



ОТ САБЕТТЫ
ДО КАРСКИХ
ВОРОТ

• ПЕРСПЕКТИВЫ
ВИЭ В АРКТИКЕ

• ИНТЕНСИФИКАЦИЯ
ДОБЫЧИ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

OFFSHORE

8 [104] 2020

ISSN 2410-3837

ДОБЫЧА В АРКТИКЕ



НАДЕЖНОСТЬ И
ПРОФЕССИОНАЛИЗМ



ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

ПРОФОСМОТР
В КЛИНИКЕ GMS

РЕКЛАМА

Номер лицензии №ЛО-77-01-013294

Профилактические медицинские осмотры – это не только обязательство работодателей, но и неотъемлемая часть современной системы охраны здоровья, построенной на риск-ориентированном подходе.

Медосмотры позволяют сопоставить индивидуальные риски для здоровья работника и риски, связанные с его трудовой деятельностью. Это даёт возможность определить пригодность к работе, а также разработать индивидуальные профилактические программы, направленные на сохранение качества жизни и трудовое долголетие.

Дополнительно к требованиям законодательства GMS Clinic предлагает расширенные медосмотры, адаптированные под корпоративные

ЧТО ТАКОЕ СЕРТИФИКАТ OGUK?

Сертификат OGUK – это документ, который выдаётся специалистам нефтегазовой отрасли по итогам медицинского осмотра и действует 2 года. Сертификат подтверждает возможность работать на удалённых и особо удалённых офшорных объектах нефтегазовой отрасли. В большинстве развитых стран документ является обязательным для допуска к работе на морских проектах.



О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ

требования наших клиентов. Также у нас есть упрощенные медосмотры, направленные на выявление ключевых рисков у работников, не подлежащих обязательным профосмотрам (например, офисный персонал, работающий во 2 классе условий труда).

Кроме того, GMS Clinic является единственной клиникой в России от Владивостока до Калининграда, которая может проводить медосмотры по международному стандарту OGUK.

ПРОФОСМОТР В КЛИНИКЕ GMS – ЭТО:

- ▶ Консультации и анализы в одном месте за 2-3 часа с результатами в тот же день;
- ▶ Работа по принципам доказательной медицины;
- ▶ Понимание потребностей корпоративных клиентов;
- ▶ Выдача медицинских сертификатов международного образца (OGUK);
- ▶ Доброжелательная атмосфера;
- ▶ Доверие лидеров нефтегазовой отрасли в России и за рубежом.

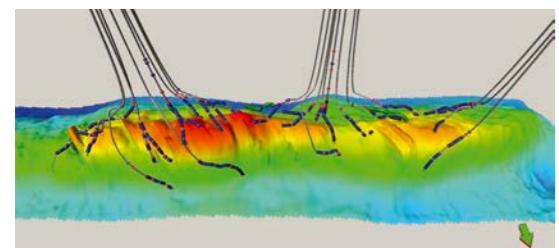
www.gmsclinic.ru
Tel. 7-495-781-55-77
occupational@gmsclinic.ru

Станет ли водород топливом будущего?



6

Применение постоянно действующей геолого-технологической модели



18

СОДЕРЖАНИЕ

Универсальная устьевая арматура



36

Современные технологии подводного видения



40

Эпохи НГК

4

РОССИЯ Главное

Станет ли водород топливом будущего?

6

Справедливость по-американски

8

События

10

Первой строкой

12

СУДОСТРОЕНИЕ

Определение прочности сварных соединений с дефектами не трещиноподобного типа в стальных корпусах судов

14

ДОБЫЧА

Применение постоянно действующей геолого-технологической модели при расчете технологических показателей скважин морского нефтегазового месторождения при газлифтном способе эксплуатации

18

Предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах

22

Диоксид углерода как реагент интенсификации нефтедобычи

30

Календарь событий

35

ОБОРУДОВАНИЕ

Универсальная устьевая арматура

36

Современные технологии подводного видения

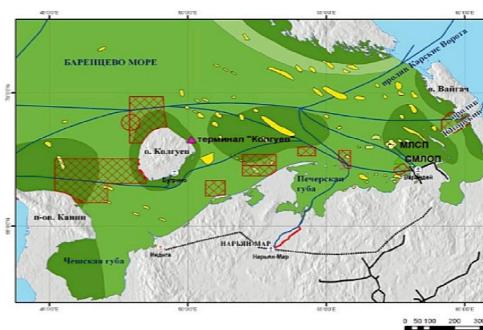
40

От Сабетты до Карских ворот



46

Экологические риски добычи нефти в Арктике



52

Особенные материалы для особенного региона



58

Работы-пожарные на защите морских добывающих платформ



78

АРКТИКА

От Сабетты до Карских ворот

46

Экологические риски добычи нефти в Арктике

52

Особенные материалы для особенного региона

58

Перспективы ВИЭ в Арктике

65

Реструктуризация экономики нефтегазовых регионов российского Севера

68

Хронограф

73

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Непрерывный вибромониторинг оборудования. Решения для предотвращения незапланированных простоев

74

Россия в заголовках

77

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Работы-пожарные на защите морских добывающих платформ

78

Бесцеховая структура управления и промышленная безопасность предприятия

84

МАКРОЭКОНОМИКА

Анализ внешнеторгового процесса между Россией и КНР на примере проектов поставок газа

88

Будущее иранской нефти и экономические последствия развития отрасли в контексте российско-иранского сотрудничества

94

Нефтегаз Life

104

Классификатор

106

Цитаты

112



Добыча в Саудовской Аравии
более экологична



Россия намерена увеличить
добычу угля



Углеводородная энергетика сопряжена с
большим количеством выбросов CO₂



Минэнерго готовит водородную
подушку безопасности

СТАНЕТ ЛИ ВОДОРОД ТОПЛИВОМ БУДУЩЕГО?

Анна Павлихина

Так сложилось, что Европа – основной двигатель программ по сохранению экосреды. Именно страны ЕС выступают идеологами борьбы за сохранение озонового слоя и, руководствуясь проблемами потепления климата, в ближайшем будущем могут ввести пограничный углеродный налог, который сильно ударит по странам-экспортерам углеводородного сырья и продуктов на их основе. В первую очередь это, конечно, Россия и Китай, ведь именно они – главные торговые партнеры европейских стран. Под удар попадают экспортимые Россией нефть, газ и сталь, как наиболее грязные производства. При этом, в связи с геологическими особенностями залегания нефтегазоносных пластов на российских месторождениях, добыча сопряжена с большим выбросом CO₂, в отличие от добычи на Ближнем Востоке. По подсчетам экспертов, в связи с этой особенностью, ближневосточная нефть будет облагаться почти в половину меньшем налогом, чем добываемая в России.

Налог может составить 30 евро с тонны, в этом случае производители теряют пятую часть маржи. В зависимости от того когда будет введен налог и какие предприятия, задействованные в производстве продукта, будут учитываться, зависит сумма убытков. Эксперты KPMG дают три сценария, согласно которым финансовая нагрузка производителей будет варьироваться от 6 до 50 млрд евро. Некоторые, правда, полагают, что этого можно избежать путем модернизации производств, но, думается, сейчас, в условиях затянувшегося кризиса, это почти нереализуемое решение.

Предвидя возможный коллапс нефтегазового столпа российской экономики, Минэнерго решило подготовить водородную подушку безопасности и направило в правительство «дорожную карту» «Развитие водородной энергетики в России», согласно которой страна в 2035 г. будет экспортировать порядка 2 млн т водорода. Производить его могут «Росатом», «Газпром» и НОВАТЭК.

По некоторым оценкам доля водорода в потреблении энергии к 2050 г. составит 18 %. Согласно водородной стратегии Германии к 2030 г. можно будет перевести на водород часть



газопроводов, по которым поставляется газ из России. Тот же «Северный поток» способен принять до 70 % водорода. Сегодня российские компании уже производят водород, однако делают его не без участия нефти и газа, а потому это никак не решает проблему выбросов. Но в «дорожной карте» говорится о чистом водороде, в частности, такой могут производить на мощностях «Росатома» методом электролиза.

