



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
C09K 8/575 (2022.08)

(21)(22) Заявка: 2022113154, 16.05.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
16.05.2022

Дата регистрации:
11.01.2023

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 16.05.2022

(45) Опубликовано: 11.01.2023 Бюл. № 2

Адрес для переписки:

109028, Москва, Покровский б-р, 3, стр. 1, ООО
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", отдел по работе с
интеллектуальной собственностью

(72) Автор(ы):

Бакиров Данияр Лябинович (RU),
Бабушкин Эдуард Валерьевич (RU),
Фаттахов Марсель Масалимович (RU),
Грицай Григорий Николаевич (RU),
Шаляпин Денис Валерьевич (RU),
Шаляпина Аделя Данияровна (RU),
Ваулин Владимир Геннадьевич (RU),
Волкова Людмила Анатольевна (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Общество с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь" (ООО
"ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь") (RU),
Общество с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" (ООО
"ЛУКОЙЛ-Инжиниринг") (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: RU 2386656 C1, 20.04.2010. RU
2755108 C1, 13.09.2021. RU 2698389 C1,
26.08.2019. RU 2541666 C1, 20.02.2015. US 2008/
0248975 A1, 09.10.2008.

(54) ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ЗАКРЕПЛЕНИЯ НЕУСТОЙЧИВЫХ ГЛИНИСТО-АРГИЛЛИТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

(57) Реферат:

Изобретение относится к области бурения нефтяных и газовых скважин, а именно к технологическим жидкостям на водной основе, применяемым для укрепления интервалов скважин, представленных неустойчивыми отложениями. Предлагаемая технологическая жидкость предназначена для закачивания в интервал неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений скважины и позволяет предотвращать осыпи и обвалы стенок скважины. В состав предлагаемой технологической жидкости входят: силикат натрия или калия для заполнения и скрепления пор и трещин стенок скважины, хлорид калия и полиэтиленгликоль для ингибирования процесса гидратации глин,

карбоксиметилцеллюлоза для создания «сшитой» структуры закачиваемой жидкости, сульфированный асфальт и окисленный битум для гидрофобизации поверхности стенок скважины при следующем содержании компонентов, мас. %: силикат натрия или калия - 4,5-7,0; карбоксиметилцеллюлоза - 1,5-3,5; хлорид калия - 9,0-15,0; полиэтиленгликоль - 0,1-0,4; сульфированный асфальт и окисленный битум (Ингидол ГГЛ) - 1,0-3,0; вода - остальное. Предлагаемая технологическая жидкость обеспечивает ингибирование процесса гидратации глинистой составляющей неустойчивых отложений, гидрофобизирует поверхность стенок скважин, скрепляет нестабильные породы за счет

R U 2 7 8 7 6 9 8 C 1

R U 2 7 8 7 6 9 8 C 1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC
C09K 8/575 (2022.08)

(21)(22) Application: **2022113154, 16.05.2022**

(24) Effective date for property rights:
16.05.2022

Registration date:
11.01.2023

Priority:

(22) Date of filing: **16.05.2022**

(45) Date of publication: **11.01.2023** Bull. № 2

Mail address:

**109028, Moskva, Pokrovskij b-r, 3, str. 1, OOO
"LUKOJL-Inzhiniring", otdel po rabote s
intellektualnoj sobstvennostyu**

(72) Inventor(s):

**Bakirov Daniyar Lyabipovich (RU),
Babushkin Eduard Valerevich (RU),
Fattakhov Marsel Masalimovich (RU),
Gritsaj Grigorij Nikolaevich (RU),
Shalyapin Denis Valerevich (RU),
Shalyapina Adelya Daniyarovna (RU),
Vaulin Vladimir Gennadevich (RU),
Volkova Lyudmila Anatolevna (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"LUKOJL - Zapadnaya Sibir" (OOO "LUKOJL
- Zapadnaya Sibir") (RU),
Obshchestvo s ogranichennoj otvetstvennostyu
"LUKOJL-Inzhiniring" (OOO
"LUKOJL-Inzhiniring") (RU)**

