

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2839495

СПОСОБ ИНГИБИРОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
"Санкт-Петербургский горный университет
императрицы Екатерины II" (RU)*

Авторы: *Парфенов Дмитрий Викторович (RU), Коробов
Григорий Юрьевич (RU), Нгуен Ван Тханг (RU)*

Заявка № 2024120272

Приоритет изобретения 18 июля 2024 г.

Дата государственной регистрации
в Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 05 мая 2025 г.

Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 18 июля 2044 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК

E21B 37/06 (2025.01); E21B 43/267 (2025.01); C09K 8/524 (2025.01); C09K 8/536 (2025.01); C09K 8/80 (2025.01)

(21)(22) Заявка: 2024120272, 18.07.2024

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
18.07.2024

Дата регистрации:
05.05.2025

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 18.07.2024

(45) Опубликовано: 05.05.2025 Бюл. № 13

Адрес для переписки:
190106, Санкт-Петербург, 21 линия, В.О., 2,
ФГБОУ ВО СПбГУ, Патентно-лицензионный
отдел

(72) Автор(ы):

Парфенов Дмитрий Викторович (RU),
Коробов Григорий Юрьевич (RU),
Нгуен Ван Тханг (RU)

(73) Патентообладатель(и):

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II"
(RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
о поиске: US 20070173417 A1, 26.07.2007. RU
2503703 C1, 10.01.2014. RU 2714673 C2,
19.02.2020. WO 2016019101 A1, 04.02.2016. WO
2011051676 A1, 05.05.2011.

(54) СПОСОБ ИНГИБИРОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ

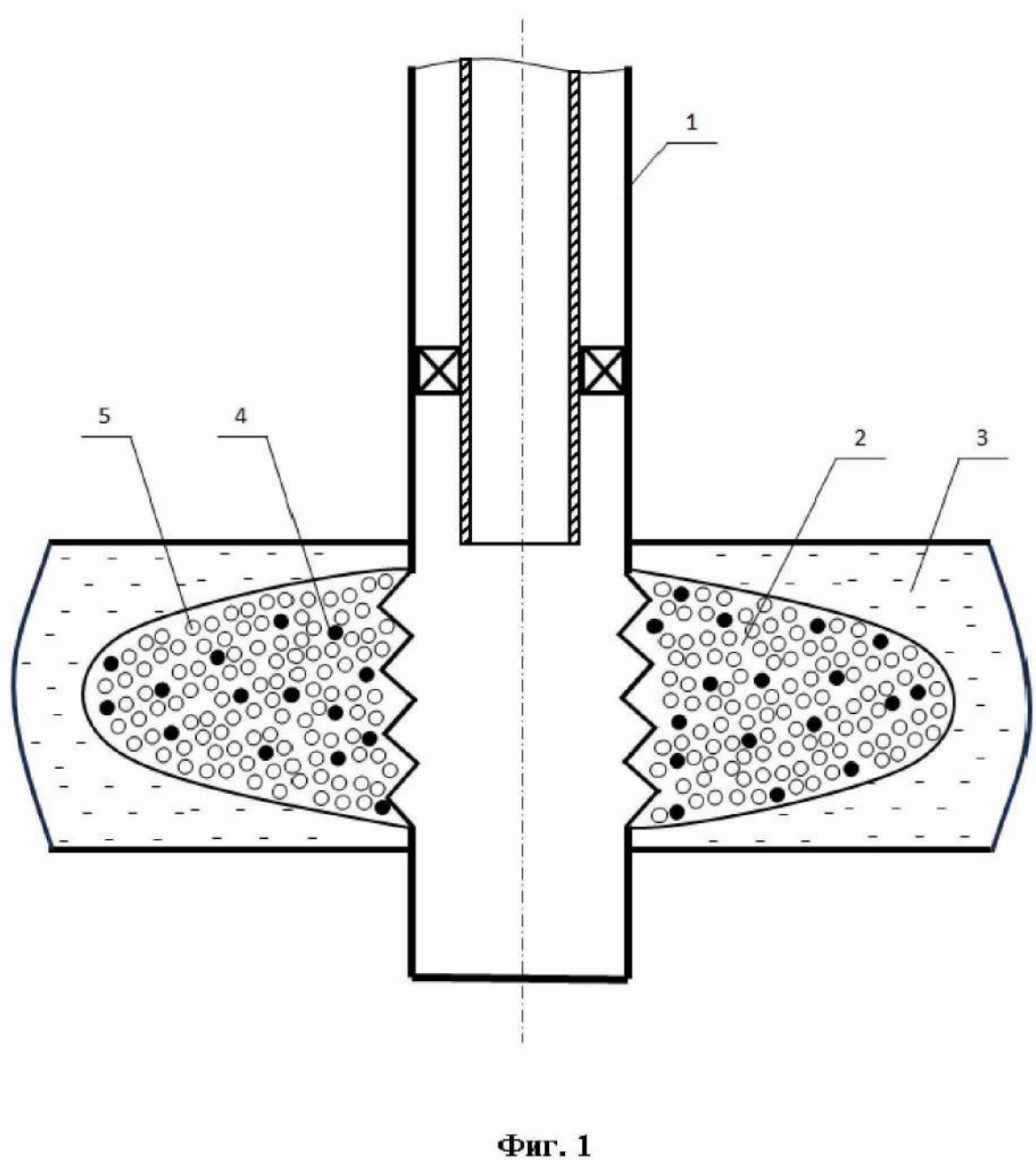
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли. Технический результат - повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений АСПО, путем улучшения реологических свойств нефти за счет ингибирования АСПО. Способ ингибирования образования АСПО включает обработку нефтяных скважин ингибитором образования асфальтосмолопарафиновых отложений путем добавления при проведении гидравлического разрыва пласта в пачку проппанта керамических сферических частиц, обладающих физико-химическими и физико-механическими свойствами, размером и формой, предъявляемым к проппанту, используемому при проведении гидравлического разрыва пласта, с открытой пористостью до 30 %, насыщенных раствором сополимера этилена и винилацетата в о-ксилоле и высушенных, и последующего

