

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **025544**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2017.01.30

(21) Номер заявки
201390649

(22) Дата подачи заявки
2011.11.15

(51) Int. Cl. **C09K 8/06** (2006.01)
C09K 8/54 (2006.01)
C23F 11/12 (2006.01)
C23F 11/14 (2006.01)

(54) **КОМПОЗИЦИИ ПОГЛОТИТЕЛЯ КИСЛОРОДА ДЛЯ РАСТВОРОВ ДЛЯ
ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН**

(31) **12/947,540**

(32) **2010.11.16**

(33) **US**

(43) **2013.11.29**

(86) **PCT/GB2011/001608**

(87) **WO 2012/066284 2012.05.24**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**ХАЛЛИБЕРТОН ЭНЕРДЖИ
СЕРВИСЕЗ, ИНК. (US)**

(72) Изобретатель:
Девилль Джей Пол (US)

(74) Представитель:
**Новоселова С.В., Дощечкина В.В.,
Рыбаков В.М., Хмара М.В., Липатова
И.И. (RU)**

(56) **DE-A1-4337704
EP-A2-0153192
US-A-4784779**

(57) Поглотитель кислорода для растворов для заканчивания скважин, эффективный и стабильный в высокотемпературных подземных пластах. Согласно одному из вариантов осуществления поглотитель содержит эриторбат и алкилгидроксиламин.

B1

025544

025544

B1

Область техники, к которой относится изобретение

Изобретение относится к композициям для извлечения растворенного кислорода из буровых жидкостей и растворов для заканчивания скважин, предназначенных для использования в высокотемпературных подземных пластах.

Предшествующий уровень техники

Операции заканчивания скважин обычно включают в себя перфорирование обсадной колонны и установку системы труб и насосов перед началом, а также для облегчения, иницирования добычи при выполнении операций извлечения углеводородов. Различные функции буровых жидкостей для вскрытия пласта, жидкостей для заканчивания скважин и жидкостей для ремонта скважин включают в себя регулирование давления в скважине, предотвращение фонтанирования скважины во время вскрытия пласта или ремонта скважины и предохранение от обвала обсадки скважины в результате увеличения избыточного давления. Жидкость предназначена для улучшения регулирования скважины без повреждения продуктивного пласта или компонентов оснащенной скважины. Конкретные системы жидкостей для заканчивания скважин выбирают таким образом, чтобы оптимизировать операцию заканчивания скважины в соответствии с характеристиками конкретной геологической формации. Буровые жидкости для "вскрытия продуктивного пласта", используемые при прохождении бурением продуктивной зоны подземного пласта, содержащего углеводороды, и жидкости для заканчивания скважин, используемые при заканчивании скважин или повторном заканчивании скважин либо при переделке скважин, как правило, представляют собой чистые солевые растворы. При использовании в данном контексте под "продуктивной зоной" подразумевается часть подземного пласта, содержащего углеводороды, которая содержит углеводороды, и, следовательно, ствол скважины, проходящий через такую часть пласта будет, вероятно, получать углеводороды из зоны добычи. В качестве альтернативы "продуктивная зона" может называться "эксплуатационной зоной" или "продуктивным пластом".

Однородная буровая жидкость редко подходит для операций заканчивания скважин благодаря содержанию в ней твердой фазы, величине pH и ионному составу. Буровые жидкости для вскрытия пласта могут в некоторых случаях подходить как для проведения буровых работ, так и для ведения работ в законченной скважине. Жидкости могут содержать суспендированные твердые вещества, состоящие из частиц самых разных размеров. Некоторые из суспендированных веществ будут достаточно большими и тяжелыми, чтобы быстро оседать на дно резервуара при отстаивании жидкого образца (осаждаемые твердые вещества). Очень маленькие частицы будут оседать очень медленно или вовсе не осадут, если образец регулярно встряхивают или если частицы - коллоидные. Из-за таких маленьких твердых частиц жидкость кажется непрозрачной (то есть замутненной или белесоватой). Потенциальная возможность проникновения частиц и/или наращивания фильтрационной корки, приводящая к повреждению пласта за счет снижения проходимости в продуктивной зоне, признается на протяжении целого ряда лет. В случае ухудшения проходимости ее никоим образом невозможно восстановить на 100%. Потеря проходимости означает уменьшение планируемой добычи и, в конечном итоге, сокращение производства в целом.

