

УДК 622.276.6

Г.Г. Печерский¹, Ю.Р. Кускильдина², А.В. Антусёва³

¹канд. техн. наук, зав. лаб. химического обеспечения интенсификации нефтедобычи
Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти
Производственного объединения «Беларуснефть»

²химик 2 категории лаб. химического обеспечения интенсификации нефтедобычи
Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти
Производственного объединения «Беларуснефть»

³химик лаб. химического обеспечения интенсификации нефтедобычи
Белорусского научно-исследовательского и проектного института нефти
Производственного объединения «Беларуснефть»

ПОЛИМЕР-ГЛИНИСТЫЕ ТАМПОНАЖНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

Приведены результаты лабораторных исследований по определению оптимальных концентраций исходных реагентов для получения высокоэффективных полимер-глинистых тампонажных композиций, предназначенных для проведения ремонтно-изоляционных работ в добывающих нефтяных скважинах, эксплуатирующих неоднородные высокопроницаемые и трещиноватые карбонатные пласты. Исследованы зависимости вязкости полимер-глинистых композиций при скоростях сдвига, имитирующих нагрузки, которые испытывают данные композиции при осуществлении закачки от устья до забоя скважины с применением стандартного нефтепромыслового оборудования. Выбраны исходные реагенты и их оптимальные концентрации, что позволило получить композиции, способные образовывать более прочный по сравнению с аналогом тампонажный материал, который может выдержать большие градиенты давления.

В настоящее время в мировой практике нефтедобычи отмечается тенденция снижения доли вновь открываемых запасов нефти в поровых коллекторах относительно простого строения. Как следствие этого, одним из основных резервов активного освоения являются месторождения нефти и газа в карбонатных коллекторах трещинного и трещинно-порового типов, содержащие более половины мировых запасов углеводородов [1; 2].

Данные месторождения из-за особенностей строения пород-коллекторов (наличие каверн и трещин) имеют повышенные фильтрационные характеристики, что влияет на скорость процесса вытеснения из них нефти нагнетаемой водой. Из-за неоднородности горных пород движение нефти и вытесняющего агента (воды) к зонам дренирования происходит с разными скоростями и, как следствие, в обводненной зоне остается значительная часть подвижных запасов нефти. Через сравнительно короткий промежуток времени по промытым трещинам в добывающие скважины начинает поступать вода. В данных условиях технико-экономическую эффективность разработки месторождений во многом определяет проведение операций по ограничению водопритоков при ремонтно-изоляционных работах (РИР) в добывающих скважинах [2–4].

В Республике Беларусь большинство залежей нефти (более 92%) приурочено к карбонатным подсолевым и межсолевым комплексам сложного строения, которые характеризуются высокой неоднородностью продуктивных отложений, наличием систем трещин различного направления. Это обуславливает неравномерную выработку запасов по площади и разрезу, преждевременное обводнение добывающих скважин по высокопроницаемым каналам фильтрации. Так, текущая обводненность добываемой продукции в настоящее время достигает 80–90%. В связи с этим на нефтяных месторожде-

ниях РУП «Производственное объединение “Белоруснефть”» интенсивно внедряются химические технологии, используемые при РИР в добывающих скважинах [5; 6].

Однако, несмотря на то, что в настоящее время разработано и применяется большое количество химических реагентов и технологий для РИР, стоит отметить, что подавляющее большинство из них разработано для условий поровых коллекторов, и их применение не всегда эффективно в условиях двойной пористости. В связи с этим актуальной задачей является разработка водоизоляционных композиций для условий трещиновато-поровых коллекторов.

К реагентам для РИР предъявляется особый комплекс требований. Прежде всего, они должны обладать такими реологическими свойствами, которые могли бы обеспечить, с одной стороны, транспортировку их рабочих растворов без осложнений с устья скважины в пласт, а с другой – последующую эффективную кольматацию высокопроницаемой зоны (каверна, трещина и др.) – источника поступления воды в скважину [7].

