

DOI 10.25689/NP.2018.2.100-109

УДК 622.276.652

**ПРИМЕНЕНИЕ ИОННО-МОДИФИЦИРОВАННОЙ ВОДЫ ДЛЯ
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

М. Резаи Кучи, Губайдуллин Ф.А.

Казанский федеральный университет

**APPLICATION OF ION-MODIFIED WATER TO ENHANCE OIL
RECOVERY FROM LOW-PERMEABILITY CARBONATE
RESERVOIRS**

M. Rezaei Koochi, Gubaydullin F.A.

Kazan Federal University

E-mail: mojtaba_rezaei_777@yahoo.com

Аннотация. Разработка низкопроницаемых карбонатных коллекторов нефти осложнена как исходной структурой указанных коллекторов, так и сложными молекулярно-массовыми процессами, происходящими в их порово-трещиноватом пространстве при фильтрации пластовых и закачиваемых флюидов.

Существующие промышленные технологии (в ПАО Татнефть) с применением, как горячей воды, так и ПАВ (поверхностно-активных веществ) позволяют достичь в вышеуказанных коллекторах КИН (коэффициента извлечения нефти) не более чем 0,25.

Одним из основных факторов, влияющих на эффективность нефтеизвлечения из карбонатных пород-коллекторов является мозаичность по смачиваемости поверхности порово-капиллярного пространства.

Ранее было показано, что использование ионно-модифицированной (умной) воды позволяет эффективно регулировать смачиваемость поверхности порового пространства в карбонатных коллекторах [1 - 4].

Основную роль здесь играет значительное родство ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} и SO_4^{2-} к поверхности карбонатных коллекторов.

Кроме того, температура фильтрующихся флюидов, оказывает значительное влияние на изменение смачиваемости поверхности трещиновато-порового пространства и увеличения подвижности вытесняемой нефти (за счет снижения вязкости последней).

В работе описываются фильтрационные эксперименты с ионно-модифицированной пресной технической водой при повышенных температурах (75°C) на образцах керна башкирского яруса Аканского месторождения. Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности применения ионно-модифицированной пресной воды для увеличения нефтеотдачи из низкопроницаемых карбонатных коллекторов.

Ключевые слова: заводнение горячей водой, горячая умная вода, смачиваемость, нефтеотдача, КИН.

Abstract. Development of low permeability carbonate reservoirs presents challenges associated with the original structure of such reservoirs and complex molecular and mass processes, which take place in their porous & fractured structure during reservoir and injected fluids flow.

With available commercial technologies (*in PJSC TATNEFT*) based on hot water injection and surfactant flooding oil recovery factors in such reservoirs do not exceed 0.25.

One of the key factors responsible for efficiency of oil recovery from carbonate rocks is surface wettability of capillary porous rock space. It has been demonstrated previously, that application of ion-modified water enables efficient adjustment of surface wettability in carbonate rocks [1 - 4].

This can be attributed primarily to high affinity of Ca^{2+} , Mg^{2+} and SO_4^{2-} to carbonate rock surface. In addition to that, the temperature of flowing fluids has a significant impact on changes of surface wettability in fractured and porous rocks and increase in displaced oil mobility (due to oil viscosity reduction).

The paper describes fluid flow experiments with ion-amended fresh process water conducted at high temperatures (75°C) on Bashkirian core samples from Akanskoye field. The results suggest high efficiency of ion-amended fresh water for enhancing oil recovery from low-permeability carbonate rocks.

Key words: *hot waterflooding, hot smart water, wettability, oil recovery, oil recovery factor*

Введение.

На Аканском нефтяном месторождении нефтедобывающим коллектором является башкирский ярус, состоящий из карбонатов и естественных трещин. Из-за того что карбонаты гидрофобные и еще подвижность воды в трещинах высокая, добыча нефти осуществляется с проблемами. К сожалению, классическое заводнение (пресной водой) в этих типах коллекторах неэффективно (общая добыча нефти не более 20%) из-за трещин и высокопроницаемых путей, через которые может происходить быстрый прорыв воды.

