



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
C09K 8/32 (2021.08); B82Y 99/00 (2021.08)

(21)(22) Заявка: 2021114831, 24.05.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
24.05.2021

Дата регистрации:
23.03.2022

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 24.05.2021

(45) Опубликовано: 23.03.2022 Бюл. № 9

Адрес для переписки:
346407, Ростовская обл., г. Новочеркасск, ул.
Желябова, 33, Третьяк Александр Яковлевич

(72) Автор(ы):

Третьяк Александр Яковлевич (RU),
Карельская Екатерина Витальевна (RU),
Крымов Александр Витальевич (RU),
Онофриенко Сергей Александрович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Третьяк Александр Яковлевич (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2710654 C1, 30.12.2019. RU
2582197 C1, 20.04.2016. RU 2303047 C1,
20.07.2007. RU 2255105 C1, 27.06.2005. US
4719021 A1, 12.01.1988.

(54) Высококатионно-ингибированный буровой раствор

(57) Реферат:

Изобретение относится к области бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в частности представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменениями целостности ствола скважины, особенно в горизонтальной ее части. Технический результат - улучшение структурно-реологических, ингибирующих, смазывающих, фильтрационных, противоизносных, крепящих и антиприхватных свойств бурового раствора для сооружения скважин в сложных геологических условиях. Высококатионно-ингибированный буровой

раствор для бурения скважин содержит, мас. %: мраморную крошку 5-10; полианионную целлюлозу 5-7; сульфенол 2-5; хлористый калий 2-5; метилсиликонат калия 1-4; ацетат калия 1,5-4; бишофит 2-5; формиат калия 1-5; феррохромлигносульфонат 1-5; кремнийорганическую жидкость ГКЖ-11 2-5; барит 0,5-5; пеногаситель Пента 465 0,5-1; алюминат калия 1-5; хлорид кальция 1-5; нанодисперсную медь 0,5-4; хлорид магния 1-5; жидкую фазу - воду и отходы, получаемые при изготовлении растительных масел, в соотношении 55/45-80/20 - остальное. 1 табл.

RU 2 768 340 C1

RU 2 768 340 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(19) **RU** (11)**2 768 340** ⁽¹³⁾ **C1**

(51) Int. Cl.
C09K 8/32 (2006.01)
B82Y 99/00 (2011.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC
C09K 8/32 (2021.08); B82Y 99/00 (2021.08)

(21)(22) Application: **2021114831, 24.05.2021**

(24) Effective date for property rights:
24.05.2021

Registration date:
23.03.2022

Priority:

(22) Date of filing: **24.05.2021**

(45) Date of publication: **23.03.2022 Bull. № 9**

Mail address:

**346407, Rostovskaya obl., g. Novocherkassk, ul.
Zhelyabova, 33, Tretyak Aleksandr Yakovlevich**

(72) Inventor(s):

**Tretyak Aleksandr Yakovlevich (RU),
Karelskaya Ekaterina Vitalevna (RU),
Krymov Aleksandr Vitalevich (RU),
Onofrienko Sergej Aleksandrovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

Tretyak Aleksandr Yakovlevich (RU)

(54) HIGH-CATION-INHIBITED DRILLING MUD

(57) Abstract:

FIELD: drilling of soil or rocks.

SUBSTANCE: invention relates to drilling of vertical, directional and horizontal wells, in particular represented by thick deposits of high-viscosity clays, prone to swelling and softening, including with changes in wellbore integrity, especially in its horizontal part. High-cation-inhibited drilling mud for drilling wells contains, wt.%: marble chips 5–10; polyanionic cellulose 5–7; sulfonol 2–5; potassium chloride 2–5; potassium methyl silicate 1–4; potassium acetate 1.5–4; bischofite 2–5; potassium formate 1–5; ferrochrome lignosulphonate 1–5; organosilicon liquid

GKZH-11 2–5; barite 0.5–5; antifoaming agent Penta 465 0.5–1; potassium aluminate 1–5; calcium chloride 1–5; nanodispersed copper 0.5–4; magnesium chloride 1–5; liquid phase — water and wastes obtained during production of vegetable oils, in ratio 55/45–80/20 — the rest.

