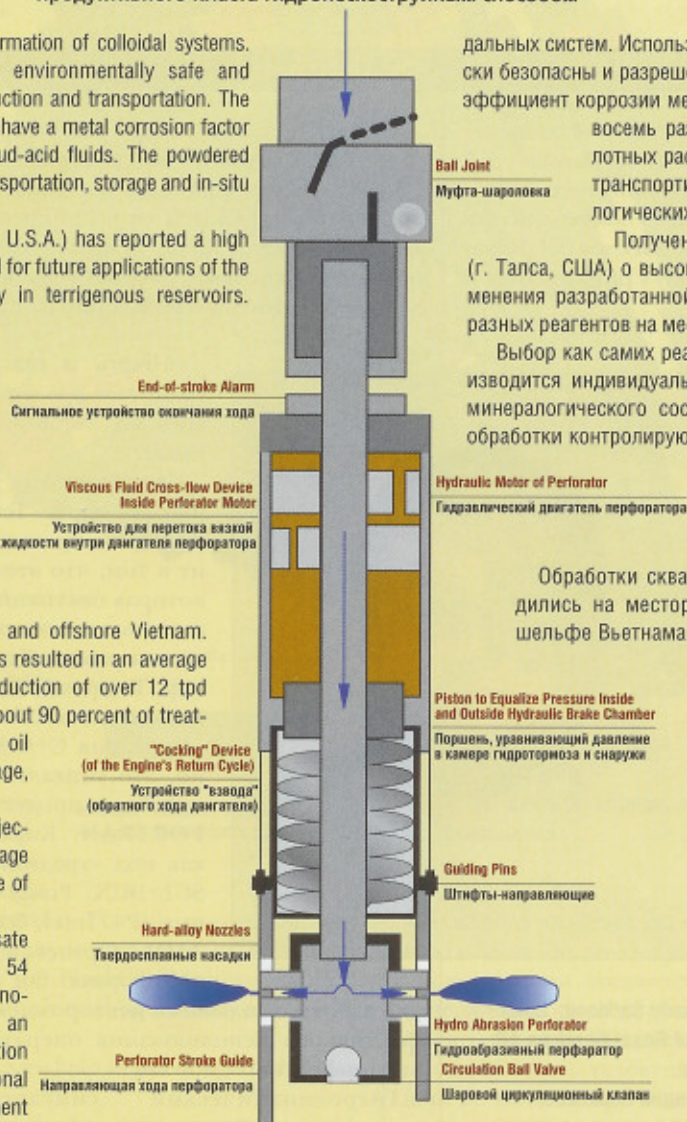
На Ямбургском газоконденсатном месторождении были проведены реагентные обработки 54 скважин, вскрывших сенонскую залежь. В результате обработок среднее увеличение дебита скважин составило 40% и дополнительная добыча газа, усредненная по всему массиву проведенных обработок, составила 84 тыс. м<sup>3</sup> в

сутки на каждую скважину при успешности обработок 89%.

Реагентные обработки водозаборных скважин технологическими растворами на основе порошкообразных реагентов проводились на водозаборах подземных вод городов Нового Уренгоя, Сургута, Курска, Чимши, Риги, Комсомольска на Днестре, объектах сельскохозяйственного водоснабжения Тамбовской области, Литвы, месторождении «Белый Тигр» (шельф Вьетнама) и газовых промыслах «Уренгойгазпрома». По данным обработок 197 водозаборных скважин подача воды потребителю была увеличена на 80%.

Учитывая простоту и доступность этих технологий, а также невысокую стоимость работ, считаем возможным и целесообразным рекомендовать российским нефтегазодобывающим компаниям включить их в арсенал инструментария для решения вопросов интенсификации добычи месторождений углеводородного сырья.

**Hydraulic Jet Perforation Equipment for Reservoir Cracking Relief Around Well Bore**  
**Схема устройства для щелевой разгрузки прискважинной зоны продуктивного пласта гидроструйным способом**



Perforator Stroke Guide  
 Направляющая хода перфоратора

Hydro Abrasion Perforator  
 Гидроабразивный перфоратор  
 Шаровый циркуляционный клапан