

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2839154

СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

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

Авторы: *Бондаренко Алексей Александрович (RU), Рогачев Михаил Константинович (RU), Александров Александр Николаевич (RU)*

Заявка № 2024120476

Приоритет изобретения 19 июля 2024 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 28 апреля 2025 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 19 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 43/24 (2024.08); E21B 7/046 (2024.08); C09K 8/592 (2024.08)

(21)(22) Заявка: 2024120476, 19.07.2024

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
19.07.2024

Дата регистрации:
28.04.2025

Приоритет(ы):

(22) Дата подачи заявки: 19.07.2024

(45) Опубликовано: 28.04.2025 Бюл. № 13

Адрес для переписки:

190106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
ФГБОУ ВО "Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II",
Патентно-лицензионный отдел

(72) Автор(ы):

Бондаренко Алексей Александрович (RU),
Рогачев Михаил Константинович (RU),
Александров Александр Николаевич (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: RU 2780172 C1, 20.09.2022. RU
2725624 C1, 03.07.2020. RU 2803344 C1,
12.09.2023. RU 2728002 C1, 28.07.2020. RU
2717849 C1, 26.03.2020. WO 2015059026 A2,
30.04.2015.

(54) СПОСОБ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКИМ
ВОЗДЕЙСТВИЕМ

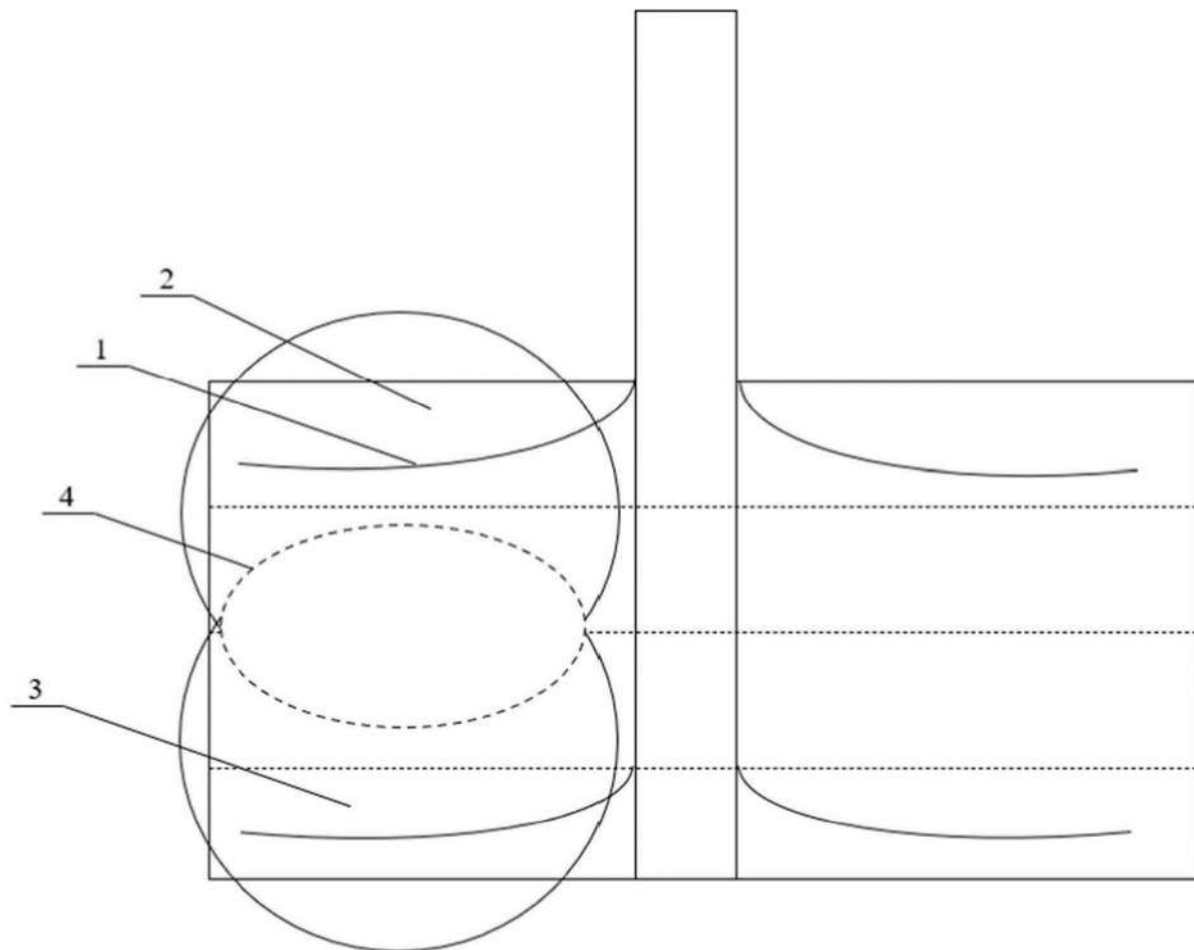
(57) Реферат:

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли. Технический результат - повышение эффективности скважинной добычи сверхвязкой нефти, возможность более полной выработки запасов нефти в залежи. В способе разработки залежи сверхвязкой нефти пароциклическим воздействием, включающем бурение или использование пробуренных вертикальных или наклонно-направленных скважин, из указанных скважин осуществляют бурение тонких горизонтальных перфорационных каналов от 50 до 70 мм в диаметре. При разработке коллекторов большой толщины тонкие перфорационные каналы размещают один в верхней четверти продуктивного пласта, другой в нижней четверти продуктивного пласта один над другим, осуществляют бурение не менее четырех каналов, формируя зону перекрытия пароциклическим воздействием в пласте большой толщины. При разработке высокорасчлененной залежи

производят бурение двух тонких перфорационных каналов в верхнем продуктивном пропластке и двух тонких перфорационных каналов в нижнем продуктивном пропластке, при этом в случае большой толщины разрабатываемой залежи осуществляют бурение двух дополнительных каналов в центральном продуктивном пропластке, формируя зону перекрытия пароциклическим воздействием на высокорасчлененной залежи. Размещение внутрискважинного оборудования выполняют следующим образом: устанавливают под продуктивным пластом пакер высокого давления и температуры с заглушкой или глухую пакер-пробку высокого давления и температуры, спускают на колонне вакуумно-экранированных насосно-компрессорных труб в зону размещения пакера высокого давления и температуры совместно с термокомпенсатором для компенсации удлинения насосно-компрессорных

труб и предотвращения деформации забойного фильтра, в подпакерной зоне указанного пакера монтируют противопесочный фильтр щелевой с гравийной набивкой или с прямой намоткой. Далее осуществляют циклическое воздействие: сначала закачивают композицию для химической конверсии тяжелой нефти, включающую прекурсор катализатора Ni и Mo на бентонитовом носителе в нефрасе, затем в течение не более 14

сут производят закачку пара, после этого скважину закрывают на период пропитки не менее 5 сут. Затем переводят под добычу, циклы реализуют до полной выработки залежи. При этом пар в скважину закачивают при температуре, которая обеспечивает температуру в продуктивном интервале в диапазоне от 200 до 320°C. 9 ил., 1 табл.



