

УДК 532.546:681.2:624.1
DOI: 10.15372/PMTF202315242

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ КОМПОЗИЦИИ ГБК-Ф ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

В. И. Пеньковский, Н. К. Корсакова, Л. К. Алтунина*, В. А. Кувшинов*

Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, Новосибирск, Россия

* Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

E-mails: penkov@hydro.nsc.ru, kors@hydro.nsc.ru, alk@ipc.tsc.ru, vak2@ipc.tsc.ru

Рассматривается способ управления физико-химическими свойствами пласта с целью увеличения его нефтеотдачи с помощью инъекции в пласт кислотной композиции ГБК-Ф. Создана экспериментальная установка для физического моделирования воздействия композиции на нефтяной пласт. Проведены эксперименты на плоской модели с однократным введением реагента в центральную скважину. Результаты экспериментов подтвердили эффективность применения композиции.

Ключевые слова: капиллярное запираание, терригенная структура, эксперимент, нефтевытесняющие композиции

Введение. В процессе разработки нефтяных месторождений наблюдаются три характерные стадии вязкостной неустойчивости. В процессе проникновения воды на первой стадии образуются “языки”, которые затем разветвляются, принимая звездообразную форму. На второй стадии “языки” распространяются в направлении скважин, аналогично тому как это происходит в перколяционном (случайном) процессе. Началу третьей стадии соответствует прорыв воды в сток. Таким образом, первоначально однородное месторождение разбивается на отдельные участки, которые могут находиться в состоянии капиллярно заземленного равновесия с общим потоком. Это приводит к уменьшению интенсивности добычи и неполному извлечению нефти из пласта.

Известно, что угол избирательного смачивания и зависящее от него капиллярное давление в системе нефть — вода — порода характеризуются гистерезисом при смене направления взаимного вытеснения нефти и воды [1, 2]. Гистерезис проявляется в установлении динамического режима гетерогенной породы в окрестности скважины, что приводит к устранению капиллярного запираания пластовых флюидов. В призабойной зоне пласта гистерезис смачивания можно создать либо за счет циклического возвратно-поступательного движения пластовых флюидов, либо путем наложения на постоянную депрессию пласта волнового поля в виде гармонического колебания давления флюида, либо путем кислотной обработки нефтяного пласта [3–8]. Например, эффективным способом устранения капиллярного запираания и увеличения коэффициента извлечения нефти является закачка в пласт наноструктурированной кислотной композиции ГБК (глицериноборная кислота) пролонгированного действия, имеющей регулируемую вязкость и высокую нефтевытесняющую

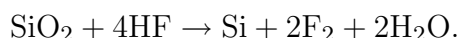
Работа выполнена в рамках государственных заданий Института гидродинамики СО РАН (№ 121121600294-9) и Института химии нефти СО РАН (№ 121031500048-1).

© Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., 2024

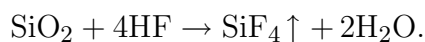
способность [9]. Композиция представляет собой водно-органический раствор на основе поверхностно-активных веществ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. Компоненты композиции ГБК являются продуктами многотоннажного промышленного производства. Данное соединение совместимо с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания ($-20 \div -60$ °C), малое межфазное натяжение на границе с нефтью. Композиция ГБК применима в широком диапазоне температур $10 \div 130$ °C, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, характеризуется замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее воздействие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора. В результате взаимодействия композиции с карбонатным коллектором выделяется газ CO_2 , который растворяется в нефти, уменьшая ее вязкость, что способствует увеличению степени извлечения нефти. Кроме того, в результате взаимодействия с карбонатным коллектором и гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, ее показатель pH увеличивается с $2,8 \div 3,1$ до $8,8 \div 10,0$ и она химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтевытесняющую композицию, обеспечивающую эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. После термостатирования с композицией ГБК и карбонатным коллектором при температуре $70 \div 120$ °C вязкость нефти уменьшается в 1,2–2,7 раза.

