

УДК 622.276.65

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ С ЦЕЛЬЮ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ



ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THERMAL METHODS FOR THE EXTRACTION OF HIGH-VISCOSITY OIL

Подковыркин Андрей Александрович
студент 2 курса направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Санкт-Петербургский горный университет
andreipodkovyrkin54@gmail.com

Сафиуллина Елена Улубековна
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
safiullina_eu@pers.spmi.ru

Аннотация. Для интенсификации добычи нефти на месторождениях применяются различные методы воздействия на пласт. Эффективная добыча высоковязкой нефти возможна только при повышении её подвижности с использованием различных тепловых методов. В статье рассматриваются такие тепловые методы воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи, как внутрипластовое горение, вытеснение нефти паром, пароциклическое воздействие на призабойную зону, парогравитационный дренаж. Также приведен анализ рентабельности использования данных методов и проекты, которые используют данные методы в промышленном масштабе. Продемонстрированы основные принципы применения методов, условия их применения, а также опыт применения на конкретных месторождениях. Рассмотрен мировой опыт реализации тепловых методов при разработке месторождений с высоковязкой нефтью.

Ключевые слова: парогравитационный дренаж, высоковязкая нефть, циклическая закачка пара, нагнетание паром, третичные МУН, внутрипластовое горение, вытеснение нефти паром, тепловые методы воздействия на пласт, трудноизвлекаемые запасы, налогообложение нефтяного промысла, месторождения высоковязкой нефти.

Podkovyrkin Andrei Aleksandrovich
2nd year Student of the Training Direction
21.03.01 «Oil and Gas Engineering»,
Saint Petersburg Mining University
andreipodkovyrkin54@gmail.com

Safiullina Elena Ulubekovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
safiullina_eu@pers.spmi.ru

Annotation. To intensify oil production in the fields different methods of impact on the reservoir are used. Effective production of high-viscosity oil is possible only when increasing its mobility with the use of various thermal methods. This paper considers such thermal methods of stimulation to enhance oil recovery as in-situ combustion, oil displacement by steam, steam-cyclic impact on the bottomhole zone, steam assisted gravity drainage. An analysis of the profitability of using these methods and projects that use these methods on an industrial scale is also given. The basic principles of application of the methods, conditions of their application, as well as the experience of application at specific fields are demonstrated. The world experience of implementation of thermal methods in the development of fields with high-viscosity oil is considered.

Keywords: steam assisted gravity drainage, high-viscosity oil, cyclic steam injection, steam injection, tertiary enhanced oil recovery methods, in-situ combustion, oil displacement by steam, thermal methods of impact on the formation, hard-to-recover resources, taxation of the oil field, deposits of high-viscosity oil.

Сегодня в нефтяной промышленности наблюдается тенденция к более интенсивному истощению месторождений с легкодоступной нефтью и постепенному переходу к добыче трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Также отмечено увеличение интереса НИОКР в данной сфере для разработки максимально эффективных решений по экстракции УВ в различных вариантах залежей, в зависимости от их фильтрационно-емкостных свойств и параметров добываемой продукции, транспортировке и первичной обработке ВВН. На рисунке 1 приведена диаграмма применения проектов третичных МУН в мире.

Мировые запасы технически извлекаемой нетрадиционной нефти оцениваются в районе 200 млрд тонн [1], что сопоставимо с общемировыми доказанными запасами традиционной нефти в 242 млрд тонн [2].

На рисунке 2 показана диаграмма прогноза добычи нефти с помощью третичных МУН.

