



УДК 622.276+622.245.023.623:678.7

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

## ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

**А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, К.В. Игнатьев, Д.В. Мардашов**

Санкт-Петербургский горный университет (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2)

## LABORATORY INVESTIGATION OF POLYMER COMPOSITIONS FOR WELL KILLING IN FRACTURED RESERVOIRS

**Anton V. Bondarenko, Shamil R. Islamov, Kirill V. Ignatyev, Dmitry V. Mardashov**

Saint Petersburg Mining University (2 21<sup>st</sup> Line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 02.10.2019. Принята / Accepted: 10.01.2020. Опубликовано / Published: 02.03.2020

### Ключевые слова:

глушение скважин, подземный ремонт скважин, карбонатный коллектор, трещиноватый коллектор, осложненные условия, аномально низкое пластовое давление, высокий газовый фактор, прорыв газа, блокирующий состав, сшитый полимерный состав, лабораторные исследования, высокая термостабильность, деструкция, реология, эффективная вязкость.

### Key words:

well killing, workover, carbonate reservoir, fractured reservoir, complicated conditions, abnormally low formation pressure, high gas-oil ratio, gas breakthrough, blocking composition, cross-linked polymer composition, laboratory tests, high thermal stability, destruction, rheology, effective viscosity.

Подземный ремонт скважин в условиях повышенной трещиноватости зачастую сопровождается осложнениями еще на этапе проведения операций глушения скважин. Наличие трещин в породе-коллекторе может привести не только к значительным поглощениям технологической жидкости, но и к прорыву газа к забою скважины. Необходимо проведение лабораторных исследований с целью разработки блокирующего состава для надежной изоляции высокопроницаемых интервалов пластов, не оказывающего отрицательного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства коллектора и отвечающего требованиям безопасности при проведении работ. В рамках данной работы изучены физико-химические и реологические свойства каркасообразующего и гелеобразующего составов, представляющих собой сшитые системы, приготовленные на основе растворимых силикатов. Технология проведения глушения предполагает их последовательную закачку в скважину. Рассматриваемые составы показали технологичность их применения в широком диапазоне пластовых температур, заключающуюся в возможности их закачки в типовую скважину и продавки в призабойную зону пласта за счет низкой вязкости и замедленной скорости сшивки. Применение деструктора позволяет почти полностью исключить негативное влияние данной технологии на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта после глушения. Исследования, проведенные в данной работе, показали эффективность применения блокирующих полимерных составов, а также открыли новые направления для дальнейших исследований, а именно – необходимость проведения цикла лабораторных и промысловых испытаний рассмотренных составов, что позволит выбрать и обосновать оптимальные технологические и экономические параметры проводимой операции. Полученные результаты могут быть применены для повышения эффективности глушения нефтяных и газовых скважин в условиях повышенной трещиноватости при проведении ремонтных работ.

Workovers in conditions of increased fracturing is often accompanied by complications even at the stage of well killing operations. During the well killing process, significant gas breakthroughs and fluid loss are observed at this field, which requires significant usage of blocking compositions and increases the well service costs. It is necessary to conduct laboratory studies in order to develop a blocking composition for reliable isolation of highly permeable intervals of formations, which does not adversely affect the reservoir properties of the reservoir and satisfy the safety requirements for work. In this work, the physical, chemical and rheological properties of the carcass and gel forming compositions are studied, which are crosslinked systems prepared on the basis of soluble silicates. Well killing technology involves their sequential injection into the well. The compositions under consideration showed the manufacturability of their use in a wide range of reservoir temperatures, which consists in the possibility of their injection into a typical well and selling into the bottomhole formation zone due to the low viscosity and slowed down crosslinking speed. The use of a destructor allows almost completely eliminating the negative impact of this technology on the filtration characteristics of the bottomhole formation zone after well killing process. The studies carried out in this work showed the effectiveness of the use of blocking polymer compositions, and also opened up new areas for further research, namely, the need for a cycle of laboratory and field tests of the compositions considered, which will allow us to choose and justify the optimal technological and economic parameters of the operation. The results can be applied to increase the well killing efficiency of oil and gas wells in conditions of increased fracturing during well service operations.

**Бондаренко Антон Владимирович** – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: Bondarenko\_AV@pers.spmi.ru).  
**Исламов Шамиль Расихович** – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: Islamov\_SR@pers.spmi.ru).  
**Игнатьев Кирилл Валерьевич** – бакалавр кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: Ignatyev\_KV@pers.spmi.ru).  
**Мардашов Дмитрий Владимирович** – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 812 328 84 20, e-mail: Mardashov\_DV@pers.spmi.ru). Контактное лицо для переписки.

**Anton V. Bondarenko** – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: Bondarenko\_AV@pers.spmi.ru).  
**Shamil R. Islamov** – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: Islamov\_SR@pers.spmi.ru).  
**Kirill V. Ignatyev** – BSc student (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: Ignatyev\_KV@pers.spmi.ru).  
**Dmitry V. Mardashov** (Author ID in Scopus: 55596392500) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 812 328 84 20, e-mail: Mardashov\_DV@pers.spmi.ru). The contact person for correspondence.

## Введение

В настоящее время на основании проведенной оценки запасов на долю карбонатных коллекторов приходится порядка 60 % месторождений углеводородов и примерно столько же объемов добычи нефти в мире. Разработка таких коллекторов осложняется наличием разветвленной сети естественных и искусственных (в результате гидроразрыва пласта) трещин, высокой неоднородности, сложной структуры порового пространства, гидрофобных свойств пород-коллекторов, аномально низкого пластового давления.

Рассмотренные характерные особенности карбонатных коллекторов могут привести к низкому охвату пласта воздействием, низкому коэффициенту вытеснения, быстрому обводнению скважин, прорыву газа и, как итог, стремительному падению добычи нефти [1–9].