Заметное место в номенклатуре реагентов для проведения РИР занимают водные взвеси неорганических порошков разной степени дисперсности, в частности, на основе бентонитовых глин. Разнообразие структурно-механических свойств таких дисперсных систем определяется природой компонентов, размером частиц дисперсной фазы и протекающими взаимодействиями между ними. Для улучшения эксплуатационных характеристик дисперсных систем широко применяют различные модификаторы, в основном полимерной природы [8].

Цель настоящей работы состояла в выборе и установлении оптимальных концентраций исходных реагентов для получения высокоэффективных полимер-глинистых тампонажных композиций для проведения РИР в добывающих скважинах, эксплуатирующих неоднородные высокопроницаемые и трещиноватые карбонатные пласты.

Для обеспечения высокой технико-экономической эффективности использования разрабатываемых тампонажных композиций в промышленных масштабах на территории Республики Беларусь исходные компоненты выбирались из перечня химических реагентов, применяемых в РУП «Производственное объединение “Белоруснефть”», которые прошли лабораторные и опытно-промышленные испытания и допущены к применению в геолого-физических условиях белорусских месторождений нефти (повышенные температуры, высокая минерализация пластовых вод и др.).

Так, в качестве исходных реагентов для создания полимер-глинистых тампонажных композиций использовали:

- 1) ПБМА и ПБМВ (ТУ 2164-005-04002160);
- 2) ПБА-22 ЭКСТРА и ПБА-20 СУПЕР (ТУ 14.2-00223941-003);
- 3) полиакриламиды (ПАА) разных марок (отличающиеся молекулярной массой, природой анионных групп и степенью анионности);
- 4) AN-125, AN-132, AN-905, FP-307 (производитель – SNF Floerger, Франция);
- 5) Alcoflood-955 (производитель – BASF, Германия);
- 6) TR-1516 (производитель – Changzhou Odoc Int. Trade Co. Ltd, Китай).

Для сравнения в аналогичных условиях был испытан полимерминеральный состав ПМС «Химеко-1», представляющий собой композицию бентонитового глинопорошка с полиакриламидом (ТУ 2458-004-45811026) (производитель – ЗАО «Химеко-ГАНГ», Российская Федерация).

При выборе основы для получения глинистой суспензии учитывали, что бентонитовые глины разделяют на щелочные (натриевые) и щелочноземельные (кальциевые). Глина натриевого типа более дисперсна, чем кальциевая. Кальциевые бентониты трудно растворимы в воде, натриевые – легко набухают и диспергируются в воде, что обусловило их широкое применение.

Главная составляющая глин – это глинистые частицы. Под влиянием молекулярных сил сцепления они соединяются друг с другом, образуя первичные глинистые частицы, которые, в свою очередь, формируют агрегаты. Химическую основу бентонитовых глин, содержащих в своем составе 70% и более минерала монтмориллонита, составляют алюмосиликаты – $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot \text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$. Частица монтмориллонита представляет собой плоские удлиненные чешуйки средних размеров $1 \times 0,1 \times 0,01$ мкм [9; 10]. Важнейшей особенностью глин, обусловленной их химическим, минералогическим, гранулометрическим составом, является способность к связыванию посредством физико-химического взаимодействия большого количества воды или водных растворов химических реагентов.

Монтмориллонит имеет слабые связи между слоями, и молекулы воды легко внедряются между ними. При этом давление набухания настолько велико, что частицы глины разделяются на мелкие агрегаты и даже отдельные единичные частицы, увеличиваясь в объеме в 8–14 раз. В связи с этим многократно возрастает удельная поверхность глинистых частиц (до $900 \text{ м}^2/\text{г}$). В результате значительно повышается коллоидная активность глин, обеспечивающая возможность создания на их основе вязких, седиментационно-устойчивых дисперсных систем [11].

Еще одной важной характеристикой глинистых суспензий является наличие тиксотропных свойств. Они определяют способность суспензий формировать гидроизолирующие экраны в поровом пространстве пласта. Тиксотропия глинистых суспензий выражается в их обратимом структурообразовании после снятия внешней механической нагрузки. Явление тиксотропии лежит в основе эффективного использования глинистых суспензий для изоляции водопритоков в высокопроницаемой части пласта.