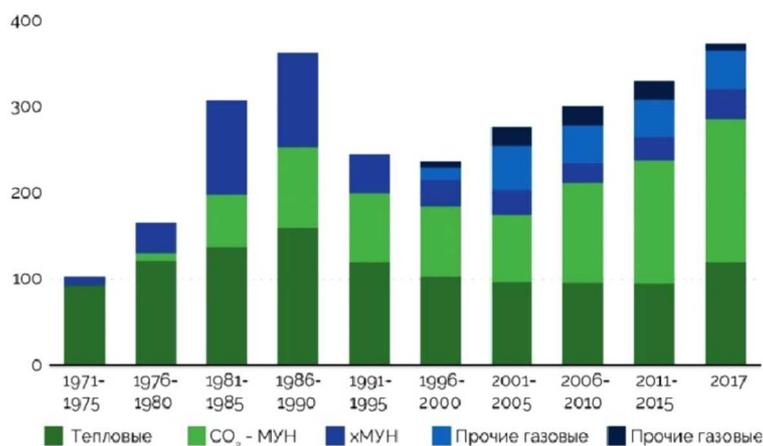


Рисунок 1 – Диаграмма применения проектов третичных МУН в мире [МЭА, база данных по третичным МУН]

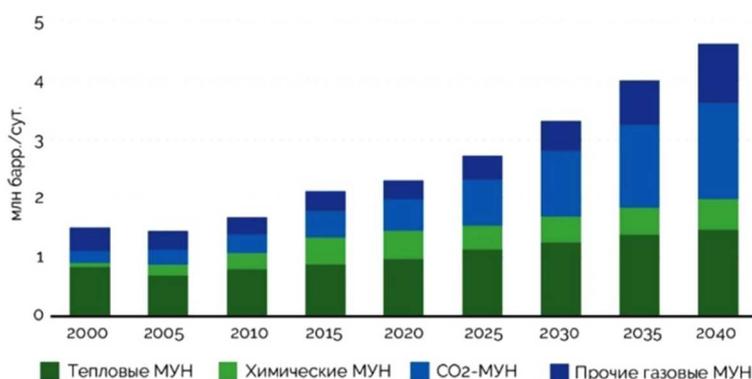


Рисунок 2 – Диаграмма прогноза добычи нефти с помощью третичных МУН [МЭА, база данных по третичным МУН]

Доля ТриЗ в нефтяной отрасли России уже в 2017 составила 65 % (рис. 3), или 10,1 млрд тонн нефти от разведанных запасов, хотя в 2012 этот показатель был в районе 50 %, по данным Минэнерго РФ [3]. Всё это связано с истощением легкодоступной нефти и малым введением в эксплуатацию новых месторождений. Добыча труднодоступной нефти с каждым годом растет и в 2020 составила порядка 8 % или 42 млн тонн, в то время добыча сверхвязкой и высоковязкой нефти составила порядка 12 млн тонн или 2,5 % от общегодовой добычи нефти [4].



Источник: Минэнерго, ВНИИНефть

Рисунок 3 – График изменения доли ТриЗ в доказанных запасах нефти СССР и России

Доля извлекаемых запасов вязкой и высоковязкой нефти в России на промышленных объектах достигает 6 и 7 % соответственно, и составляет порядка 2,4 млрд тонн [5]. Разработка 95 % от всех запасов данной классификации нефти приходится на 3 региона: Приволжский федеральный округ с 941 млн тонн, 39,6 % от общих запасов ВВН, Уральский федеральный округ с 902,5 млн тонн, 37,9 % от общих запасов ВВН и Северо-Западный ФО с 426,3 млн тонн, 18,1 % от общих запасов ВВН [6].

Запасы высоковязкой нефти могут обеспечить стабильный прирост вплоть до 5 % от текущих темпов добычи при сохранении показателя R/P. Множество технологий по добыче, транспортировке и первичной обработке уже апробированы в Канаде и применяются в промышленном масштабе, обеспечивая достойный и конкурентоспособный средний показатель себестоимости барреля нефти в 40 \$ [7]. Основная проблема разработки таких месторождений – рентабельность получаемой нефти, она выше в среднем в 2,2 раза по сравнению с традиционными методами добычи [8], и чаще всего получаемую нефть практически невозможно реализовать на рынке, поэтому основной упор в научно-технических разработках делается на уменьшение себестоимости добываемой нефти.

При текущих темпах добычи нефтяная отрасль в России обеспечена на 27 лет (R/P), хотя этот показатель остаётся примерно на одном уровне за счёт ввода новых месторождений, но он всё равно является не достаточным для развития в долгосрочной перспективе, поскольку общемировой показатель составил 53,5 года.