EFFECT: improvement of structural-rheological, inhibiting, lubricating, filtration, anti-wear, fixing and anti-seizure properties of drilling mud for construction of wells in difficult geological conditions.

1 cl, 1 tbl

RU 2 768 340 C1

RU 2 768 340 C1

Изобретение относится к области бурения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин, в частности представленных мощными отложениями высоковязких глин, склонных к набуханию и разупрочнению, в том числе с изменением целостности ствола скважины, особенно в горизонтальной ее части, где
5 вероятность дифференциальных прихватов достаточно высокая

Известен буровой раствор, «Высокоингибированный буровой раствор», патент RU №2303047, C1 опубл. 20.07.2007, МПК C09K 8/20, состоящий из бентонитовой глины, полианионной целлюлозы, хлористого калия, ферро-хромлигносульфоната, барита, метилсиликоната калия, ацетата калия, кальцинированной соды, бишофита,
10 фосфатидного концентрата, нитрилотриметил-фосфоновой кислоты, графита, пеногасителя, взятый как аналог.

Недостатком этого раствора является то, что он, являясь хорошим в качестве ингибирующего, не решает проблему удержания в устойчивом состоянии вязких, пучащих, разупрочняющих глин, особенно в наклонно-направленных и горизонтальных
15 скважинах, способствует возникновению дифференциальных прихватов.

Раствор не решает проблему установления осмотического равновесия, либо создания условий, когда осмос будет направлен из пласта в скважину.

Известен буровой раствор, взятый за прототип «Наноструктурированный, высокоингибированный буровой раствор», патент RU №2708849 C1, опубл. 12.12.2019 бюл. №35, МПК C09K 8/32, состоящий из мраморной крошки, полианионной целлюлозы,
20 сульфонола, хлористого калия, метилсиликоната калия, ацетат калия, бишофита, феррохромлигносульфоната, ГКЖ-11, барита, пеногасителя, жидкой фазы, состоящей из отходов растительного масла и воды в соотношении - 55/45-80/20.

Недостатком этого раствора является то, что он, являясь хорошим в качестве ингибирующего, не решает проблему борьбы с дифференциальными прихватами.
25 Задачей изобретения является разработка бурового раствора, обладающего высочайшими ингибирующими, коркообразующими, смазывающими, антиприхватными свойствами и обеспечивающего установление осмотического равновесия, либо создание условий, когда осмос направлен из пласта в скважину, то есть добиться уменьшения
30 дифференциальных прихватов. При этом водоотдача должна быть близка к 0 см³ за 30 минут, а коэффициент трения не более 0,1.

Высококатионно-ингибированный буровой раствор для бурения скважин, включающий мраморную крошку, полианионную целлюлозу, хлористый калий, ГКЖ-11, сульфонол, метилсиликонат калия, ацетат калия, бишофит, феррохром-
35 лигносульфонат, пеногаситель, барит, отходы растительного масла, воду, алюминат калия, нанодисперсную медь, отличающуюся тем, что дополнительно содержит формиат калия, хлорид кальция и хлорид магния при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка - 5-10, полианионная целлюлоза - 5-10, сульфонол - 2-5,
40 хлористый калий - 2-5, метилсиликонат калия - 1-4, ацетат калия - 1,5-4, бишофит - 2-5, феррохромлигносульфонат - 1-5, ГКЖ-11 - 2-5, барит - 0, 5-5, пеногаситель - 0,5-1, алюминат калия - 1-5, нано-дисперсная медь - 0, 5-4, формиат калия - 1-5, хлорид кальция - 1-5, хлорид магния - 1-5, жидкая фаза - вода и отходы, получаемые при изготовлении растительных масел, в соотношении 55/45-80/20 - остальное.

