

Разработка водоизоляционных технологий на основе низкомодульного жидкого стекла (полимер-силикатный концентрат)

Юнусов И.М., Исаев А.А., Новиков М.Г., Тахаутдинов Р.Ш., Мalykhin В.И., Шарифуллин А.А.

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
yunusovim@shoil.tatais.ru

Аннотация

В данной статье рассматриваются исследования фильтрационных характеристик образцов кернового материала терригенных коллекторов при воздействии на него полимер-силикатного концентрата (ПСК), определены проницаемости по воде до и после его фильтрации, показаны результаты опытных работ и экспериментов. В ходе работ получен фактор остаточного сопротивления по воде: отношение исходной проницаемости по воде, полученной до закачки реагента, к ее остаточной величине (после проведения воздействия). Представлены выводы и рекомендации по применению технологии ПСК.

Материалы и методы

Материалы: установка для определения коэффициента вытеснения нефти и фазовых проницаемостей на стандартных образцах керна с моделированием пластовых условий, образцы керна терригенных коллекторов, оторочка ПСК, пробы пластовой воды и соляной кислоты.

Методы: удаление привнесенной воды, вакуумирование, насыщение минерализованной водой, определение эффективной

проницаемости по воде, закачка оторочки ПСК, определение конечной проницаемости.

Ключевые слова

терригенные коллекторы, обводнение нефтеносных пластов, фильтрационные характеристики, изменение (перераспределение) фильтрационных потоков, выравнивание профиля приемистости

Для цитирования

Юнусов И.М., Исаев А.А., Новиков М.Г., Тахаутдинов Р.Ш., Мalykhin В.И., Шарифуллин А.А. Разработка водоизоляционных технологий на основе низкомодульного жидкого стекла (полимер-силикатный концентрат) // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 63–66.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-63-66

Поступила в редакцию: 07.03.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 I Original Paper

Developing water shut-off techniques based on low-modulus liquid glass (polymer silicate concentrate)

Yunusov I.M., Isaev A.A., Novikov M.G., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A.

Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia
yunusovim@shoil.tatais.ru

Abstract

This article reviews the studies related to the permeability properties of core samples from terrigenous reservoirs when treated with a polymer-silicate concentrate (PSC): permeability values for water before and after the treatment have been determined, and the results of experimental works and tests have been presented. In the course of research we have obtained the residual resistance factor for water as a ratio of the initial permeability for water obtained before the reagent injection to its remaining value (after the treatment). The conclusions and guidelines for the application of the PSC technology have been presented.

Materials and methods

Materials: a unit to determine the oil displacement factor and phase permeabilities on standard core samples under simulated reservoir conditions, core samples of terrigenous reservoirs, the PSC margin, samples of formation water and hydrochloric acid.
Methods: removal of infiltrated water, evacuation, saturation with a saline water, determination of effective permeability for water, injection of PSC margins, determination of final permeability.

Keywords

terrigenous reservoirs, water flooding of oil-bearing formations, permeability properties, alteration (redistribution) of filtration flows, conformance control

For citation

Yunusov I.M., Isaev A.A., Novikov M.G., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Developing water shut-off techniques based on low-modulus liquid glass (polymer silicate concentrate). Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 63–66. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-63-66

Received: 07.03.2023

Введение

Одним из наиболее распространенных способов разработки нефтяных месторождений на территории бывшего Советского Союза является заводнение. Полнота охвата заводнением при данном методе имеет основополагающее влияние на эффективность извлечения нефти. Неоднородность продуктивных пластов как по мощности, так и по проницаемости, возникшая вследствие особенностей осадконакопления и фациальной изменчивости, выражается наличием высокопроницаемых пропластков, приводящих к опережающему обводнению добывающих скважин [1, 2]. В изменяющихся геолого-промысловых условиях основной задачей повышения эффективности нефтеизвлечения становится значительное снижение проницаемости наиболее обводненных прослоев коллектора с тем, чтобы направить вытесняющие растворы в менее проницаемые малообводненные зоны и трансформировать поля давлений для повышения охвата гидродинамическим воздействием. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений, на которых для увеличения коэффициента извлечения нефти применяется заводнение, заключается в изменении (перераспределении) существующих фильтрационных протоков (ИФП) в отдаленной и призабойной зонах пласта [3–5].

Одним из наиболее экологичных и прогрессивных методов увеличения охвата пластов воздействием является применение гелеобразующих составов на основе силиката натрия [6]. Определение снижения коэффициента проницаемости после воздействия реагентом характеризует возможность применения исследуемого реагента с целью изоляции притока воды по высокопроницаемым пропласткам, при опережении темпа обводнения добываемой жидкости над темпом отбора извлекаемых запасов.

