

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(21) **202191326** (13) **A1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ

(43) Дата публикации заявки
2021.08.17

(51) Int. Cl. *C09K 8/12* (2006.01)
E21B 21/00 (2006.01)

(22) Дата подачи заявки
2019.12.12

(54) БУРОВЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

(31) 62/778,363

(32) 2018.12.12

(33) US

(86) PCT/US2019/066017

(87) WO 2020/123830 2020.06.18

(71) Заявитель:
**ШЕВРОН ФИЛЛИПС КЕМИКАЛ
КОМПАНИ ЭлПи (US)**

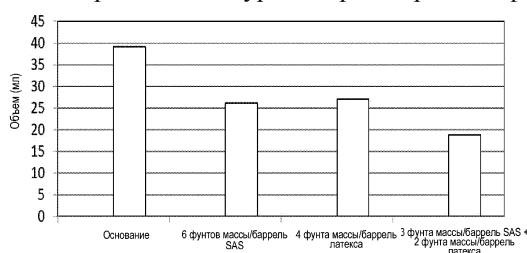
(72) Изобретатель:

**Рамирез Марио А., Бишоп
Маршалл Д. (US)**

(74) Представитель:

**Гизатуллин Ш.Ф., Угрюмов В.М.,
Строкова О.В., Гизатуллина Е.М. (RU)**

(57) Описаны композиции бурового раствора, включающие первую концентрацию порошкообразного латекса и вторую концентрацию SAS. Вторая концентрация SAS может быть больше или равна первой концентрации латекса. В некоторых примерах вторая концентрация SAS может быть больше, чем первая концентрация латекса. Композиции бурового раствора могут содержать носитель на нефтяной основе или носитель на водной основе. Приводимый в качестве примера метод включает диспергирование первого заданного количества порошкообразного латекса и второго заданного количества SAS в носителе на водной основе с образованием бурового раствора на водной основе. Другой приводимый в качестве примера метод включает диспергирование первого заданного количества порошкообразного латекса и второго заданного количества SAS в носителе на нефтяной основе с образованием бурового раствора на нефтяной основе.



A1

202191326

202191326

A1

БУРОВЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

ПЕРЕКРЕСТНАЯ ССЫЛКА НА РОДСТВЕННЫЕ ЗАЯВКИ

Данная заявка испрашивает приоритет и преимущество предварительной заявки на патент США № 62/778,363, поданной 12 декабря 2018 г., которая полностью включена в настоящий документ посредством ссылки.

ОБЛАСТЬ ТЕХНИКИ

Данное изобретение относится к буровым композициям, например композициям, используемым для бурения скважин, содержащих природные ресурсы.

УРОВЕНЬ ТЕХНИКИ

Скважины могут быть пробурены для добычи природных ресурсов, таких как нефть, газ или вода. Ствол скважины окружен пластом, например сланцем или глиной, который может влиять на стабильность ствола скважины. Например, пласт может оказывать давление на ствол скважины, и флюиды из пласта могут поступать в ствол скважины. Пласт может содержать проницаемые области, и флюиды, вводимые в ствол скважины, могут попадать в проницаемые области, что приводит к фильтрации бурового раствора. Такая фильтрация бурового раствора может повлиять на эффективность бурения, может повлечь за собой замещение буровых растворов и повлиять на стабильность пласта.

Буровые композиции, например буровые жидкости или буровые растворы, можно использовать для облегчения бурения стволов скважин. Буровая жидкость или буровой раствор может распределяться и циркулировать по стволу скважины для обеспечения таких функций, как охлаждение и смазка бурового оборудования, или для удаления выбуренной породы и очистки ствола скважины. Помимо выполнения этих функций, буровые композиции также могут способствовать повышению стабильности пласта.

СУЩНОСТЬ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Данный раздел «Сущность изобретения» предлагается для того, чтобы представить в упрощенной форме разные концепции, которые дополнительно описаны ниже в подробном описании. Предполагается, что данный раздел «Сущность изобретения» не предназначен для выявления требуемых или ключевых признаков заявленного объекта изобретения, но данный раздел и не ограничивает объем заявленного объекта изобретения.

В аспектах данное изобретение описывает композиции бурового раствора. Композиции бурового раствора можно использовать в процессах бурения ствола скважины, например для образования нефтяных скважин. В одном аспекте асфальтсульфонат натрия (SAS; sodium asphalt sulfonate), соль асфальта, может быть использован для регулирования фильтрации бурового раствора и смазывающей способности композиций бурового раствора. Кроме того, SAS может герметизировать микротрещины в сланце, что может обеспечить стабильность пласта. Было обнаружено, что порошкообразный каучуковый латекс имеет синергетические эффекты в комбинации с SAS, например больше, чем аддитивные эффекты, и эта комбинация способствует контролю фильтрации бурового раствора, смазывающей способности и стабильности пласта. Например, добавление как порошкообразного каучукового латекса, так и SAS в композиции бурового раствора обеспечивает относительно более высокую смазывающую способность, меньшую фильтрацию бурового раствора, лучшую герметизацию микротрещин в сланце и стабильность пласта, чем использование аналогичных концентраций только SAS или порошкообразного латекса. В некоторых аспектах синергетические эффекты усиливаются при использовании концентрации SAS, которая больше или равна концентрации латекса.

В одном аспекте данное изобретение описывает композицию бурового раствора, имеющую первую концентрацию порошкообразного латекса и вторую концентрацию SAS. Вторая концентрация SAS (по массе, например фунтов массы/баррель) может быть больше или равна первой концентрации латекса (по массе, например фунтов массы/баррель). В некоторых примерах вторая концентрация SAS (по массе) может быть больше, чем первая концентрация латекса (по массе).

Как в приведенной сущности изобретения, так и в последующем подробном описании предложены примеры, которые приведены исключительно в качестве пояснения настоящего изобретения. Соответственно, изложенную выше сущность изобретения и последующее подробное описание не следует считать ограничивающими. Помимо отличительных признаков и вариантов, приведенных в настоящем документе, могут быть предложены дополнительные отличительные признаки или варианты, такие как, например, разные их отличительные комбинации и подкомбинации, изложенные в подробном описании.

КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ГРАФИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ

На фиг. 1 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при высокой температуре и высоком давлении (НТНР; high temperature high

pressure) при 121 °C (250 °F) для композиции бурового раствора на водной основе, содержащей как асфальтсульфонат натрия (SAS), так и порошкообразный латекс, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 2 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при испытании на проницаемость при тампонировании скважины (PPT; permeability plugging test) при 121 °C (250 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую массовую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 3 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при температуре 163 °C (325 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую массовую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 4 представлен график, иллюстрирующий фильтрацию бурового раствора при PPT при 163 °C (325 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую массовую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 5 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT с течением времени для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую массовую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат SAS или латекс при различных температурах (121 °C, 135 °C и 149 °C (250 °F, 275 °F и 300 °F)).

На фиг. 6 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 135 °C (275 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и различные типы порошкообразного латекса, и имеющих более высокую массовую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат SAS.

На фиг. 7 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 135 °C (275 °F) для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и содержащих SAS в массовой

концентрации, которая больше или равна концентрации порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 8 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F) для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и содержащих SAS в массовой концентрации, которая равна концентрации порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 9 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F) для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и латекс, и содержащих SAS в массовой концентрации, которая равна концентрации порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 10 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT и быстрое поглощение фильтрата пластом при 135 °C (275 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс и содержащих SAS в массовой концентрации, которая больше, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, содержащими другие добавки.

На фиг. 11 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT и быстрое поглощение фильтрата пластом при 149 °C (300 °F) для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс и содержащих SAS в массовой концентрации, которая больше, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, содержащими другие добавки.

На фиг. 12 представлен график, иллюстрирующий объемы фильтрата API и HTHP при 191 °C (375 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс и содержащих SAS в массовой концентрации, которая больше, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 13 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от крутящего момента для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих твердое смазочное вещество.

На фиг. 14 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключаящих и содержащих твердое смазочное вещество.

На фиг. 15 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключаяющих и содержащих твердое смазочное вещество и материал, снижающий трение частиц.

На фиг. 16 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключаяющих и содержащих твердое смазочное вещество и органофильную глину.

На фиг. 17 представлен график, иллюстрирующий коэффициент трения в зависимости от времени для композиции бурового раствора на основе базового масла.

На фиг. 18 представлен график, иллюстрирующий коэффициент трения в зависимости от времени для композиции бурового раствора на основе базового масла, содержащей твердое смазочное вещество.

На фиг. 19 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключаяющих смазочное вещество, содержащих твердое смазочное вещество и содержащих два разных жидких смазочных вещества.

На фиг. 20 представлен график, иллюстрирующий изменение веса вверх и веса вниз по горизонтальному разрезу в зависимости от глубины.

ПОДРОБНОЕ ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Следует понимать, что данное изобретение не ограничено в своем применении деталями конструкции и расположением компонентов, изложенными в нижеследующем описании или проиллюстрированными в графических материалах.

Определения

Для более ясного понимания применяемых в настоящем документе терминов приведены следующие определения. Если не указано иное, приведенные ниже определения применимы к настоящему описанию. Если в описании используют какой-либо термин, который не имеет конкретного определения в настоящем документе, можно использовать определение, приведенное в IUPAC Compendium of Chemical Terminology, 2nd Ed (1997), при условии, что такое определение не противоречит любому другому описанию или определению, используемому в настоящем документе, или не делает неопределенным или недействительным какой-либо пункт формулы изобретения, в которому относится данное

определение. В случае, если какое-либо определение или применение, приведенное в любом документе, включенном в настоящий документ посредством ссылки, противоречит определению или применению, приведенному в настоящем документе, определение или применение, приведенное в настоящем документе, имеет преимущественное право.

Несмотря на то, что композиции и способы описаны как «включающие» различные компоненты или этапы, указанные композиции и способы также могут «по существу состоять из» или «состоять из» различных компонентов и этапов, если не указано иное.

Подразумевается, что формы единственного числа включают альтернативные варианты во множественном числе, например по меньшей мере один. Используемые в настоящем документе термины «включающий», «совместно с» и «имеющий» определены как «содержащий» (т.е. как открытые формулировки), если не указано иное.

В настоящем документе раскрыты различные числовые диапазоны. Если Заявитель раскрывает или заявляет диапазон какого-либо типа, то Заявитель делает это для того, чтобы раскрыть или заявить по отдельности каждое возможное числовое значение, которое может быть с достаточными основаниями включено в указанный диапазон, включая конечные значения диапазона, а также любые поддиапазоны и комбинации поддиапазонов, включенных в указанный диапазон, если не указано иное. Например, раскрывая усредненный по совокупности размер частиц от около 70 микрометров до около 100 микрометров, Заявитель делает это для перечисления по отдельности 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, . . . , 98, 99, 100, включая любое отдельное целое число от 70 до 100 включительно, поддиапазоны и комбинации поддиапазонов, включаемые в них, и эти способы описания таких диапазонов являются взаимозаменяемыми. Кроме того, все числовые конечные значения диапазонов, раскрытых в настоящем документе, являются приблизительными, если специальным условием не указано иное. В качестве типового примера, если Заявитель раскрывает в аспекте данного изобретения, что одна или более композиций бурового раствора имеют пластическую вязкость в диапазоне от 20 сП до 30 сП, следует понимать, что этот диапазон включает вязкости в диапазоне от «около» 20 сП до «около» 30 сП.

Значения или диапазоны могут быть выражены в настоящем документе как «около», от «около» одного конкретного значения и/или до «около» другого конкретного значения. Если указанные значения или диапазоны выражены таким образом, то другие раскрытые варианты реализации включают конкретное указанное значение, от одного конкретного значения и/или до другого конкретного значения. Аналогично, следует понимать, что если значения выражены в виде приближения с использованием предшествующего определения

«около», то конкретное значение составляет другой вариант реализации. Кроме того, следует понимать, что в настоящем документе раскрыт ряд значений, и что каждое значение также раскрыто в настоящем документе как «около» того указанного конкретного значения помимо самого указанного значения. В другом аспекте использование термина «около» означает $\pm 20\%$ от заявленного значения, $\pm 15\%$ от заявленного значения, $\pm 10\%$ от заявленного значения, $\pm 5\%$ от заявленного значения, $\pm 3\%$ от заявленного значения или $\pm 1\%$ от заявленного значения.

Заявитель оставляет за собой право удалять или исключать любые отдельные члены любой такой группы значений или диапазонов, включая любые поддиапазоны или комбинации поддиапазонов в рамках указанной группы, которые могут быть заявлены в соответствии с диапазоном или каким-либо аналогичным образом, если по какой-либо причине Заявитель решит заявить настоящее изобретение не в полном объеме, например, для того, чтобы учесть материалы, о которых Заявитель мог не знать на момент подачи заявки. Кроме того, Заявитель оставляет за собой право удалять или исключать любые отдельные заместители, аналоги, соединения, лиганды, структуры или их группы, или любые элементы заявленной группы, если по какой-либо причине Заявитель решит заявить настоящее изобретение не в полном объеме, например, для того, чтобы учесть материалы, о которых Заявитель мог не знать на момент подачи заявки.

Термин «латекс» относится к эмульсии одного или более полимеров в растворителе, таком как вода.

Термин «порошкообразный латекс» относится к порошку, полученному путем сушки или дегидратации латекса.

Термин «асфальтсульфонат» относится к сульфированному асфальту, полученному путем обработки асфальта сульфлирующим агентом.

Термин «асфальтсульфонат натрия» (SAS) относится к натриевой соли асфальтсульфоната.

Термин «замещенная» в контексте описания группы, например, в отношении замещенного аналога конкретной группы, предназначен для описания соединения или группы, в которых любой неводородный фрагмент формально замещает водород в данной группе или соединении, и не предназначен для ограничения. Соединение или группа также могут быть упомянуты в настоящем документе как «незамещенные» или в виде эквивалентных терминов, таких как «не замещенные», которые относятся к исходной группе или соединению. Термин «замещенная» является неограничивающим и включает

неорганические заместители или органические заместители, как указано и как понятно специалисту в данной области техники.

Несмотря на то, что для применения на практике или испытания настоящего изобретения можно применять любые способы и материалы, аналогичные или эквивалентные тем, которые описаны в настоящем документе, в настоящем документе описаны типовые способы и материалы.

Реферат данной заявки не предназначен для использования при толковании объема формулы изобретения или для ограничения объема предмета изобретения, раскрытого в настоящем документе, а скорее для удовлетворения требований 37 C.F.R. § 1.72 (b), чтобы позволить Ведомству по патентам и товарным знакам США и общественности в целом быстро определить при беглой проверке характер и суть технического раскрытия. Кроме того, любые заголовки, которые могут использоваться в настоящем документе, также не предназначены для использования в целях толкования объема формулы изобретения или ограничения объема предмета изобретения, раскрытого в настоящем документе. Любое использование прошедшего времени для описания какого-либо примера, обозначенного как конструктивный или как пример возможного использования, не предназначено для указания того, что конструктивный пример или пример возможного использования действительно был осуществлен.

Все публикации и патенты, упомянутые в настоящем документе, включены в него посредством ссылки в целях описания и раскрытия, например, описанных в таких публикациях конструкций и методологий, которые можно применять в связи с изобретением, описанным в настоящем документе. Содержание публикаций, рассмотренных в документе, приведено исключительно на момент до даты подачи настоящей заявки. Никакая информация, приведенная в настоящем документе, не должна быть истолкована как признание того, что авторы изобретения не имеют права датировать изобретение ранее указанной публикации посредством ссылки на более раннее изобретение.

Настоящее изобретение в целом относится к буровым композициям, например к композициям, используемым для бурения скважин, содержащих природные ресурсы. Буровые композиции содержат порошкообразный латекс и по меньшей мере одну соль асфальтсульфоната, например асфальтсульфонат натрия (SAS).

Латекс представляет собой эмульсию одного или более полимеров в воде или водной среде и может быть натуральным или синтетическим. В некоторых примерах латекс включает в себя эмульсию синтетического сополимера. Например, латекс может включать в

себя эмульсию сополимера стирола и бутадиена в водной среде. Натуральный или синтетический латекс может содержать диспергированные полимерные частицы. Свойства латекса могут зависеть, среди прочего, от степени сшивания в полимере.

Порошкообразный латекс может быть образован из латекса, например, путем сушки, обезвоживания или дегидратации латекса для выделения или удаления воды из эмульсии, чтобы оставить диспергированные частицы или агломераты одного или более полимеров. Таким образом, порошкообразный латекс может содержать порошок полимерных частиц, отделенных от водной среды латекса, например, сушкой. Сушка может включать в себя распылительную сушку.

Свойства порошкообразного латекса можно регулировать, регулируя свойства латекса, из которого получают порошкообразный латекс. Например, степень сшивки, концентрация, плотность растворителя, скорость сушки или другие параметры могут в конечном итоге определять свойства порошкообразного латекса. Порошкообразный латекс диспергируется или растворяется в носителях на водной основе и нефтяной основе и подходит для использования в композициях буровых растворов, например, композициях буровых растворов на водной основе и композициях буровых растворов на нефтяной основе.

Порошкообразный латекс может содержать по меньшей мере один из сополимера стирола и бутадиена или сополимера винилацетата и этилена. В некоторых аспектах порошкообразный латекс состоит или по существу состоит из сополимера стирола и бутадиена. В некоторых аспектах порошкообразный латекс состоит или по существу состоит из сополимера винилацетата и этилена. Порошкообразный латекс может иметь любой подходящий средний по совокупности размер частиц и гранулометрический состав. Например, порошкообразный латекс может иметь средний по совокупности размер частиц в диапазоне от около 0,150 микрометра до около 150 микрометров. В некоторых аспектах порошкообразный латекс имеет средний по совокупности размер частиц в диапазоне от около 70 микрометров до около 100 микрометров или в диапазоне от около 80 микрометров до около 90 микрометров. В некоторых аспектах средний по совокупности размер частиц может составлять около 85 микрометров. Средний по совокупности размер частиц может представлять собой размер D50, измеренный с помощью лазерной дифракции.

Значения D10, D50 и D90 представляют 10-й процентиль, 50-й процентиль и 90-й процентиль гранулометрического состава (PSD; particle size distribution), соответственно, при измерении по объему. То есть, например, значение D10 на кривой гранулометрического состава таково, что 10% частиц меньше, а 90% больше, чем размер частиц в применимой

точке измерения. Аналогично, значения D50 и D90 представляют собой такие значения на кривой гранулометрического состава, при которых соответственно 50% или 90% частиц меньше, чем размер частиц в соответствующей точке измерения. Например, для конкретного образца, если $D_{50} = 90$ мкм, имеется 50% частиц, размер которых превышает 90 мкм, и 50% частиц, размер которых меньше 90 мкм. Способы, которые можно использовать для определения гранулометрического состава (PSD) порошкообразных латексных материалов для использования в соответствии с настоящим изобретением, включают в себя любой из стандартных способов определения гранулометрических составов материалов в виде частиц в конкретном диапазоне размеров (например, от 0,1 мкм до 200 мкм), включая, без ограничений, способы гравитационного осаждения жидкости, описанные в ISO 13317, и способы отсеивания/осаждения, такие как описанные в ISO 1 1277, а также способы спектральной, акустической и лазерной дифракции, как соответствующие, а также их комбинации.

Асфальт относится к углеводородным материалам, содержащим компоненты битума, например, один или более из ароматических углеводородов нафтен, полярных ароматических углеводородов, насыщенных углеводородов или асфальтенов. Асфальт может быть получен из природных источников или может быть получен путем переработки нефти с помощью одной или более операций дистилляции, осаждения, крекинга, окисления или других операций. Асфальт может включать в себя одно или более из асфальтенов, мальтенов, окисленного асфальта, остаточных масел без присадок, остатков перегонки, кубовых остатков, остатков крекинга, асфальтовых битумов или их комбинаций.

Различные высокомолекулярные соединения асфальта обычно разделяют на 4 фракции: насыщенные углеводороды, ароматические углеводороды, смолы и асфальтены. Фракцию асфальтенов определяют гравиметрическим методом и определяют как нерастворимую в гексане фракцию асфальта. Другие фракции разделяют методом колоночной хроматографии с использованием наполнителя капиллярной кварцевой колонки и увеличения полярности растворителя для элюирования соответствующих фракций. Фракция асфальтенов растворима в высокополярных растворителях, таких как толуол. Асфальты значительно различаются по составу и физическим свойствам в зависимости от источника сырой нефти и процесса нефтепереработки. Асфальт можно окислять для повышения температуры размягчения. Он не растворим в воде.

Природные асфальты, такие как Гильсонит® (American Gilsonite Company, Хьюстон, Техас), известный под общим названием юнтаит, нефтяной битум или асфальтит,

аналогичны нефтяному асфальту и обладают аналогичными свойствами. Гильсонит® часто используют в буровых растворах из-за его высокой температуры размягчения.

Полимерно-модифицированные асфальты представляют собой нефтяные асфальты, которые были смешаны с синтетическими полимерами, такими как SBS, EVA или каучук, для улучшения их характеристик в определенных областях применения, особенно дорожных покрытиях.

Асфальтсульфонат (также известный как сульфированный асфальт) может быть образован путем сульфирования асфальта сульфирующим агентом. Сульфирующие агенты могут включать в себя одно или более из дымящей серной кислоты, хлорсульфоновой кислоты, концентрированной серной кислоты или триоксида серы. Асфальтсульфонат может быть получен путем образования смеси асфальта и растворителя и воздействия на смесь сульфирующего агента. Растворитель может включать в себя гексан. После сульфирования полученный продукт можно нейтрализовать с образованием соли и последующим отделением от растворителя. Нейтрализацию можно проводить с использованием основного соединения, например гидроксида натрия или гидроксида калия. При нейтрализации гидроксидом натрия образуется асфальтсульфонат натрия, а при нейтрализации гидроксидом калия - асфальтсульфонат калия. Асфальтсульфонат может иметь различные свойства и содержать смесь или комбинацию материалов в зависимости от параметров процесса сульфирования, например степени сульфирования или типа используемого сульфирующего агента.

Термин «асфальтсульфонат натрия» (SAS) относится к натриевой соли асфальтсульфоната. Хотя данное изобретение относится к SAS, в примерах SAS может быть заменен или объединен с одной или более различными солями асфальтсульфоната, например, калиевой солью, кальциевой солью, литиевой солью или другой подходящей солью асфальтсульфоната. В отличие от асфальта, который не является ни анионным, ни водорастворимым, асфальтсульфонат натрия может быть анионным и водорастворимым, например, по меньшей мере на 70% или по меньшей мере на 80% растворимым в воде. Например, асфальтсульфонат натрия может быть получен путем реакции асфальта (разбавленного гептаном) с триоксидом серы с образованием сульфоновой кислоты. Кислота может быть нейтрализована щелочью (50% NaOH) с образованием натриевой соли. Этот продукт растворим в воде и больше не имеет температуры размягчения или других характеристик асфальта.

