



ISSN 2712-8008

Том / Volume 21 №4 2021

Домашняя страница журнала: <http://vestnik.psturu/geo/>

НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.245.5
Обзор / Review
© ПНИПУ / PNRPU, 2021



Термохимические технологии очистки добывающих скважин

В.П. Ульянов¹, В.А. Беляев¹, Н.Г. Квеско², А.А. Азеев², А.В. Фищук²

¹ООО «Сибирь технология сервис» (Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 74)

²Сибирский федеральный университет (Россия, 660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82, стр. 6)

Thermochemical Technologies for Cleaning Production Wells

Vladimir P. Ulyanov¹, Vladimir A. Belyaev¹, Natalia G. Kvesko², Aleksandr A. Azeev², Anna V. Fischuk²

¹Siberia-Technology-Service LLC (74, Svobodnii Prospect, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation)

²Siberian Federal University (bldg. 6, 82, Svobodnii Prospect, Krasnoyarsk, 660041, Russian Federation)

Получена / Received: 06.03.2021. Принята / Accepted: 30.07.2021. Опубликовано / Published: 01.10.2021

Ключевые слова:

газогидраты, гидраты, насосно-компрессорные трубы, насосно-компрессорная труба, термохимическое устройство, термохимический процесс, затрубное пространство, сообщение забоя с устьем, парафиновые отложения, ликвидация отложений, удаление отложений, асфальтосмолопарафиновые отложения, несквозная перфорация, спецворонка, перфорированный контейнер, обечайка, корпусное устройство.

Keywords:

gas hydrates, hydrates, oil-well tubing, tubing pipe, thermochemical device, thermochemical process, annular space, bottomhole communication with the wellhead, paraffin sediments, sediment elimination, sediment removal, asphalt-resin-paraffin sediments, blind perforation, special funnel, perforated container, pipe shell, case-shaped device.

В результате эксплуатации нефтяных и газовых скважин регулярно происходит их засорение асфальтосмолопарафиновыми отложениями и газогидратами, что значительно затрудняет добычу нефти и газа вплоть до полного прекращения работы скважины. В работе представлена новая перспективная технология и разработано специальное оборудование по очистке насосно-компрессорных труб и затрубного пространства нефтяных и газовых скважин. Принцип технологического процесса заключается в инициировании экзотермического процесса внутри насосно-компрессорных труб в результате химической реакции щелочных или щелочноземельных металлов (I, II группа периодической таблицы Д.И. Менделеева) с водой или кислотой, в результате чего выделяется большое количество тепла, приводящее к эффективному разложению асфальтосмолопарафиновых отложений и газогидратов как внутри насосно-компрессорных труб, так и в затрубном пространстве. В качестве металлов-теплоносителей испытаны металлический натрий и металлический кальций, сопоставлена их эффективность. Приведены результаты опытно-промышленных испытаний на нефтяных месторождениях. Предлагаются приемы ликвидации отложений с помощью термохимических устройств в ситуациях, часто имеющих место в процессе нефтедобычи: очистка затрубного пространства от отложений газогидратов, ликвидация отложений парафина и газогидратных отложений внутри насосно-компрессорных труб, очистка при сообщении забоя скважины с устьем по трубному каналу.

As a result of oil and gas well operations, they are regularly clogged with asphalt-resin-paraffin sediments (ARPD) and gas hydrates, which significantly complicates the oil and gas production up to the complete well shutdown. The paper presents a new promising technology, and the special developed equipment for cleaning oil-well tubing and annular space of oil and gas wells. The process principle is to initiate an exothermic process inside the oil-well tubing by a chemical reaction of alkali or alkaline earth metals (groups I, II of the periodic table of Mendeleev's Periodic Table) with water or acid, as a result of which a large amount of heat is generated, leading to the effective decomposition of asphalt-resin-paraffin sediments and gas hydrates both inside the oil-well tubing and in the annular space. Metallic sodium and metallic calcium were tested as heat-transfer metals, their effectiveness was compared. The results of pilot industrial tests in oil fields are presented. Techniques for eliminating sediments with thermochemical devices in situations often occurring in the process of oil production are proposed: cleaning the annular space from gas hydrate sediments, eliminating wax and gas hydrate sediments inside the oil-well tubing, cleaning when the bottomhole communicates with the wellhead through the pipe channel.

Ульянов Владимир Павлович – директор (тел.: +007 (902) 910 71 41, e-mail: nts24@bk.ru).

Беляев Владимир Александрович – главный технолог (тел.: +007 (902) 910 71 41, e-mail: nts24@bk.ru).

Квеско Наталья Геннадьевна – доктор технических наук, старший научный сотрудник, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 (913) 881 59 01, e-mail: kveskong@gmail.com).

Азеев Александр Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 (908) 203 79 83, e-mail: 3-a@li.ru). Контактное лицо для переписки.

Фищук Анна Валентиновна – кандидат физико-математических наук, научный сотрудник (тел.: +007 (391) 206 28 71, e-mail: anaf@list.ru).

Vladimir P. Ulyanov – Director (tel.: +007 (902) 910 71 41, e-mail: nts24@bk.ru).

Vladimir A. Belyaev – Chief Process Engineer (tel.: +007 (902) 910 71 41, e-mail: nts24@bk.ru).

Natalia G. Kvesko (Author ID in Scopus: 6506447687) – Doctor of Engineering, Senior Researcher, Head of the Oil and Gas Field Exploration and Operation Department (tel.: +007 (913) 881 59 01, e-mail: kveskong@gmail.com).

Aleksandr A. Azeev (Author ID in Scopus: 26967642800) – Ph.D. in Engineering, Associate Professor of the Oil and Gas Field Exploration and Operation Department (tel.: +007 (908) 203 79 83, e-mail: 3-a@li.ru). The contact person for correspondence.

Anna V. Fischuk (Author ID in Scopus: 13404993500) – PhD in Theoretical Chemistry (tel.: +007 (391) 206 28 71, e-mail: anaf@list.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Термохимические технологии очистки добывающих скважин / В.П. Ульянов, В.А. Беляев, Н.Г. Квеско, А.А. Азеев, А.В. Фищук // Недропользование. – 2021. – Т.21, №4. – С.182-187. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.6

Please cite this article in English as:

Ulyanov V.P., Belyaev V.A., Kvesko N.G., Azeev A.A., Fischuk A.V. Thermochemical technologies for cleaning production wells. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.4, pp.182-187. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.6

Введение

Эксплуатационные затраты нефтяных компаний постоянно растут, так как добыча углеводородов все более стремится к полярным широтам и движется на северо-восток. К одной из основных причин уменьшения эффективности извлечения нефти и газа можно отнести снижение вариативности применения методов увеличения нефтеотдачи [1–26], а также поиска и внедрения инновационных технологий интенсификации добычи углеводородов. Одним из насущных вопросов в нефтедобыче является борьба с отложениями парафина, смол, асфальтенов и газогидратов внутри насосно-компрессорных труб (НКТ), по которым нефть с забоя поднимается на поверхность. В результате полезное сечение трубы уменьшается, дебит падает, и без принятия определенных мер НКТ засоряется полностью [27–31] (рис. 1).