Фиг. 1

FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY(51) Int. Cl.
E21B 43/24 (2006.01)
E21B 7/04 (2006.01)
C09K 8/592 (2006.01)

(12) ABSTRACT OF INVENTION

(52) CPC

E21B 43/24 (2024.08); E21B 7/046 (2024.08); C09K 8/592 (2024.08)

(21)(22) Application: 2024120476, 19.07.2024

(24) Effective date for property rights:
19.07.2024Registration date:
28.04.2025

Priority:

(22) Date of filing: 19.07.2024

(45) Date of publication: 28.04.2025 Bull. № 13

Mail address:

190106, Sankt-Peterburg, V.O., 21 liniya, 2, FGBOU
VO "Sankt-Peterburgskij gornyj universitet
imperatritsy Ekateriny II", Patentno-litsenzionnyj
otdel

(72) Inventor(s):

Bondarenko Aleksei Aleksandrovich (RU),
Rogachev Mikhail Konstantinovich (RU),
Aleksandrov Aleksandr Nikolaevich (RU)

(73) Proprietor(s):

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

(54) METHOD OF ULTRAVISCOUS OIL DEPOSIT DEVELOPMENT BY STEAM CYCLIC ACTION

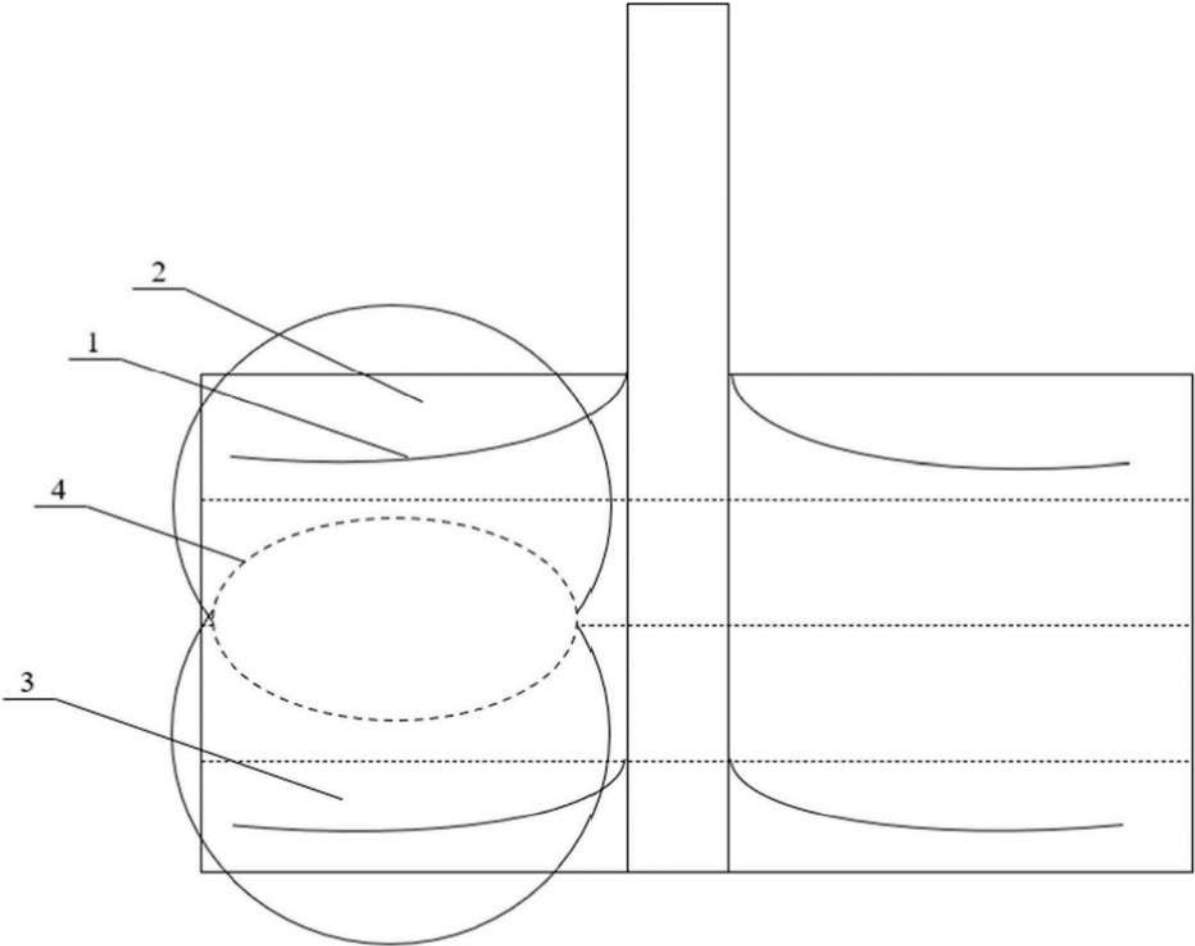
(57) Abstract:

FIELD: obtaining oil from wells.

SUBSTANCE: invention relates to oil industry. In the method of developing a deposit of ultraviscous oil by steam cyclic action, which includes drilling or using drilled vertical or directional wells, thin horizontal perforated channels with diameter of 50 to 70 mm are drilled from the above wells. During development of reservoirs of large thickness, thin perforated channels are arranged one in upper quarter of productive formation, and other in lower quarter of productive formation one above other, at least four channels are drilled to form zone of overlapping by steam cyclic action in formation of large thickness. During the development of a highly segmented deposit, two thin perforation channels are drilled in the upper productive interlayer and two thin perforated channels in the lower productive interlayer, at that, in case of large thickness of the developed deposit, two additional channels are drilled in the central productive interlayer, forming the overlapping zone by the steam cyclic action on the highly disintegrated deposit. Arrangement of downhole equipment is performed as follows: high pressure and

temperature packer with a plug or a high pressure and temperature blind packer-plug is installed under the productive formation, the high pressure and temperature packer is lowered on the column of vacuum-shielded tubing together with a temperature compensator to compensate for elongation of tubing string and to prevent deformation of bottom-hole filter, slotted sand filter with gravel packing or with straight winding is mounted in the under-packer zone of the above packer. Further, cyclic action is performed: first, a composition for chemical conversion of heavy oil containing a Ni and Mo catalyst precursor on a bentonite support in nefras is pumped, then for not more than 14 days performing steam injection, after which well is closed for an impregnation period of not less than 5 days. Then it is changed over to production, cycles are implemented till full development of the deposit. Steam is pumped into well at temperature, which provides temperature in productive interval in range from 200 to 320 °C.

