

(19)



**Евразийское  
патентное  
ведомство**

(21) **202292862** (13) **A1**(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОЙ ЗАЯВКЕ**(43) Дата публикации заявки  
**2023.06.15**(51) Int. Cl. *E21B 43/32* (2006.01)  
*E21B 33/138* (2006.01)  
*C09K 8/46* (2006.01)(22) Дата подачи заявки  
**2022.09.07**(54) **СПОСОБ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНУ**(96) **2022/030 (AZ) 2022.09.07**

(72) Изобретатель:

(71) Заявитель:  
**СУЛЕЙМАНОВ БАГИР АЛЕКПЕР  
ОГЛЫ; АБДУЛЛАЕВ ВУГАР  
ДЖАМИЛЬ ОГЛЫ (AZ)****Сулейманов Багир Алекпер оглы,  
Абдуллаев Вугар Джамиль оглы,  
Тапдыгов Шамо Зохраб оглы,  
Гурбанов Али Гурбан оглы (AZ),  
Мамедов Сирус Мубариз оглы (UZ)**

(74) Представитель:

**Сулейманов Б.А. (AZ)**

(57) Задачей изобретения является повышение эффективности способа изоляции водопритока в скважину за счет блокирования высокопроницаемых зон пласта и привлечения к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью путем регулирования процесса и времени гелеобразования в глубине пласта. Поставленная задача решается тем, что в способе изоляции водопритока в скважину, включающем закачку в скважину растворов силиката натрия и соляной кислоты, закачивают смесь силиката натрия и соляной кислоты, получаемую добавлением 9-10%-го раствора силиката натрия в 10-12%-й раствор соляной кислоты в объемном соотношении 1:1, продавливают ее в пласт водой и выдерживают в пластовых условиях, при этом время необходимое на гелеобразование в зависимости от температуры на данной глубине пласта определяют в соответствии с зависимостью

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6} T^4$$

где  $t$  - время, необходимое на гелеобразование, ч;  $T$  - температура на данной глубине пласта, °C, а после выдержки в пласт закачивают кислоту. Первоначально в скважину закачивают 10-12%-й раствор соляной кислоты, а после 9-10%-й раствор силиката натрия. После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают 12%-й раствор ингибированной соляной кислоты. После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают смесь 12%-го раствора соляной кислоты и 5%-го раствора фтористоводородной кислоты.

**A1****202292862****202292862****A1**

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использовано при изоляции водопритоков в добывающих скважинах.

Известен способ ограничения водопритоков в скважину путем закачки смеси 1-3% - ного раствора соляной кислоты с 1-5% - ным раствором силиката натрия [1].

Недостатком известного способа является его низкая технологическая эффективность, связанная с низкими структурно - механическими свойствами образующегося в пласте геля.

Известен способ изоляции водопритока и зоны поглощения путем закачки в обводненную часть пласта двух потоков: один поток – гипан, жидкое стекло, вода, другой - водный раствор соляной кислоты 0,44-4%. После смешения потоков в скважину дополнительно закачивают водный раствор кислоты [2].

Основным недостатком способа является длительность выдерживания скважины для образования смеси, в результате чего в условиях интенсивных поглощений изоляционный экран может не успеть образоваться.

Наиболее близким техническим решением к предлагаемому изобретению является способ ограничения водопритока в скважину путем последовательной закачки в скважину водного раствора силиката натрия, разделителя и отвердителя [3].

Недостатком известного способа является то, что закачанный в качестве отвердителя 0,5-4% - ный раствор соляной кислоты и 7-9% - ный раствор силиката натрия не позволяет регулировать время гелеобразования. Эффективность способа также снижается в результате неполного смешения в пласте закачанных в скважину компонентов гелеобразующего раствора.

Задачей изобретения является повышение эффективности способа изоляции водопритока в скважину за счет блокирования высокопроницаемых зон пласта и привлечения к разработке нефтеносных зон с низкой проницаемостью путем регулирования процесса и времени гелеобразования в глубине пласта.