медленного высвобождения указанного сополимера в окружающий поток при омывании указанных пористых частиц при последующей фильтрации нефти через пачку проппанта. В качестве раствора сополимера этилена и винилацетата используют раствор в о-ксилоле с массовой концентрацией не более 14 % сэвилена марки 11808-340 с содержанием винилацетата от 26 до 30 %, причем сначала указанные частицы высушивают до постоянной массы и полного удаления из их пор жидкостей, затем высушенные частицы вакуумируют при давлении менее 1000 Па до полного удаления воздуха их пор, затем осуществляют подачу указанного раствора сэвилена в емкость с указанными частицами, не стравливая разряженное давление, таким образом, чтобы уровень указанного раствора сэвилена был выше поверхности указанных частиц, затем донасыщают указанные частицы при атмосферном давлении с последующим

донасыщением при повышенном давлении не более 100 атм в течение не менее 8 ч, затем из указанных частиц выпаривают при постоянном

перемешивании растворитель о-ксилол. 6 ил., 5 табл.





FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.

E21B 37/06 (2006.01)*E21B 43/267* (2006.01)*C09K 8/524* (2006.01)*C09K 8/536* (2006.01)*C09K 8/80* (2006.01)(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

E21B 37/06 (2025.01); *E21B 43/267* (2025.01); *C09K 8/524* (2025.01); *C09K 8/536* (2025.01); *C09K 8/80* (2025.01)

(21)(22) Application: **2024120272**, 18.07.2024

(24) Effective date for property rights:
18.07.2024

Registration date:
05.05.2025

Priority:

(22) Date of filing: 18.07.2024

(45) Date of publication: 05.05.2025 Bull. № 13

Mail address:

190106, Sankt-Peterburg, 21 liniya, V.O., 2, FGBOU
VO SPbGU, Patentno-litsenzionnyj otdel

(72) Inventor(s):

Parfenov Dmitrii Viktorovich (RU),
Korobov Grigorii Iurevich (RU),
Nguen Van Tkhang (RU)

(73) Proprietor(s):

federalnoe gosudarstvennoe biudzhethnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniia «Sankt-Peterburgskii gornyi
universitet imperatritsy Ekateriny II» (RU)

(54) **METHOD OF INHIBITING FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS**

(57) Abstract:

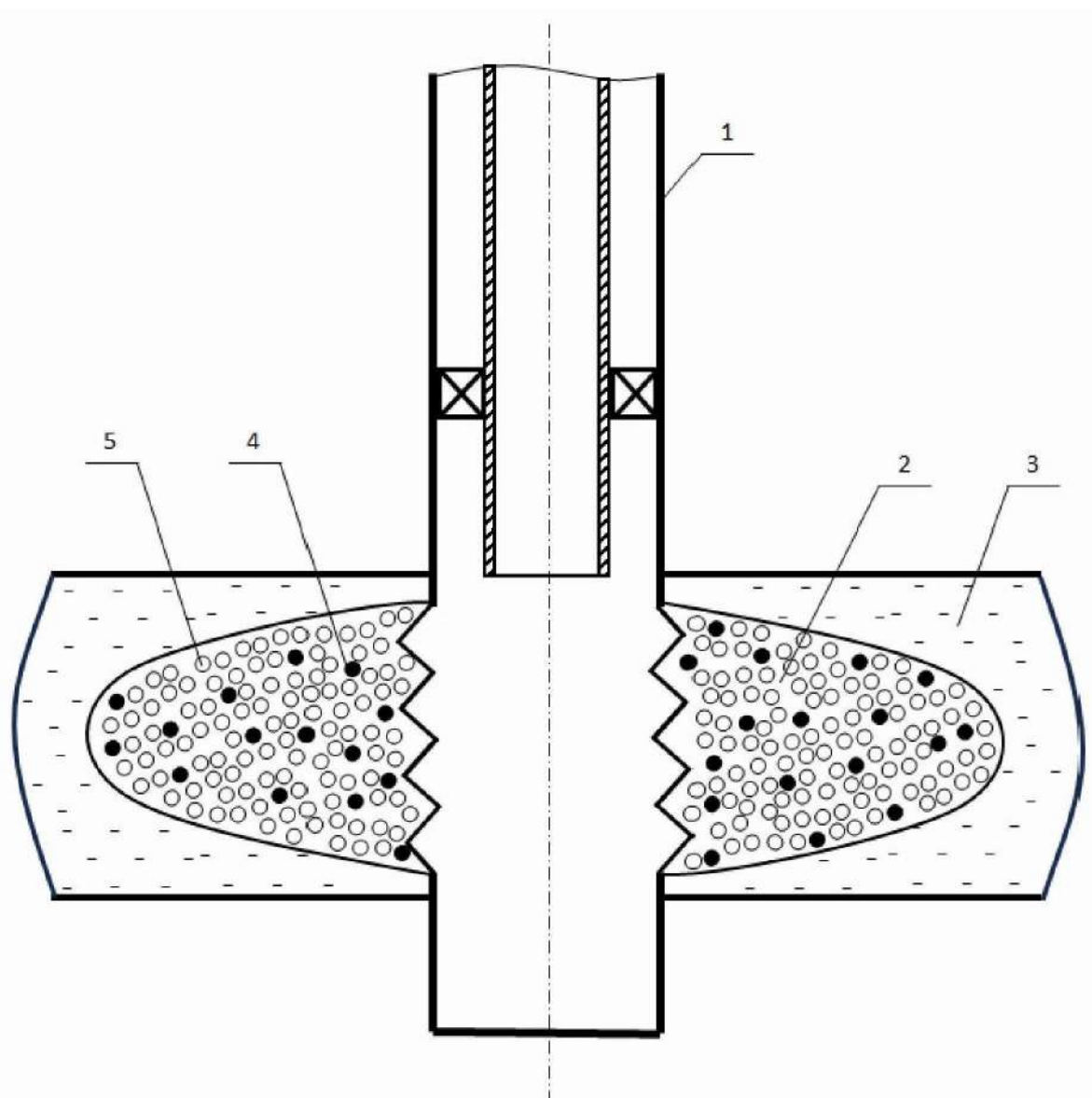
FIELD: obtaining oil from wells.