Для очистки НКТ существует множество технологий [32–37], но в основном они сводятся к применению тепловых, химических и механических способов. К тепловым методам относятся: прогрев НКТ водяным паром с помощью передвижной парогенераторной установки (ППУ) или горячей нефтью с помощью агрегата депарафинизации передвижного модернизированного (АДПМ). При этом обработка скважин горячей нефтью малоэффективна ввиду того, что нефть имеет малую теплоемкость, быстро остывает, кроме того требуется привлечение дополнительного автотранспорта (автоцистерн) для подвоза нефти, подаваемой на промывку и привлечение объемов товарной нефти, а это нефть, уже очищенная от воды и газа. Кроме того, существует опасность образования «глухих» пробок при циркуляции и застывании насыщенного раствора парафина в скважине, а также накопление на стенках НКТ тугоплавких парафинов, удаление которых представляет большую сложность и не поддается вышеописанным методам очистки в достаточной степени.

Химические методы (промывка растворителями) в настоящее время применяют в ограниченном масштабе из-за того, что они не способствуют полному растворению в них асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и газогидратов, имеют высокую стоимость, а также обладают высокой токсичностью и взрывоопасны.

Механические методы очистки скважин (скребками) малонадежны ввиду частого обрыва проволоки, на которой они крепятся, кроме того, оторвавшийся скребок может сам по себе являться причиной засора скважины [38, 39].

Более эффективным решением проблемы удаления АСПО и газогидратных отложений может стать применение специального оборудования для реализации технологии термохимического воздействия, разработкой которой занимается кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Института нефти и газа Сибирского федерального университета. Изначально эта технология возникла в 90-е гг. XX в. на стыке наук химии и физики. Произошло это, когда инженер из Красноярска Владимир Беляев предложил Юрию Беляеву, работавшему тогда начальником отдела интенсификации нефте-, газодобычи при Московском институте нефти и газа, использовать активные металлы в качестве теплоносителя. Основными составляющими реагентов являются химические соединения I и II групп таблицы Д.И. Менделеева. Первое устройство, реализующее данную технологию, представляло собой пруток цельного металла (теплоносителя) диаметром 16 мм, длиной 300 мм, завернутый в алюминиевую фольгу. В качестве теплоносителя использовался металлический натрий. Производство данных устройств было организовано на базе химико-металлургического завода г. Красноярска. Распространением технологии термохимического воздействия на АСПО и газогидраты в НКТ с использованием изготовленных устройств занималась красноярская фирма «Сибрес». География применения технологии была достаточно широка, она включала нефтяные промыслы Тюмени, Нижневартовска, Лянтора Пурпе, Нягани, Альметьевска, Саратова, Башкирии, Татарстана и Якутии.

Металлический натрий в качестве теплоносителя

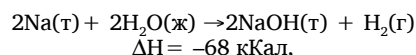
Технология заключалась в проведении термохимической реакции в трубном пространстве НКТ, которая приводит к расплавлению парафиновых отложений и выталкиванию



Рис. 1. Насосно-компрессорная труба с отложениями парафина на внутренней поверхности

жидких продуктов реакции и парафина на устье пластовым давлением или электроприводным центробежным насосом (ЭЦН). Для этого в НКТ скважины через стандартный лубрикатор подают содержащий теплоноситель устройства с нанесенной на боковую поверхность перфорацией. Под собственным весом устройства опускаются вниз до уровня образования отложений, при этом присутствующая в нефти вода (более 10 %) интенсивно реагирует с составом теплоносителя с выделением большого количества газа и тепла. При меньшей обводненности скважинной жидкости вода подается через лубрикатор с устья. Тепло и газ расплавляют АСПО и газогидраты, а также удаляют с поверхности НКТ колющие элементы. При этом расплавленные парафины смешиваются с продуктами реакции, в результате чего у них теряются адгезионные свойства к металлу НКТ. Кроме того, образующиеся в процессе обработки соединения алюминия, взаимодействуя с оксидами железа на внутренней поверхности НКТ, плакируют поверхность труб оксидной пленкой. При этом уменьшается коррозия металла труб, скорость отложения АСПО и газогидратов, гидравлическое сопротивление, повышается дебит скважин, а также, даже после однократной обработки, межремонтный период (МРП) увеличивается примерно в два раза. Это подтверждено лабораторными и многочисленными промысловыми испытаниями, проведенными авторами данного метода.

Термохимическое уравнение реакции металлического натрия с водой при стандартных условиях ИЮПАК ($P = 101325$, $Pa = 1$ атм, $t = 25$ °C) имеет вид:



где ΔH – изменение стандартной энтальпии реакции, рассчитанное по правилам и на основании величин, заимствованных из литературы [40, 41], то есть в данной реакции в результате взаимодействия 1 моль натрия с 1 моль воды выделяется $-\Delta H/2 = 34$ кКал тепла.

Несмотря на широкое применение, данные устройства обладали рядом недостатков. Во-первых, не был решен вопрос о соединении элементов в единое целое, устройства подавались в НКТ поштучно и работали внутри по отдельности. Этот недостаток существенно влиял на их эффективность. Во-вторых, плотность натрия составляет $0,96$ г/см³, что меньше плотности скважинной жидкости, поэтому приходилось использовать разного вида утяжелители для того, чтобы «утопить» устройства в скважинной жидкости и заставить их опускаться вниз до уровня отложений. В-третьих, натрий – активный металл, обладающий способностью самопроизвольно возгораться на открытом воздухе, что добавляло пожароопасности при работе с нефтью.

Металлический кальций в качестве теплоносителя для очистки затрубного пространства

После многих лет забвения технология была возрождена и выведена на новый технический и технологический уровень. В качестве теплоносителя стал использоваться металлический кальций, что дало возможность изготавливать более совершенные в техническом плане и безопасные в применении устройства. Данный выбор был обусловлен физическими и химическими свойствами реагента. При плотности кальция $1,56$ г/см³ отпадает необходимость использовать различные утяжелители в конструкции устройства

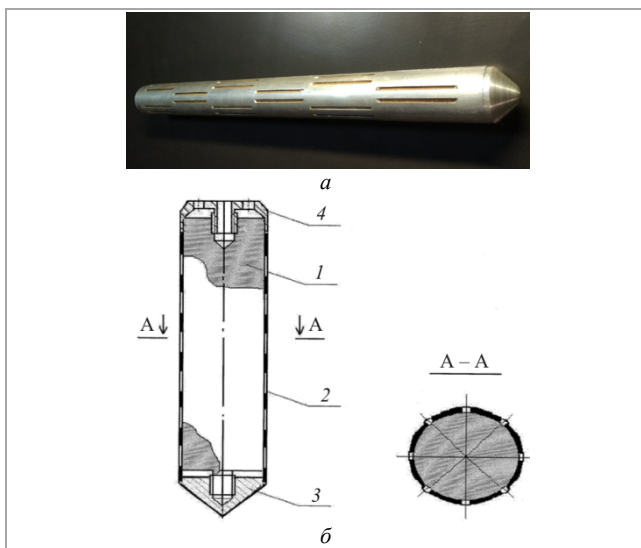


Рис. 2. Устройство: а – фотография; б – схема; 1 – теплоноситель; 2 – обечайка; 3 – головная крышка; 4 – хвостовая крышка