Разработка высоковязкой нефти требует комплексного подхода не только в её выработке, но и в хранении, транспортировке и переработке. Все это требует колоссальных капиталовложений и стимулирующих драйверов, которые могут быть представлены переводом на налог на дополнительный доход. После отмены НДС на Ярегском и Усинском месторождении внутренняя норма доходности опустилась ниже 15 % [9] при неизменной ставке дисконтирования. Также стоит учитывать обострившуюся волатильность цен на нефть. В случае достижения цен 50–60 \$ за баррель выработка такой нефти становится неэффективной. На основе вышеупомянутых данных, разработка комплекса увеличения добычи ВВН в России имеет все шансы на успех, но требует немалых вложений и наукоёмких работ.

Суммарная добыча ВВН по России приблизилась к значению 12 млн тонн в год, при этом прирост добычи в 2019 году составил почти 50 % относительно 2017 года, что является результатом колоссальных усилий и капитальных вложений недропользователей. Объёмы добычи высоковязкой нефти в России по компаниям составили: Лукойл 5,5 млн тонн, 33 % от общих извлеченных запасов, и для Татнефти: 3,5 млн тонн или 22 %. Эти две компании добывают 78 % всей сверхвязкой нефти в России [10].

Рассмотрим наиболее часто применяемые термические методы воздействия на пласт. Основная проблема добычи высоковязких нефти заключается в её малой подвижности, что влечёт за собой низкую скорость потока и соответственно недостаточный дебит, который не может обеспечить выход на предполагаемую рентабельность проекта. Традиционные методы добычи в данном случае малоэффективны, а коэффициент нефтеотдачи находится в пределах 10 % [11]. Поэтому на месторождениях с высоковязкой нефтью распространены термические методы воздействия на нефть в пласте. Вязкость нефти напрямую зависит от температуры (рис. 4), которую мы можем повысить внутри пласта различными тепловыми методами, что в свою очередь приведёт к стремительному уменьшению вязкости флюида.

Одним из таких методов является внутрипластовое горение. В его основе заложен процесс окисления нагнетаемого в пласт кислорода воздуха при реакции с углеводородами, в результате чего выделяется большое количество теплоты. Главное преимущество – это генерирование теплоты на нагрев флюида внутри пласта. В качестве сырья для горения выступает часть пластовой нефти в пределах 6–15 % [12] от первоначальных запасов. При закачке в качестве реагента исключительно воздуха невозможно добиться максимальной эффективности из-за отставания фронта нагревания от фронта горения. Это ведёт к рассеиванию тепла, и, соответственно, к уменьшению КПД, поэтому в пласт также закачивается вода. При испарении потоки пара переносят теплоту за фронт горения, в результате чего возникают зоны прогрева.

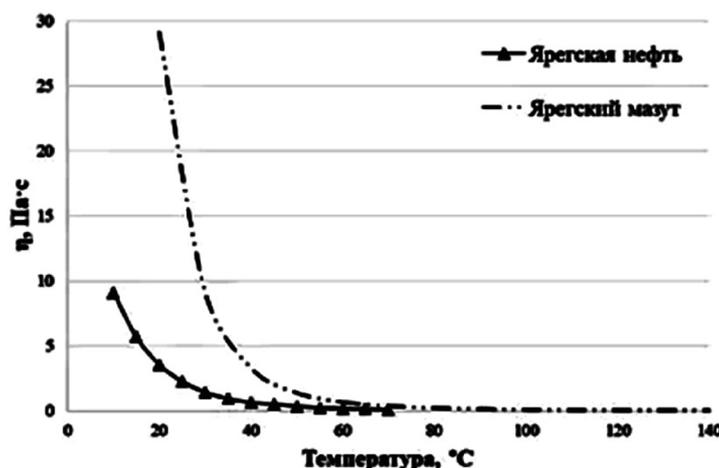


Рисунок 4 – График зависимости вязкости нефти от температуры

Интенсификация притока УВ происходит за счёт изменения реологических свойств нефти. Вязкость нефти при использовании данного метода уменьшается в десятки раз, позволяя добывать нефть в необходимом количестве. Но применение внутрипластового горения требует соблюдения ряда ограничений, включающих в себя как и фильтрационно-емкостные свойства коллектора, так и глубину залегания пласта и его мощность. К основным недостаткам данной технологии можно отнести трудность контролирования протекания данной реакции.

