

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **037804**

(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.05.24

(51) Int. Cl. **C09K 8/10** (2006.01)

(21) Номер заявки
201900381

(22) Дата подачи заявки
2019.06.24

**(54) ИНГИБИРУЮЩИЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ
ВЫСОКОКОЛЛОИДАЛЬНЫХ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

(43) **2020.12.30**

(56) RU-C2-2561630
RU-C1-2266312
RU-C1-2655267
RU-C1-2186819
RU-C1-2687815

(96) **2019/EA/0061 (BY) 2019.06.24**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ
ОБЪЕДИНЕНИЕ
"БЕЛОРУСНЕФТЬ" (BY)**

(72) Изобретатель:
**Серебренников Антон Валерьевич,
Повжик Пётр Петрович, Порошин
Дмитрий Валерьевич, Добродеева
Инна Владимировна, Дегтярёв
Филипп Вячеславович (BY)**

(74) Представитель:
Громыко С.В. (BY)

(57) Изобретение относится к нефтегазовой отрасли, а именно к биополимерным безглинистым буровым растворам, предназначенным для ингибирования высококоллоидальных глинистых пород во время их бурения. Сущность изобретения: ингибирующий буровой раствор включает полианионную целлюлозу низкой степени вязкости, биополимер ксантанового типа, органический ингибитор глин полиэколь, минеральный ингибитор глин хлорид калия, утяжелитель в виде мела и доломита, бактерицид, регулятор pH, пеногаситель и воду при следующем соотношении компонентов, мас. %: полианионная целлюлоза низкой вязкости - 0,4-0,8; биополимер ксантанового типа - 0,17-0,30; ингибитор полиэколь - 1,4-2,5; ингибитор хлорид калия - 0,7-1,6; мел - 5-14; доломит - 5-14; бактерицид - 0,04-0,09; регулятор pH - 0,03-0,05; пеногаситель - 0,03-0,05; вода - остальное. Технический результат заключается в улучшении технологических показателей, минимизации осложнений и предупреждении деформационной неустойчивости ствола скважины при бурении горных пород, представленных высококоллоидальными глинистыми отложениями.

037804 B1

037804 B1

Изобретение относится к нефтегазовой отрасли (бурению нефтяных и газовых скважин), а именно к биополимерным безглинистым буровым растворам, предназначенным для ингибирования высококоллоидальных глинистых пород во время их бурения. Данный раствор идеально подходит для бурения скважин в активных глинистых породах в различных гидрогеологических условиях.

Известен буровой раствор без твердой фазы с повышенными ингибирующими свойствами [1], содержащий понизитель фильтрации - карбоксиметилцеллюлозу, ингибирующую и утяжеляющую добавку - хлористый натрий NaCl, структурообразователь - ксантановый биополимер Кет Х, смазочные добавки биолуб LVL и глитал, при этом в качестве ингибирующей и утяжеляющей добавки используются углекислый калий K_2CO_3 и полигликоли - гликойл.

Недостатками данного технического решения являются низкая солестойкость за счет использования карбоксиметилцеллюлозы; отсутствие надежного бактерицида, что приводит к быстрой биодеградации полимеров, содержащихся в буровом растворе, и нарушению его технологических характеристик.

Известен безглинистый высокоингибированный буровой раствор [2], содержащий полианиновую целлюлозу, хлористый калий, метилсиликат калия, ацетат калия, пеногаситель, мраморную крошку, ксантановый биополимер, органическую ингибирующую добавку ФК-2000 Плюс М и воду.

Недостатком этого бурового раствора является то, что он не стоек к воздействию минерализованных вод, содержащих ионы щелочно-земельных металлов. Наличие водорастворимой соли кремневой кислоты в буровом растворе будет приводить к выпадению осадков в виде силикатов щелочно-земельных металлов и нарушению баланса ионов, что в конечном счете приведет к нестабильности характеристик бурового раствора.