В целом, запуск производства водорода на ряде крупных предприятий – не такая сложная задача и у России, есть все шансы заявить о себе как о крупном поставщике этого вида энергии. К конкурентным преимуществам России относится наличие резервов производственных мощностей, близость к потребителям и наличие действующей инфраструктуры транспортировки.

Однако не все столь однозначно. Как справедливо отмечает издание Die Presse, многие рассматривают новый налог как чистый протекционизм. И, возможно, правы. История знает много примеров манипулирования благами намерениями и зачастую за вполне пристойными поводами стоят исключительно прагматичные намерения (хотя одно не исключает другого).

Аналитики BCG, отмечают, что от налога больше всего выигрывают европейские производители. На протяжении последних лет производства самых разных продуктов из Европы и Америки стремительно перекочевало в АТР, что не удивительно, ведь именно там самая дешевая рабочая сила и электроэнергия. Теперь же, когда стоимость товаров, произведенных на энергии угля, нефти и газа возрастет из-за вводимого налога, европейские товары смогут конкурировать на равных. В этой связи эксперт И. Юшков отмечает, что «Парижское соглашение не столько про изменение климата, сколько про изменение системы глобальной торговли». Аналитики отмечают, что Европейская комиссия уже подсчитала прибыль от реализации проекта и она может составить 14 млрд евро.

Вероятно, у них есть все основания так считать. Потому что пока Европа планирует сократить до нуля выбросы с промышленных предприятий, Россия ставит своей целью увеличить добычу угля, потратив на новые шахты и технологии переработки порядка 3 млрд руб.

Как бы там ни было, есть желание рассматривать происходящее как очередную ступеньку политико-промышленного нейрогенеза. Ведь какие бы причины не лежали в основе движения к декарбонизации производств, в конечном итоге они приведут к развитию более экологичных технологий не только в Европе, но и в других странах, которые будут вынуждены переходить на чистые виды энергии хотя бы из экономических соображений. ●

СПРАВЕДЛИВОСТЬ ПО-АМЕРИКАНСКИ

Денис Савосин

Госдепартамент США включит МГП Северный поток-2 и МГП Турецкий поток в проекты, подпадающие под санкции закона О противодействии противникам Америки посредством санкций (CAATSA).

Госдеп обновляет руководство по CAATSA, включая в него Северный поток-2 и вторую нитку Турецкого потока. Эти действия подвергают риску применения санкций инвестиции или другие виды деятельности, связанные с газопроводами.

«Это недвусмысленное предупреждение компаниям, оказывающим помощь российским проектам по оказанию пагубного влияния и принимающим участие в них о том, что это недопустимо: выходите из этих проектов сейчас или рискуйте последствиями» – заявил госсекретарь США М. Помпео. Он также отметил, что Северный поток-2 и Турецкий поток не являются коммерческими проектами. «Они являются главными инструментами Кремля для эксплуатации и расширения зависимости Европы от российских энергоносителей, инструментами, которые подрывают Украину, перекрывая транзит газа через эту критически важную демократическую страну, инструментом, который в конечном итоге подрывает трансатлантическую безопасность. США всегда готовы помочь нашим европейским друзьям удовлетворить их энергетические потребности».

Месседж М. Помпео хорошо уловим. США уже не пытаются скрыть факт, что санкции против Северного потока-2 – это попытка выдавить Россию с европейского газового рынка. После пассажа про трансатлантическую безопасность, госсек США М. Помпео открытым текстом говорит, что США готовы заместить российский газ в Европе. Закон CAATSA был принят в 2018 г., рекомендации госдепартамента являются подзаконным актом.

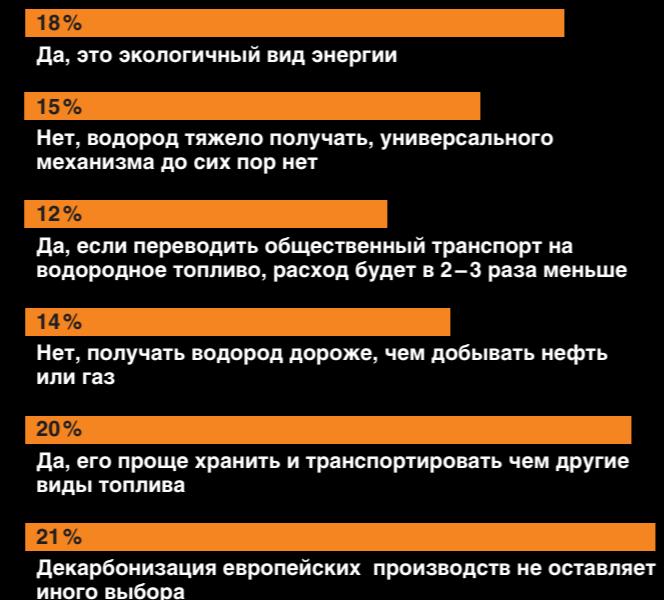
В конце июня 2020 г. 9 конгрессменов США от обеих партий (в числе которых А. Кинзингер, Д. Хек, М. Тернер и Р. Гальего) представили на рассмотрение новый законопроект, предусматривающий уточнение санкций в отношении магистрального газопровода (МГП) Северный поток-2 в сторону их смягчения.

Согласно документу ограничения в т.ч. могут коснуться также поставщиков услуг и техники для модернизации или установки сварочного оборудования, модификации или дооборудования судов. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Минэнерго РФ разработало и внесло в правительство проект плана мероприятий по развитию водородной энергетики на 2020–2024 гг. Перспективными задачами водородной энергетики в России является развитие производства и потребления водорода, а также выход на экспортные международные рынки

Нужно ли развивать в России водородную энергетику?



Компании, недавно боровшиеся за право войти в список системообразующих предприятий, предъявляют к нему все больше претензий. Почему промышленники хотят выйти из списков получателей господдержки?

Какова основная причина выхода компаний из списка системообразующих?



6–9 ОКТЯБРЯ 2020



Х ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

ПАРТНЕРЫ



Организатор

EXPOFORUM

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (доб. 2160, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+

*Выход в производство
Запуск нового производства
Сибирский поток*

*Обнал ресурса акций
Газовые войска
Слияние капиталов*

*Новый глава Rosnefti
Планы на нефть*

Академик Черский исключен

Краново-монтажное трубоукладочное судно (КМТУС) Академик Черский, способное достроить Северный поток-2 официально больше не принадлежит группе Газпром.

До начала 2020 г. судно числилось в составе Газпром флота, а затем было переведено на Самарский теплоэнергетический



имущественный фонд, который по состоянию на 31 марта 2020 г. был включен в список аффилированных лиц группы Газпром, но в аналогичном списке на 30 июня 2020 г. не указан, а значит, СТИФ сменил владельца. Вывод КМТУС Академик Черский из прямой аффилиации с Газпромом был ожидаем в связи с санкциями США против проекта по строительству МГП Северный поток-2. В начале июня сообщалось, что санкционные риски в связи с работой судна нивелированы, но речь шла об ограничениях, из-за которых было остановлено строительство газопровода швейцарским подрядчиком Allseas. В феврале 2020 г. КМТУС Академик Черский вышел из порта Находка и многократно меняя маршруты следования и порты захода прибыл в порт Мукран, где располагается логистический терминал МГП Северный поток-2. Таким образом, Газпром избежал попадания судна под действие санкций США,

поскольку конечная цель перехода не раскрывалась до последнего момента. По аналогии Газпром действует и со схемой владения КМТУС Академик Черский.