Таким образом, метод внутрипластового горения является крайне эффективным и менее затратным, если не учитывать процент пластовой нефти, которая выступает в качестве сырья для реакции. Однако несмотря на все плюсы, широкого применения в промышленности он не находит из-за проблем, которые связаны с его реализацией, которые довольно слабо поддаются контролю и математическому моделированию.

Вытеснение нефти паром – один из самых распространённых и давно апробированных методов увеличения нефтеотдачи за счёт своей простоты применения на скважине. Пар непрерывно нагнетается с поверхности в пласт через специальные паронагнетательные скважины и вытесняет её по направлению к добывающим скважинам. Этот процесс продолжается вплоть до прорыва пара и горячей воды к добывающей скважине, после чего дальнейшее применение данного метода уже не будет являться целесообразным. При нагреве пласта происходит снижение вязкости флюида за счёт повышения температуры, дистилляции лёгких фракций остаточной нефти, расширения нефти и изменения смачиваемости пласта. Данная технология применяется с 70-х годов при разработке месторождений с высоковязкой нефтью.

При сжигании 1 тонны нефти можно получить вплоть до 15 тонн пара, для получения 1 тонны нефти из пласта требуется в среднем 4–5 тонн пара, а при благоприятных условиях вплоть до 3 тонн. Применение оправдано, на 1 тонну сожжённой нефти из пласта можно добыть в среднем 4 тонны нефти. Вытеснение паром применяется в среднем для месторождений неглубокого залегания, в среднем до 1000 м, так как при больших глубинах будет большая потеря энергии через обсадные колонны, на каждые 100 м в обычных условиях рассеиваются порядка 3–4 %. Мощность коллектора должна быть не менее 6 м, чтобы избежать больших потерь энергий через кровлю и подошву. Также важно использование чистой мягкой воды, чтобы избежать дальнейшего загрязнения ПЗП. Важным становится фактор качества цементирования скважины, который должен обладать термостойкими и расширяющимися характеристиками. Также при продвижении по пласту пар постепенно уходит из нефтяного пласта в прилегающие породы, что существенно снижает КПД технологии. При расчёте рентабельности данного метода общие потери энергии не должны превышать 50 %, иначе паротепловое вытеснение становится неэффективным.

Сущность процесса схожа с предыдущим методом, пар воссоздают и нагревают на поверхности, после чего его закачивают в добывающую скважину в течение 10–60 сут. из расчёта 30–100 тонн пара на 1 м толщины нефтеносной прослойки, учи-

тая вязкость пластовой нефти и пластовую энергию. После чего идёт стадия выдержки, так называемой «пропитки», в которой происходит перераспределения флюида в призабойной зоне и достижение температуры до рабочих значений. И, наконец, добыча флюида с пониженной вязкостью и сконденсировавшегося пара. Период эффективной добычи составляет в среднем 2–3 месяца, с постепенным приближением дебита к первоначальному значению. После этого цикл повторяется. Обычно на участке применяется 5–8 циклов за 3–4 года, после чего эффект от воздействия данной технологии сильно понижается, и выработка нефти уже не представляется рентабельной. Каждый последующий цикл увеличивает содержание воды в добываемой продукции, с каждым разом приближаясь к объёму закаченного пара [13]. Проведение данных мероприятий рекомендуется по большей части для месторождений с малой площадью нефтеносности и с небольшими запасами высоковязкой нефти.

Циклическое нагнетание пара в России было впервые апробировано в 2009 году на месторождениях Республики Татарстан, где средняя дополнительная добыча получилась порядка 70 тонн нефти в год [14].