Таким образом, в настоящее время общепризнанным фактом, позволяющим свести к минимуму ухудшение эксплуатационных качеств пласта, является важность использования прозрачных жидкостей для заканчивания скважин и жидкостей для ремонта скважин, а также широко распространено использование в качестве жидкостей для заканчивания скважин прозрачных солевых растворов. Большинство таких рассольных минеральных вод, используемых в нефтегазодобывающей промышленности, представляет собой растворы галогенидов кальция, в частности растворы хлорида кальция или бромида кальция, растворы галогенидов натрия, в частности растворы хлорида натрия или бромида натрия, либо растворы формиатов.

В данном контексте термины "жидкости для заканчивания скважин" и "растворы для заканчивания скважин" следует рассматривать как синонимы друг другу, при этом они включают в себя буровые растворы для вскрытия пласта и жидкости или растворы для ремонта скважин, а также жидкости или растворы для заканчивания скважин, если не указано иное.

Растворы для заканчивания скважин часто содержат растворенный и захваченный воздух, попадающий в растворы по мере их циркулирования по буровой колонне в ствол скважины, проходящий через подземный пласт. Присутствие кислорода воздуха в растворах значительно увеличивает скорость коррозии и разрушения металлических поверхностей в буровой колонне, обсадной колонне и сопутствующем оборудовании по сравнению с такими жидкостями, которые не содержат кислорода. Чтобы свести к минимуму подобную коррозию и присутствие кислорода, растворы для заканчивания скважин часто обрабатывают поглотителями кислорода.

Как правило, поглотители кислорода, используемые в растворах для заканчивания скважин, представляют собой восстанавливающие агенты, реагирующие с большей частью кислорода, растворенного в солевом растворе. Известные химические поглотители кислорода включают в себя сульфиты, гидразин и эриторбат. Сульфиты обычно не используют в растворах для заканчивания скважин, поскольку продукт окисления, сульфат, может выпадать в осадок и приводить к другим видам коррозии.

Предпочтительным поглотителем кислорода для растворов для заканчивания скважин является эриторбат натрия, поскольку он снижает концентрацию кислорода в ряде растворов для заканчивания сква-

жин, не вызывая образования осадка, наблюдающегося в случае использования сульфитов. Однако эриторбат имеет тенденцию к разложению при повышенных температурах. При температурах приблизительно 275°F (135°C) и выше эриторбат натрия в растворе разлагается, что приводит к превращению раствора из требуемой прозрачной жидкости в нежелательную темную коричневую непрозрачную жидкость. Такое превращение раствора является нежелательным и вызывает беспокойство, поскольку раствор может оказаться потенциально вызывающим коррозию или повреждающим пласт. При использовании в данном контексте "прозрачный и бесцветный" в отношении солевого раствора или жидкостей для заканчивания скважин означает, что жидкость имеет величину "NTU" (нефелометрическую единицу мутности) менее приблизительно 20. NTU представляет собой единицу измерения, принятую Американским нефтяным институтом для суспендированных твердых веществ в растворе (более высокая NTU = более суспендированные твердые вещества) на основании того, сколько света рассеивается образцом. Методика определения NTU описана в API RP (Руководстве Американского нефтяного института) 13J, "Testing of Heavy Brines (Испытание рассольных минеральных вод)" и является процедурой, хорошо известной среднему специалисту в данной области техники.

Таким образом, несмотря на то, что на рынке существует целый ряд поглотителей кислорода для буровых жидкостей, сохраняется потребность в поглотителях кислорода, эффективных в растворах для заканчивания скважин в плане использования при высоких температурах.

Сущность изобретения

Одним из аспектов изобретения является способ снижения количества кислорода в кислородсодержащем солевом растворе, используемом в операциях заканчивания скважин в подземном пласте. Способ включает в себя добавление в солевой раствор поглотителя кислорода, содержащего смесь эриторбата и алкилгидроксиламина.

