

УДК 622.276.4:622.276.57:622.276.58

ОБЗОР И КРИТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И ПУТЕЙ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМ СПОСОБОМ В ПЕРЕРЫВИСТЫХ РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛО- И СРЕДНЕДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Кладиев Сергей Николаевич,
kladiev@tpu.ru

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

Актуальность. Российская Федерация является одним из мировых лидеров среди нефтедобывающих стран по разведанным запасам нефти. Исторически промышленная добыча нефти в Российской Империи началась в районе Каспийского моря на территории современного Азербайджана. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. в качестве одной из мер обеспечения энергетической безопасности страны предусматривает введение в экономический оборот трудноизвлекаемых запасов нефти (в том числе из Баженовской свиты) на основе инновационных отечественных технологий и оборудования. Основной проблемой нефтяной отрасли в России, как и во всем мире, является снижение качества ресурсной базы. В нефтедобывающих регионах наблюдается истощение активных запасов нефти. Предполагается вовлечение в активную эксплуатацию значительных остаточных запасов разрабатываемых месторождений за счет применения новых технологий добычи нефти. Пути роста нефтедобычи возможны в соответствии с тремя различными сценариями: инновационный – предполагается наращивание вклада в совокупные показатели российской добычи нефти со стороны новых провинций, таких как Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия), а также новых месторождений Западной Сибири и Красноярского края, и освоение шельфа северных морей; форсированный – в случае более активного внедрения новых технологий и стимулирующих мер, удешевляющих процесс добычи, возможно повышение эффективности добычи нефти на шельфовых и трудноизвлекаемых месторождениях; экстенсивный – возможен только при высоких рыночных ценах на нефть. Добыча нового объема нефти в России будет осуществляться исключительно электроприводным способом.

Цель: обзор и критический анализ современного состояния и путей развития технологического процесса добычи нефти электроприводным способом в прерывистых режимах эксплуатации мало- и среднедебитных скважин.

Объект: теоретическое обоснование внедрения в практику циклической или кратковременной эксплуатации установок электроцентробежных насосов при электроприводном способе скважинной добычи нефти.

Методы: геофизические исследования для разработки концепции эксплуатации малodeбитного фонда скважин, способов повышения рентабельности нефтедобычи, методы оптимизации фонда средне- и малodeбитных скважин, ввод их в экономический оборот.

Результаты. На основе критического анализа литературных источников и технико-экономического обоснования показано, что наиболее перспективным способом добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов на примере Баженовской свиты является электропривод погружного центробежного насоса по схеме «наземный силовой преобразователь – погружной кабель – погружной электродвигатель – электроцентробежный насос». Технология циклической или кратковременной эксплуатации скважин при нефтедобыче для мало- и среднедебитных скважин является экономически обоснованной и повсеместно внедряется на скважинах, которые невозможно эксплуатировать в непрерывном режиме.

Ключевые слова:

энергетическая стратегия России в области ТЭК, технологический процесс скважинной добычи нефти, электроприводный способ добычи нефти, мало- и среднедебитные скважины, обводненные скважины, интенсификация добычи нефти, периодический режим работы нефтяных скважин, циклический режим работы скважин.

Введение

Топливо-энергетический комплекс России в значительной мере определяет энергетическую стратегию нашей страны, так как является основой развития её экономики, обеспечения жизнедеятельности и роста производительных сил государства. «...При численности населения России в 2,5 % от всего населения Земли страна имеет около 45 % потенциальных мировых запасов природного газа, 13 % – нефти, 23 % – угля, 14 % – урана...» [1].

Российская Федерация является одним из мировых лидеров среди нефтедобывающих стран по разведанным запасам нефти. Исторически промышленная добыча нефти в Российской Империи началась в районе Каспийского моря на территории современного Азербайджана. Уже в 1846 г. на Апшеронском полуострове была пробурена первая разведочная нефтяная скважина. В 1864 г. появилась первая эксплуата-

ционная скважина на Кубани на реке Кудак. Уже к 1879 г. «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель» вело промышленную нефтедобычу и нефтепереработку в Баку, для чего была создана инфраструктура по добыче, переработке и транспортировке товарной продукции [2]. В период с 1930 по 1950 гг. были разведаны и запущены в эксплуатацию нефтяные месторождения в Закавказье и Поволжье [3, 4]. С 1960 г. нефтедобыча активно развивалась на Урале (Тимано-Печорский район) и в Западной Сибири [5]. С 1965 по 1985 гг. экспорт нефти и нефтепродуктов в СССР вырос в 2,5 раза – с 75,7 до 193,5 млн т. Современная нефтедобывающая отрасль в России имеет глубокие исторические предпосылки для дальнейшего развития [6].

Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 г. в качестве одной из мер обеспечения энергетической безопасности страны преду-

сматривает «...введение в экономический оборот ... трудноизвлекаемых запасов нефти (в том числе из баженовской свиты), ... на основе инновационных отечественных технологий и оборудования...» [7].

Теоретическое обоснование внедрения в практику циклической или кратковременной эксплуатации установок электроцентробежных насосов

Проанализируем «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года». Документ разработан Минэкономразвития России в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике» и предусматривает создание и модернизацию высокопроизводительных рабочих мест, ускоренное развитие высокотехнологичных и наукоёмких отраслей экономики, повышение инвестиционной активности и улучшение предпринимательского климата, рост производительности труда и решение задач социального развития [8]. Дальнейший критический анализ современного состояния и путей развития технологического процесса добычи нефти проведем на основе этого документа.

На 2013 г. Россия занимала восьмое место в мире по разведанным запасам нефти (5,3 %). «...В целом по Российской Федерации 77 % доказанных запасов находились на разрабатываемых месторождениях. Практически все разрабатываемые месторождения характеризовались высокой степенью выработанности разведанных запасов – более 60 %...» [8]

По объему нефтяных запасов месторождения в России подразделяются на крупные, средние и мелкие. «...По состоянию на 2013 год, структура запасов нефти новых месторождений и нераспределенного фонда характеризовалась высокой долей мелких месторождений (величина извлекаемых запасов до 15 млн тонн), удаленностью инфраструктуры, сложными геологическими условиями разработки. Только треть всех разведанных запасов являлись активными, при этом 67 % – трудноизвлекаемые запасы, в том числе высоковязкие нефти – 13 %, малопроницаемые коллектора – 36 %, малые толщины пластов – 4 %, подгазовые зоны – 14 %...» [7].

По объему добычи нефти на 2013 г. Россия занимала одно из лидирующих мест в мире. При существовавшем уровне добычи разведанных запасов предполагалось, что нефти хватит более чем на 30 лет. «...Темпы роста добычи нефти с 2008 по 2013 гг. колебались от 99,4 % до 102,2 %, при этом среднегодовой темп роста добычи нефти составил 101,3 %...» [8]

Основной проблемой нефтяной отрасли в России, как и во всем мире, являлось и является снижение качества ресурсной базы. «...В ряде нефтедобывающих регионов наблюдалось и наблюдается истощение активных запасов нефти. В старых районах добычи прироста запасов в перспективе будут сокращаться. При этом предполагается вовлечение в активную эксплуатацию значительных остаточных запасов разрабатываемых месторождений за счет применения новых технологий добычи нефти, а также интенсифика-

ция поисково-разведочных работ на новых площадях в действующих регионах...» [8].

Предполагается, что рост нефтедобычи до 2030 г. будет обеспечиваться за счет новых нефтяных районов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке и освоения шельфовых морских месторождений.

«...Основными факторами, определяющими развитие нефтедобычи, являются качество разведанной сырьевой базы, применение новых технологий, позволяющих увеличить коэффициент извлечения нефти, уровень цен на нефть на мировых рынках, налоговая политика, а также развитие инфраструктуры...» [8].

Пути её роста возможны в соответствии с тремя различными сценариями: экстенсивным, инновационным и форсированным.

Темпы роста добычи нефти замедлятся при всех вариантах развития. «...Внутреннее потребление нефти будет определяться производственными мощностями, темпами и структурными особенностями развития экономики, и интенсивностью внедрения ресурсосберегающих технологий...» [8].

Инновационный сценарий: «...Предполагается наращивание вклада в совокупные показатели российской добычи нефти со стороны новых провинций, таких как Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия), а также новых месторождений Западной Сибири и Красноярского края. Объемы добычи нефти по проектам Соглашения о разделе продукции (Сахалин-1, Сахалин-2, Харьягинское месторождение, Сахалин-3 и освоение шельфа северных морей)...» [8].

При реализации инновационных программ нефтяными компаниями с государственным участием, такими как ОАО «НК «Роснефть», предполагается повышение коэффициента извлечения нефти, что повысит эффективность использования уже разведанных запасов и позволит замедлить снижение добычи на старых месторождениях [7].

Происходит стимулирование реализации инновационных технологий по освоению сложных залежей Баженовской свиты, что позволит стабилизировать уровень добычи в Западной Сибири [8].

«...Добыча нефти стабилизируется на уровне 512...517 млн тонн. Выход новых крупных месторождений на проектную мощность на некоторое время приостановит тенденцию стабилизации, и по прогнозам на 2022 год предполагалось увеличение добычи нефти до 517 млн тонн. Однако к 2030 году добыча нефти должна снизиться до 512 млн тонн, что связано с переходом на позднюю стадию эксплуатации основных месторождений, введенных в 2016–2018 годах...» [8].