Данные геолого-технологические мероприятия проводят с помощью передвижного оборудования. Внутрипластовое горение и нагнетание пара часто применяются совместно, так как с воздействием на призабойную зону достигается максимальная эффективность применения. Данная технология имеет схожие ограничения по применимости с другими тепловыми методами с использованием пара, такие как глубина скважины до 1300 м, толщина пласта в не менее 7 м, пористость не менее 25 %, а также негативное воздействие на обсадные колонны в резьбовых соединениях и на цемент внутри скважины. Метод не привлек особого внимания, в частности из-за долгого простоя скважины в период закачки пара и «пропитки». Для большинства скважин, на которых применяется парообработка, дебиты возрастали с 0,1–0,5 тонн/сут. до 5–15 тонн/сут. Период эффективной активной фазы в среднем находится в пределах от 60 до 500 сут. Дополнительный накопленный дебит за цикл может составлять 845 тонн нефти при приемлемой обводнённости, составляющей в среднем 50 %. В 2017 году данным методом было извлечено около 15 млн тонн нефти в мире [15].

Так, на примере залежи Вака Муэрта месторождения Оксард в Аргентине, являющимся крупнейшим в мире месторождением нетрадиционной нефти с объёмом примерно 3 млрд тонн, пароциклическая обработка за один цикл позволила дополнительно извлечь 819 тонн нефти, время нагнетания составило 18 сут., выдержки – 3 сут., а добыча велась на протяжении 45 дней [16].

Парогравитационный дренаж это использование горизонтальных скважин с закачкой пара в пласт. Сущность метода заключается в одновременном использовании двух параллельных горизонтальных скважин, которые должны располагаться на расстоянии 5–6 м друг от друга и быть в длину 500–1000 м, что уже несёт с собой ряд ограничений из-за возможной литологической неоднородности пласта. В верхнюю, паронагнетательную скважину непрерывно подается пар, который взаимодействует с пластовой нефтью, что представляет собой частный случай метода нагнетания пара в пласт. Температура флюида вокруг нагнетательной скважины стремительно повышается, в результате чего повышается его подвижность. Нагретая нефть под действием сил гравитации будет осаждаться в призабойную зону добывающей скважины. Этот «слив» высоковязкой нефти и называется гравитационный дренаж. Данный метод может повысить КИН вплоть до 70 % при благоприятных условиях. В применении данного метода нет простоя скважины, а паронефтяное соотношение составляет порядка 2,5 тонн/тонн, что подтверждает экономическую обоснованность использования данного метода при разработке высоковязкой нефти.

К недостаткам данного метода относятся ограничения к неоднородности пласта и сложность бурения двух параллельных горизонтальных скважин на необходимом расстоянии, так как при неудачном бурении будет невозможно добиться нужного воздействия на пласт. Бурение горизонтальных скважин более трудоемкий и дорогостоящий процесс, чем вертикальное бурение. Первый проект осуществлён на месторождении Cold Lake в Канаде в 1980 году. Парогравитационный дренаж занимает лидирующее место в Канаде по применению при добыче высоковязкой нефти, обеспечивая

84 % добычи от общей добычи с использованием тепловых методов воздействия. С помощью этого метода добывается порядка 200 тыс. тонн высоковязкой нефти ежедневно, а в год – 74 млн тонн или 35 % от общей извлеченной нефти. Разработка данного метода является довольно перспективной, в результате чего, начиная с 2017 года, данным методом было добыто нефти больше, чем шахтным методом [17].

По прогнозам Международного энергетического агентства к 2030 году в мире будет добываться чуть менее 300 млн тонн нефти в год с использованием проектов третичных МУН, а в России около 20 млн тонн [18]. На данный момент по миру задействовано порядка 380 проектов по применению МУН, и только чуть более 100 приходятся на тепловое воздействие. Методы увеличения нефтеотдачи в сумме стимулируют добычу на 100 млн. тонн нефти в год, более половины которой приходится на Канаду и США. В России, по состоянию за 2018 год, запущенных проектов не так много – 27 (7 % от общего числа). Большая часть этих проектов задействована на территории Урало-Поволжья и Западной Сибири, на которые приходится 14 и 6 соответственно. На данный момент третичные МУН не получили достаточно широкого применения в мире, а по подсчётам МЭА их суммарный вклад в добычу нефти составил только 2 %, хотя при добыче высоковязкой нефти это, можно сказать, единственные методы, которые могут обеспечить приемлемый КИН при доступной себестоимости. Это связано с ориентированностью рынка Апстрим на получение прибыли в краткосрочной, а не долгосрочной перспективе, слаборазвитый рынок предоставления услуг по применению третичных МУН, в результате чего непопулярность использования приводит к технологическому и экономическому отставанию.