SUBSTANCE: method for inhibiting the formation of asphalt-resin-paraffin deposits includes treating oil wells with an inhibitor of the formation of asphalt-resin-paraffin deposits by adding, during hydraulic fracturing, ceramic spherical particles to a proppant pack, having physical-chemical and physical-mechanical properties, size and shape, presented to the proppant used during hydraulic fracturing, with open porosity of up to 30%, saturated with a solution of a copolymer of ethylene and vinyl acetate in o-xylene and dried, and subsequent slow release of said copolymer into the ambient stream while washing said porous particles with subsequent filtration of oil through the proppant pack. Solution used is a solution in o-xylene with weight concentration of not more than 14% sevilen grade 11808-340 with content of vinyl acetate from 26 to 30%, wherein first said particles are dried to constant mass and complete

removal of liquids from their pores, then dried particles are evacuated at pressure less than 1000 Pa until complete removal of air from their pores, then performing supply of said solution of sevilen into a container with said particles without releasing discharged pressure, so that level of said solution of sevilen was above surface of said particles, then said particles are after-saturated at atmospheric pressure with subsequent re-saturation at high pressure of not more than 100 atm for at least 8 hours, o-xylene solvent is then evaporated from said particles while stirring constantly.

EFFECT: improving operating efficiency of wells complicated with intensive formation of asphalt-resin-paraffin deposits by improving rheological properties of oil due to ARPD inhibition.

1 cl, 6 dwg, 5 tbl



Фиг. 1

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, в частности к способам ингибирования образования отложений парафина в призабойной зоне пласта и во внутрискважинном оборудовании.

Известен способ подачи реагента в скважину (патент РФ № 2302513, опубл. 10.07.2007) путем периодической регулирующей подачи реагента в межтрубное пространство скважины дозировочным насосом по капиллярной трубке, спускаемой на колонне насосно-компрессорных труб. Подача осуществляется либо на прием скважинного насоса, либо в интервал перфорации скважины для чего на конец капиллярной трубки кабеля присоединяют полиэтиленовую капиллярную трубку расчетной длины.

Недостатком способа является невозможность подачи реагента в призабойную зону, так как капиллярная трубка крепится к колонне насосно-компрессорных труб, располагаемой непосредственно в скважине.

Известен способ обработки призабойной зоны пласта ингибитором асфальтосмолопарафиновых отложений (Коробов Г.Ю. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами с использованием ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. - С.-Петербург. гос. гор. ун-т, Санкт-Петербург, 2016 - 106 с.), заключающийся в закачке в призабойную зону пласта ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений депрессорного действия с последующей адсорбцией ингибитора в горной породе и его постепенном вымывании при эксплуатации скважины.

Недостатком способа является невозможность контролировать скорость десорбции ингибирующего реагента с поверхности горной породы в связи с естественными свойствами продуктивного пласта.

Известен способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «пласт-скважина» (Парфенов Д.В. Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «пласт-скважина» // Конференция XXIV Международная молодёжная научная Севергеозкотех-2023. - Ухта: Изд-во УГТУ, 2023. - С. 338-341), заключающийся в добавлении в пачку проппанта твердых частиц, пропитанных жидким ингибирующим веществом, способствующих снижению интенсивности формирования асфальтосмолопарафиновых отложений за счет десорбции ингибирующего вещества при контакте с пластовым флюидом.

Недостатком способа является непродолжительность периода эффективной защиты по причине малого содержания ингибирующего вещества в растворе насыщения пористых частиц.

Известен способ приготовления твердого ингибитора для предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) (патент РФ № 2503703, опубл. 10.01.2014) путем нагревания вещества-носителя и введения в него активной основы Сэвилена - сополимера этилена с винилацетатом, используют Сэвилен с содержанием винилацетата 21-30 мас. %, в качестве вещества-носителя - битум нефтяной хрупкий или битум нефтяной строительный, или кубовые остатки производства аминов $C_{17}-C_{20}$. Предварительно Сэвилен охлаждают до температуры в диапазоне от минус 10°C до минус 190°C, выдерживают при этой температуре 10-15 минут, измельчают до порошкообразного состояния, нагревают до положительной температуры, но не выше 30°C, вводят его порциями не менее четырех с перемешиванием каждой не менее 1 минуты, в нагретое до размягчения вещество-носитель. Приготовленный твердый ингибитор помещается в контейнер, представляющий собой систему перфорированных труб различного диаметра. Затем полученный трубчатый контейнер с помещенным в него ингибитором опускается или в зону перфорации добывающей скважины, или под

насос, или размещается в магистральных трубопроводах.