Другим аспектом изобретения является водный раствор для заканчивания скважин, используемый при бурении, заканчивании и/или ремонте ствола скважины, проходящего через подземный пласт, имеющий температуру приблизительно от 275°F (135°C) до 500°F (260°C). Раствор содержит поглотитель кислорода, содержащий смесь эриторбата и алкилгидроксиламина.

Другим аспектом изобретения является поглотитель кислорода для растворов для заканчивания скважин, содержащий смесь эриторбата и алкилгидроксиламина.

Другим аспектом изобретения является способ заканчивания ствола скважины, проходящего через подземный пласт, включающий использование раствора для заканчивания скважины, содержащего прозрачный бесцветный солевой раствор и поглотитель кислорода, содержащий эриторбат и алкилгидроксиламин.

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, подземный пласт имеет температуру в диапазоне приблизительно от 275°F (135°C) до 500°F (260°C), а солевой раствор является прозрачным и бесцветным и остается прозрачным и бесцветным при температуре 275°F (135°C).

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, поглотитель кислорода обеспечивает содержание кислорода в солевом растворе ниже приблизительно 1 мг/л, предпочтительно ниже приблизительно 0,5 мг/л.

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, операция заканчивания скважины представляет собой бурение через продуктивную зону подземного пласта. Операция заканчивания скважины может включать в себя заканчивание скважины, пробуренной через продуктивную зону подземного пласта, или ремонт скважины, проходящей через подземный пласт.

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, поглотитель кислорода включает в себя эриторбат в количестве от 0,01 до 75 мас.% и раствор алкилгидроксиламина в количестве от 25 до 99,9 мас.%.

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, алкилгидроксиламин выбран из группы, состоящей из изопропилгидроксиламина, диэтилгидроксиламина, трет-бутилгидроксиламина, фенолгидроксиламина, циклогексилгидроксиламина и бензилгидроксиламина.

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, в качестве эриторбата использован аскорбат, аскорбиновая кислота или эриторбовая кислота.

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, смесь сохраняет стабильность при температуре в диапазоне приблизительно от 275°F (135°C) до приблизительно 500°F (260°C).

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, раствор может включать в себя прозрачный и бесцветный солевой раствор, остающийся прозрачным и бесцветным во время такого использования.

Согласно одному из вариантов осуществления изобретения, ствол скважины содержит обсадную колонну, а способ также включает в себя перфорирование обсадной колонны и посадку системы труб в ствол скважины. Солевой раствор может быть использован при бурении через продуктивную зону подземного пласта или для ремонта ствола скважины.

Согласно изобретению растворенный кислород удаляют из водного раствора, в частности из жидкости или раствора для заканчивания скважин, путем контактирования водного кислородсодержащего раствора с поглотителем кислорода, содержащим эриторбат и алкилгидроксиламин. Такой поглотитель

кислорода эффективен даже при высоких температурах и не разрушается или не приводит к изменению цвета жидкости или превращению жидкости из, например, прозрачной и бесцветной, в темную и непрозрачную. Изобретение включает раствор для заканчивания скважин для использования в высокотемпературных подземных пластах, содержащий прозрачный бесцветный солевой раствор и поглотитель кислорода - эриторбат и алкилгидроксиламин, и способ заканчивания ствола скважины в таком подземном пласте, использующий такой раствор. Согласно изобретению в качестве эриторбата могут быть использованы эриторбовая кислота, аскорбиновая кислота или аскорбат.

Перечень фигур, чертежей

Фиг. 1 представляет собой график, позволяющий сравнить извлечение растворенного кислорода из 9,5 фунтов/баррель (27 кг/м³) раствора хлорида натрия в течение 24 ч при комнатной температуре с помощью 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя кислорода изобретения и с помощью 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя кислорода, состоящего из эриторбата.

Фиг. 2 представляет собой график, позволяющий сравнить извлечение растворенного кислорода из 12,5 фунтов/баррель (36 кг/м³) раствора бромида натрия в течение 24 ч при комнатной температуре с помощью 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя кислорода изобретения и с помощью 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя кислорода, состоящего из эриторбата.

Фиг. 3 представляет собой график, позволяющий сравнить извлечение растворенного кислорода из 11,0 фунтов/баррель (31 кг/м³) раствора хлорида кальция в течение 24 ч при комнатной температуре с помощью 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя кислорода изобретения и с помощью 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя кислорода, состоящего из эриторбата.

