



РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

(19) KZ (13) U (11) 10053

(51) C09K 8/04 (2006.01)

C09K 8/24 (2006.01)

C09K 15/34 (2006.01)

МИНИСТЕРСТВО ЮСТИЦИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

## ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ

(21) 2024/1286.2

(22) 10.10.2024

(45) 10.01.2025, бюл. №2

(72) Бесбаева Нурсулу Амангельдыевна; Бимбетова Гульмира Жанкабыловна; Надилова Жанна Казимовна; Бондаренко Вера Павловна; Надилов Казим Садыкович; Батыр Гулназ Жақсыбайқызы g

(73) Некоммерческое акционерное общество «Южно-Казахстанский университет имени М.Ауэзова»

(56) KZ 27482 A4, 15.10.2013

(54) **МОДИФИЦИРОВАННЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР**

(57) Полезная модель относится к горнодобывающей промышленности и может быть использована для приготовления буровых промывочных жидкостей при бурении скважин на нефтегазовых месторождениях с низким пластовым давлением.

Целью полезной модели является получение состава раствора для бурения нефтегазовых скважин с заданными функциональными свойствами. Раствор, который используется для промывки скважины при бурении, является облегченным с определенной плотностью и вязкостью и обеспечивает требуемую толщину корки стенки скважины и эффективную циркуляцию раствора при бурении. Состав раствора, отличается тем, что

содержит: модифицированную полимерную добавку на основе полиакриламида; бентонитовую глину; измельченное хлопковое волокно (длиной 2-5 мм); остальное – вода.

Технический результат достигается тем, что раствор для бурения нефтегазовых скважин содержит модифицированный солями жирных кислот госсиполовой смолы полиакриламид, который при попадании в горную породу набухает, тем самым снижает скорость поглощения бурового раствора.

Бентонит является структурообразователем в растворе. Измельченное хлопковое волокно для обеспечения качественной корки на стенке скважины, обеспечивает снижение скорости поглощения жидкости при бурении. Для регулирования содержания ионов кальция в состав вводится кальцинированная сода.

Использование результатов предложенного технического решения позволит повысить эффективность при бурении нефтегазовых скважин. Предлагаемый состав бурового промывочного раствора будет обеспечивать качество корки стенки скважины, снижение водопоглощения, то есть уменьшение потерь бурового раствора, а также обеспечивать снижение водоотдачи, стабильные значения вязкости и статического напряжения сдвига.

(19) KZ (13) U (11) 10053

Полезная модель относится к горнодобывающей промышленности и может быть использована для приготовления буровых промывочных жидкостей при бурении скважин на нефтегазовых месторождениях с низким пластовым давлением.

Работы по бурению нефтегазовых скважин часто сопровождаются возникновением аварий и осложнений, ликвидация которых требует определенного времени и значительных материальных затрат для буровых компаний. Это, в частности, наблюдается при бурении и освоении скважин месторождений Южно-Торгайской впадины со сложными геологическими и климатическими особенностями, где почва является рыхлой, содержит значительное количество минеральных солей [Патент №33156 от 01.10.2018 г.].

При проведении работ по бурению нефтяных и газовых скважин в условиях, где почва рыхлая и через пористую структуру происходят значительные потери буровой промывочной жидкости, основными мерами по борьбе с поглощением бурового раствора является его предотвращение. В частности, регулирование его плотности, скорости операций в скважине, а также толщины зазора между бурильными трубами и стенками скважины. Интенсивность поглощения главным образом, зависит от его плотности и вязкости, а также от степени пористоты породы, в которой проводятся процессы бурения скважины.

Известен эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий, который содержит в своем составе маслярастворимые поверхностно-активные вещества в виде продукта взаимодействия кислот талового масла с триэтаноламином и карбамидом, хлорсульфированным полиэтиленом и углеводородный ароматический растворитель в виде толуола, этилбензольной или бутилбензольной фракции [Патент RU №2166988, кл. B01F 17/34, опубл. 20.05.2001 г.].

