

(19)



**Евразийское
патентное
ведомство**

(11) **038656**(13) **B1**

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ЕВРАЗИЙСКОМУ ПАТЕНТУ

(45) Дата публикации и выдачи патента
2021.09.29

(51) Int. Cl. *E21B 43/22* (2006.01)
C09K 8/588 (2006.01)

(21) Номер заявки
201900591

(22) Дата подачи заявки
2019.12.19

(54) СПОСОБ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

(43) **2021.06.30**

(56) US-A1-20070204989
WO-A1-2001096707
US-B2-7300973

(96) **2019/038 (AZ) 2019.12.19**

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

(72) Изобретатель:
**Сулейманов Багир Алекпер оглы,
Велиев Эльчин Фикрет оглы, Нагиева
Нурана Вагиф кызы (AZ)**

(74) Представитель:
Зейналова О.А. (AZ)

(57) Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к способам повышения нефтеотдачи путем выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. Задачей изобретения является повышение эффективности вытеснения нефти из пласта за счет выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин путем частичного или полного блокирования высокопроницаемых обводненных пропластков и отклонения закачиваемой воды в низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки, а также снижение стоимости осуществления способа. Поставленная задача решается тем, что в способе выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, включающем закачку в пласт водного раствора гелеобразующего материала, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью, в пласт закачивают состав, состоящий из акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, поливинилпирролидона, бентонитовой глины, галловой кислоты, N,N'-метиленабисакриламида, пероксодисульфата аммония и пресной воды, при этом водный раствор гелеобразующего состава, содержащий предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью, закачивают в пласт в виде оторочки в количестве 10% от объема пор пласта, далее осуществляют закачку воды для проталкивания гелеобразующего состава.

038656 B1

038656 B1

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, частности к способам повышения нефтеотдачи путем выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин.

Известен способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, включающий закачку в пласт осадкообразующего реагента, содержащего водный раствор хлористого кальция, при этом предварительно производят подготовку реагента, вызывающего осадкообразование в пластовых условиях при температуре не ниже 80°C, в который дополнительно вводят сульфаминовую кислоту или ее эфир общей формулы $R-O-SO_3-NH_4$, где $R-CH_3$, C_2H_5 или C_3H_7 , путем приготовления 20-50 мас.% ного водного раствора смеси хлористого кальция и сульфаминовой кислоты или ее эфира, взятых в соотношении (30-70):(70-30) [1].

Недостатком способа является то, что в пластовых условиях при температуре не ниже 80°C реагент вызывает осадкообразование, т.е. происходит гидролиз сульфаминовой кислоты и ее эфира с образованием малорастворимых сульфатов кальция, которые выпадают в осадок и способ будет малоэффективным в скважинах с температурой ниже 80°C.

Так же известен способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, включающий закачку в нагнетательную скважину водного раствора сшивающегося полимерного состава, содержащего полиакриламид с молекулярной массой от 5 до 15 млн и степенью гидролиза 5-30% и ацетата хрома. При этом до закачки полимерного раствора на минимальной скорости закачивает оторочку водного раствора ацетата хрома с концентрацией не выше 0,1% в объеме, равном объему указанного раствора, а после закачки полимерного раствора закачивают воду для проталкивания его на требуемую глубину и оставляют скважину на реакцию [2].

Недостатком данного способа является то, что при закачке полимерного раствора за раствором сшивателя не происходит их равномерного смешивания ввиду того, что вязкость полимерного раствора значительно выше вязкости раствора сшивателя и происходит практически поршневое его вытеснение. В результате реализации способа образуемый гель обладает низкой прочностью. Кроме того, способ не позволяет контролировать прочность получаемого геля. Предлагаемый гель в пластовых условиях при температуре выше 80°C нестабилен, т.е. разлагается. А также на процесс разложения влияет высокая минерализация воды, что ускоряет этот процесс. Следовательно, этот гель не подходит для резервуаров с высокой температурой и солёностью и не способен эффективно блокировать каналы с повышенной проницаемостью.

Следует отметить, что в обоих указанных способах осадкообразование и гелеобразование происходит в пласте вблизи нагнетательной скважины, что приводит к существенному увеличению давления нагнетания. Кроме того, образование изолирующего тампона вблизи скважины существенно снижает количество дополнительной добычи нефти ввиду быстрого огибания закачиваемой водой установленного тампона. Этот недостаток преодолевается в способах выравнивания профиля приемистости, основанных на глубинном отклонении закачиваемой жидкости, в частности с использованием водных растворов предварительно сформированных гелеобразующих частиц с регулируемой набухаемостью.