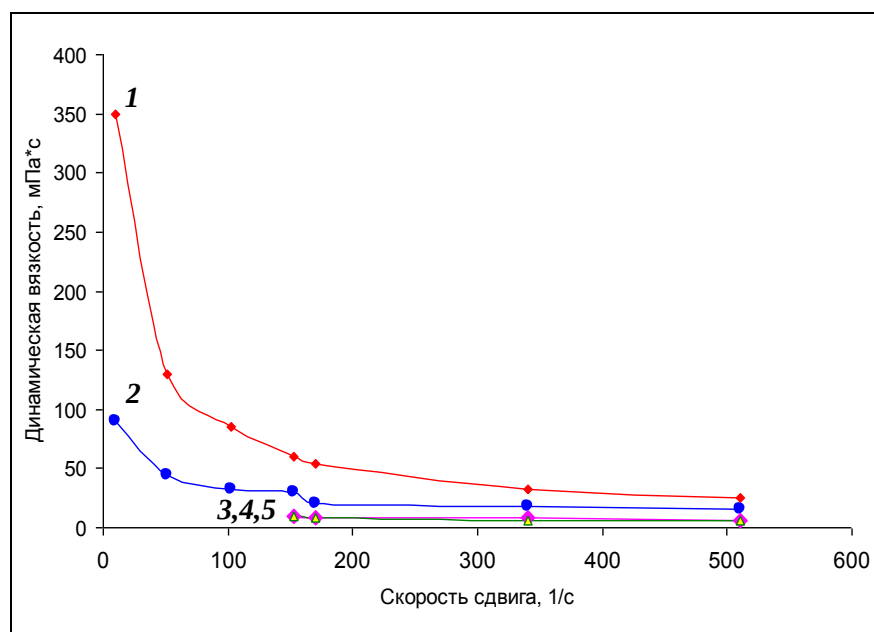
В процессе нагнетания глинистой суспензии с помощью насосного агрегата в скважину под действием сдвиговых нагрузок ее коллоидно-дисперсная структура разрушается, что приводит к резкому падению вязкости и снижению гидродинамического сопротивления при закачке. При попадании в пласт скорость движения глинистой суспензии в его каналах снижается, а вязкость и прочность структуры за счет проявления тиксотропных свойств увеличивается, то есть формируется водоизоляционный экран. Этот эффект можно усилить, модифицируя глинистую суспензию добавками водорастворимых полимеров, в качестве которых используют эфиры целлюлозы, гидролизованный полиакрилонитрил, полиакриламид (ПАА), биополимеры и др.

В настоящей работе основное внимание уделено исследованию зависимости вязкости полимер-глинистых композиций при скоростях сдвига, имитирующих нагрузки, которые испытывает полимер-глинистая композиция при осуществлении ее закачки от устья до забоя скважины с применением стандартного нефтепромыслового оборудования.

Для реологических исследований готовили 5%-ные водные суспензии образцов глинопорошков по общепринятой методике: навеску глинопорошка (5 г порошка на 100 г воды) всыпали в пресную воду при перемешивании лопастной мешалкой со скоростью 600 об/мин в течение 2 мин. Затем увеличивали скорость до 1 000 об/мин и перемешивали в течение 60 мин, после чего оставляли пробу суспензии на одни сутки для набухания глины. Динамическую вязкость суспензий определяли с помощью вискозиметра Fann-35 (FANN, США) в диапазоне значений скорости сдвига от $0,1 \text{ с}^{-1}$ до 500 с^{-1} при температуре 20°C .

Зависимости вязкости от скорости сдвига исследуемых суспензий представлены на рисунке 1. Установлено, что наиболее высокие значения вязкости во всем исследуемом диапазоне значений скорости сдвига имели образцы суспензий на основе ПМС «Химеко-1» и глинопорошка ПБА-22. Повышенная вязкость суспензий ПМС «Химеко-1», очевидно, обусловлена наличием в этом составе полимерной добавки. В свою очередь, глинопорошок марки ПБА-22 характеризуется наиболее высокой степенью дисперсно-

ти из всех исследуемых образцов, что, по-видимому, обеспечивает высокие значения вязкости его суспензий.



1 – ПМС «Химеко-1»; 2 – ПБА-22; 3 – ПБА-20; 4 – ПБМА; 5 – ПБМВ.
Температура – 20 °С.

