



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 33/138 (2024.01); C09K 8/504 (2024.01); E21B 43/32 (2024.01)

(21)(22) Заявка: 2022133340, 19.12.2022

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
19.12.2022

Дата регистрации:  
03.06.2024

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 19.12.2022

(45) Опубликовано: 03.06.2024 Бюл. № 16

Адрес для переписки:

101000, Москва, вн. тер. г. муниципальный окр.  
Басманный, Армянский пер., 9, стр. 1, пом. 35/  
110/1, АО "Зарубежнефть", Дубровину К.А.

(72) Автор(ы):

Корнилов Алексей Викторович (RU),  
Рогова Татьяна Сергеевна (RU),  
Лобова Юлия Валентиновна (RU),  
Антоненко Дмитрий Александрович (RU),  
Сансiev Георгий Владимирович (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Акционерное Общество "Зарубежнефть" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете

о поиске: RU 2693101 C1, 01.07.2019. RU  
2706149 C1, 14.11.2019. RU 2055167 C1,  
27.02.1996. RU 2541667 C1, 20.02.2015. RU  
2174592 C2, 10.10.2001. CN 105586023 A,  
18.05.2016.

(54) Состав для изоляции водопритока к добывающим нефтяным скважинам

(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может применяться в пластах с температурой выше 60°C, в том числе карбонатных, для изоляции водопритоков в добывающие скважины, связанных с прорывом подошвенной, краевой или закачиваемой воды, а также нарушением целостности конструкции скважин. Состав содержит 2-16 мас. % соли алюминия (III), 2-16 мас. % карбамида, 0,1-0,2 мас.

% неионогенного поверхностно-активного вещества и воду с минерализацией от 150 до 250 г/л - остальное. Техническим результатом является повышение эффективности изоляции водопритоков, расширение времени гелеобразования и снижения фильтрационного сопротивления в процессе прокачивания гелеобразующего состава в удаленные от ствола скважины зоны пласта. 1 ил., 2 табл., 5 пр.



FEDERAL SERVICE  
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.  
*E21B 33/138* (2006.01)  
*C09K 8/504* (2006.01)  
*E21B 43/32* (2006.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

*E21B 33/138 (2024.01); C09K 8/504 (2024.01); E21B 43/32 (2024.01)*(21)(22) Application: **2022133340, 19.12.2022**(24) Effective date for property rights:  
**19.12.2022**Registration date:  
**03.06.2024**

Priority:

(22) Date of filing: **19.12.2022**(45) Date of publication: **03.06.2024** Bull. № 16

Mail address:

101000, Moskva, vn. ter. g. munitsipalnyj okr.  
Basmannyj, Armyanskij per., 9, str. 1, pom. 35/110/  
1, AO "Zarubezhneft", Dubrovinu K.A.

(72) Inventor(s):

**Kornilov Aleksej Viktorovich (RU),  
Rogova Tatyana Sergeevna (RU),  
Lobova Yuliya Valentinovna (RU),  
Antonenko Dmitrij Aleksandrovich (RU),  
Sansiev Georgij Vladimirovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**Aksionernoe Obschestvo "Zarubezhneft" (RU)**(54) **COMPOSITION FOR ISOLATION OF WATER INFLUX TO PRODUCING OIL WELLS**

(57) Abstract:

FIELD: oil industry.

SUBSTANCE: invention can be used in formations with temperature above 60 °C, including carbonate, for isolation of water inflows into production wells, associated with breakthrough of bottom, edge or injected water, as well as violation of integrity of well structure. Composition contains 2–16 wt.% of aluminum (III) salt, 2–16 wt.% carbamide,

0.1–0.2 wt.% of non-ionic surfactant and water with mineralization from 150 to 250 g/l—the rest.

EFFECT: increased efficiency of water influx isolation, extended gelation time and reduced filtration resistance in the process of gel-forming composition pumping to the formation zones remote from the well shaft.

1 cl, 1 dwg, 2 tbl, 5 ex

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может применяться в пластах с температурой выше 60°C, в том числе карбонатных, для изоляции водопритоков в добывающие скважины, связанных с прорывом подошвенной, краевой или закачиваемой воды, а также нарушением целостности конструкции скважин.