Новый нефтедобывающий кластер

Газпром нефть начала разработку нового нефтедобывающего кластера в Западной Сибири, который станет базой для поддержания добычи компании. Кластер объединяет 5 участков недр в ХМАО и Тюменской области: в Кондинском районе – Западно-Зимний, Северо-Вайский,



Карабашский-84 и Средневайский участки, в Уватском районе Тюменской области – Южно-Зимний участок, граничащий с Западно-Зимним и Северо-Вайским участками, общая площадь участков недр превышает 5 тыс. км², геологические ресурсы – около 650 млн т нефти. Флагманским активом кластера является месторождение им. А. Жагрина с запасами 111 млн т нефти. За первый год эксплуатации объем добычи составил 1 млн т жидкого УВ. На данный момент на месторождении пробурены 54 эксплуатационные скважины, обустроены кустовые площадки, нефтесборные коллекторы, узел сепарации, первый комплекс энергоцентра, линии энергоснабжения и объекты дорожно-транспортной сети.

Noble Corporation заявила о банкротстве

Noble Corporation – это международная буровая компания на шельфе со штаб-квартирой в Лондоне. Падение цен на нефть сделало подводные нефтяные скважины слишком дорогими для конкуренции. Noble Corporation будет использовать процесс банкротства, чтобы позволить держателям облигаций обменять свои облигации на акции в реорганизованной компании и инвестировать в компанию дополнительно 200 млн долл США через новые облигации второго залога.

Noble Corp. является одним из крупнейших владельцев морских буровых установок, но даже она не смогла справиться с избытком плавучих буровых мощностей, поскольку разведочные компании



сместили акцент на более дешевую добычу сланцевой нефти и газа на суше. Падение цен на нефть сделало любое ближайшее восстановление бурения на шельфе еще менее вероятным. Noble является вторым крупным бурильным оператором после Diamond Offshore Drilling, объявившим о банкротстве в 2020 г. На горизонте маячит Valaris (бывшая ENSCO), который тоже предупредил о перспективах банкротства.

*Второй поток ВСТО
Боулаканская ГС запущена*

*Южный поток
Сибирский поток достроили
Сибирский поток введен*

«Нет» нефтетопливу в Арктике?

Общественный совет Минприроды РФ предложил рассмотреть возможность поэтапного отказа от использования нефтетоплива в Арктике в пользу сжиженного природного газа. Переход на СПГ может помочь снизить выбросы загрязняющих веществ и полностью исключить риски аварийных разливов нефтепродуктов. Причинами многих аварий, подобных норильскому разливу, становятся техническое состояние инфраструктуры, неправильная оценка экологических рисков со стороны организаций и недостаточные мерами обеспечения экологической безопасности



оценочной скважины Bashrush на лицензионном участке недр Северный El Hammad. Скважиной был обнаружен газоносный пласт мощностью 102 м в высококачественных песчаных коллекторах в формации Абу-Мади. Дебит скважины 0,906 млн м³ газа в сутки. Производительность скважины в эксплуатационной конфигурации оценивается в объеме до 2,83 млн м³ газа и 800 барр газового конденсата в сутки.

ЛУКОЙЛ входит в шельфовый проект в Сенегале

ЛУКОЙЛ заключил соглашение с Cairn Energy о приобретении доли участия 40% в шельфовом проекте RSSD (Rufisque, Sangomar и Sangomar Deep) в Сенегале. Приобретение доли участия в проекте с разведенной ресурсной базой на ранней стадии разработки полностью соответствует стратегии ЛУКОЙЛА. Сделка позволит компании укрепить присутствие в Западной Африке, а также получить



дополнительный опыт работы на морских месторождениях в регионе. Проект RSSD включает 3 участка недр на глубоководном шельфе Сенегала, в 80 км от побережья – Rufisque, Sangomar и Sangomar Deep. Глубина моря в районе блоков составляет 800-2175 м. Суммарная площадь блоков, входящих в проект – 2212 км².



Разработка месторождения будет вестись с помощью плавучей установки для добычи, хранения и отгрузки нефти. В эксплуатацию месторождение планируют ввести в первом полугодии 2023 г. с проектным уровнем добычи 5 млн т нефти в год. ●

20

место

заняла Россия среди европейских стран по доступности бензина



На 1 месте Люксембург, на последнем – Украина

На

0,37 %

Средняя стоимость 1 т авиационного керосина выросла до **46 165 руб.**

подорожало за месяц авиатопливо в РФ

в 27 нефтяных компаниях

до конца года Росприроднадзор проведет внеплановые проверки

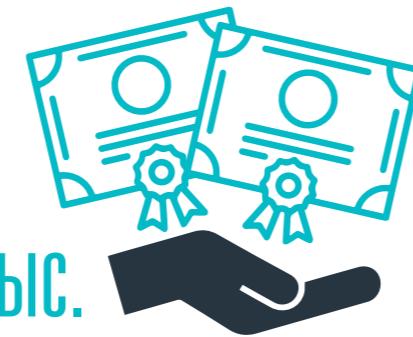


218,4

собственных акций, признанных судом бесхозяйными, приобрел Сургутнефтегаз

Количество собственных голосующих акций в собственности Сургутнефтегаза увеличилось до **579,979 тыс.**

22,5 МВт

Инвестиции в проект составляют **206 млн руб.**

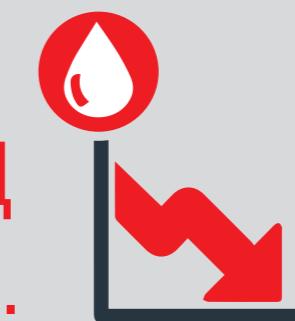
520

тыс.

ценных бумаг за неделю приобрела Роснефть в рамках *buy back*

На 48

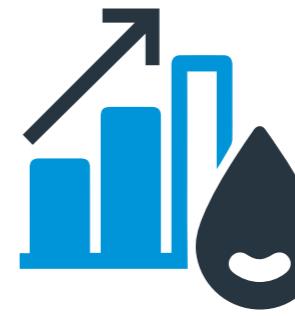
млрд долл.



списали активы за первый квартал 40 американских производителей нефти

Такая квартальная корректировка стала крупнейшей с 2015 г. На долю этих компаний пришлось **30%** всего объема добычи нефти в США за квартал

На 300 %

Оренбургнефть увеличила стартовый дебит введенной в эксплуатацию горизонтальной скважины в карбонатных пластах на Пронькинском месторождении. Вертикальная глубина скважины **1860 м**, длина основного горизонтального ствола – **1000 м**. Стартовый дебит 66 т нефти в сутки

178

случаев хищения газа выявлено с начал года во Владимирской области

Количество обнаруженных несанкционированных подключений к газопроводам увеличилось в **3 раза**

1,4 млрд руб.



инвестирует En+ Group. В строительство малой Сегозерской ГЭС в республике Карелия

Строительство ГЭС планируется начать в 3 квартале 2020 г., запуск намечен на конец 2022 г.



ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ с дефектами не трещиноподобного типа в стальных корпусах судов

ОДНИМ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ФАКТОРОВ В ОБЕСПЕЧЕНИИ БЕЗОПАСНОСТИ МОРЕПЛАВАНИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СУДНА ЯВЛЯЕТСЯ СОХРАНЕНИЕ И ПОДДЕРЖАНИЕ НА ДОЛЖНОМ УРОВНЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КОРПУСА И ЕГО КОНСТРУКЦИЙ. СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ВОПРОСАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СВАРНЫХ КОРПУСОВ СУДНА

ONE OF THE MOST IMPORTANT FACTORS REGARDING ENSURING THE SAFETY OF MARINE NAVIGATION AND EFFICIENCY OF VESSEL OPERATION IS KEEPING AND SUPPORTING THE TECHNICAL CONDITION OF THE FRAME AND ITS CONSTRUCTIONS AT THE REQUIRED LEVEL. THE ARTICLE DEALS WITH THE ISSUES OF ENSURING SAFE OPERATION OF THE WELDED VESSEL FRAMES

Ключевые слова: дефекты корпуса судна, сварные соединения, судостроение, пластическая деформация, переменные нагрузки.

**Кожухарь
Евгений Дмитриевич**
аспирант Астраханского
государственного
технического университета

**Рубан
Анатолий Рашидович**
к.т.н., доцент кафедры
«Судостроение и
энергетические комплексы
морской техники
АГТУ»

Судно – это сложное техническое сооружение повышенной опасности, жизненный цикл которого проходит в неблагоприятных условиях эксплуатации. Прочность, жесткость и непроницаемость корпуса судна – это те параметры, которые характеризуют его техническое состояние.