**Рисунок 1. – Зависимости динамической вязкости
5%-ных водных суспензий от скорости сдвига**

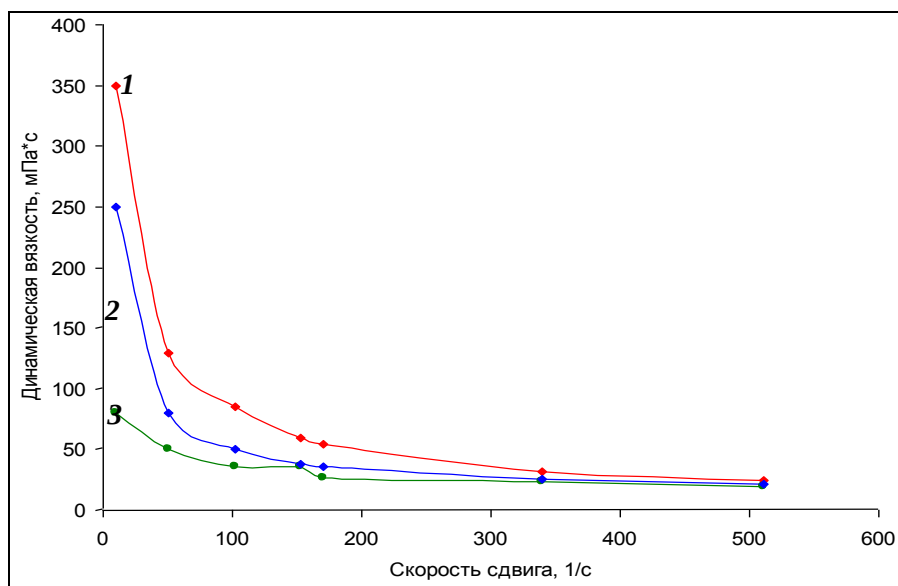
Для установления характера влияния полимерных добавок на реологические характеристики глинистых суспензий испытаны составы на основе широко применяемого на объектах РУП «Производственное объединение “Белоруснефть”» глинопорошка марки ПБМВ. В качестве модификаторов исследовали анионные ПАА. Образцы суспензий готовили по следующей методике. В части воды диспергировали глинопорошок при перемешивании с помощью лопастной мешалки со скоростью 1 000 об/мин в течение 0,5 ч, в оставшемся объеме воды растворяли ПАА, после чего смешивали глинистую суспензию и полимерный раствор в течение 0,5 ч.

Следует отметить, что глинистые суспензии, модифицированные добавками ПАА FP-307, Alcoflood-955, AN-905, были нестабильными и отделяли водную фазу (независимо от концентрации полимера). После отделения воды образовывались крупные сгустки гелеобразной полимерной массы, наполненной глинопорошком. Поэтому в дальнейшем указанные марки ПАА не исследовались.

Зависимости вязкости от скорости сдвига исследуемых 5%-ных суспензий глинопорошка ПБМВ с добавкой 0,1% ПАА марок AN-125 и AN-132 представлены на рисунке 2.

Из сравнения кривых течения, приведенных на рисунках 1 (кривая 5) и 2 (кривые 2, 3), видно, что добавки 0,1% ПАА AN-125, AN-132 привели к заметному возрастанию вязкости 5%-ной суспензий глинопорошка ПБМВ, так что суспензия с добавкой AN-125 приблизилась по реологическим показателям к суспензии ПМС «Химеко-1» (рисунок 2, кривая 1).

Анализ полученных результатов показал, что суспензии, содержащие 5% глинопорошка марки ПБМВ, имели недостаточно высокую для целей водоизоляции в трещиноватых пластах вязкость. С целью повышения вязкости проведены исследования суспензий с повышенным содержанием ПБМВ.