(54) **TECHNOLOGICAL LIQUID FOR FIXING UNSTABLE CLAY-ARGILLITE DEPOSITS IN OIL AND GAS WELLS**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to the field of oil and gas well drilling, namely to water-based process fluids used to strengthen well intervals represented by unstable deposits. The proposed process fluid is intended for injection into the interval of unstable clay-argillite deposits of the well and helps to prevent screes and collapses of the walls of the well. The composition of the proposed process fluid includes: sodium or potassium silicate for filling and bonding pores and cracks in the walls of the well, potassium chloride and polyethylene glycol to inhibit the process of clay hydration, carboxymethyl cellulose to create a "cross-linked" structure of the injected fluid, sulfonated asphalt

and oxidized bitumen to hydrophobize the surface of the walls wells with the following content of components, wt. %: sodium or potassium silicate - 4.5-7.0; carboxymethylcellulose - 1.5-3.5; potassium chloride - 9.0-15.0; polyethylene glycol - 0.1-0.4; sulfonated asphalt and oxidized bitumen (Ingidol GGL) - 1.0-3.0; water is the rest.

EFFECT: proposed process fluid provides inhibition of the process of hydration of the clay component of unstable deposits, hydrophobizes the surface of the well walls, holds together unstable rocks due to silicification - the formation of silicon gel.

1 cl, 4 tbl

Изобретение относится к области бурения нефтяных и газовых скважин, а именно к технологическим жидкостям на водной основе, применяемым для укрепления интервалов скважин, представленных неустойчивыми отложениями.

Известен закрепляющий агент, предназначенный для стабилизации призабойной зоны песчано-глинистых пластов, который по составу представляет собой 5% водный раствор полиэтиленполиами́на (патент: SU 1303698).

Заявляемый результат достигается за счет ингибирования процесса гидратации глин. Основным недостатком изобретения является низкое крепящее воздействие полиэтиленполиами́на на призабойную зону пластов.

Известны способы упрочнения глинистых пород на стадии бурения за счет специально добавляемых в буровой раствор реагентов, обеспечивающих химическую и физическую кольтматацию пор и микротрещин в приство́льной зоне скважины (патент: SU 977470).

Однако, указанные известные способы недостаточно эффективны, так как не предотвращают гидратацию глин в процессе бурения, а лишь снижают скорость ее увлажнения.

Известны способы закрепления (упрочнения) пород приство́льной зоны специально приготовленными крепящими составами на основе осаждаемых реагентов (в основном, на основе силикатов или солей алюминия), которые закачивают в скважину после вскрытия части интервала или всего интервала неустойчивых пород (патенты: SU 1752750, USA 4120369).

Указанные способы недостаточно эффективны и технологичны, так как применяемые в них специально приготовленные крепящие составы характеризуются несовместимостью с буровым раствором, высоким коагулирующим действием, низкими изолирующими свойствами в отношении кавернозной части ствола скважины.

Известна блокирующая жидкость «ЖГ-ИЭР-Т», предназначенная, в том числе, для бурения и глушения скважин, характеризующихся наличием неустойчивых, подверженных гидратации горных пород. Указанная блокирующая жидкость представляет собой термостойкую эмульсионную систему, в которой дисперсионной средой является углеводородная фаза - нефть или дизельное топливо, а дисперсной фазой - водная фаза с заданной минерализацией, стабилизированная эмульгатором. В состав водной фазы введен также структурообразователь, гидрофобизатор и, при необходимости, утяжелитель (патент: RU 2357997).