5 Известен гелеобразующий состав для ограничения водопритока в нефтяные и газовые скважины и прорыва газа в нефтяные скважины, включающий цеолит кристаллический NaX (9-22 мас. %) и гидроксохлористый алюминий (остальное) (а.с. №. 2472836, МПК C09K 8/504, опубл. 20.01.2013). Недостатком данного состава является наличие в составе композиции дисперсных частиц кристаллического цеолита, не позволяющих композиции  
10 проникать в пористую среду и тем самым ограничивающим применение состава трещиноватыми интервалами в пределах пласта и заколонного пространства скважины, а также малое время образования геля (до 9 ч), не позволяющее создавать протяженные гелевые экраны, обеспечивающие более длительную изоляцию прорыва воды.

Известен состав для увеличения нефтеотдачи, содержащий (мас. %): хлорид алюминия  
15 - 20-30; карбамид - 30-55; серную кислоту - 0,1-10,0 и воду - остальное (а.с. 2143550, МПК E21B 43/22, E21B 33/138, опубл. 27.12.1999). При их совместном использовании проницаемость по воде после образования геля снижается примерно в 9,2-9,5 раз. Недостатком данного состава при использовании для изоляции воды из отдельных интервалов нефтенасыщенного пласта является использование серной кислоты,  
20 применение которой может приводить к образованию труднорастворимых эмульсий в контакте с нефтью при наличии вертикальных перетоков, что будет осложнять последующий вызов притока из пласта. Также данный состав не подходит для использования в карбонатных пластах из-за того, что кислота будет интенсивно реагировать с породой пласта с образованием новых каналов фильтрации воды.

Известен гелеобразующий состав для изоляции водопритока к добывающим  
25 нефтяным скважинам, включающий полиакриламид (ПАА), карбамид, соль алюминия и воду, где в качестве соли алюминия используют твердый пентагидроксихлорид алюминия и при содержании ПАА в составе 0,35-0,5 мас. % (а.с. 2396419, МПК E21B 33/138, C09K 8/508, опубл. 10.08.2010). Недостатком данного состава является снижение структурно-механических свойств гелеобразующего состава в процессе его закачки в  
30 пористую среду за счет механической деструкции и адсорбции полиакриламида при прохождении через устья поровых каналов.

Известен состав для повышения нефтеотдачи пластов, применяемый для ограничения водопритока в нефтяные и газовые скважины и выравнивания профиля приемистости  
35 в нагнетательных скважинах, включающий карбамид (15,0-25,0 мас. %), алюминий хлорид (2,0-5,0 мас. %), водорастворимый полимер - метилцеллюлозу (0,5-1,0 мас. %) и воду (остальное) (а.с. 2174592, МПК E21B 43/22, опубл. 10.10.2001). Представленный состав недостаточно эффективен, так как биополимерные системы подвержены биодegradации, при этом в составе композиции не представлено использование  
40 реагентов-биоцидов для долговременной стабилизации получаемого состава.

Известен состав для повышения нефтеотдачи пластов, содержащий соль алюминия, карбамид, уротропин, поливиниловый спирт (ПВС), борную кислоту, полиолы - многоатомные спирты (глицерин сорбит, или маннит) и воду при следующем содержании компонентов: соль алюминия  $AlCl_3$  - в пересчете на безводную соль - 2,0-8,0; карбамид  
45 - 4,0-20,0; уротропин - 2,0-8,0; ПВС - 1,0-5,0; борная кислота - 0,5-1,0; полиол - 2,0-20, вода - остальное (а.с. 2746609, МПК C09K 8/60, E21B 43/16, опубл. 16.04.2021). Представленный состав недостаточно эффективен, так как использование многоатомных спиртов предполагает приготовление стабильной композиции на пресной воде, что

ограничивает область применения в условиях высокой минерализации имеющейся подтоварной (попутной) воды на месторождении и отсутствии источников пресной воды для подготовки необходимого объема композиции, также при значительном различии между компонентным составом воды для приготовления геля и компонентным составом пластовой воды может наблюдаться снижение прочности и деградация структуры геля на фронте контакта с высокоминерализованной пластовой водой.