Недостатком способа является то, что приготовленный по известному способу твердый ингибитор не может использоваться в качестве расклинивающего агента, проппанта при проведении операции по гидроразрыву пласта (ГРП) ввиду низких
5 прочностных характеристик, и тем самым не предотвращает образование отложений парафина в призабойной зоне пласта.

Известен способ обработки скважин пористыми композитами, содержащими углеводород-растворимыми агентами, (патент US № 20070173417 A1, опубл. 26.07.2007), принятый за прототип, заключающийся в обработке скважины путем добавления в
10 пачку проппанта при проведении ГРП пористых частиц, содержащих углеводород-растворимых реагентов, обеспечивающих медленное и равномерное высвобождение вещества, ингибирующего образования АСПО. Пористые сферические керамические частицы, насыщенные сополимером этилена и винилацетата, получают путем помещения нерастворимой сферической частицы из алюмосиликата с пористостью до 30 % в раствор
15 сополимера этилена и винилацетата в о-ксилоле с содержанием первого 10 мас. %.

Частицы впитывают ингибирующее вещество и высушиваются при температуре 100°C.

Недостатком способа является неполное насыщение пустот пористого композита раствором и неполное удаление растворителя при указанным термобарических условиях.

Техническим результатом является повышение эффективности эксплуатации скважин, осложненных интенсивным образованием АСПО.
20

Технический результат достигается тем, в качестве раствора сополимера этилена и винилацетата используют раствор в о-ксилоле с массовой концентрацией не более 14 % сэвилена марки 11808-340 с содержанием винилацетата от 26 до 30 %, сначала указанные частицы высушивают до постоянной массы и полного удаления из их пор
25 жидкостей, затем высушенные частицы вакуумируют при давлении менее 1000 Па до полного удаления воздуха их пор, затем осуществляют подачу указанного раствора сэвилена в емкость с указанными частицами, не стравливая разряженное давление, таким образом, чтобы уровень указанного раствора сэвилена был выше поверхности указанных частиц, затем донасыщают указанные частицы при атмосферном давлении
30 с последующим донасыщением при повышенном давлении не более 100 атм в течение не менее 8 ч, затем из указанных частиц выпаривают при постоянном перемешивании растворитель о-ксилол.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 - расположение расклинивающего материала в трещине ГРП схематично;

35 фиг. 2 - график вязкостно-температурной характеристики нефти;

фиг. 3 - график влияния сэвилена марки 11808-340 на температурно-вязкостную характеристику нефти;

фиг. 4 - схема экспериментальной установки для оценки высвобождения сэвилена из насыщенного проппанта;

40 фиг. 5 - график влияния сэвилена марки 11808-340 на динамическую вязкость нефти при 16°C;

фиг. 6 - профиль высвобождения сэвилена из насыщенного проппанта, где:

1 - скважина;

2 - трещина;

45 3 - пласт;

4 - насыщенный проппант;

5 - инертный проппант;

6 - загрузочная колонка;

- 7 - цилиндрический накопитель;
- 8 - насос;
- 9 - емкость-приемник;
- 10 - блок противодействия.

Способ осуществляется следующим образом. Для скважины-кандидата по проведению операции по гидравлическому разрыву пласта, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, определяют вязкостно-температурную характеристику пластовой нефти и физико-химические свойства пластовой нефти, такие как температура начала кристаллизации парафина в нефти $T_{нк-исх}$, температура застывания нефти $T_{зас-исх}$.

В качестве ингибирующего вещества используют сэвилен, сополимер этилена и винилацетата, марки 11808-340 с содержанием винилацетата от 26 до 30 %. Оценивают ингибирующий и депрессорный эффекты, влияние на вязкостно-температурную характеристику нефти сэвилена марки 11808-340 при известных концентрациях ингибирующего вещества в пробе нефти, полученных путем растворения твердого сэвилена в нефти без растворителя. Ингибирующий эффект оценивают следующим образом:

$$\Delta T_{нк} = T_{нк-исх} - T_{нк-сэвN}, \text{ где (1)}$$

$T_{нк-исх}$ - температура начала кристаллизации парафина в исходной нефти, °С;

$T_{нк-сэвN}$ - температура начала кристаллизации парафина в нефти с соответствующей концентрацией сэвилена, °С.

Депрессорный эффект оценивают следующим образом:

$$\Delta T_{зас} = T_{зас-исх} - T_{зас-сэвN}, \text{ где (2)}$$

$T_{зас-исх}$ - температура застывания исходной нефти, °С;

$T_{зас-сэвN}$ - температура застывания нефти с соответствующей концентрацией сэвилена, °С.

Влияние на вязкостно-температурную характеристику нефти оценивают графическим способом путем построения и сопоставления зависимостей динамической вязкости нефти от температуры при соответствующих концентрациях сэвилена.

В качестве частицы-носителя используют керамические частицы с открытой пористостью не более 30 %, обладающие физико-химическими и физико-механическими свойствами, размером и формой согласно требованиям, предъявляемым к расклинивающему материалу, используемым при проведении гидравлического разрыва пласта.