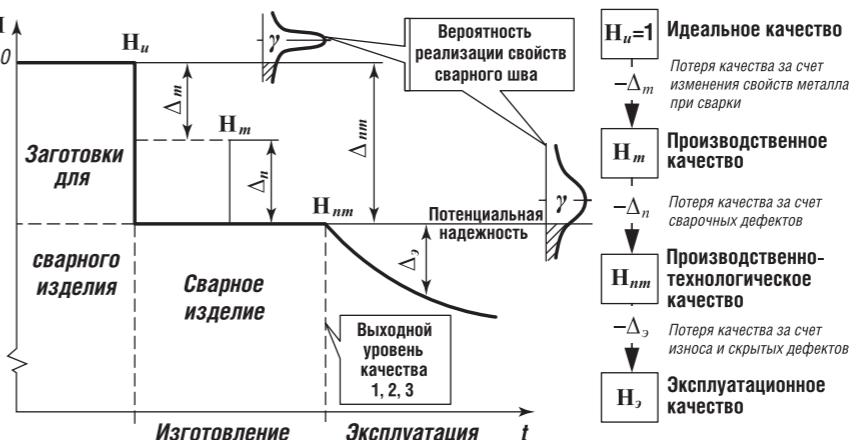
Потребность в ремонте у каждого судна неизменно возрастает с увеличением срока его службы. Это происходит, во-первых, в результате естественного износа конструктивных элементов из-за дефектов, а во-вторых, вследствие случайных повреждений (поломок, аварий).

По официальным данным, средний срок эксплуатации судна в России превышает 30 лет, а большая часть всех судов эксплуатируются сверх нормативного срока.

В настоящее время ввиду сложившейся экономической ситуации судостроительным предприятиям трудно изыскивать средства на обновление флота. При ремонте судна корпусные работы составляют до 30% от общего ремонта, и характеризуются зачастую тяжелыми условиями труда. Стоимость ремонта корпусов получается весьма высокой не только по основным материальным затратам, но и еще и потому, что судно на длительный срок выводится из эксплуатации. Дополнительные работы по ремонту дефектных участков сварных швов повышают сроки и трудоемкость постройки и ремонта судов. По этой причине большую актуальность приобретает возможность продления срока межремонтного периода эксплуатации судов.

УДК 629.5

РИС. 1. Общая схема формирования уровней качества для сварных соединений



в соответствии с ИСО 6520-1. Критерии допустимости каждого из дефектов определяются в зависимости от присвоенного сварной металлоконструкции уровня качества по ИСО 5817 [11] и выбранного метода неразрушающего контроля, который осуществляется в соответствии с ИСО 17635.

На рисунке 1 рассмотрена общая схема формирования уровня качества (надежности) сварного соединения, где на графике вдоль оси «H» указывается изменение уровня качества сварного шва в течение времени «t». Этот процесс целесообразно рассматривать как серию условных потерь качества свариваемого металла за счет изменения его свойств. Значения потерь технологического (Δ_m) и производственно-технологического (Δ_{nm}) качества могут быть определены в единицах показателей работоспособности по результатам соответствующих разрушающих испытаний [9].

Анализ требований РМРС [7] для рентгенографического метода контроля в части оценки типа и размера внутренних дефектов в наружной обшивке стального корпуса для уровней качества 1, 2 и 3 показал, что она имеет нелинейный вид и позволяет найти зависимость между шириной шва (W_p) и допустимым количеством отдельных пор, равномерным распределением пористостей, а также скоплением пор (рис. 2).

В соответствии с результатами исследования [9], при статистических нагрузках для металла сварного шва, обладающего пластичностью, потеря его прочности примерно пропорциональна общей площади – $\sum A_{def}$ внутренних дефектов или непроваров (рис. 3 – область «Статика»). Следует отметить, что авторами исследования приводятся данные по незначительному изменению несущей способности стыковых сварных соединений (особенно с усилением сварного шва) при $\sum A_{def} \leq 5-10\%$, а иногда до 20-30 % по площади плана шва $W_p \times L$, где L – любые (с наибольшей плотностью дефектов 100 мм длины шва).

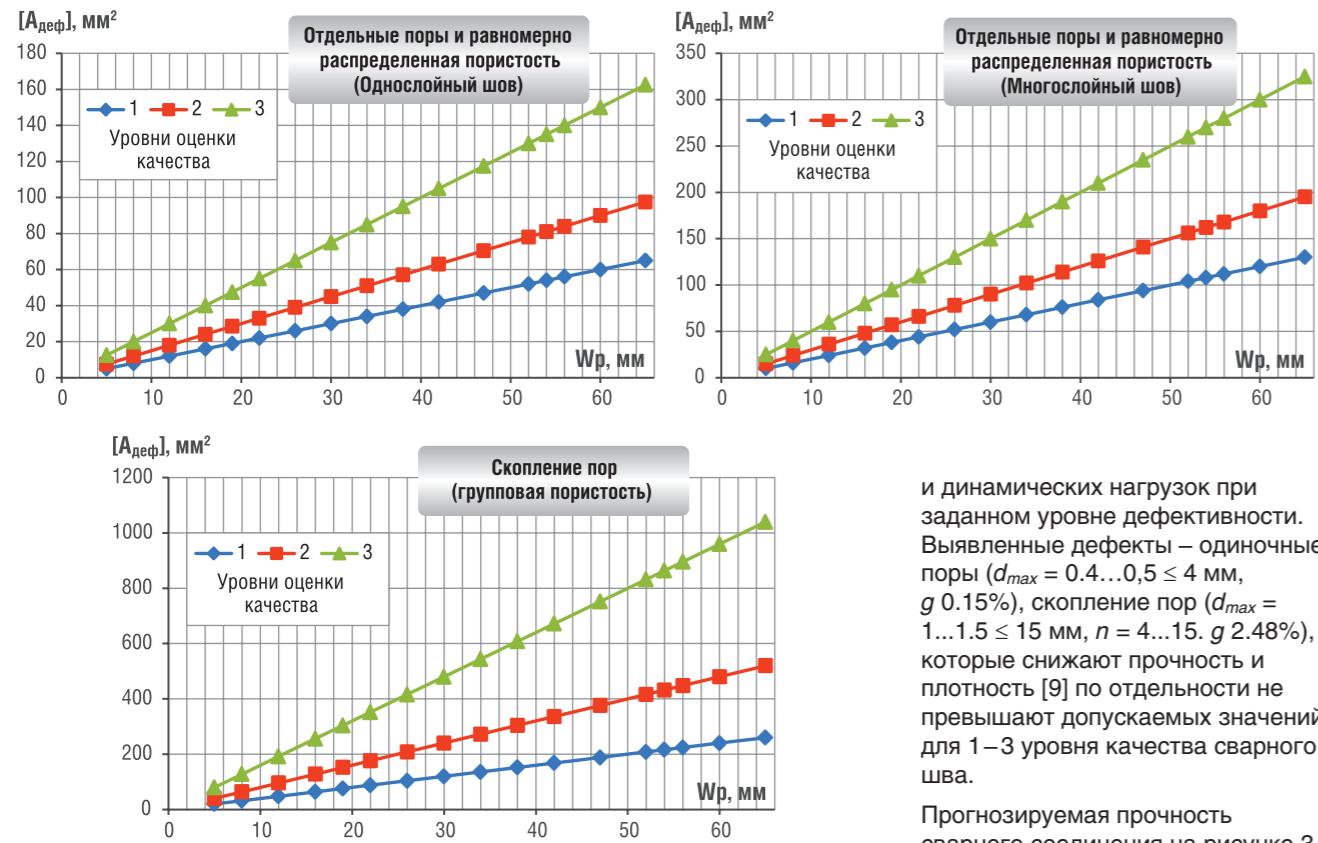
Сравнительно небольшие дефекты при воздействии на сварной шов динамической или вибрационной нагрузок, оказывают существенное влияние на прочность (рис. 3 –

Способность конструкций судна сопротивляться усталостным разрушениям (трещинам) от переменных нагрузок и разрушениям от экстремальных нагрузок (разрывам, пластическим деформациям и потерям устойчивости связей с нарушением их формы) является комплексным понятием, определяющим прочность всего сварного корпуса [4]. В соответствии с Правилами Российского Морского Регистра Судоходства (РМРС) в части 14 «Сварка» [7] устанавливают нормативные требования к корпусу судна, исходя из двух основных критерии: усталостной и предельной прочности сварного соединения.