Поставленная задача решается тем, что в способе изоляции водопритока в скважину, включающем закачку в скважину растворов силиката натрия и соляной кислоты, в скважину закачивают смесь силиката натрия и соляной кислоты, получаемую добавлением 9-10% - ного раствора силиката натрия в 10-12% - ный раствор соляной кислоты в объемном соотношении 1:1, продавливают ее в пласт водой и выдерживают в пластовых условиях, при этом время необходимое на гелеобразование в зависимости от температуры на данной глубине пласта определяют в соответствии с зависимостью

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6} T^4$$

где  $t$  - время, необходимое на гелеобразование, ч.

$T$  - температура на данной глубине пласта, °С,

а после выдержки в пласт закачивают кислоту.

Первоначально в скважину закачивают 10-12% - ный раствор соляной кислоты, а после 9-10% - ный раствор силиката натрия.

После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают 12% - ный раствор ингибированной соляной кислоты.

После выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают смесь 12% - ного раствора соляной кислоты и 5% - ного раствора фтористоводородной кислоты.

Сущность предложенного способа заключается в возможности регулирования процесса и времени гелеобразования при изоляции водопритока в скважину. Данный способ, в отличие от известных технических решений, предупреждает образование осадка и способствует образованию гелевого экрана в полном объеме. С этой целью для обеспечения перемешивания компонентов состава в полном объеме и предотвращения образования осадка перед закачкой в скважину в 10 - 12% - ный раствор соляной кислоты вводят 9 - 10%- ный раствор силиката натрия в объемном соотношении 1:1 и перемешивают до получения однородной смеси. При этих концентрациях соляной кислоты и силиката натрия полученный однородный раствор в полном объеме превращается в гель в течение времени, определенного в зависимости от температуры на данной глубине пласта. Зная пластовую температуру на необходимой для изоляции глубине, определяем время выдержки на гелеобразование:

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6}T^4$$

где  $t$  - время, необходимое на гелеобразование, ч.

$T$  - температура на данной глубине пласта, °С .

В случае, если в промышленных условиях отсутствуют соответствующее оборудование, необходимая техника и условия для приготовления смеси, то смешение компонентов смеси осуществляют непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки 10 - 12% - ного раствора соляной кислоты и 9-10%- ного раствора силиката натрия.

В предлагаемом способе в отличие от прототипа и других известных технических решений, после выдержки геля на рассчитанное время с использованием компонентов состава в заявленных количествах осуществляют кислотную обработку нефтеносных пропластков. С этой целью после изоляции высокопроницаемых зон в пласт закачивают кислоту.

Если пласт содержит карбонатные породы, то кислотную обработку осуществляют закачкой 12% - ного раствора ингибированной соляной кислоты.

Если пласт содержит терригенные породы, то кислотную обработку осуществляют закачкой смеси 12% - ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5% - ного раствора фтористоводородной кислоты.

Для обоснования предложенного способа в лабораторных условиях готовились гелеобразующие композиции путем ввода в раствор соляной кислоты (ГОСТ 2122-131) раствора силиката натрия (ГОСТ 13078-81). На Фиг.1 показана кривая зависимости рН раствора силиката натрия от его концентрации. Анализ полученных результатов показывает, что оптимальной концентрацией раствора силиката натрия является 9 - 10%. При дальнейшем увеличении концентрации рН раствора не изменяется.

Во второй серии экспериментов изучалось изменение рН смеси, полученной путем ввода в раствор соляной кислоты с концентрацией от 0.5 до 12 % растворов силиката натрия с концентрациями 5; 10; 15 и 20 %.