Наиболее близким техническим решением, рассматриваемым в качестве прототипа заявляемому составу, является состав для повышения нефтеотдачи пластов, включающий алюминия хлорид, карбамид, добавку (кремнийорганическую жидкость ГКЖ-11Н) и воду, при следующем соотношении компонентов, мас. %: алюминия хлорид технический марки А-5 - 20-45, карбамид марки А - 25-40, ГКЖ-11Н - 1,0-5,0, вода - остальное (а.с. 2541667, МПК С09К 8/58, опубл. 20.02.2015). Водный раствор закачивают в промытые зоны пласта, где под действием высокой температуры образуется гель гидроксида алюминия. Полученный раствор является готовой товарной формой и может быть использован без дополнительных операций при закачке непосредственно на скважине, однако использование гидрофобной присадки на основе кремнийорганического олигомера при приготовлении состава для достижения стабильности при высоких температурах приводит к ускорению времени гелеобразования за счет структурообразования в результате гидролиза кремнийорганического олигомера при взаимодействии с водой. В результате снижается время гелеобразования состава, тем самым снижается радиус возможной его закачки, что влияет на продолжительность технологического эффекта изоляции. Также представленное изобретение не позволяет контролировать процесс гелеобразования в присутствии остаточной нефтенасыщенности, характеризующей промытые интервалы продуктивного пласта, по которым может происходить прорыв избыточной воды, в результате чего в процессе закачивания могут образовываться устойчивые эмульсии в пористой среде, увеличиваться градиент давления в процессе фильтрации и снижаться радиус закачки гелеобразующего состава.

Задачей настоящего изобретения является создание состава для изоляции водопритока, характеризующегося временем гелеобразования, достаточным для создания протяженных гелевых экранов в пределах изолируемого интервала, снижением градиентов давления в процессе фильтрации и увеличением структурно-механических свойств образующегося геля для повышения продолжительности изолирующего эффекта. Кроме того, в качестве вспомогательной задачи рассматривается расширение температурного диапазона, в котором может происходить замешивание состава без замерзания (при отрицательных температурах в зимних условиях).

Поставленная задача решается тем, что известный состав, включающий соль алюминия (III), карбамид, добавку и воду, в качестве добавки дополнительно содержит неионогенное поверхностно-активное вещество (ПАВ), при следующем соотношении компонентов (мас. %):

- Соль алюминия (III): 2-16;
- Карбамид: 2-16%;
- Неионогенное поверхностно-активное вещество: 0,1-0,2%;
- Вода с минерализацией от 150 до 250 г/л: остальное.

В качестве соли алюминия состав может содержать хлорид алюминия (например, по ГОСТ 3759-75), полиоксихлорид алюминия (например, Аква-Аурат-30, в соответствии с ТУ 2163-069-00205067-2007).

Для приготовления состава используется карбамид, Марка А, сорт первый (ГОСТ

2081-2010). В качестве воды с минерализацией от 150 до 250 г/л может использоваться специально подготовленная вода (попутная или из водозаборных скважин) очищенная от примесей и нефтепродуктов в соответствии с требованиями ОСТ 39-225-88.

5 Состав для изоляции водопритока в добывающих нефтяных скважинах готовится в промысловых условиях путем добавления отдельных компонентов, входящих в его состав, или смешения предварительно подготовленных смесей (премиксов) его компонентов с вспомогательными реагентами и водой с минерализацией от 150 до 250 г/л, при этом вспомогательные реагенты могут включать ингибиторы осложнений, возникающих в процессе добычи нефти (коррозии, солеотложения, отложения АСПО),  
10 при условии отсутствия негативного влияния на ключевые параметры состава (время образования геля и его прочность).

В качестве неионогенного поверхностно-активного вещества используют водорастворимые ПАВ, включающие оксиды полиэтилена и полипропилена и вспомогательные сополимерные компоненты, при этом критерием выбора ПАВ является  
15 стабильность его водного раствора и положительное влияние на структурно-механические и фильтрационные свойства закачиваемой композиции, в том числе в присутствии в пористой среде остаточной нефтяной фазы, этот фактор является важным при проведении изоляционных работ для ограничения притока воды по пласту в добывающих скважинах, особенно пробуренных в карбонатных коллекторах с высокой  
20 степенью неоднородности выработки.

Например, в качестве добавки - неионогенного ПАВ используют реагент DMS (ТУ 0257-016-13582280-2018), реагент Л-1033 (ТУ-2226-004-00883732-2015).