«...Расширение экспортных мощностей в восточном направлении позволит увеличить экспортные поставки нефти до 252 млн тонн к 2020 году, однако к 2030 году экспорт нефти снизится до 247 млн тонн за счет незначительного снижения европейского спроса на российскую нефть. Доля экспортируемой нефти составит в 2030 году около 48 процентов...» [8].

«...Суммарный объем капиталовложений в добычу нефти в сопоставимых ценах в период 2012–2030 гг. составит более 19 трлн рублей. Производительность труда в добыче нефти возрастет к 2030 году на 28,8 %...» [8].

Форсированный сценарий: «...В случае более активного внедрения новых технологий и стимулирующих мер, удешевляющих процесс добычи, возможно повышение эффективности добычи нефти на шельфовых и трудноизвлекаемых месторождениях...» [8].

Экстенсивный сценарий нефтедобычи возможен только при высоких рыночных ценах на нефть.

«...Низкие цены на нефть с мировой тенденцией к замещению природных углеводородов на экологически чистые возобновляемые источники энергии приведут к снижению её потребления, что спровоцирует интенсивное снижение объемов добычи на освоенных месторождениях и недостаточное освоение новых...» [8].

При высоких ценах на нефть и нефтепродукты добыча нефти будет осуществляться с учетом интенсивного освоения действующих и новых месторождений за счет повышения эффективности их использования. «...Предполагается ввод в разработку ранее нерентабельных низкодебитных участков недр, наращивание добычи на шельфовых месторождениях и активное освоение залежей Баженовской свиты...» [8].

Дискуссия по приоритетам развития энергетической отрасли РФ

На заседании научной сессии общего собрания членов Российской академии наук (РАН) в 2018 г. состоялась общая дискуссия по приоритету в энергетической отрасли России, на которой выступили академики РАН А.Э. Конторович, С.П. Филиппов, С.В. Алексеенко, В.И. Бухтияров и С.М. Алдошин [9].

Академик РАН А.Э. Конторович, отвечая на вопрос: «Что делать в условиях неизбежного падения добычи традиционной нефти в стране?», обратил внимание на два важнейших направления приложения сил государства. «...Первое: необходимо сфокусировать внимание на средних и мелких месторождениях, которые в изобилии открыты геологами, но мало осваиваются, поскольку на крупных месторождениях добывать нефть выгоднее. И они еще будут открываться. Такие месторождения могут давать до 100 млн т нефти в год. Это долгосрочная задача. Для ее решения не требуется супервысоких технологий, однако нужна соответствующая реформа законодательной и нормативной базы, а также подключение финансовых ресурсов...» [9].

«...Второе направление. В Западной Сибири находится уникальный объект – Баженовская свита. Это крупнейшее в России сланцевое месторождение нефти. С ним может сравниться, пожалуй, только Доманиковская свита, расположенная в Европейской части страны вдоль Уральского хребта практически от Печорского моря до Каспия, – второй по размерам и объемам после Баженовской свиты потенциальный источник сланцевой нефти в России. Аналогичные толщи есть и в Восточной Сибири и на Северном Кавказе...» [9].

Академик РАН С.П. Филиппов отметил важность проблем «...разработки конкурентоспособных отечественных газовых турбин широкого диапазона мощности, решающих задачу обеспечения научно-технологической независимости электроэнергетики

страны, и создание новых технологий распределенной генерации, способных надёжно обеспечить энергией отдаленные регионы, в том числе огромные территории Арктики, Сибири и Дальнего Востока...» [9].

Академик РАН С.В. Алексеенко считает, что «...возобновляемые источники энергии (ВИЭ), к которым относят солнечную, ветровую, геотермальную энергию, низкопотенциальное тепло, энергию малых водотоков и биомассы, включая энергию от переработки отходов...» не находят достаточной поддержки государства для их освоения, хотя «...технический потенциал ВИЭ России огромный – его оценивают, как вшестеро превосходящий сегодняшний уровень энергопотребления в стране...» [9].

Академик РАН В.И. Бухтияров, возглавляющий профильную секцию «Добыча, транспортировка и переработка углеводородного сырья» одного из семи тематических советов по реализации Стратегии научно-технологического развития РФ, остановился на проблемах добычи и глубокой переработки углеводородов, с помощью «...комплексных научно-технических программ (КНТП): "Перспективные направления развития технологий добычи и транспортировки углеводородного сырья" и "Технологии и катализаторы глубокой и эффективной переработки углеводородного сырья"...» [9].

Академик РАН С.М. Алдошин, анализируя «...возможные способы кооперации институтов РАН, вузов, крупных отечественных компаний и промышленных предприятий при создании проектов полного инновационного цикла...», привел пример удачно реализованной национальной технологической инициативы – Центра компетенций НТИ «Новые и мобильные источники энергии», созданного на базе Института проблем химической физики РАН [9].

Основной вывод дискуссии членов РАН состоит в том, что все вышеперечисленные проблемы имеют комплексный характер и могут быть решены на основе системного подхода специалистами разных направлений науки и техники к развитию энергетической отрасли РФ. В частности, академик РАН А.Э. Конторович указал: «...На разработку сланцевой нефти американцы потратили 30 лет...мы решим задачу силами мультидисциплинарного научного коллектива физиков, математиков, механиков, геологов и геофизиков за 7...10 лет и потратим на это в 5...6 раз меньше денег, чем за океанские партнеры...» [9].

Очевидно, что в составе этого коллектива обязательно должны быть представлены ученые и специалисты в области автоматизации технологических процессов нефтедобычи и локальных систем автоматического управления на основе специальных бездатчиковых регулируемых электроприводов погружных электроцентробежных и винтовых насосов.

Энергетическая политика и стратегия России

Энергетическая политика России как сложный динамически развивающийся мировой процесс представляет систему непрерывного отслеживания энергетической ситуации в стране и в мире, прогноз возможных экономических, ресурсных тенденций, фор-

мирование и совершенствование механизмов, обеспечивающих надежное энергоснабжение и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов. Российская энергетическая политика проводится в соответствии с главным программным документом – «Энергетической стратегией РФ на период до 2035 года», утверждена Распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р [10].

В соответствии с этой стратегией перед нефтедобывающей отраслью были поставлены задачи эффективного обеспечения потребностей социально-экономического развития Российской Федерации соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса, в частности:

- обеспечение стабильного, при благоприятных условиях растущего уровня добычи нефти;
- повышение эффективности, доступности и качества удовлетворения внутреннего спроса на нефтепродукты [10].

Решение задач нефтедобывающей отрасли требует поддержания добычи нефти и газового конденсата в период до 2024 г. в диапазоне 555–560 млн т, а в период до 2035 г. – в диапазоне 490–555 млн т [10].

Для решения задач по обеспечению стабильного уровня нефтедобычи предлагается комплекс ключевых мер:

- комплексное стимулирование разработки «зрелых» месторождений [10];
- введение в экономический оборот малых месторождений, малодебитных и высокообводненных скважин, трудноизвлекаемых запасов (в том числе Баженовской свиты), а также создание условий для развития малых и средних предприятий в этой сфере деятельности преимущественно на основе инновационных отечественных технологий и оборудования [10];
- создание технологических полигонов для разработки технологий рентабельной добычи углеводородного сырья из трудноизвлекаемых запасов [10];
- развитие внутреннего рынка сервисных, инжиниринговых и строительных услуг в нефтяной отрасли и расширение участия в нем российских организаций [10].

Баженовская свита – крупнейшая в мире нефтеносная формация, располагающаяся в Западной Сибири на площади около одного миллиона квадратных километров.

По оценкам Роснедр, в Баженовской свите содержится 180–360 млрд баррелей извлекаемых запасов, а по мнению специалистов из US EIA (2013 г.), в свите суммарные запасы составляют около 1,2 трлн баррелей нефти, из которых 74 млрд могут быть технически извлекаемыми. Учитывая эти данные, возрастающее внимание к «бажену» легко объяснимо. Несомненно, свою роль здесь сыграла сланцевая революция в США, наглядно показав потенциальные перспективы разработки подобных горизонтов и необходимость создания соответствующих технологических инструментов [11–17].

Интерес, проявленный к «бажену» крупнейшими нефтедобывающими компаниями: «Сургутнефтегаз», «Роснефть», «РуссНефть», РИТЭК и «Газпром нефть», привел к созданию в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) технологического центра «Бажен» [18]. Компанией «Газпром нефть» разработан паспорт федерального проекта «Освоение баженовской свиты в Западной Сибири» [18]. С технологических позиций баженовская свита по своему строению и геомеханическим свойствам пород является полным антиподом основного объекта сланцевой добычи – Среднего Бакена (Северная Дакота, США), на котором отрабатывались сланцевые технологии [19]. В частности, характерная особенность баженовской свиты – высокие пластовые температуры и давление, осложненные глубиной залегания пластов [14, 19–21]. Указанная специфика «бажена» усугубляет проблему надежного и энергоэффективного извлечения продукции из скважины. Основной инструмент здесь – установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). По данным ОАО «НК «Роснефть», работа группы из 223 скважин с высокой потребляемой мощностью на «традиционных» месторождениях из-за тепловых потерь в кабельных линиях, питающих данные УЭЦН, привела к сверхнормативным потерям электроэнергии около 50 млн кВт·ч/год [22].

Эксплуатация УЭЦН в условиях «бажена» очевидно существенно усугубит эту ситуацию. Исправить ее можно только путем построения фундаментальной математической модели электротехнического комплекса скважинной нефтедобычи на основе УЭЦН, что создаст предпосылки для последующей энергоэффективной оптимизации электротехнического комплекса и перехода к промышленной разработке баженовской свиты [23].