Для решения технической задачи увеличения охвата заводнением ООО УК «Шешмайл» был разработан полимер — силикатный концентрат для обработки призабойной зоны скважины, который содержит жидкое стекло, полимер акрилового ряда, морозостойчивую присадку и воду. Для обоснования рецептуры и технологии применения изолирующего состава ПСК были проведены лабораторные физико-химические и фильтрационные исследования на керновом материале при воздействии на него реагента ПСК. Определены фильтрационные характеристики, совместимость реагента с пластовыми жидкостями, механизм образования гелей.

Табл. 1. Начальные параметры образцов при подготовке к эксперименту
Tab. 1. Initial parameters of the samples while preparing for the experiment

Образец	Диаметр, мм	Длина, мм	Абсолютная эффективная проницаемость Кабс, мкм ²
1\4663	29,1	31,9	0,705
2\4663	29,3	30,9	0,537
3\4663	28,8	31,9	0,854

Физико-химические характеристики продукта ПСК

Длительное сохранение низкой исходной вязкости гелеобразующей композиции способствует закачке без осложнений больших объемов состава. На рисунке 1 представлены кривые изменения вязкости гелеобразующих составов во времени. Как видно, исходная вязкость растворов составляет 1,2 мПа·с, т.е. существенно не отличается от вязкости воды, затем по прошествии определенного времени она резко возрастает, что связано с образованием геля. Это время называется временем начала гелеобразования.

С увеличением времени выдержки наблюдается увеличение прочности геля, и только при времени выдержки больше трехкратного времени начала гелеобразования прочность геля практически не меняется (рис. 2). Максимальная величина напряжения сдвига характеризует прочность образовавшегося полимерного геля.

В качестве компонентов гелеобразующего состава использовались водные растворы ПСК и соляной кислоты. На рисунке 3 представлена зависимость времени начала гелеобразования и прочности геля от концентрации соляной кислоты в 33 % растворе ПСК. Как видно, при увеличении содержания кислоты в растворе прочность геля увеличивается, но при этом время начала гелеобразования уменьшается.

Существенное влияние как на скорость гелеобразования, так и на свойства получаемого геля оказывает температура. На рисунке 4 представлена зависимость времени начала гелеобразования 33 % раствора ПСК от концентрации соляной кислоты при различной температуре. Установлено, что с повышением температуры скорость процесса гелеобразования возрастает. При этом прочность образовавшегося полимерного геля увеличивается.

Влияние минерализации воды на процесс гелеобразования аналогично температуре: с увеличением минерализации воды время начала гелеобразования уменьшается, а прочность возрастает. При минерализации воды более 14 г/л наблюдается резкое

повышение прочности геля. Для приготовления гелеобразующего раствора необходимо применять пресную или слабоминерализованную воду.

Фильтрационные исследования

Фильтрационные исследования проводились на установке УИПК-1М, обеспечивающей моделирование пластовых условий при проведении процесса.

Из керна материала изготовлено три стандартных образца керна правильной цилиндрической формы (табл. 1).

Через подготовленный к опыту образец фильтровали пластовую воду до стабилизации перепада давления и определяли проницаемость по воде до закачки реагента (начальная проницаемость). Затем в том же направлении закачивалась оторочка исследуемого реагента в количестве около 0,4 от объема пор. После выдержки (кроме образца 2\4663) возобновляли фильтрацию пластовой воды до стабилизации фильтрации и определяли проницаемость модели по воде после закачки реагента. Расчетным путем определяли фактор остаточного сопротивления по воде.

Опыт

Цель опыта: определение фактора остаточного сопротивления по воде после фильтрации реагента ПСК на образце 1\4663.

Динамика изменения проницаемости приведена на рисунке 5.

В образце 1\4663 с начальной эффективной проницаемостью по пластовой воде 0,134 мкм² в том же направлении, что и вода, закачивалась оторочка реагента ПСК в количестве 0,4 от объема пор при постоянной скорости движения жидкости, равной 30 см³/час. При закачке реагента наблюдалось значительное снижение проницаемости до значения 0,0025 мкм².