В результате эксплуатации на сварной корпус судна, который имеет наружную обшивку, верхнюю и нижнюю палубы, продольные и поперечные перегородки, выполненные из листовых элементов и соединенные герметичными сварными швами [1, 2], действуют статические, динамические и циклические нагрузки. При длительном действии на сварной корпус судна постоянных и переменных нагрузок, происходит постепенное накопление повреждений – износ, которые могут приводить к усталостному разрушению или потери несущей способности сварного шва. Это связано с тем, что на прочность сварного шва оказывают влияние внутренние сварочные дефекты, которые могут существенно снижать прочностные характеристики сварной конструкции, так как являются концентраторами напряжений.

Анализ случаев разрушения сварных конструкций, работающих



РИС. 2. График изменения уровня качества сварного шва типа С17 в зависимости от ширины шва (W_p) и допустимой площади дефектов [$A_{\text{деф}}$]

область «Усталость»). Это приводит к тому, что нарушается функциональная связь в виде линейной пропорциональности между потерей работоспособности и размерами дефекта [9]. На рисунке 3 приводится результат использования рентгенографического метода

контроля для выявления внутренних дефектов сварного стыкового шва и общий расчетный уровень дефектности $g = 5\%$, который позволяет по графику (точки А, Б – область «Статика» и В, Г – область «Усталость») определить диапазоны возможного разрушения сварного шва от действия статических

и динамических нагрузок при заданном уровне дефектности. Выявленные дефекты – одиночные поры ($d_{\max} = 0.4 \dots 0.5 \leq 4 \text{ мм}$, $g 0.15\%$), скопление пор ($d_{\max} = 1 \dots 1.5 \leq 15 \text{ мм}$, $n = 4 \dots 15$, $g 2.48\%$), которые снижают прочность и плотность [9] по отдельности не превышают допускаемых значений для 1–3 уровня качества сварного шва.

Прогнозируемая прочность сварного соединения на рисунке 3 с учетом общего показателя дефектности сварного шва при статических нагрузках составит $\sigma_{\text{в,св}} = (0.93 \dots 0.96)\sigma_{\text{в,м}}$, а при динамических нагрузках $\sigma_{\text{в,св}} = (0.51 \dots 0.59)\sigma_{\text{в,м}}$. Из трех типов дефектов по нормам РМРС ремонту подлежит только скопление шлаковых включений ($g 2.37\%$), что уменьшит общую дефектность до $g = 2.63\%$.

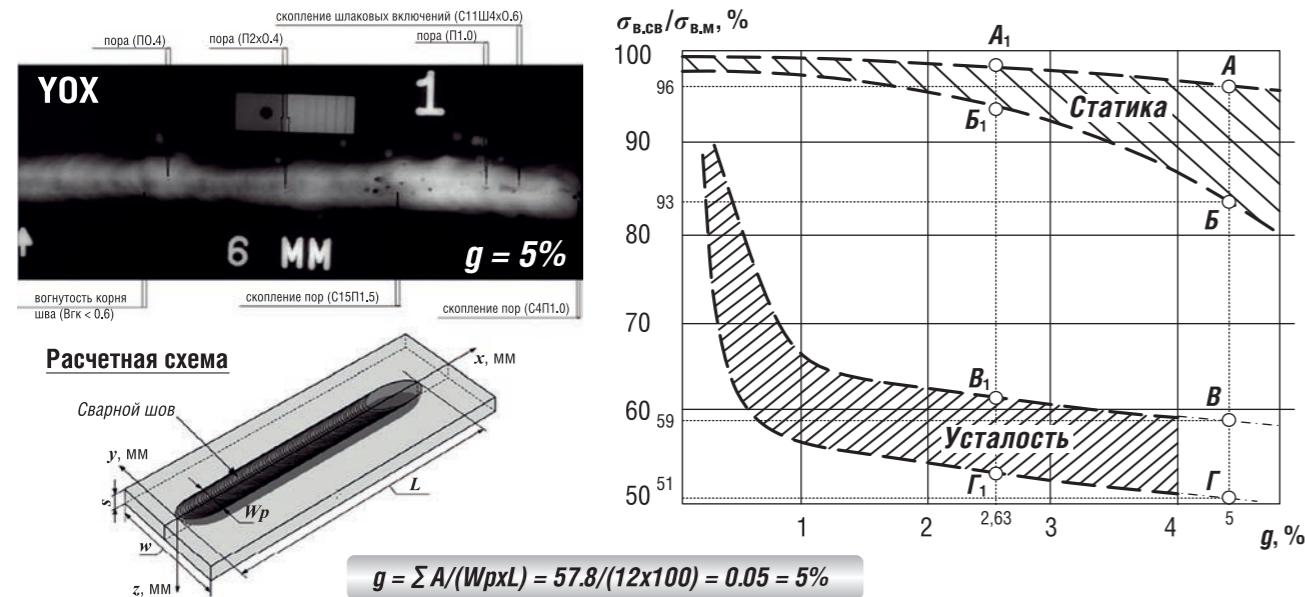
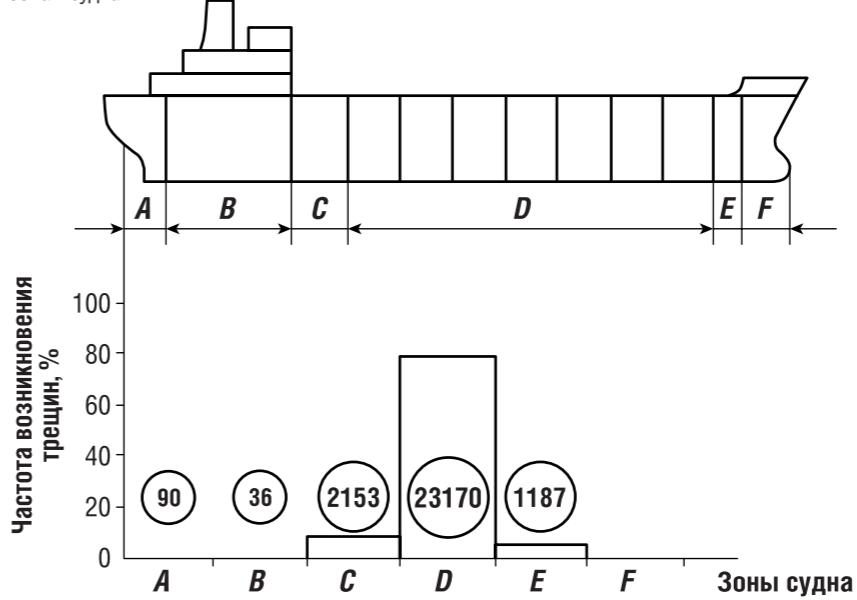
РИС. 3. Характер влияния суммарной относительной площади внутренних дефектов – $g = \sum A/W_p \times L, \%$ на прочность сварных стыковых швов – $\sigma_{\text{в,св}}$ по отношению к прочности основного металла – $\sigma_{\text{в,м}}$ 

РИС. 4. Распределение дефектов сварных швов в процентах от общего числа по основным зонам судна



(точки А₁, Б₁, В₁, Г₁) и обеспечит требуемые технологические качества сварного соединения.

Снижение дефектности сварного шва за счет ремонта внутренних дефектов приводит к ситуации, когда в сварном шве практически полностью отсутствуют или имеются определенного типа технологические дефекты, уровень которых не превышает значений, указанных в нормативных документах. Это позволяет обеспечить заданный уровень качества, но не гарантирует, что в процессе расчетной эксплуатации сварного корпуса судна не образуются дефекты трещиноподобного типа [8] (зона корпуса судна D) из имеющихся в сварном шве технологических дефектов не трещиноподобного типа рис. 4.