Насыщение частиц-носителей ингибирующим веществом осуществляется следующим образом. Готовят раствор сэвилена марки 11808-340 в ароматическом растворителе оксилоле с массовой концентрацией первого компонента не более 14 %. Высушивают пористые керамические частицы до постоянной массы и полного удаления из их пор каких-либо жидкостей. Помещают высушенные частицы в герметичную емкость высокого давления и вакуумируют при давлении менее 1000 Па до полного удаления воздуха из пустот. Осуществляют подачу подготовленного раствора сэвилена в оксилоле в емкость с частицами-носителями, не стравливая разряженное давление, таким образом, чтобы уровень жидкости был выше поверхности частиц. Донасыщают частицы-носители при атмосферном давлении с последующим донасыщением при повышенном давлении не более 100 атм в течение не менее 8 часов. В результате раствор сэвилена в

о-ксилоле проникает в пустоты и заполняет поры керамических частиц. Выпаривают твердый сэвилен при постоянном перемешивании пористых частиц с целью предотвращения слипания до полного удаления растворителя о-ксилола.

В результате поры керамических частиц-носителей становятся заполнены сэвиленом марки 11808-340 в твердом виде, а сами частицы становятся насыщенным проппантом.

Затем проводят мероприятие по гидравлическому разрыву пласта способом с применением расклинивающего агента. При этом на стадии подачи расклинивающего агента в образовавшуюся трещину 2 в пласте 3 часть добавляемого проппанта представляет собой инертный проппант 5 без содержащегося в пора сэвилена, а другая часть насыщенный проппант 4 с твердым сэвиленом в порах. Подачу насыщенного проппанта 4 в скважину 1 осуществляют на всем протяжении подачи расклинивающего агента, что обеспечивает равномерное распределение насыщенных частиц по всему объему трещины 2 (фиг. 1). Затем проводят освоение скважины 1.

При последующей фильтрации нефти через пачку проппанта, твердый сэвилен, содержащийся в пустотах насыщенного проппанта 4 (фиг. 1), растворяется при омывании нефтью. Тем самым происходит самодозирование ингибирующего вещества в добываемую нефть, что способствует снижению температуры начала кристаллизации парафина в нефти, или/и снижению температуры застывания нефти, или/и улучшению вязкостно-температурной характеристики нефти, и, соответственно, снижает интенсивность формирования отложений парафина.

Способ объясняется следующими примерами.

Определение температуры начала кристаллизации парафина в нефти $T_{нк-исх}$, температуры застывания $T_{зас-исх}$ (таблица 1), вязкостно-температурной характеристики нефти (фиг. 2).

Таблица 1 - Результаты экспериментальных исследований свойств нефти

Параметр	Ед. изм.	Значение
Температура начала кристаллизации парафина в нефти $T_{нк-исх}$	°C	27
Температура застывания $T_{зас-исх}$	°C	18

Результаты экспериментальных исследований ингибирующего эффекта сэвилена марки 11808-340 на исследуемую нефть представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результаты экспериментальных исследований ингибирующего эффекта сэвилена марки 11808-340

Концентрация сэвилена 11808-340 в пробе нефти, масс. %	Температура начала кристаллизации парафина в нефти, °C	Ингибирующий эффект $\Delta T_{нк}$, °C
0	27	-
0,0005	27	0
0,0025	27	0
0,005	26	1
0,01	26	1

Результаты экспериментальных исследований депрессорного эффекта сэвилена марки 11808-340 на исследуемую нефть представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты экспериментальных исследований депрессорного эффекта сэвилена марки 11808-340

Концентрация сэвилена 11808-340 в пробе нефти, масс. %	Температура застывания, °C	Депрессорный эффект $\Delta T_{зас}$, °C
0	18	-
0,0005	16,5	1,5

0,0025	15	3
0,005	14,5	3,5
0,01	12	6

Результаты исследования влияние сэвилена марки 11808-340 на температурно-вязкостную характеристику нефти (фиг. 3).

Установлено, что с увеличением содержания сэвилена в пробе нефти снижается температура застывания, улучшаются реологические свойства нефти, а температура начала кристаллизации парафина в нефти практически не изменяется.

Примеры параметров насыщения частиц-носителей раствором сэвилена в о-ксилоле приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Параметры насыщения частиц-носителей раствором сэвилена в о-ксилоле

Пример	Параметры насыщения частиц носителей	
	Давление в системе при донасыщении частиц, атм	Содержание сэвилена в растворе насыщения, масс. %
1	25	1
2	25	6
3	25	10
4	25	14
5	25	15
6	50	1
7	50	6
8	50	10
9	50	14
10	50	15
11	75	1
12	75	6
13	75	10
14	75	14
15	75	15
16	100	1
17	100	6
18	100	10
19	100	14
20	100	15
21	125	1
22	125	6
23	125	10
24	125	14
25	125	15

Оценка степени насыщения проводилась путем соотношения изначальной массы навески сухих частиц-носителей и после насыщения. Результаты оценки степени насыщения представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Результаты оценки степени насыщения частиц-носителей

Пример	Масса навески сухих частиц-носителей, г	Масса навески частиц-носителей после насыщения, г	Массовое содержание сэвилена в насыщенных частицах-носителях, масс. %
1	36,53	36,73	0,54
2	35,26	35,56	0,83
3	36,81	37,15	0,92
4	36,91	37,15	0,65
5	35,35	35,58	0,64
6	35,03	35,24	0,60
7	36,13	36,78	1,77