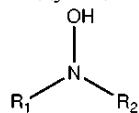
Фиг. 4 представляет собой график, позволяющий сравнить извлечение растворенного кислорода из 15,5 фунтов/баррель раствора бромида цинка/бромида кальция в течение 24 ч при комнатной температуре с помощью 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя кислорода изобретения и с помощью 0,5 (1,4 кг/м³) фунтов/баррель поглотителя кислорода, состоящего из эриторбата.

Сведения, подтверждающие возможность осуществления изобретения

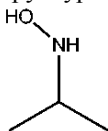
Настоящее изобретение представляет поглотитель кислорода для водных жидкостей для заканчивания скважин, являющийся эффективным в плане снижения уровня кислорода в жидкости во время операции заканчивания скважины даже при высоких температурах, не вызывающий проблематичного образования осадка или изменения окраски жидкости.

Поглотитель кислорода согласно изобретению включает в себя смесь эриторбата и алкилгидроксиламина. Не желая ограничиваться теорией, можно предположить, что алкилгидроксиламин и эриторбат, смешанные вместе для использования в жидкости для заканчивания скважин, наиболее предпочтительно представляющей собой прозрачный и бесцветный солевой раствор, проявляют в жидкости синергическое действие, при этом алкилгидроксиламин придает эриторбату стабильность при высоких температурах. При температурах в подземном пласте приблизительно 275°F (135°C) или выше, вплоть до 500°F (260°C), эриторбат в поглотителе кислорода согласно изобретению не проявляет признаков разрушения - раствор для заканчивания скважин остается прозрачным и бесцветным. Предполагается, что алкилгидроксиламин, так же как и эриторбат, поглощает кислород.

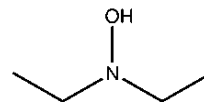
Предполагается, что для использования согласно настоящему изобретению подходит любой алкилгидроксиламин. Примеры включают, не ограничиваясь перечнем, изопропилгидроксиламин, диэтилгидроксиламин, трет-бутилгидроксиламин, фенилгидроксиламин, циклогексилгидроксиламин и бензилгидроксиламин. Множество вариантов различных алкилгидроксиламинов, которые могут быть использованы, представлены следующими примерами структур:



стандартный
гидроксиламин



изопропилгидроксиламин



диэтилгидроксиламин

R₁ = алкил, циклоалкил, арил или H;

R₂ = алкил, циклоалкил, арил или H.

Согласно изобретению в качестве эриторбата могут быть использованы эриторбовая кислота, аскорбиновая кислота или аскорбат.

Проводили опыт, в котором 1,0 фунт/баррель (3 кг/м³) поглотителя кислорода согласно изобретению, содержащего смесь приблизительно 10 мас.% эриторбата (0,1 фунт/баррель (0,3 кг/м³)) и 90 мас.% раствора алкилгидроксиламина (0,9 фунтов/баррель (2,5 кг/м³)), добавляли в образцы 9,5 фунтов/галлон раствора хлорида натрия и сравнивали с образцами солевого раствора, содержащего в качестве поглотителя кислорода 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) одного эриторбата. Образцы, содержащие поглотитель согласно изобретению, оставались прозрачными и бесцветными даже после выдерживания в течение 16 ч при температурах 300°F (149°C), 400°F (204°C) и даже 500°F (260°C). Образцы, содержащие поглотитель, состоящий только из эриторбата, становились непрозрачными и приобретали коричневую окраску.

Опыт повторяли с этими поглотителями кислорода в растворе хлорида кальция 11,0 фунтов/галлон и в солевом растворе бромид кальция/бромид цинка 15,5 фунтов/галлон и получали аналогичные результаты. Образцы растворов, содержащие поглотитель согласно изобретению, оставались прозрачными и бесцветными при температурах 300°F (149°C), 400°F (204°C) и даже 500°F (260°C), тогда как образцы растворов, содержащие поглотитель из одного только эриторбата, приобретали коричневую окраску и становились непрозрачными при температуре 300°F (149°C) и оставались такими при более высоких температурах.

