



(51) МПК
E21B 43/24 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)
C09K 8/592 (2006.01)
E21B 47/06 (2012.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 43/24 (2020.02); *C09K 8/592* (2020.02); *E21B 47/06* (2020.02)

(21)(22) Заявка: 2019127414, 30.08.2019

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 30.08.2019

Дата регистрации:
 26.03.2020

Приоритет(ы):
 (22) Дата подачи заявки: 30.08.2019

(45) Опубликовано: 26.03.2020 Бюл. № 9

Адрес для переписки:
 420008, рес. Татарстан, г. Казань, ул.
 Кремлевская, 18, ФГАОУ ВО КФУ, стр.
 патентно-лицензионный отдел, Назмиеву
 Ильдару Анасовичу

(72) Автор(ы):
 Кудряшов Сергей Иванович (RU),
 Афанасьев Игорь Семенович (RU),
 Федорченко Геннадий Дмитриевич (RU),
 Петрашов Олег Владимирович (RU),
 Егорова Екатерина Владимировна (RU),
 Минханов Ильгиз Фаильевич (RU),
 Мухаматдинов Ирек Изаилович (RU),
 Ситнов Сергей Андреевич (RU),
 Варфоломеев Михаил Алексеевич (RU),
 Вахин Алексей Владимирович (RU),
 Нургалиев Данис Карлович (RU)

(73) Патентообладатель(и):
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего
 образования "Казанский (Приволжский)
 федеральный университет" (ФГАОУ ВО
 КФУ) (RU),
 Акционерное общество "Зарубежнефть" (АО
 "Зарубежнефть") (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: КУДРЯШОВ С.И. и др.
 Каталитическое облагораживание
 высоковязкой нефти при паротепловой
 обработке с использованием катализаторов
 на основе металлов переходных групп,
 "Нефтяное хозяйство", 2017, N 8, с. 30-34. RU
 2671880 C1, 07.11.2018. RU 2475637 C2,
 20.02.2013. ВУ 18650 C1, 30.10.2014. US 2016/
 0024374 A1, 28.01.2016. WO 2015/059026 A2,
 (см. прод.)

(54) Способ разработки битуминозных карбонатных коллекторов с использованием циклической закачки пара и катализатора акватермолиза

(57) Реферат:

Изобретение относится к способам разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов. Технический результат - обеспечение возможности подземного облагораживания нефти с целью повышения эффективности нефтеотдачи

карбонатных коллекторов, необратимое снижение вязкости тяжелой нефти и природных битумов, снижение доли тяжелых фракций и увеличение доли легких фракций тяжелой нефти и природных битумов. В способе разработки

битуминозных карбонатных коллекторов в наклонно-направленную скважину с эксплуатационной колонной диаметром не менее 168 мм опускают колонну труб с заглушенными концом и выполненными на концевом участке отверстиями для закачки рабочего агента в интервал целевой перфорации продуктивного пласта. Через отверстия трубы производят закачку катализатора акватермолиза нефти, содержащего, мас. %: органическую нефтерастворимую соль никеля 20-50; смесь алифатических и ароматических углеводородов 50-80, посредством цементировочного агрегата с использованием насосов при скорости закачки в продуктивный пласт 1-5 м³/ч. Объем закачки рассчитывают по формулам в зависимости от наличия или отсутствия данных по размерам паровой камеры. Через отверстия трубы производят закачку органического растворителя, состоящего из смеси алифатических и ароматических углеводородов, с возможностью вымывания остатков закачанного ранее

катализатора из ствола скважины и доставки его в нефтенасыщенную зону пласта, объем закачки растворителя рассчитывают по формуле $V_p = 1,5 \cdot (h_{\text{НКТ}} \cdot (\pi \cdot R_{\text{НКТ}}^2) + (h_{\text{ВДП}} - h_{\text{НКТ}}) \cdot (\pi \cdot R_{\text{ЭК}}^2))$, где $h_{\text{НКТ}}$ - длина участка насосно-компрессорной трубы НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $R_{\text{НКТ}}$ - радиус участка НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $h_{\text{ВДП}}$ - длина скважины от устья до верхних дыр перфорации ВДП, м; $R_{\text{ЭК}}$ - радиус эксплуатационной колонны. Далее закрывают скважину на срок не менее двух суток. Закачивают пар при температуре от 200 °С до 350 °С, при давлении в пласте от 3,0 МПа до 15,0 МПа, прогревают продуктивный пласт, доводят до температуры от 200 °С до 300 °С и продолжают закачку пара в течение не менее пяти суток с возможностью протекания реакций акватермолиза в продуктивном пласте. Скважину останавливают на срок от 5 суток до 14 суток, производят отбор жидкой продукции из скважины. 2 з.п. ф-лы, 6 ил., 4 пр.

(56) (продолжение):

30.04.2015. АБДЕЛСАЛЯМ Я.И.И. и др. Особенности катализаторов процесса акватермолиза высоковязкой тяжелой нефти, "Вестник технологического университета", 2015, т. 18, N 17, с. 37-42.

RU 2717849 C1

RU 2717849 C1



FEDERAL SERVICE
FOR INTELLECTUAL PROPERTY

(51) Int. Cl.
E21B 43/24 (2006.01)
E21B 43/22 (2006.01)
C09K 8/592 (2006.01)
E21B 47/06 (2012.01)

(12) **ABSTRACT OF INVENTION**

(52) CPC

E21B 43/24 (2020.02); C09K 8/592 (2020.02); E21B 47/06 (2020.02)(21)(22) Application: **2019127414, 30.08.2019**(24) Effective date for property rights:
30.08.2019Registration date:
26.03.2020

Priority:

(22) Date of filing: **30.08.2019**(45) Date of publication: **26.03.2020 Bull. № 9**

Mail address:

**420008, res. Tatarstan, g. Kazan, ul. Kremlevskaya,
18, FGAOU VO KFU, str. patentno-litsenzionnyj
otdel, Nazmievu Ildaru Anasovichu**

(72) Inventor(s):

**Kudryashov Sergej Ivanovich (RU),
Afanasev Igor Semenovich (RU),
Fedorchenko Gennadij Dmitrievich (RU),
Petrashov Oleg Vladimirovich (RU),
Egorova Ekaterina Vladimirovna (RU),
Minkhanov Ilgiz Failevich (RU),
Mukhamatdinov Irek Izailovich (RU),
Sitnov Sergej Andreevich (RU),
Varfolomeev Mikhail Alekseevich (RU),
Vakhin Aleksej Vladimirovich (RU),
Nurgaliev Danis Karlovich (RU)**

(73) Proprietor(s):

**federalnoe gosudarstvennoe avtonomnoe
obrazovatelnoe uchrezhdenie vysshego
obrazovaniya "Kazanskij (Privolzhsnij)
federalnyj universitet" (FGAOU VO KFU) (RU),
Aktionernoe obshchestvo "Zarubezhneft" (AO
"Zarubezhneft") (RU)**

(54) **METHOD OF PRODUCING BITUMINOUS CARBONATE RESERVOIRS USING CYCLIC STEAM AND AN AQUATHERMOLYSIS CATALYST INJECTION**

(57) Abstract:

FIELD: oil and gas industry.