Недостатком указанного раствора является его низкая эффективность, обуславливающая невысокую агрегативную устойчивость образуемых с его участием обратных водонефтяных эмульсий, а также сравнительно высокая фильтроотдача раствора.

Известен состав для промывочной жидкости, содержащий эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий «Нефтенол НЗ», который содержит в своем составе сложные соли кислот талового масла и триэтаноламина, эфиры кислот талового масла и оксиэтилированных алкиламинов, а также фракцию ароматических углеводородов [Патент RU №2062142, кл. B01F 17/34, опубл. 20.06.1996 г.].

Недостатком указанного состава является его низкая эффективность, обуславливающая невысокую агрегативную устойчивость и термостабильность образуемых с его участием обратных водонефтяных эмульсий. Кроме того, оксиэтилированные алкиламины, и присутствующие в данной среде оксиэтилированные высокомолекулярные карбоновые кислоты в этих условиях проявляют деэмульгирующую

способность, не обеспечивают достаточную плотность и вязкость для обеспечения эффекта по снижению скорости поглощения раствора при бурении.

Известен раствор для бурения скважин содержащий эмульгатор обратных водонефтяных эмульсий, активное вещество, растворитель и функциональные добавки. Данный состав раствора отличается тем, что в качестве активного вещества он содержит продукт взаимодействия ненасыщенных жирных кислот и сложных этиленаминов, аминоспиртов и их смесей. В качестве растворителя раствор содержит фракции углеводов, содержащие спирты, эфиры и альдегиды или нефтяные дистилляты, а в качестве функциональных добавок – гидроксипропилированные алкилфенолы при следующем соотношении компонентов, масс. %: активное вещество 20-30; растворитель 70-75; функциональные добавки – остальное [Патент RU №2154662, кл. B01F 17/34, опубл. 20.08.2000 г.].

Недостатком указанного состава является низкая устойчивость раствора, содержащего обратные водонефтяные эмульсии, что не может обеспечивать эффективную корку стенки скважины для снижения потерь бурового раствора, связанного с его поглощением.

Известен азрированный буровой раствор, содержащий воду, бентонитовый глинопоршок, стабилизатор – карбоксиметилцеллюлозу и пенообразователь, в качестве пенообразователя содержит омыленный таловый пек (ОТП) или эмультал, при следующем соотношении компонентов, масс. %: глинопоршок 5-6, КМЦ 0,2-0,4, ОТП или эмультал 0,4-0,6, вода – остальное [Патент RU №2172760С1, МПК C09K 7/02, опубл. 27.08.2001 г.].

Недостатком данного раствора являются низкая стабильность и недостаточные блокирующие свойства.

Наиболее близким по своей сути к предлагаемому составу раствора для бурения скважин является модифицированный буровой раствор на водной основе, содержащий бентонит, мел, унифлок, карбоксиметилцеллюлоза термостойкая (КМЦ-ТС), соду кальцинированную, трибутилфосфат (ТБФ), госсиполовую смолу. Раствор отличается тем, что содержит в своем составе модифицированную едким натром госсиполовую смолу. Данный состав содержит жирные кислоты, госсиполаты и стеринны при следующем соотношении компонентов, масс. %: бентонит 3-4; мел 6-8; унифлок 0,1-0,2, КМЦ-ТС 0,7-0,9; конденсированная сульфит-спиртовая барда (КССБ) 0,1-0,3; сода кальцинированная 0,1; ТБФ-0,012; модифицированная госсиполовая смола 8-10; остальное-вода [Инновационный патент РК №27482, МПК C09K 8/34, №10 от 15.10.2013 г.].