5	8	35,74	36,25	1,40
	9	36,46	36,82	0,97
	10	35,52	35,87	0,98
	11	36,11	36,37	0,71
	12	36,51	37,58	2,85
10	13	35,78	36,80	2,77
	14	35,59	36,27	1,89
	15	36,20	36,91	1,91
	16	36,39	36,65	0,71
	17	35,97	37,09	3,02
15	18	35,89	37,09	3,25
	19	36,34	37,15	2,19
	20	35,63	36,43	2,18
	21	36,92	37,18	0,70
	22	35,21	36,30	3,00
	23	36,59	37,81	3,23
	24	35,79	36,60	2,21
	25	35,08	35,87	2,20

Исходя из результатов экспериментальных исследований, установлено, что увеличение давления донасыщения от 25 до 100 атм способствует увеличению содержания твердого сэвилена в порах насыщенного проппанта. При этом дальнейшее увеличение давления до 125 атм не приводит к существенному увеличению содержания твердого сэвилена в порах насыщенного проппанта. Также установлено, что увеличение массовой концентрации сэвилена в растворе насыщения более 10 % приводит к снижению массового содержания твердого сэвилена в порах насыщенного проппанта. Исходя из этого, оценка степени ингибирования продукции проводилась для следующих примеров: Примеры 12-14, Примеры 17-19.

Для оценки степени ингибирования продукции за счет омывания насыщенного проппанта, с заполненными сэвиленом порами, был проведен фильтрационный эксперимент, моделирующий процесс фильтрации нефти через пачку проппанта, следующим образом. В загрузочную колонку 6 (фиг. 4) поместили насыщенный проппант 4. Цилиндрический накопитель 7 заполнили исследуемой нефтью. Создали в системе температурные условия - 50°C. После термостатирования системы с помощью насоса 8 через загрузочную колонку 6, заполненную насыщенным проппантом 4 прокачали исследуемую нефть, периодически переключая емкости-приемники 9 с целью отбора проб для дальнейшей оценки содержания сэвилена в пробе.

Для дальнейшего определения остаточной концентрации сэвилена в нефти построили эталонную кривую зависимости динамической вязкости нефти от концентрации сэвилена в пробе чистой нефти при температуре ниже температуры начала кристаллизации парафина в нефти - 16°C (фиг. 5). Содержание сэвилена марки 11808-340 в пробе определялось путем определения вязкостно-температурной характеристики отобранных проб на реологическом вискозиметре и последующего соотношения с полученной эталонной кривой.

Исходя из полученных значений (фиг. 6) концентрации сэвилена на выходе из загрузочной колонки в ходе фильтрационного эксперимента, установлено, что при контакте нефти с насыщенным проппантом происходит растворение твердого сэвилена в омываемой нефти, что соответствует процессу ингибирования.

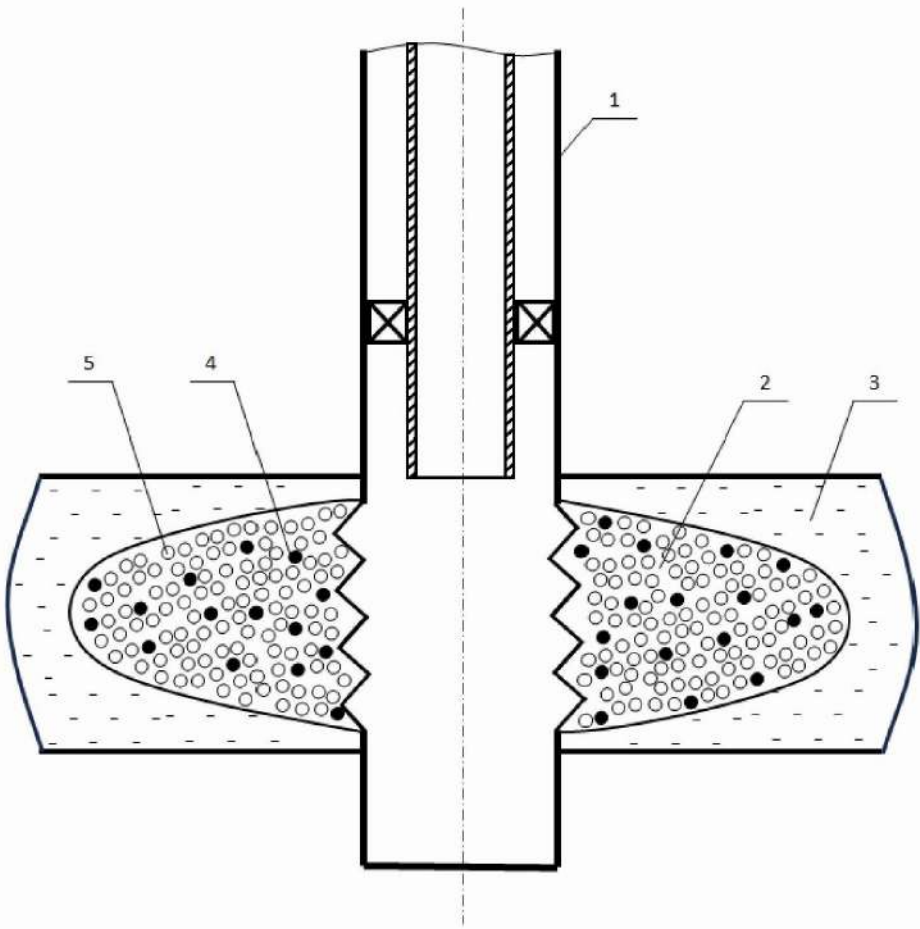
Предлагаемый способ ингибирования продукции с целью предотвращения образования парафиновых отложений в призабойной зоне пласта и во внутрискважинном оборудовании при добыче высокопарафинистой нефти обеспечивает

повышение эффективности эксплуатации скважин путем улучшения реологических свойств нефти за счет ингибирования продукции при омывания насыщенных частиц проппанта углеводородным флюидом.