EFFECT: improving efficiency of well production of ultraviscous oil, possibility of more complete recovery of oil reserves in the deposit.



Фиг. 1

RU 2839154 C1

RU 2839154 C1

Изобретение относится к нефтедобывающей отрасли, в частности к способам комбинированного циклического воздействия паром и химическими реагентами на призабойную зону скважин, вскрывших коллектора со сверхвязкой нефтью, с целью снижения вязкости извлекаемой нефти, ее внутрипластового облагораживания, увеличения эффективной зоны паротеплового воздействия.

Известен способ разработки залежей тяжелых и сверхвысоковязких нефтей (патент РФ № 2387818, опубл. 27.04.2010), заключающийся в закачке пара в пласт, прогреве пласта с созданием паровой камеры, совместной закачке пара и углеводородного растворителя и последующем отборе продукции. В качестве углеводородного растворителя применяют смесь углеводородов предельного алифатического и ароматического рядов, основным компонентом которой является бензол.

Недостатком способа является то, что при взаимодействии пара, горячей воды, растворителя и нефти имеет место увеличение количества высокомолекулярных компонентов нефти в пласте - асфальтенов, карбенов, карбоидов, при температурах выше 350°C - продуктов частичного коксообразования, что значительно снижает фильтрационно-емкостные характеристики пласта.

Известен способ разработки битуминозных карбонатных коллекторов с использованием циклической закачки пара и катализатора акватермолиза (патент РФ №2717849, опубл. 26.03.2020), заключающийся в том, что в пробуренную или уже эксплуатируемую наклонно-направленную скважину с эксплуатационной колонной диаметром не менее 168 мм опускают колонну труб с заглушенным концом и выполненными на концевом участке отверстиями для закачки рабочего агента в интервал целевой перфорации продуктивного пласта, производят закачку катализатора акватермолиза нефти и растворителя, закрывают скважину на срок не менее двух суток с возможностью обеспечения максимально эффективной пропитки продуктивного пласта, затем закачивают пар при температуре от 200 до 350°C в течение не менее 5 суток, далее останавливают скважину на срок от 5 до 14 суток, затем производят отбор жидкой продукции из скважины.

Недостаток данного способа заключается в том, что щелевая перфорация не обеспечивает адресного попадания перфорационного канала в целевую зону, глубина перфорационного канала может не достигать необходимых значений, что в свою очередь отразится на неполном охвате пласта воздействием пара и химических реагентов.

Известен способ разработки залежи высоковязкой нефти пароциклическим воздействием (патент РФ №2624858, опубл. 07.07.2017), заключающийся в бурении добывающей горизонтальной скважины в нижней четверти толщи нефтенасыщенного пласта, монтаже необходимой для пароциклического воздействия технологической оснастки, закачке теплоносителя, состоящего из пара с температурой от 200 до 220°C с добавлением легкого углеводорода (например, углеводорода петролейной фракции), осуществлении технологической выдержки на пропитку, отборе разогретой нефти.

Недостатком данного способа является то, что при взаимодействии пара, горячей воды и нефти имеет место увеличение количества высокомолекулярных компонентов нефти в пласте - асфальтенов, карбенов, карбоидов, что значительно снижает фильтрационно-емкостные характеристики пласта.

Известен способ разработки залежи высоковязкой нефти и природного битума (патент РФ № 2728002, опубл. 28.07.2020), заключающийся в строительстве горизонтальных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин, а также вертикальных наблюдательных скважин либо в использовании уже имеющихся, закачке

перегретого пара через нагнетательные скважины с прогревом продуктивного пласта и создании паровой камеры, закачке катализатора для внутрипластового облагораживания высоковязких нефтей и природных битумов через вертикальные скважины, последующем отборе продукции за счет парогравитационного дренажа

5 через добывающие скважины и контролировании состояния паровой камеры.

Недостаток данного способа заключается в том, что подача катализатора и пара осуществляется через разные скважины, что, в случае отсутствия гидродинамической связи между ними, сформирует зоны отсутствия взаимодействия между теплоносителем и катализатором. В зонах, где добываемая нефть контактирует только с теплоносителем,

10 имеет место образование высокомолекулярных компонентов нефти, снижающих фильтрационно-емкостные характеристики пласта.

Известен способ разработки залежей высоковязкой нефти и природного битума (патент РФ №2780172, опубл. 20.09.2022), принятый за прототип, заключающийся в бурении горизонтальных скважин или использовании уже пробуренных,

15 пароциклической обработке горизонтальных скважин в три цикла, при этом при проведении третьего цикла к закачиваемому теплоносителю добавляют композицию реагентов для химической конверсии тяжелой нефти, которая включает наноразмерный катализатор на основе смешанного оксида переходных металлов, где металлы выбраны из группы: Cr, Mn, Fe, Co, Ni, Cu, Zn, Mo, водород-донорный растворитель нефрас С4-

20 155/205 и спирто-щелочной состав. Одновременно осуществляют перевод горизонтальной скважины, находящейся в центре залежи пластового-сводового типа и расположенную выше уровня остальных добывающих скважин по структуре, под нагнетание. Через нее осуществляют постоянную закачку теплоносителя, а отбор пластовых флюидов осуществляют через остальные добывающие скважины.

25 Недостаток данного способа заключается в том, что в участках залежи, в меньшей степени охваченных воздействием катализатора, после длительной закачки теплоносителя из переведенной под нагнетание скважины, имеет место образование застойных зон с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками из-за выпадения высокомолекулярных компонентов нефти. Техническим результатом является

30 повышение эффективности скважинной добычи сверхвязкой нефти.