В заявляемом составе процесс гелеобразования протекает в соответствии со следующими химическими реакциями:

25 1. Разложение карбамида с образованием аммиака и углекислого газа.  
$$\text{CO}(\text{NH}_2)_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{NH}_3 + \text{CO}_2$$

2. Взаимодействие соли алюминия (III) с продуктами разложения карбамида:  
$$\text{Al}(\text{OH})_n\text{Cl}_m + m\text{NH}_3 + m\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Al}(\text{OH})_{3\downarrow} + m\text{NH}_4\text{Cl}$$

30 Где количество моль хлорид-иона  $m=0$  соответствует хлориду алюминия,  $m>0$  - полиоксисхлориду алюминия. Осадок гидроксида алюминия формирует прочный объемный гель, при этом для эффективной изоляции воды в пластовых предпочтительно, чтобы объем образующегося геля составлял 100% от объема гелеобразующего состава.

Гидролиз карбамида с образованием продуктов его разложения протекает с  
35 достаточной степенью эффективности для получения необходимого количества аммиака при температурах выше 60°C. Это делает возможным применение заявляемого состава при температурах 60°C и выше. Чем выше температура пласта, тем быстрее идет гидролиз карбамида, и тем меньше время до начала образования геля, таким образом, температура пласта ограничивает максимальный объем закачивания геля до начала его схватывания и превышения предела давления закачки. Регулирование времени  
40 отверждения производится путем изменения соотношения компонентов в пределах гелеобразующего состава

Состав готовится следующим образом. В лабораторных условиях: в пластиковый стакан наливают расчетное количество очищенной от примесей воды, отобранной с  
45 месторождения, или модели пластовой воды. При постоянном интенсивном перемешивании на магнитной мешалке добавляют расчетное количество соли алюминия (III) в твердой форме и карбамида, или в виде их предварительно подготовленной смеси в твердой или жидкой форме (премикса). Затем в систему добавляют расчетную массу добавки -неионогенного поверхностно-активного вещества (ПАВ). Систему

перемешивают не менее 40 минут до полного растворения реагентов. Приготовленный состав для изоляции водопритока представляет собой опалесцирующую жидкость без осадка и видимых взвесей.

Например, для приготовления заявляемого состава с эффективной концентрацией 20% относительно массы используемой для его приготовления воды по сумме основных действующих компонентов и соотношением химических реагентов (соли алюминия (III) и карбамида) 40:60, а также с эффективной концентрацией добавки 0,1% относительно массы используемой воды, в пластиковый стакан емкостью 600 мл наливают 399,5 г модели пластовой воды и при постоянном интенсивном перемешивании на магнитной мешалке добавляют расчетное количество соли алюминия (III) в твердой форме и карбамида, соответственно, 40 и 60 г. Затем в систему добавляют неионогенное ПАВ в количестве 0,5 г, после чего перемешивают в течение указанного выше времени.

Например, для приготовления состава в лаборатории используют модельную пластовую воду с плотностью  $1139 \text{ кг/м}^3$  (при  $20^\circ\text{C}$ ) и содержанием растворенных веществ (общей минерализацией)  $209,7 \text{ кг/м}^3$  по сухому остатку; модельную пластовую воду с плотностью  $1121 \text{ кг/м}^3$  (при  $20^\circ\text{C}$ ) и общей минерализацией  $191,0 \text{ кг/м}^3$  по сухому остатку. Наличие растворенных солей оказывает влияние на скорость образования геля, в связи с этим при приготовлении заявляемой композиции следует использовать воду с минерализацией от 150 до 250 г/л, что обеспечивает протекание реакции с необходимой скоростью для получения прочного геля. Преимуществом использования воды с минерализацией в указанном диапазоне является сниженная температура замерзания (от  $-10$  до  $-20^\circ\text{C}$ ) по сравнению с приготовлением на пресной воде или воде с меньшей минерализацией, что является дополнительным преимуществом представленного состава при проведении работ на скважине в зимних условиях.