Предложен многофункциональный высококатионно-ингибированный буровой
45 раствор для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях (породы пучат, набухают, осыпаются, происходят дифференциальные прихваты). Площади с таким геологическим разрезом встречаются как на юге, так и на севере России. В полевых условиях, когда замена раствора сопряжена с затратой определенного времени, что

приводит к осложнениям, применение предлагаемого раствора является острой необходимостью и именно такой состав раствора позволит успешно, без геологических осложнений и дифференциальных прихватов, сооружать скважины на нефть и газ.

Новизна предлагаемого состава бурового раствора заключается в том, что именно в таком процентном соотношении и по наименованию химреагентов предлагаемый раствор будет решать задачу проводки нефтяных и газовых скважин, то есть выполнять свою многофункциональность - укреплять стенки скважин, давать высокие показатели на фильтрации и смазывающей способности, препятствовать возникновению дифференциальных прихватов.

Технический результат - улучшение структурно-реологических, ингибирующих, фильтрационных, крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на углеводородной основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта, путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтрата раствора и, как результат - отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных скважин.

Экспериментально, в лабораторных условиях, был проверен синергетический эффект химреагентов - катионов, носителей ионов K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Cu^{2+} . Установлено, что именно такое сочетание катионов делает буровой раствор высококатионно-ингибированным с высочайшими ингибирующими свойствами.

С целью усиления ингибирующего воздействия на глинистые отложения в разрезе скважины, в раствор добавляли ионы K^+ (хлористый калий KCl), (метилсиликанат калия CH_3SiO_2K), (ацетат калия CH_3COOK), (алюминат калия $K_2Al_2O_4 \cdot 3H_2O$), (формиат калия $K(HCOO)$). Повышенное содержание ионов K^+ снижает чувствительность глин к гидратации и увлажнению фильтратов бурового раствора.

Повышенное содержание ионов Ca^{2+} способствует кальцинированию глин в разрезе скважины. Кальцинирование глин разреза скважины снижает чувствительность к гидратации и к увлажнению фильтратом бурового раствора. Поставщиками ионов Ca^{2+} являются мраморная крошка - $CaCO_3$ и хлорид кальция $CaCl_2$. Повышенная содержание ионов K^+ и Ca^{2+} в буровом растворе способствует усиленному ингибированию глин, слагающих разрез скважины

Повышенное содержание ионов Mg^{2+} за счет бишофита - $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ и хлорида магния - $MgCl_2$ способствует окончательному закреплению глин в стволе скважины и усиливает синергетический эффект поликатионного, высоко-коингибированного бурового раствора.

Смешивание в одном растворе нескольких химреагентов, имеющих повышенное содержание ионов K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} создает как бы «ударную» группировку способствующую повышенной степени ингибирования стенок скважин, представленными глинистыми отложениями.

Применение в полевых условиях высококатионного, ингибированного бурового раствора будет способствовать уменьшению затрат времени на осложнения в скважинах, снижению затрат времени на промывку и проработку ствола скважин, и как результат уменьшению времени на ликвидацию дифференциальных прихватов.

Улучшение ингибирующего качества раствора, возможно за счет повышения его

крепящего действия. В механизме синергетического эффекта подтверждена составляющая доля действия каждого реагента. Достигается это за счет введения реагентов-ингибиторов набухания глин.

5 Хлористый калий (KCl) - основной поставщик катиона K^+ играет определяющую роль в ингибирующем действии раствора. В силу размеров ионного радиуса катионы калия могут входить в межпакетные пустоты кристаллической поверхности глинистых минералов, прочно срачивая их пакеты, способствуя межслойной дегидратации глин.

10 Бишофит ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) - за счет присутствия иона магния Mg^{++} в ионообменном комплексе способствует снижению активности водной фазы раствора и уменьшению степени увлажнения глин, сохраняя их устойчивость в процессе бурения.

15 Ацетат калия (CH_3COOK) - дополняет крепящее действие хлорида калия влиянием на величину структурно-адсорбционных деформаций в системе глина - жидкость, способствуя уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и стабилизации ствола скважины.

Кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-11) - за счет гидрофобизирующего действия на горные породы снижает увлажняющую способность раствора и предотвращает быстрое развитие гидратации водочувствительных глин.

20 Феррохромлигносульфонат (ФХЛС) способствует проявлению синергетического эффекта благодаря размеру и строению макромолекул реагента, адсорбирующихся на глинистых частицах.

25 Метилсиликонат калия (CH_3SiO_2K) - за счет присутствия ионов K дополняет крепящее действие раствора, влияет на величину структурно-адсорбционных деформаций в системе глина-жидкость, способствует уменьшению содержания жидкости набухания в гидратированной глине и стабилизации ствола скважины.

Алюминат калия ($K_2Al_2O_4 \cdot 3H_2O$) дополняет крепящее действие калия в растворе, уменьшает величину структурно-адсорбционных деформаций в системе глина-жидкость.

30 Формиат калия $K(HCOO)$ калиевая соль муравьиной кислоты, белый мелкокристаллический порошок. При нагревании водных растворов в присутствии кислорода постепенно образует карбонат калия. Является ингибитором коррозии.

Хлорид кальция ($CaCl_2$) кальциевая соль соляной кислоты, не ядовит, является пищевой добавкой, плотность $2,15 \text{ г/см}^3$, является поставщиком ионов Ca^{2+} .

35 Хлорид магния ($MgCl_2$) неорганическое химическое соединение, соль соляной кислоты и магния. Хорошо растворяется в воде, не токсичен, не горюч, пожаро- и взрывобезопасен, пищевая добавка, плотность $2,32 \text{ г/см}^3$.

40 Нанодисперсная медь ($CuSO_4$) добавка в буровой раствор, способствующая уменьшению риска возникновения дифференциальных прихватов (известен химреагент как медный купорос).

Мраморная крошка ($CaCO_3$) является структурообразователем и поставщиком ионов Ca^{2+} в буровом растворе.

45 В лабораторных условиях выявлены зависимости пластической вязкости, динамического напряжения сдвига и фильтрации раствора от концентрации в нем применяемых ингибирующих реагентов: бишофит, ацетат калия, ГКЖ-11, метилсиликонат калия, формиат калия, ФХЛС, алюминат калия, хлорид кальция, хлорид магния, хлористый калий. В качестве масел могут использоваться отходы, получаемые при переработке соевого, подсолнечного, хлопкового, кукурузного, рапсового и других

масел.

Сульфонол выполняет функцию эмульгатора, который представляет собой синтетическое ПАВ, анионактивного типа в виде порошка, хорошо растворимое в воде, образующее прочную эмульсию. Мраморная крошка является структурообразователем. Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700) является регулятором фильтрации. В качестве пеногасителя чаще всего используется пента 465. Барит, как утяжелитель, применяется в количестве от 0,5% до 5,0%.

Нанодисперсная медь имеет размер частиц 40-80 нм, плотность 5 г/см³ и выполняет в буровом растворе роль антифрикционной противоизносной добавки и совместно с синергетическими подобранными в растворе химреагентами решает совместную задачу - уменьшение дифференциальных прихватов.

Молекулы меди адсорбируются на поверхности, пластифицируют стенки скважины по всему стволу, обеспечивая низкое сопротивление сдвигу при нахождении наночастиц между буровой колонной и стенками скважины. Поэтому, чем меньше размер частиц нанодисперсной меди, тем больше снижается коэффициент трения и интенсивность изнашивания.

Наночастицы обладают собственным электрическим зарядом, который они приобретают в процессе трения буровой колонны о стенки скважины. Под действием электрического поля наночастицы меди формируют оболочки из поляризованных и упорядоченно расположенных молекул диэлектрической компоненты смазочного материала (сульфонол и растительное масло). Толщина этой оболочки может достигать размеров граничного слоя на поверхности трения сопрягаемых тел между буровой колонной и крышкой корки ствола скважины. Это способствует их более полному разделению.