Наиболее близким по технологической сущности к заявляемому изобретению является биополимерный буровой раствор СБК-UNI-DRILL-PRO (HARD) [3], содержащий полианионную целлюлозу низкой степени вязкости, полианионную целлюлозу высокой степени вязкости, биополимер ксантанового типа, смазочную добавку в виде продукта жирных кислот триглицеридов с числом углеродных атомов от 14 до 24, соли щелочных и/или щелочно-земельных металлов KCl, NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$, бишофит; ингибитор реагент гликойл, бактерицид, разнофракционный утяжелитель - сернокислый барий, гидроксид натрия и воду при следующем соотношении компонентов, мас. %: полианионная целлюлоза низкой степени вязкости (степень замещения 0,9, динамическая вязкость <100 мПа·с - по методу Брукфильда) - 0,2-1,5; полианионная целлюлоза высокой степени вязкости (степень замещения 0,9, динамическая вязкость >1000 мПа·с - по методу Брукфильда) - 0,2-1,5; биополимер ксантанового типа - 0,1-0,6; смазочная добавка - 0,07-3,5; соли щелочных и/или щелочно-земельных металлов KCl, NaCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$, бишофит - 3,0-40,0; гидроксид натрия - 0,1-0,6; ингибитор реагент гликойл - 0,5-1,0; бактерицид - 0,01-0,2; разнофракционный утяжелитель - сернокислый барий - до 80; вода - остальное.

Однако данный буровой раствор имеет изначально высокие реологические характеристики (условная вязкость, пластическая вязкость, статическое напряжение сдвига, динамическое напряжение сдвига), что приведет к резкому росту реологических характеристик при бурении высокоактивных глин.

Задачей, на решение которой направлено изобретение, является улучшение технологических показателей, минимизация осложнений и предупреждение деформационной неустойчивости ствола скважины при бурении горных пород, представленных высококоллоидальными глинистыми отложениями с прослоями песчаников и алевролитов за счет улучшения ингибирующих, крепящих свойств бурового раствора на водной основе при одновременном снижении солеобразования.

Поставленная задача решается за счет того, что ингибирующий буровой раствор для бурения высококоллоидальных глинистых отложений, включающий полианионную целлюлозу низкой степени вязкости, биополимер ксантанового типа, органический ингибитор глин реагент гликолевого ряда, утяжелитель, бактерицид, регулятор pH и воду, согласно изобретению дополнительно содержит пеногаситель и минеральный ингибитор глин хлорид калия, в качестве реагента гликолевого ряда используется полиэколь, а в качестве утяжелителя используется мел и доломит при следующем соотношении компонентов, мас. %: полианионная целлюлоза низкой вязкости - 0,4-0,8; биополимер ксантанового типа - 0,17-0,30; ингибитор полиэколь - 1,4-2,5; ингибитор хлорид калия - 0,7-1,6; мел - 5-14; доломит - 5-14; бактерицид - 0,04-0,09; регулятор pH - 0,03-0,05; пеногаситель - 0,03-0,05; вода - остальное.

Кроме этого, в качестве вышеуказанного биополимера ксантанового типа, играющего роль регулятора реологических свойств, может быть использован любой полисахарид на основе ксантана, например различные марки ксантановой камеди, полученной в результате воздействия бактерий на углеводы, имеющие молекулярную массу приблизительно 5000000 и пластическую вязкость 1% раствора в 1% растворе KCl 1300-1600 сП, в частности гаммаксан (ТУ 2458-010-82330939-1009 ГК "Миррико"), MHF80PLUS (Zibo Nailan Chemical Co., Ltd.).

Помимо этого в качестве вышеуказанного регулятора pH может быть использован гидроксид калия.

Для предотвращения биоразложения полимеров, входящих в состав бурового раствора, используется бактерицид, например Proxel TN (Code 75216).

Используемые в вышеуказанном буровом растворе полианионные целлюлозы низкой вязкости имеют эффективную вязкость не более 40 мПа·с, например Оснопак Н-О (ТУ 2231-011-63121839-2010

ГК "Миррико"), ХимПАК марки Н (ТУ 2458-005-14023401-2011 ООО "Химпром").

Хлорид калия (ТУ ВУ 600122610.021-2011) выполняет функцию минерального ингибитора набухания глинистых сланцев.

Мел (ТУ ВУ590118065.034-2017) и доломит (ГОСТ 14050-93) выполняют функции утяжелителей и коркообразователей в буровом растворе.

Функцию органического ингибитора глин выполняет реагент гликолевого ряда - полиэколь (ТУ ВУ 2458-021-97457491-2010).

Для предотвращения пенообразования, а следовательно, и ухудшения технологических характеристик используется пеногаситель, например Пента-461 (ТУ 2257-040-40245042-2002 ООО "Пента-91").

В заявляемом ингибирующем буровом растворе подобрано соотношение реагентов, обеспечивающее оптимальные ингибирующие свойства, сохраняя при этом остальные технологические параметры на необходимом уровне.

Достижение технического результата обеспечивается комплексным воздействием всех компонентов, входящих в состав заявляемого ингибирующего бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов.

Изобретение поясняется графиками, где на фиг. 1 изображен график линейного расширения двух исследуемых и контрольного растворов во времени; на фиг. 2 - динамика капиллярного впитывания исследуемых жидкостей глинистыми образцами.