Технический результат достигается тем, что из указанных скважин осуществляют бурение тонких горизонтальных перфорационных каналов от 50 до 70 мм в диаметре, при этом длину указанных каналов определяют в соответствии с размерами разрабатываемого пласта или пропластка, при разработке коллекторов большой

35 толщины тонкие перфорационные каналы размещают один в верхней четверти продуктивного пласта, другой в нижней четверти продуктивного пласта один над другим, осуществляют бурение не менее четырех каналов, формируя зону перекрытия пароциклическим воздействием в пласте большой толщины, при разработке высокорасчлененной залежи производят бурение двух тонких перфорационных каналов

40 в верхнем продуктивном пропластке и двух тонких перфорационных каналов в нижнем продуктивном пропластке, при этом в случае большой толщины разрабатываемой залежи осуществляют бурение двух дополнительных каналов в центральном продуктивном пропластке, формируя зону перекрытия пароциклическим воздействием на высокорасчлененной залежи, размещение внутрискважинного оборудования

45 выполняют следующим образом: устанавливают под продуктивным пластом пакер высокого давления и температуры с заглушкой или глухую пакер-пробку высокого давления и температуры, спускают на колонне вакуумно-экранированных насосно-компрессорных труб в зону размещения пакер высокого давления и температуры

совместно с термокомпенсатором для компенсации удлинения насосно-компрессорных труб и предотвращения деформации забойного фильтра, в подпакерной зоне указанного пакера монтируют противопесочный фильтр щелевой с гравийной набивкой или с прямой намоткой, далее осуществляют циклическое воздействие: сначала закачивают композицию для химической конверсии тяжелой нефти, включающую прекурсор катализатора Ni и Mo на бентонитовом носителе в нефрасе, затем в течение не более 14 суток производят закачку пара, после этого скважину закрывают на период пропитки не менее 5 сут, затем переводят под добычу, циклы реализуют до полной выработки залежи, при этом пар в скважину закачивают при температуре, которая обеспечивает температуру в продуктивном интервале в диапазоне от 200 до 320°C, необходимое значение температуры определяют исходя из пластовых условий и характера взаимодействия добываемой нефти с закачиваемыми композицией для химической конверсии тяжелой нефти и паром, а расчет объема закачки пара и химических реагентов производят с учетом фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта, а также лабораторных исследований взаимодействия композиции для химической конверсии тяжелой нефти и пара с нефтью разрабатываемой залежи.

Способ поясняется следующими фигурами:

фиг. 1 - принципиальная схема реализации технологии в пласте большой толщины;

фиг. 2 - принципиальная схема реализации технологии в высокорасчлененной залежи;

фиг. 3 - принципиальная схема наземного и внутрискважинного оборудования для осуществления пароциклического воздействия;

фиг. 4 - график суточного дебита при реализации каталитического акватермолиза;

фиг. 5 - график суточного дебита при реализации некаталитического акватермолиза, где:

1 - тонкий перфорационный канал;

2 - верхняя четверть продуктивного пласта;

3 - нижняя четверть продуктивного пласта;

4 - зона перекрытия пароциклическим воздействием в пласте большой толщины;

5 - верхний продуктивный пропласток;

6 - нижний продуктивный пропласток;

7 - условно центральный продуктивный пропласток;

8 - зона перекрытия пароциклическим воздействием на высокорасчлененной залежи;

9 - нагнетательная линия;

10 - смеситель для приготовления химической композиции;

11 - парогенератор;

12 - насосный агрегат;

13 - пакер высокого давления и температуры с заглушкой;

14 - пакер высокого давления и температуры;

15 - термокомпенсатор;

16 - вакуумно-экранированные насосно-компрессорные трубы;

17 - противопесочный фильтр.

Способ осуществляется следующим образом. Производится бурение или допускается использование пробуренных вертикальных или наклонно-направленных скважин с использованием колонны бурильных труб и компоновки низа бурильной колонны.

После этого в скважине в целевом интервале производят установку клина-отклонителя. В случае, если скважина обсажена, посредством фрезы осуществляют фрезерование окна в интервале установки клина-отклонителя. Затем на бурильных трубах с компоновкой низа бурильной колонны, включающей винтовой забойный двигатель и

долото, осуществляют бурение тонких горизонтальных перфорационных каналов от 50 до 70 мм в диаметре. Длину канала определяют в соответствии с размерами разрабатываемого пласта или пропластка.

При разработке коллекторов большой толщины бурение тонких перфорационных каналов производят следующим образом. Тонкие перфорационные каналы 1 (фиг. 1) размещают по одному в верхней четверти продуктивного пласта 2 и нижней четверти продуктивного пласта 3 один над другим и осуществляют бурение не менее четырех каналов, за счет чего после пароциклического воздействия формируется зона перекрытия пароциклическим воздействием в пласте большой толщины 4.

При разработке высокорасчлененной залежи бурение каналов осуществляют следующим образом. Производят бурение двух тонких перфорационных каналов 1 (фиг. 1) в верхнем продуктивном пропластке 5 (фиг. 2), двух каналов - в нижнем продуктивном пропластке 6. В случае большой толщины разрабатываемой залежи осуществляется бурение двух дополнительных каналов в условно центральном продуктивном пропластке 7, за счет чего после пароциклического воздействия формируется зона перекрытия пароциклическим воздействием на высокорасчлененной залежи 8.

После завершения строительства каналов технологическую оснастку для их бурения извлекают из скважины. Далее начинают процесс подготовки и размещения наземного и внутрискважинного оборудования для осуществления пароциклического воздействия на разрабатываемую залежь. Устье скважины оборудуют нагнетательной линией 9 (фиг. 3), обвязанной смесителем для приготовления химической композиции 10 требуемой концентрации, парогенератором 11 и насосным агрегатом 12. Компоновка внутрискважинного оборудования представляет собой установленный под продуктивным пластом пакер высокого давления и температуры с заглушкой 13 или глухую пакер-пробку высокого давления и температуры, установленный над кровлей пласта пакер высокого давления и температуры 14, который спускают в зону размещения совместно с термокомпенсатором 15 для компенсации удлинения насосно-компрессорных труб и предотвращения деформации забойного фильтра на колонне вакуумно-экранированных насосно-компрессорных труб 16 для минимизации теплотерь в процессе закачки теплоносителя. В подпакерной зоне монтируется противопесочный фильтр 17 щелевой, с гравийной набивкой или с прямой намоткой. Выбор конкретного типа фильтра осуществляют посредством лабораторных испытаний и моделирования в специализированных программных продуктах.