Исходя из этого можно сделать вывод, что при расчете прочности сварного шва с внутренними технологическими ДНТ необходимо учитывать вероятность его развития в ДТТ эксплуатационного характера.

Анализ нормативных и научных источников, посвященных проблемам обеспечения безопасной эксплуатации сварных корпусов судна позволил сделать следующие выводы:

- Процесс изготовления сварных корпусов судов регламентирован нормами качества, изложенными в РМРС, где установлены

Литература

- Овчинников, В.В. Производство сварных конструкций: учебник для использования в учебном процессе образовательных учреждений, реализующих программы среднего профессионального образования / В.В. Овчинников. – Москва: Форум, Москва: ИНФРА-М. – 2017. – 287 с.
- Технология изготовления сварных конструкций: Учебник / В.В. Овчинников – М.: ИД ФОРУМ, ИЦ ИНФРА-М. – 2015. – 208 с.
- Коростылев П.И. Анализ и классификация методов оценки усталостной прочности сварных тонкостенных конструкций корпуса судна / П.И. Коростылев, Д.Ю. Литвиненко. – Вестник ГУМРФ им. Адм. С.О. Макарова. – 2016. – 3 (37). – с. 104–118.
- Проектирование конструкций корпуса судна: Учебное пособие / Чихиумов С.Д., Бурменский А.Д. – Комсомольск-на-Амуре: ГОУВПО «КНАГТУ». – 2006. – 117 с.
- Технология и оборудование сварочного производства: Учебное пособие / С.Ф. Демичев, А.В. Рясный, А.Л. Усольцев. – Самара: Самарский государственный аэрокосмический университет, 2010. – 78 с.
- Российский морской Регистр судоходства. Правила классификации и постройки морских судов. Корпус. – СПб.: ФАУ «РМРС». – 2018. – Т. 2. – 205 с.
- Российский морской Регистр судоходства. Правила классификации и постройки морских судов. Сварка. – СПб.: ФАУ «РМРС». – 2019. – Т. 14. – 105 с.
- Королев В.В. Исследование полей деформаций судовых корпусов / В.В. Королев, Н.Е. Жадобин // Эксплуатация морского транспорта. – 2008. – №3(53). – С. 73–75.
- Контроль качества сварки: учебное пособие для машиностроительных вузов / под. ред. В.Н. Волченко – М.: Машиностроение, 1975. – 328 с.
- Деев Г.Ф. Дефекты сварных швов / Г.Ф. Деев, И.Р. Пацкевич. Киев: Наук. думка, 1984. – 208 с.
- ГОСТ Р ИСО 5817-2009. Сварка. Сварные соединения из стали, никеля, титана и их сплавов, полученные сваркой плавлением (исключая лучевые способы сварки). Уровни качества. – Введ. 2011-01-01. – М.: Стандартинформ, 2011. – 23 с.

Keywords: hull defects, welded joints, shipbuilding, plastic deformation, variable loads.



ПРИМЕНЕНИЕ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО- ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

при расчете технологических показателей скважин морского нефтегазового месторождения при газлифтном способе эксплуатации

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВЛИЯНИЕ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ СКВАЖИН И ОЦЕНКА КОЛИЧЕСТВА ГАЗА, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОГО СПОСОБА ДОБЫЧИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

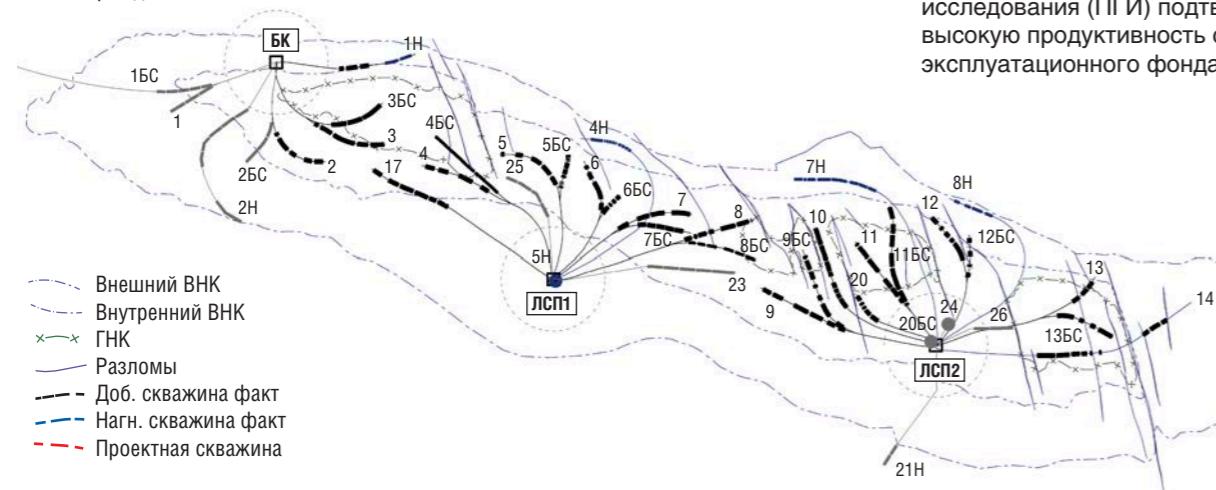
THE ARTICLE PRESENTS THE INFLUENCE OF THE GAS LIFT METHOD OF OPERATION ON THE PERFORMANCE OF WELLS AND ESTIMATION OF THE AMOUNT OF GAS REQUIRED TO USE AN ARTIFICIAL METHOD OF PRODUCTION USING A PERMANENT GEOLOGICAL-TECHNOLOGICAL MODEL

Ключевые слова: постоянно действующая геолого-технологическая модель, гидродинамическое моделирование, газлифтный способ эксплуатации скважин, морское нефтегазоконденсатное месторождение.

Быков
Даниил Владимирович
ведущий инженер отдела
экспертизы и методического
обеспечения проектирования
разработки,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

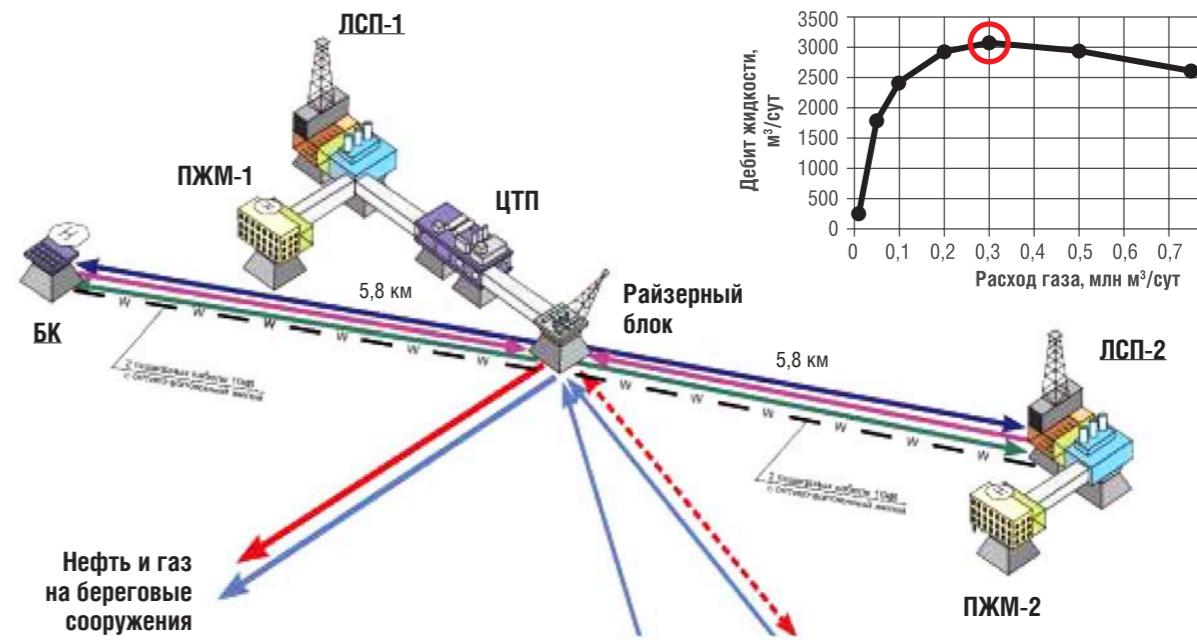
Денисова
Наталья Ивановна
начальник отдела
геолого-технологического
моделирования морских
месторождений,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