Недостатком указанного состава является его невысокая эффективность при бурении скважин в пластах с низким пластовым давлением, где преимущественно преобладают солончаки, также сильно минерализованная почва. Данный состав не обеспечивает прочную корку стенок скважины, что

приводит к чрезмерной потере бурового раствора при его циркуляции. Кроме того, неомыленная фракция госсиполовой смолы не отделяется от омыленной. Это замедляет циркуляцию раствора через породоразрушающий инструмент и отрицательно влияет на вынос бурового шлама.

Целью полезной модели является получение состава раствора для бурения нефтегазовых скважин с заданными функциональными свойствами. Раствор, который используется для промывки скважины при бурении, является облегченным с определенной плотностью и вязкостью и отличается тем, что обеспечивает требуемую толщину корки стенки скважины и эффективную циркуляцию раствора при бурении. Состав раствора, отличается тем что содержит: модифицированную полимерную добавку на основе полиакриламида; бентонитовую глину; измельченное хлопковое волокно (длиной 2-5 мм); остальное – вода.

Технический результат достигается тем, что раствор для бурения нефтегазовых скважин содержит модифицированный солями жирных кислот госсиполовой смолы полиакриламид, который при попадании в горную породу набухает, тем самым снижает скорость поглощения бурового раствора.

Бентонит является структурообразователем в растворе. Измельченное хлопковое волокно для обеспечения качественной корки на стенке скважины, обеспечивает снижение скорости поглощения жидкости при бурении. Для регулирования содержания ионов кальция в состав вводится кальцинированная сода.

При циркуляции раствора и попадании в горную породу полиакриламид, способствует снижению скорости прохождения его через породу и тем самым уменьшает объем поглощения раствора.

По мере циркуляции бурового раствора содержание измельченного хлопкового волокна будет снижаться за счет частичного оседания в корковом слое скважины. Поэтому при корректировке бурового раствора необходимо вводить волокно доведением до исходной концентрации. Точно таким же образом проводится корректировка раствора по модифицированному полиакриламиду и бентонитовой глине.

Исходная госсиполовая смола (гудрон) с числом омыления 80-130 мг КОН, омыленная при температуре 120–130°C, содержит в своём составе 45-50% жирных кислот, 8-10% глицеридов, продукты конденсации, полимеризации, в том числе до 30% производных госсипола.

Омыленная фракция (соли жирных кислот и госсиполаты) вместе с полиакриламидом обеспечивает устойчивость и придает раствору дополнительные антикоррозионные и смазывающие свойства.

Эффективность предлагаемого состава раствора оценивалась по технологическим показателям: плотность ( $\rho$ , г/см<sup>3</sup>); условная вязкость ВУ, Т500, с; водоотдача ( $\Phi$  см<sup>3</sup>/30 мин); толщина глинистой корки ( $T_k$ , мм); статическое напряжение сдвига (СНС, Па).

Таблица 1.

Технологические показатели промывочной жидкости

Состав бурового раствора, %	Плотность, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	ВУ, с	$\Phi$ , см <sup>3</sup> /30мин	СНС <sub>1/10</sub> , дПа
№1. БГ– 6, ИХВ – 4, МПАА-0,5, вода	1100	25-30	6,0-6,5	3-4/19-28
№2. БГ–4, ИХВ –2, МПАА-0,8, вода	1050	30-35	3,7-4,8	2-3/16-18
№3. БГ-10, ИХВ –5, МПАА-1,0, вода	1150	40-62	4,2-5,4	3-4/18-20
№4. БГ– 8, ИХВ –2, МПАА-1,0, вода	1200	50-54	4,0-5,0	5-6/16-19
№5. БГ–10, ИХВ –4, МПАА-1, вода	1250	55-60	6,0-7,0	6-9/18-20
№6. БГ–10, ИХВ– 4, МПАА-1, вода	1300	55-60	6,5-7,0	6-8/17-21
<i>Примечание: БГ-бентонитовая глина; ИХВ-измельченные хлопковые волокна; МПАА-модифицированный полиакриламид.</i>				

Сущность модели иллюстрируется следующими примерами.