SUBSTANCE: invention relates to methods of developing deposits of heavy oil and natural bitumen. In the method of development of bituminous carbonate reservoirs in an inclined-directed well with a production string with diameter of not less than 168 mm, a pipe string with plugged ends and end holes made at the end section are lowered for pumping of the working agent into the interval of slotted perforation of the productive formation. Pipe of oil aquathermolysis is injected through pipe holes, containing, wt%: organic oil-soluble nickel salt 20–50; mixture of aliphatic and aromatic hydrocarbons 50–80, by means of cementing unit using pumps at rate of pumping into productive formation 1–5 m³/h. Volume of pumping is calculated by formulas depending on presence or absence of data on dimensions of steam chamber. Through the pipe holes there is

pumped organic solvent, consisting of a mixture of aliphatic and aromatic hydrocarbons, with possibility of washing out residues of previously injected catalyst from well shaft and its delivery to oil-saturated zone of formation, volume of solvent injection is calculated by formula $V_p = 1.5 \cdot (h_{TS} \cdot (\pi \cdot R_{TS}^2) + (h_{UPH} - h_{TS}) \cdot (\pi \cdot R_{PS}^2))$, where h_{TS} is the length of the tubing string (TS) through which the catalyst is pumped, m; R_{TS} – radius of the tubing string section, from which the catalyst was pumped, m; h_{UPH} is the well length from UPH – upper perforation holes, m; R_{PS} is the radius of the production string. Further, the well is closed for a period of not less than two days. Steam is injected at temperature of 200 °C to 350 °C, with formation pressure of 3.0 MPa to 15.0 MPa, the productive formation is heated, brought to temperature of 200 °C to 300 °C and continued

pumping of steam for not less than five days with possibility of aquathermolysis reactions in productive formation. Well is stopped for 5 days to 14 days; liquid product is extracted from the well.

EFFECT: possibility of underground refining of oil in order to increase efficiency of oil recovery of

carbonate reservoirs, irreversible reduction of viscosity of heavy oil and natural bitumen, reduction of fraction of heavy fractions and increase of fraction of light fractions of heavy oil and natural bitumen.

3 cl, 6 dwg, 4 ex

R U 2 7 1 7 8 4 9 C 1

R U 2 7 1 7 8 4 9 C 1

Изобретение относится к способам разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов тепловыми методами с использованием закачки нефтерастворимого катализатора акватермолиза, растворителя и водяного пара. При этом особенностью заявленного способа является то, что разработку пласта ведут с использованием циклической закачки, сначала закачивают нефтерастворимый катализатор акватермолиза, который состоит из органической нефтерастворимой соли никеля – 20-50% в составе смеси алифатических и ароматических углеводородов (в том числе алициклических углеводородов) – 50-80%, далее для вымывания из скважины остатков катализатора и доставки его (катализатора) в нефтенасыщенную зону пласта закачивают органический растворитель, состоящий из смеси алифатических и ароматических углеводородов, далее скважину выдерживают для осуществления максимально эффективной пропитки пласта катализатором и растворителем, затем закачивают пар и выдерживают для прогрева пласта, после чего начинают отбор целевой продукции. При этом обеспечивается повышение эффективности добычи тяжелых нефтей и природных битумов.

На дату подачи заявки в мире запасы традиционных легких нефтей стремительно уменьшаются из-за долговременной и широкомасштабной добычи. В связи с этим для того, чтобы снизить давление на разработку традиционных запасов нефти, необходимо эффективно разрабатывать месторождения трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов углеводородов, в первую очередь тяжелых нефтей и природных битумов, доля которых в общих запасах нефти составляет более 60%. Однако обычные методы, применяемые для добычи традиционной нефти (например, закачка воды), оказываются неприменимыми для данных объектов. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов осложняется их высокими значениями вязкости, плотности и значительным содержанием смолисто-асфальтеновых соединений.

Из уровня техники известны методы увеличения нефтеотдачи (МУН) для повышения эффективности разработки месторождений тяжелой нефти и природных битумов, основными из которых являются методы закачки растворителя и водяного пара. Известные методы позволяют за счет разбавления (закачка растворителя) или повышения температуры (закачка пара) снизить вязкость и повысить подвижность тяжелой нефти и природных битумов в пластовых условиях, и за счет этого осуществлять промышленные процессы добычи.

Создание условий для подземного облагораживания тяжелой нефти и природных битумов (частичная переработка тяжелых фракций непосредственно в пласте) при воздействии водяным паром за счет применения катализаторов процессов акватермолиза позволит повысить рентабельность освоения месторождений тяжелой нефти и природных битумов, их транспортировки и переработки.

Из исследованного заявителем уровня техники выявлено изобретение по патенту № СА2349234 «Способ внутрипластовой добычи битумов и тяжелой нефти за счет циклической закачки растворителя». Сущностью является способ, включающий закачку растворителя для снижения вязкости нефти, с получением при этом пластового давления, превышающего давление перехода жидкой фазы растворителя в паровую фазу. Воздействие растворителя на породу способствует расширению порового пространства, далее растворитель способен смешаться с углеводородами в условиях расширенного порового пространства, после снижения давления в пласте до давления ниже перехода жидкой фазы - пар, за счет объемного расширения паровой фазы происходит вытеснение пластовых углеводородов из коллектора и повторение этапов по мере необходимости.

Недостатком способа является то, что закачка растворителя ведется без

дополнительного нагрева пласта. Это приводит к низкому охвату нефтенасыщенной зоны при воздействии растворителя. Кроме того, использование алифатических углеводородов в качестве растворителей для добычи тяжелых нефтей и природных битумов может привести к выпадению тяжелых компонентов нефти (смола и асфальтенов) и ухудшению фильтрационно-емкостных свойств породы (снижение проницаемости).

Из исследованного заявителем уровня техники выявлено изобретение по патенту № US4469177 «Способ извлечения вязкой нефти с повышенным содержанием асфальтеновых компонентов». Сущностью известного технического решения является способ, заключающийся в закачке в нефтенасыщенную зону пласта комплексного растворителя, содержащего 45-60% масс. таких ароматических соединений как фенолы, карбоновые кислоты и их ангидриды, последовательно с закачкой пара, с одновременным отбором продукции при продолжающейся закачке пара.

Недостатком известного технического решения является использование в составе растворителя фенола, что не соответствует требованиям экологической безопасности.

Из исследованного заявителем уровня техники выявлено изобретение по патенту № CA2342955 «Способ разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов». Сущностью известного технического решения является способ закачки пара, который приводит к формированию паровой камеры, далее ведется совместная закачка растворителя на углеводородной основе и пара и отбор продукции. Процесс дополнительно включает циклическое чередование совместной закачки пара и углеводородного растворителя.