Аналогичный опыт проводили с 3,0 фунтами/баррель (8,5 кг/м³) поглотителя кислорода согласно изобретению, содержащего приблизительно 10 мас.% эриторбата (0,3 фунтов/баррель (0,85 кг/м³)) и 90 мас.% (2,7 фунтов/баррель (7,7 кг/м³)) раствора алкилгидроксиламина, добавленного в образцы 9,5 фунтов/галлон раствора хлорида натрия. Для сравнения, поглотитель кислорода, содержащий только 0,25 фунтов/баррель (0,7 кг/м³) эриторбата натрия, добавляли в другие образцы 9,5 фунтов/галлон раствора хлорида натрия. Все образцы нагревали в течение 16 ч при температуре 300°F (149°C). Образцы, содержащие поглотитель согласно изобретению, оставались прозрачными и бесцветными. Образцы, содержащие поглотитель, состоящий только из эриторбата натрия, становились темными и непрозрачными.

Эти опыты демонстрируют синергический эффект, в результате которого алкилгидроксиламин оказывает стабилизирующее действие на эриторбат.

Проводили еще опыты для изучения эффективности поглотителя кислорода согласно изобретению в отношении поглощения кислорода в растворах для заканчивания скважин. Поглотитель кислорода, содержащий только 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) эриторбата, и поглотитель кислорода, содержащий 0,5 фунта/баррель (1,4 кг/м³) поглотителя согласно изобретению, содержащего смесь 0,1 фунта/баррель эриторбата и 0,9 фунтов/баррель раствора алкилгидроксиламина, добавляли в различные образцы 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) раствора хлорида натрия, 12,5 фунтов/баррель (36 кг/м³) раствора бромида натрия, 11,0 фунтов/баррель (31 кг/м³) раствора хлорида кальция и 15,5 фунтов/баррель (44 кг/м³) раствора бромида цинка/бромида кальция. Количество растворенного кислорода в образцах измеряли в течение 24 ч при комнатной температуре (приблизительно 70°F (21°C)). Для этих опытов выбирали комнатную температуру, поскольку по мере увеличения температуры кислород становится менее растворимым. Кроме того, в большинстве случаев или обычно, поглотители кислорода добавляют в растворы для заканчивания скважин и измеряют уровни растворенного кислорода в растворах для заканчивания скважин перед тем, как их помещают в ствол скважины. Для измерений растворенного кислорода использовали анализатор растворенного кислорода (кислородомер) YSI Model 55 Dissolved Oxygen Meter и анализатор растворенного кислорода Extech Dissolved Oxygen Meter. Эти простые приборы имеют датчик и цифровой индикатор, аналогичные pH-метру. В качестве альтернативы может быть использовано оборудование для колориметрического анализа растворенного кислорода, предлагаемое компанией CHEMetrics. Результаты этих опытов представлены на фиг. 1-4. В каждом случае поглотитель согласно изобретению обеспечивал сопоставимые результаты по отношению к поглотителю, содержащему только эриторбат.

Количество поглотителя кислорода согласно изобретению, необходимое для такого извлечения кислорода, зависит от количества кислорода, присутствующего в водной жидкости. Как правило, эффективным для операции заканчивания скважин является количество поглотителя приблизительно от 0,5 фунтов/баррель (1,4 кг/м³) до 3,0 фунт/баррель (8,5 кг/м³). Поглотитель может быть добавлен в жидкость во время приготовления жидкости и/или в начале и/или во время операции заканчивания скважины.

Растворы, содержащие поглотитель кислорода согласно изобретению, могут быть эффективно использованы при бурении через продуктивную зону высокотемпературного подземного пласта или при ремонте ствола скважины, проходящего через высокотемпературный подземный пласт, а также при традиционных операциях заканчивания ствола скважины в высокотемпературном подземном пласте, при операциях, таких как прохождение обсадных колонн ствола скважины и размещение труб и насосов для облегчения добычи из подземного пласта через ствол скважины. Поглотитель кислорода согласно изобретению также эффективен и в подземных пластах, не имеющих высоких температур (или температур выше приблизительно 275°F (135°C)), но его преимущества особенно ценны при высоких температурах, поскольку поглотитель не разрушается, а бесцветный прозрачный солевой раствор остается бесцветным и прозрачным.