Наночастицы меди оказывают, при этом, в растворе микроабразивное действие на оксидные пленки, в итоге способствует образованию более прочной и утолщенной корки на стенках скважины. Она не дает отфильтровываться жидкости из раствора в пласт, а это способствует уменьшению вероятности дифференциальных прихватов.

В лабораторных условиях было установлено, что присутствие нанодисперсных частиц меди в растворе увеличивает толщину корки до 1,0 мм, то есть более чем в три раза, при этом происходит ее упрочнение за счет химической модификации меди в составе химреагентов предлагаемого раствора.

Выполненные электрографические исследования показали, что при бурении на корке стенки скважины образуются жидкокристаллические граничные слои. Ориентация молекул граничного слоя на поверхности трения воспроизводит ориентацию атомов или молекул покрытия, на котором этот слой располагается. Высокоупорядоченная структура молекул граничного слоя обладает большим сопротивлением разрушению при воздействии нагрузки и меньшим сопротивлением сдвига со стороны буровой колонны.

Таким образом, введение в состав известного бурового раствора с высокой смазывающей способностью (патент №2708849) дополнительно формиата калия, хлорида кальция и двухлористого магния будет способствовать уменьшению трения, липкости, прекращению фильтрации жидкости через корку, повышению ингибирующей составляющей, и, как результат, резкое уменьшение дифференциальных прихватов в процессе бурения скважины.

В лабораторных условиях оценено реологическое поведение предлагаемого раствора и установлена совокупность его математических моделей с улучшенными структурно-реологическими, фильтрационными и фрикционными свойствами.

Предложен комплексный по свойства многокомпонентный, высокомолекулярный ингибирующий раствор, обладающий очень высокими смазывающими, фильтрационными, крепящими свойствами с качественными реологическими параметрами.

5 Предлагаемый буровой раствор готовится непосредственно в полевых условиях, на имеющемся оборудовании. В растворомешалке сначала готовят раствор из мраморной крошки и воды, который обрабатывается затем полианионной целлюлозой (ПАЦ 85/700). Все остальные химреагенты вводятся в растворомешалку с постоянным перемешиванием. Порядок загрузки химреагентов следующий: отходы, получаемые
10 при изготовлении растительного масла, ФХЛС, хлористый калий, метилсиликонат калия, ацетат калия, сульфенол, бишофит, алюминат калия, нанодисперсная медь, ГКЖ-11, пеногаситель, формиат калия, хлорид кальция, хлорид магния, барит.

Определение реологических характеристик бурового раствора осуществляется по стандартным методикам. Буровой раствор необходимо обрабатывать рекомендуемыми
15 химреагентами после 4-х ступенчатой очистки. Для приготовления раствора применяется гидравлический диспергатор высокого давления.

Механизм ингибирования заключается в следующем: при введении в буровой раствор ингибирующих добавок происходит физико-химическое воздействие глины и катиона, который замещает свободные, отрицательно заряженные участки в кристаллической
20 решетке глинистых частиц. При катионном обмене активизируются ранее пассивные участки глин. Адсорбция на глинистых частицах катион-ингибирующих реагентов повышает их устойчивость к увлажнению, снижает набухание и разупрочнение глин.

Одним из основных условий сохранения устойчивости стенок скважины является обеспечение минимально возможного показателя фильтрации от 1,0 до 0,5 см³/30 мин.
25 Это условие выполняется с помощью полианионной целлюлозы (ПАЦ 85/700).

Установлено, что основную роль в интенсификации процесса разупрочнения глин играет не исходная влажность, а насыщение фильтратом бурового раствора под действием репрессии на пласт. Поглощение фильтрата бурового раствора происходит не столько под действием перепада давления в системе скважина-пласт, сколько в
30 результате физико-химического воздействия, развивающегося в самой глинистой породе. Наиболее оптимальными, с точки зрения устойчивости стенок скважины, являются случаи, когда в системе скважина-пласт устанавливается осмотическое равновесие, либо осмос направлен из пласта в скважину. Несмотря на то, что в случае действия осмоса из пласта в скважину происходит изменение показателей бурового раствора,
35 гораздо легче управлять им и поддерживать его в заданных пределах, чем бороться с осложнениями уже после дестабилизации ствола скважины.