Добавление к ГБК плавиковой кислоты HF, в результате чего образуется ГБК-Ф, позволяет сформировать комплексную систему с pH порядка $0,3 \div 1,1$. Эта система способна активно взаимодействовать не только с карбонатными, но и с терригенными породами коллектора с образованием водорастворимых солей, не засоряющих коллектор. Это приводит к увеличению проницаемости и растворимости терригенной породы коллектора в 2,5–3 раза. Известно, что карбонатные породы составляют 40 % нефтеносных пород, остальную часть составляют терригенные (песчаные) коллекторы. В Западной Сибири доля терригенных коллекторов выше, что обуславливает широкую область применения композиции ГБК-Ф. Присутствие в композиции плавиковой кислоты повышает проницаемость этих коллекторов для нефти.

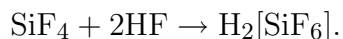
При введении композиции ГБК-Ф происходит двухэтапная реакция, протекающая по закону действующих масс:



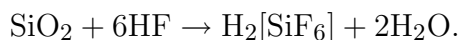
На первом этапе происходит взаимодействие диоксида кремния с фтористым водородом:



На втором этапе полученный фторид кремния растворяется в плавиковой кислоте с образованием кремнефтористоводородной кислоты:



Общая запись уравнения реакции имеет вид



На созданной в Институте гидродинамики СО РАН экспериментальной установке, моделирующей нефтеносный коллектор, проводятся исследования композиции ГБК-Ф, применяемой для повышения относительной проницаемости пласта.

1. Эксперименты с использованием кислотной композиции ГБК-Ф. В лабораторных условиях эксперименты проводились на плоской горизонтально расположенной модели в виде двух стеклянных пластин прямоугольной формы, щелевое пространство

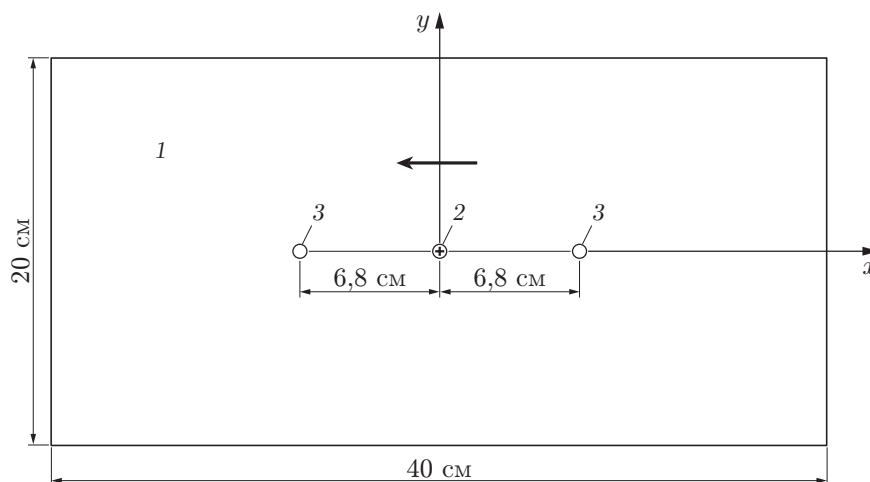


Рис. 1. Схема течения:

1 — область течения, 2 — центральная скважина, 3 — дополнительные скважины; стрелка — направление фильтрации