Приведенное выше описание изобретения предназначено для описания предпочтительных вариантов осуществления. В описанные жидкости и способы использования могут быть внесены различные изменения без отклонения от предполагаемого объема изобретения, как определено в прилагаемой формуле.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Способ снижения количества кислорода в кислородсодержащем солевом растворе, являющемся прозрачным и бесцветным, имеющем величину NTU (нефелометрической единицы мутности) менее 20, используемом в операциях заканчивания скважин в подземном пласте, имеющем температуру в диапазоне от 275°F (135°C) до 500°F (260°C), без негативного воздействия на прозрачность и окраску солевого раствора, в котором в указанный солевой раствор добавляют поглотитель кислорода, содержащий смесь эриторбата и соединения, выбранного из алкилгидроксиламина, фенилгидроксиламина, циклогексилгидроксиламина или бензилгидроксиламина, при этом после добавления поглотителя кислорода указанный солевой раствор остается прозрачным и бесцветным или имеет величину NTU менее 20 при температуре 275°F (135°C).

2. Способ по п.1, отличающийся тем, что поглотитель кислорода обеспечивает содержание кислорода в солевом растворе ниже 1 мг/л.

3. Способ по любому из пп.1, 2, отличающийся тем, что поглотитель кислорода обеспечивает содержание кислорода в солевом растворе ниже 0,5 мг/л.

4. Способ по любому из пп.1-3, отличающийся тем, что операция заканчивания скважины представляет собой бурение через продуктивную зону подземного пласта.

5. Способ по любому из пп.1-4, отличающийся тем, что операция заканчивания скважины включает в себя заканчивание скважины, пробуренной через продуктивную зону подземного пласта.

6. Способ по любому из пп.1-5, отличающийся тем, что операция заканчивания скважины включает в себя ремонт скважины, проходящей через подземный пласт.

7. Способ по любому из пп.1-6, отличающийся тем, что поглотитель кислорода включает в себя эриторбат в количестве от 0,01 до 75 мас.% и раствор соединения, выбранного из алкилгидроксиламина, фенилгидроксиламина, циклогексилгидроксиламина или бензилгидроксиламина, в количестве от 25 до 99,9 мас.%.

8. Способ по любому из пп.1-7, отличающийся тем, что алкилгидроксиламин выбирают из группы, состоящей из изопропилгидроксиламина, диэтилгидроксиламина и трет-бутилгидроксиламина.

9. Способ по любому из пп.1-8, отличающийся тем, что в качестве эриторбата используют аскорбат, аскорбиновую кислоту или эриторбовую кислоту.

10. Способ заканчивания ствола скважины, проходящего через подземный пласт, в котором используют раствор для заканчивания скважины, содержащий прозрачный бесцветный солевой раствор и поглотитель кислорода, содержащий эриторбат и соединение, выбранное из алкилгидроксиламина, фенилгидроксиламина, циклогексилгидроксиламина или бензилгидроксиламина, при этом указанный солевой раствор остается прозрачным и бесцветным или имеет величину NTU (нефелометрической единицы мутности) менее 20 после того, как поглотитель кислорода введен в указанный раствор для заканчивания скважины, и после того, как указанный раствор для заканчивания скважины помещают по меньшей мере в часть подземного пласта, имеющего температуру в диапазоне от 275°F (135°C) до 500°F (260°C).

11. Способ по п.10, отличающийся тем, что ствол скважины содержит обсадную колонну, при этом способ включает перфорирование обсадной колонны и установку системы труб в ствол скважины.

12. Способ по п.10 или 11, отличающийся тем, что солевой раствор используют для бурения через продуктивную зону подземного пласта.

13. Способ по любому из пп.10-12, отличающийся тем, что солевой раствор используют для ремонта ствола скважины.

14. Способ по любому из пп.10-13, отличающийся тем, что алкилгидроксиламин выбирают из группы, состоящей из изопропилгидроксиламина, диэтилгидроксиламина и трет-бутилгидроксиламина.

15. Способ по любому из пп.10-14, отличающийся тем, что в качестве эриторбата используют аскорбат, аскорбиновую кислоту или эриторбовую кислоту.