Наличие на месторождении пластов с подобными характеристиками обуславливает особый дифференцированный подход к планированию операций глушения скважин, связанных с разработкой и выбором блокирующего состава. Правильный подбор блокирующих составов для глушения скважин требует тщательных лабораторных исследований для конкретных объектов планируемого применения.

Несоблюдение вышеуказанных условий при планировании мероприятий на скважине может привести к потере значительных объемов технологических жидкостей, увеличению сроков проведения ремонта и времени вывода скважины на режим, что в конечном счете повлечет за собой рост стоимости подземных работ [10–12].

Передовым решением в разработке блокирующих жидкостей является использование сшитых полимерных составов с контролируемым временем гелеобразованием. Скорость изменения вязкости можно регулировать для более эффективного проведения технологических операций.

Технологии с применением описанных полимерных составов зарекомендовали себя в качестве надежного способа изоляции высокопроницаемых интервалов пластов с целью предотвращения прорыва воды и газа в добывающие скважины [13–15].

В рамках данной работы в качестве блокирующих полимерных жидкостей для глушения скважин были выбраны и изучены физико-химические и реологические свойства каркасообразующего и гелеобразующего составов.

Данные составы представляют собой сшитые системы, приготовленные на основе растворимых силикатов. При этом силикатный гель образуется, когда водный раствор со сравнительно высоким показателем pH, содержащий достаточное количество мономера эфира ортокремниевой кислоты или олигомеров ортокремниевой кислоты, испытывает уменьшение своего показателя pH либо подвергается воздействию катионов жесткости [16, 17].

Каркасообразующий состав представляет собой непрозрачную неоднородную жидкость белого цвета. При закачке в пласт жидкая фаза отделяется, а сухой остаток в условиях повышенных температур «запекается», образуя прочный каркасообразующий экран для изоляции интервалов с повышенной трещиноватостью. Такая особенность состава позволяет снизить потери закачиваемой в скважину технологической жидкости при проведении глушения.

В свою очередь, гелеобразующие составы представляют собой прозрачную однородную жидкость, которая за счет повышенной вязкости обладает низким показателем фильтруемости в пласт, а также способна предотвращать прорыв газа в условиях высокого газового фактора. При этом гелеобразующий состав готовился в двух модификациях с гелеобразователем для низких (20 °С) и высоких (90 °С) температур.

Технология проведения глушения скважин при их подземном ремонте предполагает последовательную закачку в скважину каркасообразующего и гелеобразующего составов.

Порядок проведения лабораторных физико-химических и реологических исследований составов состоял из нескольких последовательных этапов:

- 1) определение плотности;
- 2) оценка термостабильности;
- 3) оценка разрушаемости;
- 4) определение эффективной вязкости и статического напряжения сдвига (СНС);
- 5) определение времени гелеобразования сшитых композиций.

### Физико-химические исследования составов

Плотность каркасообразующего и гелеобразующего составов определялась пикнометрическим методом согласно [18] и составила 1045 и 1015 кг/м<sup>3</sup> для низких температур, а для высоких температур – 1022 кг/м<sup>3</sup>. Такое значение плотности исследуемых составов позволяет применять их при нормальном и пониженном значении пластового давления [19–22].

Для оценки термостабильности приготовленный состав выдерживался в термостате при температуре 20 или 90 °С в течение трех суток (средняя продолжительность ремонтных работ). Затем визуально оценивалось состояние исследуемой композиции и изменение ее внешнего вида. При выделении водной фазы, расслоении и образовании осадка состав считался нестабильным [23–28].

По результатам оценки термостабильности каркасообразующего состава (табл. 1.) выявлено, что спустя 15 мин после приготовления композиции как при 20 °С, так и при 90 °С из состава выделяется до 20 и 25 % воды соответственно. При дальнейшем термостатировании количество выделившейся воды остается практически неизменным. В то же время производителем каркасообразующего состава допускается выделение воды в небольшом количестве из объема композиции. Поэтому принято решение, что каркасообразующий состав является термостабильным при 20 и 90 °С и способным сохранять свои физико-химические свойства при ремонтных работах в скважине.

Таблица 1

Результаты определения термостабильности каркасообразующего и гелеобразующего составов

| Состав            | Термостабильность при 20 °С в течение 3 сут | Термостабильность при 90 °С в течение 3 сут | Примечание                                 |
|-------------------|---|---|--|
| Каркасообразующий | Да  | Да  | Выделение до 20 и 25 % воды соответственно |
| Гелеобразующий    | Да  | Да  | –  |

В то же время при термостатировании гелеобразующего состава не наблюдалось видимых изменений внешнего вида в течение всего исследуемого промежутка времени.

Стоит отметить, что требованием, предъявляемым к подобному роду составам при глушении скважины, является полная или частичная их разрушаемость при воздействии деструктора. Составы, не удовлетворяющие данным условиям, не могут быть рекомендованы к применению, поскольку это влечет за собой ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора, а также сложности при освоении и выводе скважины на режим после проведения ремонтных работ.

Разрушаемость каркасообразующего и гелеобразующего составов оценивалась визуально при температурах 20 и 90 °С в течение 24 ч путем смешения деструктора с исследуемыми блокирующими составами в соотношениях 1:1. В качестве деструктора гелеобразующего состава использовался 10%-ный водный раствор гидроксида натрия, а для деструкции каркасообразующего состава – смесь 12%-ной соляной и 5%-ной плавиковой кислот.

В результате оценки деструкции каркасообразующего и гелеобразующего составов (табл. 2) выявлено, что данные композиции могут быть рекомендованы к применению при проведении процесса глушения скважин.