Недостатком известного способа является то, что не учитывается фазовое состояние растворителя в пластовых условиях, приводится только температура кипения растворителей в поверхностных условиях, также не ведется мониторинг температуры в зоне паровой камеры. Соответственно, отсутствует возможность контроля фазового состояния растворителя в пласте, что не позволяет получить максимальную эффективность от применения данного вида закачки. К другому недостатку способа можно отнести использование алифатических углеводородов в качестве растворителей. Они способны приводить к выпадению тяжелых фракций (смола и асфальтенов) при взаимодействии с тяжелыми нефтями и природными битумами.

Известен способ по патенту РФ №2455475 «Способ разработки месторождений высоковязких нефтей с малыми толщинами пластов методом циклической закачки растворителя и пара в одиночные наклонно направленные скважины». Сущностью прототипа является способ разработки месторождений высоковязких нефтей с малыми толщинами пластов методом циклической закачки растворителя и пара в одиночные наклонно направленные скважины, включающий бурение в продуктивном стволе восходящего участка скважины, размещение в этом участке колонны насосно-компрессорных труб с центраторами для циклической закачки растворителя через них и эксплуатационной колонны с насосом для отбора нефти, отличающийся тем, что максимальный угол кривизны восходящего участка скважины расположен в подошвенной части пласта, проводку восходящего участка ведут с углом подъема не менее 5-8° от подошвы пласта, забой восходящего участка располагают ниже кровли не менее 2 м и перед спуском колонны труб, которые выполняют теплоизолированными, восходящий участок скважины оборудуют фильтром с двумя вскрытыми зонами в начале и конце этого участка, а межтрубное пространство между фильтром и колонной труб и между вскрытыми зонами изолируют пакером, при этом насос располагают в пределах подошвенной части продуктивного пласта, выше вскрытой зоны в начале восходящего участка скважины, но ниже забоя восходящего участка скважины,

растворитель и пар закачивают поочередно в кровельную часть пласта через вскрытую зону в конце восходящего участка скважины, осуществляют выдержку для распределения тепла в пласте, затем начинают отбор жидкости насосом.

Недостатки известного способа:

- 5 - не происходит подземного облагораживания нефти, что снижает эффективность нефтеотдачи по сравнению с заявленным техническим решением;
- вязкость снижается обратимо (за счет нагрева и разбавления растворителем) и повышается при подъеме добываемой жидкости на поверхность;
- добываемая нефть содержит большое количество тяжелых компонентов.

10 Из исследованного заявителем уровня техники выявлено изобретение по патенту № RU 2475637 C2 «Способ диспергирования нанокатализаторов в нефтеносные пласты (варианты)», включающий закачку каталитического материала, содержащего нанокатализатор, в пласт, содержащий тяжелую нефть, воздействие на тяжелую нефть и каталитический материал восстановителем, установку парогенератора в стволе
15 скважины, находящейся в сообщении с пластом, генерирование и выпуск пара из парогенератора для нагрева тяжелой нефти, содержащей каталитический материал, образование более легких нефтепродуктов из тяжелой нефти в пласте, имеющих пониженную вязкость, и извлечение более легких нефтепродуктов из пласта.

Недостатком известного способа является то, что он не может быть внедрен в
20 промышленном масштабе ввиду того, что в данном способе отсутствует описание технологии воздействия паром как таковой, например циклическая закачка пара и катализатора, а также выдержка после обработки. Вместе с тем, существенным недостатком известного способа является использование нанокатализатора (имеется ввиду водная суспензия гетерогенного катализатора, который подается в пласт), при
25 закачке которого в пласт может произойти его преждевременная агрегация и последующая адсорбция на породе, что может привести к коагуляции пласта. Кроме того, использование водной суспензии нанокатализатора не обеспечит его распределение в пласте на большие площади, то есть охват будет незначительным.

Наиболее близкой по технической сущности к заявляемому техническому решению,
30 выбранной заявителем в качестве прототипа, является статья «Каталитическое облагораживание высоковязкой нефти при паротепловой обработке с использованием катализаторов на основе металлов переходных групп», [С.И. Кудряшов и др. Журнал «Нефтяное хозяйство», - 2017. - № 8. - С. 30-34), сущностью является способ разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов путем каталитического облагораживания
35 высоковязкой нефти при паротепловой обработке с использованием катализаторов на основе металлов переходных групп, который включает применение нефтерастворимых прекурсоров катализаторов на основе металлов переходных групп (железо, кобальт, никель и медь) для повышения эффективности добычи тяжелой нефти на месторождении, которое разрабатывается с применением закачки пара. Исследовано паротепловое
40 воздействие на образцы тяжелой нефти с добавками прекурсора катализатора (0,2 % по металлу) в реакторе-автоклаве при температуре 300 °С в течение 6 часов при давлении 9 МПа. Давление соответствовало давлению закачки пара на месторождении. Среди изученных переходных металлов наиболее эффективным оказался катализатор на основе никеля. Его применение совместно с паром позволяет существенно снизить
45 вязкость нефти в лабораторных условиях. Полученные результаты свидетельствуют, что применение закачки пара с катализаторами акватермолиза позволит провести облагораживание нефти в пластовых условиях, улучшить ее реологические свойства и, как следствие, повысить текущие дебиты нефти скважин.

Недостатком описанного в прототипе способа является то, что он представляет собой теоретическое и практическое моделирование процесса интенсификации добычи нефти в условиях лаборатории с использованием реактора высокого давления, в качестве которого используется автоклав. При этом у прототипа отсутствует реально разработанная промышленная технология закачки, включающая описание методики и последовательности операций осуществления способа, а также методов, параметров и расчетов объемов закачки требуемых компонентов, и варианты интенсификации добычи при тех или иных условиях добычи с использованием имеющегося реально существующего у производителем оборудования а также отсутствие возможности экспериментирования цикличности исследования в силу того, что работы ведутся в лаборатории.

Кроме того, в условиях прототипа (условия лаборатории) отсутствует возможность получения данных в режиме реального времени об изменении вязкости, состава и иных параметров, свойственных целевому продукту при его добыче в течение продолжительного воздействия пара, растворителя и катализатора акватермолиза в соответствии с заявленным техническим решением.

Целью и техническим результатом заявленного технического решения является устранение недостатков прототипа, а именно:

- 1 - разработка промышленно применимого способа активизации добычи трудноизвлекаемых запасов нефти,
- 2 - усовершенствование технологии каталитического акватермолиза в условиях воздействия на пласт;
- 3 - промышленная отработка наиболее эффективных методов применения технологии каталитического акватермолиза в условиях промышленной добычи углеводородов, включающую как описание методики, так и описание последовательности операций осуществления способа в отношении компонентов их состава, их параметров и их объемных соотношений, а также методов, параметров и расчетов объемов закачки требуемых компонентов.
- 4 - обеспечение возможности подземного облагораживания нефти с целью повышения эффективности нефтеотдачи карбонатных коллекторов;
- 5 - необратимое снижение вязкости тяжелой нефти и природных битумов;
- 6 - снижение доли тяжелых фракций и увеличение доли легких фракций тяжелой нефти и природных битумов;
- 7 - повышение коэффициента вытеснения нефти.