16. Водный раствор для заканчивания скважин, используемый при бурении, заканчивании и/или ремонте ствола скважины, проходящего через подземный пласт, имеющий температуру от 275°F (135°C) до 500°F (260°C), раствор содержит прозрачный и бесцветный солевой раствор и поглотитель кислорода, содержащий смесь эриторбата и соединения, выбранного из алкилгидроксиламина, фенилгидроксиламина, циклогексилгидроксиламина или бензилгидроксиламина, при этом раствор остается прозрачным и бесцветным, имеющим величину NTU (нефелометрической единицы мутности) менее 20 при температурах от 275°F (135°C) до 500°F (260°C).

17. Раствор по п.16, отличающийся тем, что содержание кислорода составляет менее 1 мг/л при температурах от 275°F (135°C) до 500°F (260°C).

18. Раствор по п.16 или 17, отличающийся тем, что содержание кислорода составляет менее 0,5 мг/л при температурах от 275°F (135°C) до 500°F (260°C).

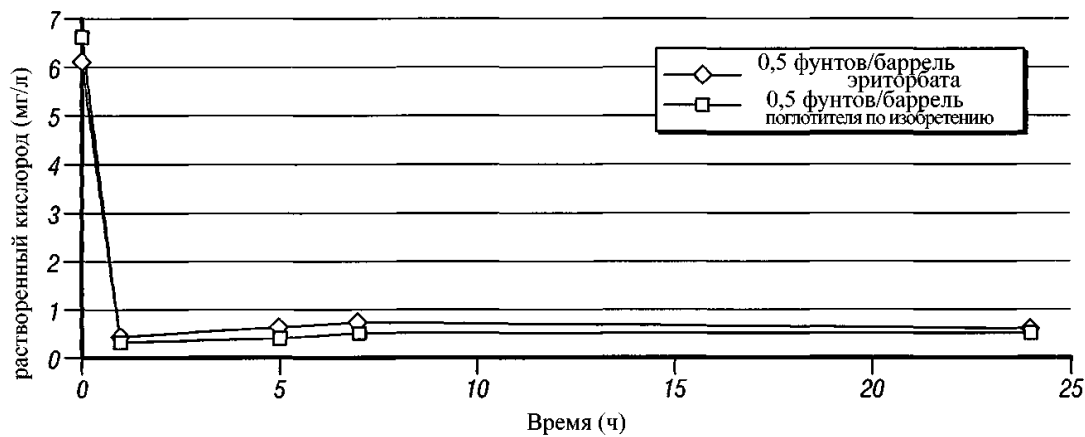
19. Раствор по любому из пп.16-18, отличающийся тем, что алкилгидроксиламин выбран из группы, состоящей из изопропилгидроксиламина, диэтилгидроксиламина и трет-бутилгидроксиламина.

20. Раствор по любому из пп.16-19, отличающийся тем, что в качестве эриторбата использован ас-

корбат, аскорбиновая кислота или эриторбовая кислота.

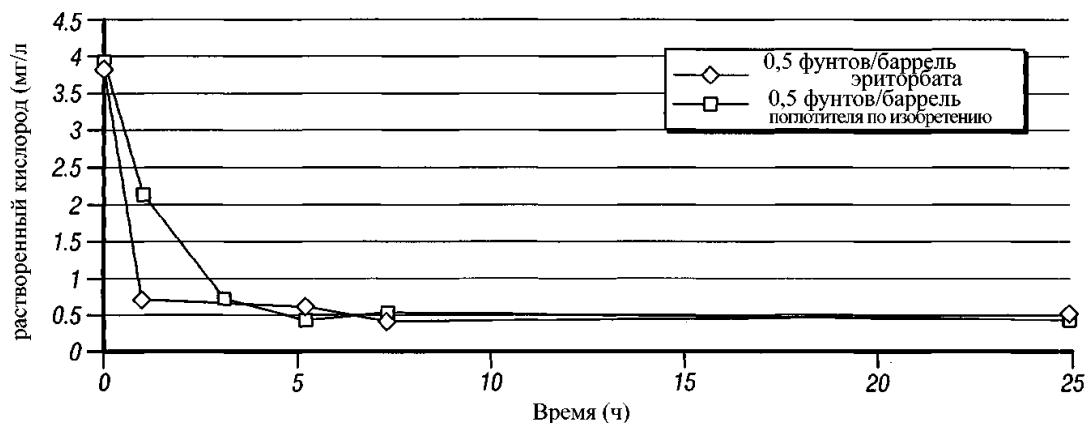
21. Раствор по любому из пп.16-20, отличающийся тем, что поглотитель кислорода содержит смесь эриторбата в количестве от 0,01 до 75 мас.% и раствора соединения, выбранного из алкилгидроксиламина, фенолгидроксиламина, циклогексилгидроксиламина или бензилгидроксиламина, в количестве от 25 до 99,9 мас.%.