Далее после выдержки 15 мин была возобновлена фильтрация воды в том же направлении и с тем же расходом. При этом проницаемость по воде снижалась до 0,0014 мкм² и стабилизировалась при значении 0,0019 мкм² после прокачки пластовой воды

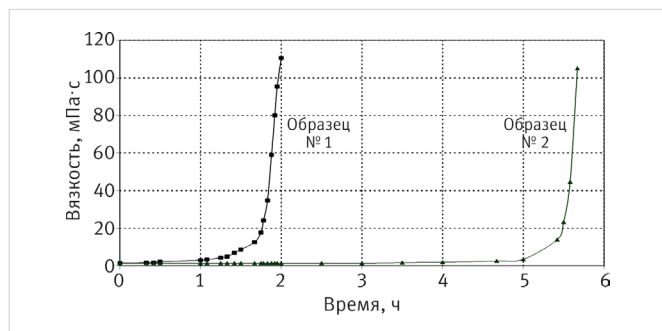


Рис. 1. Изменение вязкости гелеобразующего раствора 33 % ПСК, 0,9 % (№ 1) и 33 % ПСК, 0,8 % (№ 2) сшивающего агента во времени при температуре 20 °C

Fig. 1. The change in the viscosity of the gel-forming solution of 33 % PSC, 0,9 % (№ 1) and 33 % PSC, 0,8 % (№ 2) cross-linking agent over time at a temperature of 20 °C

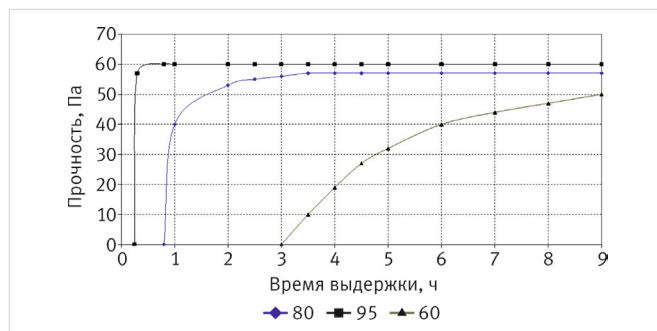


Рис. 2. Зависимость прочности полимерного геля 33 % ПСК и 0,7 % сшивающего агента от времени выдержки при различной температуре

Fig. 2. Dependence of the strength of the 33 % PSC and 0,7 % crosslinking agent polymer gel on the soaking time at various temperatures

в объеме 11,14 порового объема образца.

При пуске обратной фильтрации воды проницаемость стабилизировалась на уровне 0,0025 мкм² после прокачки пластовой воды в объеме 26,51 порового объема образца.

Таким образом, фактор остаточного сопротивления по воде после фильтрации реагента ПСК в опыте 1 в прямом направлении составил 70,53, а в обратном — 53,6.

Аналогичные исследования проведены на образцах 2\4663 и 3\4663 (табл. 2).

Из результатов фильтрационного тестирования состава ПСК (табл. 2) видно, что закачка оторочки реагента во всех опытах привела к очень значительному снижению проницаемости образцов керн по воде. Фактор остаточного сопротивления увеличился при выдержке реагента после ввода его в образец.

Также проведены исследования совместимости продукта ПСК с водой различной

минерализации от пресной до плотности 1,16 г/см³. Результаты исследований показали, что при высокой минерализации попутно добываемой воды продукт ПСК возможно использовать самостоятельно как селективный водоизолирующий реагент [7, 8].

Итоги

Проведенные фильтрационные исследования на образцах керн показали, что применение реагента ПСК приводит к существенному снижению проницаемости, а также что при увеличении минерализации пластовых вод объектов разработки ПСК можно применять в качестве селективной водоизоляции.

Выводы

1. Проведены исследования и оценка влияния природы и концентрации различных компонентов ПСК и образующегося геля, температуры и минерализации воды на механизм гелеобразования. Показано, что физико-химические свойства геля зависят от значения концентраций полимеров и кислого агента; увеличение концентрации кислого агента, полимера, наполнителя, температуры и минерализации воды приводит к уменьшению времени начала гелеобразования, прочность же образовавшегося геля увеличивается.
2. Комплекс фильтрационных исследований на керновом материале показал, что применение силикатно-полимерных гелей позволяет снизить проницаемость промытых водой нефтяных пропластков до 10 000 раз и практически не влияет на проницаемость нефтенасыщенных.
3. Разработаны модификации ПСК в различных геолого-физических условиях, в частности: применение наполнителей при наличии суперколлекторов и трещин; уменьшение концентрации

кислоты — сшивателя при повышенных пластовой температуре и минерализации пластовой воды.