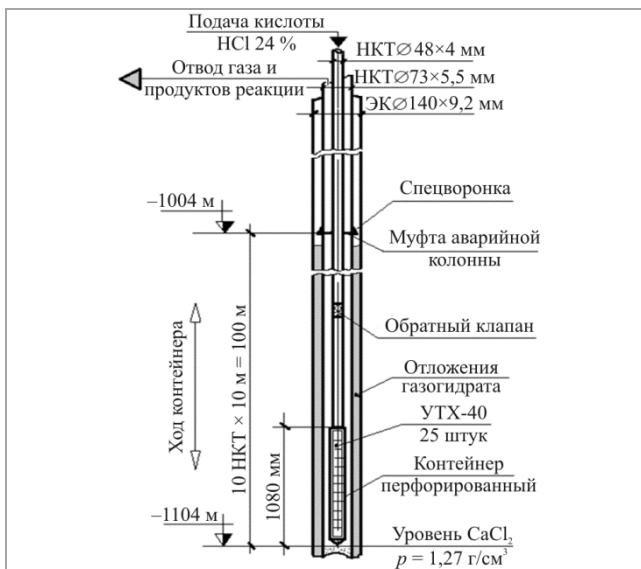


Рис. 3. Схема проведения опытно-промышленных испытаний на скважине № 24

для погружения в скважинную жидкость и НКТ. Металлический кальций не пожароопасный, потому что на открытом воздухе он постепенно насыщается влагой и переходит в гидроксид кальция – гашеную известь. Кроме того, кальций – металл, который хорошо поддается механической обработке. Именно это позволило с помощью резьбы решить проблему соединения большого количества элементов в единое целое, что и было воплощено в новой конструкции устройства.

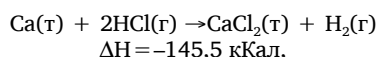
В январе 2011 г. был получен первый теплоноситель из кальция, что явило собой переход к устройствам нового типа. Теплоноситель представляет собой пруток цельного металла, полученный методом экструзии из гранул кальция на оригинальном оборудовании, спроектированном и изготовленном В.П. Ульяновым. Новое устройство было лишено отрицательных качеств, имеющих у предыдущих образцов. В нем металл цилиндрической формы играет двойную роль: во-первых, теплоносителя, а во-вторых, стяжного элемента всей конструкции, что позволило соединить определенное количество цилиндров в единую конструкцию. Еще одним новшеством в конструкции устройства является перфорированная обечайка из алюминия, придающая жесткость данной конструкции и дополнительное количество тепла при реакции (рис. 2). Технология применения устройств тоже претерпела изменения, теперь вторым реагентом в реакции с устройствами выступает не

вода скважинной жидкости, а соляная кислота 24%-ная ингибированная, расчетный объем которой подавался с устья.

На устройство получен патент РФ на полезную модель № 97165 [42]. Еще один патент РФ на полезную модель № 99059 [43] получен на устройство, где теплоноситель выполнен в виде таблеток, прессованных из гранул кальция, с центральным отверстием, через которое проходит трубка, стягивающая торцевые крышки.

Опытно-промышленное испытание (ОПИ) данных устройств было проведено на скважинах № 24 и № 7 Юрубчено-Тохомского месторождения (ЮТМ) в Красноярском крае в декабре 2017 г. Эти скважины имеют мощное газовыделение: так, на скважине № 24 газовый фактор составлял 191 м³/м³. Впервые устройства были применены для разложения газогидратных отложений в затрубном пространстве НКТ.

Термохимическое уравнение реакции металлического кальция с соляной кислотой при стандартных условиях имеет вид:



где ΔH – изменение стандартной энтальпии реакции [40, 41], то есть в данной реакции в результате взаимодействия 1 моль кальция с 2 моль соляной кислоты выделяется количество теплоты, эквивалентное $-\Delta H = 145,5 \text{ кКал}$. Из приведенного уравнения видно, что теоретически количество тепла, выделяемого в результате химической реакции кальция с соляной кислотой, примерно в 4 раза больше тепла, выделяемого при реакции натрия с водой. Таким образом, использование кальция в качестве теплоносителя энергетически значительно выгодней.

Суть нового метода ликвидации газогидратных отложений в затрубном пространстве НКТ сводится к проведению термохимической реакции в трубном пространстве НКТ и разложению газогидратов при передаче большого количества тепла через стенку трубы. Эта технология пооперационно выглядит следующим образом (рис. 3). После отвинчивания и поднятия не прихваченной газогидратом секции НКТ диаметром (\varnothing) 48 мм на ее нижнем конце устанавливается специальная воронка авторской разработки В.П. Ульянова, после чего конструкцию опускают обратно на муфтовое соединение. Таким образом образуется единый канал для подачи термохимических устройств в интервал образования газогидрата. Термохимические устройства [42] в количестве 25 штук загружаются в перфорированный контейнер и на лифтовых трубах НКТ $\varnothing 48 \text{ мм}$ через противовыбросовое оборудование опускаются на 100 м ниже муфтового соединения аварийной НКТ. Далее производится прокачка по данной НКТ расчетного объема ингибированной 24%-ной соляной кислоты. Объем продаваемого раствора рассчитывают таким образом, чтобы разместить поданную кислоту в равновесном положении – как в лифтовой трубе $\varnothing 48 \text{ мм}$, так и в малом затрубе НКТ $\varnothing 73 \text{ мм}$.

С началом образования хлористого кальция и водорода в НКТ в результате химической реакции 24%-ного раствора соляной кислоты с металлическим кальцием на время разложения газогидрата в пространстве большого затруба НКТ или эксплуатационной колонны (ЭК) производится технологическая выдержка в нижнем положении контейнера. Далее контейнер поднимают до места стыка НКТ, выдерживают, опускают на одну трубу и опять выдерживают. Данная операция повторяется два раза, что способствует равномерному прогреву поверхности НКТ и наиболее полному разложению газогидрата в пространстве ЭК на составляющие его газы и воду, которые впоследствии вытесняются из ЭК имеющим большую плотность раствором хлористого кальция, который независимо подается с устья скважины. После двух циклов в нижнем положении контейнера продукты реакции также вымываются отдельно подающимся с устья раствором хлористого кальция и по малому затрубу (пространство между $\varnothing 48 \text{ мм}$ и $\varnothing 73 \text{ мм}$ НКТ) поднимаются на устье в сборную емкость. Лифтовые трубы поднимаются на устье и разбираются. Далее поднимается колонна $\varnothing 48 \text{ мм}$ НКТ со специальной воронкой

при постоянном наполнении жидкостью глушения. На заключительном этапе производятся ловильные работы овершотом с отворотом и подъемом аварийных труб.

Данная технология показала высокую эффективность. Благодаря тепловому расчету технолога В.А. Беляева она позволяет растеплить и поднять на устье до 10 аварийных НКТ за один спуск контейнера, загруженного устройствами. Процесс разложения газогидратных отложений в затрубном пространстве скважины № 24 продолжался до отметки -1284 м, где отложения газогидратов с включениями остатков металла, оказавшегося в трубе после обуривания, перекрыли проход в трубном пространстве НКТ Ø73 мм – на этой отметке ОПИ произведенных термохимических устройств было закончено (рис. 4).