Технология приготовления в лабораторных условиях заявляемого ингибирующего бурового раствора для бурения высококоллоидальных глинистых отложений показана на следующих примерах.

Пример 1. Для приготовления 1000 мл раствора плотностью 1,10 г/см³ в 500 мл воды при перемешивании добавляется 0,6 г бактерицида. Далее при интенсивном перемешивании вводится 2,5 г ксантановой камеди, время диспергирования 20 мин. В полученную суспензию добавляется 0,5 г гидроксида калия (ГОСТ 9285-78). Через 5 мин осуществляется ввод полианионной целлюлозы низкой вязкости оснопак Н-О 6 г, время диспергирования 15 мин. Вводится минеральный ингибитор глин хлорид калия в количестве 10 г. Далее производится ввод мела 70 г и доломита 70 г, время диспергирования 15 мин. Осуществляется ввод ингибитора полиэколь 20 г. Вводится расчетное количество пеногасителя пента-461 0,4 г. После введения всех компонентов общий объем доводится водой до 1000 мл, затем приготовленный буровой раствор перемешивают 20 мин.

Пример 2. Для приготовления 1000 мл раствора плотностью 1,18 г/см³ в 500 мл воды при перемешивании добавляется 0,6 г бактерицида. Далее при интенсивном перемешивании вводится 2,5 г ксантановой камеди, время диспергирования 20 мин. В полученную суспензию добавляется 0,5 г гидроксида калия. Через 5 мин осуществляется ввод полианионной целлюлозы низкой вязкости оснопак Н-О 6 г, время диспергирования 15 мин. Вводится минеральный ингибитор глин хлорид калия в количестве 10 г. Далее производится ввод мела 140 г и доломита 140 г, время диспергирования 15 мин. Осуществляется ввод ингибитора полиэколь 20 г. Вводится расчетное количество пеногасителя пента-461 0,4 г. После введения всех компонентов общий объем доводится водой до 1000 мл, затем приготовленный буровой раствор перемешивают 20 мин.

Оценка основных технологических параметров исследуемых растворов проводилась с помощью стандартных приборов и методик (Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам. М.: Недра, 1979; API Recommended practice 13B-1 Fifth Edition/ISO 10414-1:2017).

В лабораторных условиях анализировали следующие показатели свойств буровых растворов:

плотность (ρ , г/см³) измерялась на рычажных весах фирмы OFITE;

условная вязкость (УВ, с/500 мл) измерялась при помощи ВБР-2;

показатель фильтрации (ПФ, см³ при перепаде давления 0,1 МПа) измеряли на фильтр-прессе фирмы OFITE;

реологические свойства - пластическую вязкость (PV, мПа·с), динамическое напряжение сдвига (УР, дПа) и параметр Gel через 10 с и 10 мин (Gel_{10/10}, фунт/100 фут²) замеряли на ротационном 8-скоростном вискозиметре фирмы OFITE;

водородный показатель (рН) замеряли на приборе Mettler Toledo.

В табл. 1 приведены сведения о технологических параметрах двух исследованных растворов.

Таблица 1

№ п/п	ρ , г/см ³	УВ, с/500 мл	ПФ, см ³ /30мин при 0,1 МПа	Gel _{10/10} , фунт/100фут ²	PV, мПа·с	УР, дПа	рН
1	1,10	35	3,8	4/7	13	17	11,3
2	1,18	51	3,2	6/11	23	21,9	11,15

Данные, приведенные в табл. 1, показывают, что заявляемый раствор имеет относительно низкие значения показателя фильтрации при перепаде давления 0,1 МПа, т.е. образует достаточно прочную полимерную корку. Буровой раствор имеет высокое значение рН, что создает благоприятную среду для работы компонентов раствора и предотвращает его биологическую деструкцию. Способность раствора при определенной скорости сдвига приобретать свойства вязкоупругого тела обеспечивает хорошую очистку ствола скважины от выбуренной породы, а невысокие значения пластической вязкости обеспе-

чивают хорошую очистку бурового раствора от шлама на поверхности.

Относительную ингибирующую способность предлагаемой системы бурового раствора оценивали при помощи прибора определения набухания глин в динамических условиях - тестере линейного расширения Dynamic Linear Swellmeter OFITE. В качестве модели глинистой породы использовались образцы бентонита марки ПБМВ (влажность 8-10%), спрессованные при 6000 psi. Мерой ингибирующих свойств раствора является изменение высоты образца за время. Данные исследований представлены в табл. 2 и на фиг. 1.