Здесь предлагается комбинация термического метода с заводнением ионно-модифицированной воды, то есть закачать в пласт горячую ионно-модифицированную воду, чтобы преодолеть эту проблему. С этой целью выбраны образцы керн башкирского яруса Аканского месторождения с глубины 1170,2 – 1177 м. Характеристики образцов керн представлены в табл. 1. Коллектор насыщен нефтью 27 API. Концентрация ионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} и SO_4^{2-}) в ионно-модифицированной воде показано в табл. 2.

Температура технической пресной и ионно-модифицированной воды, которую закачали в образцы керна, составляла 75° С.

Таблица 1

Коллекторские свойства образцов керна использованных в исследованиях

№/№	Номер образца	Глубина взятия образца, м	Длина, см	Диаметр, см	Коэффициент открытой пористости (%)	Эффективная пористость (%)	Проницаемость по газу параллельно напластованию (мкм ²)	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности к объему пор (%)
1	2	1170,2	5	2	18,64	15,89	0,158	53,54
2	5	1170,8	5	2	18,87	15,71	0,207	46,78
3	14	1172,6	5	2	16,93	12,83	0,658	59,51
4	18	1173,4	5	2	18,22	15,16	0,486	49,33
5	36	1177	5	2	16,72	13,04	0,106	44,21

Таблица 2

Концентрация ионов (Ca^{2+} , Mg^{2+} и SO_4^{2-}) в ионно-модифицированной воде.

№	ионы	Концентрация (мг/л)
1	Ca^{2+}	50
2	Mg^{2+}	50
3	SO_4^{2-}	50

Экспериментальная часть

Чтобы получить ионно-модифицированную воду растворили CaSO_4 и MgSO_4 в технической пресной воде. После получения раствора его согрели до 70° С.

Для инъекции жидкостей в образцы мы использовали инструмент Core lab instrument, который схематически показан ниже (Рис. 1). Скорость инъекции составляла 2 рв/сут.

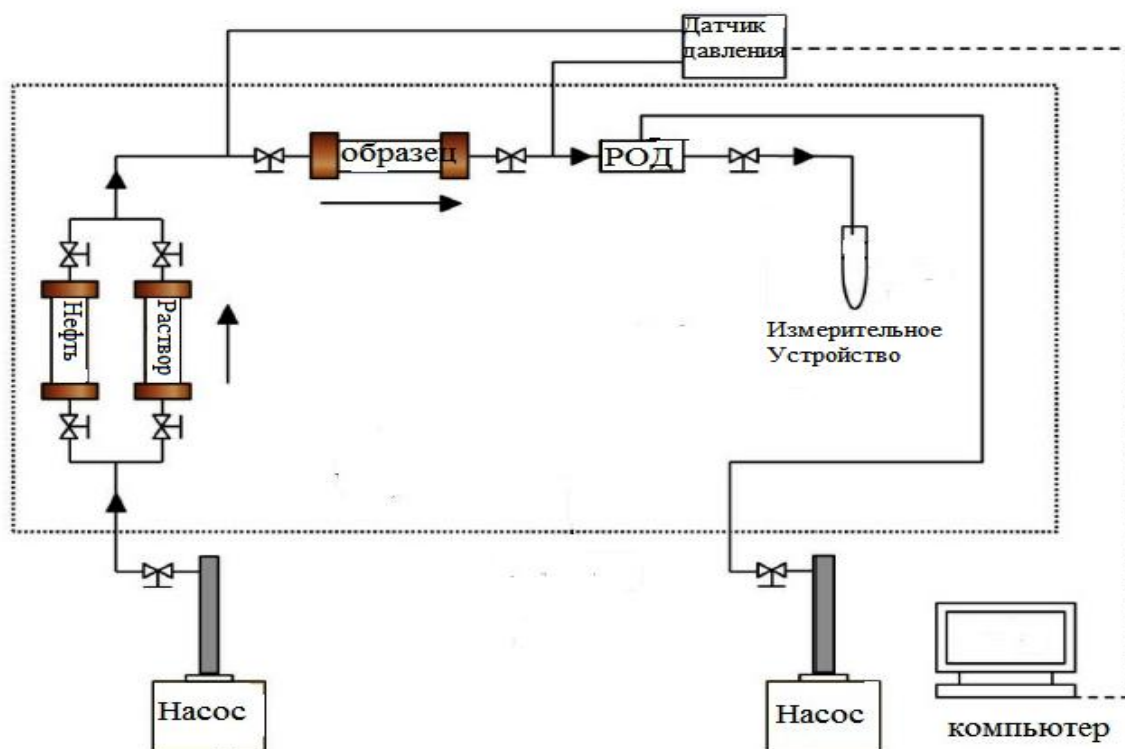


Рис. 1. Схема устройства УИПК.