### Определение реологических характеристик составов

Исследование реологических характеристик каркасообразующего и гелеобразующего составов заключалось в определении следующих параметров:

- эффективной вязкости при 300 об/мин;
- «кривых вязкости» (зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига или частоты вращения ротора);
- статическое напряжение сдвига после гелеобразования сшитых композиций в режиме контролируемой скорости сдвига путем построения зависимости напряжения сдвига  $\tau$  от скорости сдвига  $D$ , определение напряжения сдвига, при котором начинается разрушение структуры состава и его движение;

Таблица 2

**Результаты оценки процессов деструкции каркасообразующего и гелеобразующего составов**

| Блокирующий состав | Температура, °С | Результат деструкции | Время деструкции, ч   | Деструктор                  | Рекомендация к применению |
|--------------------|-----------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------|---------------------------|
| Каркасообразующий  | 20              | Частично             | 1 (50 %)<br>24 (75 %) | 12%-ный HCl + 5%-ный HF     | Рекомендуется             |
|                    | 90              | Частично             | 1 (75 %)              | 12%-ный HCl + 5%-ный HF     | Рекомендуется             |
| Гелеобразующий     | 20              | Полностью            | 3                     | 10%-ный водный раствор NaOH | Рекомендуется             |
|                    | 90              | Полностью            | 1                     | 10%-ный водный раствор NaOH | Рекомендуется             |

– времени гелеобразования сшитых композиций в динамическом режиме путем измерения эффективной вязкости  $\mu_{\text{эфф}}$  состава во времени при заданной скорости сдвига, равной скорости закачки состава в скважину, и в статическом режиме осциллирующих напряжений путем измерения комплексной вязкости во времени.

Построение кривой вязкости и определение статического напряжения сдвига проводилось для каркасообразующего и гелеобразующего составов. СНС характеризует начальный градиент давления, при котором происходит разрушение структуры композиции и ее движение [18, 29–35].

Эксперименты по определению времени гелеобразования проводились только для сшитых композиций, представляющих собой нелинейные гели.

Определение реологических характеристик осуществляется согласно [36] с применением ротационного автоматизированного вискозиметра Rheotest RN 4.1 (рис. 1). Измерения проводились с использованием цилиндрической измерительной системы.

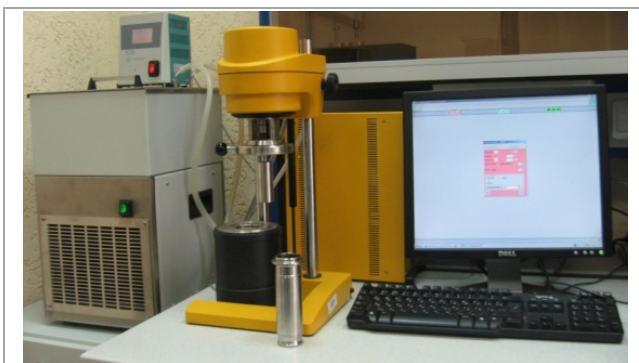


Рис. 1. Ротационный автоматизированный вискозиметр Rheotest RN 4.1

I. Последовательность исследований линейных (несшитых) составов.

1. Моделирование процесса начала движения состава (разрушения структуры состава). Определяется СНС путем построения зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига. СНС равняется значению напряжения сдвига  $\tau$ , предшествующему разрушению структуры состава, и характеризует начало движения композиции. Условия эксперимента:

- предварительная выдержка состава в измерительной ячейке в течение 15 мин;
- время эксперимента  $t = 0-500$  с;
- напряжения сдвига  $\tau = 0-2000$  Па;
- температура 20 и 90 °С соответственно.

2. Определение эффективной вязкости проводилось в режиме контролируемой скорости сдвига – кривая вязкости (CR test – Controlled Rate). Суть метода исследований заключалась в получении зависимости эффективной вязкости (напряжения сдвига) от скорости сдвига (частоты вращения) при постепенном увеличении последнего параметра от 0 до 300 с<sup>-1</sup>. Условия эксперимента:

- время  $t = 0-300$  с;
- скорость сдвига  $\dot{\gamma} = 0-300$  с<sup>-1</sup>;
- температура 20 и 90 °С соответственно.

II. В связи с тем что гелеобразующий состав изменяет вязкость во времени, принято решение о проведении поэтапного исследования реологических характеристик по следующей схеме [37–42]:

1. Моделирование состояния состава сразу после приготовления на устье скважины для оценки фильтруемости в межтрубное пространство или в колонну насосно-компрессорных труб.



Определяется эффективная вязкость состава при различной скорости сдвига путем снятия кривой вязкости. Условия эксперимента:

- время  $t = 0–300$  с;
- скорость сдвига  $\gamma = 0–300$  с<sup>-1</sup>;
- температура 20 °С.

2. Моделирование процесса закачки состава по межтрубному пространству в скважину с учетом равномерного изменения температуры по стволу скважины. Определяется время гелеобразования при постоянной скорости сдвига. Условия эксперимента:

- время эксперимента  $t = 85$  мин;
- скорость сдвига  $\gamma = 21,8$  с<sup>-1</sup>;
- температура  $T = 20–90$  °С (для состава, примененного при 20 °С, температура эксперимента  $T = 20$  °С).

3. Моделирование процесса закачки состава в пространство эксплуатационной колонны скважины. Продолжается определение времени гелеобразования при постоянной скорости сдвига. Условия эксперимента:

- время эксперимента  $t = 15$  мин;
- скорость сдвига  $\gamma = 7,1$  с<sup>-1</sup>;
- температура  $T = 90$  °С (для состава, примененного при 20 °С, температура эксперимента  $T = 20$  °С).

4. Моделирование процесса выдержки состава на время реагирования (окончания процесса сшивки) при пластовой температуре. Определяется время гелеобразования в статическом режиме осциллирующих напряжений [43–45]. Условия эксперимента:

- время  $t = 3$  ч;
- частота колебаний ротора  $f = 1$  Гц;
- модуль напряжений  $G = 10$  Па;
- температура 90 °С (для состава, примененного при 20 °С, температура эксперимента  $T = 20$  °С).

5. Моделирование процесса начала движения состава (разрушения структуры состава). Определяется СНС путем построения зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига в режиме контролируемого напряжения сдвига. Условия эксперимента:

- время  $t = 0–500$  с;
- напряжения сдвига  $\tau = 0–2000$  Па.
- температура 90 °С (для состава, примененного при 20 °С, температура эксперимента  $T = 20$  °С).