4. Применение водоизоляционной технологии на основе исследуемого реагента ПСК можно рекомендовать как один из наиболее эффективных методов создания водоизоляционных экранов в добывающих скважинах, выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличения охвата пласта заводнением за счет полной или частичной изоляции уже промытых высокопроницаемых зон пласта, герметизации эксплуатационных колонн.

Литература

1. Хисамов Р.С., Габдуллин Т.Г., Фархуллин Р.Г. Контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Казань: Идель-Пресс, 2009. 408 с.
2. Муслимов Р.Х., Абдулмизитов Р.Г. и др. Нефтегазоносность республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Том 2. Казань: «Фэн» Академия наук РТ, 2007. 524 с.
3. Тахавудинов Р.Ш., Исаев А.А., Малихин В.И., Шарифуллин А.А. Ограничение водопритоков, потокоотклонение и ликвидация нарушений эксплуатационных колонн // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 6. С. 58–62.
4. Исаев А.А., Юнусов И.М., Новиков М.Г. Разработка комплексной технологии по ограничению водопритока в скважины BlockTech // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 8. С. 92–94.
5. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. A set of solutions to reduce the water cut in well production. SPE Russian petroleum technology

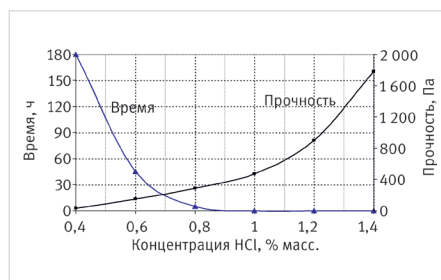


Рис. 3. Зависимость времени начала гелеобразования и прочности геля от концентрации соляной кислоты в 33 % растворе ПСК при 20 °C

Fig. 3. Dependence of the gel formation initiation time and gel strength on the concentration of hydrochloric acid in 33 % PSC solution at 20 °C

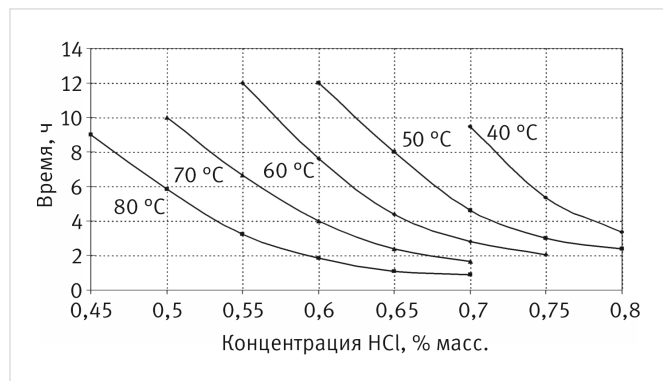


Рис. 4. Зависимость времени начала гелеобразования 33 % раствора ПСК от концентрации соляной кислоты при различной температуре

Fig. 4. Dependence of the gel formation initiation time of 33 % PSC solution on the concentration of hydrochloric acid at various temperatures

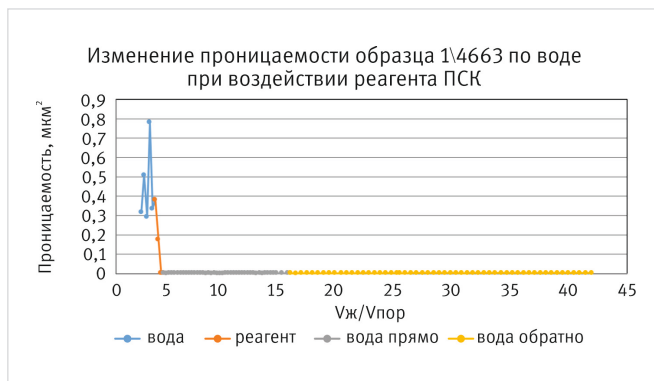


Рис. 5. Динамика изменения проницаемости в опыте 1

Fig. 5. Permeability change curve in experiment 1

Табл. 2. Параметры образцов после эксперимента
Tab. 2. Parameters of the samples after the experiment

Образец	Проницаемость по воде начальная Квод, мкм ²	Объем реагента, доли Vпор	Выдержка, мин	Проницаемость по воде после реагента Квод, мкм ²	Фактор остаточного сопротивления, доли ед.	Проницаемость по воде в обратном направлении Квод, мкм ²	Фактор остаточного сопротивления в обратном направлении, доли ед.
1\4663	0,134	0,4	15	0,0019	70,53	0,0025	53,60
2\4663	0,131	0,4	—	0,0034	38,53	0,003	43,67
3\4663	0,075	0,4	30	0,0004	187,5	0,00009	833,3