1 – ПМС «Химеко-1»; 2, 3 – глинопорошок ПБМВ с добавкой 0,1% ПАА (2 – AN-125; 3 – AN-132). Температура – 20 °С

Рисунок 2. – Зависимости динамической вязкости 5%-ных водных суспензий от скорости сдвига

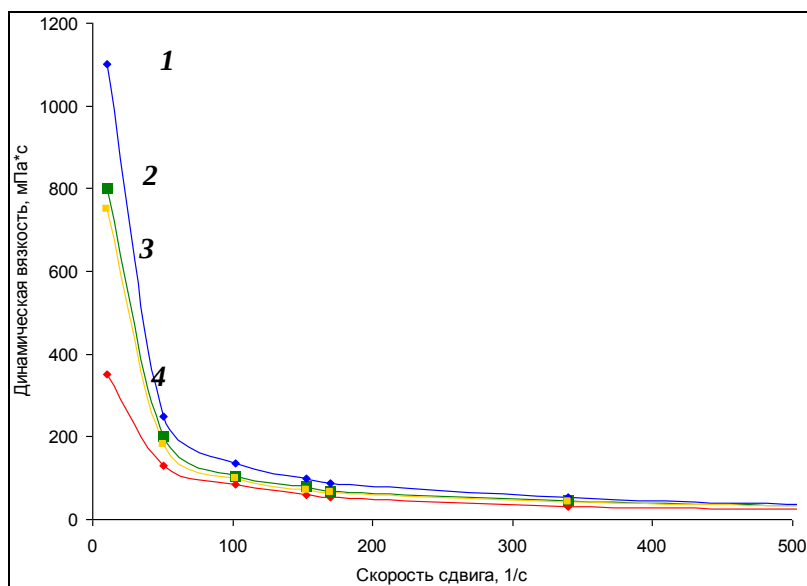
Результаты реологических исследований глинистых суспензий с различным содержанием глинопорошка представлены в таблице, в которой приведены значения вязкости при скоростях сдвига, имитирующих воздействие, которое оказывается на полимер-глинистую композицию во время проведения промысловых работ на скважине: 100 с^{-1} (что соответствует скорости движения суспензий через насосный агрегат), 40 с^{-1} (при движении через насококомпрессорные трубы) и 10 с^{-1} (при движении в каналах пласта).

Таблица. – Значения вязкости глинистых суспензий при различных скоростях сдвига

№ образца	Состав глинистой суспензии	Динамическая вязкость при скорости сдвига, с^{-1}		
		10	50	100
1	ПМС «Химеко – 1» (5%)	350	130	85
2	ПБА – 22 (5%)	90	45	33
3	ПБМВ (7%)	200	100	75
4	ПБМВ (10%)	450	120	55
5	ПБМВ (16%)	1 400	290	145

В результате повышения концентрации ПБМВ отмечено существенное возрастание вязкости суспензии без добавки ПАА. Установлено, что для предупреждения технологических осложнений при проведении промысловых работ по закачке полимер-глинистых композиций в пласт, оптимальным является использование 7% суспензии глинопорошка марки ПБМВ.

Для повышения эксплуатационных характеристик 7% суспензии ПБМВ исследовали влияние добавок ПАА марок TR-1516, AN-132 и AN-125 на вязкость образующейся системы. Кривые течения 7% суспензий глинопорошка ПБМВ с добавками 0,05–0,1% исследуемых ПАА в сравнении с 5%-ной суспензией ПМС представлены на рисунке 3.



1, 2, 3 – глинопорошок ПБМВ (7%) с добавками ПАА (1 – 0,05% TR-1516; 2 – 0,1% AN-125; 3 – 0,1% AN-132); 4 – 5% ПМС «Химеко-1». Температура – 20 °С.

Рисунок 3. – Зависимости динамической вязкости водных суспензий от скорости сдвига

Результаты исследований показали, что оптимальными по реологическим характеристикам являются полимер-глинистые композиции, содержащие в своем составе глинопорошок марки ПБМВ (7%) и ПАА (AN-125 – 0,1% или TR-1516 – 0,05%).

При низких скоростях сдвига (менее 100 с^{-1}) такие полимер-глинистые композиции характеризуются более высокими значениями вязкости по сравнению с аналогом ПМС «Химеко-1». Это указывает на то, что в высокопроницаемой части нефтяного пласта разработанные композиции могут образовывать более прочный тампонажный материал, который способен выдержать большие градиенты давления. Данный факт способствует повышению эффективности проводимых РИР при использовании разработанных полимер-глинистых композиций.