На Фиг.2 приведены результаты экспериментов по определению изменения рН смеси при вводе в раствор соляной кислоты с различной концентрацией (0,5-12 %) растворов силиката натрия 5 - 20 % - ной концентрации. Из Фиг.2 видно, что при вводе в раствор соляной кислоты раствора силиката натрия начинается формирование геля и рН смеси уменьшается до 1.5 - 2. При вводе в раствор соляной кислоты 5 % - ного раствора силиката натрия рН смеси резко уменьшается, что объясняется избытком кислоты. Оптимальными концентрациями компонентов смеси раствора соляной кислоты и раствора силиката натрия являются: 10 - 12 % для соляной кислоты и 9 - 10 % для силиката натрия. При этом рН смеси находится в интервале от 4 до 5, что является оптимальным для гелеобразования.

Смешивание компонентов растворов проводили двумя способами:

1. Ввод раствора соляной кислоты в раствор силиката натрия.
2. Ввод раствора силиката натрия в раствор соляной кислоты.

По первому способу, т.е при вводе раствора соляной кислоты в раствор силиката натрия (щелочная среда) реакция проходит не в полном объеме. При добавлении первичной порции кислоты наряду с мгновенным образованием геля формируется твердая масса в виде осадков. Это объясняется тем, что плотность раствора силиката натрия ( $\rho_{ж.с.} \approx 1,39 \text{ г/см}^3$ )

больше плотности кислотного раствора ( $\rho_{\text{кислота}} \approx 1,05 \text{ г/см}^3$ ) приблизительно в 1,3 раза. При проведении опытов по предлагаемому способу, т.е. при вводе раствора силиката натрия в раствор соляной кислоты (кислая среда) наблюдалось полное смешение компонентов раствора и замедление процесса гелеобразования. При избытке кислоты в среде не происходит мгновенного и нерегулированного гелеобразования.

В лабораторных условиях было исследована зависимость времени гелеобразования смеси, полученной смешиванием 10 % - ного раствора силиката натрия в 10% - ном растворе соляной кислоты в объемном соотношении 1:1 от температуры (Фиг.3). При повышении температуры от 20 °С до 60 °С время гелеобразования уменьшается в 5 - 6 раз. При температуре выше 60 °С время гелеобразования составляет 1 - 2 часа. На основе опытных показателей выведена зависимость времени, необходимого на гелеобразование от температуры на данной глубине пласта

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6}T^4$$

где  $t$  - время, необходимое на гелеобразование, ч.

$T$  - температура на данной глубине пласта, °С .

Способ испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта, состоящей из карбонатных пород (Таб.1).

В первой серии экспериментов на линейной модели пласта со связанной водой и начальной нефтенасыщенностью нефть при комнатной температуре вытеснялась водой. После полного прекращения в составе фильтруемой жидкости нефти на выходе модели закачку воды останавливают и модель нагревают до 90 °С. Далее на выход модели закачивают смесь растворов силиката натрия, соляной кислоты, и воду в количестве каждого в отдельности по 25 % от объемов пор пористой среды и обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают 12 % - ный раствор ингибированный соляной кислоты. Далее с входа модели закачивает воду. В этом случае конечной коэффициент вытеснения нефти по сравнению до закачки смеси увеличился на 12,2 %.

Во второй серии экспериментов при прочих равных условиях на выход модели, состоящей из обводненной пористой среды, последовательно закачивают нефть (5 см<sup>3</sup>) - соляная кислота - жидкое стекло - нефть (5 см<sup>3</sup>) и воду. Объемы последовательно закачиваемых агентов - соляной кислоты, жидкого стекла и воды составляют каждого в отдельности по 25 % от объемов пор пористой среды. После закачки агентов обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают 12 % - ный раствор ингибированный соляной кислоты. Далее с входа модели закачивает воду. В этом случае конечной коэффициент вытеснение нефти по сравнению до закачки агентов увеличился на 8,1 %.