В промышленных условиях состав готовят путем добавления расчетного количества химических реагентов при соотношении, аналогичном используемому в лаборатории, в виде смеси или премикса в емкость для перемешивания, в которую помещено расчетное количество воды с требуемой минерализацией, после чего состав перемешивают мешалкой в емкости или с использованием насосных агрегатов, путем перекачивания во вспомогательную емкость. Состав готовится порционно, при этом подготовка последующей порции состава производится с тем, чтобы он был готов к моменту окончания закачки в пласт предыдущей порции, для обеспечения непрерывности создаваемого в пластовых условиях экрана, что улучшает его интегральные прочностные характеристики.

Основными характеристиками гелеобразующего состава, которые необходимо контролировать, является время гелеобразования, вязкость исходного состава, вязкость образующегося геля, статическое напряжение сдвига геля.

В таблице 1 представлены результаты исследований, характеризующие время образования геля и подтверждающие повышенные структурно-механические свойства заявляемого состава по сравнению с прототипом. В таблице 2 представлены результаты фильтрационных экспериментов, подтверждающие улучшенные фильтрационные характеристики заявляемого состава по сравнению с прототипом. На фигуре 1 представлена зависимость времени окончания гелирования состава от суммарной массовой концентрации активных компонентов (10, 15 и 20%), где в качестве соли алюминия используется Аква-Аурат-30, при этом соотношение концентраций «соль алюминия (III)/карбамид» вычисляется в виде отношения их массовых долей, например при количестве соли алюминия (III) в твердой форме и карбамида, соответственно, 40

и 60 г, соотношение концентраций составляет 0,67.

Для определения времени гелеобразования использовалась следующая методика. Исследуемые растворы наливали в стеклянные банки емкостью 100 мл, снабженные герметично закрывающимися крышками. Банки с растворами помещали в термостат, в котором поддерживалась требуемая пластовая температура, и наблюдали изменение его состояния с течением времени. В ходе испытаний фиксировались время начала гелеобразования во всех составах по отсутствию течения жидкости при наклоне банки (указывает на образование неподвижного геля во всем объеме) с точностью до 0,5 ч.

Значение статического напряжения сдвига (СНС) полученного геля и его эффективной вязкости после сдвига позволяет оценить его прочность и водоизолирующую способность, определялось по следующей методике. Приготовленные рабочие растворы гелеобразующих композиций переливались в рабочую измерительную ячейку, входящую в стандартный комплект реометра «RHEOMAT-30». Измерительная ячейка с образцом раствора заливалась сверху минеральным маслом для предотвращения испарения воды и устанавливалась на гелеобразование в термостат при температуре испытаний на время не менее, чем на 5 часов превышающее время начала гелеобразования, установленное в вышеописанных экспериментах. Теплоносителем в термостате являлась дистиллированная вода.

После структурирования гелей в ячейке проводились измерения их реологических характеристик на приборе «RHEOMAT-30». Измерение эффективной вязкости образующихся гелей проводили при температуре 70°C и скорости сдвига ( $\dot{\gamma}$ ) (до 6,15 с<sup>-1</sup>). Отмечалось значение вязкости в начальный период времени после начала вращения внутреннего шпинделя ( $\mu_0$ ), производился расчет предельного статического напряжения сдвига (СНС,  $\tau_0$ ) по формуле  $\tau_0 = \mu_0 \dot{\gamma}$ .

Пример 1.

Подготовлена модель воды для приготовления состава путем растворения необходимых солей в дистиллированной воде:

- NaCl - 163,872 г/дм<sup>3</sup>;
- CaCl<sub>2</sub> - 36,42 г/дм<sup>3</sup>;
- MgCl<sub>2</sub> - 7,94 г/дм<sup>3</sup> (16,97 г/дм<sup>3</sup> MgCl<sub>2</sub>·6H<sub>2</sub>O);
- Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> - 1,151 г/дм<sup>3</sup>;
- NaHCO<sub>3</sub> - 0,346 г/дм<sup>3</sup>;
- Общая минерализация - 209,729 г/дм<sup>3</sup>.

В пластиковый стакан емкостью 600 мл добавлено 399,5 г модели воды и при постоянном интенсивном перемешивании на магнитной мешалке добавлено расчетное количество соли алюминия (III) - Аква-Аурат-30-40 г и карбамида 60 г. Затем в систему добавляют неионогенное ПАВ в количестве 0,5 г (№2 в Таблице 1 - ПАВ-1; №3 - ПАВ-2), после чего перемешивают в течение 40 минут до получения однородного раствора. Затем исследуемый раствор был помещен в стеклянные банки емкостью 100 мл, снабженные герметично закрывающимися крышками. Выдержка проводилась при температуре 70°C. В ходе испытаний фиксировались время начала гелеобразования во всех составах по отсутствию течения жидкости при наклоне банки с точностью до 0,5 ч (5 проб). Вязкость заявляемого гелеобразующего состава и состава по прототипу составляет 1,8 мПа·с, что позволяет обеспечить прокачивание композиции даже в

интервалы с относительно низкой проницаемостью пористой среды.