Состав блокирующей жидкости по патенту RU 2357997, мас. %:

35	Углеводородная фаза - нефть или дизельное топливо	38,0-60,0
	Органофильная глина	1,0-3,0
	Эмульгатор «МР» или нефтенол «НЗб»	1,9-3,5
	Гидрофобизатор «АБР»	0,5-2,2
40	Минерализованная водная фаза	28,0-52,0
	Регулятор фильтрации - мел	2,4-5,2

К недостаткам данной известной блокирующей жидкости относится использование в качестве углеводородной фазы нефти или дизельного топлива, являющихся по своим физико-химическим и токсикологическим характеристикам пожаро- и экологически опасными веществами, запрещенными к использованию в районах со статусом особо охраняемых территорий.

Известен тампонажный состав для изоляции и предупреждения обвалообразований в кавернозной части ствола скважин путем смешивания портландцемента,

глинопорошка, воды и добавок на основе силикатов щелочных металлов и производных высших жирных кислот (патент: RU 2489468).

Тампонажный состав по патенту RU 2489468, мас. %:

5	Портландцемент	10,0-35,0
	Глинопорошок	5,0-12,5
	Силикаты щелочных металлов	5,0-10,0
	Производные высших жирных кислот	1,0-2,5
	Вода	остальное

10 Недостатками данного способа являются несовместимость с буровым раствором и высокое коагулирующее действие.

Известен способ укрепления неустойчивых пород в процессе бурения скважин, основанный на закачке гидрофобизирующего состава, содержащего углеводородный продукт, талловое масло или продукт его переработки, аминоксодержащий эмульгатор обратных эмульсий, указанный ингибированный полимерный буровой раствор -

15 остальное (патент: RU 2436826).

Состав гидрофобизирующего состава по патенту RU 2436826, мас. %:

20	Углеводородный продукт	10,0-60,0
	Талловое масло или продукт его переработки	1,0-3,0
	Аминоксодержащий эмульгатор обратных эмульсий	1,0-3,0
	Ингибированный полимерный буровой раствор	остальное

25 Основным недостатком данного способа является отсутствие в составе гидрофобизирующей ванны компонентов крепящего действия.

Наиболее близким по составу к заявленному технологическому решению является буровой раствор для строительства скважин в осложненных горно-геологических условиях, содержащий глинопорошок, реагент-стабилизатор (смесь из продукта модификации жирных кислот калиевой щелочью и неионогенного поверхностно-

30 активного вещества), углеводородную гидрофобизирующую фазу (смесь диоксановых спиртов с массовой долей гидроксильных групп в пределах 15-36%), хлорид калия, силикат калия и воду - остальное (патент: RU 2386656).

Состав технологической жидкости по патенту R.U 2386656, мас. %:

35	Глинопорошок	1,0-4,0
	Реагент-стабилизатор	0,5-0,85
	Углеводородная фаза	2,0-5,0
	Хлорид калия	1,0-15,0
	Силикат калия	0,5-2,0
40	Вода	остальное

Известная технологическая жидкость, по данным патентообладателя, характеризуется: псевдопластичными свойствами течения - для обеспечения необходимой выносной и удерживающей способности бурового раствора и снижения гидравлических сопротивлений; высокими ингибирующими свойствами - для сохранения устойчивости

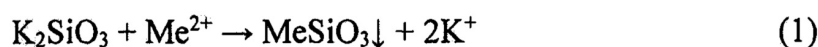
45 глинистых пород, слагающих стенки скважины; высокими смазочными и гидрофобизирующими свойствами - для улучшения условий работы породоразрушающего инструмента на забое, облегчения прохождения бурильной колонны и предотвращения прихватов в сильно искривленном и горизонтальном

участках ствола скважины; низкой скоростью динамической фильтрации - для предотвращения отрицательных последствий проникновения больших объемов бурового раствора и его фильтрата в приствольную зону скважины; высокой устойчивостью физико-химических и технологических свойств к поступлению химически активных примесей в процессе бурения или при проведении работ по ликвидации осложнений.

Основными недостатками данного бурового раствора являются меньшие по сравнению с заявленной технологической жидкостью ингибирующая и крепящая способности.