С помощью Core lab instrument сначала насыщали керны полностью нефтью и потом закачали горячую техническую пресную воду и измерили количество добываемой нефти и сразу после прорыва воды мы начали закачать горячую ионно-модифицированную воду. Затем измерили количество добытой нефти. Ниже на рис. 2 - 6 и в табл. 2 - 6 приведены результаты эксперимента.

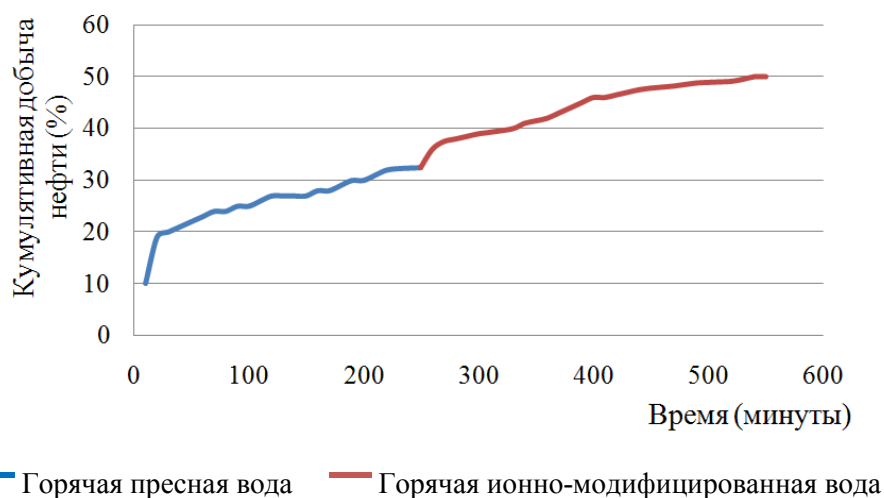


Рис. 2. Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 2.

Таблица 2

Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 2.

Тип заводнения	кумулятивная добыча нефти, (%)	Остаточная нефть, (%)	прирост добычи нефти, (%)
Горячая пресная вода	32,1	67,9	32,1
Горячая ионно-модифицированная вода	50	50	17,9

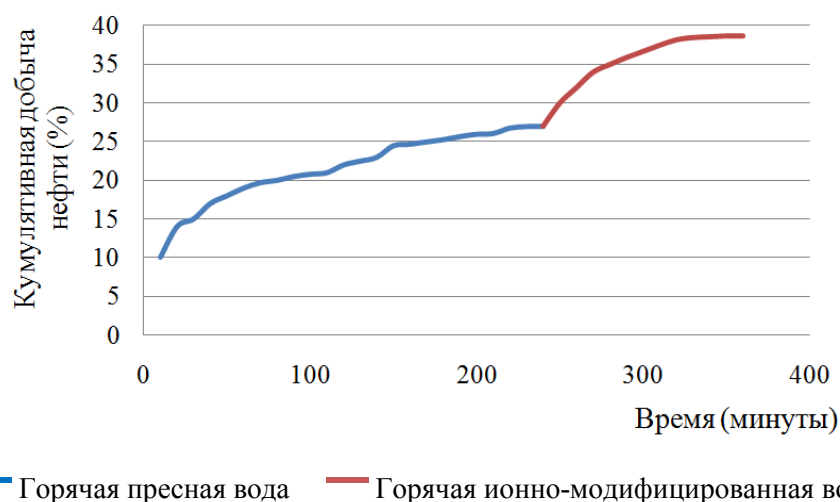


Рис. 3. Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 5.

Таблица 3

Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 5.