СНС и вязкость, полученные согласно приведенной выше, представлены в Таблице 1 (№2 и №3 для ПАВ-1 и ПАВ-2 соответственно). При сравнении с составом, приготовленным по прототипу с использованием аналогичной суммарной концентрации активных компонентов (20%) и тем же соотношением активных компонентов (соли алюминия (III) и карбамида) на модельной воде с описанной выше минерализацией 209,7 г/дм<sup>3</sup> наблюдается увеличение СНС на 17 и 30% для ПАВ-1 и ПАВ-2 соответственно. При это время гелеобразования для ПАВ-1 увеличивается на 7% а для ПАВ-2 не изменяется по сравнению с составом, приготовленным по прототипу. Таким образом, в результате получается гель с улучшенными структурно-механическими свойствами, без уменьшения времени гелеобразования, то есть позволяющий создать при том же времени закачивания экран того же радиуса, или большего, чем при приготовлении состава по прототипу.

Предельное статическое напряжение сдвига «в пробирке» связано с предельным градиентом для начала течения геля в пористой среде через коэффициент пропорциональности. При перепадах давления меньше критического уровня гелеобразующий состав будет устойчив в изолируемой пористой среде или трещине. Градиент прорыва экрана характеризуется параметрами пористой среды (пересчетные коэффициенты пропорционально проницаемости через коэффициенты пропорциональности порядка  $10^{-3}$ - $10^{-1}$ ) и определяется (формула 1).

$$G_{cr} = \alpha \tau_0 / \sqrt{k} \quad (1)$$

Где  $G_{cr}$  - критический градиент давления (отношение перепада давления на границах гелевого экрана к его средней протяженности), при котором происходит прорыв гелевого экрана;  $\tau_0$  - предельное статическое напряжение сдвига;  $k$  - проницаемость пористой среды;  $\alpha$  - эмпирический коэффициент, для пористой среды составляет величину порядка  $10^{-3}$ - $10^{-1}$  и определяемый для каждого объекта индивидуально. Таким образом, полученные критические градиенты прорыва для заявляемого состава и для состава по прототипу будут отличаться пропорционально отношению СНС, то есть задача по созданию гелевого экрана достаточной длины с повышенными структурно-механическими свойствами успешно решена.

Пример 2.

Приготовление модельной воды и подготовка 4 проб базового состава с суммарной массовой концентрацией компонентов 20% производится аналогично примеру 1. Затем к данному составу добавляют 0,5 г и 1 г ПАВ-1 (№5 и №6 соответственно в Таблице 1) и 0,5 г и 1 г ПАВ-2 (№7 и №8 соответственно в Таблице 1), после чего к составу добавляется расчетное количество воды до получения суммарной массовой концентрации активных компонентов (соли алюминия (III) и карбамида) в пересчете на массу воды 15%. Время гелеобразования, СНС и вязкость определяются аналогично примеру 1. Выдержка проводилась при температуре 70°C. Вязкость исходной гелеобразующей композиции после приготовления и состава по прототипу находится в пределах от 1,8 до 2,0 мПа·с.

В результате получено увеличение СНС и, соответственно, прочности гелевого экрана, на 12-40% и увеличение времени гелеобразования на 5-12%, позволяющее создать более протяженный экран для изоляции воды по сравнению с прототипом (№4 в Таблице 1).

Пример 3.

В пластиковый стакан емкостью 600 мл добавлено 399,5 г модели воды и при постоянном интенсивном перемешивании на магнитной мешалке добавлено расчетное количество соли алюминия (Ш) - Аква-Аурат-30 - 30 г и карбамида 70 г. Затем в систему добавляют неионогенное ПАВ (ПАВ-1) в количестве 0,5 г, после чего перемешивают в течение 40 минут до получения однородного раствора. Выдержка проводилась при температуре 70°C. Время гелеобразования, СНС и вязкость определяются аналогично примеру 1. Вязкость исходной композиции и состава по прототипу составляет 1,8 мПа·с.