Soltex® (Drilling Specialties Company, Вудлендс, Техас) является примером

асфальтсульфоната натрия. Он не проявляет типичных свойств асфальта, не плавится и не имеет температуры размягчения, в отличие от асфальта и других природных битумных продуктов, которые размягчаются и плавятся.

Буровые композиции, содержащие как порошкообразный латекс, так и SAS, могут демонстрировать одно или более из более фильтрации бурового раствора по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из порошкообразного латекса или SAS. Фильтрация бурового раствора может быть определена с помощью испытаний на фильтрацию бурового раствора при высоких температурах и высоком давлении (НТНР), испытаний на проницаемость при тампонировании скважины (РРТ) или быстрого поглощения фильтрата пластом в соответствии с протоколами, установленными Американским институтом нефти (API; American Petroleum Institute). Буровые композиции, содержащие как порошкообразный латекс, так и SAS, могут обеспечивать лучшее смазывание, например более низкий коэффициент трения, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из латекса или SAS. Буровые композиции согласно настоящему изобретению могут также способствовать стабильности пласта и удалению выбуренной породы. Синергетические эффекты, возникающие в результате объединения порошкообразного латекса и SAS, применимы к композициям бурового раствора, включая носители на нефтяной основе или носители на водной основе. Не ограничиваясь теорией, можно сказать, что химическое соединение или образование сети может быть результатом объединения порошкообразного латекса и SAS, что может привести к синергическому эффекту.

В аспектах композиции, содержащие как порошкообразный латекс, так и SAS и имеющие более высокую массовую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, могут демонстрировать более низкую фильтрацию бурового раствора, более высокое смазывание и более высокую стабильность пласта по сравнению с композициями, содержащими другие относительные концентрации SAS и порошкообразного латекса.

Согласно одному аспекту композиция бурового раствора имеет первую концентрацию порошкообразного латекса и вторую концентрацию SAS. В некоторых аспектах вторая концентрация SAS может быть больше или равна первой концентрации латекса. В некоторых таких аспектах вторая концентрация SAS может быть больше, чем первая концентрация латекса. Например, вторая концентрация SAS может быть больше, чем первая концентрация латекса на заданное пороговое значение, например по меньшей мере на 0,1 фунта на баррель (фунт/баррель), по меньшей мере на 0,25 фунта/баррель, по меньшей мере на 0,5

фунта/баррель, по меньшей мере на 1,0 фунта/баррель, по меньшей мере на 1,5 фунта/баррель, по меньшей мере на 2 фунта/баррель, по меньшей мере на 2,5 фунта/баррель, по меньшей мере на 3 фунта/баррель, по меньшей мере на 3,5 фунта/баррель, по меньшей мере на 4 фунта/баррель или по меньшей мере на 5 фунтов/баррель. В других примерах вторая концентрация SAS может быть по существу такая же, как и первая концентрация латекса. Также в других примерах вторая концентрация SAS может быть ниже, чем первая концентрация латекса.

Согласно одному аспекту композиция бурового раствора имеет первую концентрацию порошкообразного латекса и вторую концентрацию SAS, причем вторая концентрация SAS больше или равна первой концентрации латекса.

Порошкообразный латекс и SAS могут быть диспергированы или солюбилизированы в носителе, например носителе на водной или нефтяной основе, с образованием композиции бурового раствора. В некоторых примерах аддитивная композиция, добавляемая к композиции бурового раствора или к композиции носителя, может содержать порошкообразный латекс и SAS в соответствии с настоящим изобретением. Аддитивная композиция может также содержать одну или более добавок, например одно или более из асфальта, Гильсонита® (или юнтаита), лигнита, или любую другую подходящую добавку к буровой композиции.

В некоторых аспектах композиция бурового раствора содержит носитель на водной основе и имеет вторую концентрацию SAS, которая больше или равна первой концентрации порошкообразного латекса. В некоторых таких аспектах вторая концентрация SAS в композиции бурового раствора может быть больше, чем первая концентрация латекса. Композиции бурового раствора, содержащие носитель на водной основе в соответствии с такими аспектами, могут демонстрировать более низкую фильтрацию бурового раствора, чем композиции, которые не содержат один или оба из порошкообразного латекса или SAS. Например, в некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет среднюю фильтрацию бурового раствора при высоких температурах и высоком давлении (НТНР) при 121 °C (250 °F) и 500 фунтах на квадратный дюйм (фунт/кв. дюйм) менее или около 20 мл при испытании согласно испытанию 13B-1 Американского института нефти (API). В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора может иметь среднюю фильтрацию бурового раствора при НТНР при 121 °C (250 °F) и 500 фунтах/кв. дюйм менее или около 18 мл, или менее или около 15 мл, или менее или около 12 мл.

В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет среднюю

фильтрацию при испытании на проницаемость при тампонировании скважины (PPT) при 121 °C (250 °F) с 12-микрометровым фильтрующим диском менее или около 18,0 мл при испытании в соответствии с испытанием 13B-1 API. В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет среднюю фильтрацию при PPT менее или около 16 мл, или менее или около 15 мл, или менее или около 12 мл.

Композиции бурового раствора, содержащие носитель на водной основе в соответствии с такими аспектами, могут демонстрировать более высокое смазывание, чем композиции, которые не содержат один или оба из порошкообразного латекса или SAS. Например, в некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет коэффициент трения менее или около 0,40 при крутящем моменте 250 фунт-фут. В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора может иметь коэффициент трения менее или около 0,35, или менее или около 0,30, или менее или около 0,25.

Композиции бурового раствора, содержащие носитель на водной основе в соответствии с настоящим изобретением, могут демонстрировать реологические свойства (например, одно или более из пластической вязкости, предела текучести или статического напряжения сдвига), подходящие для бурения. Например, композиция бурового раствора согласно некоторым таким аспектам имеет пластическую вязкость при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 10 сП до около 30 сП при испытании в соответствии с испытанием 13B-1 Американского института нефти (API). В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет пластическую вязкость в диапазоне от около 10 сП до около 15 сП, или от около 10 сП до около 20 сП, или от 15 сП до около 20 сП, или от около 15 сП до около 30 сП или от около 20 сП до около 30 сП.

В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет предел текучести при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 10 фунтов/100 кв. футов до около 45 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-1 Американского института нефти (API). В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет предел текучести при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 10 фунтов/100 кв. футов до около 20 фунтов/100 кв. футов, или от около 20 фунтов/100 кв. футов до около 45 фунтов/100 кв. футов, или от около 10 фунтов/100 кв. футов до около 30 фунтов/100 кв. футов, или от около 15 фунтов/100 кв. футов до около 20 фунтов/100 кв. футов, или от около 15 фунтов/100 кв. футов до около 30 фунтов/100 кв. футов, или от около 30 фунтов/100 кв. футов до около 45 фунтов/100 кв. футов.

В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-секундное

статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2,0 фунта/100 кв. футов до около 6,5 фунта/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-1 Американского института нефти (API). В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-секундное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2,5 фунта/100 кв. футов до около 6,5 фунта/100 кв. футов, или от около 2,0 фунта/100 кв. футов до около 3,0 фунта/100 кв. футов, или от около 5,0 фунта/100 кв. футов до около 6,5 фунта/100 кв. футов, или от около 5,5 фунта/100 кв. футов до около 6,5 фунта/100 кв. футов.

В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-минутное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 12 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-1 Американского института нефти (API). В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-минутное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 5 фунтов/100 кв. футов, или от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 10 фунтов/100 кв. футов, или около от 3 фунтов/100 кв. футов до около 10 фунтов/100 кв. футов, или около от 5 фунтов/100 кв. футов до около 10 фунтов/100 кв. футов, или около от 5 фунтов/100 кв. футов до около 12 фунтов/100 кв. футов.

Композиции бурового раствора, содержащие носитель на водной основе, могут иметь любую подходящую первую концентрацию порошкообразного латекса и вторую концентрацию SAS. В некоторых таких аспектах вторая концентрация SAS может быть больше или равна первой концентрации порошкообразного латекса. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса составляет по меньшей мере 1 фунт массы на баррель (фунт массы/баррель), а вторая концентрация SAS составляет по меньшей мере 2 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может находиться в диапазоне от около 1,5 фунта массы/баррель до около 2,5 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может находиться в диапазоне от около 2,5 фунта массы/баррель до около 3,5 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 2 фунтов массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять около 3 фунтов массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 1,5 фунта массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS может составлять около 4,5 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 1,2 фунта массы/баррель, и при этом

вторая концентрация SAS может составлять около 4,8 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 1,8 фунта массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS может составлять около 4,2 фунта массы/баррель.

Композиции бурового раствора, содержащие носители на водной основе, согласно настоящему изобретению, могут быть получены с использованием любого подходящего метода. В аспектах метод включает в себя диспергирование первого заданного количества порошкообразного латекса и второго заданного количества SAS в носителе на водной основе с образованием бурового раствора на водной основе. Буровой раствор на водной основе может содержать любую буровую композицию в соответствии с настоящим изобретением, содержащую носитель на водной основе.

В некоторых аспектах композиция бурового раствора содержит носитель на нефтяной основе и имеет вторую концентрацию SAS, которая больше или равна первой концентрации порошкообразного латекса. В некоторых таких аспектах вторая концентрация SAS в композиции бурового раствора может быть больше, чем первая концентрация латекса. Композиции бурового раствора, содержащие носитель на нефтяной основе, в соответствии с такими аспектами, могут демонстрировать меньшую фильтрацию бурового раствора, чем композиции, которые не содержат один или оба из порошкообразного латекса или SAS. Например, в некоторых таких аспектах композиция бурового раствора, содержащая носитель на нефтяной основе, имеет среднюю фильтрацию бурового раствора при испытании на проницаемость при тампонировании скважины (PPT) при 121 °C (300 °F) с 55-микрометровым фильтрующим диском менее или около 1,06 мл при испытании в соответствии с испытанием 13В-2 Американского института нефти (API). В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора, содержащая носитель на нефтяной основе, имеет среднюю фильтрацию бурового раствора при PPT при 135 °C (275 °F) менее или около 3,3 мл, или менее или около 3,0 мл, или менее или около 2,5 мл. В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора, содержащая носитель на нефтяной основе, имеет среднюю фильтрацию бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F) с 40-микрометровым фильтрующим диском менее или около 3,3 мл, или менее или около 3,15 мл, или менее или около 3,00 мл.

Композиции бурового раствора, содержащие носитель на нефтяной основе в соответствии с такими аспектами, могут демонстрировать более высокое смазывание, чем композиции, которые не содержат один или оба из порошкообразного латекса или SAS.

Композиции бурового раствора, содержащие носитель на нефтяной основе, согласно настоящему изобретению, могут демонстрировать реологические свойства, подходящие для бурения. Например, композиция бурового раствора согласно некоторым таким аспектам имеет пластическую вязкость при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 10 сП до около 30 сП при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API. В некоторых таких примерах композиция бурового раствора может иметь пластическую вязкость в диапазоне от около 10 сП до около 15 сП, или в диапазоне от около 12 сП до около 20 сП, или в диапазоне от около 15 сП до около 20 сП, или в диапазоне от около 15 сП до около 25 сП, или в диапазоне от около 15 сП до около 30 сП.

В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет предел текучести при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 5 фунтов/100 кв. футов до около 12 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API. В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет предел текучести при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 5 фунтов/100 кв. футов до около 10 фунтов/100 кв. футов, или от около 5 фунтов/100 кв. футов до около 8 фунтов/100 кв. футов, или от около 8 фунтов/100 кв. футов до около 12 фунтов/100 кв. футов, или от около 5 фунтов/100 кв. футов до около 6 фунтов/100 кв. футов.

В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-секундное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 12 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API. В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-секундное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 11 фунтов/100 кв. футов, или в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 10 фунтов/100 кв. футов, или в диапазоне от около 5 фунтов/100 кв. футов до около 12 фунтов/100 кв. футов, или в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 5 фунтов/100 кв. футов.

В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-минутное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 40 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API. В некоторых таких аспектах композиция бурового раствора имеет 10-минутное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 10 фунтов/100 кв. футов, или от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 20 фунтов/100 кв. футов, или около от 10 фунтов/100 кв. футов до около 30 фунтов/100 кв. футов, или от около 10 фунтов/100 кв. футов до около 20 фунтов/100 кв. футов, или около от

20 фунтов/100 кв. футов до около 30 фунтов/100 кв. футов, или от около 10 фунтов/100 кв. футов до около 40 фунтов/100 кв. футов.

Композиции бурового раствора, содержащие носитель на нефтяной основе, могут иметь любую подходящую первую концентрацию порошкообразного латекса и вторую концентрацию SAS. В некоторых таких аспектах вторая концентрация SAS может быть больше или равна первой концентрации порошкообразного латекса. Например, в некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 1 фунта массы на баррель (фунт массы/баррель), а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 1 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 2 фунтов массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 2 фунтов массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 1 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 2 фунтов массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 1 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 3 фунтов массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 1 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 4 фунтов массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 1,5 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 2,5 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 1,2 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 4,8 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять по меньшей мере около 1,5 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять по меньшей мере около 4,5 фунта/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 1 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять около 3 фунтов массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 1,2 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять около 4,8 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса

может составлять около 1,5 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять около 4,5 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 1,8 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять около 4,2 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 2 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять около 3 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может находиться в диапазоне от около 1,5 фунта массы/баррель до около 2,5 фунта массы/баррель, а вторая концентрация SAS может находиться в диапазоне от около 1,5 фунта массы/баррель до около 2,5 фунта массы/баррель. В некоторых таких аспектах первая концентрация порошкообразного латекса может составлять около 2 фунтов массы/баррель, а вторая концентрация SAS может составлять около 2 фунтов массы/баррель.

Композиции бурового раствора, содержащие носители на нефтяной основе, согласно настоящему изобретению, могут быть получены с использованием любого подходящего метода. В аспектах метод включает в себя диспергирование первого заданного количества порошкообразного латекса и второго заданного количества SAS в носителе на нефтяной основе с образованием бурового раствора на нефтяной основе. Буровой раствор на нефтяной основе может включать любую буровую композицию в соответствии с настоящим изобретением, содержащую носитель на нефтяной основе.

Композиции бурового раствора в соответствии с настоящим изобретением могут включать в себя композицию бурового раствора, готовую к использованию, или могут относиться к аддитивной композиции бурового раствора, которая должна быть добавлена к носителю или буровому раствору перед использованием. Например, аддитивные композиции бурового раствора могут включать в себя смесь порошкообразного латекса и SAS. Например, такие аддитивные композиции бурового раствора могут включать смеси порошкообразного латекса и SAS таким образом, что добавление заданного количества аддитивных композиций бурового раствора к носителю приводит к получению композиции бурового раствора, имеющей концентрации порошкообразного латекса и SAS в соответствии с настоящим изобретением.

Смеси порошкообразного латекса и SAS (и включая дополнительные необязательные компоненты в соответствии с настоящим изобретением) могут быть описаны как твердое смазочное вещество, твердотельное смазочное вещество или твердообразное смазочное вещество, поскольку такие смеси могут быть в основном твердыми по сравнению с

обычными жидкими смазочными веществами. Таким образом, в вариантах реализации аддитивные композиции бурового раствора могут включать в себя композицию твердого смазочного вещества. Например, аддитивная композиция бурового раствора или композиция твердого смазочного вещества может содержать SAS и порошкообразный латекс. В некоторых вариантах реализации аддитивная композиция бурового раствора или композиция твердого смазочного вещества состоит по существу из SAS и порошкообразного латекса. В некоторых вариантах реализации аддитивная композиция бурового раствора или композиция твердого смазочного вещества состоит из SAS и порошкообразного латекса.

Аддитивные композиции бурового раствора могут содержать SAS и порошкообразный латекс в виде смеси SAS-латекс 50/50, смеси SAS-латекс 60/40, смеси SAS-латекс 70/30, смеси SAS-латекс 80/20 или смеси SAS-латекс 90/10. Отношение относится к относительным концентрациям SAS и латекса, и смеси могут необязательно содержать другие компоненты или добавки.

Буровые композиции в соответствии с настоящим изобретением могут обеспечить одно или более из лучшего контроля фильтрации бурового раствора, проведения испытания на проницаемость при тампонировании скважины, стабильности пласта и смазывающей способности, а также могут сократить логистические работы и работы по погрузке-разгрузке материалов на буровой площадке.

ПРИМЕРЫ

Далее настоящее изобретение проиллюстрировано следующими примерами, которые никоим образом не следует толковать как ограничение объема настоящего изобретения. После прочтения приведенного в настоящем документе описания специалист в данной области техники сможет предложить различные другие аспекты, варианты реализации, модификации и их эквиваленты, без отклонения от сущности настоящего изобретения или объема прилагаемой формулы изобретения.

Общие положения

Фильтрацию бурового раствора определяли с использованием протоколов испытаний на фильтрацию бурового раствора при высокой температуре и высоком давлении (НТНР) и испытаний на проницаемость при тампонировании скважины (РРТ) в соответствии с испытательным комплектом 13В-1 Американского института нефти (API) для композиций, содержащих носитель на водной основе, и набором испытательных режимов 13В-2 для

композиций, содержащих носитель на нефтяной основе. Если не указано иное, латексная смесь или SAS-латекс относится к смеси SAS и латекса стирол-бутадиенового сополимера XP-211, также известного как Axilat™ PSB 150 (Synthomer, Роубак, Южная Каролина).

ПРИМЕР 1

Были оценены свойства композиций буровых растворов на водной основе, имеющих различные концентрации порошкообразного латекса и асфальтсульфоната натрия (SAS). Основная композиция бурового раствора содержала 7,0 фунта массы на баррель (фунт массы/баррель) бентонита, 2 фунта массы/баррель полианионной целлюлозы, 0,75 фунта массы/баррель биополимера, 10 фунтов массы/баррель твердых частиц инертного материала Rev Dust™ (Milwhite, Inc., Браунсвилл, Техас), 0,5 фунта массы/баррель каустической соды и 2 фунта массы/баррель сульфита натрия. Основная композиция имела плотность 8,6 фунта массы/галлон.

Были подготовлены четыре образца: A1) основание, B1) основание с 6 фунтами массы/баррель SAS, C1) основание с 4 фунтами массы/баррель порошкообразного латекса и D1) основание с 3 фунтами массы/баррель SAS и 2 фунтами массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 1,5:1 или 60/40). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Реологические свойства образцов, такие как пластическая вязкость, предел текучести и статическое напряжение сдвига, были определены с использованием ротационного вискозиметра и представлены в ТАБЛИЦЕ 1.

Таблица 1

Реология (49 °C (120 °F))	A1 (основание)	B1 (SAS)	C1 (латекс)	D1 (SAS- латекс 60/40)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	41,50	37,50	44,00	38,10
Вязкость при 300 об/мин (сП)	26,50	24,10	28,10	24,60
Вязкость при 200 об/мин (сП)	20,00	18,70	21,80	18,90
Вязкость при 100 об/мин (сП)	12,90	12,10	14	12,50
Вязкость при 6 об/мин (сП)	1,90	1,90	2,40	2,20
Вязкость при 3 об/мин (сП)	1,40	1,30	1,90	1,70
Пластическая вязкость (сП)	15,00	13,40	15,90	13,50
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	11,50	10,70	12,20	11,10
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	2,1/2,7	2,0/3,5	2,4/3,0	2,3/2,5
Фильтрат API (мл)	8,10	8,22	7,43	6,93
pH	8,27	7,81	8,51	7,94

Фильтрация бурового раствора при НТНР и быстрое поглощение фильтрата пласта для четырех образцов определяли с помощью испытательного комплекта 13B-1 API. Результаты представлены в ТАБЛИЦЕ 2.

Таблица 2

Фильтрация бурового раствора при НТНР (мл) при 121 °C (250 °F)	A1 (основание)	B1 (SAS)	C1 (латекс)	D1 (SAS-латекс 60/40)
Минуты				
1	3,18	2,28	2,35	17,10
5	7,36	4,93	5,23	3,95
7,5	10,74	6,10	6,47	4,79
10	12,64	7,15	7,54	5,48
15	14,74	8,91	9,36	6,87
20	16,65	10,42	10,87	7,88
25	18,27	11,80	12,24	8,65
30	19,56	13,08	13,51	9,42
Фильтрация бурового раствора при НТНР (мл)	39,12	26,16	27,02	18,84
Быстрое поглощение фильтрата пласта	0,0	0,0	0,0	0,1

Результаты испытания НТНР показаны на фиг. 1. На фиг. 1 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при высокой температуре и высоком давлении (НТНР) при 121 °C (250 °F) для композиции бурового раствора на водной основе, содержащей как асфальтсульфонат натрия (SAS), так и порошкообразный латекс, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса. Образец D1 продемонстрировал снижение фильтрации бурового раствора при НТНР на 28% по сравнению с образцом B1 и на 30% по сравнению с образцом C1.

Был определен коэффициент трения (CoF; coefficient of friction) для образцов A1-D1. CoF можно определить с помощью любого из нескольких способов, в том числе с помощью прибора для определения смазывающей способности (OFI Testing Equipment, Хьюстон,

Техас), контрольно-измерительного устройства для оценки смазывающей способности (OFI Testing Equipment, Хьюстон, Техас) или трибометра (Nanovea, Ирвин, Калифорния). Пересчитанные результаты (100 x CoF) представлены в ТАБЛИЦЕ 3.

Таблица 3

Крутящий момент (дюйм-фунт)	A1 (основание)	B1 (SAS)	C1 (латекс)	D1 (SAS- латекс 60/40)
	100 x CoF			
100	4,1	2,5	20,2	17,1
150	3,1	9,5	29,3	25,1
200	3,4	7,2	37,3	31,5
250	8,0	5,0	43,1	38,6
300		5,9	43,4	45,4
350			47,1	
400			66,0	

Образец D1 (SAS-латекс 60/40) продемонстрировал CoF, который обычно был ниже, чем у образцов B1 (SAS) и C1 (латекс), например, при крутящем моменте 250 дюйм-фунтов.