(57) Формула изобретения

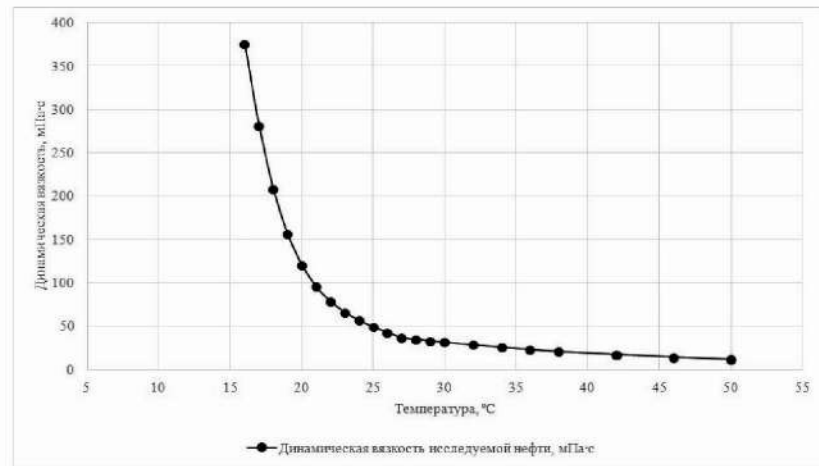
Способ ингибирования образования асфальтосмолопарафиновых отложений, включающий обработку нефтяных скважин ингибитором образования асфальтосмолопарафиновых отложений путем добавления при проведении гидравлического разрыва пласта в пачку проппанта керамических сферических частиц, обладающих физико-химическими и физико-механическими свойствами, размером и формой, предъявляемым к проппанту, используемому при проведении гидравлического разрыва пласта, с открытой пористостью до 30 %, насыщенных раствором сополимера этилена и винилацетата в о-ксилоле и высушенных, и последующего медленного высвобождения указанного сополимера в окружающий поток при омывании указанных пористых частиц при последующей фильтрации нефти через пачку проппанта, отличающийся тем, что в качестве раствора сополимера этилена и винилацетата используют раствор в о-ксилоле с массовой концентрацией не более 14 % сэвилена марки 11808-340 с содержанием винилацетата от 26 до 30 %, сначала указанные частицы высушивают до постоянной массы и полного удаления из их пор жидкостей, затем высушенные частицы вакуумируют при давлении менее 1000 Па до полного удаления воздуха из пор, затем осуществляют подачу указанного раствора сэвилена в емкость с указанными частицами, не стравливая разряженное давление, таким образом, чтобы уровень указанного раствора сэвилена был выше поверхности указанных частиц, затем донасыщают указанные частицы при атмосферном давлении с последующим донасыщением при повышенном давлении не более 100 атм в течение не менее 8 ч, затем из указанных частиц выпаривают при постоянном перемешивании растворитель о-ксилол.