В процессе ОПИ термохимических устройств (УТХ-40Г) [42] выявлены следующие преимущества:

1. Полностью отсутствует даже частичное разрушение аварийной колонны НКТ, как при механическом способе разрушения газогидратных отложений в затрубном пространстве скважины (обуривание НКТ). Снижается общая аварийность процесса извлечения аварийных НКТ, извлеченные трубы аварийной подвески пригодны для дальнейшего использования.

2. Сокращение времени на ремонтные работы по скважине на 30 %. Время, затраченное на ремонт скважины Юр-24 с 17.08.2016 г. по 04.11.2016 г., – 79 суток, извлечено из скважины 16 аварийных НКТ Ø73 мм. Время, затраченное на проведение ОПИ на скважине Юр-24 с 08.12.2017 г. по 02.02.2018 г., – 56 суток. Из скважины извлечено 25 аварийных НКТ Ø73 мм.

3. Повышение эффективности извлечения аварийного НКТ из скважины на 36 %.

4. Доставка теплоносителя в интервал нахождения газогидратных отложений ниже 1000 м.

Авторы позиционировали произведенные ими устройства как универсальные, т.е. позволяющие применять их как для очистки трубного пространства НКТ от парафина, так и межтрубного пространства от газогидрата, но проведенное на Юрубчено-Томском месторождении ОПИ показало, что это далеко не так. Результаты, полученные при проведении ОПИ на скважинах № 24 и № 7, позволяют сделать следующие выводы:

1. Предложенная технология разложения газогидратных отложений в межтрубном пространстве скважины по схеме, приведенной выше, дает эффект и может быть применена только при отсутствии сообщения забоя с устьем по трубному каналу. Именно такая ситуация имела место при работах на скважине № 24.

2. Устройства, используемые при проведении ОПИ на скважинах № 24 и № 7, произведенные по патенту [42], малоэффективны. Наличие сквозной перфорации на обечайке способствует запуску устройства на этапе спуска, что ведет к потере части тепловой энергии до достижения интервала нахождения отложений.

3. Указанная выше технология не может быть использована на скважине при сообщении забоя с устьем по трубному каналу и имеющем место поглощении скважинной жидкости. Данная ситуация присутствовала на скважине № 7, где имелся проход по трубе, и нагретая кислота при этом поглощалась забоем, поэтому разложения газогидратов в затрубном пространстве не происходило. Результат на скважине №7 по ликвидации газогидратов отрицательный.

Аргументы, приведенные выше, говорят о том, что для стабильной работы по ликвидации отложений нужно иметь разные технологии и виды оборудования для работы в каждой конкретной ситуации.

После тщательного анализа были спроектированы и изготовлены устройства, лишенные указанных выше недостатков. Новые приспособления для разложения газогидратов в межтрубном пространстве получили название «корпусные устройства для термохимической обработки скважин», на них был получен патент РФ на полезную модель № 194665 [44]. Внешний вид устройства приведен на рис. 5.

Основной деталью этого перспективного устройства является алюминиевая обечайка (рис. 6), имеющая проточки по обоим торцам. На цилиндрической поверхности обечайки



Рис. 4. Фото металлических фрагментов из скважины № 24 Юрубчено-Тохомского месторождения, поднятых на поверхность в процессе промывки

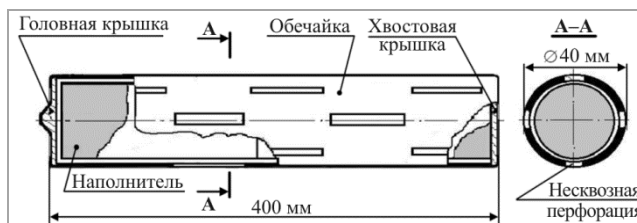


Рис. 5. Корпусное устройство для термохимической обработки скважин

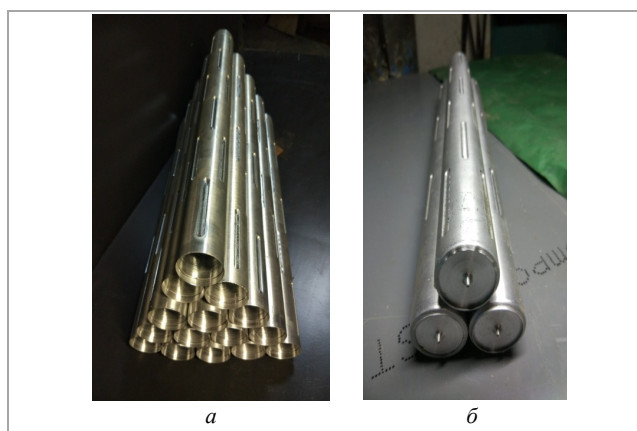


Рис. 6. Фото обечаек (а) и корпусных устройств в сборе (б)

вдоль оси выполнены пазы с несквозной перфорацией, расположенные в ряд, причем каждый последующий ряд данных пазов радиально смещен относительно предыдущего на 45°. Толщина металла в месте несквозной перфорации составляет 0,4–0,6 мм. После помещения внутрь обечайки теплоносителя в виде одного или нескольких цилиндров, полученных экструзией, в проточки торцов вставляются головная и хвостовая крышки с последующей вальцовкой буртиков металла обечайки. Дополнительная герметичность соединению обеспечивается нанесением на периметр герметика перед вальцеванием, что способствует сохранению тепловой энергии на этапе спуска и выделению ее в полном объеме в интервале проведения термохимической реакции.

Безоболочные термохимические устройства для удаления отложений парафина внутри НКТ

Для ликвидации отложений парафина внутри НКТ были разработаны безоболочные устройства, на которые получен патент РФ на полезную модель № 198341 [45]. Конструкция при этом выглядит следующим образом: элементы устройства, его головная и множество хвостовых частей соединяются в единое целое (рис. 7). Поверхность каждого элемента покрыта многослойным полимерным покрытием, защищающим активный металл теплоносителя от воздействия окружающей среды (дождь, снег), а также от воды, входящей в состав скважинной жидкости на этапе спуска.

Состав покрытия устройства был разработан авторами технологии. Соединение происходит за счет наружной и внутренней резьбы, имеющейся на торце каждом элементе.