Заявленное техническое решение реализовано через одиночную наклонно-направленную скважину, преимущественно через опущенную в наклонно-направленную скважину насосно-компрессорную трубу НКТ (РД 39-0147014-217-86, ТУ 14-3-1229-83). Выбор наклонно-направленной скважины обусловлен более простой технической реализацией представленного технического решения, включающая меньшее время и стоимость на бурение наклонно-направленной скважины, а также непосредственно на закачку химических реагентов, пара и отбор готовой жидкой продукции.

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) служат для извлечения жидкости и газа из скважин, нагнетания воды, сжатого воздуха (газа) и производства различных видов работ по текущему и капитальному ремонту скважин, при этом оборудование оснащено требуемым комплектом датчиков контроля за различными параметрами скважины, как то давления, температуры, расхода.

Сущностью заявленного технического решения является способ разработки битуминозных карбонатных коллекторов с применением циклической закачки пара и

катализатора акватермолиза, заключающийся в том, что в пробуренную или уже эксплуатируемую наклонно-направленную скважину с эксплуатационной колонной диаметром не менее 168 мм опускают колонну труб с заглушенными концом и выполненными на концевом участке отверстиями для закачки рабочего агента в интервал целевой перфорации продуктивного пласта; через отверстия трубы производят закачку катализатора акватермолиза нефти, который состоит из органической нефтерастворимой соли никеля – 20-50% масс., смеси алифатических и ароматических углеводородов – 50-80% масс. посредством цементировочного агрегата с использованием насосов при скорости закачки в продуктивный пласт 1-5 м³/ч; при условии наличия данных по размерам паровой камеры объем закачки рассчитывают по формуле: $V_k = h_{пл} \cdot (\pi \cdot R_{пк}^2) \cdot \rho_{п} \cdot W_{б} \cdot (W_{Ме} \cdot Mr_c / Mr_{Ме}) / (W_c \cdot \rho_k)$, где $h_{пл}$ – высота перфорированной части ствола скважины в продуктивной зоне пласта, м; $R_{пк}$ – радиус паровой камеры по горизонтали, м; $\rho_{п}$ – плотность породы, тонн/м³; $W_{б}$ – массовая доля битума или нефти в продуктивной зоне пласта; $W_{Ме}$ – массовая доля переходного металла по отношению к массе битума или нефти, проявляющая оптимальную каталитическую эффективность; Mr_c – молекулярная масса органической нефтерастворимой соли переходного металла, г/моль; $Mr_{Ме}$ – молекулярная масса переходного металла, г/моль; W_c – массовая доля органической нефтерастворимой соли переходного металла в закачиваемом растворе; ρ_k – плотность закачиваемого раствора катализатора, тонн/м³; при условии отсутствия данных по размерам паровой камеры объем закачки рассчитывают по формуле: $V_k = V_n \cdot \rho_b \cdot (W_{Ме} \cdot Mr_c / Mr_{Ме}) / (W_c \cdot \rho_k)$, где V_n – объем добытого битума или нефти на предыдущем цикле закачки пара, м³; ρ_b – плотность битума или нефти, тонн/м³; $W_{Ме}$ – массовая доля переходного металла по отношению к массе битума или нефти, проявляющая оптимальную каталитическую эффективность; Mr_c – молекулярная масса органической нефтерастворимой соли переходного металла, г/моль; $Mr_{Ме}$ – молекулярная масса переходного металла, г/моль; W_c – массовая доля органической нефтерастворимой соли переходного металла в закачиваемом растворе; ρ_k – плотность закачиваемого раствора катализатора, тонн/м³; через отверстия трубы производят закачку органического растворителя, состоящего из смеси алифатических и ароматических углеводородов, с возможностью вымывания остатков закаченного ранее катализатора из ствола скважины и доставки его в нефтенасыщенную зону пласта, объем закачки растворителя рассчитывают по формуле: $V_p = 1,5 \cdot (h_{НКТ} \cdot (\pi \cdot R_{НКТ}^2) + (h_{ВДП} - h_{НКТ}) \cdot (\pi \cdot R_{ЭК}^2))$, где $h_{НКТ}$ – длина участка НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $R_{НКТ}$ – радиус участка НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $h_{ВДП}$ – длина скважины от устья до верхних дыр перфорации ВДП, м; $R_{ЭК}$ – радиус эксплуатационной колонны; далее закрывают скважину на срок не менее двух суток с возможностью обеспечения максимально эффективной пропитки продуктивного пласта закачанными ранее катализатором и растворителем, закачивают пар при температуре от 200 °С до 350 °С, при давлении в пласте от 3,0 МПа до 15,0 МПа, прогревают продуктивный пласт, доводят до температуры от 200 °С до 300 °С и продолжают закачку пара в течение не менее пяти суток с возможностью протекания реакций

акватермолиза в продуктивном пласте, скважину останавливают на срок от 5 суток до 14 суток, производят отбор жидкой продукции из скважины. Способ также отличается тем, что при объемах отбора нефти ниже рентабельных, например, менее 1 % нефти на общий отбор жидкой продукции, осуществляют повторные циклы закачки пара и его

5 выдержки в количестве не более пяти циклов. Способ также отличается тем, что повторные циклы, включающие однократную закачку и выдержку катализатора, однократную закачку органического растворителя, закачку и выдержку пара не более пяти циклов, осуществляют до достижения максимального коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

10 Таким образом, при последовательной закачке катализатора акватермолиза, растворителя и пара происходит интенсификация химических процессов, за счет которых необратимо снижается вязкость нефти, снижается доля тяжелых фракций, увеличивается доля легких фракций, повышается подвижность нефти, что в совокупности обеспечивает повышение коэффициента вытеснения нефти.

15 Заявленное техническое решение иллюстрируется Фиг.1 - Фиг. 6.

На Фиг.1 представлена Таблица 1, в которой представлены геолого-физические характеристики исследованного участка карбонатного месторождения.

На Фиг.2 представлена Таблица 2, в которой представлен состав нефти в зависимости от времени воздействия раствором катализатора, а именно - насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes – SARA) (далее SARA).

20

На Фиг.3 представлен график 1, на котором приведены изменения вязкости нефти от времени паротеплового воздействия (далее - ПТВ).

На Фиг. 4 представлена Таблица 3, на которой приведен анализ группового состава нефти после ПТВ.

25

На Фиг.5 представлена диаграмма, на которой приведен анализ вязкости нефти после ПТВ в течение 5 циклов.

На Фиг.6 представлен график 2, где приведена зависимость изменения фракционного состава нефти от времени ПТВ.

30 Ниже приведен общий порядок действий осуществления заявленного технического решения с целью обеспечения реализации поставленных целей и заявленного технического результата:

1. Для проведения закачки используется пробуренная или уже эксплуатируемая наклонно-направленная скважина.

35 2. В эксплуатационную колонну 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.