Далее производят циклическое воздействие паром и химическими реагентами на разрабатываемую залежь. В первую очередь осуществляют подготовку воды для закачки пара. Пар закачивают в скважину при температуре, которая будет обеспечивать температуру в продуктивном интервале в диапазоне от 200 до 320°C. Необходимое значение температуры определяют исходя из пластовых условий и характера взаимодействия добываемой нефти с закачиваемым химическим реагентом и паром. В качестве химических реагентов используют прекурсор катализатора акватермолиза Ni и Mo на бентонитовом носителе и донор водорода нефрас. Расчет объема закачки пара и химических реагентов производят для каждой конкретной скважины индивидуально, с учетом фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора, а также лабораторных исследований взаимодействия теплоносителя и химических реагентов с нефтью разрабатываемой залежи. Закачка пара и химических реагентов реализуют циклично по следующей схеме: в скважину в расчетном объеме производят закачку прекурсора катализатора Ni и Mo в нефрасе, затем в течение не более 14 суток производят закачку

пара, после этого скважину закрывают на период пропитки не менее 5 суток, затем скважину переводят под добычу. Циклы реализуются до полной выработки залежи.

Способ объясняется следующими примерами. В программном продукте для геолого-гидродинамического моделирования было выполнено численное моделирование трех циклов каталитического пароциклического воздействия с бурением двух тонких перфорационных каналов и трех циклов некаталитического пароциклического воздействия. Воздействие осуществлялось на призабойную зону скважины, вскрывшей карбонатный коллектор со сверхвязкой нефтью. Для реализации каталитического пароциклического воздействия использовался прекурсор катализатора акватермолиза на основе Mo и Ni и нефрас в качестве донора водорода. Один цикл каталитического пароциклического воздействия представлял следующую последовательность действий: закачка катализатора акватермолиза и донора водорода - 1 сутки, закачка пара - 14 суток, пропитка - 5 суток, добыча - 120 суток. В случае некаталитического пароциклического воздействия из последовательности исключалась закачка катализатора. Закачка химических реагентов осуществлялась с расходом 50 м³/сут.

Закачка пара осуществлялась с расходом 50 м³/сут, сухость пара составляла 0,7. Каталитическое пароциклическое воздействие моделировалась для пяти точек температур: 150, 200, 300, 320 и 370°C. В ходе сравнения результатов моделирования было установлено увеличение зоны внутрипластового облагораживания сверхвязкой нефти за счет наличия тонких перфорационных каналов и эффективного дренирования катализатора акватермолиза на углеводородной основе в доноре водорода. При некаталитическом пароциклическом воздействии максимальные значения концентрации высокомолекулярных компонентов нефти определялись практически во всем околоскважинном пространстве.

Таблица 1 - Изменение дебита в зависимости о температуры закачиваемого пара

Температура закачиваемого пара, °C	Максимальное значение дебита в цикле, м ³ /сут			Снижение концентрации высокомолекулярных компонентов нефти, раз
	1	2	3	
150	9,22	2,64	1,56	1,12
200	12,2	10,2	8,4	1,25
300	19,25	14,92	11,25	1,5
320	16,72	14,33	10,11	1,42
370	17,1	7,11	5,67	1,18
300 без катализатора	7,51	1,9	0,92	-

При закачке пара при температуре ниже 200°C наблюдается относительно некаталитического воздействия при температуре 300°C (фиг. 4) незначительное увеличение среднего суточного дебита в 1,3 раза (фиг. 5), при минимальной температуре диапазона в 200°C увеличение среднего суточного дебита составляет 2,98 раза (фиг. 6), при максимальной температуре диапазона в 320°C увеличение среднего суточного дебита составляет 3,99 раза (фиг. 7), при температуре 370°C наблюдается практически двухкратное падение дебита для второго и третьего цикла относительно закачки при температуре 320°C (фиг. 8), что обусловлено реакциями коксообразования и кольматированием призабойной зоны пласта.

Наилучший результат каталитического парациклического воздействия был получен при температуре пара 300°C, при котором общее снижение максимальной концентрации высокомолекулярных компонентов нефти составило порядка 1,5 раз. Увеличение среднего суточного дебита в 4,4 раза при реализации каталитического акватермолиза с тонкими перфорационными каналами при температуре 300°C (фиг. 9) относительно

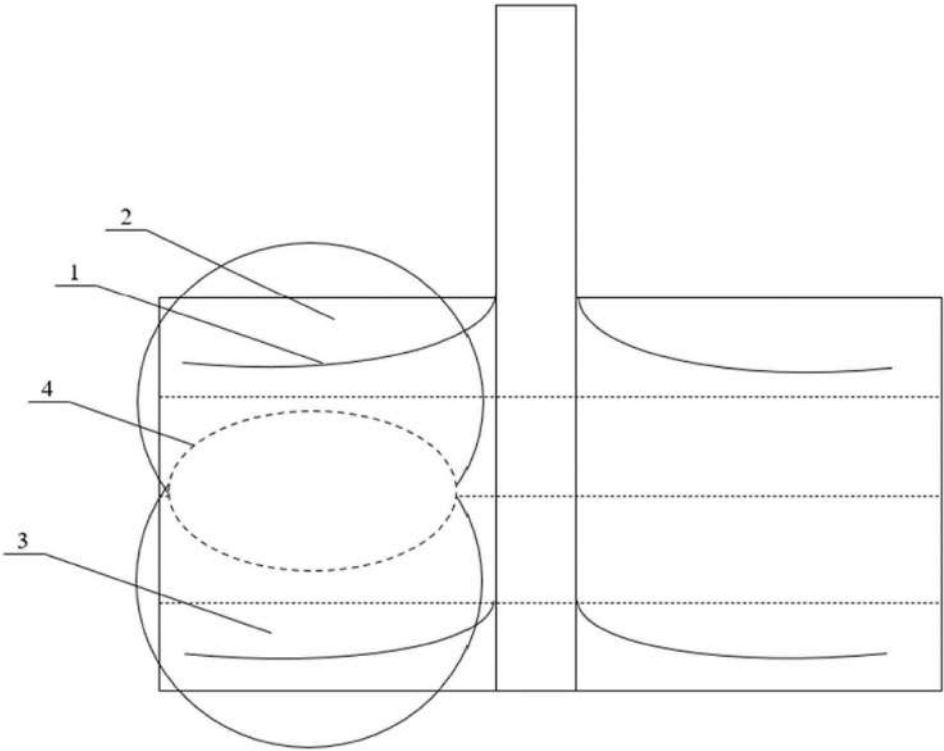
некаталитического пароциклического воздействия без каналов при той же температуре свидетельствует о том, что высокомолекулярные компоненты нефти не остаются в околоскважинной зоне реакции и не кольматируют призабойную зону пласта, а тонкие перфорационные каналы способствуют увеличению зоны охвата воздействием.