В результате для заявляемого состава (№10 в Таблице 1) получено увеличение СНС на 8% и времени гелеобразования на 16% по сравнению с прототипом (№9 в Таблице 1).

#### Пример 4.

Приготовление модельной воды и подготовка базового состава с суммарной массовой концентрацией активных компонентов 20% производится аналогично примеру 1. Затем к данному составу добавляют 0,5 г ПАВ-1, после чего к составу добавляется расчетное количество воды до получения суммарной массовой концентрации активных компонентов (соли алюминия (Ш) и карбамида) в пересчете на массу воды 10%. Выдержка проводилась при температуре 70°C. Время гелеобразования, СНС и вязкость определяются аналогично примеру 1.

В результате для заявляемого состава (№12 в Таблице 1) получено увеличение СНС на 8% и времени гелеобразования на 16% по сравнению с прототипом (№11 в Таблице 1). Вязкость исходной композиции составляет 1,6 мПа·с.

Рассматриваемые диапазоны времени гелеобразования могут быть расширены при необходимости увеличения протяженности гелевого экрана, например, при проведении работ по изоляции притока воды за счет конуса обводнения. Проведенные исследования показывают, что для заявляемого состава при суммарной массовой концентрации активных компонентов от 10 до 20% возможно регулирование времени гелеобразования в пределах от 20 до 816 ч (Фигура 1). При этом диапазон наиболее высоких прочностных характеристик соответствует соотношениям солей алюминия (Ш) и карбамида от 30:70 до 70:30.

#### Пример 5.

Для оценки улучшения фильтруемости заявляемого гелеобразующего состава в пористую среду по сравнению с прототипом были проведены фильтрационные эксперименты на керновых моделях при условиях, приближенных к пластовым (при температуре 70°C и давлении 12 МПа). Приготовление заявляемого состава и состава по прототипу проводилось в соответствии с описанием в Примере 2. Их физико-химические свойства представлены соответственно в строках №5 и №4 Таблицы 1.

При проведении фильтрационных экспериментов на первоначальном этапе проводилось насыщение карбонатных керновых образцов диаметром 38 мм той же водой, которая использовалась для приготовления состава (вязкость при пластовой температуре около 0,7 мПа·с). Затем проводилось прокачивание нефти вязкостью 13,0 мПа·с до стабилизации выхода воды и градиента давления. После завершения прокачки нефти производилось ее вытеснение водой, которая использовалась для приготовления гелеобразующего состава до завершения достижения остаточной нефтенасыщенности. Расход закачиваемой в керн жидкости подбирался таким образом, чтобы скорость фильтрации находилась в пределах от 1 до 10 м/сут, замеры проницаемости усреднялись по набору точек, регистрируемых в непрерывном режиме. Время прокачки состава было менее 12 ч, что заметно меньше, чем время гелеобразования.

В результате выполнения экспериментов было показано, что при фильтрации состава

в соответствии с прототипом наблюдался повышенный перепад давления в процессе фильтрации (до начала процесса гелеобразования), за счет чего эффективная проницаемость снизилась на 88% по сравнению с водой (Таблица 2). При проведении работ на скважине данное явление может приводить к быстрому росту давления до пределов, допустимых по соображениям безопасности, и остановке работ. В результате может быть не получен требуемый радиус гелевого экрана в пласте. При прокачивании заявляемого состава с аналогичным содержанием активных компонентов снижение проницаемости по сравнению с водой составило около 19%, то есть снижение было небольшим по сравнению с составом по прототипу.

10 Таким образом, применение разработанного состава позволяет решить технологическую задачу по созданию протяженного и прочного гелевого экрана для изоляции притока воды в добывающую скважину как за счет регулирования (расширения) времени гелеобразования, так и за счет заметного снижения фильтрационного сопротивления в процессе прокачивания гелеобразующего состава  
15 в удаленные от ствола скважины зоны пласта.