между которыми заполнялось стеклянной крошкой (размер частиц $0,01 \div 0,02$ см), имитирующей пористую среду. По своему составу, 70 % которого составляет диоксид кремния, стеклянная крошка близка к терригенным породам. Габариты модели 40×20 см. Расстояние между пластинами равно $h = 0,2$ см. Щелевое пространство между пластинами, первоначально расположенными вертикально, поэтапно заполнялось тщательно перемешанными минерализованной водой (концентрация поваренной соли 10 г/л) и стеклянной крошкой. Поровый объем рабочей среды составлял 44 % общего объема, измеренный коэффициент фильтрации воды в полученной пористой среде равен 163 см/ч. Затем вода вытеснялась нефтью в процессе фильтрации под действием силы тяжести до момента появления нефти в выходном сечении модели. В качестве вытесняющей жидкости использовалась нефть с месторождения Бугульмы, разбавленная легким газойлем. Через установленную горизонтально модель нефтяного пласта пропускалась нефть до установления режима линейной фильтрации под действием заданного напора нефтяного столба на торцах образца при $H = 20,5$ см. Скважины, через которые осуществлялось воздействие на физическую модель пласта, моделировались иглами с резиновыми уплотнителями. Схема течения представлена на рис. 1.

2. Результаты экспериментов. При проходке скважины часть бурового раствора попадает в пласт, вызывая обводнение прискважинной зоны.

На рис. 2 показан процесс проникания в центральную скважину фильтрата бурового раствора, представляющего собой подкрашенную уранином минерализованную воду с концентрацией поваренной соли 10 г/л. Затем в центральную скважину вводилась композиция ГБК-Ф (рис. 3). На рис. 3 видно, что композиция вытеснила воду из окрестности скважины. Объем инъекции принят равным 2 см^3 из расчета вытеснения фильтрата из прискважинной зоны диаметром 5 см. При инъекции минерализованной воды и реагента в скважину на торцах модели сохранялись нулевые значения напора.

На рис. 4 представлено распределение насыщенности нефтью в обводненной области после воздействия ГБК-Ф. Видно, что в частично тампонирующей зоне вблизи центральной скважины водная фаза замещена нефтью. Таким образом, зона стала проницаемой для нефти.

Заключение. Создана физическая модель нефтяного пласта, представляющая собой две пластины, пространство между которыми заполнено стеклянной крошкой, насыщен-



Рис. 2. Обводнение участка пласта путем введения окрашенной уранином воды объемом 2 см^3 в центральную скважину