- 5 Тенденция снижения дебита от первого ко второму циклу сократилась в 3 раза, от второго к третьему - в 1,6 раза, что подтверждает возможность более полной выработки запасов нефти в залежи.

(57) Формула изобретения

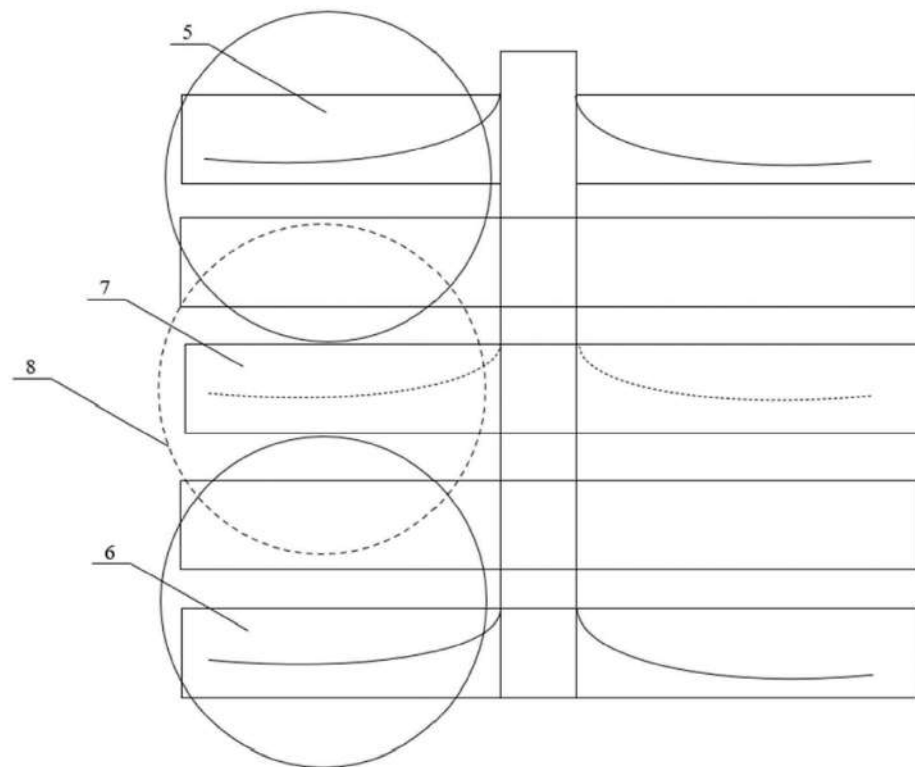
- 10 Способ разработки залежи сверхвязкой нефти пароциклическим воздействием, включающий бурение или использование пробуренных вертикальных или наклонно-направленных скважин, циклическую обработку скважин паром и композицией для химической конверсии тяжелой нефти, включающей растворитель нефрас, отличающийся тем, что из указанных скважин осуществляют бурение тонких горизонтальных
- 15 перфорационных каналов от 50 до 70 мм в диаметре, при этом длину указанных каналов определяют в соответствии с размерами разрабатываемого пласта или пропластка, при разработке коллекторов большой толщины тонкие перфорационные каналы размещают один в верхней четверти продуктивного пласта, другой в нижней четверти продуктивного пласта один над другим, осуществляют бурение не менее четырех
- 20 каналов, формируя зону перекрытия пароциклическим воздействием в пласте большой толщины, при разработке высокорасчлененной залежи производят бурение двух тонких перфорационных каналов в верхнем продуктивном пропластке и двух тонких перфорационных каналов в нижнем продуктивном пропластке, при этом в случае большой толщины разрабатываемой залежи осуществляют бурение двух
- 25 дополнительных каналов в центральном продуктивном пропластке, формируя зону перекрытия пароциклическим воздействием на высокорасчлененной залежи, размещение внутрискважинного оборудования выполняют следующим образом: устанавливают под продуктивным пластом пакер высокого давления и температуры с заглушкой или глухую пакер-пробку высокого давления и температуры, спускают на колонне вакуумно-
- 30 экранированных насосно-компрессорных труб в зону размещения пакера высокого давления и температуры совместно с термокомпенсатором для компенсации удлинения насосно-компрессорных труб и предотвращения деформации забойного фильтра, в подпакерной зоне указанного пакера монтируют противопесочный фильтр щелевой с гравийной набивкой или с прямой намоткой, далее осуществляют циклическое
- 35 воздействие: сначала закачивают композицию для химической конверсии тяжелой нефти, включающую прекурсор катализатора Ni и Mo на бентонитовом носителе в нефрасе, затем в течение не более 14 сут производят закачку пара, после этого скважину закрывают на период пропитки не менее 5 сут, затем переводят под добычу, циклы реализуют до полной выработки залежи, при этом пар в скважину закачивают при
- 40 температуре, которая обеспечивает температуру в продуктивном интервале в диапазоне от 200 до 320°C, необходимое значение температуры определяют исходя из пластовых условий и характера взаимодействия добываемой нефти с закачиваемыми композицией для химической конверсии тяжелой нефти и паром, а расчет объема закачки пара и химических реагентов производят с учетом фильтрационно-емкостных свойств
- 45 продуктивного пласта, а также лабораторных исследований взаимодействия композиции для химической конверсии тяжелой нефти и пара с нефтью разрабатываемой залежи.