Наиболее близким к предлагаемому изобретению является способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, включающий закачку в пласт водного раствора гелеобразующего материала, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью следующего состава: акриламид; натриевая соль 2-акриламидо-2-метилпропан-сульфоновой кислоты; полиэтиленгликоль-диакрилат; N,N'-метиленисакриламид; бромат натрия и бисульфит натрия [3].

Недостатком изобретения является то, что образующийся в пласте гель имеет низкую термическую стабильность, низкую набухаемость, приводящую к снижению изолирующей способности, что выражается в низком коэффициенте остаточного сопротивления, а также высокая стоимость осуществления способа ввиду непрерывной закачки гелеобразующего состава, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы.

Задачей изобретения является повышение эффективности вытеснения нефти из пласта за счет выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин путем частичного или полного блокирования высокопроницаемых обводненных пропластков и отклонения закачиваемой воды в низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки, а также снижение стоимости осуществления способа.

Поставленная задача решается тем, что в способе выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, включающем закачку в пласт водного раствора гелеобразующего материала, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью, в пласт закачивают состав, состоящий из акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, поливинилпирролидона, бентонитовой глины, галловой кислоты, N,N'-метиленисакриламида, пероксодисульфат аммония и пресной воды при следующем соотношении компонентов:

Акриламид	15-30%
2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота	20-30 %
Поливинил пирролидон	10-15%
бentonитовая глина	0-10 %
галловая кислота	0,2-0,5 %
N,N'-метиленисакриламид	0.5-1 %
Пероксодисульфат аммония	0.05-0.1 %
вода	остальное

При этом водный раствор гелеобразующего состава, содержащий предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью, закачивают в пласт в виде оторочки в количестве 10% от объема пор пласта, далее осуществляют закачку воды для проталкивания гелеобразующего состава.

Для приготовления гелеобразующего состава, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины были использованы акриламид (79-06-1 MSDS); 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота (15214-89-8MSDS); поливинилпирролидон (ГОСТ 30333-2007); бентонитовая глина (ГОСТ 28177-89); галловая кислота (ГОСТ 30333-2007); N,N'-метиленисакриламид (110-26-9 MSDS); пероксодисульфат аммония (7727-54-0 MSDS) и пресная вода. Водную фазу гелеобразующего состава готовят путем добавления расчетного количества акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, поливинилпирролидона и N,N'-метиленисакриламида к глинистому раствору в пресной воде. Для улучшения термической стабильности синтезированного геля в процессе синтеза добавляют определенное количество галловой кислоты, инициатор пероксодисульфата аммония медленно добавляют в раствор с сильным перемешиванием при температуре 50-60°C, реакция завершается за счет реакции самоускорения в короткое время.

Сущность изобретения заключается в том, что эффективность предлагаемого способа выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин в трещиноватых коллекторах повышается за счет закачки в пласт гелеобразующего материала, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы, обладающие повышенной термической, набухающей и изолирующей способностью.

Предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью и высокой термической стабильностью имеют предпочтительные размерные диапазоны от 0,1 мкм до 5 мм. Эти вспениваемые и гидрофильные полимерные частицы изготовлены в неэмульсионной системе. В пластовых условиях до определенного времени они обладают способностью задерживать свое набухшее состояние в пресной или соленой воде. Повышение эффективности вытеснения нефти из пласта предлагаемым способом происходит за счет выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин путем частичного или полного блокирования высокопроницаемых обводненных пропластков и отклонение закачиваемой воды в низко-проницаемые нефтенасыщенные пропластки из-за повышения термической стабильности и изолирующей способности образующегося в пласте геля.

Способ проверен в лабораторных условиях. Для иллюстрации предлагаемого способа были приготовлены образцы гелеобразующего материала, состоявшего из предварительно сформированных гелеобразующих частиц с соотношениями компонентов мас. %: предварительно сформированные гелеобразующие частицы 1-2%; вода - остальное PPG1, PPG2, PPG3, PPG4, PPG5, PPG6, PPG7, PPG8, прототип и закачаны в насыпные модели (табл.1).