Количество элементов, соединяемых воедино, может быть каким угодно, ограничивающим фактором при этом является высота лубризатора – детали скважины, куда

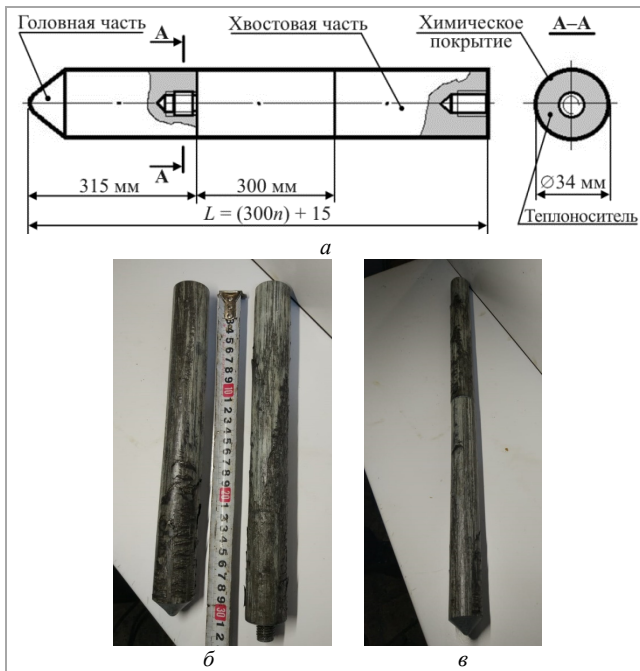


Рис. 7. Безоболочное устройство для термохимической обработки скважин: а – схема; б, в – фото головной и хвостовой части безоболочных устройств и их соединение

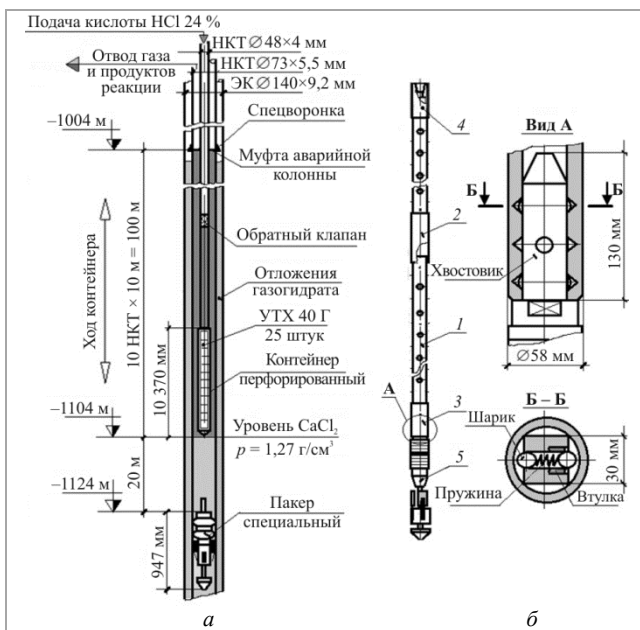


Рис. 8. Предлагаемые технология и устройство: а – технология ликвидации газогидратных отложений в межтрубном пространстве скважин при сообщении забоя с устьем по трубному каналу; б – схема связки контейнера перфорированного с пакером; 1 – секция; 2 – муфта; 3 – заглушка; 4 – переводник; 5 – пакер специальный

помещается устройство в собранном виде, и после открытия центральной задвижки попадает внутрь НКТ и далее спускается под собственным весом до интервала отложений, где движение останавливается. Далее, после подачи в НКТ объема соляной кислоты, происходит спуск НКТ до начала отложений, где скважинная жидкость замещается кислотой, имеющей более высокую плотность. Кислота полностью омывает собранное устройство, при этом происходит реакция с покрытием, в результате чего его толщина стремится к нулю, и начинается реакция с активным металлом теплоносителя.

Реакция протекает бурно, с большим выделением тепла и газа, что способствует нагреванию кислоты, стенок металла НКТ и плавлению продуктов отложений, которые поднимаются вверх на устье. Расход элементов устройства в ходе химической

реакции полный, НКТ не загрязняется твердыми остатками, его внутреннее пространство не забивается. После полного расплавления отложений парафина в обрабатываемом интервале соединения парафина и продукты реакции выталкиваются из НКТ пластическим давлением или ЭЦН. На устье продукты реакции с парафином собираются в приемную емкость для дальнейшей утилизации.

Ликвидация отложений в затрубном пространстве НКТ при сообщении забоя с устьем по трубному каналу

Для ликвидации газогидратных отложений в межтрубном пространстве нефтяных скважин при сообщении забоя с устьем по трубному каналу, как на скважине № 7 ЮТМ, авторами была предложена следующая технология (рис. 8, б). Конструкция заглушки (рис. 8, в) была изменена, в нижней части добавлено квадратное отверстие для установки хвостовика пакера. Проточки под подпружиненные шарики служат для надежной фиксации хвостовика пакера в торце контейнера. На рис. 8, а, изображена связка перфорированного контейнера и пакера. Функционально контейнер теперь представляет собой не только средство доставки устройств УТХ 40Г до требуемого интервала глубины, а также узел установки (снятия) пакера специального.

Предлагаемая технология является весьма перспективной и гибкой, потому что позволяет:

1) ликвидировать газогидратные отложения в межтрубном пространстве с использованием колонны со спецворонкой, накрывающей аварийную колонну с последующим отворотом и подъемом обработанных труб на устье;

2) работать в интервале отложения газогидратов без подъема колонны НКТ.

Предлагаемая технология применения выглядит следующим образом. Связка контейнера с пакером на НКТ Ø48 мм спускается до нижней отметки заданного интервала, где после его фиксации производится прокачка по лифтовым трубам раствора хлористого кальция плотностью 1,27 г/см³. После заполнения всего объема малого затруба технологической жидкостью снаряженный контейнер поднимается на две трубы выше, где с этой отметки интервала начинается проведение термохимической реакции с нагреванием и разложением газогидратов за стенкой НКТ на газ и воду. После окончания обработки верхнего интервала производится подъем контейнера с устройствами на устье. Далее перфорированный контейнер снаряжается новой партией устройств, спускается на 10 труб (100 м) ниже ранее обработанного интервала НКТ, и процесс повторяется.

Разложение отложений газогидратов в межтрубном пространстве продолжается до того момента, пока в нем не повысится давление, что свидетельствует о его связи с забоем. После этого пакер соединяется с контейнером и на лифтовых трубах поднимается на устье. Далее включается прямая промывка скважины раствором хлористого кальция, являющегося самым распространенным ингибитором газогидратов, и в ходе этого процесса межтрубное пространство освобождается от отложений, и далее скважина запускается в эксплуатацию.

Закключение

Нефтедобыча является важной отраслью национальной экономики, в связи с этим прежде чем применяться на производстве, устройства и оборудование должны пройти апробацию, которая подтвердит их заявленные свойства. Прежде чем оборудование пойдет в промышленную эксплуатацию, проведение всесторонних промышленных испытаний каждого образца оборудования, разработанного авторами статьи, на большем числе скважин – задача следующего этапа. Таким образом, внедрение новых перспективных образцов оборудования даст заметную экономию времени, затрачиваемого на ремонт скважин, что в итоге повлияет на конечную стоимость продукта.

Финансирование проекта

Работы по проектированию и изготовлению прототипов устройств и связанного с этим оборудования для их производства и применения были успешно проведены на средства гранта, полученного авторами в лице ООО «Сибирь-Технология-Сервис» от Фонда содействия инновациям в 2019–2020 гг.