- conference, Moscow, 12–15 October 2021, SPE-206462-MS. (In Eng).
6. Рогова Т.С. Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей. Диссертация. Москва, 2007. 154 с.
7. Сафаров Ф.Э., Вежнин С.А., Вульфович С.Л., Исмаилов О.З., Малихин В.И., Исаев А.А., Тахавудинов Р.Ш., Телин А.Г. Трассерные исследования и работы по ВПП в карбонатных коллекторах Поволжского региона в 2018 г. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 38–43.
8. Отчёт по моделированию воздействия полимер-силикатной композиции на образцы керн. ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, 2011.

ENGLISH

Results

The seepage studies performed on core samples have revealed that using PSC reagent significantly reduces permeability and that it can be used as a selective water shut-off means when the salinity of formation water of the developed structures increases.

Conclusions

1. The effect of the nature and concentration of various components of the PSC and the resulting gel, as well as of the temperature and water salinity on the gel formation mechanism has been examined and evaluated. It has been established that the physical and chemical properties of the gel depend on the polymer and acid agent concentrations; increasing the concentration of the acid agent, polymer, filler, temperature and water mineralization reduces the time of starting the gel formation, while the strength of the resulting gel increases.
2. A set of fluid seepage tests on cores revealed that using silicate-polymer gels can reduce the permeability of oil interlayers exposed to water by up to 10 000 times and has almost no effect on the permeability of oil-saturated interlayers.
3. The modifications of PSCs have been designed for different formation conditions, including application of fillers in the presence of super reservoirs and fractures; reducing the concentration of crosslinking acid at increased formation temperature and salinity of formation water.
4. Application of water shut-off technology based on the investigated PSC reagent may be recommended as one of the most effective methods to create water shut-off screens in production wells, to perform conformance control of injection wells, and to improve sweep efficiency by complete or partial isolation of already flushed high-permeability zones of the formation and by sealing the production strings.

References

1. Khisamov R.S., Gabdullin T.G., Farkhullin R.G. Monitoring the development of oil and gas fields. Kazan. Idel-Press, 2009, 408 p. (In Russ).
2. Muslimov R.Kh., Abdulmazitov R.G. et al. Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Exploration and development of oil fields. Vol. 2. Kazan, "FEN" Publishing House of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2007, 524 p. (In Russ).
3. Takhautdinov R.Sh., Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Restriction of water inflows, flow deviation and elimination of production string complications. Oil. Gas. Innovations, 2019, issue 6, P. 58–62. (In Russ).
4. Isaev A.A., Yunusov I.M., Novikov M.G. Development of the integrated technology BlockTech to restrict water inflow into the wells. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 8, P. 92–94. (In Russ).
5. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. A set of solutions to reduce the water cut in well production. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 12–15 October 2021, SPE-206462-MS. (In Eng).
6. Rogova T.S. The substantiation of the conformance control technology in injection wells at oil fields using compounds based on alkaline silicate-polymer gels. Dissertation. Moscow, 2007, 154 p. (In Russ).
7. Safarov F.E., Vezhnin S.A., Vulfovich S.L., Ismagilov O.Z., Malykhin V.I., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Telin A.G. Tracer tests and conformance control operations in carbonate reservoirs of the Volga region in 2018. Oil industry, 2020, issue 4, P. 38–43. (In Russ).
8. Report on simulation of a polymer-silicate compound's effect on core samples. Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia, 2011. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юнусов Ирек Мияссарович, ведущий геолог отдела разработки месторождений, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: yunusovim@shoil.tatais.ru

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Тахавудинов Рустем Шафатович, генеральный директор, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Новиков Максим Геннадьевич, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Малихин Владимир Иванович, главный специалист по инновационной деятельности, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Шарифуллин Алмаз Амирьянович, к.т.н., начальник отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Yunusov Irek Miyassarovich, lead geologist at the field development department, Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia
Corresponding author: yunusovim@shoil.tatais.ru

Isaev Anatoliy Andreevich, ph.d in engineering sciences, lead engineer at the department for innovations and examination, Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Takhautdinov Rustem Shafagatovich, general director, Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Novikov Maxim Gennadievich, deputy general director, chief geologist, Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Malykhin Vladimir Ivanovich, chief specialist for innovation activities, Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Sharifullin Almaz Amirzyanovich, ph.d in engineering sciences, head of department for Innovations and examination Management company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia