

Исследования эффективности и опыт применения предварительно сшитых гелевых частиц для выравнивания профиля приемистости на месторождениях с высокой минерализацией Республики Татарстан

А.З. Мустафин^{1*}, М.А. Варфоломеев¹, А.В. Болотов¹, В.К. Деревянко¹, И.Ф. Минханов¹,
Р.К. Хайртдинов²

¹Казанский федеральный университет, Казань, Россия

²ЗАО «Кара Алтын», Альметьевск, Россия

В данной работе представлены результаты применения модифицированных предварительно сшитых гелевых частиц на основе мономеров различного происхождения и алюмосиликатов для технологии выравнивания профиля приемистости на месторождениях Республики Татарстан, характеризующихся трещиноватым карбонатным и терригенным коллектором с высокой минерализацией пластовой воды (более 230 г/л). Для оценки эффективности синтезированных составов предварительно сшитых гелевых частиц на первом этапе проведены лабораторные исследования в «свободном объеме» (определены адсорбционная емкость, долгосрочная стабильность, выполнен подбор оптимального размера и т.д.), по результатам которых выбран наиболее эффективный образец, характеризующийся высокой адсорбционной емкостью (более 7 г/г) и способный сохранять свои блокирующие свойства в течение 180 дней. На следующем этапе работ проводились фильтрационные эксперименты на керновом материале по оценке блокирующих свойств, по результатам которых доказана эффективность применения для блокирования промытых/высокопроницаемых каналов. Результаты лабораторных исследований позволили приступить к опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) по закачке предварительно сшитых гелевых частиц. Закачка реагента велась в проточном режиме с подачей в закачиваемую высокоминерализованную воду гелевых частиц с концентрацией 0,1–0,8% масс. с расходом не более 5 м³/час. В качестве основного критерия оценки эффективности при проведении ОПИ использовалась динамика изменения давления закачки.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, выравнивание профиля приемистости, предварительно сшитые гелевые частицы, опытно-промышленные испытания

Для цитирования: Мустафин А.З., Варфоломеев М.А., Болотов А.В., Деревянко В.К., Минханов И.Ф., Хайртдинов Р.К. (2025). Исследования эффективности и опыт применения предварительно сшитых гелевых частиц для выравнивания профиля приемистости на месторождениях с высокой минерализацией Республики Татарстан. *Георесурсы*, 27(2), с. 234–242. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.17>

Введение

Практически все нефтяные компании сталкиваются с проблемой прорыва воды, приводящей к высокой обводненности добывающего фонда скважин и низким значениям КИН. Особенно остро стоит вопрос для крупнейших месторождений, где обводненность продукции составляет более 75%, а в отдельных скважинах достигает 100% (Мирзоев и др., 2012). На данный момент нефтегазовые компании применяют различные технологии для борьбы с высокой обводненностью для повышения нефтеотдачи:

закачка полимеров, сшитых полимерных систем, пен, различных дисперсных гелей, тампонажных растворов, осадкообразующих агентов и др. (Литвин и др., 2009; Farajzadeh et al., 2012; Abdulkaki et al., 2014; Bai et al., 2015; Тома и др., 2017; Akbari et al., 2019; Кадыров и др., 2021).

Использование вышеперечисленных агентов ограничено их высокой стоимостью, эффективностью применения в достаточно узком диапазоне температур и минерализации. В некоторых исследованиях отмечается, что в ряде случаев применение традиционных полимеров и гелей в промысловых условиях иногда приводит к снижению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в низкопроницаемой не вскрытой нефтяной зоне. Кроме того, на результаты процесса закачки гелей влияют ограниченный контроль времени гелеобразования, трудности управления стабильностью и прочностью образующегося

* Ответственный автор: Айдар Замилович Мустафин
e-mail: aid905@yandex.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

геля, адсорбция материала на поверхности породы, взаимодействие с пластовой водой, разбавление и деградация полимера в пласте (Goudarzi et al., 2014; Yu et al., 2018).

Альтернативой данным технологиям является использование предварительно сшитых гелевых частиц. Особенность данных реагентов в том, что они проникают вглубь пласта по высокопроницаемым зонам и при контакте с водой увеличиваются в объеме, но при этом не растворяются в воде, тем самым образуя полимерную пробку, перераспределяющую фильтрационные потоки (Guo et al., 2022).

Предварительно сшитые гелевые частицы, наряду с сшитыми полимерными системами, являются одним из наиболее широко применяемых агентов выравнивания профиля приемистости на обводненных зрелых нефтяных месторождениях Китая в виду его низкой чувствительности к температуре, солености, pH и H_2S и низкой цене (Caili et al., 2010; Кетова и др., 2019; Yuan et al., 2020; Велиев, 2020). Так, в Китае проведено более 4000 закачек предварительно сшитых гелевых частиц для технологии выравнивания профиля приемистости, которые показали свою эффективность, как в широком диапазоне температур – 24–107 °C, так и минерализации 4,5–230 г/л (Esfahlan et al., 2021).

Методика и результаты лабораторных исследований

На первом этапе работ проводился синтез гелевых частиц для двух различных месторождений Волго-Уральской нефтяной провинции, характеризующихся высокой минерализацией пластовой воды – более 230 г/л (содержание ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} более 10 г/л).

Синтез предварительно сшитых гелевых частиц осуществлялся по механизму радикальной полимеризации. Процесс включал следующие этапы: растворение различных мономеров в воде с последующим тщательным перемешиванием до полного растворения (варьирование мономеров акрилового ряда позволяет добиться более высокого коэффициента набухаемости). Использование чистой акриловой кислоты может привести к повышенным скоростям коррозии контактного оборудования, поэтому ее следует использовать с осторожностью (возможно дополнительно вводить в систему ингибиторы коррозии, нивелирующие данный эффект). На следующем этапе добавлялся сшивающий агент (для придания трехмерной структуры синтезируемому полимеру), и смесь перемешивалась 15 мин в атмосфере азота (для предотвращения окисления). Следует отметить, что характер сшивателя сильно влияет на стабильность конечных частиц при их применении по назначению – использование амидных сшивателей позволяет получить более стабильные частицы, в отличие от сложноэфирных. Таким образом такого рода сшиватели можно использовать при получении частиц для высокотемпературных месторождений. И наоборот – для низкотемпературных лучше подходят сложноэфирные. С другой стороны, на набухаемость и стабильность влияет не только тип сшивателя, но и его количество – так при получении гелевых частиц с низким содержанием сшивающего агента наблюдаются повышенные значения набухаемости и пониженные стабильности. После этого вводили модификаторы прочности и смесь

перемешивалась до получения гомогенного раствора. Добавление инициатора полимеризации запускало быструю полимеризацию с образованием объемного геля в течение 5 мин. Для полного завершения полимеризации реакционную смесь выдерживали 24 часа при комнатной температуре. После этого гель измельчали, высушивали при 60 °C и просеивали для получения частиц различного размера, которые затем использовались в экспериментах.

Способность к набуханию в воде в основном обусловлена гидрофильными группами в молекуле полимера. Таким образом, количество гидрофильных групп и размер ячейки 3D-сшитого геля оказывают значительное влияние на набухаемость. Ввиду этого, увеличение концентрации сшивателя в реакции гелеобразования участвует больше гидрофильных групп, что приводит к снижению гидрофильности. В то же время, из-за стерических препятствий, при слишком высокой концентрации сшивателя, а также подложки модификатора адсорбционная емкость снижается. Введение модификатора прочности позволяет упрочнить сшитую 3D структуру, но в тоже время, влияет на плотность полученного агента и его цвет.

Свойства синтезированных агентов представлены в табл. 1.

Для данных реагентов были изучены: адсорбционная емкость, прочностные свойства, обоснован выбор оптимального размера частиц с учетом ФЭС коллектора для 4 видов предварительно сшитых гелевых частиц с различными видами неорганических добавок, синтезированных в лаборатории «НИЛ методов увеличения нефтеотдачи» Казанского (Приволжского) федерального университета.

Адсорбционная емкость и долгосрочная стабильность предварительно сшитых гелевых частиц определялись массовым методом (Saghafi et al., 2016; Farasat et al., 2017). Методика измерений заключалась во взвешивании образцов гелевых частиц одной фракции (до 0,2 мм) до и после набухания в модели пластовой воды и в вычислении адсорбционной емкости по формуле:

$$\alpha = \frac{m - m_0}{m_0}, \quad (1)$$

где α – адсорбционная емкость; m_0 – навеска исходных гелевых частиц; m – навеска гелевых частиц после взаимодействия с водой.

Результаты экспериментов представлены на рис. 1.

По результатам исследований адсорбционной емкости предварительно сшитых гелевых частиц при фракции до 0,2 мм можно сделать вывод о том, что выбор неорганических добавок для синтеза реагента сильно влияет на кинетику взаимодействия гелевых частиц с водой. Как видно из результатов, наибольшее увеличение адсорбционной емкости происходит в течение первых 12–24 часов с дальнейшим выходом на плато, что говорит о долгосрочной стабильности агентов. Наилучший результат среди всех агентов при фракции до 0,2 мм зафиксирован у образца 4–7,69 г/г, характеризующийся гидроалюмосиликатной подложкой. Данный образец был выбран для дальнейших исследований. Фотографии исходных и набухших предварительно сшитых гелевых частиц представлены на рисунке 2.

На следующем этапе работ проводилась оценка оптимального размера гелевых частиц №4, фракцией до 0,2 мм, для коллекторов, с различной проницаемостью (40; 1000

Образец	Цвет	Диапазон синтезируемых размеров(мм)	Плотность (г/см ³)
1	Бурый	0,05~3 мм	2,20
2	Коричневый	0,05~5 мм	1,60
3	Темно-коричневый	0,05~5 мм	1,85
4	Белый	0,05~3 мм	1,12

Табл. 1. Характеристики предварительно сшитых гелевых частиц.

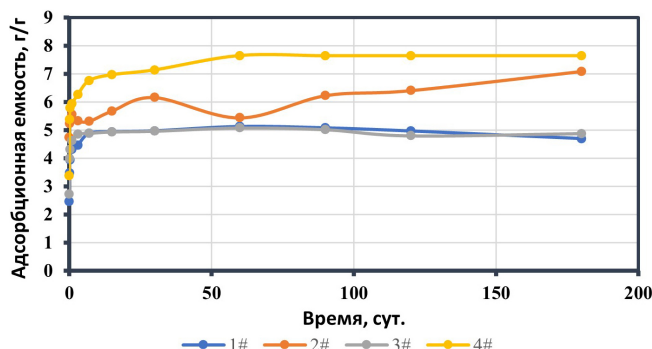


Рис. 1. Адсорбционная емкость предварительно сшитых гелевых частиц в течение 180 сут. 1–4 – номера образцов.

и 3000 мД), на основе фильтрационных исследований на насыпных моделях, основные свойства которых представлены в табл. 2.

Измерение перепада давления при закачке гелевых частиц с различным размером частиц посредством фильтрационных экспериментов позволяет определить возможности закачки и оценки блокирующей способности, а также позволяет подобрать оптимальный диапазон размеров частиц.

Если размер частиц слишком мал, перепад давления будет минимален, при этом блокирующая способность минимальна и существует высокая вероятность выноса гелевых частиц и их проявления в добывающих скважинах; если размер частиц слишком большой, перепад давления



Рис. 2. Предварительно сшитые гелевые частицы в сухом и набухом виде.

Эксперимент	K_{np} , 10^{-3} мкм ²	ϕ , %
1	3072,1	31,2
2	997,6	29,7
3	41,8	19,8

Табл. 2. Свойства насыпных моделей для фильтрационных исследований.

возрастет до очень высокого значения, блокирования лишь призабойной зоны; оптимальный размер частиц характеризуется блокированием высокопроницаемого участка, с последующим задействованием в разработке низкопроницаемой зоны.

Для обоснования оптимального размера частиц проводились фильтрационные эксперименты на насыпной модели на фильтрационной установке, схема которой представлена на рис. 3.

В начале эксперимента водонасыщенный образец насыпной модели, донасыщается модельной водой при пластовых условиях.

Закачка гелевых частиц при скорости фильтрации 0,5 мл/мин с фиксацией изменения давления. Определение давления закачки и после стабилизации флуктуаций давления, фиксируется перепад давления.

Результаты экспериментов представлены на рис. 4.

Как видно из результатов, для коллектора с проницаемостью 40 мД (рис. 4В) происходит полная блокировка коллектора при фильтрации частиц через насыпную модель, размеры поровых каналов несопоставимо малы с размерами частиц. В случае с проницаемостью 3000 мД (рис. 4А) применение гелевых частиц не позволяет заблокировать поровые каналы, что видно по кривым давления. При исследованиях на моделях с проницаемостью 1000 мД (рис. 4Б) наблюдается постепенное увеличение и выход давления на плато, что говорит о блокировании высокопроницаемых участков и вовлечение в процесс фильтрации низкопроницаемых каналов.

По результатам экспериментов оптимальным размером гелевых частиц №4 для коллекторов проницаемостью около 1000 мД является – до 0,2 мм.

На следующем этапе проводилось исследование на кернавом материале изучаемого месторождения. Основные свойства модели представлены в табл. 3.

В начале эксперимента образец керна помещается в кернадержатель, насыщается модельной водой при различных режимах подачи, охватывающих диапазон возможных изменений скорости потока жидкости, соответствующих реальным режимам фильтрации, (линейная скорость не превышает 5 м/сут) при пластовых условиях (температуре и давлении) с фиксацией изменения давления.

На следующем этапе производится закачка гелевых частиц №4, фракцией до 0,2 мм и концентрацией 0,5% масс. с фиксацией изменения давления. Определение давления закачки и после стабилизации флуктуаций давления, фиксируется перепад давления для определения проницаемости и коэффициента сопротивления (F_R).

Закачка проводится с фиксацией изменения давления, после стабилизации флуктуаций давления, фиксируется перепад давления для определения коэффициента остаточного сопротивления (F_{RR}).

Для определения коэффициента сопротивления (F_R), который указывает на способность снижать коэффициент подвижности, используется отношение подвижности воды к подвижности гелевых частиц и, согласно формуле Дарси, можно получить по формуле:

$$F_R = \frac{\frac{K_w}{\mu_w}}{\frac{K_w}{\mu_w}} = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_w} \cdot \frac{Q_w}{Q_p} \quad (2)$$

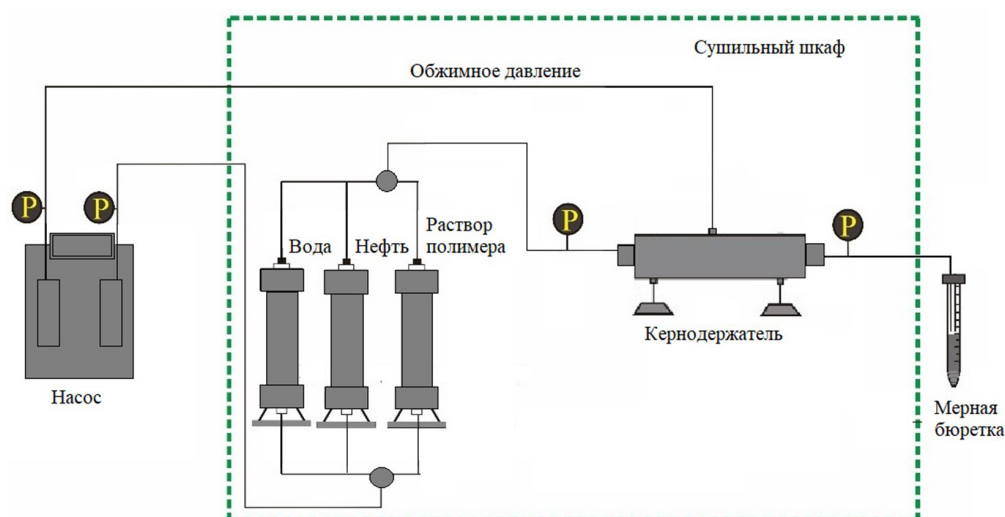


Рис. 3. Принципиальная схема фильтрационной установки.

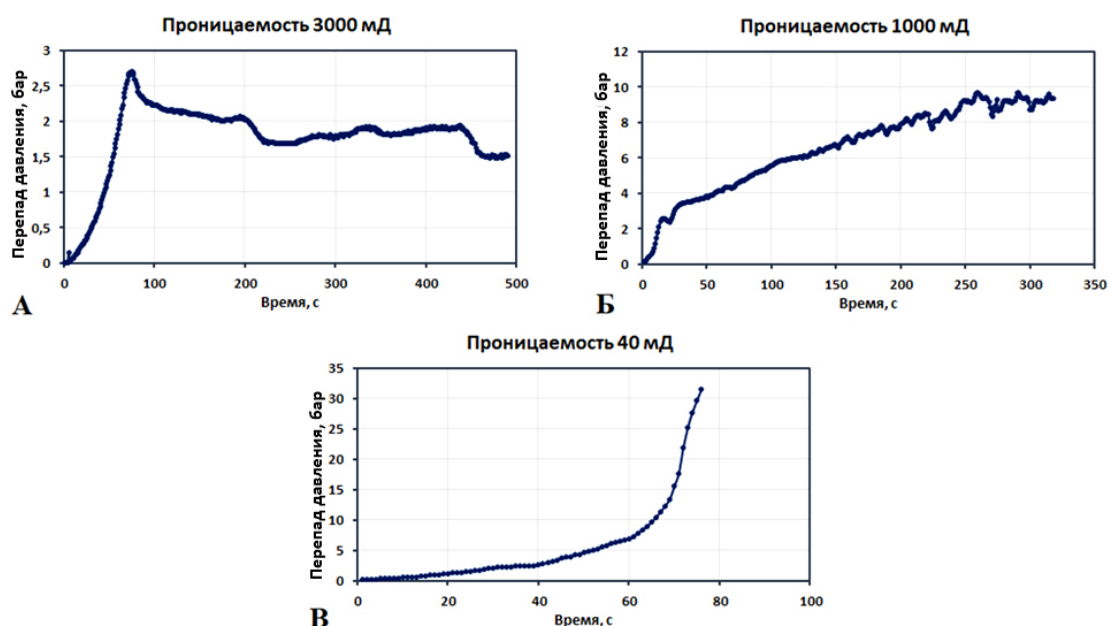


Рис. 4. Кривые перепада давления при прокачке гелевых частиц на насыпных моделях с разной проницаемостью (А) – Кривая перепада давления для керна проницаемостью 3000 мД; (Б) – Кривая перепада давления для керна проницаемостью 1000 мД; (В) – Кривая перепада давления для керна проницаемостью 40 мД.

Эксперимент	Тип коллектора	Длина, мм	Диаметр, мм	$K_{np}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$r_{пор}, \text{ мкм}$
1	Терригенный	100	30	945,6	164

Табл. 3. Свойства насыпных моделей для фильтрационных исследований.

где ΔP_w – перепад давления после стабилизации при закачке воды; Q_w – расход модели пластовой воды; ΔP_p – перепад давления после стабилизации при закачке гелевых частиц; Q_p – расход при закачке гелевых частиц.

Для определения способности раствора частиц снижать проницаемость породы рассчитывается коэффициент остаточного сопротивления (F_{RR}):

$$F_{RR} = \frac{K_w}{K_f} \quad (3)$$

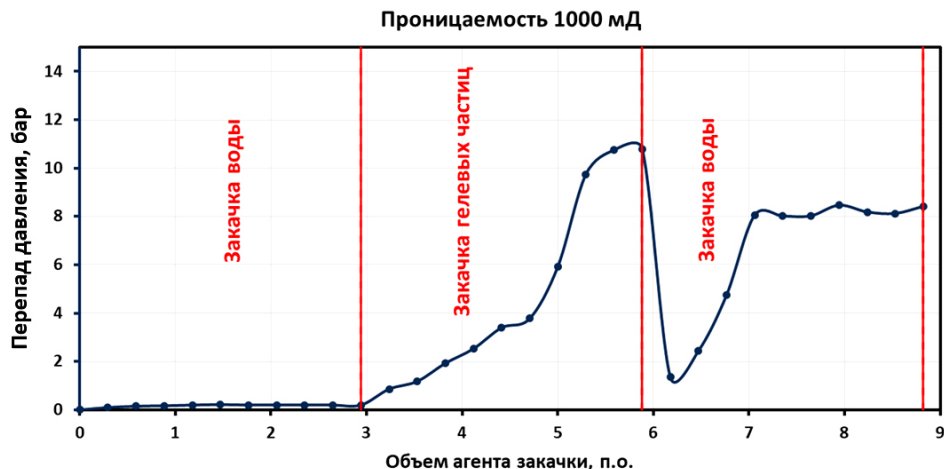
где K_f – проницаемость по воде после закачки частиц мД; K_w – проницаемость по воде до закачки частиц, мД.

Результаты фильтрационных исследований представлены в табл. 4 и на рис. 5.

На рисунке 5 приведена кривая перепада давления при фильтрационном исследовании. Во время фильтрации воды после закачки гелевых частиц выход на стабильное значение депрессии в 8 атмосфер происходит в течение 1 п.о. воды, что обуславливает блокирование высокопроницаемых зон и вовлечение в процесс фильтрации до этого незадействованных низкопроницаемых зон.

Эксперимент	K_{np}	F_R	F_{RR}
1	945,6	13,63	9,59

Табл. 4. Результаты фильтрационного исследования.

Рис. 5. Результаты фильтрационного исследования на насыпной модели проницаемостью $945 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Проведение опытно-промышленных исследований

На основании лабораторных исследований была оценена эффективность применения гелевых частиц, что позволило рекомендовать проведение опытно-промышленных испытаний на исследуемых эксплуатационных объектах.

В рамках ОПИ были выполнены две закачки предварительно сшитых гелевых частиц №4 в нагнетательные скважины, характеристики целевых интервалов воздействия которых представлены в табл. 5. Основной целью проведенных работ было выравнивание профиля приемистости пласта для повышения эффективности разработки месторождения.

При выполнении технологического процесса подготовки и закачки предварительно сшитых гелевых частиц было использовано следующее оборудование (рис. 6):

- комплект оборудования для обвязки арматуры скважин;
- передвижная установка КУДР (комплексная установка дозирования реагентов) (предназначена для смешения предварительно сшитых гелевых частиц и пластовой воды ППД);

– насосный агрегат типа ЦА – 320 (для определения приемистости скважины перед проведением закачки, проведения закачки);

– автоцистерна (для подвоза воды).

Закачка предварительно сшитых гелевых частиц производилась по технологии, описанной ниже:

- закачка воды ППД в объеме 30–40 м³ для выхода скважины на режим;
- определение приемистости скважины на режиме 5, 7, 10 м³/час;
- закачка гелевых частиц с минимальной концентрацией в объеме 10 м³ с целью экспресс-оценки динамики изменения давления;
- закачка планового объема предварительно сшитых гелевых частиц;
- продавка закачанного состава водой ППД.

Работы по выравниванию профиля приемистости

В ходе проведения ОПИ закачка осуществлялась в проточном режиме с подачей в закачиваемую воду гелевых частиц для высокоминерализованных сред в концентрации 0,1–0,8% масс. и с расходом не более 5 м³/час, с учетом

№ п/п	Характеристики объекта	Проведение работ по ВПП	
		Закачка №1	Закачка №2
1	Тип породы коллектора	терригенный	карбонатный
2	Интервал перфорации, м	1125,9–1126,9	1216,2–1219,0 1222,6–1224,0
3	Среднее значение пористости по интервалам перфорации, %	23,5	18,5 12,9
4	Среднее значение проницаемости по интервалам перфорации, мД	1051	500 192

Табл. 5. Характеристика объекта воздействия.

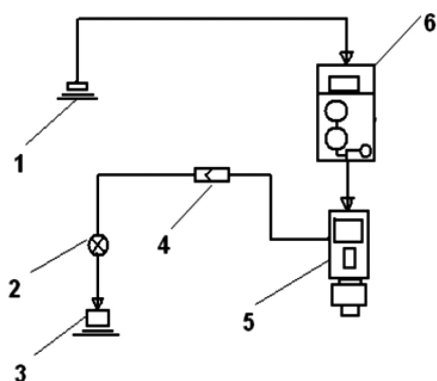


Рис. 6. Технологическая схема обвязки оборудования с устьем скважины и схема размещения комплекса оборудования на скважине: 1 – водовод; 2 – задвижка; 3 – скважина; 4 – обратный клапан; 5 – агрегат ЦА-320; 6 – установка КУДР.

динамики изменения давления закачки. Основным критерием оценки эффективности ОПИ являлась динамика изменения давления закачки. При достижении максимально возможного давления на эксплуатационную колонну закачка предварительно сшитых гелевых частиц прекращалась, после чего проводилась продавка составом воды системы ППД. Результаты изменения давления в ходе работ по выравниванию профиля приемистости представлены на рисунках 7–8.

В ходе проведения ОПИ предварительно сшитые гелевые частицы продемонстрировали свою эффективность за счет блокировки высокопроницаемых зон пласта, что подтверждается динамикой изменения давления закачки.

Следует отметить, что при закачке воды в скважину №1 рост давления не наблюдался, что свидетельствует о высокой приемистости коллектора. Это и характерно для терригенных коллекторов, которые обычно представляют собой поровые пласты с относительно однородными порами и каналами, диаметры которых мало отличаются друг от друга. Они характеризуются более

высокой пористостью и проницаемостью, что обеспечивает высокую приемистость и более равномерное движение флюидов по матрице пласта.

Поэтому только при воздействии предварительно сшитыми гелевыми частицами с максимальной постоянной концентрацией 0,8% удалось заблокировать высокопроницаемые промытые участки пласта и повысить давление закачки до 72 атм в данном коллекторе. Таким образом, результаты закачки предварительно сшитых гелевых частиц в терригенный коллектор подтверждают перераспределение фильтрационных потоков, а также увеличение охвата пласта процессом вытеснения нефти за счет вовлечения низкопроницаемых зон в разработку.

При проведении закачки №2 на карбонатном объекте осуществлялось ступенчатое увеличение концентрации предварительно сшитых гелевых частиц в потоке с 0,1 до 0,8% масс. Максимальное достигнутое давление закачки стабилизировалось на уровне 90 атм, что свидетельствует о формировании эффективного экранирующего барьера в высокопроницаемых зонах.

Обсуждение результатов

Карбонатные коллекторы, напротив, имеют сложную пористую структуру, включающую микрокаверны, трещины и микроканалы, причем диаметры каналов часто на порядок меньше каверн. Это приводит к более низкой проницаемости матрицы, несмотря на достаточную пористость. Кроме того, карбонаты обладают выраженной трещиноватостью и зональной неоднородностью по емкостно-фильтрационным свойствам.

В карбонатных коллекторах трещины и каверны формируют основные каналы для движения флюидов, особенно в плотной и малопроницаемой матрице. Трещиноватость обеспечивает высокопроницаемые пути, но при этом матрица остается с низкой проницаемостью, что создает значительную неоднородность потока и сложность в контроле за движением флюидов.

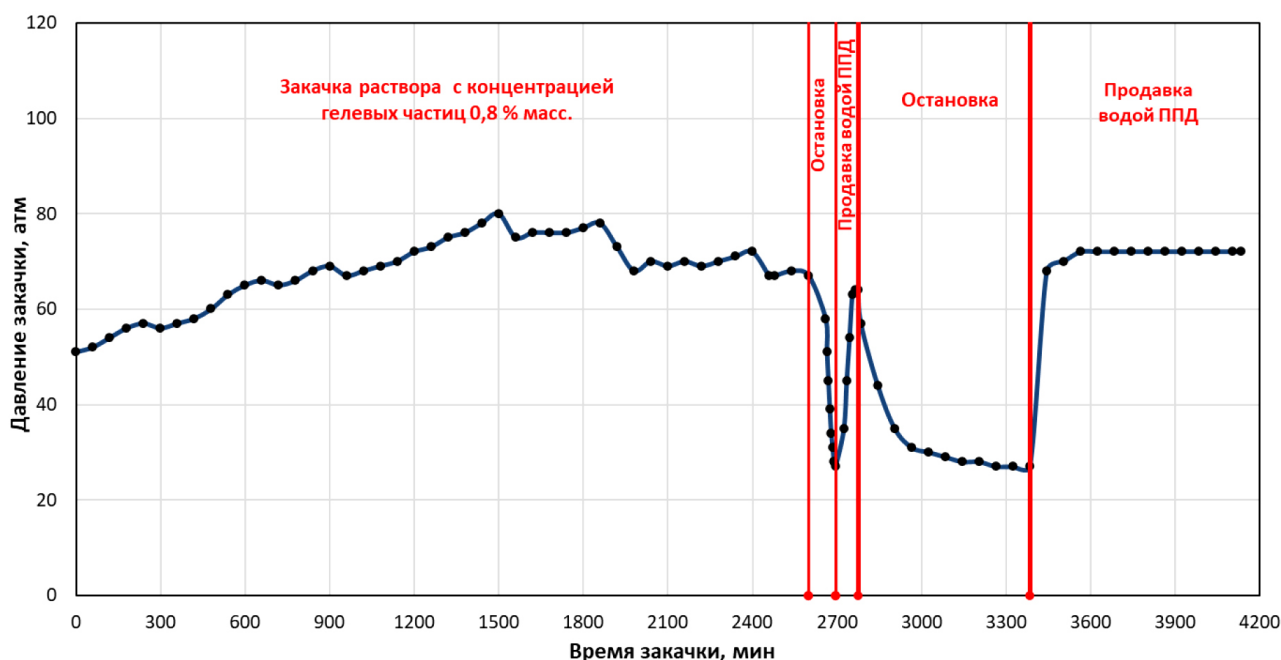


Рис. 7. Динамика изменения давления при закачке №1.

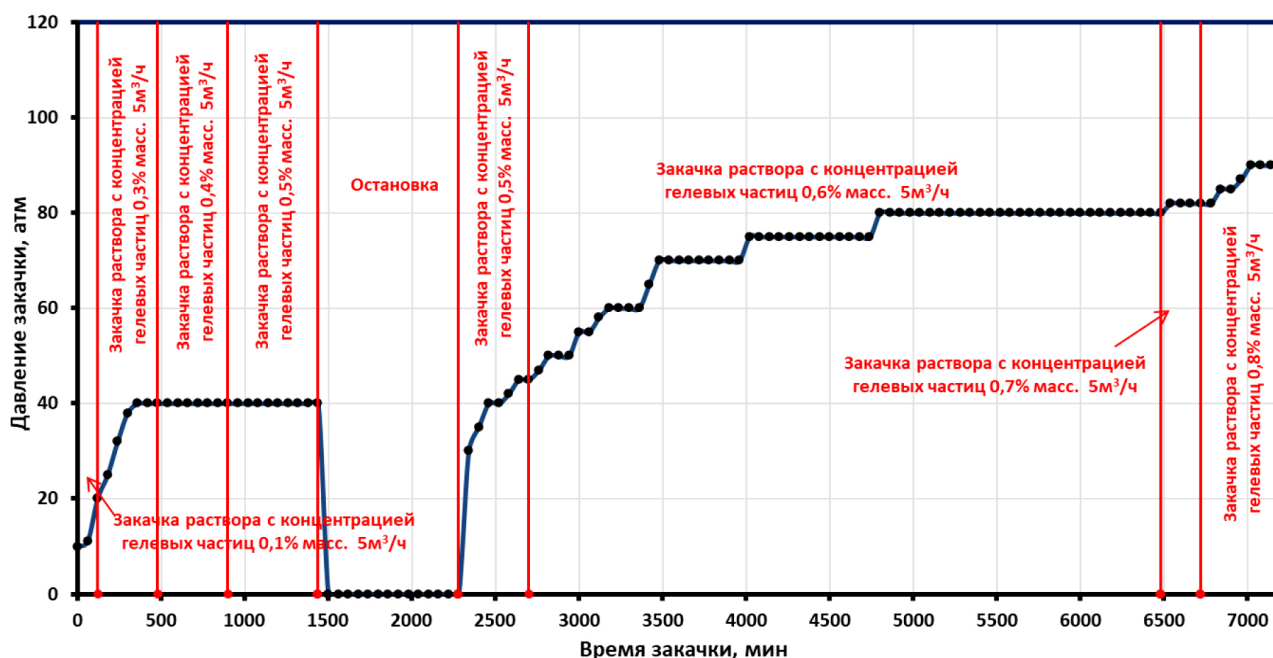


Рис. 8. Динамика изменения давления при закачке №2.

Полученные результаты подтверждают высокую эффективность применения технологии закачки гелевых частиц. Это позволяет рассматривать данную методику для широкого внедрения на нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, с целью увеличения охвата пласта вытеснением нефти и повышения эффективности заводнения. В настоящее время ведутся работы по оценке изменения обводненности и анализа дополнительной добычи нефти на добывающих (реагирующих) скважинах. Полученные данные позволяют оценить эффективность проведенных мероприятий и определить перспективы дальнейшего применения технологии закачки предварительно сшитых гелевых частиц для повышения нефтеотдачи пласта.