Библиографический список

- Application of Fast-SAGD in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs: A Case Study / A. Sarapardeh, H.H. Kiasari, N. Alizadeh, S. Mighani, A. Kamari // SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, Mar. 10-13, 2013. – SPE Paper No. 164418. DOI: 10.2118/164418-MS
- Sahni A., Kumar M., Knapp R.B. Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs // SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, CA, June 19-22, 2000. – SPE Paper No. 62550. DOI: 10.2118/62550-MS
- Effects of Electrical and Radio-Frequency Electromagnetic Heating on the Mass-Transfer Process During Miscible Injection for Heavy-Oil Recovery / L. Kovaleva, A. Davletbaev, T. Babadagli, Z. Stepanova // Energy Fuels. – 2010. – Vol. 25(2). – P. 482–486. DOI: 10.1021/ef1009428
- Improving Heavy Oil Recovery by Unconventional Thermal Methods / O.A. Alomari, M.A. Alaroui, A.A. Althemyan, A.H. Alsaied, H. Almohammad, Y. Althaooh, Y. Alhaidar, S.E. Al Ansari, Y. Alshammari // SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, Dec. 10-12, 2012. – SPE Paper No. 163311. DOI: 10.2118/163311-MS
- Kovaleva L., Davletbaev A., Minnigalimov R. Recoveries of Heavy Oil and Bitumen Techniques With the Radio Frequency Electromagnetic Irradiation (Russian). // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, Oct. 26-28, 2010. – SPE Paper No. 138086. DOI: 10.2118/138086-RU
- Friedmann F., Smith M., Guice W. Steam-Foam Mechanistic Field Trial in the Midway-Sunset Field // SPE Res. Eng. – 1994. – Vol. 9(4). – P. 297–304. DOI: 10.2118/21780-PA
- Patzek T.W. Field Applications of Steam Foam for Mobility Improvement and Profile Control // SPE Reservoir Eng. – 1996. – Vol. 11(2). – P. 79–86. DOI: 10.2118/29612-PA
- Alkhalilov K., Dindoruk B. Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – 2011. – Vol. 11. DOI: 10.2118/146612-MS
- A Review on Thermal Enhanced Heavy Oil Recovery From Fractured Carbonate Reservoirs / E. Ghoojdjani, R. Kharrat, M. Vossoughi, S.H. Bolouri // SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, AB, Canada, June 12-14, 2012. SPE Paper No. SPE-150147-MS. DOI: 10.2118/150147-MS
- Batycky J., Leaute R., Dawe B. A Mechanistic Model of Cyclic Steam Stimulation // International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. – Bakersfield, CA, Feb. 10-12, 1997. – SPE Paper No. 37550. DOI: 10.2118/37550-MS
- Ali S. Steam Injection Theories – A Unified Approach // SPE California Regional Meeting, San Francisco, CA, Mar. 24-26, 1982. – SPE Paper No. 10746. DOI: 10.2118/10746-MS
- Leaute R.P. Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen With CSS: Evolution of Technology From Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference. – Calgary, AB, Canada, Nov. 4-7, 2002. – SPE Paper No. 79011. DOI: 10.2118/79011-MS
- Al-Murayri, B.B., Maini, T.G., Harding, J., Oskouei // Energy Fuels. – 2016. – Vol. 30(4). – P. 2604–2616. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.5b02774
- M.M. Yegane, S. Ayatollahi, F. Bashtani, C. Romero. C. Solar Generated Steam Injection in Hamca, Venezuelan Extra Heavy Oil Reservoir; Simulation Study for Oil Recovery Performance, Economical and Environmental Feasibilities // EUROPEC 2015. – Madrid, Spain, June 1-4, 2015. – SPE Paper No. 174305. DOI: 10.2118/174305-MS
- The Impact of Daily and Seasonal Cycles in Solar-Generated Steam on Oil Recovery / A.P. Van Heel, J.N. Bentouati, S. Terres // SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – 2010. – Paper No. 129225. DOI: 10.2118/129225-MS
- Kinetic Cell and Combustion Tube Results for a Central European Crude Oil / G. Glatz, B. Hascakir, L. Castanier, T. Clemens, A. Kovscek // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, CO, Oct. 30–Nov. 2, 2011. – SPE Paper No. SPE-146089-MS. DOI: 10.2118/146089-MS
- Zhang X., Liu Q., Che H. Parameters Determination During in Situ Combustion of Liaohe Heavy Oil // Energy Fuels. – 2013. – Vol. 27(6). – P. 3416–3426. DOI: 10.1021/ef400095b
- Reservoir Engineering Approach / A. Hemmati-Sarapardeh, A. Shokrollahi, A. Tatar, F. Gharagheizi, A.H. Mohammadi, A. Naseri // Fuel. – 2014. – Vol. 116. – P. 39–48. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.07.072
- Toward Reservoir Oil Viscosity Correlation / A. Hemmati-Sarapardeh, M. Khishvand, A. Naseri, A.H. Mohammadi // Chem. Eng. Sci. – 2013. – Vol. 90. – P. 53–68. DOI: 10.1016/j.ces.2012.12.009
- A Soft Computing Approach for the Determination of Crude Oil Viscosity: Light and Intermediate Crude Oil Systems / A. Sarapardeh, B. Aminshahidy, A. Pajouhandeh, S. Yousefi, S. Kaldozakh // J. Taiwan Inst. Chem. Eng. – 2016. – Vol. 59. – P. 1–10. DOI: 10.1016/j.jtice.2015.07.017
- Bera A., Babadagli T. Status of Electromagnetic Heating for Enhanced Heavy Oil/Bitumen Recovery and Future Prospects: A Review // Appl. Energy. – 2015. – Vol. 151. – P. 206–226. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.031
- Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review // Energies. – 2010. – Vol. 3(9). – P. 1529–1575. DOI: 10.3390/en3091529
- An Overview of Heavy Oil Properties and Its Recovery and Transportation Methods / R. Santos, W. Loh, A. Bannwart, O. Trevisan // Braz. J. Chem. Eng. – 2014. – Vol. 31(3). – P. 571–590. DOI: 10.1590/0104-6632.20140313300001853
- Harvey A.H., Arnold M., El-Feky S.A. Selective Electric Reservoir Heating // J. Can. Pet. Technol. – 1979. – Vol. 18(3). – P. 47–57. DOI: 10.2118/79-03-04
- Parandeh M.R., Hassanzadeh H., Harding T. Numerical Simulations of Bitumen Recovery Using Solvent and Water Assisted Electrical Heating // Fuel. – 2016. – Vol. 186. – P. 68–81. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.08.077
- Ambs S., Chilingar G., Beeson C. Use of Direct Electrical Current for Increasing the Flow Rate of Reservoir Fluids During Petroleum Recovery // J. Can. Pet. Technol. – 1964. – Vol. 3(1). – P. 8–14. DOI: 10.2118/64-01-02
- Kudinov V.I. Основы нефтепромыслового дела. – М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. – 720 с.
- Vakarov S.N., Sapozhnikov A.E., Olenchikov D.M. Повышение эффективности разработки месторождений системной горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на Мешкинском месторождении Удмуртской Республики // Научно-технический вестник «Роснефть». – 2008. – № 4. – С. 24–27.
- Tolokonnikov S.I. Разработка многофункциональных, водорастворимых композиций ПАВ для повышения эффективности эксплуатации скважин при низких температурах: дис. ... канд. техн. наук. – М., 1998. – 10 с.
- Химия нефти и газа: учебное пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова [и др.]; под ред. В.А. Проскурякова. – М.: Химия, 1998. – 150 с.
- Hydromechanical devices to prevent paraffin deposits // A.V. Fedorov [et al.] // APITECH-2019. Journal of Physics: Conference Series. – 2019. – Vol. 1399. – P. 055080. DOI: 10.1088/1742-6596/1399/5/055080
- Application of disulfide oil for removal of paraffin deposits on the equipment of condensate stabilization units // K.P. Uzun, E.A. Chernysheva, T.A. Kuryakova, L.V. Mezheva // Vestnik VGUIT [Proceedings of VSUET]. – 2019. – Vol. 81. – No. 3. – P. 249–254. DOI: 10.20914/2310-1202-2019-3-249-254
- Беляев Ю.А. Очистка насосно-компрессорных труб добывающих скважин методом термохимического воздействия // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2011. – № 4. – С. 53–54.
- Пат. Российской Федерации № 2473783 от 9.11.2011 г. Устройство для термохимической обработки скважин / Беляев Ю.А., Меньяев В.А., Голованова Н.К., Беляева Н.Ю.
- Просвирин А.А., Беляев Ю.А. Интенсификационная технология обработки призабойной зоны скважины // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 45–47.
- Беляев Ю.А. Разработка инновационных технологий добычи трудноизвлекаемых нефтей. – М.: Элит, 2014. – 128 с.
- Шмаль Г. Нефтяная отрасль – не скатерть-самобранка // Нефть России. – 2009. – № 5. – С. 20–23.
- Горшенин В.С. ОАО «Зарубежнефть» расширяет свое присутствие в России и за рубежом // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 10–12.
- Muslimov P.K. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в связи с существенными изменениями ресурсной базы // Нефть России. – 2009. – № 5. – С. 22–26.
- Справочник по расчетам равновесия металлургических реакций. (Ускоренные методы) / А.Н. Крестовников, Л.П. Владимиров, Б.С. Гуляницкий, А.Я. Фишер. – М.: Металлургия, 1963. – 416 с.
- Эткинс П. Физическая химия. – М.: Мир, 1980. – Т. 1. – 583 с.
- Пат. № 97165 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Беляев В.А. – 2010. – БИ. – № 24.
- Пат. № 99059 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Беляев В.А., Беляев Ю.А., Миняев В.А. – 2010. – БИ. – № 31.
- Пат. № 194665 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство корпусное для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Ульянов В.В., Беляев В.А. – 2010. – БИ. – № 35.
- Пат. № 198341 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Ульянов В.В., Беляев В.А. – 2020. – БИ. – № 19.