6. Моделирование состояния состава после закачки в скважину для оценки изменения его эффективной вязкости. Определяется эффективная вязкость состава при различной скорости сдвига путем снятия кривой вязкости. Условия эксперимента:

- время  $t = 0–300$  с;
- скорость сдвига  $\gamma = 0–300$  с<sup>-1</sup>;
- температура 90 °С (для состава, примененного при 20 °С, температура эксперимента  $T = 20$  °С).

Обобщенные результаты реологических исследований композиций представлены в табл. 3.

Результаты определения времени гелеобразования в условиях закачки сшитых составов приведены на рис. 2.

Исходя из результатов, опубликованных в работе [34], чем выше СНС, тем больший градиент давления блокирующий состав способен выдержать, не разрушившись. Такие же выводы справедливы при увеличении эффективной вязкости, поскольку при этом повышается ее структурная прочность.

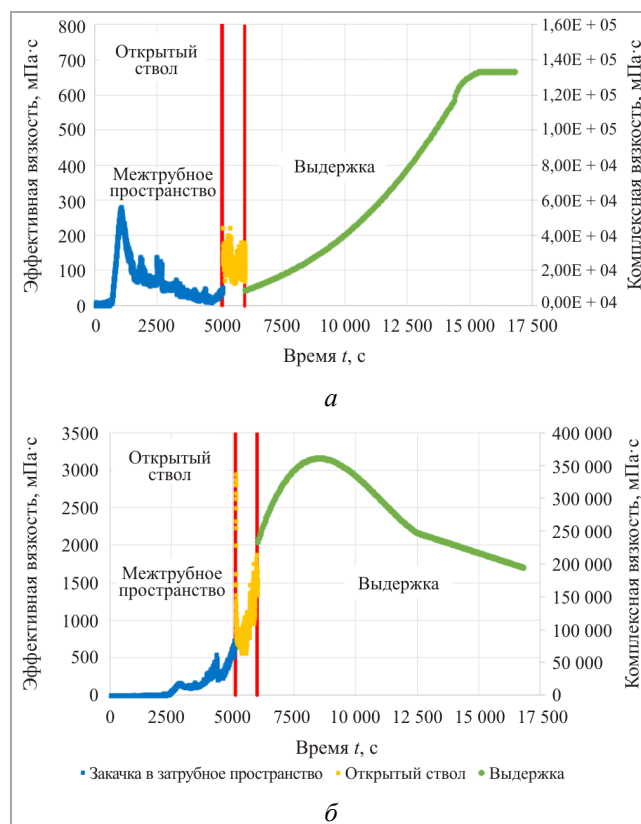


Рис. 2. Динамика эффективной и комплексной вязкости гелеобразующего состава: а – 90 °С; б – 20 °С

Таблица 3

**Результаты реологических исследований каркасообразующего  
и гелеобразующего составов**

| Наименование состава | Температура, °С | Эффективная вязкость, мПа·с, после приготовления при $N = 300$ об/мин | Эффективная вязкость, мПа·с, после сшивки при $N = 300$ об/мин | СНС, Па |
|----------------------|-----------------|---|--|---------|
| Каркасообразующий    | 90              | 27  | –  | 2,66    |
|                      | 20              | 64  | –  | 3,38    |
| Гелеобразующий       | 90              | 10,7  | 17,4   | 126     |
|                      | 20              | 8   | 600  | 648     |

Примечания: «–» означает, что эффективная вязкость для данных составов не измерялась, так как они не являются «сшитыми» и их вязкость не зависит от времени.

По результатам определения времени сшивки в процессе моделирования закачки гелеобразующего состава (применяемого для 20 °С) в условную скважину установлено, что:

– процесс сшивки начинается во время закачки состава в межтрубное пространство. Индукционный период начала гелеобразования составляет около 40 мин после приготовления состава;

– процесс сшивки состава заканчивается после его закачки в скважину, во время технического отстоя скважины. Индукционный период конца гелеобразования составляет около 2 ч 20 мин после приготовления состава.

По результатам определения времени сшивки в процессе моделирования закачки гелеобразующего состава (применяемого для 90 °С) в условную скважину пришли к выводу, что:

– процесс сшивки начинается во время закачки состава в межтрубное пространство. Индукционный период начала гелеобразования составляет около 12 мин после приготовления состава;

– процесс сшивки состава заканчивается во время его закачки в межтрубное пространство. Индукционный период конца гелеобразования составляет около 18 мин после приготовления состава. После закачки состава в скважину, во время технического отстоя скважины, наблюдается структурообразование, характеризующееся повышением комплексной вязкости, которое заканчивается после 4 ч с момента приготовления состава. Для того чтобы повысить технологическую эффективность (например, предотвратить механическое разрушение геля во время его закачки в скважину) процесса

глушения с применением гелеобразующего состава, применяемого для 90 °С, рекомендуется скорректировать содержание компонентов таким образом, чтобы процесс гелеобразования заканчивался после закачки состава в скважину в полном объеме.

### Заключение

В результате проведенных физико-химических и реологических исследований каркасообразующего и гелеобразующего составов выявлено следующее:

1. Составы, применяемые в условиях низких (20 °С) и высоких (90 °С) температур, являются термостабильными в течение всего исследуемого периода (3 сут).

2. Результаты оценки деструкции каркасообразующего и гелеобразующего составов показали следующее:

– гелеобразующий состав в течение 1 и 3 ч полностью разрушается 10%-ным водным раствором NaOH при 90 и 20 °С соответственно;

– каркасообразующий состав в течение 1 и 24 ч разрушается на 75 % смесью 12%-ной соляной и 5%-ной плавиковой кислот (грязевой кислотой) при 90 и 20 °С соответственно.