Для освоения месторождений Баженовской свиты, характеризующихся глубоким залеганием 2–4 км «...глубина погружения Баженовской свиты на территории исследования – ...на северо-востоке Тамратской впадины (юго-восток Нюрольского осадочного бассейна..., в административном отношении территория располагается в Каргасокском районе Томской области, согласно принятому нефтегазогеологическому районированию, относится к Пудинскому нефтегазоносному району Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции ... достигает 2788...2815 м (скважина 1) и 3118...3145 м (скважина 2)» [15, 22] трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти в осложненных условиях эксплуатации скважин, непрерывная и периодическая добыча нефти электроприводными установками погружных электроцентробежных насосов оказывается технически несостоятельной.

Способы эксплуатации [24], критерии перевода скважин с постоянного на периодический режим работы [25], оптимизация подбора параметров обустройства скважины с УЭЦН с учетом условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы [26, 27], оптимизация, методическое и экспериментальное обеспечение определения технического состояния установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации рассмотрены в ра-

ботах [28, 29]. Вопросы энергоэффективности УЭЦН [30–33], в том числе эффективности периодической эксплуатации малодебитного фонда скважины, приведены в статьях [33, 34].

Особенно интересна в этом смысле статья представителя производственной сферы в области нефтедобычи. Начальник производственного отдела ОАО «Самотлорнефтегаз» М.Н. Антипин приводит результаты внедрения циклической эксплуатации скважин (ЦЭС) УЭЦН на своем предприятии [34]. По мнению М.Н. Антипина ЦЭС «... представляет собой комбинацию периодической ... и непрерывной эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым приводом...» [34]. При этом утверждается, что с технической точки зрения от других режимов эксплуатации скважин ЦЭС отличается возможностью регулирования объема выкачиваемой из скважины жидкости «...путем изменения соотношения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности накопления жидкости в скважине изменением скорости вращения насоса...» [34].

На разведанных нефтяных месторождениях, которые эксплуатируются достаточно продолжительное время (свыше 10–15 лет), имеется фонд высоко-, средне- и малодебитных скважин. В первую очередь осваиваются высокодебитные скважины, т. к. основной объем добытой нефти приходится именно на них. Средне- и малодебитные скважины используются для добычи во вторую очередь. По мере разработки месторождений у большинства эксплуатируемых скважин имеется тенденция к снижению дебита и объема добычи нефти за счет снижения внутрипластового давления при истощении нефтяных запасов. Закачка воды в нефтяные пласты через нагнетательные скважины для повышения внутреннего давления приводит к их обводнению и уменьшению процентного содержания нефти в добываемой пластовой жидкости.

Можно выделить три ключевые проблемы развития нефтедобычи в России: рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти; снижение величины конечного коэффициента извлечения нефти; существенный рост себестоимости добычи нефти. Кроме того, сокращение объемов дорогостоящих геологоразведочных работ приводит к снижению количества новых месторождений. Даже крупные нефтяные компании не заинтересованы в масштабном финансировании таких работ.

Рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти. ТРИЗ можно описать с помощью двух факторов – ухудшенные свойства нефти и (или) неблагоприятные условия добычи нефти. Сюда можно отнести запасы шельфовых месторождений, высоковязкие нефти, а также остаточные запасы месторождений на поздней стадии разработки. К трудноизвлекаемым запасам относятся: низкопроницаемые коллектора с высокой неоднородностью; нетрадиционные коллектора; остаточные запасы нефти на месторождениях с высокой обводненностью; залежи с высоковязкой нефтью. Также к ТРИЗ относят невостребованные запасы нефти: запасы законсервированных месторождений, запасы неразрабатываемых месторождений, расположенных на участках санитарных, водоохранных зон и

зон, относящихся к прочим ограничениям. Неуклонно растет доля трудноизвлекаемой нефти в структуре общих запасов. На текущий момент она составляет более 65 %. Это влечет за собой дополнительные затраты на интенсификацию притока нефти.

Соответственно, количество средне- и малодебитных скважин в общем фонде месторождений постепенно увеличивается и приближается к 50/60 % от общего фонда по Томской области/Западной Сибири [34].

«...Объем добычи нефти в Томской области увеличится к 2030 году на 30 %, до 9 млн тонн, за счет добычи трудноизвлекаемой нефти...» об этом сообщил вице-губернатор по экономике Андрей Антонов. «...Увеличение к 2030 году ожидается за счет создания технологического полигона для проекта «Палеозой», присвоения такой нефти статуса трудноизвлекаемых запасов. Ожидается, что в ближайшие два–три года получится вовлечь палеозойскую нефть в добычу...». «...Власти региона совместно с ВУЗами и нефтяными компаниями ищут способы добычи трудноизвлекаемых запасов нефти...» [35].

Существуют примеры внедрения ЦЭС на предприятиях ОАО «Самотлорнефтегаз», где применение технологии ЦЭС положительно сказывается на наработке оборудования на отказ. «...В рамках технологии ЦЭС ударные пусковые перегрузки устраняются за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи преобразователя частоты (ПЧ)» [34]. Запуск УЭЦН в количестве 20 тыс. раз за 600 суток при испытании скважинного оборудования не привел к негативным последствиям. Нарботка на отказ рабочих ступеней ЭЦН при ЦЭС всегда ниже, чем при непрерывной эксплуатации, поскольку продолжительность включения ЭЦН (отношение времени включения ко времени цикла) в работу всегда менее 100 %. Например, циклическая эксплуатация скважины дебитом 20 м³/сут оборудованием, рассчитанным на 130 м³/сут, увеличивает среднюю наработку на отказ в 6,5 раз, а межремонтный период (МРП) – на 20–180 % [34]. «...Увеличение МРП при ЦЭС способствует также и присущая только этому способу добычи возможность ослабления негативного влияния всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов...» [34].

ЦЭС положительно сказывается на борьбе с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО), солеотложением, механическими примесями, повышенной температурой электромеханического оборудования и коррозией металлических узлов УЭЦН. При этом повышается отказоустойчивость элементов УЭЦН и энергоэффективность установки в целом [34].

«... ЦЭС с частотно-регулируемым электроприводом УЭЦН позволяет добиться увеличения объемов добычи в среднем на 10...15 % путем согласования параметров системы «нефтяной пласт – скважина – насосная установка ...» [34]. Это происходит за счет увеличения продолжительности включения ЭЦН, поскольку время цикла при ЦЭС меньше, чем время цикла при кратковременном режиме работы, и приводит к сокращению простоев по текущему ремонту

скважин (ТРС). «...В отличие от непрерывной эксплуатации при ЦЭС удастся оптимизировать всю систему и работу её отдельных элементов в широком диапазоне изменения условий эксплуатации...» [34].

«...Наличие в составе оборудования для ЦЭС современной станции управления (СУ) с программируемым контроллером и ПЧ...» [34] позволяет внедрять технические средства автоматизации, связывая станции управления и системы измерительной телеметрии, при этом не увеличивает капиталовложения в оборудование.

Технология ЦЭС позволяет производить согласование электрооборудования исполнительных устройств с технологическими операциями по расклиниванию ЭЦН, предупреждению заклинивания ЭЦН и профилактике осложненных условий эксплуатации [34, 36].

В статье М.Н. Антипина приведена статистика результатов опытных испытаний технологии ЦЭС в ОАО «Самотлорнефтегаз» на протяжении двух лет: «...Циклическим способом можно эффективно эксплуатировать при помощи УЭЦН не только среднедебитные (20...80 м³/сут), но и малodeбитные скважины (5...20 м³/сут). Причем на скважинах в диапазоне дебитов 20...50 м³/сут. преимущества ЦЭС не подлежат сомнению...» [34].

Таким образом, на примере месторождений ОАО «Самотлорнефтегаз» показано, что технология ЦЭС является экономически обоснованной, позволяет увеличить объемы добычи нефти, снижает себестоимость добычи нефти, доля затрат электроэнергии на единицу (тонну) добываемой нефти снижается.

В 2007 г. опубликован способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом (способ Н.П. Кузьмичева) [37]. Предложенное изобретение относится к механизированной добыче жидкости из скважин и может быть использовано для эксплуатации преимущественно среднедебитных и малodeбитных нефтяных скважин, погружными установками лопастных, преимущественно центробежных, насосов с регулируемым электроприводом.

В патенте [37] дано теоретическое обоснование применения кратковременной эксплуатации (КЭС в обозначении Кузьмичева), являющейся в определенной степени разновидностью периодической или циклической эксплуатации. Показано, что оптимизация режимов эксплуатации УЭЦН, т. е. внедрение технологии ЦЭС (КЭС в обозначении Кузьмичева), по-разному влияет на показатели нефтедобычи, так как имеются как положительные, так и отрицательные факторы при рассмотрении каждого показателя в отдельности, поскольку они влияют друг на друга. Улучшение отдельного показателя неизбежно приводит к ухудшению других из-за взаимного влияния друг на друга. Только совокупное изменение всех показателей и технических решений оптимальным образом может привести к суммарному положительному эффекту при механизированной добыче нефти.

Здесь же приведены примеры технико-экономических расчетов показателей нефтедобычи

при ЦЭС в сравнении: длительной эксплуатации скважины с нерегулируемым приводом; длительной эксплуатации скважины с регулируемым приводом; периодической эксплуатации скважины с нерегулируемым приводом; кратковременной эксплуатации.

Обсуждение и анализ результатов

Результаты обзора внедрения циклической и кратковременной периодической эксплуатации нефтедобывающих скважин с установками электроцентробежных насосов показывают, что в отличие от режима непрерывной эксплуатации, перевод на циклическую эксплуатацию скважин приносит следующие преимущества. ЦЭС (КЭС) позволяет оптимизировать фонд средне- и малodeбитных скважин, ввести их в экономический оборот, что положительно сказывается на показателях нефтедобычи, тем самым удовлетворяя потребности нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих компаний, а также потенциальных потребителей продукции [37–40].

Однако в статье [41] указано, что при повышении количества запусков электропривода погружных насосов в режиме ЦЭС (КЭС) происходит снижение МРП погружного электрооборудования. Надежность снижена в среднем в 2,5 раза, так как не исследовано влияние бросков тока и момента погружных двигателей, влияние вибрационного состояния роторных систем погружного оборудования в переходных режимах работы. Имеются различные подходы к общей структуре снижения надежности таких систем.

В октябре 2022 г. в Москве состоялась 4-я научно-техническая конференция «Повышение эффективности эксплуатации малodeбитного фонда скважин – 2022», организованная экспертным советом по механизированной добыче нефти и центром профессионального развития при поддержке союза нефтегазопромышленников России [42]. В рамках конференции состоялся круглый стол «Эксплуатация малodeбитных скважин в текущих реалиях: вызовы и возможности». Были рассмотрены «...новые подходы инновационной деятельности нефтяных компаний; существующие проблемы и перспективы развития периодической эксплуатации скважин; малodeбитные установки...» [42]. Были сформулированы следующие рекомендации: «...важно обеспечить выбор конкретного оборудования с учетом его характеристик, режима периодической работы с учетом классификации по категориям (технологический, эксплуатационный – снижение притока из пласта, низкий приток из пласта, режим малodeбитной периодической эксплуатации, режим кратковременной периодической эксплуатации, режим с возможной оптимизацией и др.), при этом необходимо разработать ряд руководящих документов, которые будут определять порядок работ с периодическим фондом скважин...». При подборе режимов работы скважин кустовой площадки нужно учитывать загрузку трубопроводов. Широкое внедрение ЦЭС (КЭС) повлияло на внедрение малodeбитных насосов, поскольку для них есть определенная ниша на рынке, причем совокупная стоимость владения является одним из основных критериев их ис-

пользования [42]. Здесь, в том числе, рассматриваются взаимовлияние двух подходов: развития режимов ЦЭС (КЭС) и создания новых аппаратов нефтедобычи для малодебитных скважин. Пока лидирует ЦЭС (КЭС).

Вместе с тем следует отметить, что для решения проблем интенсификации добычи нефти на давно разрабатываемых месторождениях с тенденциями сокращения дебита и осложненными условиями эксплуатации в России и нефтедобывающих странах мира широко используют технологии, связанные с повышением нефтеотдачи пластовых коллекторов различными тепловыми, химическими, гидравлическими и тому подобными методами, в том числе их комбинациями [43–64], но в данной работе проанализированы и рассматриваются только проблемы, связанные с системой управления технологическим процессом добычи нефти электроприводным способом путем воздействия на скважину со стороны электромеханического погружного оборудования.

Выводы

1. С точки зрения Бюджета РФ нефтегазовые доходы в настоящее время играют существенную роль.
2. Анализ возможных сценариев развития ТЭК РФ (инновационного, форсированного, экстенсивного) показал, что нефть и газ будут одним из основных источников дохода государства еще двадцать–тридцать лет.
3. Дискуссия по приоритету в энергетической сфере показала, что у РФ есть еще неосвоенные ресурсы:
 - фонд малодебитных (нерентабельных) скважин, за счет перехода нашей промышленности на новый технологический уклад, при этом их

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Онуфриева О.А. Энергетическая стратегия России как основа развития ТЭК // Известия Санкт-Петербургского университета экономики и финансов. – 2010. – № 6. – С. 134–137.
2. Маккей Дж.П. Бакинская нефть и Закавказские трубопроводы, 1883–1891 гг.: исследование царской экономической политики // Славянское обозрение. – 1984. – Т. 43. – № 4. – С. 604–623.
3. Lydolph P.E., Shabad T. The oil and gas industries in the USSR // Annals of the Association of American Geographers. – 1960. – V. 50. – № 4. – P. 461–486.
4. Resnik I.N. Present-day status and main development trends in the oil industry in the USSR // World Petroleum Congress. – WPC, 1963. – P. WPC-10704.
5. Grama Yu. The analysis of Russian oil and gas reserves // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2012. – V. 2. – № 2. – P. 82–91. URL: <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/361165> (дата обращения 18.05.2023).
6. Путнев Н.С. Экономическое развитие РФ в 1990-е годы // Актуальные проблемы развития финансово-экономических систем и институтов: III междунар. науч. конф. – Самара, 10–11 апреля 2012. – С. 92–99. URL: http://repo.ssau.ru/bitstream/Aktualnye-problemy-razvitiya-finansovoeconomicheskikh-sistem/Ekonomicheskoe-razvitiye-RF-v-1990e-gody-102338/1/978-5-86465-540-5_2012-92-99.pdf (дата обращения 18.05.2023).
7. Информационно правовой материал «О мерах по повышению нефтеотдачи пластов на период до 2035 года» в Комитет Совета Федерации России по экономической политике. URL: <http://council.gov.ru/media/files/VGdL7GEAXLLocKmDf9tiKPD8fS0xuyQA.pdf> (дата обращения 18.05.2023).
8. Прогноз долгосрочного социально-экономического развития РФ на период до 2030 года. URL: <http://static.government.ru/>

эксплуатация и добыча нефти станут рентабельными;

- локальные микродепрессии в нефтяном коллекторе позволят сохранить, а в некоторых случаях немного увеличить нефтедобычу.
4. Плата за использование ЦЭС (КЭС) – снижение надежности некоторых модулей погружного электромеханического оборудования (например, гидрозащита изнашивается более интенсивно).
 5. Необходимо разрабатывать специальные конструкции ПЭД, совершенствовать системы электропитания и синтезировать замкнутые по основным переменным (току, моменту, частоте вращения, потокосцеплению) состояния системы автоматического управления электроприводом погружного насоса.
 6. На основе критического анализа литературных источников и технико-экономического обоснования показано, что наиболее перспективным способом добычи трудноизвлекаемых нефтяных запасов на примере Баженовской свиты является электропривод по схеме «наземный силовой преобразователь – погружной кабель – погружной электродвигатель – электроцентробежный насос», обладающий излишней производительностью по откачке нефтяного флюида, но имеющий КПД в 2–2,5 раза выше, чем насосы с малой производительностью.
 7. Технология ЦЭС (КЭС) при нефтедобыче для мало- и среднедебитных скважин является экономически обоснованной и повсеместно внедряется на скважинах, которые невозможно эксплуатировать в непрерывном режиме.
- media/files/41d457592e04b76338b7.pdf (дата обращения 17.05.2022).
9. Общая дискуссия по приоритету: выступления академиков РАН А.Э. Конторовича, С.П. Филиппова, С.В. Алексеенко, В.И. Бухтиярова, С.М. Алдошина / А.Э. Конторович, С.П. Филиппов, С.В. Алексеенко, В.И. Бухтияров, С.М. Алдошин // Вестник Российской академии наук. – 2019. – Т. 89. – № 4. – С. 343–347. DOI: 10.31857/S0869-5873894343-347 (дата обращения 17.05.2023).
 10. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года». URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVdYt4IgsAps sm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения 17.05.2023).
 11. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. Баженовская свита – дополнительный источник углеводородного сырья в Западной Сибири / А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, В.А. Вертивец, Л.С. Кулик // Территория нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 28–31.
 12. МГУ им. Ломоносова. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти / Н.С. Балушкина, Г.А. Калмыков, Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, Д.В. Корост, Е.В. Соболева, А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Р.А. Хамидуллин, Т.А. Шарданова // Геология нефти и газа. – 2013. – № 3. – С. 48–61.
 13. Стрижнев К.В., Литвин В.Т. Возможность применения технологии интенсификации добычи нефти для коллекторов баженовской свиты // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2014. – Т. 10. – Вып. № 2. – С. 1–9.
 14. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России / А.Э. Конторович, Л.М. Буриштейн, В.А. Казаненков, В.А. Конторович, Е.А. Костырева, Е.В. Пономарева, С.В. Рыжкова, П.А. Ян // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2014. – Т. 10. – № 2. – С. 2–10.