ПРИМЕР 2

Были оценены свойства композиций буровых растворов на водной основе, имеющих различные концентрации порошкообразного латекса и асфальтсульфоната натрия (SAS). Основная композиция бурового раствора содержала 7,0 фунта массы/баррель бентонита, 2 фунта массы/баррель полианионной целлюлозы, 0,75 фунта массы/баррель биополимера, 10 фунтов массы/баррель твердых частиц инертного материала Rev Dust™ (Milwhite, Inc., Браунсвилл, Техас), 0,5 фунта массы/баррель каустической соды, 2 фунта массы/баррель сульфита натрия и 20 фунтов массы/баррель барита. Основная композиция имела плотность 9,0 фунта массы/галлон.

Были подготовлены шесть образцов: A2) основание, B2) основание с 6 фунтами массы/баррель SAS, C2) основание с 6 фунтами массы/баррель порошкообразного латекса, D2) основание с 1,5 фунта массы/баррель SAS и 4,5 фунта массы/баррель порошкообразного

латекса (смесь SAS-латекс 25/75 или 1:3), E2) основание с 3,0 фунта массы/баррель SAS и 3,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 50/50 или 1:1) и F2) основание с 4,5 фунта массы/баррель SAS и 1,5 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 75/25 или 3:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Были определены реологические свойства образцов, которые представлены в ТАБЛИЦЕ 4.

Таблица 4

Реология (49 °C (120 °F))	A2 (основание)	B2 (SAS)	C2 (латекс)	D2 (25/75 SAS- латекс)	E2 (SAS- латекс 50/50)	F2 (SAS- латекс 75/25)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	74,90	65,50	81,00	68,40	81,60	75,20
Вязкость при 300 об/мин (сП)	51,20	45,50	24,10	46,70	55,10	51,10
Вязкость при 200 об/мин (сП)	41,00	40,50	18,70	37,60	45,30	43,20
Вязкость при 100 об/мин (сП)	27,90	24,50	12,10	26	31	29,70
Вязкость при 6 об/мин (сП)	6,90	6,00	1,90	7,00	8,20	7,60
Вязкость при 3 об/мин (сП)	4,80	4,20	1,30	5,80	6,60	6,00
Пластическая вязкость (сП)	23,70	20,50	13,40	21,70	26,50	24,10
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	27,5	15,60	10,70	25,00	28,60	27,00
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	5,1/12,0	3,3/9,5	2,0/3,5	5,9/11,3	6,5/12,7	5,8/11,7

Фильтрация бурового раствора при RPT и быстрое поглощение фильтрата пласта для шести образцов определяли при 121 °C (250 °F) и с помощью 12-микронного диска с использованием испытательного комплекта 13B-1 API. Результаты представлены в ТАБЛИЦЕ 5.

Таблица 5

Фильтрация бурового раствора при PPT при 121 °C (250 °F)	A2 (основание)	B2 (SAS)	C2 (латекс)	D2 (SAS-латекс 25/75)	E2 (SAS-латекс 50/50)	F2 (SAS-латекс 75/25)
Минуты						
1	2,97	2,97	1,59	2,88	2,02	1,75
5	5,07	4,72	3,79	4,89	4,01	3,45
7,5	5,99	5,51	4,81	5,87	4,73	4,53
10	6,58	6,26	5,38	6,66	5,39	5,00
15	8,15	7,46	6,35	7,86	6,77	5,97
20	9,03	8,39	7,77	9,01	7,90	6,96
25	10,24	9,71	8,79	9,85	8,63	7,92
30	11,02	10,28	9,56	10,63	9,66	8,70
PPT (мл)	22,04	20,56	19,12	21,26	19,32	17,40
Быстрое поглощение фильтрата пласта (мл)	2,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0

На фиг. 2 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при испытании на проницаемость при тампонировании скважины (PPT) при 121 °C (250 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса. Образец F2 (SAS-латекс 75/25) продемонстрировал снижение фильтрации бурового раствора при PPT относительно обоих образцов B2 (SAS) и C2 (латекс), а также относительно образцов D2 (SAS-латекс 25/75) и E2 (SAS-латекс 50/50).

ПРИМЕР 3

Были оценены свойства композиций буровых растворов на водной основе, имеющих различные концентрации порошкообразного латекса и асфальтсульфоната натрия (SAS). Основная композиция бурового раствора содержала 7,0 фунта массы/баррель бентонита, 2 фунта массы/баррель полианионной целлюлозы, 0,75 фунта массы/баррель биополимера, 10 фунтов массы/баррель твердых частиц инертного материала Rev Dust™ (Milwhite, Inc., Браунсвилл, Техас), 0,5 фунта массы/баррель каустической соды, 2 фунта массы/баррель сульфита натрия и 20,6 фунта массы/баррель барита. Основная композиция имела плотность 9,0 фунта массы/галлон.

Было подготовлено шесть образцов: A3) основание, B3) основание с 6 фунтами массы/баррель SAS, C3) основание с 6 фунтами массы/баррель порошкообразного латекса, D3) основание с 1,5 фунта массы/баррель SAS или 4,5 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 28/75 или 1:3), E3) основание с 3,0 фунта массы/баррель SAS и 3,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 50/50 или 1:1), F3) основание с 4,5 фунта массы/баррель SAS и 1,5 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 75/25 или 3:1), G3) основание с 3,6 фунта массы/баррель и 2,4 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 60/40 или 1,5:1), H3) основание с 4,2 фунта массы/баррель и 1,8 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 70/30 или 2,33:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Были определены реологические свойства образцов A3-F3, которые представлены в ТАБЛИЦЕ 6.

Таблица 6

Реология при 49 °C (120 °F)	A3 (основание)	B3 (SAS)	C3 (латекс)	D3 (SAS- латекс 25/75)	E3 (SAS- латекс 50/50)	F3 (SAS- латекс 75/25)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	74,90	65,50	81,00	68,40	81,60	75,20
Вязкость при 300 об/мин (сП)	51,20	45,50	24,10	46,70	55,10	51,10
Вязкость при 200 об/мин (сП)	41,00	40,50	18,70	37,60	45,30	43,20
Вязкость при 100 об/мин (сП)	27,90	24,50	12,10	25,90	31,30	29,70
Вязкость при 6 об/мин (сП)	6,90	6,00	1,90	7,00	8,20	7,60
Вязкость при 3 об/мин (сП)	4,80	4,20	1,30	5,80	6,60	6,00
Пластическая вязкость (сП)	23,70	20,50	13,40	21,70	26,50	24,10
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	27,50	15,60	10,70	25,00	28,60	27,00
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	5,1/12,0	3,3/9,5	2,0/3,5	5,9/11,3	6,5/12,7	5,8/11,7

Был определен коэффициент трения (CoF) для образцов АЗ-НЗ. Пересчитанные результаты (100 x CoF) представлены в ТАБЛИЦЕ 7.

Таблица 7

Крутящий момент (дюйм-фунт)	A3 (основание)	B3 (SAS)	C3 (латекс)	D3 (SAS-латекс 25/75)	E3 (SAS-латекс 50/50)	F3 (SAS-латекс 75/25)	G3 (SAS-латекс 60/40)	H3 (70/30 SAS-латекс)
	CoF x 100							
100	17,8	17,5	14,8	16,6	16,50	15,30	16,6	14,00
150	25,4	24,4	23,4	23,9	23,50	22,40	24,1	22,60
200	31,9	31,8	30,7	31,1	31,50	29,80	31,1	30,70
250	41,2	40,2	39,2	37,8	39,70	37,20	38,8	38,60
300	52,7	48,0	47,4	45,4	47,70	44,40	47,0	45,10
350	67,80	60	55,7	54	56	51,80	55	53,70
400			63,7	62		63,00	65	62,90
450			65,7					71,30

Образцы F3 (SAS-латекс 75/25), G3 (SAS-латекс 60/40) и H3 (SAS-латекс 70/30) продемонстрировали CoF, который в целом был ниже, чем у образцов B1 (SAS) и C1 (латекс), например, при крутящем моменте 250 дюйм-фунтов.

ПРИМЕР 4

Были оценены свойства композиций буровых растворов на водной основе, имеющих различные концентрации порошкообразного латекса и асфальтсульфоната натрия (SAS). Основная композиция была получена аналогично тому, как изложено в ПРИМЕРЕ 3. Были подготовлены четыре образца: A4) основание, B4) основание с 6 фунтами массы/баррель SAS, C4) основание с 6 фунтами массы/баррель порошкообразного латекса и D4) основание с 4,8 фунта массы/баррель SAS и 1,2 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 80/20 или 4:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Были определены реологические свойства образцов A4-D4, которые представлены в ТАБЛИЦЕ 8.

Таблица 8

Реология при 49 °C (120 °F)	A4 (основание)	B4 (SAS)	C4 (латекс)	D4 (SAS- латекс 80/20)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	94,30	79,00	87,90	38,10
Вязкость при 300 об/мин (сП)	64,80	54,60	61,60	24,60
Вязкость при 200 об/мин (сП)	51,50	43,70	52,10	18,90
Вязкость при 100 об/мин (сП)	35,60	30,50	36,70	12,50
Вязкость при 6 об/мин (сП)	7,80	7,50	10,50	2,20
Вязкость при 3 об/мин (сП)	6,10	5,70	8,30	1,70
Пластическая вязкость (сП)	29,50	24,40	26,30	13,50
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	35,30	30,20	35,30	11,10
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	6,4/13,8	6,1/12,4	8,5/17,9	2,3/2,5

Фильтрация бурового раствора при РРТ и быстрое поглощение фильтрата пласта для четырех образцов определяли при 163 °C (325 °F) с помощью испытательного комплекта 13В-1 API. Результаты представлены в ТАБЛИЦЕ 9.

Таблица 9

Фильтрация бурового раствора при PPT при 163 °C (325 °F)	A4 (основание)	B4 (SAS)	C4 (латекс)	D4 (SAS-латекс 80/20)
Минуты				
1	4,60	4,67	3,80	2,76
5	8,16	7,76	6,47	5,84
7,5	9,40	9,15	8,11	7,03
10	10,70	10,49	9	8,39
15	13,31	12,09	11,04	10,07
20	15,21	13,67	12,73	11,65
25	17,05	15,31	14,19	12,88
30	18,10	16,65	15,60	13,86
PPT (мл)	36,20	33,30	31,20	27,72
Быстрое поглощение фильтрата пласта (мл)	3,0	3,7	1,7	0,6

На фиг. 3 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 163 °C (325 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

На фиг. 4 представлен график, иллюстрирующий фильтрацию бурового раствора при PPT при 163 °C (325 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

Образец D4 со смесью SAS-латекс 80/20 обычно демонстрировал снижение g_{hb} PPT по сравнению с образцами A4 (основание), B4 (SAS) и C4 (латекс).

ПРИМЕР 5

Были оценены свойства композиций буровых растворов на водной основе, имеющих различные концентрации порошкообразного латекса и асфальтсульфоната натрия (SAS). Фильтрация бурового раствора при РРТ для основного образца А4 из ПРИМЕРА 4 и образца D4, содержащего смесь SAS-латекс 80/20, определяли при 121 °С, 135 °С и 149 °С (250 °F, 275 °F и 300 °F). Фильтрация бурового раствора при РРТ и быстрое поглощение фильтрата пластом в случае образцов А4 и D4 представлены в ТАБЛИЦЕ 10.

Таблица 10

Фильтрация бурового раствора при PPT	A4 (основание)	D4 (SAS- латекс 80/20)	A4 (основание)	D4 (SAS- латекс 80/20)	A4 (основание)	D4 (SAS- латекс 80/20)
Температура	121 °C (250 °F)	121 °C (250 °F)	135 °C (275 °F)	135 °C (275 °F)	149 °C (300 °F)	149 °C (300 °F)
Минуты						
1	3,31	1,11	3,32	2,66	3,83	2,80
5	6,59	3,99	6,74	5,69	7,87	6,16
7,5	7,92	4,99	8,41	6,65	9,90	8,06
10	9,16	5,96	9,59	8,15	11,61	9,11
15	11,05	8,12	12,05	10,27	14,15	11,61
20	12,67	10,34	14,24	12,05	16,54	13,63
25	14,37	10,73	16,09	13,60	18,74	15,40
30	15,77	12,50	17,63	14,49	20,32	16,96
PPT	31,54	25,00	35,26	28,98	40,64	33,92
Быстрое поглощение фильтрата пласта	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00

На фиг. 5 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и имеющих более высокую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат SAS или латекс при различных температурах 121 °C, 135 °C и 149 °C (250 °F, 275 °F и 300 °F)).

Как видно из ТАБЛИЦЫ 10 и фиг. 5, буровой раствор со смесью SAS-латекс 80/20 был стабильным при температуре от 121 °C до 149 °C (от 250 °F до 300 °F).

ПРИМЕР 6

Были оценены свойства композиций буровых растворов на водной основе, содержащих такое же соотношение SAS-латекс, но разные типы порошкообразного латекса. Основная композиция была получена аналогично тому, как изложено в ПРИМЕРЕ 3. Были приготовлены четыре образца: А6) основание, В6) основание с 4,8 фунта массы/баррель SAS и 1,2 фунта массы/баррель порошкообразного латекса типа А (сополимер стирола и бутадиена, Axilat™ PSB 150, также известный как XP-211, Synthomer, Роубак, Южная Каролина) (смесь SAS-латекс 80/20 или 4:1), С6) основание с 4,8 фунта массы/баррель SAS и порошкообразного латекса типа В 1,2 фунта массы/баррель (VAE-RS 1220, Riteks, Хьюстон, Техас) (смесь SAS-латекс 80/20 или 4:1) и D6) основание 4,8 фунта массы/баррель SAS и 1,2 фунта массы/баррель порошкообразного латекса типа С (VAE-RS 1420, Riteks, Хьюстон, Техас) (смесь SAS-латекс 80/20 или 4:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Были определены реологические свойства образцов А6-D6, которые представлены в ТАБЛИЦЕ 11.

Таблица 11

Реология при 49 °C (120 °F)	A6 (основание)	B6 (SAS-латекс A 80/20)	C6 (SAS-латекс B 80/20)	D6 (SAS-латекс C 80/20)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	68,7	61,0	55,6	52,6
Вязкость при 300 об/мин (сП)	47,4	41,4	38,1	35,7
Вязкость при 200 об/мин (сП)	38,1	33,4	31,0	29,2
Вязкость при 100 об/мин (сП)	26,4	23,2	21,5	19,5
Вязкость при 6 об/мин (сП)	7,1	6,8	6,2	5,5
Вязкость при 3 об/мин (сП)	6,0	5,7	5,0	4,1
Пластическая вязкость (сП)	21,3	19,6	17,5	16,9
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	26,1	21,8	20,6	18,8
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	5,7/13,1		5,2/10,6	4,7/9,2

Фильтрация бурового раствора при РРТ и быстрое поглощение фильтрата пластом для образцов А6-D6 были определены при 135 °C (275 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 12.

Таблица 12

Фильтрация бурового раствора при PPT при 135 °C (275 °F)	A6 (основание)	B6 (SAS-латекс A 80/20)	C6 (SAS-латекс B 80/20)	D6 (SAS-латекс C 80/20)
Минуты				
1	3,83	2,80	3,34	2,99
5	7,87	6,16	6,43	6,62
7,5	9,90	8,06	7,67	9,75
10	11,61	9,11	9,05	8,87
15	14,15	11,61	11,64	1,12
20	16,59	13,63	12,76	12,95
25	18,74	15,40	14,24	14,54
30	20,32	16,96	15,24	15,42
PPT (мл)	40,64	33,92	30,48	30,84
Быстрое поглощение фильтрата пластом (мл)	0,0	0,0	1,2	0,6

На фиг. 6 представлен график, иллюстрирующий фильтрацию бурового раствора при PPT при 135 °C (275 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и различные типы порошкообразного латекса, и имеющих более высокую концентрацию SAS, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат SAS.

Различные типы порошкообразного латекса в смесях SAS-латекс демонстрировали в целом аналогичные свойства и демонстрировали в целом аналогичное снижение фильтрации бурового раствора при PPT.

ПРИМЕР 7

Были оценены свойства композиций буровых растворов на нефтяной основе, имеющих различные концентрации SAS и латекса. Основная композиция бурового раствора содержала 5,0 фунта массы/баррель олеофильной глины, 6,0 фунта массы/баррель первичного эмульгатора, 6,0 фунта массы/баррель гидрофобизатора, 0,5 фунта массы/баррель твердых частиц инертного материала Rev Dust™ (Milwhite, Inc., Браунсвилл, Техас), 25% хлорида кальция, 144,3 фунта массы/баррель барита, 6,0 фунта массы/баррель извести и имела соотношение нефть-вода 85/15. Основная композиция имела плотность 11,0 фунта массы/галлон.

Были подготовлены пять образцов: A7) основание, B7) основание с 2,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса, C7) основание с 4,0 фунта массы/баррель SAS, D7) основание с 3,0 фунта массы/баррель SAS и 1,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 75/25 или 3:1) и E7) основание с 2,0 фунта массы/баррель SAS и 2,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 50/50 или 1:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Были определены реологические свойства образцов A7-E7, которые представлены в ТАБЛИЦЕ 13.

Таблица 13

Реология при 49 °C (120 °F)	A7 (основание)	B7 (латекс)	C7 (SAS)	D7 (SAS- латекс 75/25)	E7 (SAS- латекс 50/50)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	63,6	65,0	54,5	60,1	64,7
Вязкость при 300 об/мин (сП)	36,4	40,1	29,6	33,0	35,3
Вязкость при 200 об/мин (сП)	30,6	32,3	23,0	22,8	24,7
Вязкость при 100 об/мин (сП)	20,0	21,5	13,1	12,8	14,3
Вязкость при 6 об/мин (сП)	10,4	10,8	3,2	3,2	5,7
Вязкость при 3 об/мин (сП)	9,5	10,7	2,7	2,2	5,3
Пластическая вязкость (сП)	27,2	24,9	25,0	27,1	29,4
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	9,2	15,2	4,6	5,9	5,9
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	17,3/34,3	8,4/32,8	2,6/24,2	2,7/27,1	10,6/35,9
Электрическая стабильность (В)	1480	1548	1500	992	965

Фильтрация бурового раствора при РРТ и быстрое поглощение фильтрата пластом для образцов А7-Е7 были определены при 135 °C (275 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 14.

Таблица 14

Фильтрация бурового раствора при PPT при 135 °C (275 °F)	A7 (основание)	B7 (латекс)	C7 (SAS)	D7 (SAS-латекс 75/25)	E7 (SAS-латекс 50/50)
Минуты					
1	1,05	1,01	0,47	0,34	0,42
5	1,20	1,73	0,76	0,63	0,72
7,5	2,40	2,08	0,95	0,74	0,84
10	2,57	2,34	1,07	0,88	1,00
15	3,44	2,78	1,28	1,10	1,21
20	3,97	3,19	1,44	1,25	1,37
25	4,32	3,59	1,59	1,38	1,57
30	4,69	3,91	1,68	1,51	1,65
PPT (мл)	9,38	7,82	3,36	3,02	3,30
Быстрое поглощение фильтрата пластом (мл)	0,0	0,6	0,4	0,1	0,2

На фиг. 7 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 135 °C (275 °F) для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и содержащих SAS в концентрации, которая больше или равна концентрации порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса

Образцы D7 (SAS-латекс 75/25) и E7 (SAS-латекс 50/50) продемонстрировали более низкие фильтрацию бурового раствора при PPT и быстрое поглощение фильтрата пластом по сравнению с образцами A7 (основание), B7 (латекс) и C7 (SAS).

ПРИМЕР 8

Были оценены свойства композиций буровых растворов на нефтяной основе, имеющих различные концентрации SAS и латекса. Основная композиция бурового раствора содержала 4,3 фунта массы/баррель олеофильной глины, 4,25 фунта массы/баррель первичного эмульгатора, 0,8 фунта массы/баррель гидрофобизатора, 1,0 фунта массы/баррель вторичного эмульгатора, 21,50 фунта массы/баррель хлорида кальция, 53 фунта массы/баррель барита, 1,86 фунта массы/баррель извести и имела соотношение нефть-вода 85/15. Основная композиция имела плотность 9,33 фунта массы/галлон.

Были подготовлены четыре образца: A8) основание, B8) основание с 2,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса, C8) основание с 4,0 фунта массы/баррель SAS, D8) основание с 2,0 фунта массы/баррель SAS и 2,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 50/50 или 1:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Реологические свойства образцов A8-D8 были определены и представлены в ТАБЛИЦЕ 15.

Таблица 15

Реология при 49 °C (120 °F)	A8 (основание)	B8 (латекс)	C8 (SAS)	D8 (SAS-латекс 50/50)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	63,6	65,0	54,5	64,7
Вязкость при 300 об/мин (сП)	36,4	40,1	29,6	35,3
Вязкость при 200 об/мин (сП)	3,6	32,3	23,0	24,7
Вязкость при 100 об/мин (сП)	20,0	21,5	13,1	14,3
Вязкость при 6 об/мин (сП)	10,4	10,8	3,2	5,7
Вязкость при 3 об/мин (сП)	9,5	10,7	2,7	5,3
Пластическая вязкость (сП)	27,2	24,9	25,0	29,4
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	9,2	15,2	4,6	5,9
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	17,3/34,3	18,4/32,8	2,6/24,2	10,6/35,9
Электрическая стабильность (В)	1480,0	1548,0	1500,0	965,0

Фильтрация бурового раствора при РРТ и быстрое поглощение фильтрата пластом для образцов А8-D8 были определены при 149 °C (300 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 16.

Таблица 16

Фильтрация бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F)	A8 (основание)	B8 (латекс)	C8 (SAS)	D8 (SAS-латекс 50/50)
Минуты				
1	0,89	0,35	0,48	0,30
5	1,40	0,68	0,91	0,63
7,5	1,79	0,94	1,39	0,85
10	1,90	1,04	1,51	1,07
15	2,11	1,25	1,72	1,23
20	2,23	1,36	1,84	1,37
25	2,40	1,51	1,96	1,49
30	2,52	1,66	2,07	1,57
PPT (мл)	5,04	3,32	4,14	3,14
Быстрое поглощение фильтрата пластом (мл)	1,1	0,1	0,2	0,0

На фиг. 8 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F) для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс, и содержащих SAS в концентрации, которая равна концентрации порошкообразного латекса по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

Образец D8 (смесь SAS-латекс 50/50) продемонстрировал сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT по сравнению с образцами A8 (основание), B8 (латекс) и C8 (SAS).