Для наиболее эффективного развития месторождений с высоковязкой нефтью необходимы особые налоговые послабления [20]. По данным Министерства энергетики при текущем налогообложении нефтегазовой отрасли в России около 10,7 млрд тонн нефти от общих извлекаемых запасов в 22 млрд тонн являются нерентабельными для разработки. На территории России располагается достаточное количество разрабатываемых месторождений, потенциал которых можно было бы раскрыть за счёт тепловых методов воздействия на пласт, исходя из технико-экономических критериев. Нефть, полученная с применением данных МУН, может быть конкурентоспособна на рынке. Но из-за серьезной капиталоемкости и повышенного инвестиционного риска действующая на данный момент система налогообложения нефтяного промысла сводит к минимуму вероятность на успех реализации такого типа инвестиционных проектов в России, что делает их экономически нецелесообразными. В России отсутствует необходимое стимулирование таких венчурных проектов со стороны государства. Сегодня более 80 % добычи нефти с использованием МУН является результатом государственного стимулирования или инвестиций компаний на развитие НИОКР [19]. Для стабильного развития нефтегазового сектора в России необходимо вовлечение российских компаний в данный процесс, иначе отечественный сектор рискует в долгосрочной перспективе отстать от других стран в плане возможности применения передовых технологий в отрасли.

Литература

1. Нетрадиционная нефть: технологии, экономика, перспективы / Д.А. Грушевенко [и др.]. – М. : Институт энергетических исследований РАН, 2019.
2. BP [Электронный ресурс] // Statistical Review of World Energy. – URL : <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (Дата обращения: 09.05.2022).
3. Полетаева О.Ю., Леонтьев А.Ю. Тяжёлые, сверхвязкие, битуминозные, металлоносные нефти и нефтеносные песчаники // НефтеГазоХимия. – 2019. – № 1. – С. 19–24.
4. Прищепа О.М. Сырьевая база трудноизвлекаемых запасов нефти России [Электронный ресурс] // Researchgate. – 2020. – URL : <https://www.researchgate.net/publication/341030556/> (Дата обращения: 09.05.2022).
5. Башкирцева Н.Ю. Высоковязкие нефти и природные нефти [Электронный ресурс] // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 19. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/vysokovyazkie-nefti-i-prirodnye-nefti> (дата обращения: 09.05.2022).
6. Ренат Х.М. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? [Электронный ресурс] // Георесурсы. – 2016. – № 2. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/novaya-klassifikatsiya-zapasov-i-resursov-nefti-i-goryuchih-gazov-dvizhenie-vpered-ili-vspyat> (Дата обращения: 09.05.2022).