15. Недолилко Н.М., Перевертайло Т.Г. Литолого-петрографические особенности коллекторов баженовской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской провинции (Томская область) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 77–87.
16. Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.
17. Белозеров В.Б., Силкин Г.Е. Критерии переоценки перспектив нефтегазоносности коллекторных зон фундамента юго-востока Западной Сибири // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 2. – С. 7–16.
18. Тихонов С. Короля играет свита. Баженовская свита и поддержание объемов нефтедобычи в Западной Сибири // Нефтегазовая Вертикаль. – 2019. – № 12. – С. 34–43.
19. Глухманчук Е.Д., Крупичский В.В., Леонтьевский А.В. Баженовская нефть – «сланцевые технологии» и отечественный опыт добычи // Недропользование XXI век. – 2015. – № 7. – С. 32–37.
20. Баженовский горизонт Западной Сибири: строение, корреляция и толщины / С.В. Рыжкова, Л.М. Бурштейн, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, А.Ю. Нехаев, Б.Л. Никитенко, М.А. Фомин, Б.Н. Шурыгин, А.Л. Бейзель, Е.В. Борисов, О.В. Золотова, Л.М. Калинин, Е.В. Пономарева // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59. – № 7. – С. 1053–1074.
21. Конторович А.Э. За нефтью и газом нужно идти в Арктику. На баженовскую свиту и на мелкие месторождения... // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – Т. 458. – № 14. – С. 2–17.
22. Якимов С.Б. Современное состояние и перспективные направления снижения тепловых потерь в кабельных линиях УЭЦН большой мощности в ОАО «НК «Роснефть» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 40–46.
23. Определение погонных электротехнических параметров нефтепогружного кабеля / А.С. Глазырин, Ю.Н. Исаев, С.Н. Кладиев, А.П. Леонов, И.В. Раков, С.В. Колесников, С.В. Ланграф, А.А. Филипас, В.А. Копырин, Р.Н. Хамитов, В.З. Ковалев, А.В. Лавринович // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 186–197.
24. Жуков Р.А., Верисокин А.Е. Обзор способов эксплуатации малодебитных скважин // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: Материалы VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета. – Ставрополь, 2018. – С. 169–173.
25. Критерии перевода скважин с постоянного на периодический режим работы / Т.А. Гунькина, В.В. Вержбицкий, В.В. Чернова, Л.А. Суворова // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа: материалы VI ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону». – Ставрополь, 2018. – С. 146–149.
26. Субарев Д.Н., Лапик Н.В. Оптимизация подбора параметров обустройства скважины с ЭЦН в осложненных условиях эксплуатации // Евразийский союз ученых. – 2015. – Т. 14. – № 5-3. – С. 112–114.
27. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, С.Б. Якимов, А.А. Клусов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 33–39.
28. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Кузьмин А.В. К вопросу о выборе рабочей области характеристики центробежных насосов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 3. – С. 88–92.
29. Шубин С.С. Методическое и экспериментальное обеспечение определения технического состояния установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2014. – 24 с.
30. Кузьмичев Н. КЭС-новый подход к повышению рентабельности добычи нефти // Бурение и нефть. – 2005. – № 6. – С. 16–17.
31. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов / В.Н. Ивановский, А.А. Сабиров, А.В. Деговцов, Ю.А. Донской, А.В. Булат, А.С. Зуев, С.Б. Якимов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 4. – С. 25–30.
32. Багуманова К.Р., Костоломов Е.М., Копырин В.А. Способ повышения энергоэффективности и надёжности электротехнического комплекса механизированной добычи нефти // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 10–13.
33. Сундетов М.Е. Определение эффективности периодической эксплуатации малодебитного фонда скважин на примере Шингинского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – Томск, 4–8 апреля 2016. – Т. 2. – С. 1096–1099.
34. Антипин М.Н. Результаты внедрения циклической эксплуатации УЭЦН в ОАО «Самотлорнефтегаз» // ПТНЖ «Инженерная практика». – 2011. – № 5. – С. 74–80.
35. Нефтегазовая отрасль обеспечивает 24 % валового регионального продукта области. Томск, 7 февраля 2023 г. URL: <https://tass.ru/ekonomika/16980393> (дата обращения 20.05.2023).
36. Лопатин Р.Р. Модели и алгоритмы частотно-регулируемого процесса расклинивания электроцентробежного насоса при добыче нефти в осложненных условиях: дис. ... канд. техн. наук. – Томск, 2011. – 140 с.
37. Способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева): пат. Рос. Федерация № 2293176 C1; заявл. 02.09.2005; опубл. 10.02.2007. Бюл. № 4. – 23 с.
38. Сагдатуллин А.М. Система автоматизированного управления приводом добывающей скважины, эксплуатируемой скважинным погружным электроцентробежным насосом // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. – 2015. – Т. 13. – № 1. – С. 222–228.
39. Способ повышения дебита скважины: пат. Рос. Федерация № 2332559 C2; заявл. 28.04.2006; опубл. 27.08.2008. Бюл. № 24. – 10 с.
40. Способ освоения скважины и/или вывода ее на оптимальный режим после ремонта: пат. Рос. Федерация № 2315860 C2; заявл. 28.02.2006; опубл. 27.01.2008. Бюл. № 3. – 6 с.
41. Надёжность погружных нефтяных насосов при периодической эксплуатации / Е.А. Лихачёва, В.Г. Островский, Н.А. Лыкова, А.Н. Мусинский, П.А. Байдаров // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6. – № 1. – С. 54–58.
42. Камалетдинов Р.С. Эксплуатация малодебитных скважин в текущих реалиях: вызовы и возможности. // Деловой журнал Neftegaz. ru. – 2022. – № 12. – С. 96–103.
43. Evaluation of CO2 low salinity water alternating gas for enhanced oil recovery / C. Dang, L. Nghiem, N. Nguyen, Z. Chen, Q. Nguyen // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – V. 35. – P. 237–258. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.018> (дата обращения 20.05.2023).
44. Modeling and optimization of alkaline-surfactant-polymer flooding and hybrid enhanced oil recovery processes / C. Dang, L. Nghiem, N. Nguyen, C. Yang, Z. Chen, W. Bae // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – V. 169. – P. 578–601. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.017> (дата обращения 20.05.2023).
45. AI based mechanistic modeling and probabilistic forecasting of hybrid low salinity chemical flooding / C. Dang, L. Nghiem, E. Fedutenko, S.T. Gorucu, C. Yang, A. Mirzabozorg, N. Nguyen, Z. Chen // Fuel. – 2020. – V. 261. – P. 116445. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116445> (дата обращения 20.05.2023).
46. Mittal A. Recent advances in using a silica Nano fluid for enhanced oil recovery // 3-rd International Conference on Smart and Sustainable Developments in Materials, Manufacturing and Energy Engineering, SME 2021. NMAM Institute of Technology, Nitte, Karnataka; India. – 2021. – V. 52. – P. 1260–1266. URL: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.11.050> (дата обращения 20.05.2023).
47. Schneider M., Cesca K., De Amorim S.M. Synthesis and characterization of silica-based nanofluids for enhanced oil recovery //

- Journal of Materials Research and Technology. – 2023. – V. 24. – P. 4143–4152. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.049> (дата обращения 20.05.2023).
48. Bera Achinta, Rakesh Kumar Vij, Subhash Shah. Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and future energy supply in India // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 207. – P. 109196. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109196> (дата обращения 20.05.2023).
49. Nasser Saddam Mohammed Mohammed, Achinta Bera, Vivek Ramalingam. Comparative studies on numerical sensitivity of different scenarios of enhanced oil recovery by water-alternating-gas (CO₂) injection. // Petroleum Research. – 2023. – P. 1–9. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.07.001> (дата обращения 20.05.2023).
50. Investigation of plugging performance and enhanced oil recovery of multi-scale polymer microspheres in low-permeability reservoirs / Wang Wendong, Xincheng Guo, Penghui Duan, Bo Kang, Da Zheng, Atif Zafar // Natural Gas Industry B. – 2023. – V. 10. – Iss. 3. – P. 223–232. URL: <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2023.04.001> (дата обращения 20.05.2023).
51. Numerical investigation of CO₂-carbonated water-alternating-gas on enhanced oil recovery and geological carbon storage / Ji Min-soo, Seoyoon Kwon, Suin Choi, Min Kim, Byungin Choi, Baehyun Min // Journal of CO₂ Utilization. – 2023. – V. 74. – P. 102544. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102544> (дата обращения 20.05.2023).
52. A viscosity study of charcoal-based nanofluids towards enhanced oil recovery / A. Ifeoluwa, T. Bridgewater, P.J. van Koningsbruggen, Q. Yuan // Journal of Molecular Liquids. – 2023. – V. 387. – P. 122615. URL: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.122615> (дата обращения 20.05.2023).
53. Parhizgar Keradeh Mahsa, Seyyed Alireza Tabatabaei-Nezhad. Comprehensive analysis of the effect of reservoir key parameters on the efficacy of DTPA chelating agent in minimizing interfacial tension and enhanced oil recovery // Results in Engineering. – 2023. – V. 19. – P. 101316. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101316> (дата обращения 20.05.2023).
54. Synthesis and characterization of silica-based nanofluids for enhanced oil recovery / M. Schneider, K. Cesca, S.M. de Amorim, D. Hotza, E. Rodríguez-Castellón, R.F.P.M. Moreira // Journal of Materials Research and Technology. – 2023. – V. 24. – P. 4143–4152. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.049> (дата обращения 20.05.2023).
55. Parhizgar Keradeh Mahsa, Seyyed Alireza Tabatabaei-Nezhad. Investigation of the effect of diethylene triamine pentaacetic acid chelating agent as an enhanced oil recovery fluid on wettability alteration of sandstone rocks // Petroleum Exploration and Development. – 2023. – V. 50. – Iss. 3. – P. 675–687. URL: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(23\)60419-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(23)60419-7) (дата обращения 20.05.2023).
56. Nowrouzi I., Mohammadi A.H., Abbas Khaksar Manshad. A natural polymer extracted from chia seeds for application in chemical enhanced oil recovery by Taper Polymer Concentration (TPC) and Alkali-Polymer (AP) slug injection into sandstone oil reservoirs // Fuel. – 2023. – V. 350. – P. 128738. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128738> (дата обращения 20.05.2023).
57. The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs / Yikun Liu, Fengjiao Wang, Yumei Wang, Binhui Li, Dong Zhang, Guang Yang, Jiqiang Zhi, Shuo Sun, Xu Wang, Qingjun Deng, He Xu // Petroleum Exploration and Development. – 2022. – V. 49. – Iss. 4. – P. 752–759. URL: <http://doi.org/10.11698/PED.20210815> (дата обращения 20.05.2023).
58. Experimental study on nanoparticles-assisted low-salinity water for enhanced oil recovery in asphaltenic oil reservoirs / Amraeiniya Ali, Shojaei Soroush, Mohseni Amir Ali, Mahani Behzad Haj Abbasi, Saatchi Sogand, Barahooie Bahari Arash, Mohammad Mousavi Sisakht Seyyed // Petroleum. – 2022. – V. 74. – № 6. – P. 102544. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.10.002> (дата обращения 20.05.2023).
59. Optimization of Operational Strategies for Rich Gas Enhanced Oil Recovery Based on a Pilot Test in the Bakken Tight Oil Reservoir / Wan Xincheng, Lu Jin, N.A. Azzolina, Jin Zhao, Xue Yu, S.A. Smith, J.A. Sorensen // Petroleum Science. – 2023. – P. 1–18. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.04.018> (дата обращения 20.05.2023).
60. Experimental Study on Nanoparticles-Assisted Low-Salinity Water for Enhanced Oil Recovery in Asphaltenic Oil Reservoirs / Amraeiniya Ali, Soroush Shojaei, Amir Ali Mohseni, Behzad Haj Abbasi Mahani, Sogand Saatchi, Arash Barahooie Bahari, Seyyed Mohammad Mousavi Sisakht // Petroleum. – 2022. – P. 1–8. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.10.002> (дата обращения 20.05.2023).
61. Gas channeling control with an in-situ smart surfactant gel during water-alternating-CO₂ enhanced oil recovery / Luo Xin-Jie, Bing Wei, Ke Gao, Bo Jing, Bo Huang, Ping Guo, Hong-Yao Yin, Yu-Jun Feng, Xi Zhang // Petroleum Science. – 2023. – P. 1–17. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.03.003> (дата обращения 20.05.2023).
62. Application of thermotolerant petroleum microbes at reservoir conditions for enhanced oil recovery / E.E. Okoro, E.A. Efajemue, S.E. Sanni, O.A. Olabode, O.D. Orodu, O. Temiloluwa // Petroleum. – 2023. – V. 9. – Iss. 2. – P. 223–236. URL: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.01.008> (дата обращения 20.05.2023).
63. Paternina Ch.A., Quintero H., Mercado R. Improving the interfacial performance and the adsorption inhibition of an extended-surfactant mixture for enhanced oil recovery using different hydrophobicity nanoparticles // Fuel. – 2023. – V. 350. – P. 128760. URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128760> (дата обращения 20.05.2023).
64. Zeqiraj Dulian. Enhanced Oil Recovery (EOR) project scheduling with multiobjective of maximum net present value and minimum makesapn // Results in Engineering. – 2022. – V. 13. – P. 100339. URL: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2022.100339> (дата обращения 20.05.2023).