Образец 1: готовят гель прототипа следующего состава, мас.г:

Акриламид	8.25
AMPSNa	21.75
полиэтиленгликоль диакрилат-200	0.386
N,N'-метиленисакриламид	0.0004
бромат натрия	20 мкл
бисульфит натрия	20 мкл
вода	30.6

В настоящем примере водную фазу готовили путем добавления 8.25 г акриламида, 21.75 г натриевой соли 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, 0.386 г полиэтиленгликоль диакрилат-200 и 0.0004 г N,N'-метиленисакриламида к 30.6 г деионизированной воды. Смесь инициатора 400 мкл 5%-ного бромата натрия и 400 мкл 5%-ного бисульфита натрия медленно добавляли в раствор с сильным перемешиванием при температуре 15-30°C, реакция завершается за 5 мин.

Образец 2: готовят гель (PPG1) следующего состава, мас. %:

Акриламид	15
2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота	20
Поливинилпирролидон	10
Галловая кислота	0,2
N,N'-метиленбисакриламид	0,5
пероксодисульфат аммония	0,05
вода	остальное

В настоящем примере водную фазу готовили путем добавления 9.35г акриламида, 11.45 г 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, 4.25 г поливинилпирролидона (K30) и 0.586 г N,N'-метиленбисакриламида к 26.8 г воды. Для улучшения термической стабильности синтезированного геля в процессе синтеза было добавлено 0.05 г галловой кислоты, инициатор пероксодисульфат аммония медленно добавляли в раствор с сильным перемешиванием при температуре 50-60°C, реакция завершается за счет реакции самоускорения в короткое время.

Другие образцы гелеобразующего материала, состоявшего из предварительно сформированных гелеобразующих частиц PPG2, PPG3, PPG4, PPG5, PPG6, PPG7, PPG8 изготавливают аналогичным способом.

Опыт 1.

Изучена термическая стабильность образцов предварительно сформированных гелеобразующих частиц. Дифференциальный сканирующий калориметр (модель: DSCQ10, производства TA Instrument) использовали для изучения термической стабильности образцов в атмосфере азота. Для анализа было использовано 9 образцов (PPG1-PPG8 и прототип). Набухшие гели (7-13 мг) брали для измерений, хранили в алюминиевых емкостях и герметично закрывали. Термограмму для каждого образца получали для диапазона температур от 40 до 200°C при скорости нагрева 2°C/мин и скорости продувки азотом 20 см³/мин (результаты опыта показаны в табл. 2).

Как видно из табл. 2, термическое разложение предварительно сформированных гелеобразующих частиц, содержащих 1% бентонитовой глины, происходит в интервале примерно от 170 до 174°C, при содержании 3% бентонитовой глины разложение происходит при температурах 175-178°C, а при 5% содержании бентонитовой глины процесс разложения происходит при более высоких температурах 180-183°C. Термическое разложение прототипа варьируется в интервале 118-121°C.

Таким образом, увеличение содержания бентонитовой глины приводит к улучшению стабильности предварительно сформированных гелеобразующих частиц из-за существования химических и физических взаимодействий между полимерами и поверхностями слоев бентонитовой глины, которые могут происходить посредством водородной связи полимерных групп и Si-O-Si-групп бентонитовой глины с группами полимерных цепей и их диполь-дипольным связыванием.

Выявлено, что при повышении процента содержания бентонитовой глины до 7 и 10% происходит обратный процесс, т.е. термическая стабильность уменьшается. Это объясняется агломерацией частиц глины с увеличением ее концентрации, приводящей к уменьшению общей площади поверхности глинистых частиц.

Опыт 2.

Изучена набухающая и изолирующая способность предварительно сформированных гелеобразующих частиц.

Для каждого образца взвешенное количество сухого порошка PPG (W_d -сухой вес) аккуратно насыпают в пробирку объемом 50 мл, заполненную водой для испытаний при комнатной температуре.

После определенного времени гидрогели были удалены из пробирок. При этом избыток воды удалялся фильтровальной бумагой, после этого определялась набухшая масса гидрогеля (W_s -масса гидрогеля после набухания).

Коэффициент набухания был рассчитан следующим образом:

$$\text{Коэффициент набухания} = \frac{W_s - W_d}{W_d}$$

Здесь бентонитовая глина выступает в качестве кристаллического зародыша образователя и кошивателя для цепей 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты и акриламида. Это означает, что если в матрицу мономера добавить большое количество бентонитовой глины, то количество точек сшивания сети мономеров увеличивается, что приводит к увеличению плотности сшивки сети и большему перепутыванию цепей. Увеличение сшивающих точек приводит к уменьшению свободного порового объема в предварительно сформированных гелеобразующих частицах ввиду массопереноса молекул воды путем включения бентонитовой глины в ее матрицу. Полученные значения набухаемости составов, содержащих 1-5% бентонитовой глины, объясняются ионной диссоциацией монтмориллонита натрия (поликатионной глины) и его сильным набуханием в воде. Ограничение свободного порового объема является наиболее важным фактором в снижении набухания составов, содержащих более 5% бентонитовой глины. Увеличение содержания бентонитовой глины приводит к снижению коэффициента набухания.