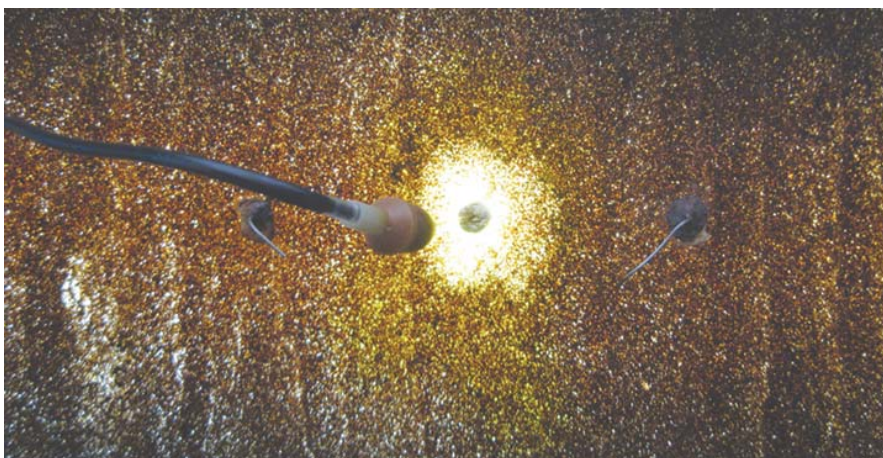


Рис. 3. Введение реагента в обводненный участок пласта

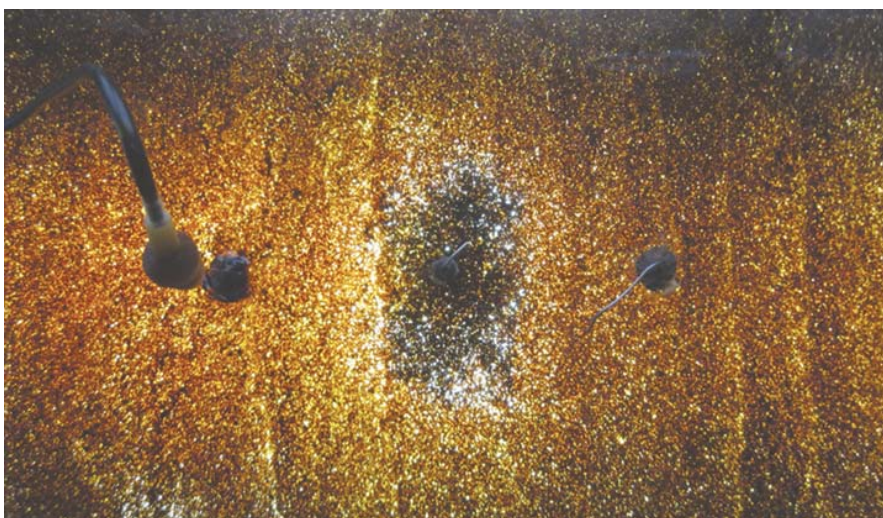


Рис. 4. Распределение насыщенности нефтью в обводненной области после воздействия ГБК-Ф

ной нефтью и минерализованной водой. В процессе движения нефти достигался режим установившейся фильтрации при заданном перепаде давления на торцах образца.

На созданной модели проведены испытания эффективности однократной инъекции в скважину композиции ГБК-Ф, разработанной в Институте химии нефти СО РАН. Эксперименты показали, что воздействие реагента на скелет среды приводит к уменьшению объема оставшейся воды и соответствующему увеличению объема нефти в прискважинной зоне.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Пеньковский В. И.** О влиянии капиллярных сил на нефтеотдачу месторождений при внутриконтурном заводнении // Математические модели фильтрации и их приложения: Сб. науч. тр. Новосибирск: Ин-т гидродинамики СО РАН, 1999. С. 124–133.
2. **Данаев Н. Т.** Массоперенос в прискважинной зоне и электромагнитный каротаж пластов / Н. Т. Данаев, Н. К. Корсакова, В. И. Пеньковский. Алма-Ата: Эверо, 2014.
3. **Логинов Б. Г.** Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. М.; Л.: Гостоптехиздат, 1951.
4. **Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А.** Разработка целиков нефти при воздействии на пласт химических реагентов // ПМТФ. 2013. Т. 54, № 3. С. 87–94.
5. **Алтунина Л., Кувшинов В., Кувшинов И., Чертенков М.** “Холодные” технологии повышения нефтеотдачи. Внутрипластовые smart-композиции для высоковязкой нефти // Oil & Gas J. 2016. № 1. С. 16–20.
6. **Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В. и др.** Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермокарбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения // Нефт. хоз-во. 2017. № 7. С. 26–29.
7. **Pen'kovskiy V. I., Korsakova N. K., Kuvshinov V. A., Altunina L. K.** Application of multifunctional composition surfactant MFK-1 for water-oil displacement by wells in the form of spaced dipole // AIP Conf. Proc. 2020. V. 1666. 012042. DOI: 10.1088/1742-6596/1666/1/012042.
8. **Penkovsky V. I., Korsakova N. K., Kuvshinov V. A., Altunina L. K.** Application of acid oil-displacing composition in a well with hydraulic fracturing crack and in naturally fractured carbonate reservoir // AIP Conf. Proc. 2019. V. 2167. 020271. DOI: 10.1063/1.5132138.
9. **Penkovsky V. I., Korsakova N. K., Kuvshinov V. A., Altunina L. K.** Oil recovery enhancement by wave stimulation and treatment with an oil-displacing composition of bottomhole formation zone // AIP Conf. Proc. 2018. V. 2051. 020233. DOI: 10.1063/1.5083476.

*Поступила в редакцию 13/І 2023 г.,
после доработки — 12/Х 2023 г.
Принята к публикации 30/Х 2023 г.*