3. Гелеобразующие (8 и 10,7 мПа·с) и каркасообразующие (64 и 27 мПа·с) составы при 20 и 90 °С соответственно обладают низкой эффективной вязкостью после приготовления, что позволяет сделать вывод об их технологичности при закачке в скважину.

4. Гелеобразующие составы могут обладать высокой блокирующей способностью, поскольку

ку их СНС составляет 648 Па в условиях низких температур (20 °С) и 126 Па в условиях высоких температур (90 °С).

Результаты физико-химических и реологических исследований каркасообразующих и гелеобразующих составов показали технологичность их применения в условиях пластовых температур от 20 до 90 °С, заключающуюся в возможности закачки данных композиций в типовую скважину и продавке в призабойную зону пласта за счет их низкой вязкости после приготовления и замедленной скорости сшивки. Однако по результатам проведенных исследований рекомендуется скорректировать содержание компонентов гелеобразующего состава (применяемого для 90 °С) таким образом, чтобы процесс гелеобразования заканчивался после закачки состава в скважину в полном объеме.

Кроме этого, применение деструкторов позволяет снизить негативное влияние данной технологии на фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта после глушения за счет снижения коэффициента относительного изменения проницаемости и градиента давления начала фильтрации нефти при освоении скважины.

Для решения проблемы глушения скважин в сложных геолого-физических условиях разработки карбонатных коллекторов необходимо проведение цикла лабораторных и промысловых испытаний рассмотренных составов, что позволит выбрать и обосновать оптимальные технологические и экономические параметры проводимой операции.

### Библиографический список

1. Complex algorithm for developing effective kill fluids for oil and gas condensate reservoirs / S.R. Islamov, A.V. Bondarenko, G.Y. Korobov, D.G. Podoprigora // *International Journal of Civil Engineering and Technology*. – 2019. – 10(01). – P. 2697–2713.

2. Исламов Ш.Р., Бондаренко А.В., Мардашов Д.В. Подбор реагентов-эмульгаторов для приготовления инвертно-эмульсионных растворов. *Инженер-нефтяник*. – М.: Ай Ди Эс Дриллинг, 2018. – № 4. – С. 10–15.

3. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. – М.: Недра, 1991. – 224 с.

4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1990. – 427 с.

5. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в трещиноватых коллекторах / ОАО «РМНТК «Нефтеотдача»». – М., 2002. – 254 с.

6. Wagle V., Al-Yami A.S., AlSafran A. Designing invert emulsion drilling fluids for HTPT conditions // *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. – Damman: Society of Petroleum Engineer. – 2018. DOI: 10.2118/192192-MS

7. Hon Chung Lau. Laboratory development and field testing of succinoglycan as a fluid-loss-control fluid // *SPE Drilling & Completion*. – Aberdeen: Society of Petroleum Engineer, 1994. DOI: 10.2118/26724-PA

8. Петров Н.А., Соловьев А.Я., Султанов В.Г. Эмульсионные растворы в нефтегазовых процессах. – М.: Химия, 2008. – 440 с.

9. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения скважин / П.В. Желонин, Д.М. Мухаметшин, А.Б. Арчиков, А.Н. Звонарев, Н.Н. Краевский, В.Н. Гусаков // *Научно-технический вестник ПАО «НК «Роснефть»*». – 2015. – № 2. – С. 76–81.

10. Legkokonets V.A., Islamov S.R., Mardashov D.V. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir // *Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources*. – London: CRC Press, 2018. – P. 111–118.

11. Басарыгин Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов. – М.: Недра, 2001. – 543 с.

12. Жидкости глушения для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта / С.А. Рябоконт, А.А. Вольтерс, В.Б. Сурков, В.Н. Глущенко // *ОИ. Серия «Нефтепромысловое дело»*. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – Вып. 19. – 42 с.

13. Егорова Е.В., Выборнова Т.С. Анализ опыта разработки жидкостей для глушения и промывки скважин при проведении ремонтно-восстановительных работ // *Булатовские чтения*. – 2018. – Т. 2, ч. 2. – С. 109–112.

14. Мардашов Д.В. Обоснование технологий регулирования фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин при

подземном ремонте: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – СПб.: Санкт-Петербургский горный институт им. Г.В. Плеханова, 2008. – 130 с.

15. Гумерова Г.Р., Яркиева Н.Р. Технология применения сшитых полимерных составов // Нефтегазовое дело. – 2017. – № 2. – С. 63–79.

16. Лейк Л. Справочник инженера-нефтяника. Инжиниринг резервуаров. – М.: Институт компьютерных исследований, 2018. – 1074 с.

17. Bouts M.N., Ruud A.T., Samuel A.J. Time delayed and low-impairment fluid-loss control using a succinoglycan biopolymer with an internal acid breaker // SPE Journal. – Texas: Society of Petroleum Engineer. – 1997. DOI: 10.2118/31085-PA

18. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 37 с.

19. Foxenberg W.E., Ali S.A., Ke. M. Effects of completion fluid loss on well productivity // SPE Formation Damage Control Symposium. – Lafayette: Society of Petroleum Engineer, 1996. DOI: 10.2118/31137-MS

20. Chesser B.G., Nelson G.F. Applications of weighted acid-soluble workover fluids // Journal of Petroleum Technology. – New York: Society of Petroleum Engineer, 1979. DOI: 10.2118/7008-PA

21. Глушение скважин блок-пачками – эффективное средство сохранения фильтрационных свойств продуктивного пласта / С.А. Демахин, А.П. Меркулов, Д.Н. Касьянов, С.В. Малайко, Д.А. Анфиногентов, Е.М. Чумаков // Нефть и газ Евразии. – 2014. – № 8–9. – С. 56–57.

22. Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В. Область эффективного применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2017. – Т. 1. – С. 216–221.

23. Овчинников В.П. Жидкости и технологии глушения скважин: учеб. пособие / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2013. – 96 с.