Заявленная технологическая жидкость характеризуется способностью ингибировать процесс гидратации глин, гидрофобизировать поверхность стенок скважин, скреплять трещины.

Повышение прочности скрепления пород, слагающих стенки скважин, достигается за счет заполнения порового и трещиноватого пространства стенок скважин силикатов натрия или калия, а также продуктами их взаимодействия с солями поливалентных металлов:



Получаемый кремниевый гель способен повышать стабильность стенок скважин в интервалах залегания неустойчивых отложений.

В таблице 1 приведены концентрации ингредиентов в заявленной и в известной технологической жидкости.

Таблица 1

Концентрации ингредиентов в заявленной и в известной технологической жидкости

№ состава	Компонентный состав, мас. %								Вода
	Глино-порошок	Реагент-стабилизатор	Угледородная фаза	Хлорид калия	Силикат калия	Карбоксиметилцеллюлоза	Полиэтиленгликоль	Сульфированный асфальт и окисленный битум (Ингидол ГГЛ)	
Технологическая жидкость по патенту RU 2386656 - прототипу									
1*	4,0	0,5	3,0	10,0	0,5	—	—	—	82,0
2*	2,5	0,6	4,0	12,0	2,0	—	—	—	78,9
Заявленная технологическая жидкость									
3	—	—	—	9,0	4,5	1,5	0,1	1,0	83,9
4	—	—	—	15,0	7,0	3,5	0,4	3,0	71,1
* соответствуют составам примеров 5 и 6, приведенных в патенте RU 2386656									

В таблице 2 приведены параметры, измеренные у воспроизведенных составов прототипа и заявленной технологической жидкости. Из данных таблицы 2 видно, что раствор прототипа обладает меньшей ингибирующей способностью по отношению к процессу гидратации глин по сравнению с заявленной технологической жидкостью.

Таблица 2

Параметры заявленной и известной технологической жидкости

№ соответс-твует раствору из табл. 1	Плотность, кг/м ³	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	Пластическая вязкость, мПа·с	Динамическое напряжение сдвига, дПа	Статическое напряжение сдвига, дПа		Диспергирование при 110 °С в течение 16 ч, % ¹⁾	Набухание за 24 ч, % ²⁾
					10 с	10 мин		
Технологическая жидкость по патенту RU 2386656 - прототипу								
1	1,06	10,0	15,0	196,0	105,6	134,4	17,5	21,4
2	1,06	8,0	13,0	186,0	43,2	57,6	11,4	16,2
Заявленная технологическая жидкость								
3	1,07	6,0	41,0	160,0	11,0	25,0	6,9	13,1
4	1,11	4,0	45,0	250,0	33,0	46,0	5,1	11,1
¹⁾ испытание проводилось в вальцовой печи в динамических условиях в течение 16 ч при температуре 110 °С. В качестве модельного шлама использовали высушенный до постоянной массы керн Покачевских глин (Покачевской свиты) Ватьеганского месторождения фракции 2,5-5,0 мм;								
²⁾ испытание проводили с применением измерителя линейного набухания компании FANN модели LSM 2000 (Linear Swell Meter). При этом применялся глинистый керн покачевской свиты Ватьеганского месторождения, являвшегося крышкой пласта БВ ₁								

Задачей изобретения является создание технологической жидкости, предназначенной для закрепления неустойчивых пород путем закачки в скважину и выдержки установленное время; характеризующейся минимальными значениями линейного набухания глинистых образцов, диспергирования и способности разупрочнять глинистые породы; обладающей реологическими свойствами, позволяющими производить закачку в скважину; способной обеспечить гидрофобизацию поверхности стенок скважин и скрепление трещин неустойчивых пород.