1

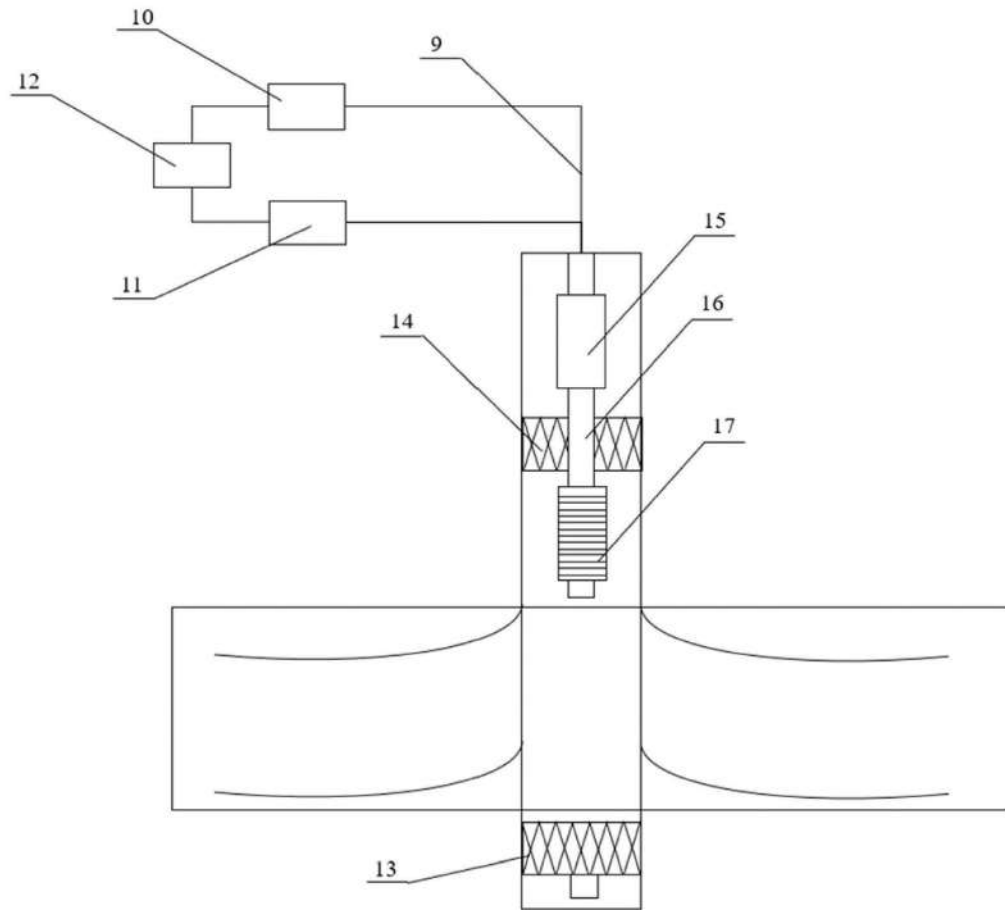


Фиг. 1

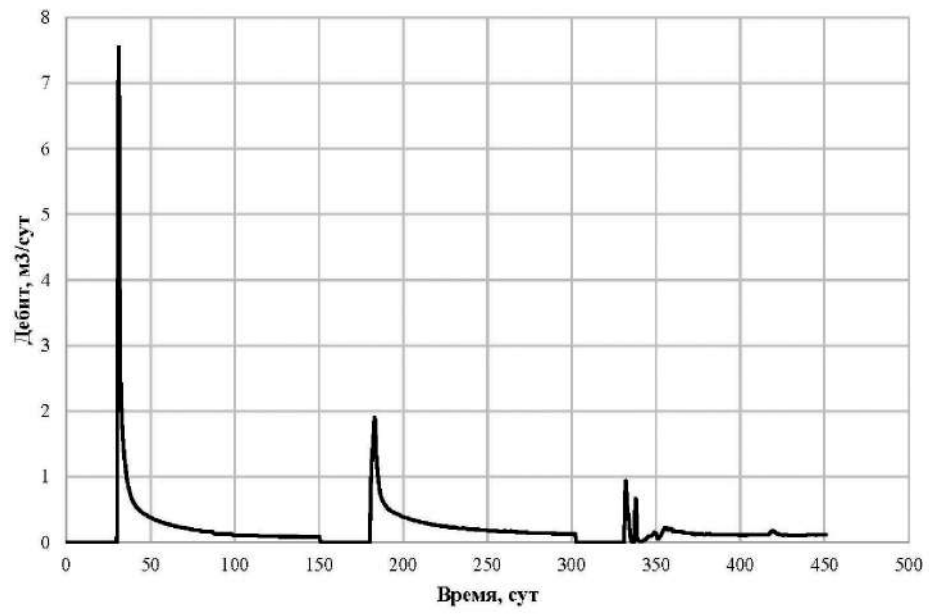
2



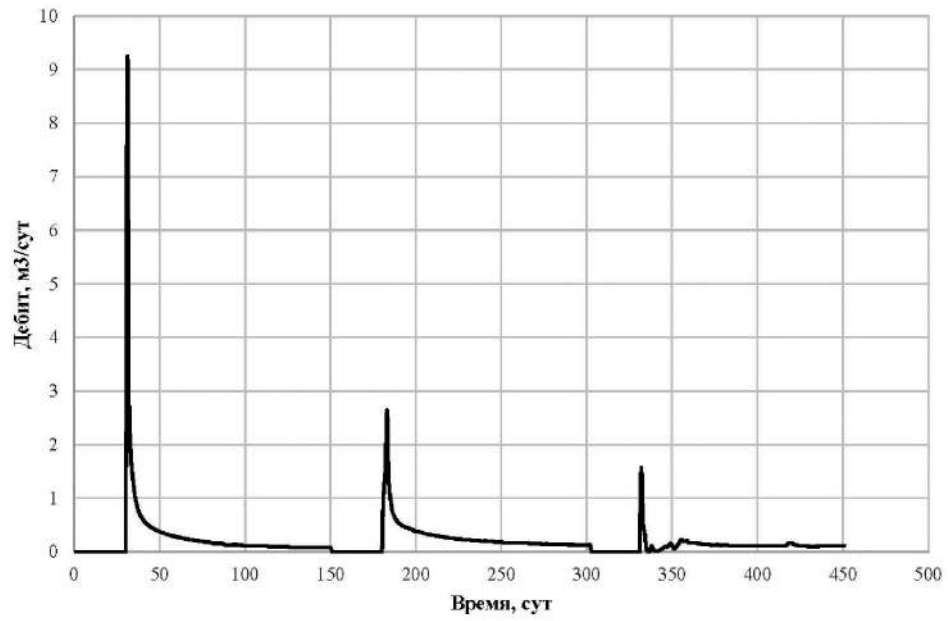
Фиг. 2



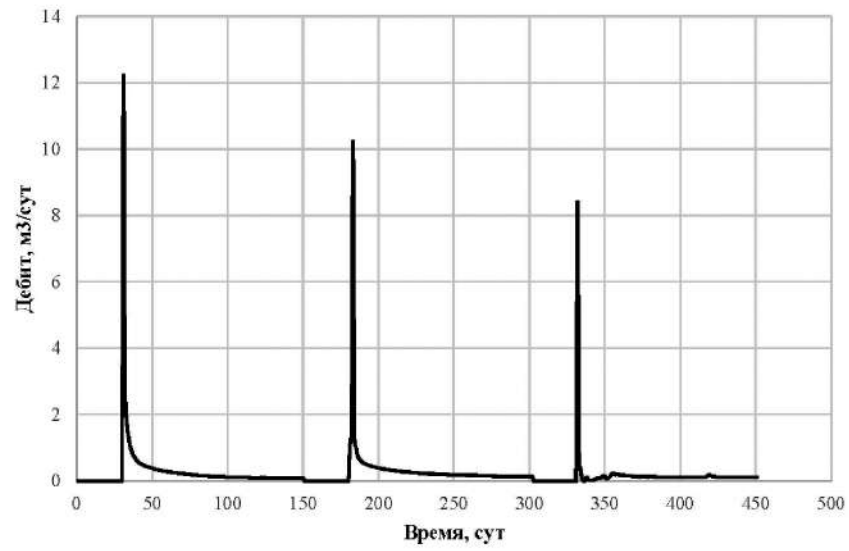