Заключение

Применение предварительно сшитых гелевых частиц является перспективной технологией для выравнивания профиля приемистости. Лабораторные и промышленные опыты показывают их эффективность применения на месторождениях с высокой минерализацией (более 230 г/л). По результатам исследований установлено, что Образец №4 способен увеличиваться по массе более чем в 7 раз и сохранять свои тампонирующие свойства в течение 180 дней. Применение предварительно сшитых гелевых частиц, способных увеличиваться в массе более чем в семь раз и сохранять тампонирующие свойства до 180 дней, является перспективным для выравнивания профиля приемистости на месторождениях с высокой минерализацией. Оптимальные концентрации составляют до 0,8% для терригенных коллекторов, что обеспечивает значительное повышение давления закачки и блокирование промытых зон. Для карбонатных коллекторов эффективна ступенчатая обработка с концентрациями от 0,1 до 0,8%, позволяющая сформировать экранирующие барьеры в трещиноватых зонах и снизить приемистость. Особенности строения коллекторов диктуют необходимость адаптированных

подходов: терригенные пласты характеризуются однородной пористостью и высокой приемистостью, что облегчает перераспределение потоков, тогда как карбонатные требуют поэтапного формирования барьеров из-за сложной трещиноватой структуры. Таким образом, технология закачки предварительно сшитых гелевых частиц эффективно повышает охват пласта и нефтеотдачу на поздних стадиях разработки.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

Литература

- Велиев Э.Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*, (2), с. 50–66. <https://doi.org/10.5510/OGP20200200432>
- Кадыров Р.Р., Мухаметшин В.В. и Галиуллина И.Ф. (2021). Методы приготовления и технология применения тампонирующих материалов при выполнении водоизоляционных работ на нефтяных скважинах. *Нефтегазовое дело*, 19(1), с. 77–84. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-77-84>
- Кетова Ю.А., Бай Б., Казанцев А.Л. и Галкин С.В. (2019). Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц. *Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 19(3), с. 251–262. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5>
- Литвин В.В. и др. (2009). Полимерное заводнение на опытном участке Самоглорского месторождения. *Бурение и нефть*, (4), pp. 34–37.
- Мирзоев К.М. и др. (2012). Увеличение нефтеотдачи пластов и добычи нефти с помощью снижения объемов закачки воды и вибраций с учетом приливных движений Земли. *Георесурсы, геознергетика, геополитика*, 1(5).
- Тома А., Саюк Б., Абиров Ж. (2017). Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти. *Территория нефтегаз*, (7–8), с. 58–67.

Abdulbaki M. et al. (2014). Journal of Petroleum Science and Engineering A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, pp. 741–753. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.06.034>

Akbari S. et al. (2019). A critical review of concept and methods related to accessible pore volume during polymer-enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106263. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106263>

Bai B., Zhou J. and Yin M. (2015). A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Petroleum Exploration and Development*, 42(4), pp. 525–532. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30045-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30045-8)

Caili D., Qing Y. and Fulin Z. (2010). In-depth profile control technologies in China—A review of the state of the art. *Petroleum Science and Technology*, 28(13), pp. 1307–1315. <https://doi.org/10.1080/10916460903419164>

Esfahlan M.S., Khodapanah E. and Tabatabaei-Nezhad S.A. (2021). Comprehensive review on the research and field application of preformed particle gel conformance control technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108440. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108440>

Farajzadeh R. et al. (2012). Foam – oil interaction in porous media : Implications for foam assisted enhanced oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 183–184, pp. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2012.07.002>

Farasat A. et al. (2017). Effects of reservoir temperature and water salinity on the swelling ratio performance of enhanced preformed particle gels. *Korean J. Chem. Eng.*, 34(5), pp. 1509–1516. <https://doi.org/10.1007/s11814-017-0017-1>

Goudarzi A. et al. (2014). New experiments and models for conformance control microgels. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-169159. <https://doi.org/10.2118/169159-MS>

Guo P. et al. (2022). Chemical water shutoff agents and their plugging mechanism for gas reservoirs: A review and prospects. *Journal of natural gas science and engineering*, 104, 104658. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104658>

Saghafi H.R. et al. (2016). Performance evaluation of optimized preformed particle gel (PPG) in porous media. *Chemical Engineering Research and Design*, 112, pp. 175–189. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.06.004>

Yu L., Sang Q. and Dong M. (2018). Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs. *Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 73, p. 65. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.07.065>

Yuan C., Pu W. and Varfolomeev M.A. et al. (2020). Deformable Microgel for Enhanced Oil Recovery in High-Temperature and Ultrahigh-Salinity Reservoirs : How to Design the Particle Size of Microgel to Achieve Its Optimal Match with Pore Throat of Porous Media. *SPE J.*, 26, pp. 2053–2067. <https://doi.org/10.2118/197804-PA>

Сведения об авторах

Айдар Замилевич Мустафин – старший преподаватель, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: aid905@yandex.ru

Михаил Алексеевич Варфоломеев – кандидат хим. наук, ведущий научный сотрудник, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: vma.ksu@gmail.com

Александр Владимирович Болотов – кандидат хим. наук, ведущий научный сотрудник, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: highpress@gmail.com

Вадим Константинович Деревянко – младший научный сотрудник, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: vadimk1998@mail.ru

Ильгиз Фаильевич Минханов – кандидат техн. наук, доцент, Казанский федеральный университет
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5
e-mail: minkhanovi@mail.ru

Руслан Камилевич Хайрtdинов – главный геолог, ЗАО «Кара Алтын»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Шевченко, 48
e-mail: ruslan@karaaltyn.com

Статья поступила в редакцию 18.10.2024;
Принята к публикации 30.05.2025;
Опубликована 30.06.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Analysis of Efficiency and Result of Pilot Test of Pre-cross-Linked Gel Particles for Conformance Control at Oilfields Complicated by High Mineralization in the Republic of Tatarstan

A.Z. Mustafin^{1*}, M.A. Varfolomeev¹, A.V. Bolotov¹, V.K. Derevyanko¹, I.F. Minhanov¹, R.K. Khairtdinov²

¹Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

²Kara Altyn CJSC, Almetyevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Aidar Z. Mustafin, e-mail: aid905@yandex.ru

Abstract. This paper presents the results of application of modified preformed particle gels based on different monomers and aluminosilicates for conformance control technology at the fields of the Republic of Tatarstan, characterized by fractured carbonate reservoir with high salinity of formation water (more than 230 g/l). To evaluate the efficiency of synthesized gel particles at the first stage “bottle test” were carried out (swelling ratio, long-term stability, selection of the optimal size, etc.), according to the results of which the

most effective sample was selected, characterized by high absorption capacity (more than 7 g/g) and able to retain its blocking properties for 180 days. At the next stage of works filtration experiments on core material were carried out to evaluate blocking properties, the results of which proved the effectiveness of application for blocking of high permeability channels. The results of laboratory studies allowed to proceed to pilot tests on injection gel particles. Injection of the reagent was carried out in the flowing mode with the gel particles

with the concentration of 0.1–0.8% wt. in the injected highly mineralized water with the flow rate not more than 5 m³/hour. Dynamics of injection pressure change was used as the main criterion of efficiency assessment during the pilot test.