Тип заводнения	Кумулятивная добыча нефти, (%)	Остаточная нефть, (%)	Прирост добычи нефти, (%)
Горячая пресная вода	26,9	73,1	26,9
Горячая ионно-модифицированная вода	38,7	61,3	11,8

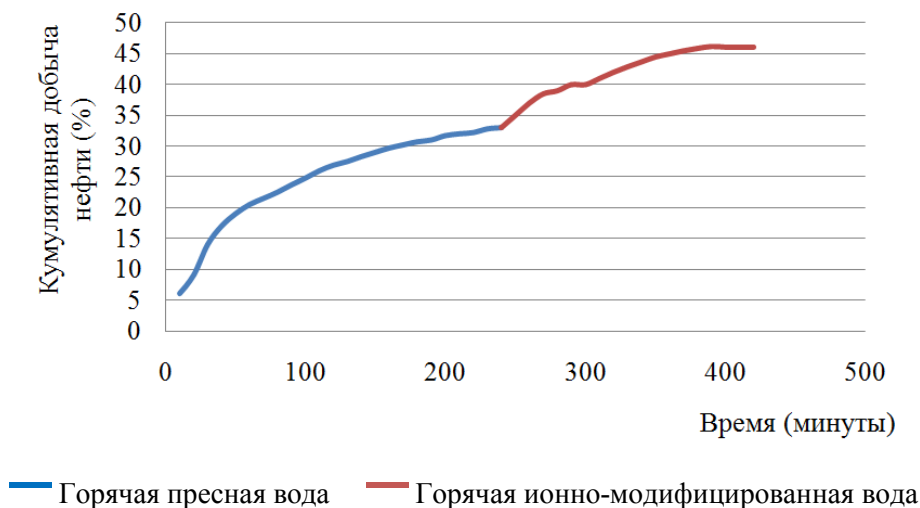


Рис. 4. Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 14.

Таблица 4

Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 14.

Тип заводнения	Кумулятивная добыча нефти, (%)	Остаточная нефть, (%)	Прирост добычи нефти, (%)
Горячая пресная вода	32	68	32
Горячая ионно-модифицированная вода	48	52	16

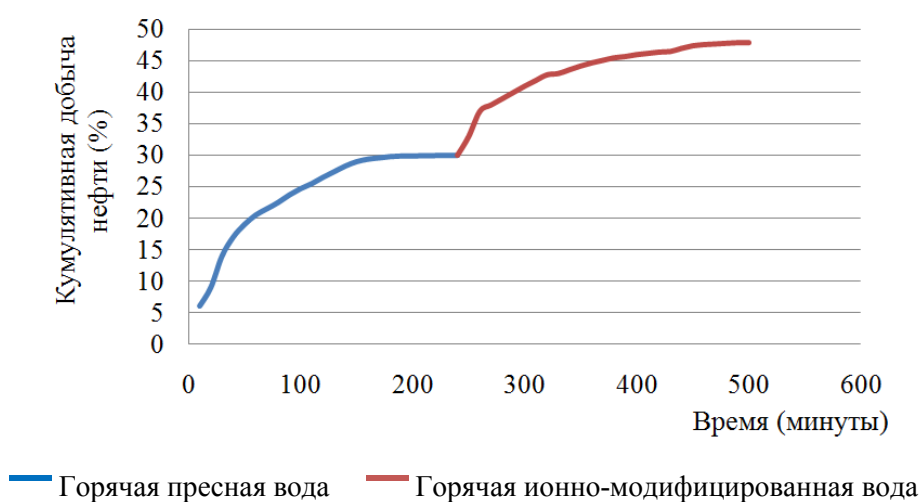


Рис. 5. Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 18.

Таблица 5

Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 18.

Тип заводнения	Кумулятивная добыча нефти, (%)	Остаточная нефть, (%)	Прирост добычи нефти, (%)
Горячая пресная вода	30	70	30
Горячая ионно-модифицированная вода	59,1	40,9	21,9

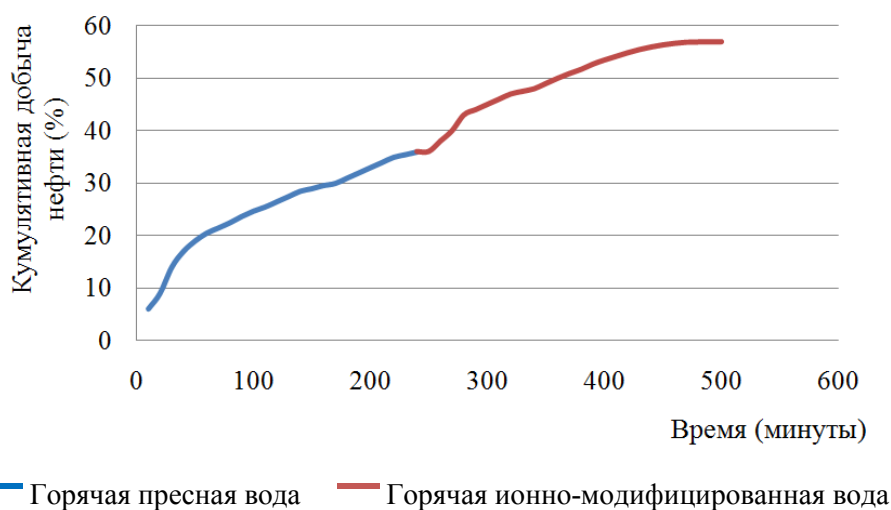


Рис. 6. Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 36.

Таблица 6

Сравнение добычи нефти с помощью горячего пресного и горячего ионно-модифицированного заводнения, образец № 36.

Тип заводнения	Кумулятивная добыча нефти, (%)	Остаточная нефть, (%)	Прирост добычи нефти, (%)
Горячая пресная вода	37	63	37
Горячая ионно-модифицированная вода	57,9	42,1	20,9

Как показано, добыча нефти может быть увеличена в среднем на 18%, если мы добавим двухвалентные ионы к закачиваемой воде.

И сразу после инъекции горячей ионно-модифицированной (умной) воды, наблюдается резкое увеличение добычи нефти. Это явление связано с тем, что максимальная скорость изменения смачиваемости происходит в первый час после инъекции умной воды.[4]

Результаты и выводы

1. Смачиваемость является важным фактором, который контролирует добычу нефти. Изменение смачиваемости с помощью ионов и умной воды является эффективным и относительно дешевым способом улучшения добычи нефти.
2. Комбинация умной воды и теплового заводнения на кернах Аканского месторождения увеличила добычу нефти после заводнения горячей пресной воды на 18%. Таким образом, это может быть хорошим конкурентом для других термических методов, таких как SAGD и т.д.
3. В первые 30 минут после закачки умной воды мы наблюдали резкое увеличение объема добычи нефти (7%), что связано с влиянием ионов на скорость изменения смачиваемости в первые минуты после закачки.

Список литературы

1. The Adverse Effect of Monovalent Ions on Wettability Alteration Rate. A Case Study on Akanskoe Reservoir in Russia –Tatarstan. M. Rezaei Koochi. A. Shakirov. 2018 Saint Petersburg, EAGE.
2. Water-based EOR by "Smart Water": Optimal ionic composition for enhanced oil recovery in carbonates. S.J. Fathi, T. Austad, and S. Strand. (2011). Energy & Fuels (in press).
3. "Smart Water" as wettability modifier in chalk: The effect of salinity and ionic composition.
4. "Smart water" for oil recovery from fractured limestone - A preliminary study. S. Strand, T. Austad, T. Puntervold, E.J. Hognesen, M. Olsen, and S.M.F. Barstad. (2008). Energy & Fuels, 22.

Сведения об авторах

Резаи Кучи Моджтаба, аспирант, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация.

E-mail: Mojtaba_rezaei_777@yahoo.com

Губайдуллин Фарид Альфредович, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, г. Казань, Республика Татарстан, Российская Федерация.

E-mail: FAGubajdullin@kpfu.ru

Authors

Rezaei Koochi Mojtaba, PhD candidate, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, republic of Tatarstan, Russia

E-mail: Mojtaba_rezaei_777@yahoo.com

Gubaidullin F.A., PhD, Associate Professor, Department for Development and Operation of Hard-to-Recovery Oil and Gas Fields, Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, republic of Tatarstan, Russia

E-mail: FAGubajdullin@kpfu.ru

Резаи Кучи Моджтаба

420008, Российская Федерация, Республика Татарстан

г. Казань, ул. Кремлевская, 18,

Тел. +79377745037

E-mail: Mojtaba_rezaei_777@yahoo.com