Фиг. 3



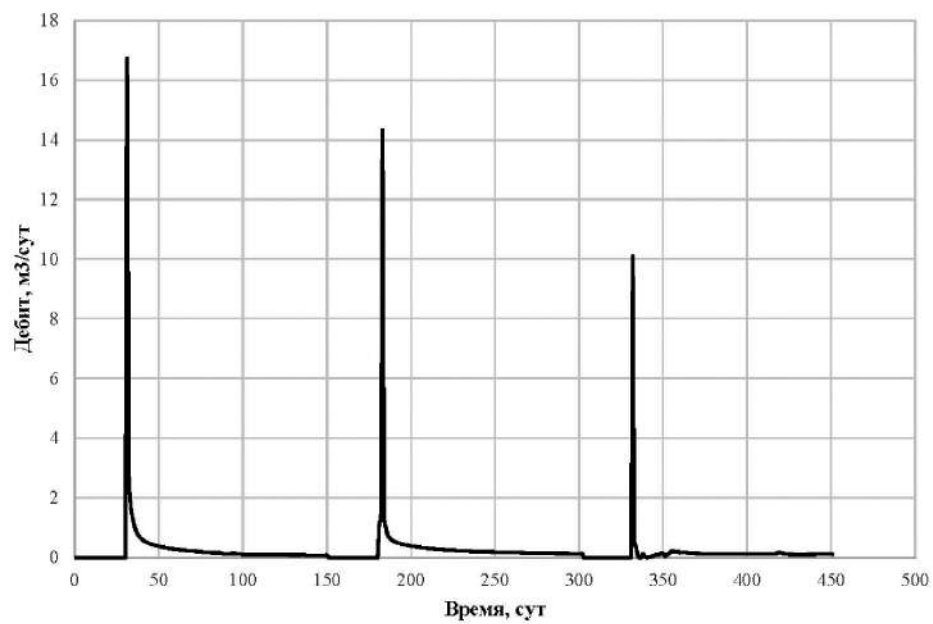
Фиг. 4



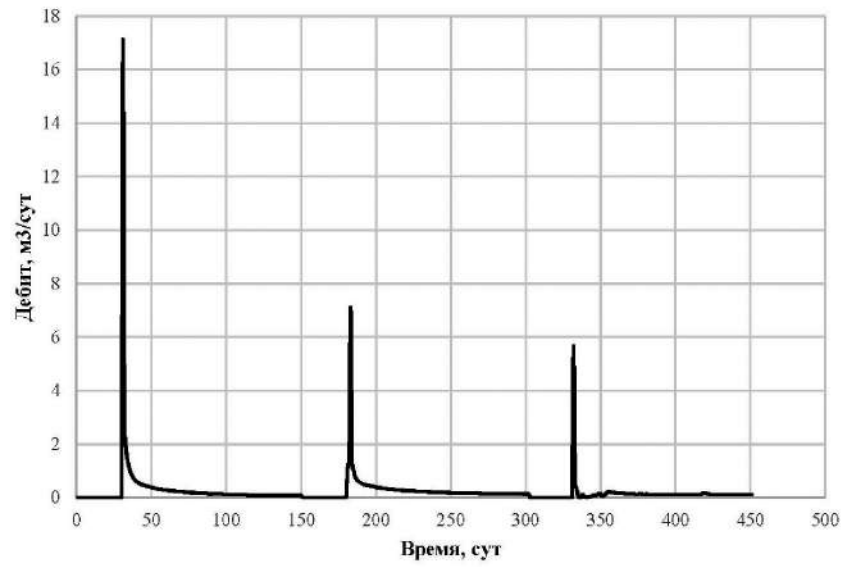
Фиг. 5



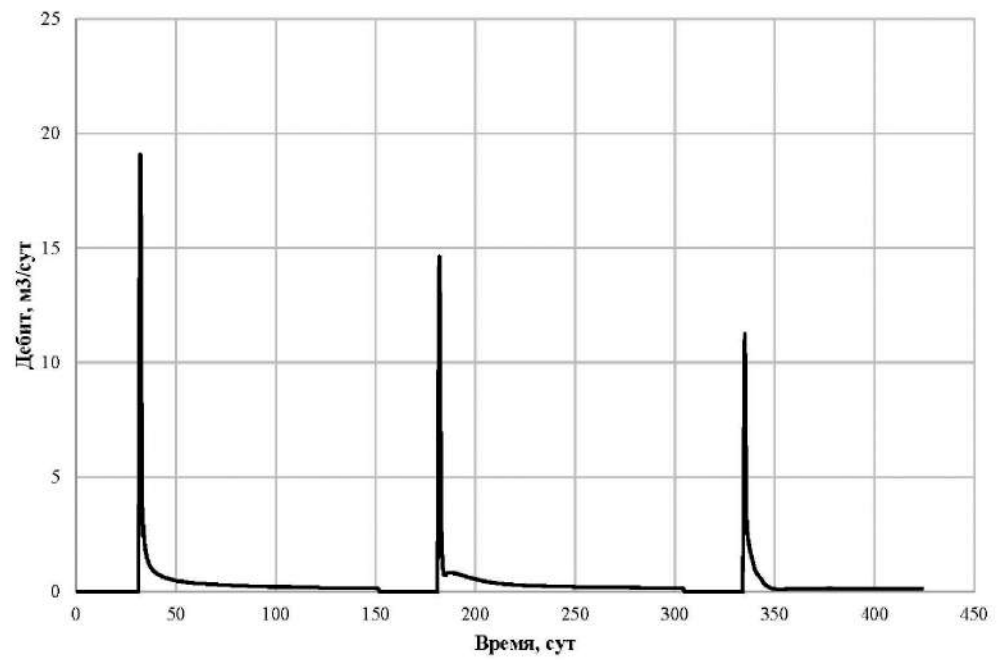
Фиг. 6



Фиг. 7



Фиг. 8



Фиг. 9