Поступила 12.06.2023 г.

Прошла рецензирование: 13.07.2023 г.

Информация об авторах

Кладиев С.Н., кандидат технических наук, доцент отделения электроэнергетики и электротехники Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 622.276.4:622.276.57:622.276.58

REVIEW AND CRITICAL ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND WAYS OF DEVELOPING THE TECHNOLOGICAL PROCESS OF OIL PRODUCTION BY AN ELECTRIC DRIVE IN INTERMITTENT MODES OF OPERATION OF LOW- AND MEDIUM-RATE WELLS

Sergey N. Kladiev,
kladiev@tpu.ru

National Research Tomsk Polytechnic University,
30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russia.

Relevance. The Russian Federation is one of the world leaders among oil-producing countries in terms of proven oil reserves. Historically, industrial oil production in the Russian Empire began in the area of the Caspian Sea on the territory of modern Azerbaijan. The energy strategy of the Russian Federation for the period up to 2035, as one of the measures to ensure the energy security of the country, provides for the introduction into economic circulation of hard-to-recover oil reserves (including from the Bazhenov formation) based on innovative domestic technologies and equipment. The main problem of the oil industry in Russia, as well as throughout the world, is the decline in the quality of the resource base. In oil-producing regions, there is a depletion of active oil reserves. Significant residual reserves of developed fields are expected to be brought into active exploitation using new oil production technologies. Ways of growth in oil production are possible in accordance with three different scenarios: innovative – it is supposed to increase the contribution to the total indicators of Russian oil production from new provinces, such as Eastern Siberia, the Republic of Sakha (Yakutia), as well as new fields in Western Siberia and the Krasnoyarsk Territory and the development of the shelf northern seas; forced scenario – in case of more active introduction of new technologies and incentive measures that reduce the cost of the production process, it is possible to increase the efficiency of oil production in offshore and hard-to-recover fields; extensive scenario of oil production is possible only at high market prices for oil. The main volume of production is carried out and will continue to be exclusively electrically driven.

The purpose: a review and critical analysis of the current state and ways of developing the technological process of oil production by an electric drive in intermittent modes of operation of low- and medium-rate wells.

Object: theoretical substantiation of the introduction of cyclic or short-term operation of electric centrifugal pump installations with an electric drive method of downhole oil production into practice.

Methods: geophysical research to develop a concept for the operation of a marginal well stock, ways to increase the profitability of oil production, methods for optimizing the stock of medium and marginal wells, putting them into economic circulation.

Results. Based on a critical analysis of literary sources and a feasibility study, it is shown that the most promising way to extract hard-to-recover oil reserves on the example of the Bazhenov formation is the electric drive of a submersible centrifugal pump according to the scheme «ground power converter – submersible cable – submersible electric motor – electric centrifugal pump». The technology of cyclic operation of wells in oil production shown that it is economically feasible for low- and medium-rate wells and is widely implemented in wells that cannot be operated in a continuous mode.

Key words:

energy strategy of Russia in the field of the fuel and energy complex, technological process of oil production, electric drive method of oil production, low- and medium-rate wells, flooded wells, stimulation of oil production, periodic operation of oil wells, cyclic operation of wells.

REFERENCES

- Onufrieva O.A. The energy strategy of Russia as the basis for the development of the fuel and energy complex. *Proceedings of the St. Petersburg University of Economics and Finance*, 2010, no. 6. pp. 134–137. In Rus.
- McKay J.P. Baku oil and Transcaucasian pipelines, 1883-1891: a study of the tsarist economic policy. *Slavyanskoe obazrenie*, 1984, vol. 43, no. 4, pp. 604–623. In Rus. https://scholar.google.com/scholar?hl=ru&as_sdt=0%2C5&q=industrial+oil+production+and+oil+refining+in+Baku+1879&btnG=#d=gs_cit&t=1689740433290&u=%2Fscholar%3Fq%3Dinfo%3A3DtXp80c1WQJ%3Ascholar.google.com%2F%26output%3Dcite%26scirp%3D0%26hl%3Dru
- Lydolph P.E., Shabad T. The oil and gas industries in the USSR. *Annals of the Association of American Geographers*, 1960, vol. 50, no. 4, pp. 461–486. URL: <https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1111/j.1467-8306.1960.tb00361.x>
- Resnik I.N. Present-day status and main development trends in the oil industry in the USSR. *World Petroleum Congress. WPC*, 1963. pp. WPC-10704. URL: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC06/All-WPC06/198834>
- Grama Yu. The analysis of Russian oil and gas reserves. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2012, vol. 2, no. 2, pp. 82–91. Available at: <https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/361165> (accessed 17 May 2023).
- Putnev N.S. *Ehkonomicheskoe razvitie RF v 1990-e gody* [Economic development of the Russian Federation in the 1990s]. *Aktualnye problemy razvitiya finansovo-ekonomicheskikh sistem i institutov. III Mezhdunarodnaya nauchnaya konferentsiya* [Actual problems of development of financial and economic systems and institutions: III Intern. Scientific conference]. Samara, April 10–11, 2012. pp. 92–99. Available at: http://repo.ssau.ru/bitstream/Aktualnye-problemy-razvitiya-finansovoekonomicheskikh-sistem/Ekonomicheskoe-razvitie-RF-v-1990e-gody-102338/1/978-5-86465-540-5_2012-92-99.pdf (accessed 19 May 2023).
- Informatsionno pravovoy material «O merakh po povysheniyu nefteotdachi plastov na period do 2035 goda» v Komitet Soveta Federatsii Rossii po ekonomicheskoy politike* [Information and legal material «On measures to increase oil recovery for the period up to 2035» to the Committee of the Federation Council of Russia on Economic Policy]. Available at: <http://council.gov.ru/media/files/VGdL7GEAXLLocKmDf9tiKPD8fS0xuyQA.pdf> (accessed 19 May 2023).
- Prognoz dolgosrochnogo sotsialno-ekonomicheskogo razvitiya RF na period do 2030 goda* [Forecast of the long-term socio-economic development of the Russian Federation for the period up to 2030]. Available at: <http://static.government.ru/media/files/41d457592e04b76338b7.pdf> (accessed 12 May 2023).
- Kontorovich A.E., Filippov S.P., Alekseenko S.V., Bukhtiyarov V.I., Aldoshin S.M. Discussion on the priority: speech of academicians A.E. Kontorovich, S.P. Filippov, S.V. Alekseenko, V.I. Bukhtiyarov, S.M. Aldoshin. *Bulletin of the Russian Academy of Sciences*, 2019, vol. 89, no. 4, pp. 343–347. In Rus. DOI: 10.31857/S0869-5873894343-347