ПРИМЕР 9

Были оценены свойства композиций буровых растворов на нефтяной основе, имеющих различные концентрации SAS и латекса. Основная композиция бурового раствора

содержала 4,0 фунта массы/баррель олеофильной глины, 5 фунтов массы/баррель первичного эмульгатора, 4 фунта/баррель гидрофобизатора, 25% хлорида кальция, 302 фунта массы/баррель барита, 4 фунта массы/баррель извести и имела соотношение нефть-вода 85/15. Основная композиция имела плотность 13,6 фунта массы/галлон.

Были подготовлены четыре образца: А9) основание, В9) основание с 4,0 фунта/баррель порошкообразного латекса, С9) основание с 4,0 фунта массы/баррель SAS, D9) основание с 2,0 фунта массы/баррель SAS и 2,0 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 50/50 или 1:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Реологические свойства образцов А9-D9 были определены и представлены в ТАБЛИЦЕ 17.

Таблица 17

Реология при 49 °C (120 °F)	A9 (основание)	B9 (латекс)	C9 (SAS)	D9 (SAS-латекс 50/50)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	142,7	185,0	138,2	161,4
Вязкость при 300 об/мин (сП)	84,6	108,9	74,4	95,8
Вязкость при 200 об/мин (сП)	64,7	81,2	60,4	74,1
Вязкость при 100 об/мин (сП)	41,1	50,9	35,5	46,5
Вязкость при 6 об/мин (сП)	12,8	14,8	10,3	14,1
Вязкость при 3 об/мин (сП)	10,7	12,9	9,2	12,2
Пластическая вязкость (сП)	58,1	76,1	54,4	65,6
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	26,5	32,8	22,5	30,2
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	11,7/14,5	14/18,2	5,6/14,2	13,1/16,4
Электрическая стабильность (В)	339,0	399,0	400,0	428,0

Фильтрация бурового раствора при PPT и быстрое поглощение фильтрата пластом для образцов A9-D9 были определены при 149 °C (300 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 18.

Таблица 18

Фильтрация бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F)	A9 (основание)	B9 (латекс)	C9 (SAS)	D9 (SAS-латекс 50/50)
Минуты				
1	0,24	0,12	0,24	0,11
5	0,49	0,22	0,41	0,21
7,5	0,77	0,30	0,49	0,25
10	0,85	0,36	0,53	0,28
15	0,95	0,44	0,66	0,38
20	1,04	0,59	0,73	0,45
25	1,14	0,66	0,76	0,50
30	1,22	0,71	0,84	0,53
PPT (мл)	2,44	1,42	1,68	1,06
Быстрое поглощение фильтрата пластом (мл)	0,0	0,0	0,2	0,0

На фиг. 9 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F) для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и латекс, и содержащих SAS в концентрации, которая равна концентрации порошкообразного латекса по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

Образец D9 (смесь SAS-латекс 50/50) продемонстрировал сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT по сравнению с образцами A9 (основание), B9 (латекс) и C9 (SAS).

ПРИМЕР 10

Определяли свойства композиций буровых растворов на водной основе, содержащих различные добавки. Основная композиция бурового раствора содержала 7,0 фунта массы на

баррель (фунт массы/баррель) бентонита, 2 фунта массы/баррель полианионной целлюлозы, 0,75 фунта массы/баррель биополимера, 10 фунтов массы/баррель твердых частиц инертного материала Rev Dust™ (Milwhite, Inc., Браунсвилл, Техас), 0,5 фунта массы/баррель каустической соды и 2 фунта массы/баррель сульфита натрия. Основная композиция имела плотность 9,5 фунта массы/галлон.

Были подготовлены десять образцов: A10) основание, B10) основание с 6 фунтами массы/баррель SAS, смешанных с каустизированным лигнитом (Soltex®, Drilling Specialties Company, Вудлендз, Техас), C10) основание с 6 фунтами массы/баррель асфальта 1 (Anco Phalt™, Anchor Drilling Fluids, Талса, Оклахома), D10) основание с 6 фунтами массы/баррель асфальта 2 (Asphasol Supreme™, MI Swaco, Хьюстон, Техас), E10) основание с 6 фунтами массы/баррель асфальта 3 (Baro-Trol® Plus, Halliburton, Хьюстон, Техас), F10) основание с 6 фунтами массы/баррель асфальта 4 (Martrol, Marbar SRL, Буэнос-Айрес, Аргентина), G10) основание с 6 фунтами массы/баррель асфальта 5 (NewPhalt™, Newpark Drilling Fluids, Вудлендз, Техас), H10) основание с 6 фунтов массы/баррель Гильсонита 1 (Super-Bore-Trol™, Servicios Petroleros ZV, Монтеррей, Мексика) I10) основание с 6 фунтами массы/баррель Гильсонита 2 (Super Shield™, Patriot, Кеннер, Луизиана) и J10) основание с 4,8 фунта массы/баррель SAS и 1,2 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (латексной смеси) (смесь SAS-латекс 4:1 или 80/20). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Фильтрация бурового раствора при PPT и быстрое поглощение фильтрата пластом для образцов были определены при 135 °C (275 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 19.

Таблица 19

Фильтрация бурового раствора при RPT при 135 °C (275 °F)	A10	B10	C10	D10	E10	F10	G10	H10	I10	J10
Минуты										
1	3,98	2,14	2,24	3,66	4,31	4,17	4,04	2,86	3,34	1,70
5	7,02	4,30	4,51	6,30	6,27	6,70	6,04	5,22	5,73	4,10
7,5	8,53	5,05	5,21	7,47	7,28	7,89	7,18	6,08	6,66	4,80
10	9,38	5,83	5,85	8,35	7,89	8,93	7,80	6,84	7,53	5,50
15	11,43	7,48	6,83	10,25	8,82	10,10	8,87	7,67	8,61	6,83
20	12,99	8,44	8,61	11,79	9,86	11,65	9,90	9,09	9,49	7,56
25	14,42	9,30	9,24	13,30	10,85	11,93	10,93	10,06	10,75	8,83
30	15,32	10,38	9,92	13,97	11,47	13,05	11,96	10,92	11,67	9,45
RPT (мл)	39,12	20,76	19,84	27,94	22,94	26,10	23,92	21,84	23,34	18,90
Быстрое поглощение фильтра та пластом (мл)	2,8	0,5	1,2	2,5	5,4	4,5	4,3	2,3	3,1	0,2

На фиг. 10 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при RPT и быстрое поглощение фильтрата пластом при 135 °C (275 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс и содержащих SAS в концентрации, которая больше, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, содержащими другие добавки.

Образец J10, содержащий смесь SAS-латекс, продемонстрировал более низкую фильтрацию бурового раствора при РРТ и быстрое поглощения фильтрата пластом, чем все другие образцы.

ПРИМЕР 11

Определяли свойства композиций буровых растворов на нефтяной основе, содержащих различные добавки. Основная композиция бурового раствора содержала 9,0 фунта массы/баррель олеофильной глины, 4,0 фунта массы/баррель первичного эмульгатора, 6,0 фунта массы/баррель гидрофобизатора, 20 фунтов массы/баррель твердых частиц инертного материала Rev Dust™ (Milwhite, Inc., Браунсвилл, Техас), 161,2 фунта массы/баррель барита, 6,0 фунта массы/баррель извести, 2,0 фунта массы/баррель сульфита натрия и имела соотношение нефть-вода 85/15. Основная композиция имела плотность 11,0 фунта массы/галлон.

Были подготовлены десять образцов: A11) основание, B11) основание с 2 фунтами массы/баррель гильсонита 2 (добавка для контроля фильтрации BARABLOK™, Halliburton, Хьюстон, Техас), C11) основание с 2 фунтами массы/баррель асфальта 1 (ингибитор глинистых сланцев BARO-TROL® PLUS, Halliburton, Хьюстон, Техас), D11) основание с 2 фунтами массы/баррель асфальта 2 (понижитель фильтрации бурового раствора Carbo-Trol™, Baker Hughes, Хьюстон, Техас), E11) основание с 2 фунтами массы/баррель гильсонита 2 (регулятор фильтрации Ecco-Block™, Baker Hughes, Хьюстон, Техас), F11) основание 1,6 фунта массы/баррель SAS и 0,4 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 4:1 или 80/20), G11) основание с 2 фунтами массы/баррель гильсонита 3 (Gilsonite® HT, American Gilsonite Company, Хьюстон, Техас), H11) основание с 2 фунтами массы/баррель SAS, I11) основание с 6 фунтами массы/баррель асфальта 3 (ксилан) и J11) основание с 4,8 фунта массы/баррель гильсонита 4 (Versatrol™, MI Swaco, Хьюстон, Техас). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F).

Реологические свойства образцов были определены при 66 °C (150 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 20.

Таблица 20

Фильтрация бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F)	A11	B11	C11	D11	E11	F11	G11	H11	I11	J11
Вязкость при 600 об/мин (сП)	47,9	48,9	50,8	48,4	52,4	50,3	51,8	54,4	59,5	49,9
Вязкость при 300 об/мин (сП)	27,6	26,3	31,0	28,8	31	27,7	30	32,2	29,6	28,9
Вязкость при 200 об/мин (сП)	19,7	18,2	24,5	20,1	23,9	18,5	23,5	23,2	29,6	28,9
Вязкость при 100 об/мин (сП)	13,5	12,0	16,2	13,7	14,9	12	14,7	14,6	13,7	13,1
Вязкость при 6 об/мин (сП)	5,9	4,7	6,1	5,6	5,8	4,6	5,9	4,8	5,5	5,1
Вязкость при 3 об/мин (сП)	5,5	4,3	5,7	5,4	5,4	4,2	5,5	4,6	5,2	4,8
Пластическая вязкость (сП)	20,3	22,6	19,8	19,6	21,4	22,6	21,8	22,2	20,3	21
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	7,3	3,7	11,2	9,2	9,6	5,1	8,2	10	9,3	7,9
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	7,4/9,9	6,8/8,9	8,2/11,1	7,6/10,7	7,5/9,9	7,2/11,6	7,7/10,4	6,9/11,7	7,3/10,3	7,1/10,3
Электрическая стабильность (В)	1367	1513	1325	1364	1403	1804	1558	1944	1643	1680

Образец F11, содержащий смесь SAS-латекс, продемонстрировал более высокую электрическую стабильность, чем все другие образцы, за исключением образца H11, содержащего SAS.

Фильтрация бурового раствора при PPT и быстрое поглощение фильтрата пластом для образцов были определены при 149 °C (300 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 21.

Таблица 21

Фильтрация бурового раствора при PPT при 149 °C (300 °F)	A11	B11	C11	D11	E11	F11	G11	H11	I11	J11
Минуты										
1	2,23	1,63	1,43	1,48	1,62	1,20	1,74	1,50	1,44	1,40
5	2,76	2,32	2,65	2,62	2,16	1,87	2,67	1,94	2,13	1,88
7,5	3,26	2,85	3,15	3,02	2,57	2,14	3,07	2,46	2,48	2,32
10	3,62	3,06	3,87	3,49	2,74	2,55	3,87	2,64	2,74	2,59
15	3,95	3,39	4,54	3,99	3,01	2,76	3,67	2,95	3,11	2,96
20	4,21	3,59	4,97	4,45	3,24	3,01	4,03	3,24	3,45	3,22
25	4,51	3,85	5,37	4,82	3,52	3,24	4,35	3,52	3,70	3,45
30	4,77	4,09	5,73	5,09	3,83	3,50	4,70	3,80	4,07	3,65
PPT (мл)	9,54	8,18	11,46	10,18	7,66	7,00	9,40	7,60	8,14	7,30
Быстрое поглощение фильтрата пластом (мл)	3,10	2,41	1,09	1,58	2,31	1,53	2,43	1,92	1,70	1,60

На фиг. 11 представлен график, иллюстрирующий сниженную фильтрацию бурового раствора при PPT и быстрое поглощение фильтрата пластом при 149 °C (300 °F) для

композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс и содержащих SAS в концентрации, которая больше, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, содержащими другие добавки.

Образец F11, содержащий смесь SAS-латекс, продемонстрировал более низкую фильтрацию бурового раствора при PPT и быстрое поглощения фильтрата пластом, чем все остальные образцы.

ПРИМЕР 12

Были оценены свойства композиций буровых растворов на водной основе, имеющих различные концентрации SAS и порошкообразного латекса. Основная композиция бурового раствора содержала 5,0 фунта массы на баррель (фунт массы/баррель) бентонита, 17,5 фунта массы/баррель хлорида калия, 0,5 фунта массы/баррель при НТНР полимера 1, при НТНР полимера 2, 25% разбавителя, 50 фунтов массы/баррель карбоната кальция и 0,75 фунта массы/баррель каустика. Основная композиция имела плотность 10,0 фунта массы/галлон.

Были подготовлены три образца: A12) основание, B12) основание с 6 фунтами массы/баррель SAS и C12) основание с 4,8 фунта массы/баррель SAS и 1,2 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 80/20 или 4:1). Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 121 °C (250 °F). Были определены реологические свойства образцов A12-C12, которые были представлены в ТАБЛИЦЕ 22.

Таблица 22

Реология при 49 °C (120 °F)	A12 (основание)	B12 (SAS)	C12 (SAS-латекс 80/20)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	90,2	103,1	99,1
Вязкость при 300 об/мин (сП)	62,4	78,4	70,4
Вязкость при 200 об/мин (сП)	49,4	61,1	56,8
Вязкость при 100 об/мин (сП)	34,6	43,1	40,1
Вязкость при 6 об/мин (сП)	6,7	9,5	8,1
Вязкость при 3 об/мин (сП)	4,4	7,3	5,9
Пластическая вязкость (сП)	27,8	29,7	28,7
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	34,6	43,7	41,7
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	3,2/5,3	9,0/6,1	6,3/5,1

Фильтрация бурового раствора при НТНР и фильтрация бурового раствора при API для образцов A12-C12 были определены при 191 °C (375 °F) и представлены в ТАБЛИЦЕ 23.

Таблица 23

Фильтрация бурового раствора при НТНР при 191 °C (375 °F)	A12 (основание)	B12 (SAS)	C12 (SAS-латекс 80/20)
Минуты			
1	3,68	3,40	3,31
5	5,82	5,39	5,23
7,5	6,83	6,30	6,19
10	7,35	7,11	6,91
15	8,69	8,45	8,32
20	9,82	9,68	9,48
25	10,79	10,68	10,46
30	11,60	11,50	11,25
НТНР (мл)	23,20	23,00	22,50
Фильтрат API (мл)	3,4	4,1	3,1

На фиг. 12 представлен график, иллюстрирующий объемы фильтрата API и НТНР при 191 °C (375 °F) для композиций бурового раствора на водной основе, содержащих как SAS, так и порошкообразный латекс и содержащих SAS в концентрации, которая больше, чем у порошкообразного латекса, по сравнению с композициями, которые не содержат один или оба из SAS или латекса.

Образец C12 со смесью SAS-латекс продемонстрировал более низкую фильтрацию бурового раствора при НТНР и более низкую фильтрацию бурового раствора при API, чем другие образцы.

ПРИМЕР 13

Были определены свойства буровых композиций на водной основе, содержащих различные концентрации SAS, порошкообразного латекса и жидкого латекса. Основная композиция бурового раствора содержала 7,0 фунта массы на баррель (фунт массы/баррель)

бентонита, 17,5 фунта массы/баррель хлорида калия, 2 фунта массы/баррель полимера SL Drispac® (Drilling Specialties Company, Вудлендз, Техас), 0,75 фунта массы/баррель биополимера Flowzan® (Drilling Specialties Company, Вудлендз, Техас) и 0,75 фунта массы/баррель каустика. Основная композиция имела плотность 9,2 фунта массы/галлон.

Были подготовлены четыре образца: A13) основание, B13) основание с 6 фунтами массы/баррель SAS, C13) основание с 4,8 фунта массы/баррель SAS и 1,2 фунта массы/баррель порошкообразного латекса (смесь SAS-латекс 80/20 или 4:1) и D13) основание 9 фунтами массы/баррель жидкого латекса. Образцы подвергали горячей прокатке в течение 16 часов при 66 °C (150 °F).

Были определены реологические свойства и извлечение сланца образцов A13-D13, которые представлены в ТАБЛИЦЕ 24.

Таблица 24

Реология при 49 °C (120 °F)	A13 (основание)	B13 (SAS)	C13 (SAS- порошкообразный разный латекс 80/20)	D13 (жидкий латекс)
Вязкость при 600 об/мин (сП)	58,8	64,1	58	63,3
Вязкость при 300 об/мин (сП)	39,8	44,5	39,8	42,1
Вязкость при 200 об/мин (сП)	31,8	37,2	31,8	33,3
Вязкость при 100 об/мин (сП)	22,3	26,6	22,3	22,3
Вязкость при 6 об/мин (сП)	6,6	8,7	6,6	5,1
Вязкость при 3 об/мин (сП)	5,2	6,7	5,2	3,7
Пластическая вязкость (сП)	19	19,6	19	21,2
Предел текучести (фунт/100 кв. футов)	20,8	24,9	20,8	20,9
Статическое напряжение сдвига (фунт/100 кв. футов) (10 секунд/10 минут)	5,6/9,5	7,3/9,9	5,6/9,5	4,9/5,8
% извлечения сланца	75,82	68,07	91,7	88,95

Образец C13 со смесью SAS-порошкообразный латекс продемонстрировал самое высокое извлечение сланца.

ПРИМЕР 14

Несколько полевых образцов бурового раствора на нефтяной основе (первый образец представлял собой полевой буровой раствор с соотношением нефти и воды (OWR) 82/18, 13,8 фунта массы/галлон 82/18, полученный из района Игл-Форд, а второй образец представлял собой полевой буровой раствор с OWR 9,5 фунта массы/галлон, полученный из района Скалистых гор) были испытаны на смазывающую способность с использованием различных способов, включая измеритель смазывающей способности при экстремальном давлении (EP;

extreme pressure) и измерительный прибор для оценки динамической смазывающей способности (LEM; lubricity evaluation monitor). Твердотельное смазочное вещество (смесь SAS-латекс 4:1 или 80/20) было испытано с использованием трибометра для получения непрерывной кривой Штрибека, которая позволяет оценить смазочное вещество во всем режиме смазывающей способности. Результаты CoF с использованием измерителя смазывающей способности при EP были преобразованы с вычислением числа Штрибека для построения кривой. Снижение CoF в области граничной смазки происходит, когда неровности ствола скважины и долота/КНБК находятся в контакте. Это объясняется адсорбцией новой твердотельной смазки на неровностях, что обеспечивает гладкую поверхность. Новая твердотельная смазка имеет широкое распределение частиц (PSD) для покрытия неровностей различного размера и высоты. Кривые Штрибека для новой твердотельной смазки показывают, что смазка может снижать CoF в области граничной смазки, где силы трения самые высокие по сравнению с основной жидкостью и другими жидкими смазочными веществами.

Измеритель смазывающей способности при EP: при более распространенном испытании на смазывающую способность измеряют гидравлическое сопротивление различных смазочных добавок. Стандартное испытание с определением коэффициента смазывающей способности проводят при 60 об/мин с усилием 150 дюйм-фунтов (что эквивалентно давлению промежуточной жидкости, составляющему около 600 фунтов/кв. дюйм (4137 кПа)) и применяют к двум поверхностям из закаленной стали, вращающемуся кольцу и неподвижному блоку. Трение измеряют как CoF (μ). CoF между двумя твердыми веществами определяют как силу трения нагрузки или силу, перпендикулярную поверхностям. CoF не зависит от видимых областей контакта, пока эта область не настолько мала, чтобы разорвать пленку. Сила преодоления трения будет такой же для небольшой площади, как и для большей площади. Силу F, необходимую для скольжения блока и поверхностей кольца относительно друг друга с данной скоростью, измеряют с помощью силы, необходимой для вращения вала испытательного кольца с заданной скоростью оборотов в минуту. Коэффициент трения (CoF; Coefficient of Friction), μ = показание счетчика/нагрузка или сила.

Измерительный прибор для оценки смазывающей способности: измерительный прибор для оценки смазывающей способности (LEM) представляет собой лабораторное устройство, предназначенное для оценки смазочных веществ путем прямого сравнения. Он определяет CoF между сменным образцом из ствола скважины (обсадной колонны, пласта,

песчаника и т. д.), прижатым к вращающемуся стальному диску при погружении в циркуляционный стакан с испытательной жидкостью. LEM измеряет относительные коэффициенты трения при температуре и давлении окружающей среды. Он специально разработан для сравнения смазывающей способности различных жидкостных систем и/или добавок к жидкостям. В устройстве могут использоваться фрикционные материалы, например, из песчаника или обсадной колонны. Пневматический плунжер прикладывает боковую нагрузку, прижимая диск к образцу, периодически обновляя испытательную жидкость путем оттягивания диска от образца с задаваемыми интервалами. Зажим позволяет испытывать образцы обсадной колонны, пласта, песчаника и т. д. в одном и том же зажимном приспособлении. LEM имеет компьютеризированное программное обеспечение для сбора данных и управления. Пользователь вводит параметры скорости вращения, боковой нагрузки и обновления. Архивные базы испытаний обеспечивают доступ к графикам статистических данных, которые включают: скорость вращения (об/мин), крутящий момент (дюйм-фунт), боковую нагрузку (фунт) и CoF в зависимости от времени. Испытание начинают, и машина собирает 600 точек данных или действует до тех пор, пока значения CoF не стабилизируются.

Трибометр: когда смазку применяют для снижения износа/трения движущихся поверхностей, контакт смазки на границе раздела может переходить от режима к режиму, например, действуя в режимах граничной, смешанной и гидродинамической смазки. Важную роль в этом процессе играет толщина пленки жидкости, в основном определяемая вязкостью жидкости, нагрузкой, прикладываемой на границе раздела, и относительной скоростью между двумя поверхностями. То, как режимы смазки реагируют на трение, показано на так называемой кривой Штрибека. Трибометр демонстрирует способ с возможностью измерения непрерывной кривой Штрибека. С использованием расширенного бесступенчатого регулирования скорости, от 2000 об/мин до 0,01 об/мин, в течение 10 минут программное обеспечение непосредственно выдает полную кривую Штрибека. Простая начальная настройка требует только того, чтобы пользователи выбрали режим экспоненциального изменения скорости и вводили начальную и конечную скорости, вместо того, чтобы выполнять ряд испытаний или программировать пошаговую процедуру на разных скоростях, требующих сшивания данных для обычных измерений кривой Штрибека. Кривая Штрибека отображает CoF как функцию вязкости, скорости и нагрузки. Вертикальная ось представляет собой CoF, а горизонтальная ось - параметр, объединяющий другие переменные. Цель измерения: кривые Штрибека были измерены с использованием двух смазочных масел с разной кинетической вязкостью для сравнения. Использовали стержне-дисковый трибометр,

снабженный смазочным модулем. Скорость вращения экспоненциально снижали с 2000 об/мин до 0,01 об/мин, чтобы продемонстрировать непрерывное измерение кривой Штрибека и точную чувствительность функциональных возможностей трибометра.