3. Через трубу с отверстиями производят закачку катализатора акватермолиза нефти, который состоит из органической нефтерастворимой соли никеля – 20-50% масс., смеси алифатических и ароматических углеводородов – 50-80% масс., при помощи агрегата (например, цементировочного агрегата с насосами для закачки ЦА-320) при скорости закачки в продуктивный пласт от 1 до 5 м³/ч. Представленный диапазон скорости закачки обусловлен тем, что скорость закачки, менее 1 м³/ч, будет предполагать

40 увеличение времени закачки и уменьшения площади распределения катализатора, что является нецелесообразным при осуществлении способа, а увеличение скорости закачки более 5 м³/ч может привести к возрастанию давления в скважине, которое может привести к выходу из строя насоса и самой скважины.

45

Объем закачки рассчитывают:

- при условии наличия данных по размерам паровой камеры - по формуле (1):

$$V_K = h_{\text{ПП}} \cdot (\pi \cdot R_{\text{ПК}}^2) \cdot \rho_{\text{П}} \cdot W_{\text{Б}} \cdot (W_{\text{Ме}} \cdot M_{\text{г}} / M_{\text{гМе}}) / (W_{\text{с}} \cdot \rho_{\text{к}}), \quad (1)$$

где:

$h_{\text{ПП}}$ – высота перфорированной части ствола скважины в продуктивной зоне пласта, м; $R_{\text{ПК}}$ – радиус паровой камеры по горизонтали, м; $\rho_{\text{П}}$ – плотность породы, тонн/м³; $W_{\text{Б}}$ – массовая доля битума (или нефти) в продуктивной зоне пласта; $W_{\text{Ме}}$ – массовая доля переходного металла по отношению к массе битума или нефти, проявляющая оптимальную каталитическую эффективность; $M_{\text{г}}$ – молекулярная масса органической нефтерастворимой соли переходного металла, г/моль; $M_{\text{гМе}}$ – молекулярная масса переходного металла, г/моль; $W_{\text{с}}$ – массовая доля органической нефтерастворимой соли переходного металла в закачиваемом растворе; $\rho_{\text{к}}$ – плотность закачиваемого раствора катализатора, тонн/м³;

- при условии отсутствия данных по размерам паровой камеры - по формуле (2):

$$V_K = V_{\text{Н}} \cdot \rho_{\text{Б}} \cdot (W_{\text{Ме}} \cdot M_{\text{г}} / M_{\text{гМе}}) / (W_{\text{с}} \cdot \rho_{\text{к}}), \quad (2)$$

где:

$V_{\text{Н}}$ – объем добытого битума или нефти на предыдущем цикле закачки пара, м³; $\rho_{\text{Б}}$ – плотность битума или нефти, тонн/м³; $W_{\text{Ме}}$ – массовая доля переходного металла по отношению к массе битума или нефти, проявляющая оптимальную каталитическую эффективность; $M_{\text{г}}$ – молекулярная масса органической нефтерастворимой соли переходного металла, г/моль; $M_{\text{гМе}}$ – молекулярная масса переходного металла, г/моль; $W_{\text{с}}$ – массовая доля органической нефтерастворимой соли переходного металла в закачиваемом растворе; $\rho_{\text{к}}$ – плотность закачиваемого раствора катализатора, тонн/м³.

4. Через отверстия трубы производят закачку органического растворителя для вымывания из скважины остатков катализатора и доставки его в нефтенасыщенную зону пласта, который (растворитель) состоит из смеси алифатических и ароматических углеводородов.

Объем закачки растворителя рассчитывают по формуле (3):

$$V_{\text{р}} = 1,5 \cdot (h_{\text{НКТ}} \cdot (\pi \cdot R_{\text{НКТ}}^2) + (h_{\text{ВДП}} - h_{\text{НКТ}}) \cdot (\pi \cdot R_{\text{ЭК}}^2)), \quad (3)$$

где:

$h_{\text{НКТ}}$ – длина участка НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $R_{\text{НКТ}}$ – радиус участка НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $h_{\text{ВДП}}$ – длина скважины от устья до ВДП, м; $R_{\text{ЭК}}$ – радиус эксплуатационной колонны, м.

5. Закрывают скважину для пропитки раствором катализатора в течение не менее двух суток до начала обработки паром.

6. Закачивают пар при температуре, находящейся в интервале, например, от 200 °С до 350 °С, при давлении в пласте, например, от 3,0 МПа до 15,0 МПа (в данных диапазонах температур и давлений происходит наиболее эффективный прогрев пласта при максимально возможной площади продуктивного пласта), прогревают продуктивный пласт, доводят до температуры от 200 °С до 300 °С, при которых происходит образование активной формы катализатора (температуры меньше 200 °С

недостаточно для образования активной формы катализатора, а увеличение температуры более 300 °С является нецелесообразным, так как увеличивается расход закачиваемого пара и соответственно стоимость реализации всего способа в целом при том, что эффективность катализатора при температуре более 300 °С может снижаться из за его (катализатора) закоксовывания, то есть закрытия активных центров катализатора коксоподобными соединениями) и продолжают закачку пара в течение не менее пяти суток для протекания реакций аквагермолиза в продуктивном пласте. При этом контроль разогрева пласта осуществляют с использованием устройства измерения температуры в межскважинном и прилегающем пространстве, а поддержание пластовой температуры в необходимых рамках (обеспечивающих текучесть флюида) осуществляют путем изменения расхода и температуры подаваемого пара.

7. После прогрева продуктивного пласта скважину останавливают на срок, например, от не менее 5 суток до не более 14 суток, так называемый период капиллярной пропитки пласта, после чего пускают в эксплуатацию. Выбор данного временного диапазона обусловлен тем, что менее 5 суток будет недостаточно для осуществления эффективной капиллярной пропитки продуктивного пласта, а более 14 суток – нецелесообразным в аспекте долгого простоя скважины при том, что продуктивный пласт максимально возможно пропитается закаченным катализатором, растворителем и паром.

8. Производят отбор жидкой продукции из скважины.

9. При малых объемах отбора нефти, ниже рентабельных, например, менее 1% нефти на общий отбор жидкой продукции, повторяют процедуры закачки пара и его выдержки. При этом эффект от однократной закачки катализатора будет наблюдаться при последующей эксплуатации до пяти последующих циклов закачки и выдержки пара.

10. Осуществляют повторные циклы, включающие однократную закачку и выдержку катализатора в составе смеси алифатических и ароматических углеводородов, закачку органического растворителя, и многократные закачки пара (целесообразно не более пяти раз) и его выдержки до достижения максимального коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Далее заявителем приведены примеры осуществления заявленного способа для добычи углеводородных флюидов из нефтеносного пласта, смоделированного в лабораторных условиях, которые соответствуют условиям, имеющимся в пласте. В качестве пилотного объекта выбрано месторождение Бока де Харуко с карбонатным типом коллектора.

Геолого-физические характеристики месторождения Бока де Харуко представлены в Таблице 1 на Фиг.1.

Соответствие условий проведения лабораторного эксперимента параметрам пилотного месторождения позволяет получить максимально достоверную информацию по оценке эффективности заявленного технического решения.

Для оценки степени облагораживания нефти и стабильности катализатора в пластовых условиях проводились дополнительные исследования на реакторе высокого давления производства фирмы Parr Instrument (г. Молин, Иллинойс, США).

Были определены следующие показатели:

- изменение вязкости нефти от времени паротеплового воздействия - представлено в виде графика 1 на Фиг. 3,;

- степень облагораживания нескольких порций нефти на образце породы с осажденным катализатором - представлена в виде Таблицы 3 на Фиг. 4;

- изменение фракционного состава нефти от времени ПТВ - представлено в виде графика 2 на Фиг. 6;

Пример 1. Определение возможности облагораживания нефти при совместной закачке пара и катализатора и стабильности катализатора в пластовых условиях.

1. В экспериментах модельная система представляла собой смесь дезинтегрированной битуминизированной породы (92 г) и воды (9,2 г), то есть при массовом соотношении 10:1, которая подвергалась паротепловому воздействию в пластовых условиях. При этом эксперименты проводились в присутствии и отсутствии катализатора акватермолиза, который состоит из органической нефтерастворимой соли никеля, смеси алифатических и ароматических углеводородов.

2. Раствор катализатора вводили из расчета 4,0% масс. на массовое содержание битума в породе, которое составляет в среднем 14,51% масс.

3. Рабочее давление было на уровне 9 МПа.

4. Продолжительность эксперимента составляла 48, 72 и 96 часов

Результаты эксперимента приведены в Таблице 2 на Фиг.2.

Из данных, приведенных в Таблице 2, по результатам эксперимента можно сделать следующий вывод.

При увеличении времени паротеплового воздействия с 48 до 96 часов катализатор продолжает действовать, что подтверждается результатами группового SARA анализа, а именно:

- снижена доля тяжелых компонентов нефти (сумма асфальтенов и смол) с 51,7 % масс. до 26,26 % масс. (что в относительных процентах составляет: $((51,7 - 26,26)/51,7) \cdot 100\% = 49,2\%$ отн.масс.) после 48 ч паротеплового воздействия, и до 21,02 % (что в относительных процентах составляет: $(51,7 - 21,02)/51,7 \cdot 100\% = 59,2\%$ отн.масс.) после 96 ч паротеплового воздействия (см. Таблицу 2 на Фиг.2.)

- увеличена доля легких компонентов нефти (сумма насыщенных и ароматических углеводородов) с 48,3 % масс. до 73,74 % масс. (что в относительных процентах составляет: $(73,74 - 48,3)/73,74 \cdot 100\% = 34,5\%$ отн.) после 48 ч паротеплового воздействия, и до 79,51 % масс. (что в относительных процентах составляет: $(79,51 - 48,3)/79,51 \cdot 100\% = 39,2\%$ отн.). после 96 ч паротеплового воздействия (см. Таблицу 2 на Фиг.2.);

- при закачке пара без катализатора коэффициент вытеснения нефти составил 29,42%; при закачке пара с катализатором коэффициент вытеснения нефти составил 43,7% (см. Таблицу 2 на Фиг.2.).

При дальнейшем увеличении времени паротеплового воздействия можно ожидать еще более глубокого облагораживания смол. По мнению заявителя, асфальтены достигли максимального облагораживания при заданных условиях.

Пример 2. Определение изменения вязкости нефти в зависимости от времени паротеплового воздействия.

Вязкость определяли на системе автоматического реометра Anton Paar MCR302.

Результаты эксперимента приведены на графике 1, приведенном на Фиг. 3.

По результатам эксперимента можно сделать следующий вывод:

- увеличение времени воздействия катализатора с паром приводит к снижению вязкости нефти в 5,8 раз, со 175 Па•с до 30 Па•с.

- снижение вязкости в интервале времени воздействия 24-96 часов имеет более низкий тренд, чем в интервалах 0-24 часа и более 96 часов, поскольку в нефти остались более прочные связи, которые становится сложнее разорвать за счет паротеплового воздействия и катализатора, в силу чего воздействие в интервале менее 24 часов и более 96 часов является оптимальным, а остальные интервалы также могут быть использованы, но с меньшей эффективностью.

Пример 3. Исследование облагораживания нескольких порциях нефти на образце

породы с осажденным катализатором.

Результаты исследований представлены на Фиг.4 и Фиг.5.

По результатам анализа вязкости и группового состава нефти после каждого цикла, представленным на Фиг.4 и Фиг.5, можно сделать вывод, что использование заявленного способа для разработки именно карбонатных коллекторов имеет ряд преимуществ по сравнению с прототипом, которые (преимущества) заключаются в следующем:

- в заявленном способе адсорбция катализатора составляет не менее 70% на карбонатной породе, то есть большая часть катализатора остается в пласте;
- в заявленном способе происходит эффективное облагораживание свежих порций нефти за счет адсорбированных частиц катализатора при поддержании высокой температуры в зоне реакций (активность начинает снижаться только на 5 цикле ПТВ), что подтверждается данными группового анализа нефти и вязкости.

Так, состав начальной нефти после одного цикла паротепловой обработки:

- насыщенные углеводороды - 25,08 % масс.;
- ароматические углеводороды – 42,06% масс.;
- смолы – 21,04% масс.;
- асфальтены – 11,82% масс.

Состав нефти при стабильной работе катализатора в течение трех циклов паротепловой обработки:

- насыщенные углеводороды – 33,33% масс.;
- ароматические углеводороды – 34,72% масс.;
- смолы – 21,71% масс.;
- асфальтены – 10,24% масс.

Состав нефти при снижении активности катализатора на 50 % после пятого цикла паротепловой обработки:

- насыщенные углеводороды – 21,23% масс.;
- ароматические углеводороды – 35,95 % масс.;
- смолы – 28,51% масс.;
- асфальтены – 14,31% масс.

Пример 4. Проведение исследования по изменению фракционного состава нефти от времени ПТВ.

Фракционную разгонку выполняли по ГОСТ 2177-97 (метод Б).

Результаты исследования представлены на Фиг.6.

По результатам эксперимента можно сделать следующий вывод:

- температура начала кипения снижена на 17 °С, что свидетельствует об уменьшении молекулярной массы и о снижении вязкости за счёт разрыва связей углерод-гетероатом (сера, кислород, азот).
- содержание наиболее легкой фракции (начало кипения – плюс 250 °С) увеличено в 17 раз (с 0,15 до 2,6% масс.);
- содержание легкой фракции 250-300 °С увеличено более, чем в два раза (с 4,73 до 10,28% масс.).

Основываясь на изложенных выше результатах, возможно констатировать, что заявленный способ позволяет достичь поставленные цели и заявленный технический результат, а именно:

- 1 - разработан промышленно применимый способ интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов нефти за счет закачки катализатора акватермолиза, растворителя и пара через наклонно-направленную скважину, преимущественно через опущенную в наклонно-направленную скважину насосно-компрессорную трубу.