7. Себестоимость добычи нефти в разных странах – цены и список регионов: [Электронный ресурс] // BarrelBlack. – URL : <https://barrel.black/sebestoimost-nefti.html/> (Дата обращения: 09.05.2022).
8. Токарев А.Н. Экономическая оценка механизмов стимулирования инновационных технологий, направленных на повышение нефтеотдачи [Электронный ресурс] // Вестник НГУ. Серия: Социально-экономические науки. – 2014. – № 1. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/ekonomicheskaya-otsenka-mehanizmov-stimulirovaniya-innovatsionnyh-tehnologiy-na-pravlenyih-na-povysheniye-nefteotdachi/> (Дата обращения: 09.05.2022).
9. Поможет ли ЛУКОЙЛу перевод месторождений сверхвязкой нефти на НДС: [Электронный ресурс] // Информационное интернет-агентство «Девон». – URL : https://iadevon.ru/news/gosudarstvoipravo/pomozhet_li_lukoylu_perevod_mestorozhdeniy_sverhvyazkoy_nefti_na_ndd-12358/ (Дата обращения: 09.05.2022).
10. Мосоян М. Вязкая нефть: возвращение в бизнес-план: [Электронный ресурс] // Нефтегазовая вертикаль. – 2021. – № 7. – URL : https://vygon.consulting/upload/iblock/94f/wfheuhs4zeuozertz0tesrh45c95csuo/ngv_mosoyan_vyazkaya_neft_vozvrashchenie.pdf/ (Дата обращения: 09.05.2022).
11. Коршунов Н.В. Методы увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях: преимущества и недостатки, область применения [Электронный ресурс] // Современные инновации. – 2019. – № 6 (34). – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-uvelicheniya-nefteotdachi-na-neftyanyh-mestorozhdeniyah-preimuschestva-i-nedostatki-oblast-primeneniya> (Дата обращения: 09.05.2022).
12. The Future of Russian Oil Production in the Short, Medium, and Long Term: [Electronic resource] // The Oxford Institute for Energy Studies. – URL : The-Future-of-Russian-Oil-Production-in-the-Short-Medium-and-Long-Term-Insight-57.org/ (Date of access: 09.05.2022).
13. Сургучёв М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
14. Малоюков В.П., Алибеков М.Э. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана [Электронный ресурс] // Вестник РУДН. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 3. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnye-tehnologii-intensifikatsii-dobychi-nefti-iz-neodnorodnyh-plastov-na-mestorozhdeniyah-sverhvyazkih-neftey-tatarstana> (Дата обращения: 09.05.2022).
15. Хазиев Р.Р., Колузаева К.Ю. Применение ТЦВ (теплового циклического воздействия) при разработке месторождений с высоковязкими нефтями // Экспозиция Нефть и Газ. – 2019. – № 67. – С. 50–52.
16. Шахмеликьян М.Г., Нвизуг Би-Лейи Клюверт. Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации добычи вязких и высоковязких нефтей // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. – 2018. – С. 217–242.
17. Thermal Insitu facilities: [Electronic resource]. – URL : <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ#production/> (Date of access: 09.05.2022).
18. «Эрнст энд Янг» Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: важно не упустить время. – 2013.
19. Грушевенко Е. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2021.
20. Николаев А.К., Зарипова Н.А. Обоснование аналитических зависимостей для гидравлического расчёта транспорта высоковязких нефтей // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – № 6. – С. 885–895.

References

1. Unconventional oil: technology, economy, prospects / D.A. Grushevenko [et al.]. – М. : Institute of Energy Research RAS, 2019.
2. BP [Electronic resource] // Statistical Review of World Energy. – URL : <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html/> (Date of reference: 09.05.2022).
3. Poletaeva O.Yu., Leontiev A.Yu. Heavy, ultra-viscous, bituminous, metal-bearing oils and oil-bearing sandstones // NefteGasKhimiya. – 2019. – № 1. – P. 19–24.
4. Prischepa O.M. Raw material base of hard-to-recover oil reserves of Russia [Electronic resource] // Researchgate. – 2020. – URL : <https://www.researchgate.net/publication/341030556/> (Date of reference: 09.05.2022).
5. Bashkirtseva N.Y. High-viscosity oils and natural oils [Electronic resource] // Bulletin of the Kazan Technological University. – 2014. – № 19. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/vysokovyazkie-nefti-i-prirodnye-nefti> (date of reference: 09.05.2022).