Результаты исследований (табл. 2) показали, что набухающая способность образцов варьируется в интервале 73-160 г/г, а набухающая способность прототипа 71.

Эффективность изолирующей способности предлагаемого способа выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины доказана лабораторными исследованиями.

Все эксперименты проводились на установке Strata-SlimTube с абсолютной проницаемостью 0,5-1Д по воде. Общая схема установки представлена на фиг. 1.

Фракции песка размером от 45 до 75 мк были использованы для получения необходимой проницаемости. Вынос песка из насыпной модели предотвращался путем установки экрана из стекловолокна на входе и выходе. Весовой метод, основанный на разнице между массой сухой и насыщенной водой насыпной модели, был использован для определения пористости. После подготовки модели в пласт закачивали приготовленные образцы и были определены фактор сопротивления ($RF_{зак}$) и остаточный фактор сопротивления ($RRF_{ост}$).

При проведении опытов основными показателями оценки эффективности являлись фактор сопротивления при закачке раствора ($RF_{зак}$), начальный градиент давления сдвига ($\Delta P_{нач}$) и остаточный фактор сопротивления растворов предварительно сформированных гелеобразующих частиц ($RRF_{ост}$).

Результаты проведенных экспериментов показали, что остаточный фактор сопротивления для разработанного геля ($RRF_{ост}$) увеличивается на 300-500 % по сравнению с прототипом (табл. 2).

Опыт 3.

Для изучения влияния объема оторочки закаченных реагентов на коэффициент вытеснения остаточной нефти из обводненных пластов проводились экспериментальные исследования на слоисто-неоднородной насыпной модели пласта, где проницаемость низкопроницаемого слоя составляла 0,5 мкм, а высокопроницаемого 1 мкм. Геометрические размеры модели следующие: длина - 0.8 м, внутренний диаметр - 0.04 м. Модель заполнялась кварцевым песком. Общая схема установки представлена на фиг. 2, где 1 - регистратор; 2 - источник; 3 - манометр; 4 - колонка с пористой средой; 5 - тензодатчик "Сапфир"; 6-PVT камера; 7 - компенсатор; 8 - ультратермостат; 9-распределительный коллектор и регулятор давления; 10 - дозирующий насос; 11 - запорные клапаны; 12 - коробка сопротивления.

Пористость и объем пор рассчитывали по разности веса влажной и сухой модели пласта. После обвязки установки, при постоянной температуре (30°C) и расходе, модели насыщались пластовой водой, затем вода вытеснялась нефтью с вязкостью 8 сантипуаз (сП). Для создания модели обводненного пласта нефть вытеснялась пластовой водой до ее отсутствия в составе фильтрата на выходе из модели. Далее закачивались оторочки приготовленного образца PPG4 различного объема (в количестве 2-20% от объема пор). Затем закачивалась вода до прекращения отбора нефти. Результаты экспериментальных работ показаны в табл. 3.

Результаты экспериментов (табл. 3) показали, что максимальный прирост коэффициента вытеснения нефти (24,3%) получен при закачке оторочки водного раствора гелеобразующего состава в количестве 10% от объема пор пласта. При дальнейшем увеличении объема оторочки увеличение значения коэффициента вытеснения нефти носило незначительный характер (0,7-1,6%) и является экономически нецелесообразным ввиду значительного увеличения расхода химических реагентов.

В промысловых условиях способ выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин осуществляют в следующей последовательности: на выбранном участке нефтяной залежи перед проведением мероприятия осуществляют комплекс геофизических и гидродинамических исследований. На основе данных этих исследований рассчитывают необходимый объем оторочки. На устье скважины готовят предлагаемый гелеобразующий материал, содержащий предварительно сформированные гелеобразующие частицы, и закачивают его через нагнетательную скважину в пласт в виде оторочки в количестве 10% от объема пор, далее осуществляет закачку воды для проталкивания гелеобразующего материала.