РИС. 1. Схема размещения скважин на месторождении N



УДК 622.276

РИС. 2. Схема обустройства месторождения N

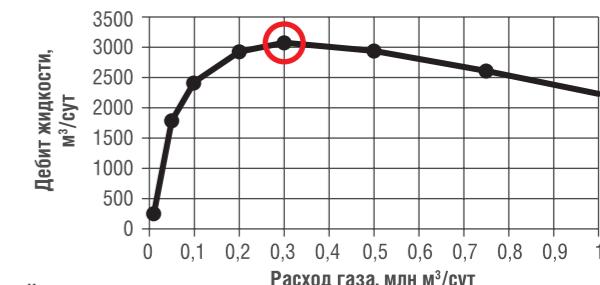


дебит нефти более 3000 т/сут.). На текущий момент на месторождении завершено строительство основных гидротехнических сооружений, фактический фонд пробуренных скважин составляет 20 единиц, в том числе 10 двустольных и 5 нагнетательных скважин (рисунок 1).

Инфраструктура месторождения N (рисунок 2) накладывает ряд ограничений на объемы добычи углеводородов и воды, в том числе для стабильной работы скважин устьевое давление не должно снижаться ниже 20 бар. Все эти ограничения необходимо учитывать в постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ).

Разработка Западной неокомской залежи месторождения N предполагает перевод скважин на газлифтный способ эксплуатации по мере их обводнения и прекращения фонтанирования. Дебит скважин при газлифтном способе эксплуатации зависит от расхода газлифтного газа. Максимальный дебит жидкости зависит от диаметра НКТ, конструкции нижнего заканчивания, глубины расположения рабочего газлифтного клапана, обводненности продукции и газового фактора. Расчеты показывают, что для скважин месторождения N характерный максимальный дебит жидкости при газлифте варьируется в широком диапазоне 2,5–3,5 тыс. м³/сут (рисунок 3). Зависимость

РИС. 3. Зависимость дебита жидкости скважины от расхода газа на газлифт



максимального дебита скважин от параметров конструкции скважин требует корректного учета при расчете показателей разработки с использованием ПДГТМ. Расчет необходимого количества газа для эксплуатации скважин газлифтным способом важен с точки зрения оптимального проектирования и планирования его потребностей, поскольку некорректная оценка необходимых мощностей в условиях жестких ограничений морских сооружений может существенно ограничить добывные возможности скважин и месторождения в целом.

Моделирование газлифта позволяет выполнять детальный прогноз технологических показателей разработки, в том числе с учетом различных геолого-технологических мероприятий.

Для адекватного решения поставленных задач в геологической основе ПДГТМ использовано распределение фильтрационно-емкостных свойств на основе статистических связей с сейсмическими атрибутами, детализирована петрофизическая модель, выделены 6 петротипов, уточнено положение разломов и проанализированы их экранирующие свойства на основе фактических данных разработки. В ПДГТМ детально учтены верхние и нижние заканчивания скважин для имитации гидравлических потерь в стволе скважины и в УКП (рисунок 4). Для оценки эффективности газлифтного способа эксплуатации использовался алгоритм оптимизации объема закачки газа в одном из промышленных

РИС. 4. Визуализация размещения и конструкций скважин разрабатываемой залежи месторождения

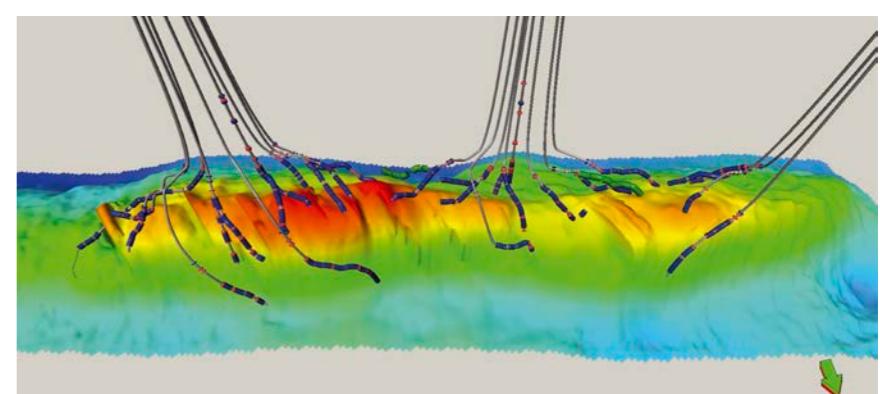
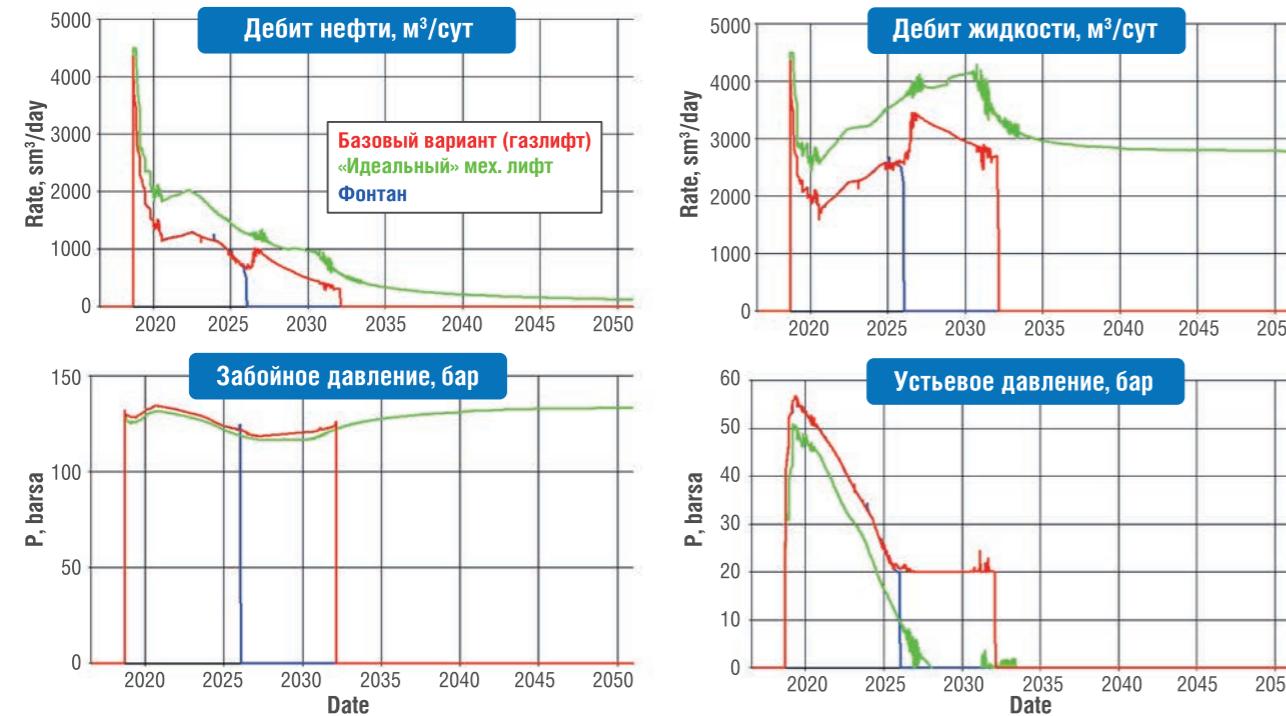


РИС. 5. Показатели работы скважины в разных вариантах прогноза



гидродинамических симуляторов, который позволяет итерационно подбирать оптимальный объем закачки газа для максимизации дебита нефти каждой скважины.