В третьей серии экспериментов при прочих равных условиях на выход модели состоящей из обводненной пористой среды, последовательно закачивают нефть (5 см<sup>3</sup>) - жидкое стекло - HCl - нефть (5 см<sup>3</sup>) и воду. Объемы последовательно закачиваемых агентов - жидкого стекла, соляной кислоты и воды составляют каждого в отдельности по 25 % от объема пор пористой среды. После закачки агентов обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают 12 % - ный раствор



ингибированный соляной кислоты. В этом случае конечной коэффициент вытеснение нефти по сравнению до закачки агентов увеличился на 5,8 %.

Таблица 1

№ опыта	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечный коэффициент нефтевытеснения, д.ед.	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %
1.	Смесь HCl+Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> и вода, через 1,5 часа после выдержки 12 %-ная ингибированная HCl	0,517	12,2
2.	нефть, HCl, Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> , нефть и вода, через 1,5 часа после выдержки 12 %-ная ингибированная HCl.	0,476	8,1
3.	нефть, Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> , HCl, нефть и вода, через 1,5 часа после выдержки 12 %-ная ингибированная HCl.	0,453	5,8

Способ также испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта, состоящей из терригенных пород при прочих равных условиях как в случае с карбонатными породами (Таб.2).

В первой серии экспериментов на линейной модели пласта со связанной водой и начальной нефтенасыщенностью нефть при комнатной температуре вытеснялась водой. После полного прекращения в составе фильтруемой жидкости нефти на выходе модели закачку воды останавливают, и модель нагревают до 90 °С. Далее на выход модели закачивают смесь растворов силиката натрия и соляной кислоты, и воду в количестве каждого в отдельности по 25 % от объемов пор пористой среды и обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивает смесь 12 % - ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5 % - ного раствора фтористоводородной кислоты. В этом случае конечной

коэффициент вытеснения нефти по сравнению до закачки смеси увеличился на 14,3 %.

Во второй серии экспериментов при прочих равных условиях на выход модели, состоящей из терригенной обводненной пористой среды, последовательно закачивают нефть (5 см<sup>3</sup>) - соляная кислота - жидкое стекло - нефть (5 см<sup>3</sup>) и воду. Объемы последовательно закачиваемых агентов - соляной кислоты, жидкого стекла и воды составляют каждый в отдельности по 25 % от объема пор пористой среды. После закачки агентов обе стороны модели закрывают на 1,5 часа. После выдержки на вход модели закачивают смесь 12 %-ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5 %-ного раствора фтористоводородной кислоты. В этом случае конечный коэффициент вытеснения нефти по сравнению до закачки агентов увеличился на 10,3 %.

Таблица 2

№ опыта	Рабочие агенты, закачанные в модель	Конечный коэффициент нефтьвытеснения, д.ед.	Прирост коэффициента нефтьвытеснения, %
1.	Смесь HCl+Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> и вода, через 1,5 часа после выдержки смесь 12 %-ной ингибированной HCl и 5 %-ной HF .	0,576	14,3
2.	нефть, Na <sub>2</sub> SiO <sub>3</sub> , HCl, нефть и вода, через 1,5 часа после выдержки смесь 12 %-ной ингибированной HCl и 5 %-ной HF .	0,536	10,3

Целью закачки воды на выход модели сразу после закачки агентов во всех сериях экспериментов является обеспечение их продвижения на заданную глубину пористой среды модели пласта.

В промысловых условиях способ изоляции водопритоков осуществляют следующим образом. На устье скважины доставляют расчетное количество реагентов: соляную кислоту и жидкое стекло. В

емкости смешения готовят состав путем добавления силиката натрия в раствор соляной кислоты и перемешивания до получения однородной смеси. Из емкости смешения готовый раствор посредством насосного агрегата закачивают в скважину и продавливают в пласт водой.

В случае если в промысловых условиях отсутствуют соответствующие условия для приготовления смеси, то смешение компонентов смеси осуществляют непосредственно в стволе скважины путем последовательной закачки растворов соляной кислоты, силиката натрия и воды.

После этого скважину останавливают и проводят технологическую выдержку в течение рассчитанного предложенным способом количества времени.