24. Повышение эффективности глушения скважин Уренгойского месторождения / В.В. Дмитрук, С.Н. Рахимов, А.А. Бояркин, Е.Н. Штахов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 2–4.

25. Бакирова А.Д., Шаляпин Д.В., Двойников М.В. Исследование вязкоупругих составов в качестве жидкости глушения скважин // Академический журнал Западной Сибири. – 2018. – № 4. – С. 44–45.

26. Разработка и испытание жидкостей глушения и блокирующих составов на углеводородной основе при капитальном ремонте газовых скважин Уренгойского НГКМ / М.Г. Жариков, Г.С. Ли, А.И. Копылов, Е.В. Минаева, С.Н. Скотнов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 1. – С. 20–23.

27. Bondarenko A.V., Islamov S.R., Mardashov D.V. Features of oil well killing in abnormal carbonate reservoirs operating conditions // 15th Conference and Exhibition Engineering and Mining Geophysics 2019. – Gelendzhik: European Association of Geoscientists and Engineers, 2019. – P. 629–633.

28. Sharath S., Donald W., Jonathan W. Acid-soluble lost circulation material for use in large, naturally fractured formations and reservoirs // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – Manama: Society of Petroleum Engineer, 2017. DOI: 10.2118/183808-MS

29. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2009. – 337 с.

30. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2004. – 711 с.

31. An organic “Clay Substitute” for nondamaging water base drilling and completion fluids / P.W. Fischer, J.P. Gallus, R.F. Krueger, D.S. Pye, F.J. Simmons, B.E. Talley // Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME / Society of Petroleum Engineer. – Nevada, 1973. DOI: 10.2118/4651-MS

32. Dorman J., Udvary F. Comparative evaluation of temporary blocking fluid systems for controlling fluid loss through perforations // SPE Formation Damage Control Symposium. – Lafayette: Society of Petroleum Engineer, 1996. DOI: 10.2118/31081-MS



33. Dandekar A.Y. Petroleum reservoir rock and fluid properties. – Boca Raton: CRC press, 2013. – 544 p.

34. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах: Теория и практика. – СПб.: Недра, 2010. – 560 с.

35. Islamov S.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs // Youth Technical Sessions Proceedings: VI Youth Forum of the World Petroleum Council – Future Leaders Forum. – London: CRC Press, 2019. – P. 256–264.

36. ГОСТ 1929-87. Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 7 с.

37. Раупов И.Р., Оприкова В.Е. Результаты лабораторных исследований реологических характеристик сшитого полимерного состава // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2, ч. 2. – С. 63–66.

38. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – 293 с.

39. Elkhatatny S.M. Determination the rheological properties of invert emulsion based mud on real time using artificial neural network // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – Dammam: Society of Petroleum Engineer, 2016. DOI: 10.2118/182801-MS

40. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Tradeoffs between emulsion and powder polymers for EOR // SPE Improved Oil Recovery Conference. – Tulsa: Society of Petroleum Engineer, 2016. DOI: 10.2118/179631-MS

41. Quintero L., Ponnappati R., Felipe M.J. Cleanup of organic and inorganic wellbore deposits using microemulsion formulations: laboratory development and field applications // Offshore Technology Conference. – Houston: Society of Petroleum Engineer, 2017. DOI: 10.4043/27653-MS

42. Лабораторные методы и устройства для исследования блокирующих составов глушения скважин / Р.Р. Гумеров, Т.Т. Гвритишвили, Д.В. Мардашов, Ш.Р. Исламов // Химическая техника. – 2018. – № 4. – С. 8–10.

43. Разработка структурообразующих коллоидных систем для обработки порово-

трещиноватых коллекторов / М.Х. Мусабилов, Д.А. Куряшов, К.М. Гарифов, А.Ю. Дмитриева, Э.М. Абусалимов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 6. – С. 71–73.

44. Successful implementation of managed pressure drilling technology under the conditions of catastrophic mud losses in the Kuyumbinskoe field / A. Galimkhanov, D. Okhotnikov, L. Ginzburg, A. Bakhtin, Y. Sidorov, P. Kuzmin, S. Kulikov, G. Veliyev, M. Badrawi // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow: Society of Petroleum Engineer, 2019. DOI: 10.2118/196791-MS

45. Experience of gas wells development in complex carbonate reservoirs in different stages of development / V. Volkov, A. Turapin, A. Ermilov, S. Vasyutkin, D. Fomin, A. Sorokina // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow: Society of Petroleum Engineer, 2019. DOI: 10.2118/196915-RU

## References

1. Islamov S.R., Bondarenko A.V., Korobov G.Y., Podoprigora D.G. Complex algorithm for developing effective kill fluids for oil and gas condensate reservoirs. *International Journal of Civil Engineering and Technology*. India, IAEME Publication, 2019, 10 (01), pp.2697-2713.

2. Islamov Sh.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. Podbor reagentov-emulgatorov dlia prigotovleniia invertno-emulsionnykh rastvorov [A selection of emulsifiers for preparation of invert emulsion drilling fluids]. *Inzhener-neftianik*, 2018, no.4, pp.10-15.

3. Orlov G.A., Kendis M.Sh., Glushchenko V.N. Primenenie obratnykh emulsii v nefte dobyche [The use of inverse emulsions in oil production]. Moscow, Nedra, 1991, 224 p.

4. Boiko V.S. Razrabotka i ekspluatatsiia neftiannykh mestorozhdenii [Development and exploitation of oil fields]. Moscow, Nedra, 1990, 427 p.

5. Chernitskii A.V. Geologicheskoe modelirovanie neftiannykh zalezhei massivnogo tipa v treshchinovatykh kollektorakh [Geological modeling of massive oil deposits in fractured reservoirs]. Moscow, RMNTK “Nefteotdacha”, 2002, 254 p.