10. *Rasporyazhenie Pravitelstva RF ot 09.06.2020 № 1523-r «Energeticheskaya strategiya RF na period do 2035 goda»* [Decree of the Government of the Russian Federation of 09.06.2020 No. 1523-r «Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035»]. Available at: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4IgsApssm6mZrB7wx.pdf> (accessed 12 May 2023).
11. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Vertievets V.A., Kulik L.S. Bazhenovskaya svita – dopolnitelny istochnik uglevodorodnogo syrya v Zapadnoy Sibiri [Bazhenov suite – an additional source of hydrocarbons in Western Siberia]. *Territory oil and gas*, 2011, no. 3, pp. 28–31.
12. Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Korost D.V., Soboleva E.V., Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Shardanova T.A. Zakonomernosti stroeniya bazhenovskogo gorizonta i verkhov abalaskoy svity v svyazi s perspektivami dobychi nefli [Patterns of the structure of the Bazhenov horizon and the upper part of the Abalak suite in connection with the prospects for oil production]. *Geology of oil and gas*, 2013, no. 3, pp. 48–61. In Rus.
13. Strizhnev K.V., Litvin V.T. Vozmozhnost primeneniya tekhnologii intensifikatsii dobychi nefli dlya kollektorov bazhenovskoy svity [Possibility of application of oil production stimulation technology for reservoirs of the Bazhenov formation]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2014, vol. 10, no. 2, pp. 1–9.
14. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Kazanenkova V.A., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Ponomareva E.V., Ryzhkova S.V., Yan P.A. Bazhenovskaya svita – glavny istochnik resursov netraditsionnoy nefli v Rossii [Bazhenov suite is the main source of unconventional oil resources in Russia]. *Georesources, geoenergy, geopolitics*, 2014, vol. 10, no. 2, pp. 2–10.
15. Nedolivko N.M., Perevertaylo T.G. Lithological and petrographic characterization of Bazhenov suite reservoir rocks in the southeast of the Western Siberian province (Tomsk region). *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 77–87. In Rus.
16. Belozherov V.B., Garcia A.S. Prospects of searching for oil reservoirs in the Devonian deposits of the southeastern part of the Western-Siberian plate. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2018, vol. 329, no. 6, pp. 128–139. In Rus.
17. Belozherov V.B., Silkin G.E. Criteria for reassessment of oil and gas potential of reservoir zones in southeastern Western Siberia basement. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 2, pp. 7–16. In Rus.
18. Tikhonov S. Korolya igraet svita. Bazhenovskaya svita i podderzhanie obemov nefledobychi v Zapadnoy Sibiri [The retinue plays the king. Bazhenov formation and maintenance of oil production in Western Siberia]. *Oil and Gas Vertical*, 2019, no. 12, pp. 34–43.
19. Glukhmanchuk E.D., Krupitskiy V.V., Leontevskiy A.V. Bazhenov oil – «shale technologies» and domestic production experience. *Subsoil use XXI century*, 2015, no. 7, pp. 32–37. In Rus.
20. https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/nedropolzovanie_21_vek_vyp_7.pdf
21. Ryzhkova S.V., Burshteyn L.M., Ershov S.V., Kazanenkova V.A., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Nekhaev A.Yu., Nikitenko B.L., Fomin M.A., Shurygin B.N., Beizel A.L., Borisov E.V., Zolotova O.V., Kalinina L.M., Ponomareva E.V. Bazhenov horizon of Western Siberia: structure, correlation and thicknesses. *Geology and Geophysics*, 2018, vol. 59, no. 7, pp. 1053–1074. In Rus. DOI: 10.15372/GiG20180709
22. Kontorovich A.E. For oil and gas you need to go to the Arctic. To the Bazhenov suite and small deposits. Moscow, *Oil and Gas Vertical*, 2019, vol. 458, no. 14, pp. 2–17. In Rus.
23. Yakimov S.B. Current state and promising directions for reducing heat losses in cable lines of high-power ESP in OAO NK Rosneft. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2016, no. 3, pp. 40–46. In Rus.
24. Glazyrin A.S., Langraf S.V., Isaev Y.N., Filipas A.A., Kladiev S.N., Kopyrin V.A., Lavrinovich A.V. Determination of running electrical characteristics of oil submersible cable. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 186–197. In Rus.
25. Zhukov R. A., Verisokin A. E. Obzor sposobov ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin [Overview of methods of exploitation of marginal wells]. *Aktualnye problemy neftegazovoy otrasli Severo-Kavkazskogo federalnogo okruga. Materialy VI ezhegodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii Severo-Kavkazskogo federalnogo universiteta. Universitetskaya nauka – regionu* [Actual problems of the oil and gas industry of the North Caucasian Federal District. Materials of the VI annual scientific and practical conferences of the North Caucasian Federal University]. Stavropol, 2018, pp. 169–173.
26. Gunkina T.A., Verzhbitskiy V.V., Chernova V.V., Suvorova L.A. Kriterii perevoda skvazhin s postoyannogo na periodicheskiy rezhim raboty [Criteria for transferring wells from constant to intermittent operation]. *Aktualnye problemy neftegazovoy otrasli Severo-Kavkazskogo federalnogo okruga. Materialy VI ezhegodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii Severo-Kavkazskogo federalnogo universiteta. Universitetskaya nauka – regionu* [Actual problems of the oil and gas industry of the North Caucasus Federal District. Materials of the VI annual scientific and practical conferences of the North Caucasian Federal University]. Stavropol, 2018, pp. 146–149.
27. Subarev D.N., Lapik N.V. Optimizatsiya podbora parametrov obustroystva skvazhiny s EHCN v oslozhnennykh usloviyakh ekspluatatsii [Optimization of the selection of parameters for the well construction with ESP in complicated operating conditions]. *Eurasian Union of Scientists*, 2015, vol. 14, no. 5-3, pp. 112–114.
28. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Yakimov S.B., Klusov A.A. Accounting for operating conditions in the design of periodic operating modes of wells equipped with ESP. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2013, no. 6, pp. 33–39. In Rus.
29. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Kuzmin A.V. On the issue of choosing the working area of the characteristics of centrifugal pumps. *Neftegaz Territory*, 2015, no. 3, pp. 88–92. In Rus.
30. Shubin S.S. *Metodicheskoe i eksperimentalnoe obespechenie opredeleniya tekhnicheskogo sostoyaniya ustanovok elektrocentrovezhnykh nasosov v protsesse ekspluatatsii*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Methodological and experimental support for determining the technical condition of installations of electric centrifugal pumps during operation. Cand. Diss. Abstract]. Ufa, 2014. 24 p.
31. Kuzmichev N.P. IES – a new approach to increasing the profitability of oil production. *Drilling and oil*, 2005, no. 6, pp. 16–17. In Rus.
32. Ivanovsky V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Donskoy Yu.A., Bulat A.V., Zuev A.S., Yakimov S.B. Voprosy energoeffektivnosti ustanovok elektroprivodnykh tsentrozvezhnykh nasosov [Issues of energy efficiency of installations of electric centrifugal pumps]. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*, 2016, no. 4, pp. 25–30.
33. Bagumanova K.R., Kostolomov E.M., Kopyrin V.A. Sposob povysheniya energoeffektivnosti i nadezhnosti elektrotekhnicheskogo kompleksa mekhanizirovannoy dobychi nefli [A way to improve the energy efficiency and reliability of the electrical complex of mechanized oil production]. *Energy saving and innovative technologies*, 2015, pp. 10–13.
34. Sundetov M. E. Opredelenie effektivnosti periodicheskoy ekspluatatsii malodebitnogo fonda skvazhin na primere Shinginskogo mestorozhdeniya [Determining the effectiveness of periodic operation of a low-rate well stock on the example of the Shinginskoe field]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr. Trudy XX Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchennykh, posvyashchennogo 120-letiyu so dnya osnovaniya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta* [Problems of geology and subsoil development. Proceedings of the XX International Symposium named after academician M.A. Usov for students and young scientists dedicated to the 120th anniversary of the founding of the Tomsk Polytechnic University]. Tomsk, April 4–8, 2016. Vol. 2, pp. 1096–1099.
35. Antipin M.N. Rezultaty vnedreniya tsiklicheskoy ekspluatatsii UEHCN v OAO «Samotlorneftegaz» [The results of the introduction of cyclic operation of ESPs in OJSC Samotlorneftegaz]. *PTNZH Engineering Practice*, 2011, no. 5, pp. 74–80.
36. *Neftegazovaya otrasl obespechivaet 24 % valovogo regionalnogo produkta oblasti* [The oil and gas industry provides 24 % of the region's gross regional product]. Tomsk, February 7, 2023. Available at: <https://tass.ru/ekonomika/16980393> (accessed 17 May 2023).
37. Lopatin R.R. *Modeli i algoritmy chastotno-reguliruemogo protsessa rasklinivaniya elektrotsentrozvezhnogo nasosa pri dobyche nefli v oslozhnennykh usloviyakh*. Dis. Kand. nauk [Models and algorithms of the frequency-controlled process of wedging of an electric submersible pump during oil production in complicated conditions. Cand. Diss.] Tomsk, 2011. 140 p. In Rus.
38. Kuzmichev N.P. *Sposob kratkovremennoy ekspluatatsii skvazhiny pogruzhnoy nasosnoy ustanovkoy s elektroprivodom (sposob Kuzmicheva)* [The method of short-term operation of a well by a submersible pumping unit with an electric drive (Kuzmichev's method)]. Patent RU, no. 2293176 C1, 2007.