Технический результат, реализуемый предлагаемым изобретением, заключается в обеспечении стабильности ствола скважины при бурении в интервале залегания неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений, за счет ингибирования процесса гидратации глин, достигаемого при совместном применении хлорида калия, силиката и полиэтиленгликоля, гидрофобизации поверхности стенок скважин и скрепления трещин в результате силикатизации - образования кремниевого геля.

Указанный технический результат достигается тем, что в состав заявленной технологической жидкости для закрепления неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений в нефтяных и газовых скважинах входит силикат натрия или калия, хлорид калия, вода и дополнительно в качестве понизителя фильтрации карбоксиметилцеллюлоза, в качестве дополнительного ингибитора процесса гидратации глин полиэтиленгликоль, в качестве гидрофобизатора комплексный реагент Ингидол ГГЛ, включающий сульфированный асфальт и окисленный битум, при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

Силикат натрия или калия	4,5-7,0
Карбоксиметилцеллюлоза	1,5-3,5
Хлорид калия	9,0-15,0
Полиэтиленгликоль	0,1-0,4
Ингидол ГГЛ	1,0-3,0
Вода	остальное

Состав заявленной технологической жидкости обеспечивает стабилизирующее, ингибирующее и крепящее воздействия на глинисто-аргиллитовых отложения.

Стабилизирующее действие достигается за счет возникновения синергетического эффекта при совместном применении сульфированного асфальта, окисленного битума, хлорида калия и карбоксиметилцеллюлозы; ингибирующее действие достигается путем применения хлористого калия и полиэтиленгликоля; крепящее воздействие - силикатом натрия или калия, что в совокупности позволяет существенно увеличить устойчивость стенок скважины в интервале залегания глинисто-аргиллитовых отложений, склонных к осыпям и обвалам.

В состав заявленной технологической жидкости входят химические реагенты, представленные в таблице 3.

Таблица 3

Химические реагенты, входящие в состав заявленной технологической жидкости

Наименование	Нормативный документ, описывающий требования к качеству	Производитель
Силикат натрия или калия (Na_2SiO_3 или K_2SiO_3)	ГОСТ Р 50418-92 или ТУ 200101299.013-2012	ОАО «Домановский производственно-торговый комбинат»
Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ-85/700	ТУ 2231-001-5353-5770-2010	ООО «Давос-Трейдиг»
Хлорид калия (КСИ)	ГОСТ 4568-95	–
Полиэтиленгликоль ПЭГ 2000	ТУ 2483-008-71150986-2006 с Изм. 1-5	ОАО «БЕЛХИМ»
Комплексный реагент Ингидол ГГЛ	ТУ 2458-131-14023401-2016	ООО «Химпром»

Состав заявленной технологической жидкости представлен в таблице 4.

Таблица 4

Состав заявленной технологической жидкости

Наименование реагента	Назначение реагента	Концентрация реагента	
		мас. %	г/л
Силикат натрия или калия	Крепящая и изолирующая добавка, ингибитор	4,5-7,0	50-85
Карбоксиметилцеллюлоза КМЦ-85/700	Понизитель фильтрации, регулятор реологии	1,5-3,5	15-40
Хлорид калия (КСИ)	Ингибитор	9,0-15,0	100-180
Полиэтиленгликоль ПЭГ 2000	Ингибитор	0,1-0,4	1-5
Комплексный реагент Ингидол ГГЛ	Гидрофобизатор	1,0-3,0	10-35
Вода техническая	–	83,9-71,1	925-855

Применение заявленной технологической жидкости осуществляется после разбуривания интервала глинисто-аргиллитовых отложений, склонных к осыпям и обвалам, и заключается в закачке закрепляющей жидкости в интервал неустойчивых отложений с последующей выдержкой необходимого времени взаимодействия жидкости со стенками скважины под избыточным давлением 20-30 атм.

Целью применения заявленной технологической жидкости является предотвращение гидратации, диспергирования и разупрочнения неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород, возникновения осыпей и обвалов.