6. Renat H.M. New classification of stocks and resources of oil and combustible gases – movement forward or backward? [Electronic resource] // Georesursy. – 2016. – № 2. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/novaya-klassifikatsiya-zapasov-i-resursov-nefti-i-goryuchih-gazov-dvizhe-nie-vpered-ili-vspyat> (Date of reference: 09.05.2022).
7. The cost of oil production in different countries – prices and list of regions: [Electronic resource] // BarrelBlack. – URL : <https://barrel.black/sebestoimost-nefti.html/> (Date of access: 09.05.2022).
8. Tokarev A.N. Economic assessment of mechanisms to stimulate innovative technologies aimed at improving oil recovery [Electronic resource] // Vestnik NSU. Series: Socio-Economic Sciences. – 2014. – № 1. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/ekonomicheskaya-otsenka-mehanizmov-stimulirovaniya-innovatsionnyh-tehnologiy-na-pravlennyh-na-povyshenie-nefteotdachi/> (Date of reference: 09.05.2022).
9. Whether conversion of extra-viscous oil fields to NAD will help LUKOIL: [Electronic resource] // Information Internet agency «Devon». – URL : [https://iadevon.ru/news/gosudarstvoipravo/pomozhet_li_lukoylu_perevod_mestorozhdeniy_sverhvyazkoy_nefti_na_ndd-12358/](https://iadevon.ru/news/gosudarstvoipravo/pomozhet-li_lukoylu_perevod_mestorozhdeniy_sverhvyazkoy_nefti_na_ndd-12358/) (Date of reference: 09.05.2022).
10. Mosoyan M. Viscous oil: a return to the business plan: [Electronic resource] // Oil and Gas Vertical. – 2021. – № 7. – URL : https://vygon.consulting/upload/iblock/94f/wfheuhs4zeuoz0tesrh45c95csuo/ngv_mosoyan_vyazkaya_neft_vozvrashchenie.pdf/ (Date of reference: 09.05.2022).
11. Korshunov N.V. Methods to increase oil recovery in oil fields: advantages and disadvantages, area of application [Electronic resource] // Modern Innovations. – 2019. – № 6 (34). – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/metody-velicheniya-nefteotdachi-na-neftyanyh-mestorozhdeniyah-preimuschestva-i-nedostatki-oblast-primeneniya> (Date of reference: 09.05.2022).
12. The Future of Russian Oil Production in the Short, Medium, and Long Term: [Electronic resource] // The Oxford Institute for Energy Studies. – URL : [The-Future-of-Russian-Oil-Production-in-the-Short-Medium-and-Long-Term-Insight-57.org/](https://www.oxfordenergy.com/energy-views/the-future-of-russian-oil-production-in-the-short-medium-and-long-term-insight-57.org/) (Date of access: 09.05.2022).
13. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery. – M.: Nedra, 1985. – 308 p.
14. Malyukov V.P., Alibekov M.E. Innovative technologies of oil recovery enhancement from heterogeneous reservoirs in the fields of extra-viscous oils of Tatarstan [electronic resource] // Bulletin of the PFUR. Series: Engineering Research. – 2015. – № 3. – URL : <https://cyberleninka.ru/article/n/innovatsionnye-tehnologii-intensifikatsii-dobychi-nefti-iz-neodnorodnyh-plastov-na-mestorozhdeniyah-sverhvyazkih-neftey-tatarstana> (Date of reference: 09.05.2022).
15. Khaziev R.R., Koluzaeva K.Y. Application of TCV (thermal cyclic impact) in the development of fields with high-viscosity oil // Exposition Oil and Gas. – 2019. – № 67. – P. 50–52.
16. Shahmelikyan M.G., Nvizug Bi-Ley Kluivert. Analysis of the application of steam-cyclic method for intensification of production of viscous and high-viscosity oils // Industrial Scientific and Applied Research: Earth Sciences. – 2018. – P. 217–242.
17. Thermal Insitu facilities: [Electronic resource]. – URL : <https://www.oilsandsmagazine.com/projects/thermal-in-situ#production/> (Date of access: 09.05.2022).
18. Ernst & Young Application of modern oil recovery enhancement methods in Russia: it is important not to miss the time. – 2013.
19. Grushevenko E. Prospects for Tertiary EOR development in the world and in Russia // Energy Center of Moscow School of Management SKOLKOVO. – 2021.
20. Nikolaev A.K., Zaripova N.A. Justification of Analytical Dependences for Hydraulic Calculation of High Viscosity Oil Transportation // Notes of the Mining Institute. – 2021. – Vol. 252. – № 6. – P. 885–895.