2 - усовершенствована технология каталитического акватермолиза в условиях воздействия на пласт за счет оптимальной последовательной закачки катализатора, растворителя и затем пара;

3 - разработан способ промышленной отработки наиболее эффективного метода использования технологии каталитического акватермолиза в условиях промышленной добычи углеводородов, включающий последовательность операций осуществления способа в отношении компонентов их состава, их параметров и их объемных соотношений, а также методов, параметров и расчетов объемов закачки требуемых компонентов, которая заключается в последовательной закачке катализатора и растворителя, выдержки, затем закачки пара до 5 циклов, отбора флюида, и при необходимости повторения всего цикла закачки катализатора, растворителя, пара до достижения максимального коэффициента извлечения нефти;

4 - обеспечена возможность подземного облагораживания нефти с целью повышения эффективности нефтеотдачи карбонатных коллекторов за счет снижения вязкости и содержания тяжелых компонентов нефтей;

5 - обеспечено необратимое снижение вязкости тяжелой нефти и природных битумов, использование воздействия катализатора с паром приводит к снижению вязкости нефти в 5,8 раз, со 175 Па•с до 30 Па•с;

6 - достигнуто снижение доли тяжелых фракций – сумма смол и асфальтенов (с 51,7 % масс. до 26,26% масс.) и увеличение доли легких фракций – сумма насыщенных и ароматических углеводородов (с 48,3 % масс. до 73,74 % масс.) тяжелой нефти;

7 - достигнуто повышение коэффициента вытеснения нефти с введением катализатора на 32,7 % по сравнению с базовой закачкой пара без катализатора (с 29,42% до 43,7%).

Таким образом, заявленный способ обеспечивает повышение флюидоотдачи - эффективности и результативности процесса вытеснения высоковязких флюидов, например - тяжелых нефтей и природных битумов.

Представленные примеры осуществления заявленного технического решения показывают эффективность его использования на разведанных и на эксплуатируемых месторождениях углеводородного сырья, в том числе на месторождениях, которые ранее не использовались по причине высокой стоимости извлечения вязкого флюида и низкой рентабельности.

В настоящее время использование заявленного технического решения обеспечивает возможность повышения эффективности разработки вследствие достижения более высокого коэффициента вытеснения и облагораживания нефти в пластовых условиях не только на ранее используемых, но и на вновь разрабатываемых месторождениях тяжелой нефти и природных битумов.

Заявленное техническое решение соответствует условию патентоспособности «новизна», так как из исследованного уровня техники не выявлены технические решения, обладающие заявленной совокупностью признаков, приведенных в независимом пункте формулы, обеспечивающих достижение заявленных результатов.

Заявленное техническое решение соответствует условию патентоспособности «изобретательский уровень», предъявляемому к изобретениям, так как, по мнению заявителя, разработан принципиально новый способ циклической обработки скважин с последовательной закачкой нефтерастворимого катализатора акватермолиза, растворителя и пара, что обеспечивает значительное превосходство заявленного технического решения над известными способами на дату представления заявленного технического решения.

Заявленное техническое решение соответствует условию патентоспособности

«промышленная применимость», предъявляемому к изобретениям, так как его можно реализовать в промышленном производстве для добычи тяжелой нефти и природных битумов с использованием стандартного оборудования, известных средств и материалов.

(57) Формула изобретения

1. Способ разработки битуминозных карбонатных коллекторов с применением циклической закачки пара и катализатора акватермолиза, 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; через отверстия трубы производят закачку катализатора акватермолиза нефти, который состоит из органической нефтерастворимой соли никеля 20-50 мас.%, смеси алифатических и ароматических углеводородов 50-80 мас.%, посредством цементировочного агрегата с использованием насосов при скорости закачки в продуктивный пласт 1-5 м³/ч; при условии наличия данных по размерам паровой камеры объем закачки рассчитывают по формуле $V_k = h_{пл} \cdot (\pi \cdot R_{пк}^2) \cdot \rho_{п} \cdot W_{б} \cdot (W_{Ме} \cdot Mr_c / Mr_{Ме}) / (W_c \cdot \rho_k)$, где $h_{пл}$ - высота перфорированной части ствола скважины в продуктивной зоне пласта, м; $R_{пк}$ - радиус паровой камеры по горизонтали, м; $\rho_{п}$ - плотность породы, т/м³; $W_{б}$ - массовая доля битума или нефти в продуктивной зоне пласта; $W_{Ме}$ - массовая доля переходного металла по отношению к массе битума или нефти, проявляющая оптимальную каталитическую эффективность; Mr_c - молекулярная масса органической нефтерастворимой соли переходного металла, г/моль; $Mr_{Ме}$ - молекулярная масса переходного металла, г/моль; W_c - массовая доля органической нефтерастворимой соли переходного металла в закачиваемом растворе; ρ_k - плотность закачиваемого раствора катализатора, т/м³; при условии отсутствия данных по размерам паровой камеры объем закачки рассчитывают по формуле $V_k = V_n \cdot \rho_b \cdot (W_{Ме} \cdot Mr_c / Mr_{Ме}) / (W_c \cdot \rho_k)$, где V_n - объем добытого битума или нефти на предыдущем цикле закачки пара, м³; ρ_b - плотность битума или нефти, тонн/м³; $W_{Ме}$ - массовая доля переходного металла по отношению к массе битума или нефти, проявляющая оптимальную каталитическую эффективность; Mr_c - молекулярная масса органической нефтерастворимой соли переходного металла, г/моль; $Mr_{Ме}$ - молекулярная масса переходного металла, г/моль; W_c - массовая доля органической нефтерастворимой соли переходного металла в закачиваемом растворе; ρ_k - плотность закачиваемого раствора катализатора, т/м³; через отверстия трубы производят закачку органического растворителя, состоящего из смеси алифатических и ароматических углеводородов, с возможностью вымывания остатков закачанного ранее катализатора из ствола скважины и доставки его в нефтенасыщенную зону пласта, объем закачки растворителя рассчитывают по формуле: $V_p = 1,5 \cdot (h_{НКТ} \cdot (\pi \cdot R_{НКТ}^2) + (h_{ВДП} - h_{НКТ}) \cdot (\pi \cdot R_{ЭК}^2))$, где $h_{НКТ}$ - длина участка насосно-компрессорной трубы НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $R_{НКТ}$ - радиус участка НКТ, по которой закачивался катализатор, м; $h_{ВДП}$ - длина скважины от устья до верхних дыр перфорации

ВДП, м; $R_{ЭК}$ - радиус эксплуатационной колонны; далее закрывают скважину на срок не менее двух суток с возможностью обеспечения максимально эффективной пропитки продуктивного пласта закачанными ранее катализатором и растворителем, закачивают пар при температуре от 200 °С до 350 °С, при давлении в пласте от 3,0 МПа до 15,0 МПа, прогревают продуктивный пласт, доводят до температуры от 200 °С до 300 °С и продолжают закачку пара в течение не менее пяти суток с возможностью протекания реакций акватермолиза в продуктивном пласте, скважину останавливают на срок от 5 суток до 14 суток, производят отбор жидкой продукции из скважины.