20

25

30

35

40

45

Таблица 1

№	Название	Соотношение компонентов (соль алюминия (III)/карбамид)	Время гелеобразования, ч	СНС, Па	Эффективная вязкость, Па·с
1	Состав по прототипу (20% гелеобразующих компонентов)	40 : 60	55,5	87,8	14,3
2	Заявляемый состав (20% гелеобразующих компонентов + ПАВ-1 0,1%)	40 : 60	59,5	102,4	16,7
3	Заявляемый состав (20% гелеобразующих компонентов + ПАВ-2 0,1%)	40 : 60	55,5	113,8	18,5
4	Состав по прототипу (15% гелеобразующих компонентов)	40 : 60	54,5	65,2	10,6
5	Заявляемый состав (15% гелеобразующих компонентов + ПАВ-1 0,1%)	40 : 60	57,0	75,1	12,2
6	Заявляемый состав (15% гелеобразующих компонентов + ПАВ-1 0,2%)	40 : 60	61,5	72,8	11,9
7	Заявляемый состав (15% гелеобразующих компонентов + ПАВ-2 0,1%)	40 : 60	64,0	91,0	14,8
8	Заявляемый состав (15% гелеобразующих компонентов + ПАВ-2 0,2%)	40 : 60	64,0	84,2	13,7
9	Состав по прототипу (15% гелеобразующих компонентов)	30 : 70	32,0	35,9	5,2
10	Заявляемый состав (15% гелеобразующих компонентов + ПАВ-1 0,1%)	30 : 70	34,0	38,7	6,3
11	Состав по прототипу (10% гелеобразующих компонентов)	40 : 60	53,0	16,0	2,7
12	Заявляемый состав (10% гелеобразующих компонентов + ПАВ-1 0,1%)	40 : 60	55,0	18,0	3,8

Таблица 2

Описание эксперимента	Проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Проницаемость по композиции при остаточной нефтенасыщенности, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	Снижение проницаемости по гелеобразующему составу относительно проницаемости по воде, %
Состав по прототипу (15% гелеобразующих компонентов)	10,8	1,3	88
Заявляемый состав (15% гелеобразующих компонентов + ПАВ-1 0,1%)	3,2	2,6	19

## (57) Формула изобретения

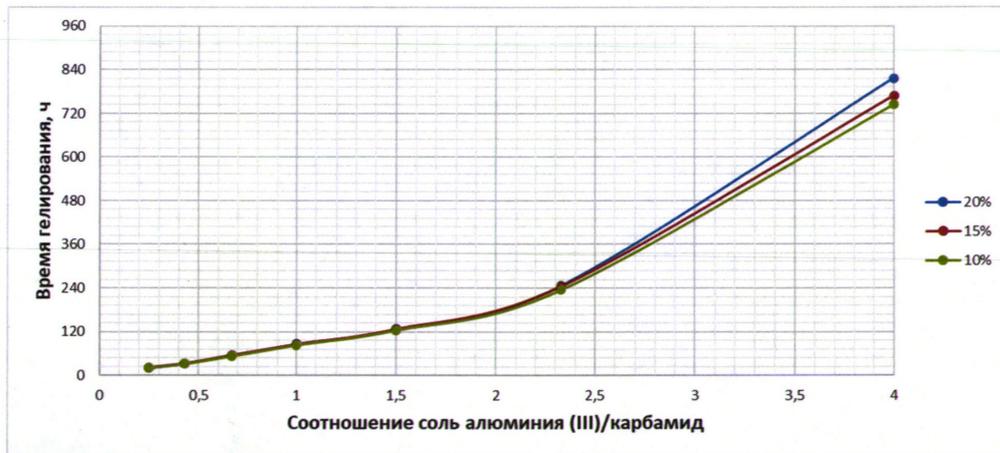
1. Состав для изоляции водопритока к добывающим нефтяным скважинам, включающий соль алюминия (III), карбамид, добавку и воду, отличающийся тем, что в качестве добавки содержит неионогенное поверхностно-активное вещество (ПАВ), а в качестве воды - воду с минерализацией от 150 до 250 г/л, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

30	Соль алюминия (III)	2-16
	Карбамид	2-16
	Неионогенное поверхностно-активное вещество	0,1-0,2
	Вода с минерализацией от 150 до 250 г/л	остальное

2. Состав по п. 1, отличающийся тем, что в качестве соли алюминия (III) содержит хлорид алюминия или полиоксихлорид алюминия.

40

45



Фигура 1