

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **035683**

(13) **B1**

(12) **ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ**

(45) Дата публикации и выдачи патента
2020.07.24

(21) Номер заявки
201900184

(22) Дата подачи заявки
2019.02.14

(51) Int. Cl. *E21B 43/01* (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)
C09K 8/88 (2006.01)
B82Y 30/00 (2006.01)

(54) **СПОСОБ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАВОДНЕНИЕМ**

(43) **2020.07.23**

(96) **2019/008 (AZ) 2019.02.14**

(71)(73) Заявитель и патентовладелец:
**НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ
НЕФТИ И ГАЗА (НИПИНГ) (AZ)**

(56) SU-A1-1624131
RU-C1-2083809
RU-C1-2090746
RU-C1-2092681
WO-A1-2015007749

(72) Изобретатель:
**Сулейманов Багир Алекпер Оглы,
Лятифов Яшар Айдын Оглы, Аббасов
Хаким Фикрет Оглы, Велиев Фуад
Фамиль Оглы (AZ)**

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к гидродинамическим способам повышения нефтеотдачи пласта. Задачей изобретения является увеличение нефтеотдачи морских нефтяных месторождений при заводнении пластов морской водой с применением химических реагентов для снижения межфазного поверхностного натяжения на границе вода-нефть и создания структурного расклинивающего давления на трехфазной границе. Поставленная задача решается тем, что в способе разработки морских нефтяных месторождений заводнением, включающем введение в морскую воду соли натрия с последующей закачкой ее в залежь, после введения в морскую воду соли натрия ее смешивают с кислотой и добавляют стабилизатор, при этом в качестве соли натрия используют карбонат натрия, в качестве кислоты используют (2-бис(карбоксиметил)амино)пентановую или азотную кислоту, а в качестве стабилизатора ПЭГ8000 в соотношении, мас. %: карбонат натрия - 9, кислота - 10, ПЭГ8000 - 0.5 и морская вода - остальное.

B1

035683

035683

B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к гидродинамическим способам повышения нефтеотдачи пласта.

Основными аналогами заявляемого изобретения являются способы повышения нефтеотдачи пластов с применением различных технологий отмыва остаточной нефти, находящейся в пласте, водными растворами поверхностно-активных веществ путем закачки их через нагнетательные скважины.

Известен способ повышения нефтеотдачи пласта, заключающийся в закачке воды через нагнетательную скважину и добычу флюида через добывающие скважины с определением параметров пласта путем анализа кривой падения давления в нагнетательной скважине [1].

Основным недостатком способа является низкая эффективность процесса разработки морских нефтяных месторождений.

Наиболее близким к заявляемому способу является способ разработки морских нефтяных месторождений заводнением, включающий введение в морскую воду алкилбензолсульфатов натрия с последующей закачкой ее в залежь через нагнетательные скважины, где с целью увеличения текущего уровня закачки реагента и добычи нефти при одновременном сокращении сроков разработки месторождений, перед введением в морскую воду алкилбензолсульфатов натрия ее смешивают с соляной кислотой, соляную кислоту используют в количестве 30-50% от массы алкилбензолсульфатов натрия [2].

Основным недостатком является нестабильность полученного раствора, а также его невысокая нефтewытесняющая способность.

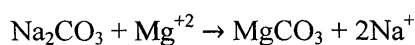
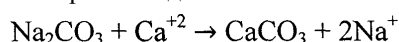
Задачей изобретения является увеличение нефтеотдачи морских нефтяных месторождений при заводнении пластов морской водой с применением химических реагентов для снижения межфазного поверхностного натяжения на границе вода-нефть и создания структурного расклинивающего давления на трехфазной границе.

Поставленная задача решается тем, что в способе разработки морских нефтяных месторождений заводнением, включающем введение в морскую воду соли натрия с последующей закачкой ее в залежь, после введения в морскую воду соли натрия ее смешивают с кислотой и добавляют стабилизатор, при этом в качестве соли натрия используют карбонат натрия, в качестве кислоты используют (2-бис(карбоксиметил)амино)пентановую или азотную кислоту, а в качестве стабилизатора ПЭГ8000 в соотношении, мас. %: карбонат натрия - 9, кислота - 10, ПЭГ8000 - 0.5 и морская вода - остальное.