2. Способ по п. 1, отличающийся тем, что при объемах отбора нефти ниже рентабельных, например менее 1 % нефти на общий отбор жидкой продукции, осуществляют повторные циклы закачки пара и его выдержки в количестве не более пяти циклов.

3. Способ по п. 2, отличающийся тем, что повторные циклы, включающие однократную закачку и выдержку катализатора и органического растворителя, закачку и выдержку пара не более пяти циклов, осуществляют до достижения максимального коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

20

25

30

35

40

45

Таблица 1

Геолого-физические характеристики исследованного участка карбонатного месторождения.

№п/п	Показатель, размерность	Значение
1	Площадь нефтенасыщенности, тыс.м ²	7822
2	Средняя общая толщина, м	205
3	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	86
4	Коэффициент пористости, д.ед.	0,37
5	Коэффициент песчаности, д.ед.	0,52
6	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,60
7	Проницаемость, мкм ²	654
8	Начальная пластовая температура, °С	36
9	Начальное пластовое давление, МПа	6,16
10	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,707
11	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	35 552
12	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	1,029
13	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	1,021
14	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,0095
15	Давление насыщения нефти газом, МПа	1,95
16	Газовый фактор, м ³ /м ³	2,40
	Сжимаемость, 10 ⁻⁴ МПа ⁻¹ :	
17	- породы	2,25
18	- нефти	27,00
19	- воды	4,50

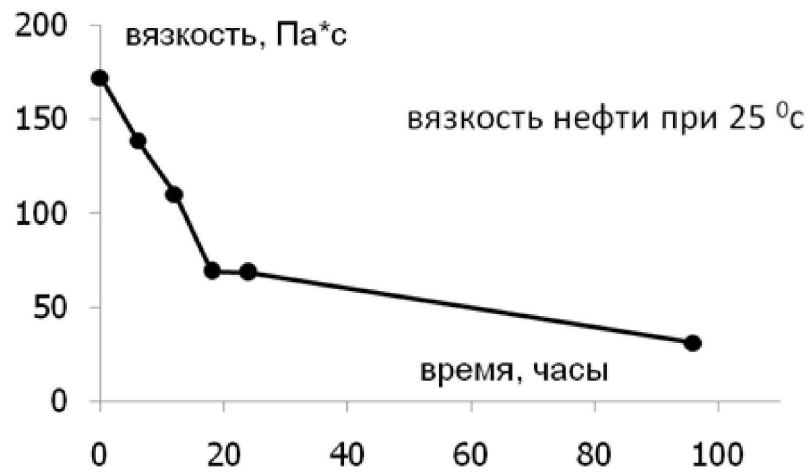
Фиг. 1

Таблица 2

Насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes – SARA) состав нефти в зависимости от времени воздействия.

Условия		SARA состав нефти, мас. %				Коэффициент вытеснения нефти
		Насыщенные углеводороды	Ароматические углеводороды	Смолы	Асфальтены	
Время ПТВ, ч	Катализатор					
48	-	16,49	31,82	26,44	25,26	29,42
48	0,2 % (Ni)	39,03	34,71	18,14	8,12	43,7
72	0,2 % (Ni)	31,56	38,97	25,02	4,45	-
96	0,2 % (Ni)	34,47	45,04	17,01	4,01	-

Фиг.2



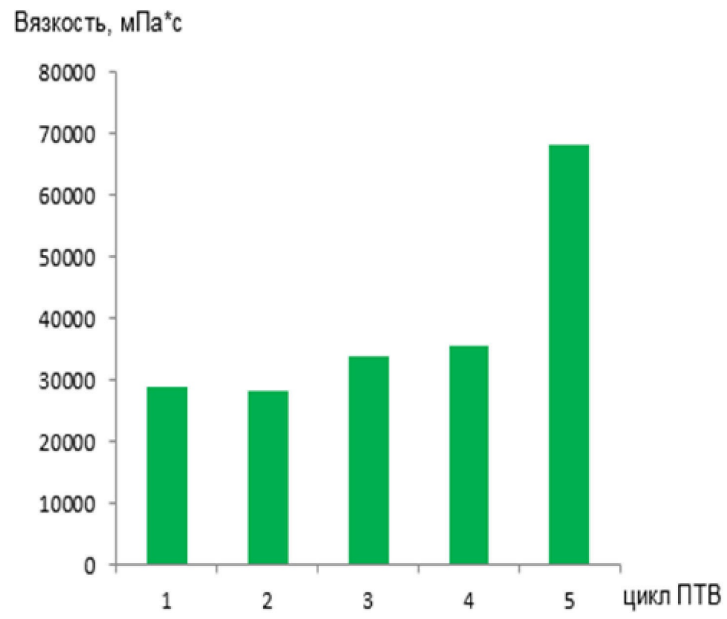
Фиг.3

Таблица 3

Анализ группового состава нефти после ПТВ

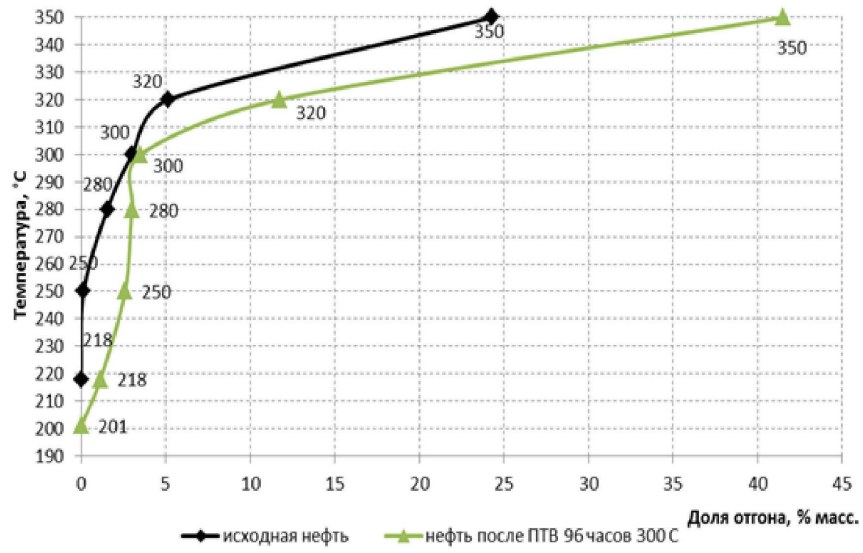
№	Условия	SARA состав, %			
		Насыщенные углеводороды	Ароматические углеводороды	Смолы	Асфальтены
1	Начальная нефть, 1 цикл	25,08	42,06	21,04	11,82
2	Нефть при стабильной работе катализатора, 3 цикл	33,33	34,72	21,71	10,24
3	Нефть при снижении активности катализатора 50 %, 5 цикл	21,23	35,95	28,51	14,31

Фиг.4



Фиг.5

Кривые разгонки исходной нефти и нефти после ПТВ



Фиг.6