После выдержки в скважину в зависимости от породы пласта закачивают соответствующий кислотный раствор. Если пласт содержит карбонатные породы, то закачивают 12% - ный раствор ингибированной соляной кислоты, а если - терригенные породы, то закачивают смесь 12% - ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5% - ного раствора фтористоводородной кислоты.

#### Литература

1. Патент РФ 2160832, E21В 43/32, 2000.
2. Патент РФ 1774689, E21В 33/138, 1996.
3. Патент РФ 2121 570, E21В 43/32; 33/138, 1998.

## Формула

1. Способ изоляции водопритока в скважину, включающий закачку в скважину растворов силиката натрия и соляной кислоты, отличающийся тем, что в скважину закачивают смесь силиката натрия и соляной кислоты, получаемую добавлением 9 - 10% - ного раствора силиката натрия в 10 - 12% - ный раствор соляной кислоты в объемном соотношении 1:1, продавливают ее в пласт водой и выдерживают в пластовых условиях, при этом время необходимое на гелеобразование в зависимости от температуры на данной глубине пласта определяют в соответствии с зависимостью

$$t = 13 + 0.23T - 0.02T^2 + 0.0003T^3 - 1.42 \cdot 10^{-6}T^4$$

где  $t$  - время, необходимое на гелеобразование, ч.

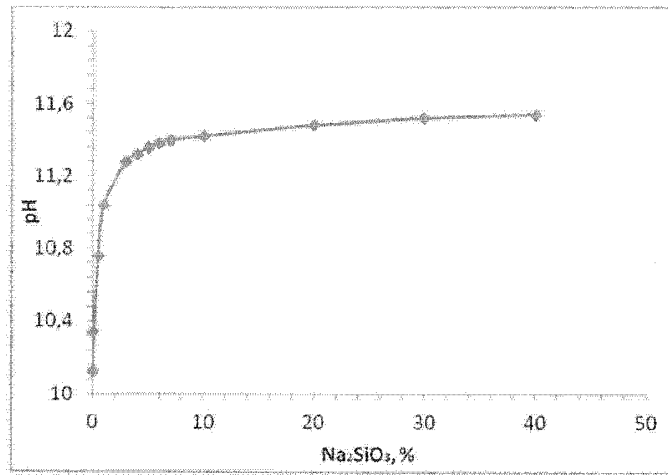
$T$  - температура на данной глубине пласта, °С ,

а после выдержки в пласт закачивают кислоту.

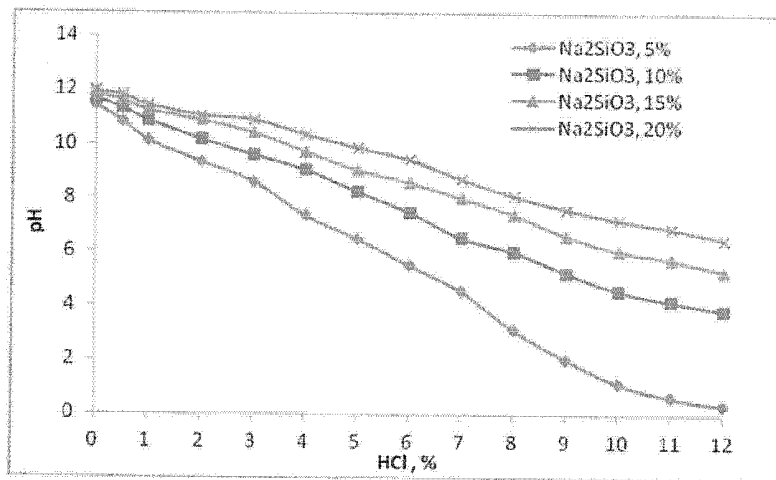
2.Способ по п.1 , отличающийся тем, что первоначально в скважину закачивают 10 - 12% - ный раствор соляной кислоты, а после 9 - 10% - ный раствор силиката натрия.

