

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Neftyanoe Khozyaystvo

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЖУРНАЛ
ОСНОВАН В 1920 ГОДУ • ВЫПУСК 1125

ИЮЛЬ

7'2017

80-летие ПРОЕКТНО-НАУЧНОГО
СОПРОВОЖДЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ



УЧАСТНИКИ
ИЗДАНИЯ
ЖУРНАЛА



Технология ограничения притоков воды в добывающие скважины

The technology for water shutoff in producing wells

M.A. Kuznetsov, S.M. Ishkinov
(Slavneft-Megionneftegas JSC, RF, Megion),
T.I. Kuznetsova (Samara State Technical University, RF, Samara.),
R.N. Fakhretdinov, G.H. Yakimenko, R.V. Sidorov, O.A. Bobylev
(Multifunctional Company ChemServiceEngineering LLC, RF,
Moscow)

E-mail: YakimenkoGH@cse-inc.ru

Keywords: water shutoff, the source of well water-flooding, low permeability of the reservoir, rheological properties

The authors set the actual task of developing the water shutoff technology, which includes all aspects and basic requirements for used composition: a low viscosity solution for creation of the insulating screen of long radius; adjustable gel time of the solution over a wide temperature range; high gel shearing stress; selectivity of impact. The main component of the gelling system is a reagent AC-CSE-1313 grade A (manufactured by MFC ChemServiceEngineering LLC) with a new complex mechanism of action. The working solution based on the reagent AC-CSE-1313 grade A and hydrochloric acid has a low viscosity (up to 1.0 mPa*s), and the resulting gels in reservoir conditions have high rheological properties. In the working solution there are dispersed particles around which a layer of polysilicic acid with globules forming in size of 30-40 μm, leading to increasing of the active surface and hydrophilic oil displacement. The results of filtration studies indicate the selectivity of the composition.

The first field trial on water shutoff were carried out in December 2015 in Slavneft-Megionneftegas JSC at three wells of the Arigolskoye field in conjunction with activities on conformance control at injection wells. In 2016, the water shutoff works were performed at four wells of the Taylakovskoye field. After the water shutoff works the incremental oil rate was achieved at average 5.6 tons per day, while a decrease in the well flow rate by liquid made 30 percent. According to the results of work for 2015-2016 the specification of the criteria for applying the water shutoff technology has been performed, and it is planned to continue work in the oilfields of Slavneft-Megionneftegaz.

В современных условиях актуальна проблема ограничения водопритока в скважинах, в которых наблюдаются контактное залегание нефти и воды, образование конуса воды, так как его подтягивание резко снижает показатели добычи нефти. Недостаточная информация об источнике поступления воды может стать причиной неправильного выбора технологии [1–3]. Причинами водопритока, кроме технических нарушений, могут являться особенности геологического строения и процессов разработки залежей. К геологическим причинам преждевременного обводнения нефтяных скважин относятся движение водонефтяного контакта (ВНК), образование конуса воды и прорыв закачиваемой воды через высокопроницаемые прослойки. Поскольку площадь притока (зоны дренирования) велика, а скорость движения ВНК вверх мала, его подъем может происходить при очень низкой вертикальной проницаемости. Конусообразование отмечается в вертикальных скважинах, где ВНК находится рядом с нижними перфорационными отверстиями в пластах с относительной высокой вертикальной проницаемостью.

М.А. Кузнецов,
С.М. Ишкинов
(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»),
Т.И. Кузнецова,
(Самарский гос. технический университет),
Р.Н. Фахретдинов, Д.Х.Н.,
Г.Х. Якименко, К.Т.Н.,
Р.В. Сидоров,
О.А. Бобылев
(ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг»)

Адрес для связи: YakimenkoGH@cse-inc.ru

Ключевые слова: ограничение водопритоков, источник обводнения, низкая проницаемость коллектора, реологические свойства

DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-58-60

Одним из методов предотвращения прорывов нагнетаемой воды является закачка составов, обладающих высокой селективностью. При наличии разломов в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах ограничение водопритока осложняется вследствие недостатка информации об объеме трещин или разломов и, как следствие, необходимого количества изолирующего материала. Наилучшего результата в таких условиях можно добиться при использовании гелевых систем. Особенно успешен данный вид обработки при отсутствии притока нефти по трещинам. В таком случае повышенные требования предъявляются ко времени гелеобразования, затвердевания и адгезии состава во избежание выноса геля после обработки.

В настоящее время эффективность применения изоляционных технологий в среднем не достигает 60 %, что связано со сложностью решаемой задачи, часто неправильным выбором скважины-кандидата и несоответствием выбранной технологии геолого-физическим характеристикам пластов. При разработке состава для технологии ограничения водопритока первоочередной задачей является повышение избирательности проникновения рабочего раствора и формирование блокирующего экрана с высокими прочностными характеристиками в интервалах водопритока при сохранении фильтрационных характеристик нефтенасыщенных участков. Недостаточная сдвиговая проч-

ность состава и слабая адгезия к породам коллектора приводят при высоких градиентных давлениях к его разрушению и возможному вымыванию композиции, что уменьшает продуктивность скважины без снижения обводненности. При рассмотрении проблемы ограничения водопритока большое значение имеет вовлечение в работу низкопроницаемых недренируемых участков прискважинной зоны пласта.