39. Sagdatullin A.M. Sistema avtomatizirovannogo upravleniya privodom dobyvayushchey skvazhiny, ekspluatiruemoy skvazhinym pogruzhnym elektrocentrobeznyim nasosom [Automated control system for the drive of a production well operated by a downhole submersible electric centrifugal pump]. *Scientific notes of the Al-meyevsk State Oil Institute*, 2015, vol. 13, no. 1, pp. 222–228.
40. Kuzmichev N.P. *Sposob povysheniya debita skvazhiny* [Method for increasing well production]. Patent RU 2332559 C2, 2008.
41. Kuzmichev N.P. *Sposob osvoeniya skvazhiny i/ili vyvoda ee na optimalnyy rezhim posle remonta* [Method for oil well development and/or bringing into optimal operational regime after well repair]. Patent RU, no. 2315860 C2, 2008.
42. Likhacheva E.A., Ostrovsky V.G., Lykova N.A., Musinsky A.N., Baidarov P.A. Reliability of submersible oil pumps during intermittent operation. *PRONEFT. Professional about oil*, 2021, vol. 6, no. 1, pp. 54–58 In Rus.
43. Kamaletdinov R.S. Ekspluatatsiya malodebitnykh skvazhin v tekushchikh realiyakh: vyzovy i vozmozhnosti [Operation of marginal wells in current realities: challenges and opportunities]. *Business magazine Neftegaz.Ru*, 2022, no. 12, pp. 96–103.
44. Dang C., Nghiem L., Nguyen N., Chen Z., Nguyen Q. Evaluation of CO₂ low salinity water alternating gas for enhanced oil recovery. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 35, pp. 237–258. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.018> (accessed 17 May 2023).
45. Dang C., Nghiem L., Nguyen N., Yang C., Chen Z., Bae W. Modeling and optimization of alkaline-surfactant-polymer flooding and hybrid enhanced oil recovery processes. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 169, pp. 578–601. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.017> (accessed 17 May 2023).
46. Dang C., Nghiem L., Fedutenko E., Gorucu S.T., Yang C., Mirzabozorg A., Nguyen N., Chen Z. AI based mechanistic modeling and probabilistic forecasting of hybrid low salinity chemical flooding. *Fuel*, 2020, vol. 261, pp. 116445. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116445> (accessed 17 May 2023).
47. Mittal A. Recent advances in using a silica Nano fluid for enhanced oil recovery. *3-rd International Conference on Smart and Sustainable Developments in Materials, Manufacturing and Energy Engineering, SME 2021*. NMAM Institute of Technology, Nitte, Karnataka; India, 2021. vol. 52, no. 3, pp. 1260–1266. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.11.050> (accessed 17 May 2023).
48. Schneider M., Cesca K., De Amorim S.M. Synthesis and characterization of silica-based Nanofluids for enhanced oil recovery. *Journal of Materials Research and Technology*, 2023, vol. 24, pp. 4143–4152. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.049> (accessed 17 May 2023).
49. Bera Achinta, Rakesh Kumar Vij, Subhash Shah. Impact of newly implemented enhanced oil and gas recovery screening policy on current oil production and future energy supply in India. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 207, pp. 109196. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109196> (accessed 17 May 2023).
50. Nasser Saddam Mohammed Mohammed, Achinta Bera, Vivek Ramalingam. Comparative studies on numerical sensitivity of different scenarios of enhanced oil recovery by water-alternating-gas (CO₂) Injection. *Petroleum Research*, 2023, pp. 1–9. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.07.001> (accessed 17 May 2023).
51. Wang Wendong, Xincheng Guo, Penghui Duan, Bo Kang, Da Zheng, Atif Zafar. Investigation of plugging performance and enhanced oil recovery of multi-scale polymer microspheres in low-permeability reservoirs. *Natural Gas Industry*, vol. 10, no. 3, pp. 223–232. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2023.04.001> (accessed 17 May 2023).
52. Ji Minsoo, Seoyoon Kwon, Suin Choi, Min Kim, Byungin Choi, Bae-hyun Min. Numerical investigation of CO₂-carbonated water-alternating-gas on enhanced oil recovery and geological carbon storage. *Journal of CO₂ Utilization*, 2023, vol. 74, no. 6, pp. 102544. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102544> (accessed 17 May 2023).
53. Ifeoluwa A., Bridgewater T., Van Koningsbruggen P.J., Yuan Q. A viscosity study of charcoal-based nanofluids towards enhanced oil recovery. *Journal of Molecular Liquids*, 2023, vol. 387, pp. 122615. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2023.122615> (accessed 17 May 2023).
54. Parhizgar Keradeh Mahsa, Seyyed Alireza Tabatabaei-Nezhad. Comprehensive analysis of the effect of reservoir key parameters on the efficacy of DTPA chelating agent in minimizing interfacial tension and enhanced oil recovery. *Results in Engineering*, 2023, vol. 19, pp. 101316. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101316> (accessed 17 May 2023).
55. Schneider M., Cesca K., De Amorim S.M., Hotza D., Rodríguez-Castellón E., Moreira R.F. P.M. Synthesis and characterization of silica-based nanofluids for enhanced oil recovery. *Journal of Materials Research and Technology*, 2023, vol. 24, pp. 4143–4152. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2023.04.049> (accessed 17 May 2023).
56. Parhizgar Keradeh Mahsa, Seyyed Alireza Tabatabaei-Nezhad. Investigation of the effect of diethylene triamine pentaacetic acid chelating agent as an enhanced oil recovery fluid on wettability alteration of sandstone rocks. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, vol. 50, no. 3, pp. 675–687. Available at: [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(23\)60419-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(23)60419-7) (accessed 17 May 2023).
57. Nowrouzi I., Mohammadi A.H., Abbas Khaksar Manshad. A natural polymer extracted from chia seeds for application in chemical enhanced oil recovery by Taper Polymer Concentration (TPC) and Alkali-Polymer (AP) slug injection into sandstone oil reservoirs. *Fuel*, vol. 350, pp. 128738. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128738> (accessed 17 May 2023).
58. Yikun Liu, Fengjiao Wang, Yumei Wang, Binhui Li, Dong Zhang, Guang Yang, Jiqiang Zhi, Shuo Sun, Xu Wang, Qingjun Deng, He Xu. The mechanism of hydraulic fracturing assisted oil displacement to enhance oil recovery in low and medium permeability reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, vol. 49, no. 4, pp. 752–759. Available at: <http://doi.org/10.11698/PED.20210815> (accessed 17 May 2023).
59. Amraeniya Ali, Shojaei Soroush, Mohseni Amir Ali, Mahani Behzad Haj Abbasi, Saatchi Sogand, Barahoeie Bahari Arash, Mohammad Mousavi Sisakht Seyyed. Experimental study on nanoparticles-assisted low-salinity water for enhanced oil recovery in asphaltic oil reservoirs. *Petroleum*, 2022, pp. 1–8. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.10.002> (accessed 17 May 2023).
60. Wan Xincheng, Lu Jin, Azzolina N.A., Jin Zhao, Xue Yu, Smith S.A., Sorensen J.A. Optimization of operational strategies for rich gas enhanced oil recovery based on a pilot test in the Bakken tight oil reservoir. *Petroleum Science*, 2023, pp. 1–18. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.04.018> (accessed 17 May 2023).
61. Amraeniya Ali, Soroush Shojaei, Amir Ali Mohseni, Behzad Haj Abbasi Mahani, Sogand Saatchi, Arash Barahoeie Bahari, Seyyed Mohammad Mousavi Sisakht. Experimental study on nanoparticles-assisted low-salinity water for enhanced oil recovery in asphaltic oil reservoirs. *Petroleum*, 2022, pp. 1–8. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.10.002> (accessed 17 May 2023).
62. Luo Xin-Jie, Bing Wei, Ke Gao, Bo Jing, Bo Huang, Ping Guo, Hong-Yao Yin, Yu-Jun Feng, Xi Zhang. Gas channeling control with an in-situ smart surfactant gel during water-alternating-CO₂ enhanced oil recovery. *Petroleum Science*, 2023, pp. 1–17. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.03.003> (accessed 17 May 2023).
63. Okoro E.E., Efajemue E.A., Sanni S.E., Olabode O.A., Orodu O.D., Ojo T. Application of thermotolerant petroleum microbes at reservoir conditions for enhanced oil recovery. *Petroleum*, 2023, vol. 9, no. 2, pp. 223–236. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.01.008> (accessed 17 May 2023).
64. Paternina Ch. A., Quintero H., Mercado R. Improving the interfacial performance and the adsorption inhibition of an extended-surfactant mixture for enhanced oil recovery using different hydrophobicity nanoparticles. *Fuel*, vol. 350, pp. 128760. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128760> (accessed 17 May 2023).
65. Zeqiraj D. Enhanced Oil Recovery (EOR) project scheduling with multi-objective of maximum net present value and minimum makespan. *Results in Engineering*, 2022, vol. 13, pp. 100339. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2022.100339> (accessed 17 May 2023).

Received: 12 June 2023.

Reviewed: 13 July 2023.

Information about the authors

Sergey N. Kladiev, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.