6. Vikrant Wagle, Abdullah S. Al-Yami, Ali AlSafran. Designing invert emulsion drilling fluids

for HTPT conditions. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam: Society of Petroleum Engineer, 2018. DOI: 10.2118/192192-MS

7. Hon Chung Lau. Laboratory development and field testing of succinoglycan as a fluid-loss-control fluid. *SPE Drilling & Completion. Aberdeen, Society of Petroleum Engineer*, 1994. DOI: 10.2118/26724-PA

8. Petrov N.A., Solovov A.Ia., Sultanov V.G. Emulsionnye rastvory v neftegazovykh protsessakh [Emulsion solutions in oil and gas processes]. Moscow, Khimia, 2008, 440 p.

9. Zhelonin P.V., Mukhametshin D.M., Archikov A.B., Zvonarev A.N., Kraevskii N.N., Gusakov V.N. Obosnovanie algoritma vybora tekhnologii glusheniia skvazhin [Justification of the algorithm for selecting well killing technologies]. *Nauchno-tekhnicheskii Vestnik PAO NK "Rosneft"*, 2015, no.2, pp.76-81.

10. Legkokonets V.A., Islamov S.R., Mardashov D.V. Multifactor analysis of well killing operations on oil and gas condensate field with a fractured reservoir. *Topical Issues of Rational Use of Mineral Resources*. London, CRC Press, 2018, pp.111-118.

11. Basarygin Iu.M. Tekhnologicheskie osnovy osvoeniia i glusheniia neftianyx i gazovykh skvazhin [Technological fundamentals of development and killing of oil and gas wells: textbook for universities]. Moscow, Nedra, 2001, 543 p.

12. Riabokon S.A., Volters A.A., Surkov V.B., Glushchenko V.N. Zhidkosti glusheniia dlia remonta skvazhin i ikh vliianie na kollektorskie svoistva plasta [Well killing fluids for well service operation and their effect on reservoir properties]. OI. Seriia "Neftepromyslovoe delo". Moscow, VNIIOENG, 1989, iss.19, 42 p.

13. Egorova E.V., Vybornova T.S. Analiz opyta razrabotki zhidkosti dlia glusheniia i promyvki skvazhin pri provedenii remontno-vosstanovitelnykh rabot [Analysis of experience in the development of well killing fluids and flushing wells during repair and renewal operations]. *Bulatovskie chteniia*, 2018, vol.2, part 2, pp.109-112.

14. Mardashov D.V. Obosnovanie tekhnologii regulirovaniia filtratsionnykh kharakteristik prizaboinoi zony skvazhin pri podzemnom

remonte [Substantiation of technologies for regulating the filtration characteristics of the bottom-hole zone of wells during underground repairs]. Abstract of Ph. D. thesis. Saint Petersburg, 2008, 130 p.

15. Gumerova G.R., Iarkeeva N.R. Tekhnologii primeneniia sshitykh polimernykh sostavov [Technology of application of crosslinked polymeric compositions]. *Neftegazovoe delo*, 2017, no.2, pp.63-79.

16. Leik L. Spravochnik inzhenera-neftianika. Inzhiniring rezervuarov [Handbook of an oil engineer. Reservoir engineering]. Moscow, Institut kompiuternykh issledovaniia, 2018, 1074 p.

17. Bouts M.N., Ruud A.T., Samuel A.J. Time delayed and low-impairment fluid-loss control using a succinoglycan biopolymer with an internal acid breaker. *SPE Journal. Texas: Society of Petroleum Engineer*, 1997. DOI: 10.2118/31085-PA

18. GOST 3900-85. Neft i nefteprodukty. Metody opredeleniia plotnosti [Oil and oil products. Density determination methods]. Moscow, Izdatelstvo standartov, 2006, 37 p.

19. Foxenberg W.E., Ali S.A., Ke M. Effects of completion fluid loss on well productivity. *SPE Formation Damage Control Symposium. Lafayette: Society of Petroleum Engineer*, 1996. DOI: 10.2118/31137-MS

20. Chesser B.G., Nelson G.F. Applications of weighted acid-soluble workover fluids. *Journal of Petroleum Technology*. New York: Society of Petroleum Engineer, 1979. DOI: 10.2118/7008-PA

21. Demakhin S.A., Merkulov A.P., Kasianov D.N., Malaiko S.V., Anfinogentov D.A., Chumakov E.M. Glushenie skvazhin blok-pachkami – effektivnoe sredstvo sokhraneniia filtratsionnykh svoistv produktivnogo plast [Block killing wells is an effective means of preserving the filtration properties of the reservoir]. *Neft i gaz Evrazii*, 2014, no.8-9, pp.56-57.

22. Bondarenko A.V., Islamov Sh.R., Mardashov D.V. Oblast effektivnogo primeneniia zhidkosti glusheniia neftianyx i gazovykh skvazhin [Field of effective use of killing fluids for oil and gas wells]. *Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii "Dostizheniia, problemy i perspektivy razvitiia neftegazovoi otrasli"*. Almetevsk, Almetevskii gosudarstvennyi neftianoi institut, 2017, vol.1, pp.216-221.

23. Ovchinnikov V.P. Zhidkosti i tekhnologii glusheniia skvazhin [Killing fluids and technologies]. Tiumen, TiumGNGU, 2013, 96 p.

24. Dmitruk V.V., Rakhimov S.N., Boiarkin A.A., Shtakhov E.N. Povyshenie effektivnosti glusheniia skvazhin urengoiskogo mestorozhdeniia [Improving the effectiveness of killing wells of Urengoyskoye field]. *Oil industry*, 2009, no.4, pp.2-4.

25. Bakirova A.D., Shaliapin D.V., Dvoynikov M.V. Issledovanie viaskouprugikh sostavov v kachestve zhidkosti glusheniia skvazhin [Research of viscoelastic composition as a well-killing fluid]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri*, 2018, no.4, pp.44-45.