#### Пример 1

В реактор из нержавеющей стали емкостью 1 л загружают 200 г госсиполовой смолы, добавляют 600 мл 10% раствора каустической соды при перемешивании и температуре 120°C проводят омыление в течение 1 часа. После отстоя 0,5 часа неомыленную фракцию отделяют в отдельную емкость. Далее в 40 мл омыленной фракции (соли жирных кислот) добавляем 0,5 г ПАА и проводим модифицирование полимера в течение 1 часа при

105-110°C. В полученную смесь добавляют 6 г бентонитовой глины, 4 г измельченного хлопкового волокна (2-5 мм).

Пример 2-6 отличается условиями и соотношением компонентов в составе бурового раствора.

Компоненты заявляемого состава являются буровой промывочной жидкостью (раствора) для бурения нефтегазовых скважин и включают в себя следующие реагенты, выполняющие определенные функции.

1. Bentonитовая глина, которая является структурообразователем, регулирует реологические свойства и частично способствует понижению водоотдачи бурового раствора, а также образованию тонкой корки на стенках скважины в процессе бурения.

2. Измельченное хлопковое волокно (2-5 мм), которое способствует образованию каркасной прочной корки на стенках скважины в процессе бурения.

3. При циркуляции раствора и попадании в горную породу модифицированный полиакриламид способствует снижению скорости прохождения его через породу и тем самым уменьшает объем поглощения раствора, а также придает раствору щелочную среду, обеспечивая, тем самым, антикоррозионные свойства по отношению к буровой колонне.

Добавление измельченного хлопкового волокна (2-5 мм) выше 4% увеличивает водоотдачу за счет образования более рыхлой корки на стенках скважины (состав 3).

Увеличение значения содержания бентонитовой глины до 10% приводит к повышению вязкости и одновременно снижает водоотдачу, способствует образованию качественной корки стенки скважины. Статическое напряжение сдвига (СНС) соответствует требованиям для удерживания бурового шлама в растворе (состав 3).

Из приведенных составов нами был выбран как оптимальный раствор №2, который показал положительные результаты по основным показателям.

Отличительные особенности предлагаемого состава бурового раствора являются следующие:

- омыленная фракция госсиполовой смолы после щелочной обработки отделяется от неомыляемой части во избежание образования сгустков и забивания отверстия долота при бурении;
- измельченное хлопковое волокно при определенном содержании, которое способствует

образованию прочной корки на стенках скважины, а также снижению водопоглощения в процессе бурения;

- модифицированный полиакриламид способствует снижению скорости прохождения его через породу и тем самым уменьшает объем поглощения раствора, а также придает раствору щелочную среду, обеспечивая, тем самым, антикоррозионные свойства по отношению к буровой колонне.

Таким образом, полимерглинистый буровой раствор содержит в своем составе следующие компоненты, %: бентонитовая глина (БГ) – 4; измельченное хлопковое волокно (длиной 2-5 мм) (ИХВ) – 2; модифицированный полиакриламид (МПАА) – 0,8; вода – остальное. Использование результатов предложенного технического решения позволит повысить эффективность при бурении нефтегазовых скважин. Предлагаемый состав бурового промывочного раствора будет обеспечивать качество корки стенки скважины, снижение водопоглощения, то есть уменьшение потерь бурового раствора, а также обеспечивать снижение водоотдачи, стабильные значения вязкости и статического напряжения сдвига.

#### **ФОРМУЛА ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ**

Модифицированный буровой раствор, содержащий бентонит, модифицированный полимер и воду, *отличающийся* тем, что дополнительно содержит измельченное хлопковое волокно, в качестве полимера содержит полиакриламид, модифицированный кальцинированной содой, при следующем соотношении компонентов, масс. %:

- бентонит - 4,0;
- модифицированный полиакриламид - 0,8;
- измельченное хлопковое волокно - 2,0;
- вода - остальное.