Таблица 1

Образцы	Состав гелеобразующего материала, %							
	Акриламид	2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота	Поливинил пирролидон	Бентонитовая глина	Галловая кислота	N,N'-метилен бисакриламид	Пероксодисульфат аммония	вода
PPG1	15	20	10	0	0.2	0.5	0.05	остальное
PPG2	15	20	10	1	0.2	0.5	0.05	остальное
PPG3	15	20	10	3	0.2	0.5	0.05	остальное
PPG4	15	20	10	5	0.2	0.5	0.05	остальное
PPG5	15	20	10	7	0.2	0.5	0.05	остальное
PPG6	15	20	10	10	0.2	0.5	0.05	остальное
PPG7	20	25	12	5	0.5	1	0.1	остальное
PPG8	30	30	15	5	0.5	1	0.1	остальное

Таблица 2

Образцы	<i>RF</i>	<i>RRF</i>	Термодеструкция °C	коэффициент набухания (z/z)
<i>PPG 1</i>	6.5	500	165-168	73
<i>PPG 2</i>	6.5	650	170-174	85
<i>PPG 3</i>	6.9	700	175-178	110
<i>PPG 4</i>	7	750	180-183	160
<i>PPG 5</i>	6.8	630	168-171	80
<i>PPG 6</i>	6.7	450	160-163	60
<i>PPG7</i>	7.2	630	176-179	130
<i>PPG8</i>	7.3	620	172-175	125
<i>Прототип</i>	9	150	118-121	71

Таблица 3

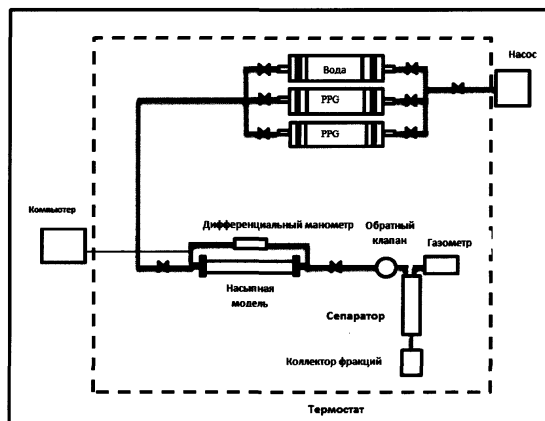
№ модели	Коэффициент извлечения нефти до закачки образца, %	Объем закачанной PPG4, % от объема пор	Коэффициент вытеснения нефти после закачки образца, %	Прирост коэффициента вытеснения, %
1	53,8	2	59,4	5,6
2	53,4	5	64,8	11,4
3	52,9	7	71,8	18,9
4	53,9	10	78,2	24,3
5	53,9	20	78,3	24,4
6	53,8	непрерывно	78,3	24,5
Прототип	53,7	непрерывно	65,0	10,5

Литература:

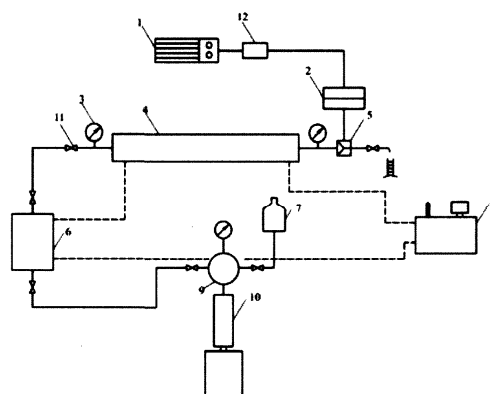
- 1) Патент RU 2633466, E21B 43/32, C09K 8/42, опубл. 12.10.2017
- 2) Патент RU 2648399, E21B 43/22, C09K 8/512, опубл. 26.03.2018
- 3) Заявка US 20070204989, E21B 43/22, 33/138, 33/128, опубл. 06.09.2007.

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины, включающий закачку в пласт водного раствора гелеобразующего материала, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью, отличающийся тем, что в качестве гелеобразующего материала, содержащего предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью, в пласт закачивают состав, состоящий из акриламида, 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновой кислоты, поливинилпирролидона, бентонитовой глины, галловой кислоты, N,N'-метилденбисакриламида, пероксодисульфата аммония и пресной воды при следующем соотношении компонентов: акриламид - 15-30%; 2-акриламидо-2-метилпропансульфоновая кислота - 20-30%; поливинилпирролидон - 10-15%; бентонитовая глина до 10%; галловая кислота - 0,2-0,5%; N,N'-метилденбисакриламид - 0,5-1%; пероксодисульфат аммония - 0,05-0,1%; вода - остальное; при этом водный раствор гелеобразующего состава, содержащий предварительно сформированные гелеобразующие частицы с регулируемой набухаемостью, закачивают в пласт в виде оторочки в количестве 10% от объема пор пласта, далее осуществляют закачку воды для проталкивания гелеобразующего состава.



Фиг. 1



Фиг. 2