26. Zharikov M.G., Li G.S., Kopylov A.I., Minaeva E.V., Skotnov S.N. Razrabotka i ispytanie zhidkosti glusheniia i blokiruushchikh sostavov na uglevodorodnoi osnove pri kapitalnom remonte gazovykh skvazhin Urengoiskogo NGKM [Development and testing of wells' hydrocarbon based killing fluids and blocking compositions during gas wells overhaul in Urengoy oil and gas-condensate fields]. *Stroitelstvo neftiannykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*, 2018, no.1, pp.20-23.

27. Bondarenko A.V., Islamov S.R., Mardashov D.V. Features of oil well killing in abnormal carbonate reservoirs operating conditions. *15th Conference and Exhibition Engineering and Mining Geophysics 2019*. Gelendzhik, European Association of Geoscientists and Engineers, 2019, pp.629-633.

28. Sharath S., Donald W., Jonathan W. Acid-soluble lost circulation material for use in large, naturally fractured formations and reservoirs. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Manama, Society of Petroleum Engineer. 2017. DOI: 10.2118/183808-MS

29. Riabokon S.A. Tekhnologicheskie zhidkosti dlia zakanchivaniia i remonta skvazhin [Process fluids for completion and workover operation]. Krasnodar, Burenie, 2009, 337 p.

30. Tokunov V.I. Tekhnologicheskie zhidkosti i sostavy dlia povysheniia produktivnosti neftiannykh i gazovykh skvazhin [Process fluids and compositions for increasing the productivity of oil and gas wells]. Moscow, Nedra, 2004, 711 p.

31. Fischer P.W., Gallus J.P., Krueger R.F., Pye D.S., Simmons F.J., Talley B.E. An organic "Clay Substitute" for nondamaging water base

drilling and completion fluids. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME*. Nevada, Society of Petroleum Engineer, 1973. DOI: 10.2118/4651-MS

32. Dorman J., Udvary F. Comparative evaluation of temporary blocking fluid systems for controlling fluid loss through perforations. *SPE Formation Damage Control Symposium*. Lafayette, Society of Petroleum Engineer, 1996. DOI: 10.2118/31081-MS

33. Dandekar A.Y. Petroleum reservoir rock and fluid properties. Boca Raton, CRC press, 2013, 544 p.

34. Strizhnev K.V. Remontno-izoliatsionnye raboty v skvazhinakh: teoriia i praktika [Repair and insulation works in wells: Theory and practice]. Saint Petersburg, Nedra, 2010, 560 p.

35. Islamov S.R., Bondarenko A.V., Mardashov D.V. Substantiation of a well killing technology for fractured carbonate reservoirs. *Youth Technical Sessions Proceedings: VI Youth Forum of the World Petroleum Council - Future Leaders Forum*. London, CRC Press, 2019, pp.256-264.

36. GOST 1929-87. Nefteprodukty. Metody opredeleniia dinamicheskoi viaskosti na rotatsionnom viskozimetre [Oil products. Methods for determination of dynamic viscosity on a rotational viscometer]. Moscow, Izdatelstvo standartov, 2002, 7 p.

37. Raupov I.R., Oprikova V.E. Rezultaty laboratornykh issledovanii reologicheskikh kharakteristik sshitogo polimernogo sostava [The results of laboratory studies of the rheological characteristics of the crosslinked polymer composition]. *Bulatovskie chteniia*, 2018, vol.2, part 2, pp.63-66.

38. Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Borba s oslozhneniami pri dobyche nefi [Fighting Oil Production Complications]. Moscow, Nedra-biznestsentr, 2006, 293 p.

39. Elkatatny S.M. Determination the rheological properties of invert emulsion based mud on real time using artificial neural network. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam: Society of Petroleum Engineer, 2016. DOI: 10.2118/182801-MS

40. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Tradeoffs between emulsion and powder polymers for EOR. *SPE Improved Oil Recovery Conference*.

Tulsa: Society of Petroleum Engineer, 2016.  
DOI: 10.2118/179631-MS

41. Quintero L., Ponnapati R., Felipe M.J. Cleanup of organic and inorganic wellbore deposits using microemulsion formulations: laboratory development and field applications. *Offshore Technology Conference*. Houston, Society of Petroleum Engineer, 2017.  
DOI: 10.4043/27653-MS

42. Gumerov R.R., Gvritshvili T.T., Mardashov D.V., Islamov Sh.R. Laboratornye metody i ustroistva dlia issledovaniia blokiriushchikh sostavov glusheniia skvazhin [Laboratory methods and devices for the study of blocking compositions killing wells]. *Khimicheskaiia tekhnika*, 2018, no.4, pp.8-10.

43. Musabirov M.Kh., Kuriashov D.A., Garifov K.M., Dmitrieva A.Iu., Abusalimov E.M. Razrabotka strukturoobrazuiushchikh kolloidnykh sistem dlia obrabotki porovo-treshchinovatykh

kollektorov [Developing structure-forming colloidal systems for matrix acidizing of porous-fractured carbonate]. *Oil industry*, 2019, no.6, pp.71-73.

44. Galimkhanov A., Okhotnikov D., Ginzburg L., Bakhtin A., Sidorov Y., Kuzmin P., Kulikov S., Veliyev G., Badrawi M. Successful implementation of managed pressure drilling technology under the conditions of catastrophic mud losses in the Kuyumbinskoe field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Society of Petroleum Engineer, 2019.  
DOI: 10.2118/196791-MS

45. Volkov V., Turapin A., Ermilov A., Vasyutkin S., Fomin D., Sorokina A. Experience of gas wells development in complex carbonate reservoirs in different stages of development. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Society of Petroleum Engineer, 2019.  
DOI: 10.2118/196915-RU

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Лабораторные исследования полимерных составов для глушения скважин в условиях повышенной трещиноватости / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, К.В. Игнатьев, Д.В. Мардашов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №1. – С.37–48. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.4

Please cite this article in English as:

Bondarenko A.V., Islamov S.R., Ignatyev K.V., Mardashov D.V. Laboratory investigation of polymer compositions for well killing in fractured reservoirs. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.1, pp.37-48.  
DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.4