Следовательно, устойчивость глин и уменьшение числа дифференциальных прихватов будет зависеть от правильно выбранной композиции химреагентов и, в первую очередь, от ингибирующего, фильтрационного и смазывающего состава реагентов. Это и есть
40 основная задача, требующая решения.

Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервалы пород, представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами, и успешно сооружать вертикальные скважины, а также наклонно направленные и
45 горизонтальные.

Использование реагентов со свойствами ингибиторов позволяет осуществлять управляемую коагуляцию, поддерживать показатель рН-среды требуемых пределах, регулировать структурно-реологические, фильтрационные показатели и оптимальный уровень лиофильности.

Выполненные лабораторные исследования позволили установить, что применение именно таких ингибиторов набухания глин одновременно в одном растворе позволило добиться синергетического эффекта, т.е. усиления ингибирующей составляющей промывочной жидкости, при этом каждый реагент, дополняя друг друга, усиливает крепящие свойства бурового раствора. Комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности. Кроме того, за счет подбора химреагентов в таком составе, происходит вытеснение натриевых катионов из глинистых отложений, натриевая глина переходит в кальциевую, а это также усиливает ингибирующую функцию, способствуя снижению гидратации и набухания, уменьшая выпучивание, текучесть, обвалы и осыпи пород.

Преимущество раствора разработанной рецептуры заключается в том, что в результате взаимодействия его с исследуемыми глинами концентрация ионов возрастает до 19000 и более мг/л. А это приводит к дополнительному улучшению качества раствора и свидетельствует о том, что осмотический процесс направлен из пласта в скважину. Наличие в растворе ионов калия и магния способствует росту изотонического коэффициента до 5,9. Таким образом, происходит увеличение количества осмотически активных частиц в растворе вследствие диссоциации электролита.

Предлагаемый раствор обладает очень высокими ингибирующими свойствами, практически нулевой фильтрацией, имеет улучшенные структурно-реологические, антиприхватные свойства и является оптимальным для осложненных условий бурения. Экспериментально подтверждено явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора указанными реагентами - ингибиторами.

При бурении разведочной скважины на объектах буровых работ Ростовской области доказано улучшение крепящих свойств раствора за счет синергетического эффекта от действия предлагаемых компонентов.

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

1) применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 м с горизонтальным окончанием, на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами

2) экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов раствора - комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности;

3) предлагаемый состав нового раствора обладает высочайшей ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений,

4) предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины, уменьшает кавернозность,

5) показано, что предлагаемый раствор обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок, при этом уменьшается риск дифференциальных прихватов, улучшается реологический профиль скоростей промывочной жидкости в кольцевом пространстве и повышается стабильность эмульсии. Это способствует эффективному выполнению гидравлической программы промывки скважины.

В заявленном растворе при оптимальном соотношении компонентов происходит синергетическое усиление эффективности ингибирующего, фильтрационного, смазочного, противоприхватного и противоизносного действия отдельных компонентов,

при этом раствор сохраняет свои свойства при температуре до 130°C.

Предложен комплексный по свойствам, многокомпонентный, высокомолекулярный, высококатионно-ингибированный буровой раствор с высокими антиприхватными, ингибирующими, фильтрационными, крепящими и смазывающими свойствами имеет

5 параметры: фильтрация раствора - 0,5-0 см³/за 30 минут, липкость корки равна 0,1, коэффициент трения меньше 0,1, толщина корки меньше 1,0 мм, плотность раствора от 1,1 до 1,25 г/см условная вязкость по СПВ-5 - 35-40 секунд, пластическая вязкость - 20-40 мПа·с, СНС 1/10 минут - 15-20/20-30 дПа, содержание песка меньше 0,5%,

10 содержание ионов Ca²⁺ больше 16000 мг/л, содержание ионов K⁺ больше 19000 мг/л.