Начальные данные о смазывающей способности были получены с помощью стандартного измерителя смазывающей способности при EP. Обычно CoF определяют на основании нагрузки крутящим моментом 150 дюйм-фунтов при вращении со скоростью 60 об/мин. Однако при построении графика зависимости CoF от нагрузки крутящим моментом основной жидкости и основной жидкости, содержащей 2 фунта массы/баррель и 3 фунта массы/баррель твердотельного смазочного вещества (смесь SAS-латекс 4:1 или 80/20), форма скорректированной кривой имела характерный профиль. Как видно на фиг. 13, твердообразное смазочное вещество (смесь SAS-латекс 4:1 или 80/20) имело более низкий CoF при более низких нагрузках крутящим моментом. На фиг. 13 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от крутящего момента для композиций бурового раствора на нефтяной основе, содержащих твердое смазочное вещество.

ПРИМЕР 15

Затем были нанесены результаты, полученные измерительным прибором для определения смазывающей способности при EP для построения кривой Штрибека. На оси x отображено число Штрибека = $\eta \cdot V/W$, рассчитанное с помощью числа оборотов в минуту (60) и нагрузки крутящим моментом с предположением динамической вязкости, равной 1, с целью наблюдения профиля кривой при другом подходе. Результаты представлены на фиг. 14, на которой показан характер изменения твердообразного смазочного вещества (смесь SAS-латекс 4: 1 или 80/20) при 2 фунтах массы/баррель, 3 фунтах массы/баррель и 4 фунтах массы/баррель в режиме граничной смазки при меньших числах Штрибека. Смазочное вещество снижает CoF в граничных условиях по сравнению с основной жидкостью. На фиг. 14 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключаящих и содержащих твердое смазочное вещество. Основная композиция бурового раствора содержала 8,2 фунта массы/баррель с OWR (соотношение нефти и воды) 90/10 с нефтью Gibson D822 (Gibson Energy, Хьюстон, Техас).

Тот же способ использовали для расчета кривой Штрибека для той же жидкости, содержащей 10 фунтов массы/баррель твердых частиц инертного вещества Rev Dust™

(Milwhite, Inc., Хьюстон, Техас). Влияние на CoF образца с 2,0 фунтами массы/баррель смазочного вещества очевидно при наличии смоделированных твердых частиц малой плотности в граничных условиях. На фиг. 15 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключающих и содержащих твердое смазочное вещество и материал, снижающий трение частиц. Основная композиция бурового раствора содержала 8,2 фунта массы/баррель с OWR 90/10 с нефтью Gibson D822 (Gibson Energy, Хьюстон, Техас).

Для испытания смазочного вещества использовали другую основную жидкость, и результаты представлены на фиг. 16. Было отмечено влияние смазочного вещества на граничные условия смазки при использовании минерального бурового раствора на нефтяной основе (OBM; oil-based mud) с OWR 90/10 с 5,0 фунта массы/баррель органофильной глины. Основная композиция бурового раствора содержала 8,2 фунта массы/баррель с OWR 90/10 с нефтью HT 40 PureDrill™ (Petro-Canada, Миссиссога, Канада). На фиг. 16 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключающих и содержащих твердое смазочное вещество и органофильную глину.

ПРИМЕР 16

Проверку CoF проводили с помощью измерителя динамической смазывающей способности. В отличие от измерителя смазывающей способности при EP, когда CoF измерялся с использованием той же пленки при увеличении нагрузки крутящим моментом, контакт LEM между ротором и блоком постоянно обновляется по мере циркуляции жидкости. Испытания проводили в несколько стадий до получения стабильного динамического CoF.

Лабораторный образец OWR 85/15 и 11,0 фунта массы/галлон дизельного OBM и образец основной жидкости с 2,0 фунта массы/баррель твердотельного смазочного вещества были испытаны в LEM. Хотя измеренный CoF обоих образцов составлял 0,12, оценка данных показала, что жидкость, не содержащая твердообразного смазочного вещества, имела более высокий статический CoF по сравнению с жидкостью, содержащей твердотельное смазочное вещество. Статический CoF представляет собой максимальный пик, наблюдаемый в начальной части каждой стадии, когда ротор начинает движение в граничных условиях.

ПРИМЕР 17

Были оценены кривые Штрибека жидкостей, содержащих твердотельное смазочное вещество (смесь SAS-латекс 4:1 или 80/20), по сравнению с жидкими смазочными веществами, и их характеристики в граничных условиях. Трибометр может создавать непрерывную кривую Штрибека при изменении скорости вращения от 0,01 об/мин до 1000 об/мин. Для практических целей использовали скорости вращения инструмента от 0,01 об/мин до 250 об/мин. При измерении значений CoF также была выбрана фиксированная нагрузка 150 дюйм-фунтов.

Та же самая жидкость, испытанная в LEM, была использована для построения кривых Штрибека с помощью трибометра. Было проведено четыре испытания, включающих основную жидкость (BF) и образцы основной жидкости, содержащие 2,0 фунта массы/баррель твердотельного смазочного вещества и 2 об.% двух жидких смазочных веществ. Результаты отображены на фиг. 17, 18 и 19.

На фиг. 17 представлен график, иллюстрирующий коэффициент трения в зависимости от времени для композиции бурового раствора на основе базового масла. На фиг. 18 представлен график, иллюстрирующий коэффициент трения в зависимости от времени для композиции бурового раствора на основе базового масла, содержащей твердое смазочное вещество. На фиг. 19 представлен график, иллюстрирующий изменение коэффициента трения в зависимости от числа Штрибека для композиций бурового раствора на нефтяной основе, исключаящих смазочное вещество, содержащих твердое смазочное вещество и содержащих два разных жидких смазочных вещества.

Смазочное вещество 2 (Torque-Buster, Franklin Well Services, Винсен, Индиана) продемонстрировало слабые характеристики и оказывало неблагоприятное воздействие на CoF основной жидкости. Смазочное вещество 1 (Turbo-Lube, Farm-Oyl®, Сент-Пол, Миннесота) продемонстрировало лучшие характеристики по сравнению со смазочным веществом 2, обеспечивая небольшое снижение статического CoF и аналогичную динамику CoF. Твердотельное смазочное вещество способствовало снижению статического и динамического CoF во всем диапазоне оборотов в минуту.

Динамический CoF основной жидкости с 2,0 фунта массы/баррель твердого смазочного вещества непрерывно снижается через 1,2 минуты. И наоборот, из испытанных жидких смазочных веществ одно из жидких смазочных веществ не продемонстрировало улучшение по CoF, статическому или динамическому, а другое вещество оказало неблагоприятное воздействие на CoF, как статический, так и динамический.

Не ограничиваясь теорией, твердое смазочное вещество действует в режиме граничной смазки, образуя смазочную пленку, которая снижает вязкость.

ПРИМЕР 18

Полевые испытания с использованием нового твердого смазочного вещества были проведены в Пермском бассейне с помощью бурового раствора на водной основе с прямой эмульсией. Цель полевых испытаний состояла в оценке потенциальной замены ОВМ на буровой раствор с прямой эмульсией и твердотельное смазочное вещество (смесь SAS-латекс 4:1 или 80/20). Твердотельное смазочное вещество добавляли путем применения гранул в концентрации 3,0 фунта массы/баррель до достижения конечной концентрации 3,0 фунта массы/баррель в циркуляционной системе. Оператор увеличил концентрацию до 6,0 фунта массы/баррель на общую глубину интервала.

Был оценен снимок полевых испытаний, проведенных в Пермском бассейне. Было отмечено общее увеличение скорости проходки (ROP; rate of penetration) на 6,0 фунта массы/баррель по сравнению с 3,0 фунта массы/баррель твердотельного смазочного вещества и выдерживание аналогичной нагрузки крутящим моментом.

Верхний вес и нижний вес регистрировали по горизонтальному сечению. На фиг. 20 представлен график, иллюстрирующий изменение верхнего веса и нижнего веса по горизонтальному разрезу в зависимости от глубины. Хотя ожидается увеличение как верхнего веса, так и нижнего веса по мере увеличения глубины, обе кривые показывают уменьшение обоих измерений. Тенденция обеих кривых становится плавной, когда концентрация твердого смазочного вещества достигает 3,0 фунта массы/баррель во всей системе.

Настоящее изобретение было описано выше при помощи многочисленных аспектов и вариантов реализации, а также конкретных примеров. Специалистам в данной области техники будут очевидны множество измененных вариантов с учетом приведенного выше подробного описания. Все указанные очевидные измененные варианты включены в полный предполагаемый объем прилагаемой формулы изобретения. Другие аспекты настоящего изобретения могут включать, без ограничений, следующие аспекты. Многие аспекты описаны как «включающие» определенные компоненты или этапы, но, в качестве альтернативы, они могут «по существу состоять из» или «состоять из» указанных компонентов или этапов, если конкретно не указано иное.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Композиция бурового раствора, содержащая:
первую концентрацию порошкообразного латекса; и
вторую концентрацию асфальтсульфоната натрия (SAS), при этом вторая концентрация SAS (по массе) больше или равна первой концентрации латекса (по массе).
2. Композиция бурового раствора по п. 1, отличающаяся тем, что вторая концентрация SAS больше, чем первая концентрация латекса.
3. Композиция бурового раствора по п. 1 или 2, отличающаяся тем, что порошкообразный латекс содержит по меньшей мере один из сополимера стирола и бутадиена или сополимера винилацетата и этилена.
4. Композиция бурового раствора по любому из пп. 1-3, отличающаяся тем, что порошкообразный латекс имеет средний по совокупности размер частиц в диапазоне от около 70 микрон до около 100 микрон.
5. Композиция бурового раствора по п. 4, отличающаяся тем, что средний по совокупности размер частиц находится в диапазоне от около 80 микрон до около 90 микрон.
6. Композиция бурового раствора по п. 5, отличающийся тем, что средний по совокупности размер частиц составляет около 85 микрон.

7. Композиция бурового раствора по любому из пп. 1-6, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора содержит носитель на водной основе, при этом вторая концентрация SAS больше, чем первая концентрация латекса, и при этом композиция бурового раствора имеет среднюю фильтрацию бурового раствора при высоких температурах и высоком давлении (НТНР) при 121 °C (250 °F) и 500 фунтах на квадратный дюйм (фунт/кв. дюйм) менее или около 20 мл при испытании в соответствии с испытанием 13В-1 Американского института нефти (API).
8. Композиция бурового раствора по п. 7, имеющая коэффициент трения менее или около 0,40 при крутящем моменте 250 фунтов-фут.
9. Композиция бурового раствора по п. 7 или 8, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет среднюю фильтрацию при испытании на проницаемость при тампонировании скважины (РРТ) при 121 °C (250 °F) с 12-микрометровым фильтрующим диском менее или около 18,0 мл при испытании в соответствии с испытанием 13В-1 API.
10. Композиция бурового раствора по любому из пп. 7-9, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет пластическую вязкость при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 20 сП до около 30 сП при испытании в соответствии с испытанием 13В-1 Американского института нефти (API).
11. Композиция бурового раствора по любому из пп. 7-10, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет предел текучести при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 20 фунтов/100 кв. футов до около 45 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13В-1 Американского института нефти (API).
12. Композиция бурового раствора по любому из п. 7-11, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет 10-секундное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 5,5 фунта/100 кв. футов до около 6,5 фунта/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13В-1 Американского института нефти (API).
13. Композиция бурового раствора по любому из пп. 7-12, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет 10-минутное статическое напряжение сдвига при 49 °C

(120 °F) в диапазоне от около 5 фунтов/100 кв. футов до около 12 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-1 Американского института нефти (API).

14. Композиция бурового раствора по любому из пп. 7-13, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса составляет по меньшей мере 1 фунт массы на баррель (фунт массы/баррель), и при этом вторая концентрация SAS составляет по меньшей мере 2 фунта массы/баррель.

15. Композиция бурового раствора по п. 14, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса находится в диапазоне от около 1,5 фунта массы/баррель до около 2,5 фунта массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS находится в диапазоне от около 2,5 фунта массы/баррель до около 3,5 фунта массы/баррель.

16. Композиция бурового раствора по п. 15, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса составляет около 2 фунтов массы/баррель, а вторая концентрация SAS составляет около 3 фунтов массы/баррель.

17. Композиция бурового раствора по п. 14, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса составляет около 1,5 фунта массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS составляет около 4,5 фунта массы/баррель.

18. Композиция бурового раствора по п. 14, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса составляет около 1,2 фунта массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS составляет около 4,8 фунта массы/баррель.

19. Способ, включающий диспергирование первого заданного количества порошкообразного латекса и второго заданного количества SAS в носителе на водной основе с образованием бурового раствора на водной основе, содержащего любую из композиций по пп. 1-18.

20. Композиция бурового раствора по любому из пп. 1-6, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора содержит носитель на нефтяной основе, и при этом композиция бурового раствора имеет среднюю фильтрацию бурового раствора при

испытании на проницаемость при тампонировании скважины (PPT) при 149 °C (300 °F) с 55-микрометровым фильтрующим диском менее или около 1,06 мл при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 Американского института нефти (API).

21. Композиция бурового раствора по п. 20, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет пластическую вязкость при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 20 сП до около 30 сП при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API.

22. Композиция бурового раствора по п. 20 или 21, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет предел текучести при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 5 фунтов/100 кв. футов до около 6 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API.

23. Композиция бурового раствора по любому из пп. 20-22, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет 10-секундное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 2 фунтов/100 кв. футов до около 11 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API.

24. Композиция бурового раствора по любому из пп. 20-23, отличающаяся тем, что композиция бурового раствора имеет 10-минутное статическое напряжение сдвига при 49 °C (120 °F) в диапазоне от около 10 фунтов/100 кв. футов до около 40 фунтов/100 кв. футов при испытании в соответствии с испытанием 13B-2 API.

25. Композиция бурового раствора по любому из пп. 20-24, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса составляет по меньшей мере около 1 фунта массы на баррель (фунт массы/баррель), и при этом вторая концентрация SAS составляет по меньшей мере около 1 фунта массы/баррель.

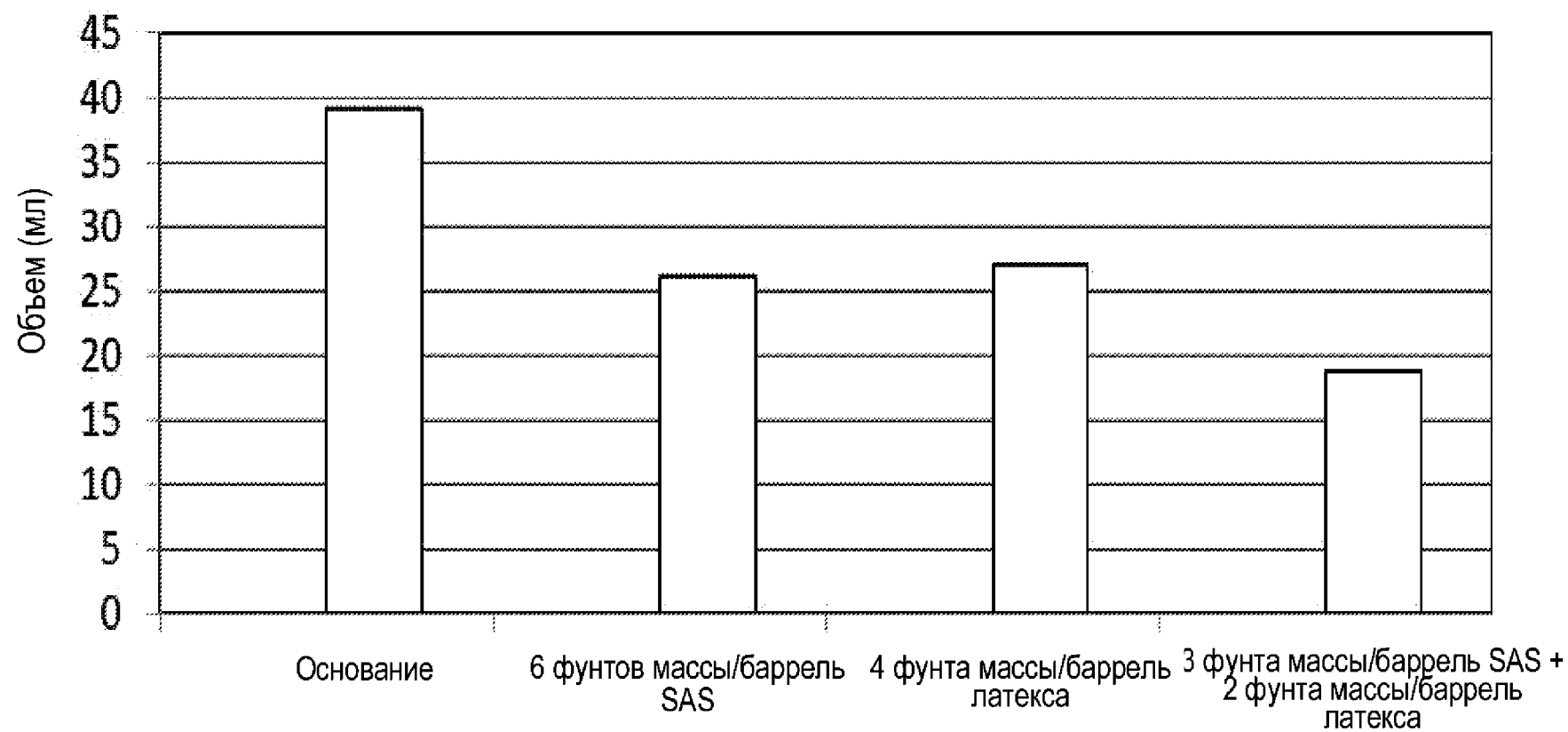
26. Композиция бурового раствора по п. 25, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса составляет около 1 фунта массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS составляет около 3 фунтов массы/баррель.

27. Композиция бурового раствора по п. 25, отличающаяся тем, что первая концентрация

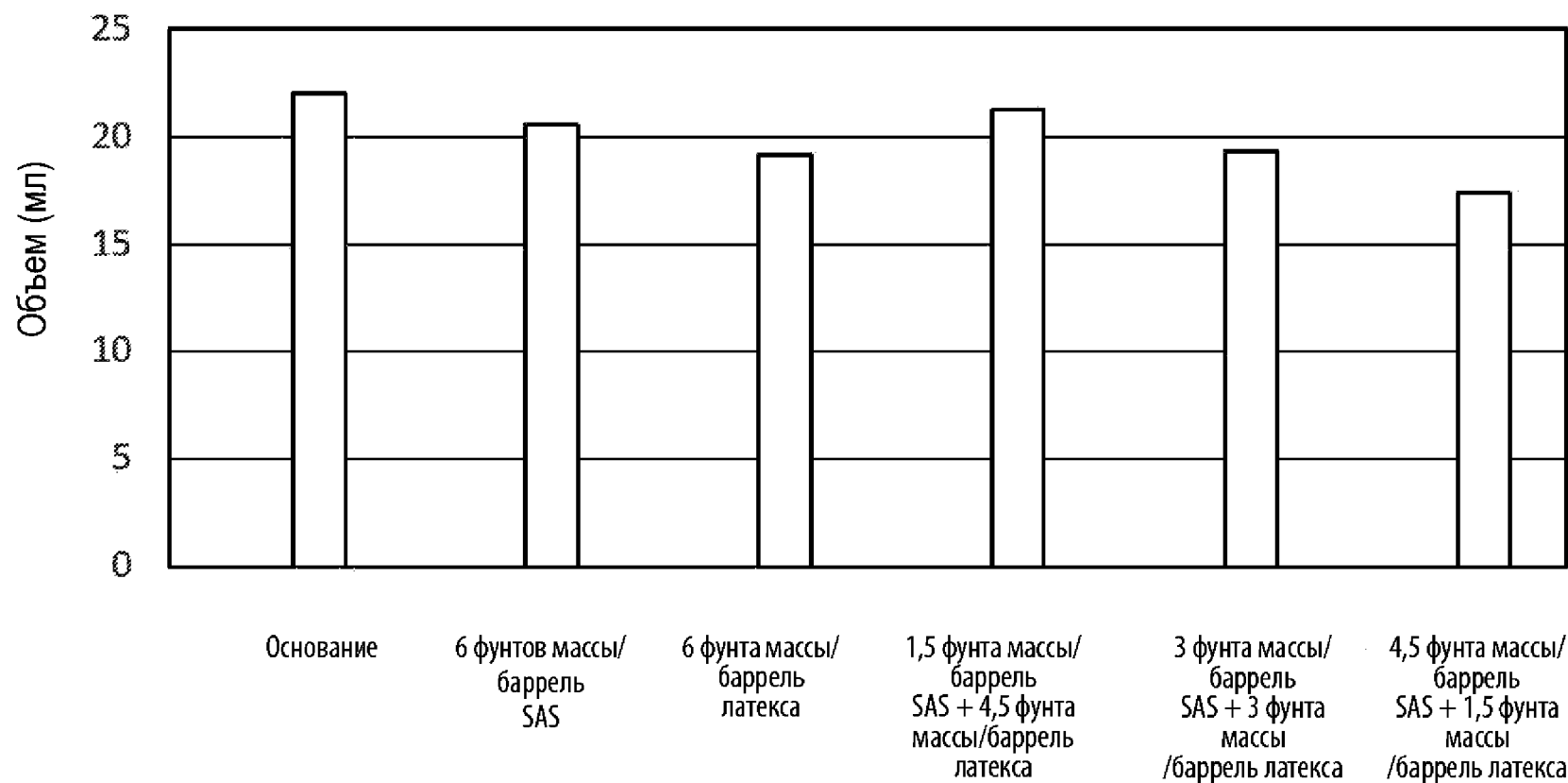
порошкообразного латекса находится в диапазоне от около 1,5 фунта массы/баррель до около 2,5 фунта массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS находится в диапазоне от около 1,5 фунта массы/баррель до около 2,5 фунта массы/баррель.

28. Композиция бурового раствора по п. 25, отличающаяся тем, что первая концентрация порошкообразного латекса составляет около 2 фунтов массы/баррель, и при этом вторая концентрация SAS составляет около 2 фунтов массы/баррель.