Таблица 2

Раствор	Изменение высоты образца, %
Контроль (дистиллированная вода)	81,04
Раствор №1	34,3
Раствор №2	39,6

Также проводили определение межфазного натяжения на тензиометре автоматическом K100 KRUSS (Kruss GmbH, Germany). В качестве испытуемых жидкостей в данной методике использовался фильтрат предлагаемого бурового раствора, а в качестве контрольных образцов использовались вода пресная и 3% р-р хлорида калия. В качестве образца материала использовался бентонит марки ПБМВ.

Результаты, полученные на тензиометре, представлены в виде графиков на фиг. 2, где

1 - пресная вода,

2 - пресная вода после пропитки 0,5 мл 3% р-ра хлорида калия;

3 - пресная вода после пропитки 0,5 мл фильтрата исследуемого раствора;

4 - 3% р-р хлорида калия;

5 - фильтрат исследуемого раствора.

Анализ полученных данных показал, что во время пропитки фильтрат, содержащий хлорид калия и полиэколь (исследуемый раствор), проникает в пространство между пластинками образца шлама и не набухает (фиг. 2, график 5), тем самым гидрофобизирует породу;

вода быстро набухает и не может пройти через образец шлама, т.е. делает образец более гидрофильным (фиг. 2, график 1);

раствор, содержащий хлорид калия, занимает среднее положение между водой и фильтратом, содержащим полиэколь (фиг. 2, график 4), происходит частичная гидрофобизация поверхности образца.

Динамика набухания при прохождении жидкостей находится в такой же зависимости:

при прохождении воды процесс набухания происходит моментально;

скорость прохождения фильтрата исследуемого раствора составляет 80 с - процесс набухания отсутствует;

скорость прохождения раствора хлорида калия 220 с, т.е. скорость существенно замедляется, идёт постепенный процесс набухания глины.

Согласно результатам тестирования фильтрат предлагаемого ингибирующего бурового раствора за счет наличия в составе органического ингибитора гликолевого ряда - полиэколя меняет характер капиллярного смачивания между частичками глины в породе, следовательно, понижается активность водной фазы, образует гидрофобный слой на глине, предотвращает осмотическое набухание.

Пример конкретного выполнения.

Предлагаемый ингибирующий буровой раствор был применен при бурении надсолевой части ряда скважин Припятского прогиба. Для надсолевой части Припятского прогиба характерно чередование высококоллоидальных глинистых отложений с песками, песчаниками, алевролитами и известняком. Далее в табл. 3 представлены скважины, интервалы проведения работ и геологическая характеристика разбуриваемых пород.

Таблица 3

№ п/п	Скважина	Интервал проведения работ, м	Геологическая характеристика разреза
1	2	3	4
1	114п Мармовичская	225-775	Разрез представлен чередованием глин, песчаников, алевролитов и мергелей
2	332 Речицкая	205-690	Разрез представлен чередованием глин, песков и песчаников, а также вкраплениями доломита глинистого и мергелей
3	223 Речицкая	215-1455	Разрез представлен чередованием глин, песков и песчаников с вкраплениями доломита и известняка
4	219 Речицкая	205-655	Разрез представлен чередованием глин, песков и песчаников
5	41п Некрасовская	290-3050	Разрез представлен чередованием глин, алевролитов, глинистых известняков с вкраплениями доломита и мергеля доломитового

В табл. 4 представлено время бурения данных интервалов, а также ускорение бурения по сравнению с близлежащими (базовыми) скважинами.

Таблица 4

№ п/п	Скважина	Время, затраченное на бурение интервала, ч	Сокращение времени бурения по сравнению со средним временем бурения аналогичных интервалов на ближайших скважинах, ч
1	114п Мармовичская	114	15
2	332 Речицкая	120	53
3	223 Речицкая	288	17
4	219 Речицкая	104	69
5	41п Некрасовская	1056	324

Как видно из приведенных данных табл. 4, использование ингибирующего бурового раствора для бурения высококоллоидальных глинистых отложений позволяет сократить время, затрачиваемое на бурение интервала высокоактивных глин, за счет ускорения самого процесса бурения (влияние ингибирующих свойств бурового раствора), а также за счет сокращения времени, затрачиваемого на вспомогательные операции (чистка долота от сальников, разбавление бурового раствора, проработки и т.д.), что в результате повышает устойчивость ствола скважин.

Таким образом, при бурении горных пород, представленных высококоллоидальными глинистыми отложениями, достигается улучшение технологических показателей бурового раствора, минимизируются осложнения и предупреждается деформационная неустойчивость ствола скважины за счет улучшения ингибирующих, крепящих свойств бурового раствора.