К разрабатываемому составу для ограничения водопритока предъявлялись следующие требования: высокая фильтруемость в пористые среды для создания изолирующего экрана большого радиуса и стабильного водоизоляционного экрана в широком диапазоне пластовых температур; регулируемые реологические характеристики, обеспечивающие более равномерный охват воздействием неоднородных коллекторов; высокая блокирующая способность; селективность. Разработанный состав AC-CSE-1313 характеризуется комплексным механизмом воздействия за счет введения в него реагентов с армирующими частицами, что является актуальным решением научно-технической задачи.

Гелеобразующая композиция состоит из двух компонентов: 6 % (по массе) реагента AC-CSE-1313 марка А (ТУ 2458-013-66875473-2013 с изменениями 1, 2) и 8%-ного водного раствора соляной кислоты (или кислотного состава CSE-0713 по ТУ 2458-007-66875473-2013). Приготовление рабочего раствора предусмотрено на кубовой площадке. В рабочем растворе имеются диспергированные частицы оксида алюминия, которые являются координационными центрами. Вокруг них формируется слой поликремниевой кислоты за счет донорно-акцепторных связей водорода и кислорода, что увеличивает активную поверхность и приводит к гидрофильному вытеснению нефти.

При проведении лабораторных испытаний в качестве кислоты использовали «Алдинол 20», разбавленный моделью технической воды минерализацией 21,4 г/л до концентрации соляной кислоты 8 %. В данной композиции соляная кислота является гелеобразователем. Полученные композиции помещали в пробирки и выдерживали при температуре 25, 60, 70, 80 и 90 °С. Момент гелеобразования фиксировали по отсутствию смещения мениска при визуальном осмотре. Время гелеобразования при температуре 90, 80, 70, 60 и 25 °С составило соответственно 2,6; 3,5; 5,4; 6,9 и 29 ч. Гели на основе реагента AC-CSE-1313 по визуальной оценке идентичны и представляют собой непластичную гелеобразную систему с включениями твердых частиц.

Для оценки влияния температуры на свойства полученных гелей проводили экспозицию систем в герметичной прозрачной посуде в термошкафах в течение 30 сут при температуре 70 и 90 °С. Через 30 сут происходит отделение кислотного раствора в объеме 5–8 %, значительного ухудшения структурно-механических свойств не зафиксировано, что свидетельствует о стабильности систем на основе реагента AC-CSE-1313 в пластовых условиях.

Реологические характеристики растворов и гелей определяли на ротационном вискозиметре. Для растворов применяли сдвиговой тест при изменении скорости сдвига от 0,1 до 300 с⁻¹. Характеристики растворов изме-

ряли при температуре 25 °С, гелей – 70 °С. Растворы реагента AC-CSE-1313 на пресной и минерализованной воде (15 и 30 г/л) являются ньютоновскими жидкостями вязкостью не более 1 мПа·с. При высоких скоростях сдвига их гелирование приводит к появлению пластичных свойств и увеличению вязкости в 10–25 раз, при низких – в 30000–100000 раз.

С применением состава AC-CSE-1313 на водо- и нефтенасыщенных моделях пласта выполнены фильтрационные исследования. В ходе проведения экспериментов при фильтрации жидкости после тампонирующего керна определяли критический градиент давления сдвига, при котором начинается вынос состава из керна. Для начала выноса геля AC-CSE-1313 как из водонасыщенных, так и из нефтенасыщенных интервалов пласта требуется создать значительный перепад давления (6,5–7,5 МПа/м).

Первые опытно-промышленные работы (ОПР) по ограничению притока воды в ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» были проведены в декабре 2015 г. в трех скважинах Аригольского месторождения в комплексе с мероприятиями по выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин. Скважины пробурены на пласт Ю₁¹, который представлен терригенными отложениями со средней нефтенасыщенной толщиной 12,6 м, невысокой расчлененностью – 3,7 и средней проницаемостью – 18,8·10⁻³ мкм². После проведения мероприятий по ограничению водопритока отборы жидкости снизились в среднем до 40 %, обводненность – на 3,4 пункта. Продолжительность эффекта составила 12 мес, дополнительная добыча нефти – более 600 т (эффект продолжается), снижение добычи воды – более 136 тыс. т. Результаты первых ОПР позволили скорректировать критерии применения технологии и запланировать последующие полномасштабные ОПР с проведением промыслово-геофизических исследований (ПГИ).

Следующие обработки были выполнены в декабре 2016 г. на Тайлаковском месторождении. Обработаны четыре добывающие скважины, эксплуатирующие объект Ю₂₊₃, представленный терригенными отложениями со средней нефтенасыщенной толщиной 9,3 м. Коллектор обладает средней проницаемостью 22,0·10⁻³ мкм², высокой неоднородностью по вертикали и низкой начальной нефтенасыщенностью – 0,54. Начальная пластовая температура равна 86 °С, что ограничивает применение полимерных систем на основе ПАА. Особенности геологического строения является преобладание пласта Ю₃ по нефтенасыщенной толщине в разрезе скважины (до 70 %) при большей расчлененности пласта – 9,6. Анализ результатов геофизических исследований скважин по притоку и источнику обводнения показывает, что в скважинах-кандидатах преимущественно работает нижний пласт Ю₃.

Показатели эксплуатации добывающих скважин до ограничения водопритока хуже, чем по объекту Ю₂₊₃ в целом: текущая средняя обводненность – 94,7 % (средняя по объекту – 71,6 %); текущий дебит нефти скважин – 10,1 т/сут (средний по объекту – 19,4 т/сут); средний дебит жидкости – 236 м³/сут (68,3 м³/сут). Высокие отборы жидкости и обводненность скважин-кандидатов обусловлены непосредственным влиянием нагнетатель-