References

- Sarapardeh A., Kiasari H.H., Alizadeh N., Mighani S., Kamari A. Application of Fast-SAGD in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs: A Case Study. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, Mar. 10-13, 2013*. SPE Paper No. 164418. DOI: 10.2118/164418-MS
- Sahni A., Kumar M., Knapp R.B. Electromagnetic Heating Methods for Heavy Oil Reservoirs. *SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, CA, June 19-22, 2000*. SPE Paper No. 62550. DOI: 10.2118/62550-MS
- Kovaleva L., Davletbaev A., Babadagli T., Stepanova Z. Effects of Electrical and Radio-Frequency Electromagnetic Heating on the Mass-Transfer Process During Miscible Injection for Heavy-Oil Recovery. *Energy Fuels*, 2010, vol. 25(2), pp. 482–486. DOI: 10.1021/ef1009428
- Alomari O.A., Alaroui M.A., Althemyan A.A., Al Saleh A.H., Almohammad H., Althaooh Y., Alhaidar Y., Al Ansari S.E., Alshammari Y. Improving Heavy Oil Recovery by Unconventional Thermal Methods. *SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, Dec. 10-12, 2012*. SPE Paper No. 163311. DOI: 10.2118/163311-MS
- Kovaleva L., Davletbaev A., Minnigalimov R. Recoveries of Heavy Oil and Bitumen Techniques With the Radio Frequency Electromagnetic Irradiation (Russian). *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, Moscow, Russia, Oct. 26-28, 2010*. SPE Paper No. 138086. DOI: 10.2118/138086-RU
- Friedmann F., Smith M., Guice W. Steam-Foam Mechanistic Field Trial in the Midway-Sunset Field. *SPE Res. Eng.*, 1994, vol. 9(4), pp. 297–304. DOI: 10.2118/21780-PA
- Patzek T.W. Field Applications of Steam Foam for Mobility Improvement and Profile Control. *SPE Reservoir Eng.*, 1996, vol. 11(2), pp. 79–86. DOI: 10.2118/29612-PA
- Alkhalilov K., Dindoruk B. Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2011. – Vol. 11. DOI: 10.2118/146612-MS
- A Review on Thermal Enhanced Heavy Oil Recovery From Fractured Carbonate Reservoirs // *SPE Heavy Oil Conference Canada, Calgary, AB, Canada, June 12-14, 2012*. SPE Paper No. SPE-150147-MS. DOI: 10.2118/150147-MS
- Batycky J., Leaute R., Dawe B. A Mechanistic Model of Cyclic Steam Stimulation. *International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Bakersfield, CA, Feb. 10-12, 1997. SPE Paper No. 37550. DOI: 10.2118/37550-MS
- Ali S. Steam Injection Theories – A Unified Approach. *SPE California Regional Meeting, San Francisco, CA, Mar. 24-26, 1982*. SPE Paper No. 10746. DOI: 10.2118/10746-MS
- Leaute R.P. Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen With CSS: Evolution of Technology From Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference*. Calgary, AB, Canada, Nov. 4-7, 2002. SPE Paper No. 79011. DOI: 10.2118/79011-MS
- Al-Murayri, B.B., Maini, T.G., Harding, J., Oskouei // *Energy Fuels*, 2016. – Vol. 30(4). – P. 2604–2616. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.5b02774
- M.M. Yegane, S. Ayatollahi, F. Bashtani, C. Romero. C. Solar Generated Steam Injection in Hamca, Venezuelan Extra Heavy Oil Reservoir; Simulation Study for Oil Recovery Performance, Economical and Environmental Feasibilities. *EUROPEC 2015*. Madrid, Spain, June 1-4, 2015. SPE Paper No. 174305. DOI: 10.2118/174305-MS
- Van Heel A.P., Van Wunnik J.N., Bentouati S., Terres R. The Impact of Daily and Seasonal Cycles in Solar-Generated Steam on Oil Recovery. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, 2010. Paper No. 129225. DOI: 10.2118/129225-MS
- Glatz G., Hascakir B., Castanier L., Clemens T., Kovscek A. Kinetic Cell and Combustion Tube Results for a Central European Crude Oil. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, CO, Oct. 30–Nov. 2, 2011. – SPE Paper No. SPE-146089-MS. DOI: 10.2118/146089-MS
- Zhang X., Liu Q., Che H. Parameters Determination During in Situ Combustion of Liaohe Heavy Oil. *Energy Fuels*, 2013, vol. 27(6). – P. 3416–3426. DOI: 10.1021/ef400095b
- Hemmati-Sarapardeh A., Shokrollahi A., Tatar A., Gharagheizi F., Mohammadi A.H., Naseri A. Reservoir Oil Viscosity Determination Using a Rigorous Approach. *Fuel*, 2014, vol. 116, pp. 39–48. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.07.072
- Hemmati-Sarapardeh A., Khishvand M., Naseri A., Mohammadi A.H. Toward Reservoir Oil Viscosity Correlation. *Chem. Eng. Sci.*, 2013, vol. 90, pp. 53–68. DOI: 10.1016/j.ces.2012.12.009
- Sarapardeh A., Aminshahidy B., Pajouhandeh A., Yousefi S., Kaldozakh S. A Soft Computing Approach for the Determination of Crude Oil Viscosity: Light and Intermediate Crude Oil Systems. *J. Taiwan Inst. Chem. Eng.*, 2016, vol. 59, pp. 1–10. DOI: 10.1016/j.jtice.2015.07.017
- Bera A., Babadagli T. Status of Electromagnetic Heating for Enhanced Heavy Oil/Bitumen Recovery and Future Prospects: A Review. *Appl. Energy*, 2015, vol. 151, pp. 206–226. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.031
- Santos R., Loh W., Bannwart A., Trevisan O. An Overview of Heavy Oil Properties and Its Recovery and Transportation Methods. *Braz. J. Chem. Eng.*, 2014, vol. 31(3). – P. 571–590. DOI: 10.1590/0104-6632.20140313300001853
- Harvey A.H., Arnold M., El-Feky S.A. Selective Electric Reservoir Heating. *J. Can. Pet. Technol.*, 1979, vol. 18(3), pp. 47–57. DOI: 10.2118/79-03-04
- Parandeh M.R., Hassanzadeh H., Harding T. Numerical Simulations of Bitumen Recovery Using Solvent and Water Assisted Electrical Heating. *Fuel*, 2016, vol. 186, pp. 68–81. DOI: 10.1016/j.fuel.2016.08.077
- Ambs S., Chilingar G., Beeson C. Use of Direct Electrical Current for Increasing the Flow Rate of Reservoir Fluids During Petroleum Recovery. *J. Can. Pet. Technol.*, 1964, vol. 3(1), pp. 8–14. DOI: 10.2118/64-01-02
- Kudinov V.I. Основы нефтепромыслового дела [Oilfield Basics]. Moscow, Izhensk: Institut komp'yutnykh issledovaniy, 2004. 720 p.
- Vakarov S.N., Sapozhnikov A.E., Olenchikov D.M. Povyshenie effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy sistemoy horizontalnykh skvazhin i bokovykh horizontalnykh stvolov na Mishkinskom mestorozhdenii Udmurtskoy Respubliki [Improving the efficiency of field developments with a system of horizontal wells and horizontal sidetracks at the Mishkinskoye field in the Udmurt Republic]. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik "Rosneft"*, 2008, no. 4, pp. 24–27.
- Tolokonnikov S.I. Razrabotka mnogofunktsionalnykh, vodorastvorimykh kompozitsiy PAV dlya povysheniya effektivnosti ekspluatatsii skvazhin pri nizkikh temperaturakh [Development of multifunctional, water-soluble surfactants to improve the efficiency of well operation at low temperatures]. Ph. D. thesis. Moscow, 1998, 10 p.
- Bogomolov A.I., Galle A.A., Gromova V.V. et al. Khimiya nefi i gaza [Chemistry of oil and gas]. Ed. V.A. Proskuryakov. Moscow: Khimiya, 1998, 150 p.
- Fedorov A.V. et al. Hydromechanical devices to prevent paraffin deposits. APITECH-2019. Journal of Physics: Conference Series, 2019, vol. 1399, 055080 p. DOI: 10.1088/1742-6596/1399/5/055080
- Uzun K.P., Chernysheva E.A., Kuryakova T.A., Mezheva L.V. Application of disulfide oil for removal of paraffin deposits on the equipment of condensate stabilization units. *Vestnik VGUIT [Proceedings of VSUET]*, 2019, vol. 81, no. 3, pp. 249–254. DOI: 10.20914/2310-1202-2019-3-249-254
- Belyaev Yu.A. Ochkistka nasosno-kompressornykh trub dobyvaushchikh skvazhin metodom termokhimicheskogo vozdeystviya [Cleaning of production wells tubing by thermochemical treatment]. *Ekspozitsiya. Nef. Gaz*, 2011, no. 4, pp. 53–54.
- Belyaev Yu.A., Menyayev V.A., Golovanova N.K., Belyaeva N.Yu. Ustroystvo dlya termokhimicheskoy obrabotki skvazhin [Facilities for thermochemical treatments of wells]. Patent Rossiiskaya Federatsiya no. 2473783 (2011).
- Prosvirin A.A., Belyaev Yu.A. Intensifikatsionnaya tekhnologiya obrabotki prizaboinoy zony skvazhin [Stimulation technology for treatment of the bottomhole zone of the well]. *Neftyanoe khozaystvo*, 2004, no. 4, pp. 45–47.
- Belyaev Yu.A. Razrabotka innovatsionnykh dobychi trudnoizvlekaemykh neftei [Development of innovative technologies for production of hard-to-recover oils]. Moscow: Elit, 2014, 128 p.
- Shmal G. Neftyanaya otrasl' – ne skatert'-samobranka [The oil industry is not a self-assembled tablecloth]. *Neft' Rossii*, 2009, no. 5, pp. 20–23.
- Gorshenin V.S. OAO «Zarubezhneft'» rasshiряet svoe prisutstvie v Rossii i za rubezhom [Zarubezhneft, OJSC, is expanding its presence in Russia and abroad]. *Neftyanoe khozaystvo*, 2009, no. 5, pp. 10–12.
- Muslimov P.K. Problemy modernizatsii i razvitiya innovatsionnykh tekhnologiy razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy v svyazi s sushchestvennymi izmeneniyami resursnoy bazy [Problems of upgrading and development of innovative technologies for oil fields caused by significant changes in the resource facilities]. *Neftyanoe khozaystvo*, 2011, no. 5, pp. 72–76.
- Krestovnikov A.N., Vladimirov L.P., Gulianitskiy B.S., Fisher A.A. Spravochnik po raschetam ravnovesiya metallurgicheskikh reaktsiy. (Uskorennyye metody) [A handbook for calculating the equilibrium of metallurgical reactions. (Accelerated Methods)]. Moscow: Metallurgizdat, 1963, 416 p.
- Эткинс П. Физическая химия. – М.: Мир, 1980. – Т. 1. – 583 с.
- Пат. № 97165 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Беляев В.А. – 2010. – БИ. – № 24.
- Пат. № 99059 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Беляев В.А., Беляев Ю.А., Миняев В.А. – 2010. – БИ. – № 31.
- Пат. № 194665 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство корпусное для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Ульянов В.В., Беляев В.А. – 2010. – БИ. – № 35.
- Пат. № 198341 Российской Федерации на полезную модель, МПК E21B37/06. Устройство для термохимической обработки скважин / Ульянов В.П., Ульянов В.В., Беляев В.А. – 2020. – БИ. – № 19.