Источники информации.

1. RU 2375405, МПК E21B 21/00, опубл. 2009.06.20.
2. RU 2011128219 A, МПК C09K 8/20, опубл. 2013.12.10.
3. RU 2561630 C2, МПК C09K 8/10, опубл. 2015.08.27.

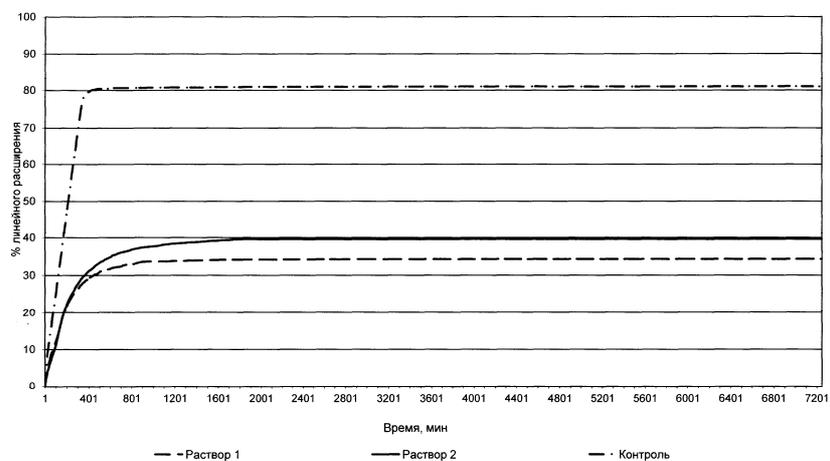
ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

1. Ингибирующий буровой раствор для бурения высококоллоидальных глинистых отложений, включающий полианионную целлюлозу низкой степени вязкости, биополимер ксантанового типа, органический ингибитор глин реагент гликолевого ряда, утяжелитель, бактерицид, регулятор pH и воду, отличающийся тем, что дополнительно содержит пеногаситель и минеральный ингибитор глин хлорид калия, в качестве реагента гликолевого ряда используется полиэколь, а в качестве утяжелителя используется мел и доломит при следующем соотношении компонентов, мас. %:

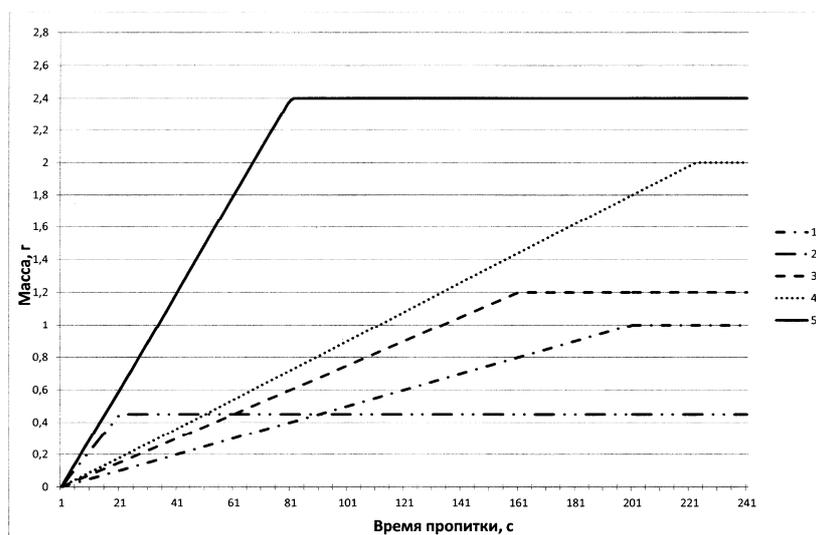
полианионная целлюлоза низкой вязкости - 0,4-0,8,
биополимер ксантанового типа - 0,17-0,30,
ингибитор полиэколь - 1,4-2,5,
ингибитор хлорид калия - 0,7-1,6,
мел - 5-14,
доломит - 5-14,
бактерицид - 0,04-0,09,
регулятор pH - 0,03-0,05,
пеногаситель - 0,03-0,05,
вода - остальное.

2. Буровой раствор по п.1, отличающийся тем, что в качестве биополимера ксантанового типа используется любой полисахарид на основе ксантана.

3. Буровой раствор по п.1, отличающийся тем, что в качестве регулятора рН используется гидроксид калия.



Фиг. 1



Фиг. 2



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

Россия, 109012, Москва, Малый Черкасский пер., 2