1

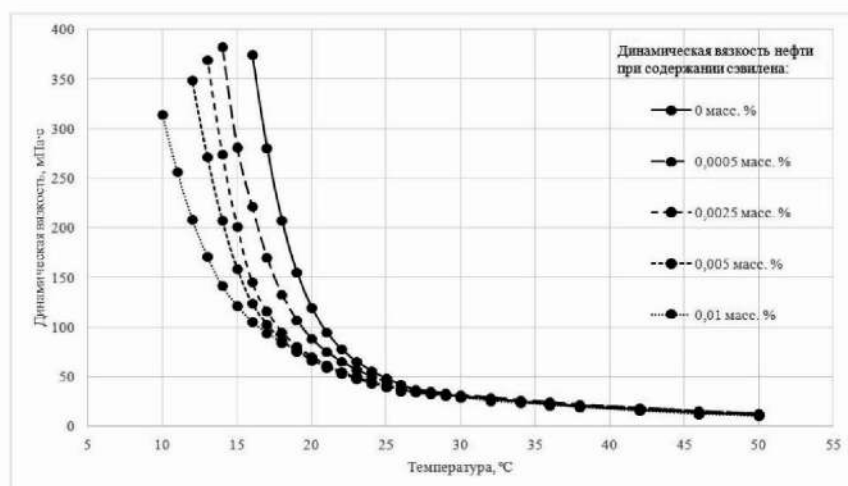


Фиг. 1

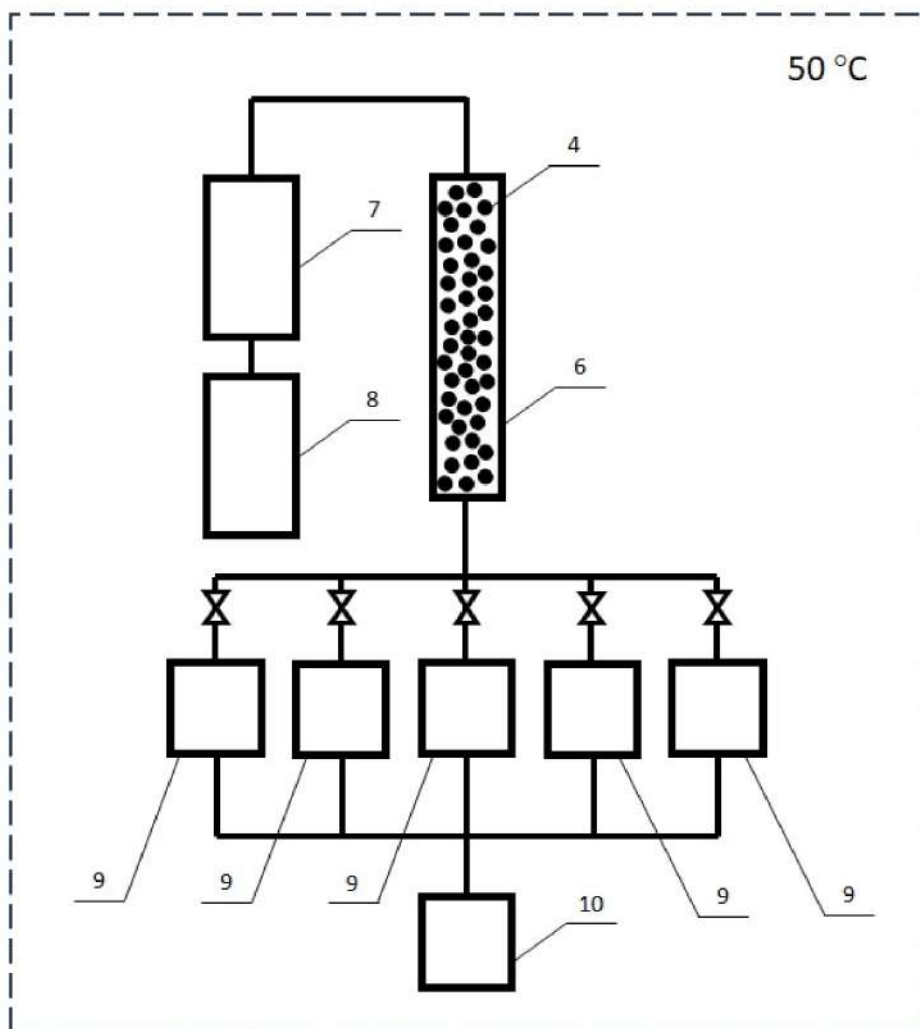
2



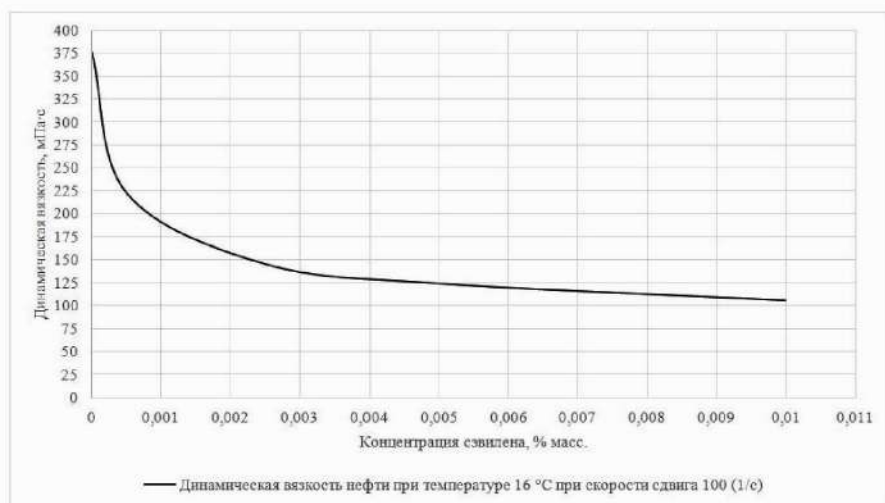
Фиг. 2



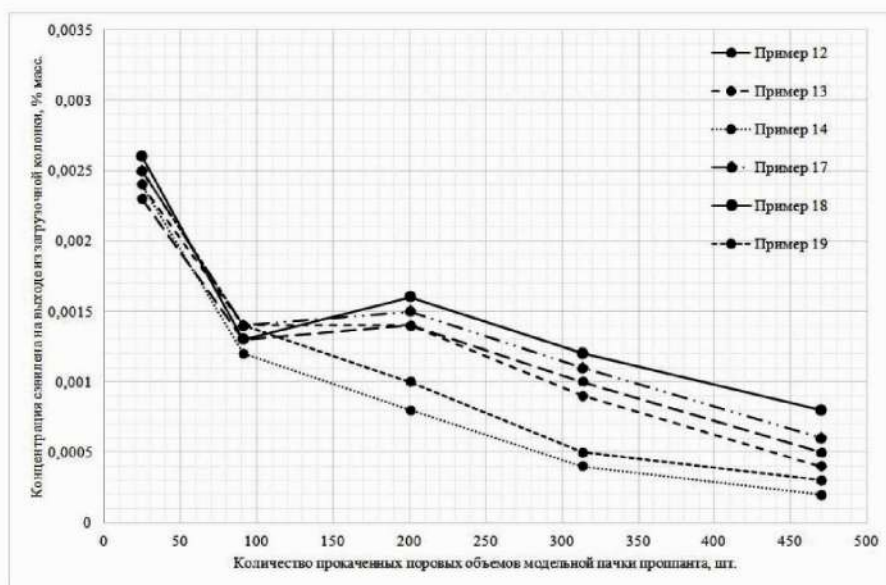
Фиг. 3



Фиг. 4



Фиг. 5



Фиг. 6