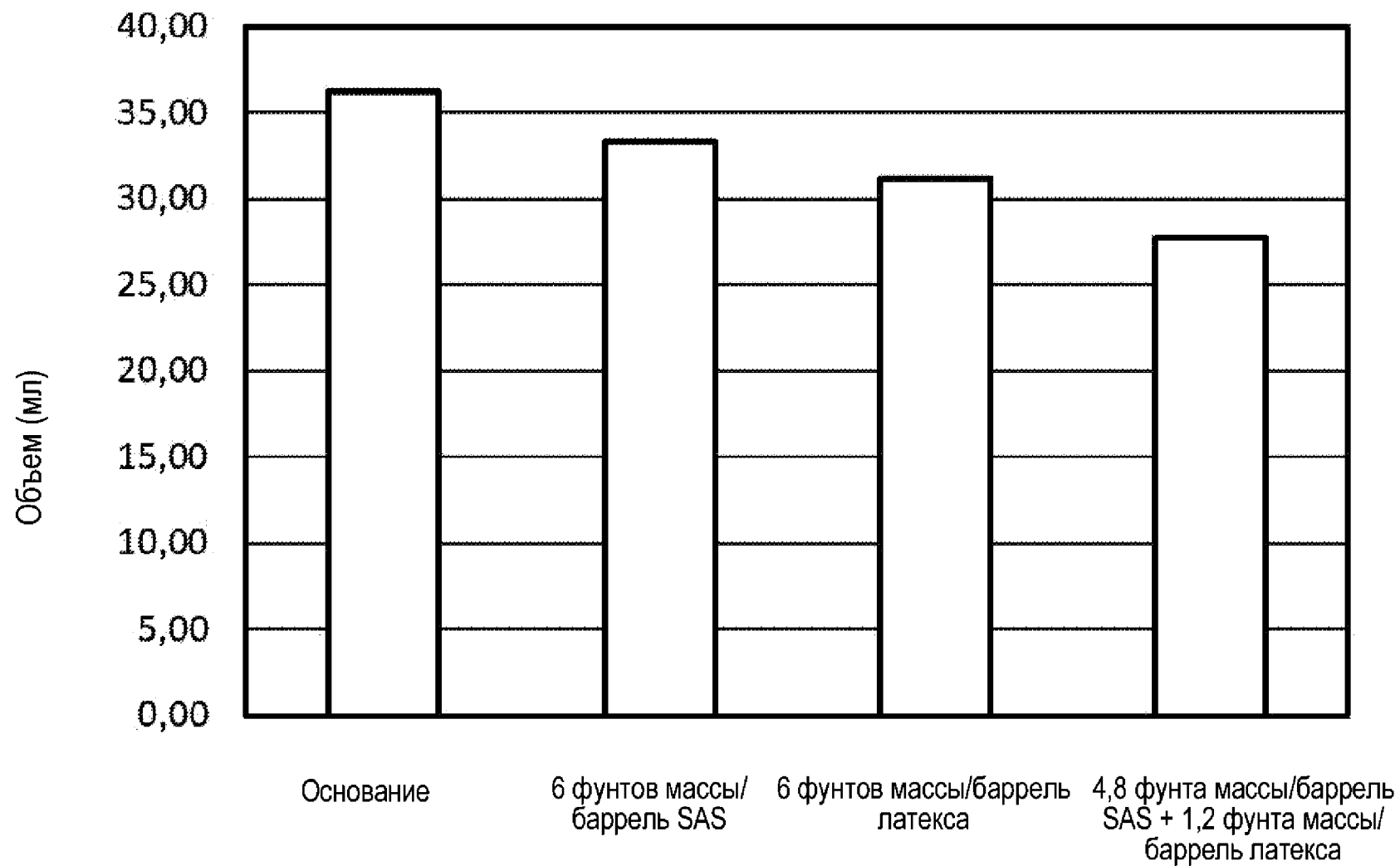
29. Способ, включающий диспергирование первого заданного количества порошкообразного латекса и второго заданного количества SAS в носителе на нефтяной основе с образованием бурового раствора на нефтяной основе, содержащего композицию по любому из пп. 1-6 и пп. 20-28.