9,5 фунтов/галлон раствора NaCl



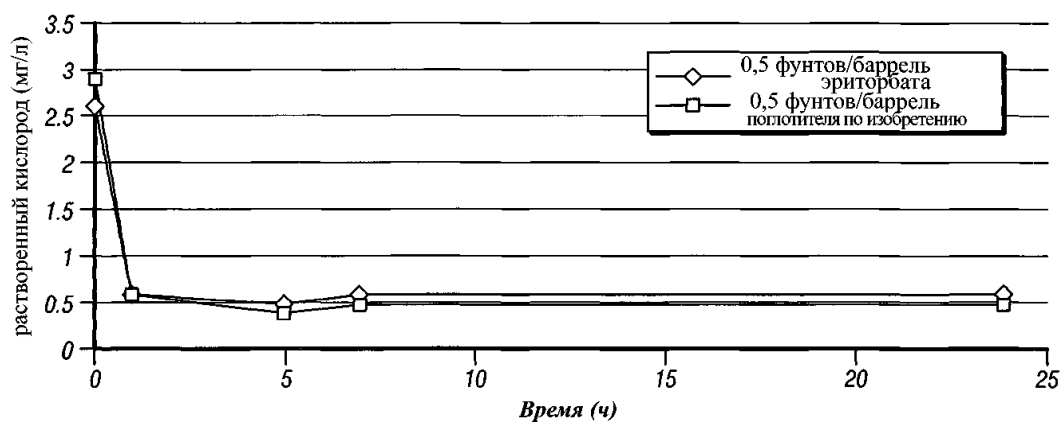
Фиг. 1

12,5 фунтов/галлон раствора NaBr

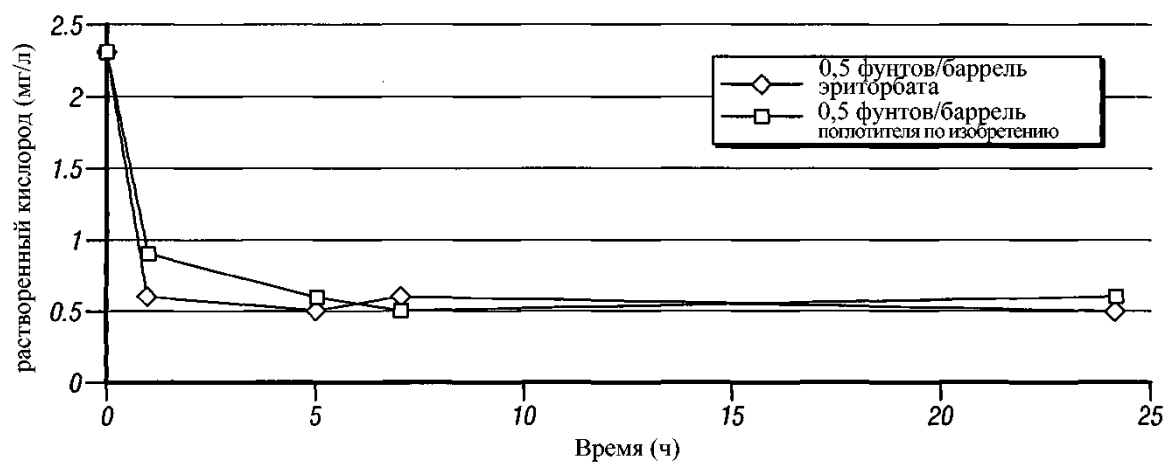


Фиг. 2

11,0 фунтов/галлон раствора CaCl₂



Фиг. 3

15,5 фунтов/галлон раствора $ZnBr_2/CaCl_2$ 

Фиг. 4