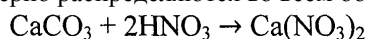
Сущность изобретения состоит в повышении эффективности нефтewытеснения новым способом - предварительным осаждением ионов Ca^{+2} и Mg^{+2} в закачиваемой морской воде посредством введения карбоната натрия в нее и последующей пептизацией этого раствора азотной или органической кислотой и стабилизацией полученной наножидкости посредством ПЭГ. Для указанной цели всесторонне исследовались коллоидные растворы на основе морской воды, полученные пептизацией осадков и добавлением полимерных наночастиц, которые в себе синергетически объединяли положительные свойства по нефтewытеснению как низко соленой морской воды, так и нанофлюида.

Снижение межфазного поверхностного натяжения на границе вода-нефть, а также создание структурного расклинивающего давления на трехфазной границе предлагаемым способом приводит к росту нефтеотдачи при применении полученной наножидкости в однородном и неоднородном пластах.

На первом этапе в морскую воду было добавлено необходимое количество Na_2CO_3 для осаждения ионов Ca^{+2} и Mg^{+2} , присутствующих в морской воде:



В результате возникшие карбонаты кальция и магния осаждаются. pH раствора с добавлением соли Na_2CO_3 растет в соответствии с формулой водородного показателя и доходит до 10.6 при полном осаждении карбонатов кальция и магния при концентрации соли Na_2CO_3 , равной 9 мас.%. Во втором этапе, добавляя постепенно (доводя pH до 7 в соответствии с формулой водородного показателя) в полученную смесь необходимое количество пептизатора - азотной или органической кислоты ((2-бис(карбоксиметил)амино)пентановая кислота (Sigma-Aldrich), добиваются перехода всех осадков (CaCO_3 и MgCO_3) обратно в объем коллоидного раствора, что достигается при концентрации пептизатора, равной 10 мас.%. При этом частицы равномерно распределяются во всем объеме жидкости:



Получается однородный прозрачный коллоидный раствор - наножидкость, размеры (d) наночастиц которой, установленные по DLS и SEM, составляют 8-10 nm. Добавлением в эти растворы определенного количества (0.5 мас.%) полиэтиленгликоля 8000 (Sigma-Aldrich) получается стабильная наножидкость, что весьма важно при применении наножидкостей. Раствор проявлял новые реологические свойства, значение коэффициента поверхностного натяжения (σ) сильно снизилось, по щелочности (pH) раствор становился нейтральным и проявлял высокую стабильность (табл. 1, η - вязкость, τ_0 - предельное напряжение).

Таблица 1

Закачиваемая композиция	d, мм	σ , мН/м	η , сП	τ_0 , Па	pH
Морская вода+Na ₂ CO ₃ +HNO ₃ +ПЭГ	10	6.22	1.46	0.35	7
Морская вода+Na ₂ CO ₃ +органическая кислота+ПЭГ	10	6.46	1,82	0.39	7

В табл.2 указаны данные по нефтевытеснению при разработке пористой среды, изготовленной на основе кварцевого песка и глины, предварительно насыщенной нефтью и водой (V_a/V_m - отношение закачанного объема к объему пор), предложенным способом и по прототипу.

Таблица 2

Способ разработки	Коэффициент вытеснения остаточной нефти	Повышение нефтевытеснения, %	V_a/V_m
Морская вода	0.493		2.05
Морская вода+ алкилбензолсульфат натрия +соляная к-та	0.590	10	6.5
Морская вода +Na ₂ CO ₃ +HNO ₃ +ПЭГ	0.643	15	6.77
Морская вода +Na ₂ CO ₃ + орг.кисл.+ПЭГ	0.691	19.8	5.26

Как видно из табл. 2, при вытеснении остаточной нефти повышение нефтевытеснения по сравнению со случаем заводнения морской водой по прототипу (10%) в случае использования коллоидных суспензий предложенным способом выше 15% (морская вода +Ca₂CO₃+HNO₃+ПЭГ) и \approx 20% (морская вода +Na₂CO₃+ орг.кисл.+ПЭГ).

Литература

1. RU 2092681, E21B 43/20, 1997.
2. SU 1624131, E21B 43/22, 43/01, 1988.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ разработки морских нефтяных месторождений заводнением, включающий введение в морскую воду соли натрия с последующей закачкой ее в залежь, отличающийся тем, что после введения в морскую воду соли натрия ее смешивают с кислотой и добавляют стабилизатор, при этом в качестве соли натрия используют карбонат натрия, в качестве кислоты используют (2-бис(карбоксиметил)амино)пентановую или азотную кислоту, а в качестве стабилизатора - ПЭГ8000 в соотношении, мас. %: карбонат натрия - 9, кислота - 10, ПЭГ8000 - 0.5 и морская вода - остальное.



Евразийская патентная организация, ЕАПВ

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