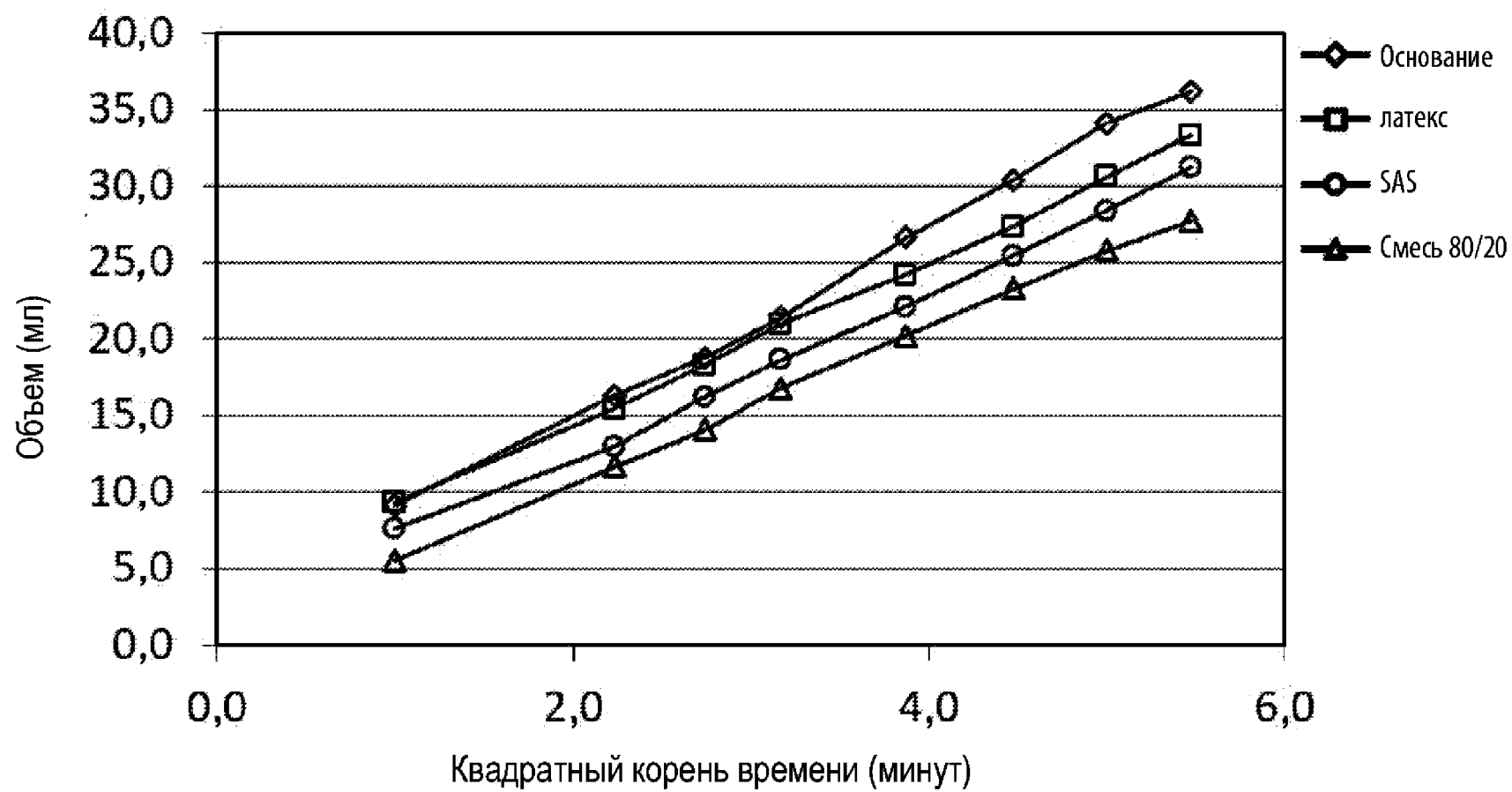
Фиг. 1



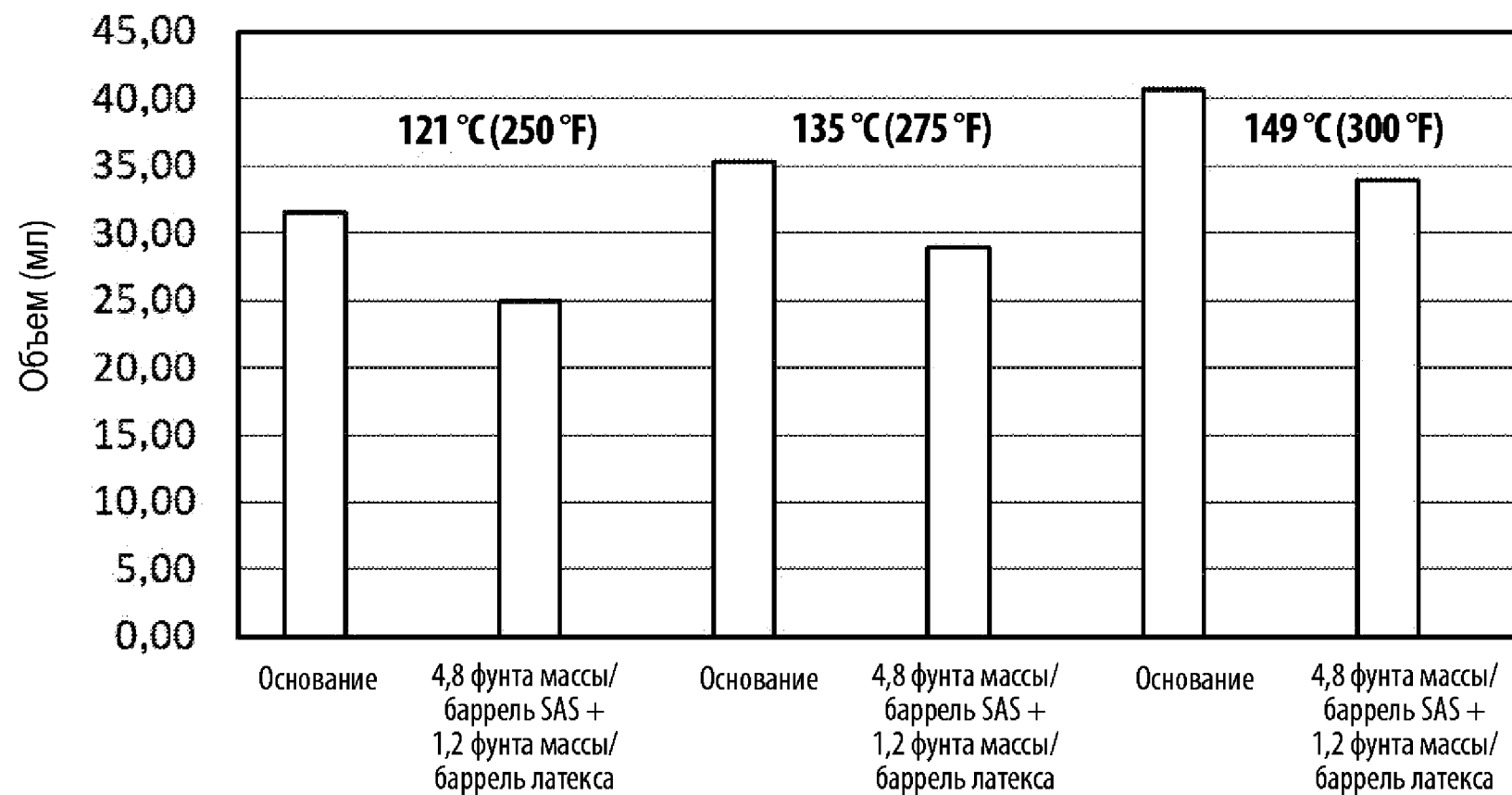
Фиг. 2



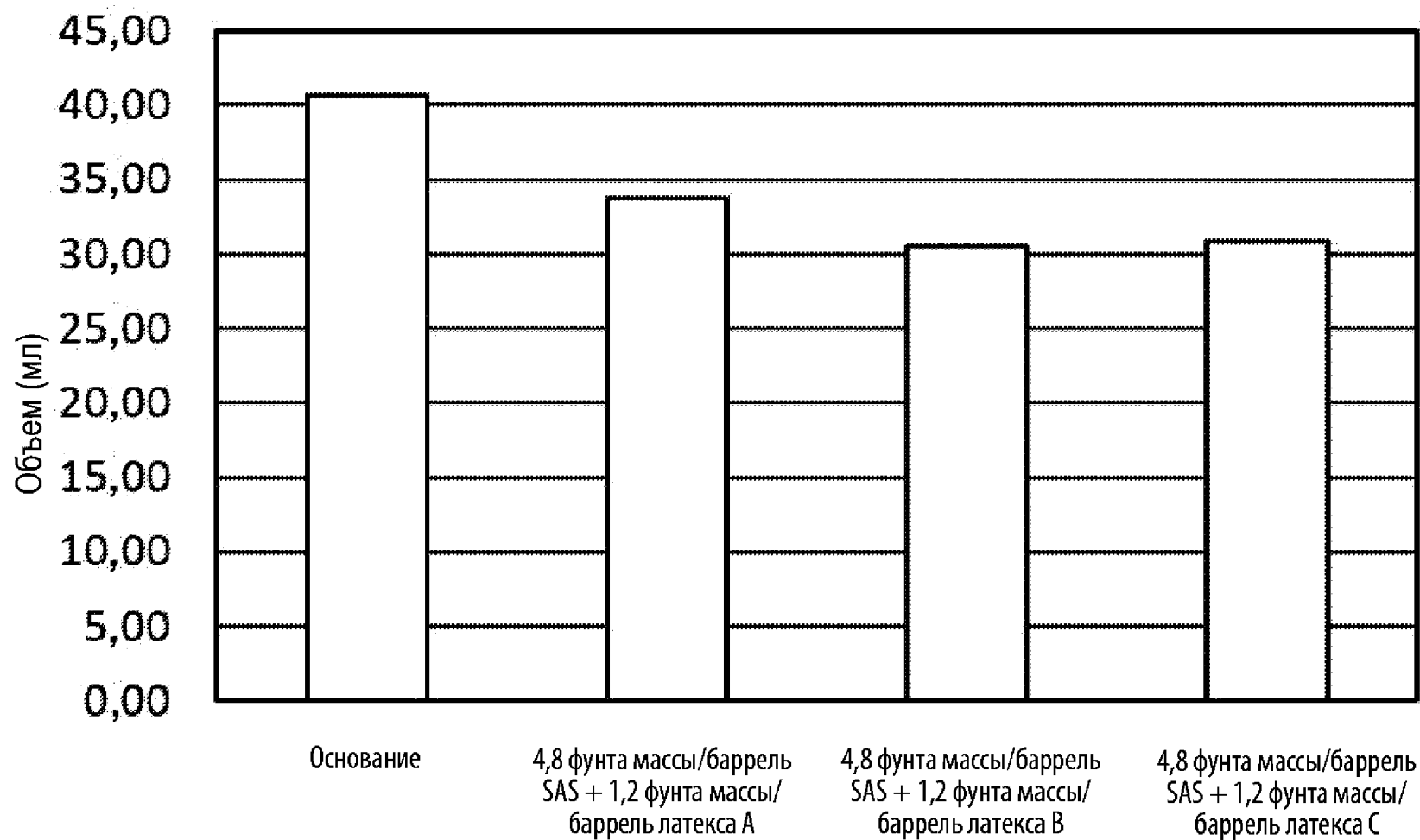
Фиг. 3



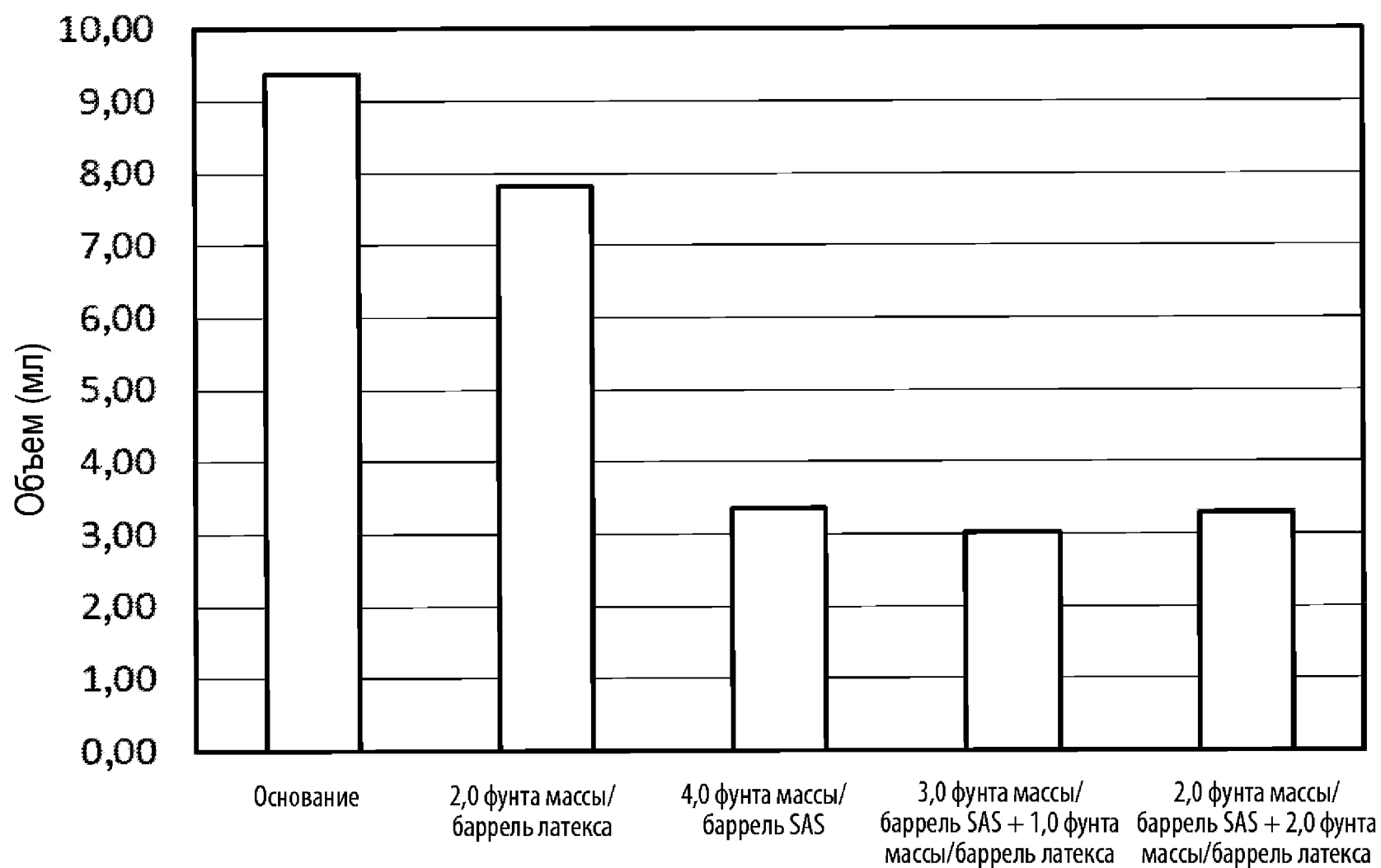
Фиг. 4



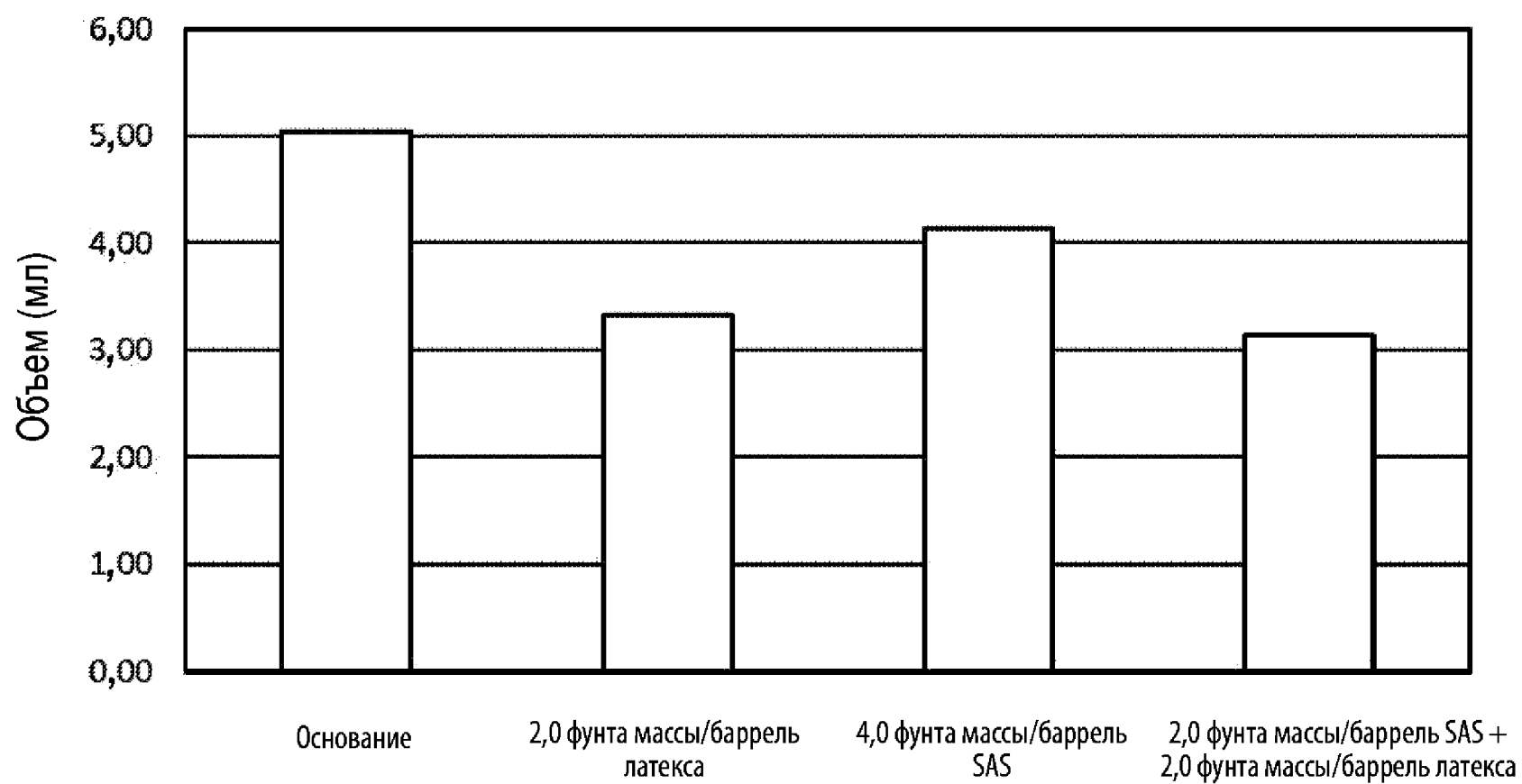
Фиг. 5



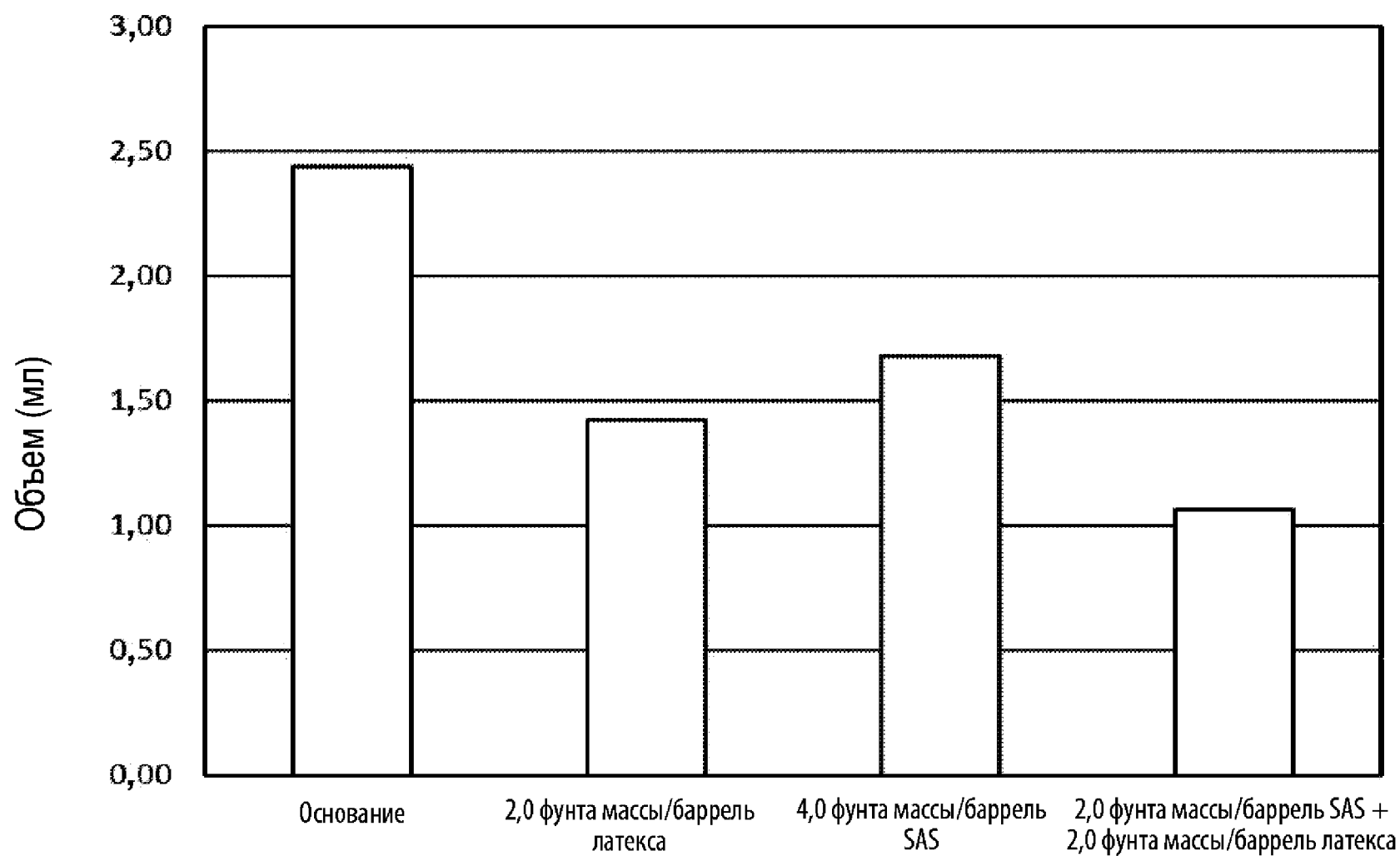
Фиг. 6



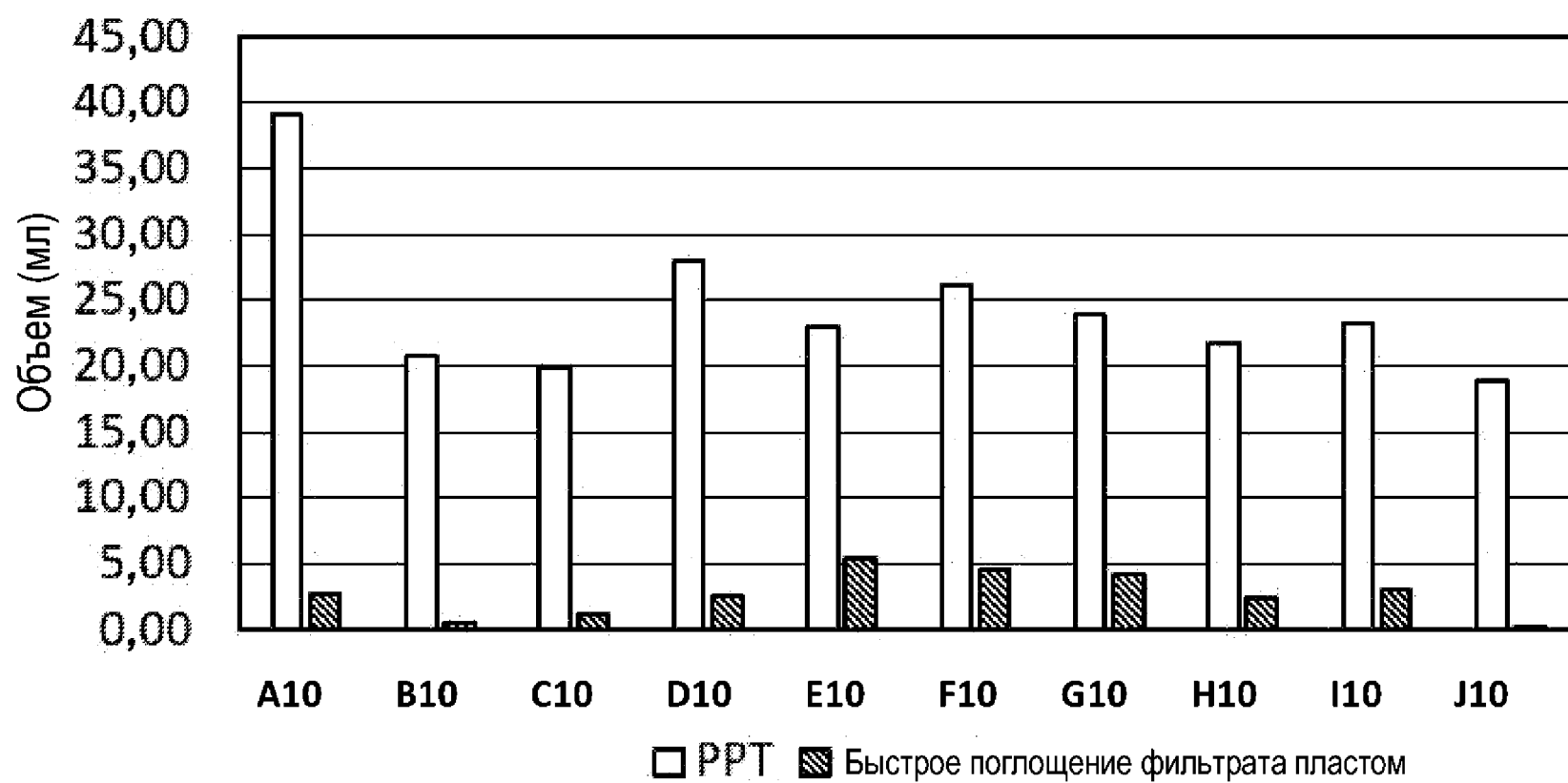
Фиг. 7



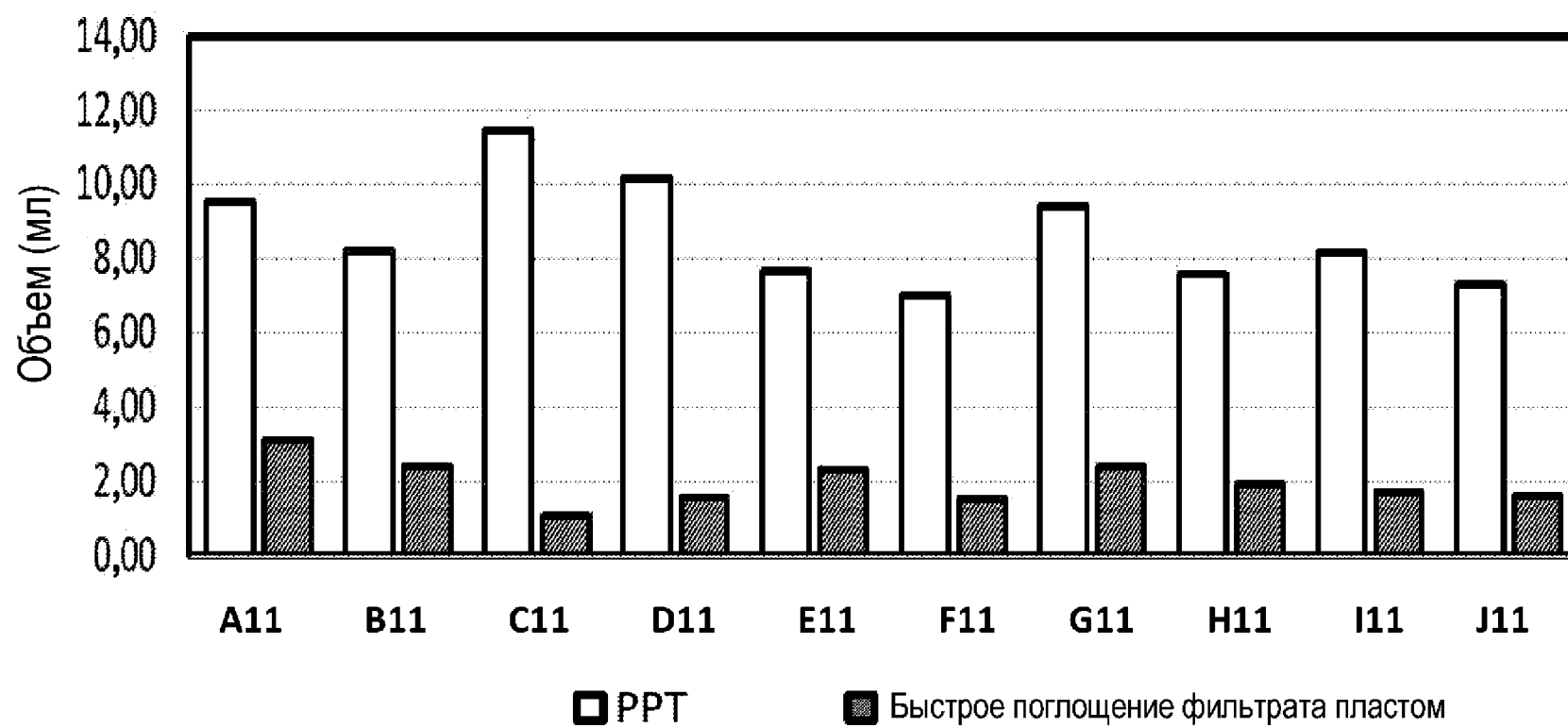
Фиг. 8



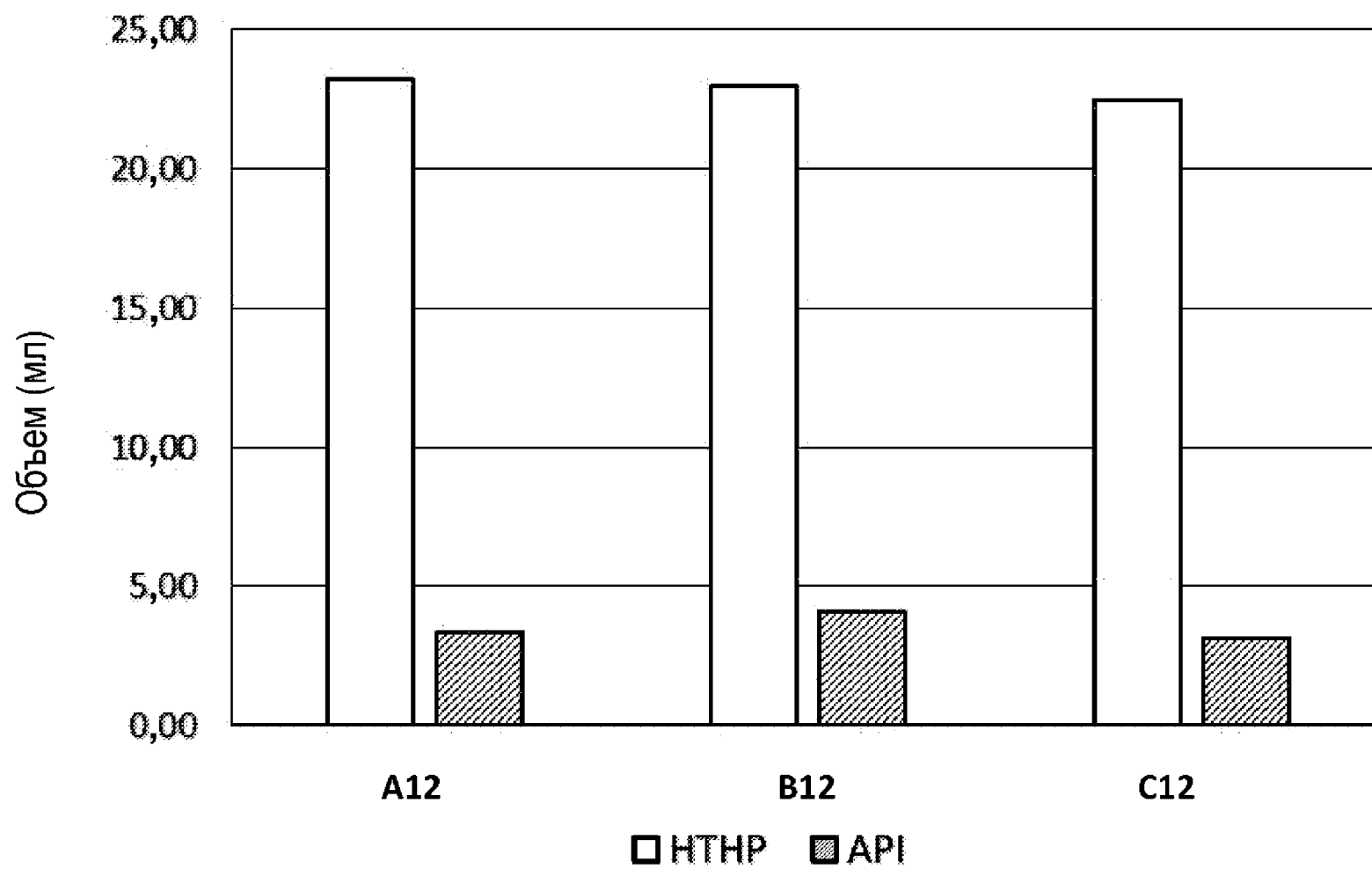
Фиг. 9



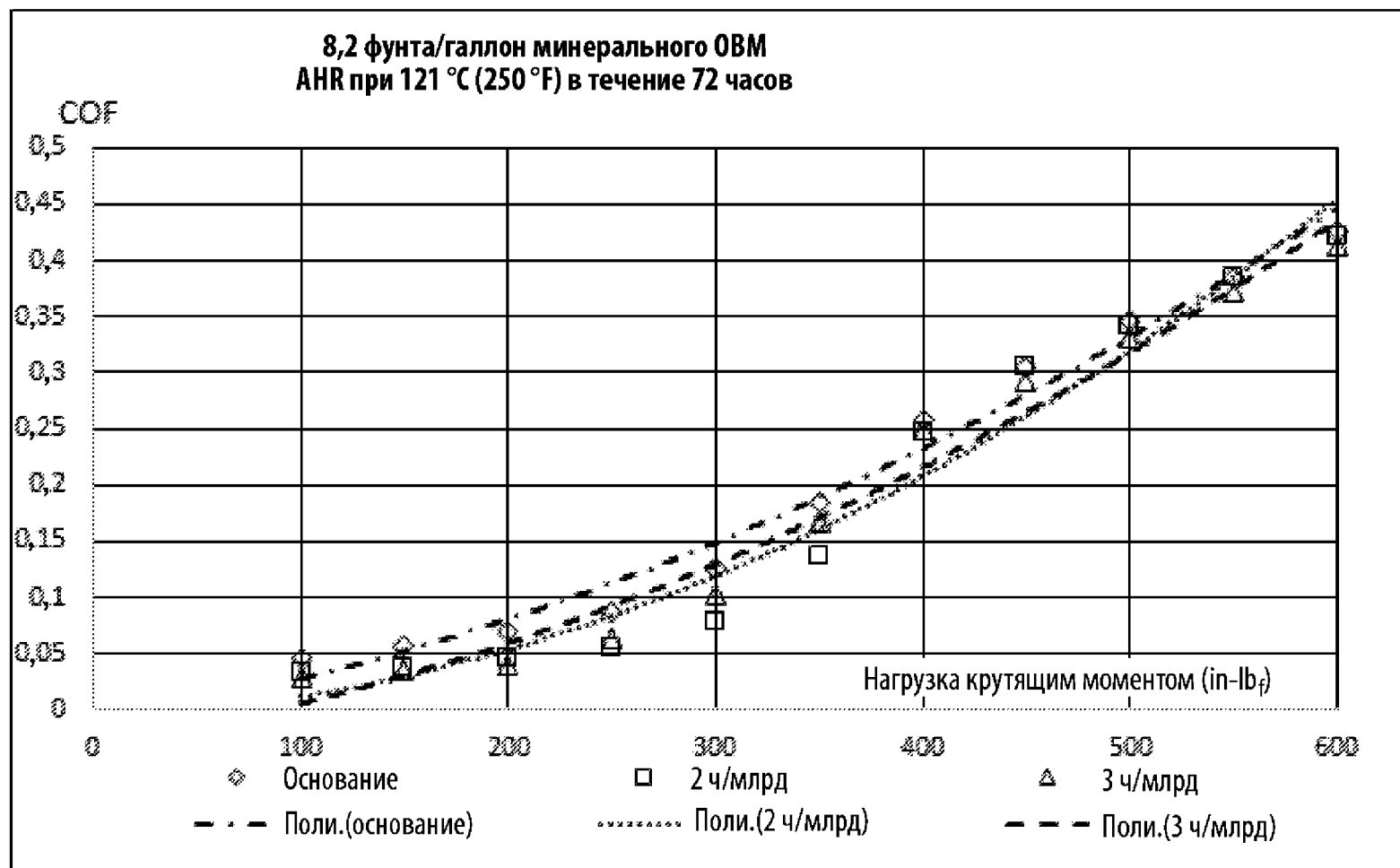
Фиг. 10



Фиг. 11