Keywords: EOR, conformance control, preformed gel particles, pilot test

Acknowledgements

This paper has been supported by the Kazan Federal University Strategic Academic Leadership Program (PRIORITY-2030)

Recommended citation: Mustafin A.Z., Varfolomeev M.A., Bolotov A.V., Derevyanko V.K., Minhanov I.F., Khairtdinov R.K. (2025). Analysis of Efficiency and Result of Pilot Test of Pre-cross-Linked Gel Particles for Conformance Control at Oilfields Complicated by High Mineralization in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 27(2), pp. 234–242. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.2.17>

References

- Abdulkadi M. et al. (2014). Journal of Petroleum Science and Engineering A critical review on use of polymer microgels for conformance control purposes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 122, pp. 741–753. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.06.034>
- Akbari S. et al. (2019). A critical review of concept and methods related to accessible pore volume during polymer-enhanced oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 182, 106263. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106263>
- Bai B., Zhou J. and Yin M. (2015). A comprehensive review of polyacrylamide polymer gels for conformance control. *Petroleum Exploration and Development*, 42(4), pp. 525–532. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30045-8](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30045-8)
- Caili D., Qing Y. and Fulin Z. (2010). In-depth profile control technologies in China—A review of the state of the art. *Petroleum Science and Technology*, 28(13), pp. 1307–1315. <https://doi.org/10.1080/10916460903419164>
- Esfahlan M.S., Khodapanah E. and Tabatabaei-Nezhad S.A. (2021). Comprehensive review on the research and field application of preformed particle gel conformance control technology. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 202, 108440. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108440>
- Farajzadeh R. et al. (2012). Foam – oil interaction in porous media : Implications for foam assisted enhanced oil recovery. *Advances in Colloid and Interface Science*, 183–184, pp. 1–13. <https://doi.org/10.1016/j.cis.2012.07.002>
- Farasat A. et al. (2017). Effects of reservoir temperature and water salinity on the swelling ratio performance of enhanced preformed particle gels. *Korean J. Chem. Eng.*, 34(5), pp. 1509–1516. <https://doi.org/10.1007/s11814-017-0017-1>
- Goudarzi A. et al. (2014). New experiments and models for conformance control microgels. *SPE Improved Oil Recovery Conference*, SPE-169159. <https://doi.org/10.2118/169159-MS>
- Guo P. et al. (2022). Chemical water shutoff agents and their plugging mechanism for gas reservoirs: A review and prospects. *Journal of natural gas science and engineering*, 104, 104658. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104658>
- Kadyrov R., Mukhametshin V., Galiullina F. (2021). Methods of preparation and plugging materials application technology when waterproofing works on oil wells performing. *Neftegazovoe delo*, 19(1), pp. 77–84. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-77-84>
- Ketova Y., Bai. B., Kazantsev A., Galkin S. (2019). Analysis of the efficiency of waterflooding of oil reservoirs using water-soluble polyacrylamide and preliminary cross-linked polyacrylamide particles. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 19(3), pp. 251–262. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5>
- Litvin V. et al. (2009). Polymeric flooding on the experimental plot of Samotlorsky deposit. *Burenje i nefi*, (4), pp. 34–37. (In Russ.)
- Mirzoev K. et al. (2012). Increase oil recovery by means of decrease injection water and vibrations taking into account tidal movements of the Earth. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 1(5). (In Russ.)
- Saghafi H.R. et al. (2016). Performance evaluation of optimized preformed particle gel (PPG) in porous media. *Chemical Engineering Research and Design*, 112, pp. 175–189. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2016.06.004>
- Thomas A. et al. (2017). Polymer flooding to increase oil recovery at light and heavy oil fields. *Territoriya neftegaz*, (7–8), pp. 58–67. (In Russ.)
- Veliyev E. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proc.*, (2), pp. 50–66. (In Russ.) <https://doi.org/10.5510/OGP20200200432>
- Yu L., Sang Q. and Dong M. (2018). Enhanced oil recovery ability of branched preformed particle gel in heterogeneous reservoirs, *Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles*, 73, p. 65. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.07.065>
- Yuan C., Pu W. and Varfolomeev M.A. et al. (2020). Deformable Microgel for Enhanced Oil Recovery in High-Temperature and Ultrahigh-Salinity Reservoirs : How to Design the Particle Size of Microgel to Achieve Its Optimal Match with Pore Throat of Porous Media. *SPE J.*, 26, pp. 2053–2067. <https://doi.org/10.2118/197804-PA>

About the Authors

Aidar Z. Mustafin – Senior Lecturer, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Mikhail A. Varfolomeev – Cand. Sci. (Chemistry), Leading Researcher, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Alexander V. Bolotov – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Vadim K. Derevyanko – Junior Researcher, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Ilgiz F. Minhanov – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Kazan Federal University

4/5 Kremlevskaya str., Kazan, 420008, Russian Federation

Ruslan K. Khairtdinov – Chief Geologist, Kara Altyn CJSC
48 Shevchenko str., Almet'yevsk, 423450, Russian Federation

*Manuscript received 18 October 2024;
Accepted 30 May 2025; Published 30 June 2025*

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)