Выполненные экспериментальные исследования (табл. 1) показали, что лучшим высококатионно-ингибирующим буровым раствором оказался раствор №8

15

20

25

30

35

40

45

Таблица 1. Компоненты бурового раствора

Реагенты	Массовое содержание реагента, %, в буровом растворе								
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Мраморная крошка (CaCO ₃)	5,0	6,0	6,0	7,0	8,0	9,0	9,0	10,0	
Полианионная целлюлоза (ПАЦ 85/700)	5,0	6,0	6,5	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
Хлористый калий (KCl)	2,0	2,0	2,0	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	
Феррохромлигно-сульфонат (ФХЛС)	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	4,5	5,0	
Метилсиликонат калия (CH ₃ SiO ₂ K)	1,0	2,0	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4,0	
Ацетат калия (CH ₃ COOK)	1,5	1,5	1,5	2,0	2,5	3,0	3,0	4,0	
Бишофит (MgCl ₂ ·6H ₂ O)	2,0	2,0	2,5	2,0	3,5	4,0	4,0	5,0	
Сульфонол	2,0	2,0	2,5	3,0	3,0	4,5	4,5	5,0	
Кремнийорганическая жидкость (ГКЖ-11)	2,0	2,5	3,0	3,5	3,5	4,0	4,0	5,0	
Пенегаситель Пента 465	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Барит (BaSO ₄)	0,5	1,0	1,0	2,0	2,0	3,0	4,0	5,0	
Медный купорос (CuSO ₄)	0,5	1,0	1,0	2,0	2,0	3,0	4,0	4,0	
Алюминат калия (K ₂ Al ₂ O ₄ · 3H ₂ O)	1,0	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	
Формиат калия K(HCOO)	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	
Хлорид кальция (CaCl ₂)	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	
Хлорид магния (MgCl ₂)	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	
Отходы, получаемые при изготовлении растительных масел в соотношении 55/45–80/20	55/45	60/40	65/35	65/35	75/25	75/25	75/25	80/20	
Суммарное количество воды и отходов, получаемых при изготовлении растительных масел	73,0	66,5	64,0	53,0	46,5	36,5	31,0	20,0	
ИТОГО, %	100	100	100	100	100	100	100	100	
Параметры раствора	Плотность г/см ³ (ареометр)	1,15	1,18	1,19	1,20	1,22	1,23	1,24	1,25
	Вязкость, с (СПВ-5)	30	32	33	34	35	36	37	40
	Водоотдача, см ³ /30мин (ВМ-6)	3,5	2,5	2,0	2,0	1,5	1,0	1,0	1,0
	Коэффициент трения(КТК-2)	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,09

(57) Формула изобретения

Высококатионно-ингибированный буровой раствор для бурения скважин, включающий мраморную крошку, полианионную целлюлозу, хлористый калий,

кремнийорганическую жидкость ГКЖ-11, сульфонол, метилсиликонат калия, алюминат калия, ацетат калия, бишофит, феррохромлигносульфонат, нанодисперсную медь, пеногаситель, барит, отходы, получаемые при изготовлении растительных масел, и воду, отличающийся тем, что дополнительно содержит формиат калия, хлорид кальция и хлорид магния при следующем соотношении компонентов, мас. %: мраморная крошка 5-10; полианионная целлюлоза 5-7; сульфонол 2-5; хлористый калий 2-5; метилсиликонат калия 1-4; ацетат калия 1,5-4; бишофит 2-5; формиат калия 1-5; феррохромлигносульфонат 1-5; ГКЖ-11 2-5; барит 0,5-5; пеногаситель Пента 465 0,5-1; алюминат калия 1-5; хлорид кальция 1-5; нанодисперсная медь 0,5-4; хлорид магния 1-5; жидкая фаза - вода и отходы, получаемые при изготовлении растительных масел, в соотношении 55/45-80/20 - остальное.

15

20

25

30

35

40

45