3.Способ по п.1,2, отличающийся тем, что после выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают 12% - ный раствор ингибированной соляной кислоты.

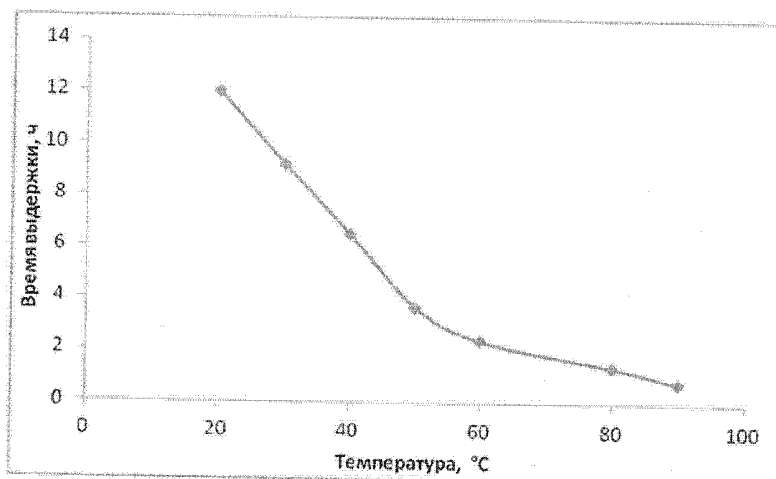
4. Способ по п.1,2, отличающийся тем, что после выдержки на гелеобразование в качестве кислоты в пласт закачивают смесь 12% - ного раствора ингибированной соляной кислоты и 5% - ного раствора фтористоводородной кислоты.



Фиг. 1



Фиг. 2



Фиг.3

**ОТЧЕТ О ПАТЕНТНОМ ПОИСКЕ**  
(статья 15(3) ЕАПК и правило 42 Патентной инструкции к ЕАПК)

Номер евразийской заявки:

**202292862**

**А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЯ:**

*E21B 43/32 (2006.01)*  
*E21B 33/138 (2006.01)*  
*C09K 8/46 (2006.01)*

Согласно Международной патентной классификации (МПК)

**Б. ОБЛАСТЬ ПОИСКА:**

Просмотренная документация (система классификации и индексы МПК)  
E21B, C04B, C09K

Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если, возможно, используемые поисковые термины)  
ЕАПАТИС, Esp@cenet, PatSearch, Google Patents, PATENTSCOPE

**В. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ**

Категория*	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №
A	EA 201800280 A1 (НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА (НИПИНГ)) 30.09.2019.	1-4
A	RU 2160832 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ТАТРОЙЛ») 20.12.2000.	1-4
A	RU 2446270 C1 (ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ДЕЛЬТА-ПРОМ ИННОВАЦИЙ») 27.03.2012.	1-4
A	US 2018306017 A1 (SAVAGE JAMES M) 25.10.2018.	1-4
A	EP 2760801 A1 (DOW GLOBAL TECHNOLOGIES LLC) 06.08.2014.	1-4

последующие документы указаны в продолжении графы В

\* Особые категории ссылочных документов:

«А» - документ, определяющий общий уровень техники  
«D» - документ, приведенный в евразийской заявке  
«E» - более ранний документ, но опубликованный на дату подачи евразийской заявки или после нее  
«O» - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д.  
"P" - документ, опубликованный до даты подачи евразийской заявки, но после даты испрашиваемого приоритета"

«Т» - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения  
«Х» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий новизну или изобретательский уровень, взятый в отдельности  
«У» - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, порочащий изобретательский уровень в сочетании с другими документами той же категории  
«&» - документ, являющийся патентом-аналогом  
«L» - документ, приведенный в других целях

Дата проведения патентного поиска: **03/02/2023**

Уполномоченное лицо:  
Начальник отдела механики,  
физики и электротехники

 Д.Ф. Крылов