Плотность заявленной технологической жидкости можно регулировать количеством введенного хлористого калия и, при необходимости достижения более высокой

плотности, введением в состав мраморной крошки.

Порядок приготовления заявленной технологической жидкости:

1. В емкость для раствора набирают техническую воду в количестве расчетного объема технологической жидкости с учетом мертвой зоны насосов.

5 2. Через гидворонку производят ввод в емкость КМЦ-85/700. Ввод КМЦ производят со скоростью 1 мешок течение 10-15 мин.

3. После ввода КМЦ производят перемешивание полученного раствора гидворонкой в течение не менее 30 мин.

10 4. После перемешивания производят ввод силиката, хлорида калия, Ингидол-ГГЛ и полиэтиленгликоля ПЭГ-2000.

5. Полученный раствор перемешивают гидворонкой в течение не менее 15 мин.

6. После перемешивания, в случае необходимости, в раствор вводят мраморную крошку в количестве, достаточном для его утяжеления до плотности рабочего бурового раствора.

15 7. Дополнительной техники для приготовления и закачки технологической жидкости не требуется. В случае отсутствия на буровой установке насосов с регулируемым количеством ходов, закачку технологической жидкости и создание давления в скважине при закрытых трубных плашках осуществляют цементировочным агрегатом.

Порядок применения заявленной технологической жидкости:

20 1. После разбуривания неустойчивого интервала пород производят промывку с расхаживанием инструмента в течение одного цикла циркуляции.

2. После промывки скважины приступают к закачке технологической жидкости.

3. После закачки технологической жидкости осуществляют ее продавку в интервал установки расчетным объемом рабочего бурового раствора.

25 4. После установки технологической жидкости на равновесие трубного и затрубного уровней, производят подъем инструмента в башмак кондуктора.

5. После подъема инструмента производят закрытие трубных плашек и создание давления в манифольде 20-30 атм.

6. Поддерживают давление в манифольде в течение 2-3 ч.

30 7. Производят сброс давления и открытие трубных плашек. Выполнены опытно-промышленные работы по оценке эффективности

заявленного состава технологической жидкости на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Источники информации:

35 1. SU 1303698, 30.12.1984 г., С09К 8/504, опубл. 15.04.1987 Бюл. №14;

2. SU 977470, 09.12.1980 г., С09К 8/05, опубл. 30.11.1982 Бюл. №44;

3. SU 1752750, 25.01.1990 г., С09К 7/02, опубл. 07.05.1992 Бюл. №29;

4. USA 4120369, 03.10.1977 г., С09К 8/5045, опубл. 17.10.1978;

5. RU 2357997, 19.11.2007 г., С09К 8/42, опубл. 10.06.2009 Бюл. №16;

40 6. RU 2489468, 13.02.2012 г., С09К 8/467, опубл. 10.08.2013 Бюл. №22;

7. RU 2436826, 04.05.2010 г., С09К 8/28, опубл. 20.12.2011 Бюл. №35;

8. RU 2386656, 13.11.2008 г., С09К 8/28, опубл. 20.04.2010 Бюл. №11.

(57) Формула изобретения

45 Технологическая жидкость для закрепления неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений в нефтяных и газовых скважинах, включающая силикат, хлорид калия, воду, отличающаяся тем, что содержит силикат натрия или калия и дополнительно в качестве понизителя фильтрации карбоксиметилцеллюлозу, в качестве дополнительного

ингибитора процесса гидратации глин полиэтиленгликоль, в качестве гидрофобизатора комплексный реагент Ингидол ГГЛ, включающий сульфированный асфальт и окисленный битум, при следующем соотношении ингредиентов, мас. %:

5	Силикат натрия или калия	4,5-7,0
	Карбоксиметилцеллюлоза	1,5-3,5
	Хлорид калия	9,0-15,0
	Полиэтиленгликоль	0,1-0,4
	Ингидол ГГЛ	1,0-3,0
	Вода	остальное

10

15

20

25

30

35

40

45