Для технико-экономического обоснования применения разработанных полимер-глинистых композиций на нефтяных месторождениях Республики Беларусь проведен расчет стоимости 1 м^3 тампонажной композиции, приготовленной с использованием предложенных компонентов (с учетом транспортных расходов). Сравнение полученных данных со стоимостью 1 м^3 тампонажной композиции на основе ПМС «Химеко-1» показал, что экономия средств при использовании предложенных реагентов может составить до 15% по сравнению с существующим аналогом.

Заключение

Разработанные полимер-глинистые композиции по своим эксплуатационным характеристикам (зависимость вязкости от скорости сдвига, возможность регулирования свойств в широком диапазоне в зависимости от условий применения, низкая стоимость) превосходят выбранный для сравнения аналог ПМС «Химеко-1». Также в ходе проведения исследований установлено, что данные композиции на основе глинопорошка марки ПБМВ, модифицированные ПАА, характеризуются наличием тиксотропных свойств, которые более выражены по сравнению с ПМС «Химеко-1».

Для проведения опытно-промышленных испытаний опытной партии полимер-глинистой композиции на месторождениях РУП «Производственное объединение «Бело-

руснефть”» необходимо исследовать ее тиксотропные свойства и провести модельные эксперименты в динамике при термобарических условиях нефтяного месторождения на керновом материале. Проведение данных исследований запланировано в 2016 г.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кунакова, А. М. Неорганическая гелеобразующая композиция для ограничения водопритока в карбонатных трещиновато-поровых коллекторах / А. М. Кунакова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 114–116.
2. Стрижнев, К. В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: теория и практика / К. В. Стрижнев. – СПб. : Недра, 2010. – 560 с.
3. Ананьев, В. В. Проблемы оптимизации системы разработки залежей нефти при опережающем обводнении скважин / В. В. Ананьев, В. М. Смелков, А. В. Кальчева // Георесурсы. – 2009. – № 3. – С. 14–17.
4. Петухов, А. В. Повышение эффективности извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти в сложных коллекторах путем использования гелеобразующего состава на основе силиката натрия / А. В. Петухов, М. Н. Никитин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 1. – С. 57–61.
5. Демяненко, Н. А. Стратегия поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов в Республике Беларусь / Н. А. Демяненко, П. П. Повжик, Б. А. Дубинин // Поиск и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : сб. науч. тр. – Вып. 8. – Гомель : Полеспечат, 2012. – С. 3–11.
6. Карташ, Н. К. Основные проблемы повышения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях Беларуси и пути их решения / Н. К. Карташ [и др.] // Теория и практика современных методов интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов : материалы междунар. науч.-практ. конф., Речица, 23–25 мая 2012 г. – Гомель : Полеспечат, 2012. – С. 9–20.
7. Кудина, Е. Ф. Гелеобразующая композиция на основе жидкого стекла для ограничения водопритока в скважины / Е. Ф. Кудина [и др.] // Вопросы химии и химической технологии. – 2009. – № 2. – С. 125–130.
8. Кадыров, Р. Р. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах с использованием полимерных материалов / Р. Р. Кадыров. – Казань : ФЭН, 2007. – 424 с.
9. Хисамов, Р. С. Научно-технологические основы применения полимердисперсных систем для увеличения нефтеотдачи / Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 52–56.
10. Городнов, В. Д. Буровые растворы / В. Д. Городнов. – М. : Недра, 1985. – 206 с.
11. Рязанов, Я. А. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 664 с.

Рукапіс паступіў у рэдакцыю 25.03.2016

Pechersky G.G., Kuskildina Y.R., Antuseva A.V. Polymer-clay Tamping Compositions for Repair and Isolation Operations in Producing Oil Wells

The results of laboratory research on determine the optimal concentrations of the reagents to generate high-performance polymer-clay tamping compositions are presented in the article. The developed compositions are intended for repair and insulation operations in oil producing wells, exploiting high-permeability heterogeneous and fractured carbonate reservoir. Dependences of viscosity polymer-clay compositions are investigated, at the shear rates simulating offloading which one tests the compositions at realization injection with application of the standard oilfield equipment.