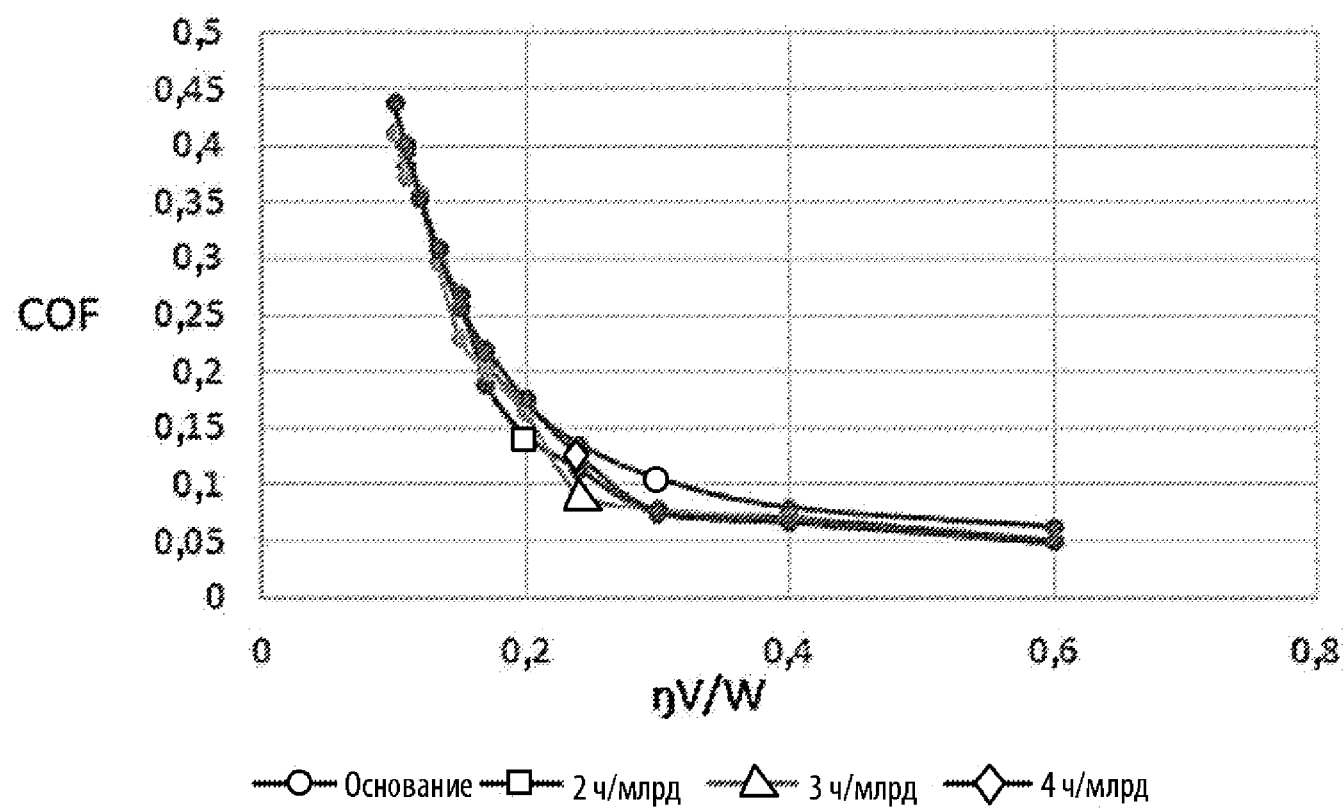


Фиг. 12

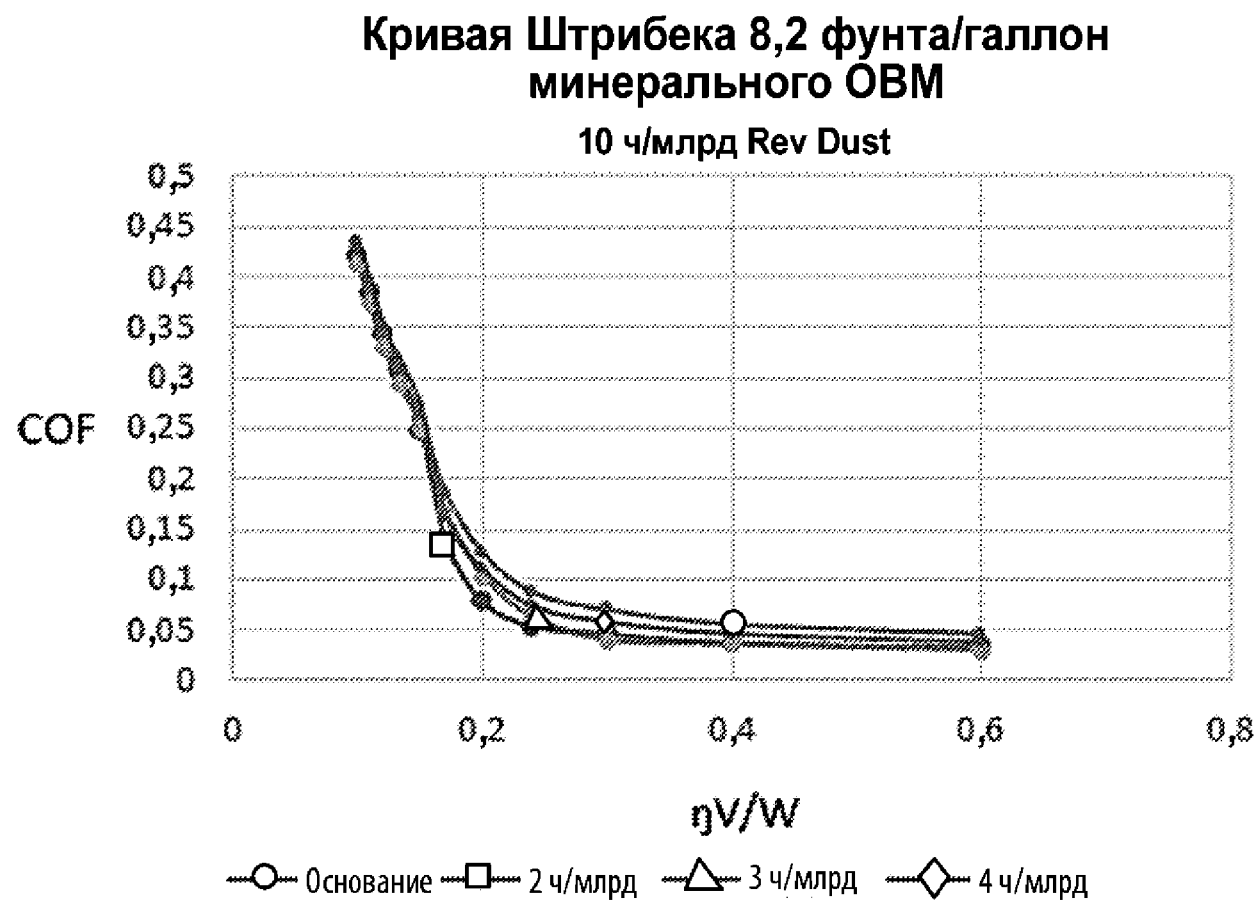


Фиг. 13

Кривая Штрибека 90/10 минерального ОВМ

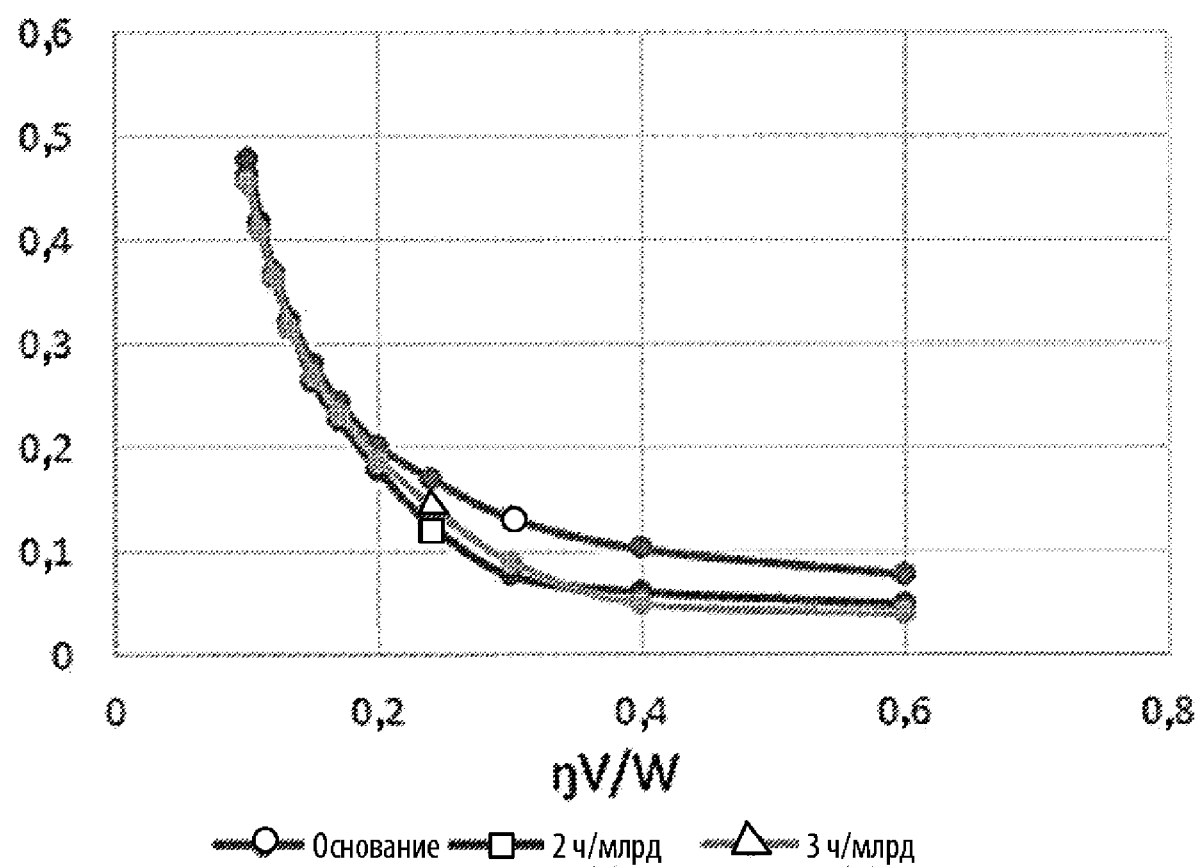


Фиг. 14



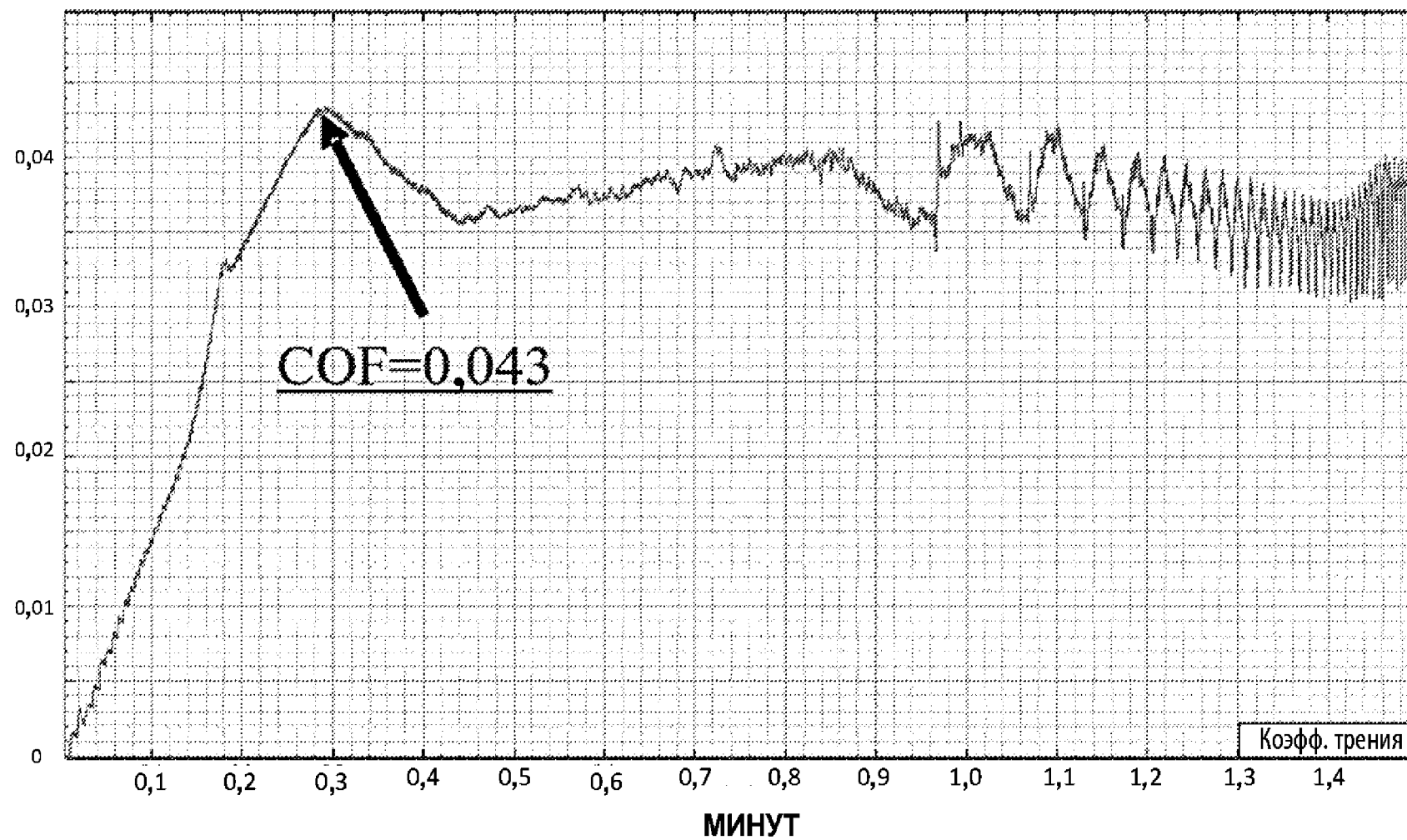
Фиг. 15

Кривая Штрибека 8,2 фунта/галлон 90/10 минерального
ОВМ (5 ч/млрд глины)



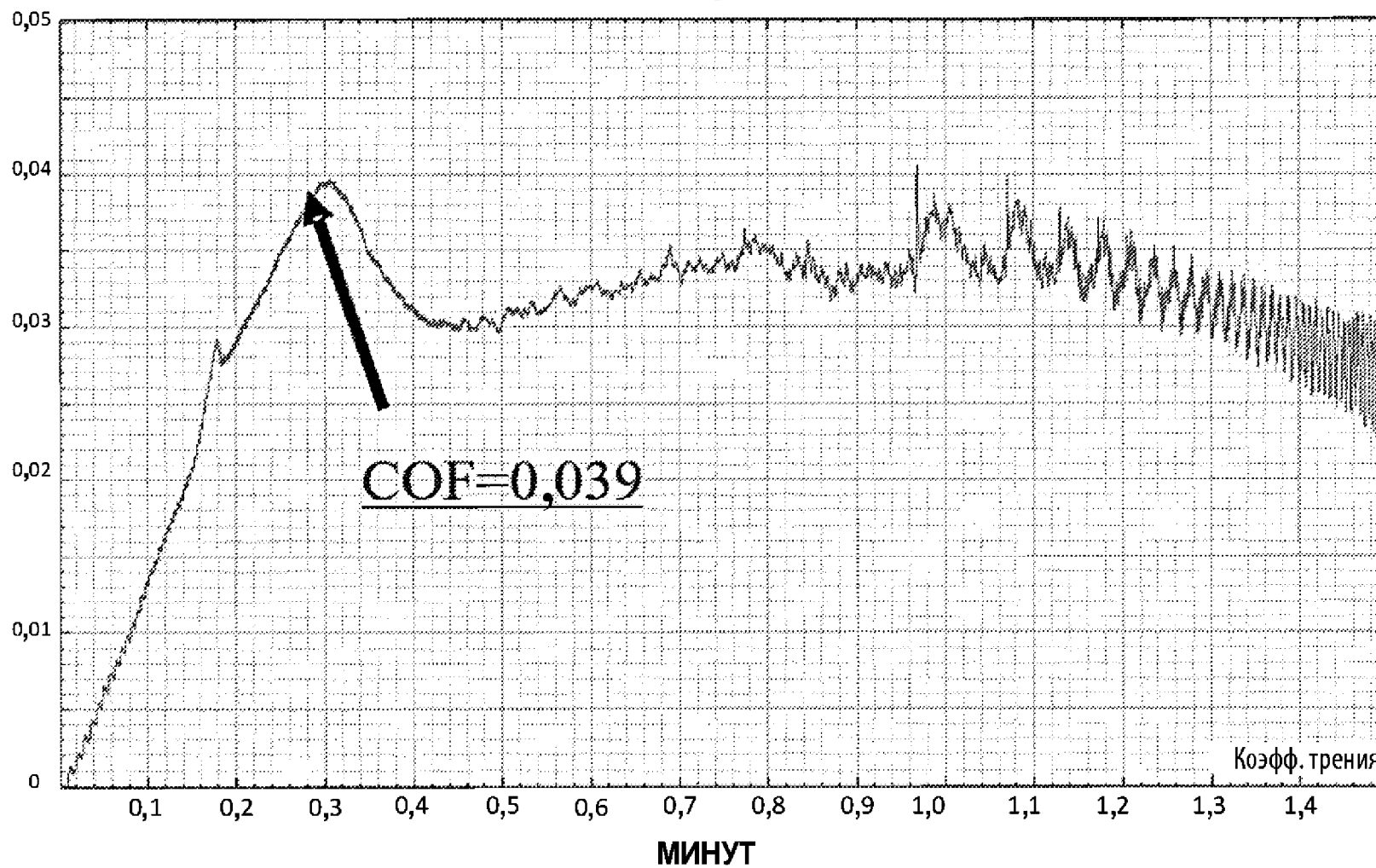
Фиг. 16

ИСПЫТАНИЕ С ПОМОЩЬЮ ТРИБОМЕТРА

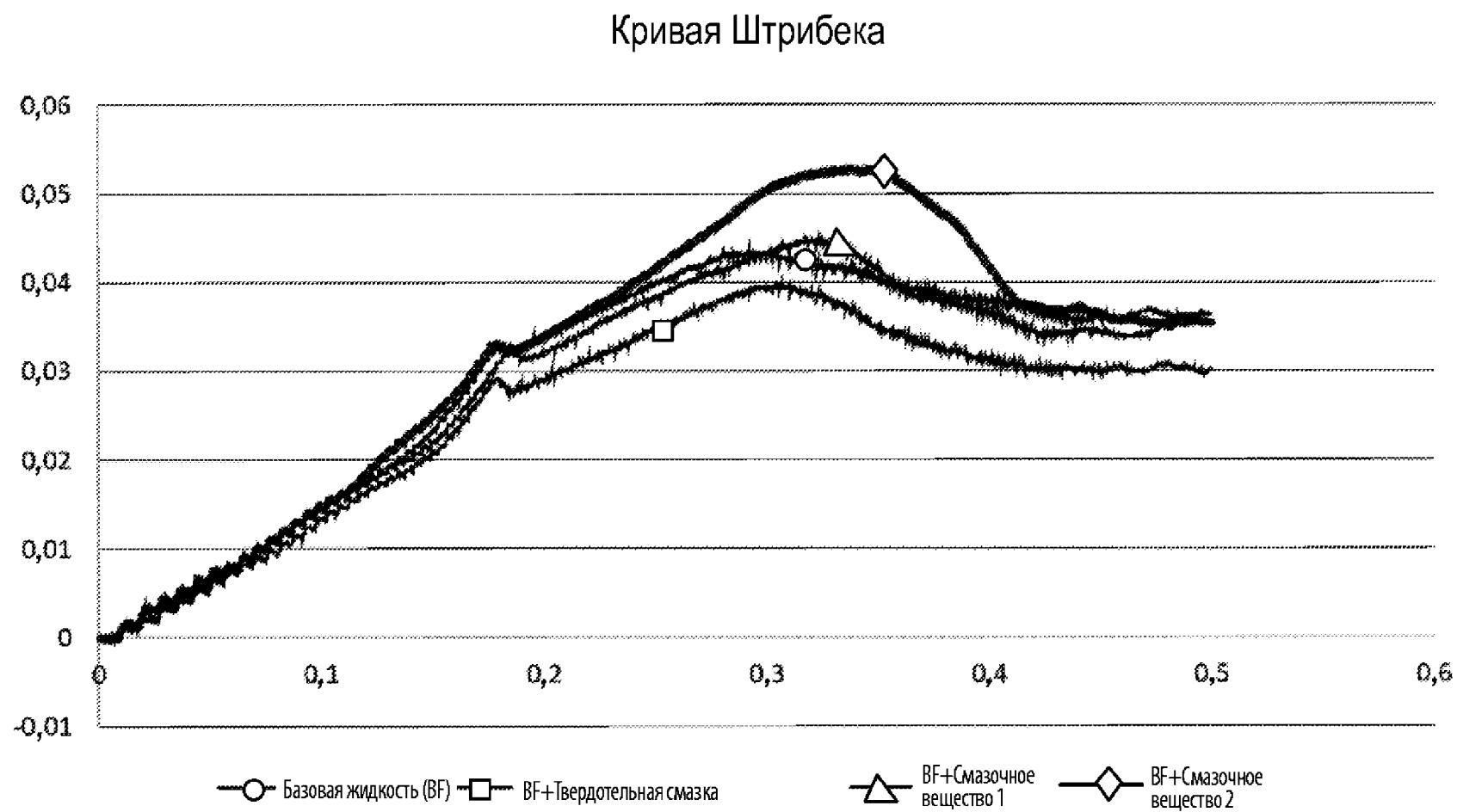


Фиг. 17

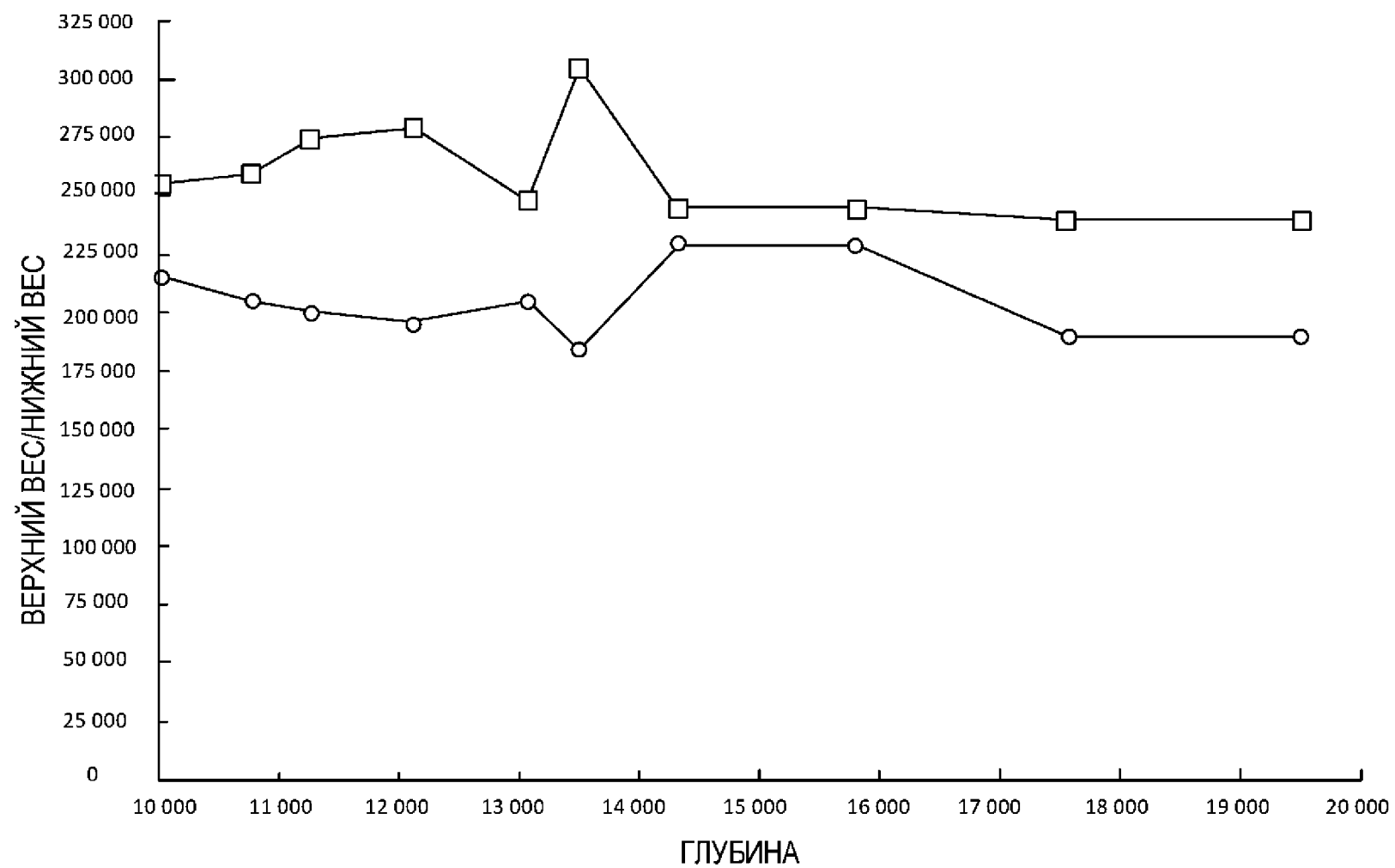
ИСПЫТАНИЕ С ПОМОЩЬЮ ТРИБОМЕТРА



Фиг. 18



Фиг. 19



Фиг. 20