Для оценки влияния способа эксплуатации скважин на показатели разработки залежи были сопоставлены три варианта расчетов:

- Газлифтный способ эксплуатации на прогноз, при котором скважины автоматически переводятся с фонтанного на газлифтный способ эксплуатации при снижении устьевого давления ниже 20 бар;
- Только фонтанный режим эксплуатации;
- «Идеальный механизированный способ» (добыча всего поступающего в скважину флюида при заданных ограничениях на забое).

- Из графиков рисунка 5 видно, что при переходе от фонтанного к газлифтному способу эксплуатации дебит нефти скважины
- увеличивается на 200 м³/сут, дебит жидкости – на 900 м³/сут, и не превышает 3500 м³/сут. Дальнейшее снижение дебита жидкости обусловлено ростом забойного давления за счет увеличения веса жидкости в стволе скважины с ростом обводненности (в условиях поддержания постоянного устьевого давления на уровне 20 бар).

РИС. 7. Показатели работы скважины №1 с диаметром НКТ 177.8 мм и возможной сменой на НКТ меньшего диаметра

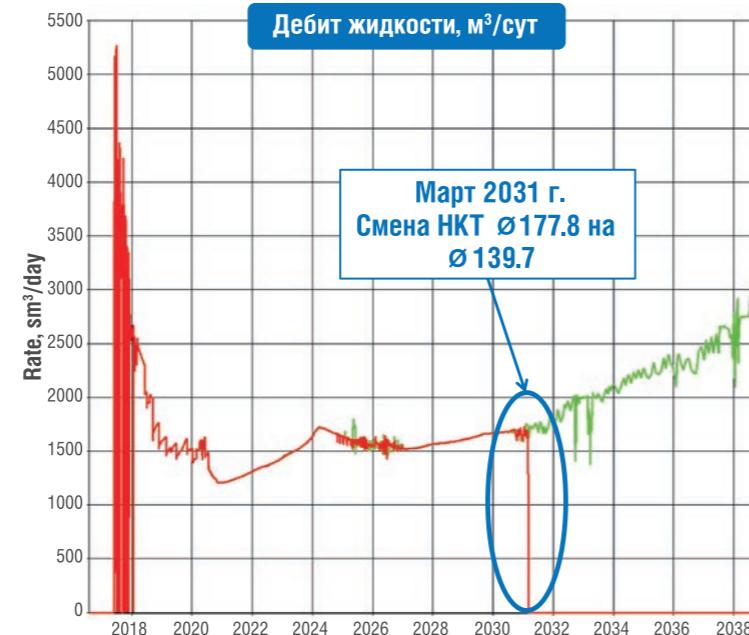
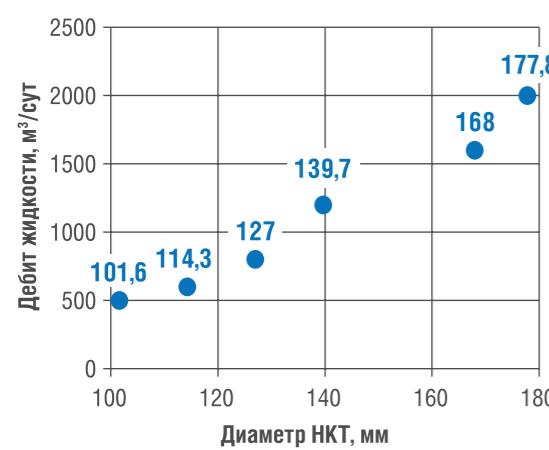


РИС. 6. Критический дебит жидкости при различных диаметрах НКТ



Рассмотрим другой пример. Анализ расчетов на ПДГТМ позволяет установить предполагаемую дату смены НКТ отдельных скважин. Например, скважина №1 оборудована насосно-компрессорной трубой (НКТ) диаметром 177.8 мм. Согласно расчетам лифтовых таблиц, при такой НКТ нестабильный участок работы скважины начинается при дебите жидкости ниже 2000 м³/сут (рисунок 6).

В прогнозном расчете на ПДГТМ дебит жидкости скважины №1 в марте 2031 г. снижается ниже критического уровня (рисунок 7), при достигнутом минимуме устьевого давления. Соответственно, с этого периода для дальнейшей эксплуатации скважины необходимо предусмотреть возможность установки НКТ меньшего диаметра.

Красная линия на графике иллюстрирует работу скважины с НКТ диаметром 177.8 мм, и, если не выполнить смены НКТ на меньший диаметр, скважина останавливается. В другом варианте расчета (зеленая кривая), в марте 2031 года предусмотрена смена НКТ на НКТ диаметром 139 мм и, как видно из расчета, скважина продолжает функционировать.

Прогноз показателей разработки с опцией оптимизации объема закачки газа для механизированного способа эксплуатации скважин в ПДГТМ, позволил также выполнить баланс по газу и оценить необходимый дополнительный объем газа для газлифта (рисунок 8).

Период максимальной потребности газа для механизированного

РИС. 8. Дебит газа и расход газа на газлифт, млн м³

способа добычи приходится на 2032–2038 гг., и варьирует в пределах 0.9–1.1 млн м³/сут. Как следует из прогнозного баланса газа (рисунок 8), пиковая потребность газа для газлифта приходится на период резкого снижения уровня добычи газа, что предполагает привлечение дополнительных объемов газа других объектов разработки или месторождений.

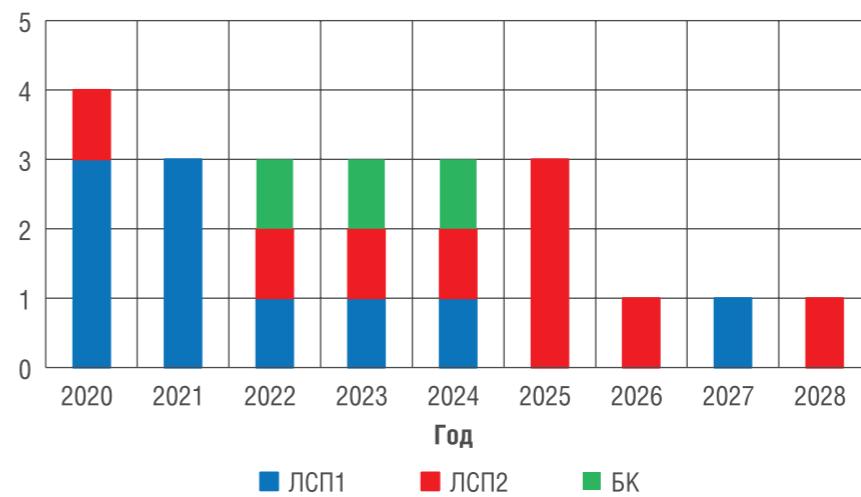
Кроме того, учет газлифтного способа эксплуатации в ПДГТМ позволил составить график перевода скважин на механизированный способ эксплуатации (рисунок 9), для своевременной подготовки и установки оборудования на скважинах морского промысла.

С использованием в ПДГТМ корректного подхода к моделированию газлифтного способа эксплуатации скважин появилась возможность прогноза дополнительных технологических показателей разработки для решения ряда производственных задач:

- Уточнение уровней добычи;
- Актуализация графика мероприятий по переводу скважин на механизированный способ эксплуатации;
- Прогноз оптимальных объемов газа для газлифта;
- Баланс газа для проработки вопросов поставки недостающих объемов газа для газлифта;
- Определение скважин и дат предполагаемых геолого-технологических мероприятий по смене НКТ при достижении предельно допустимого дебита жидкости.

В работе продемонстрировано применение постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения N в процессе научно-инженерного сопровождения разработки морского месторождения для решения конкретных производственных задач.

РИС. 9. График перевода скважин на газлифтный способ эксплуатации



KEYWORDS: permanent geological-technological model, hydrodynamic modeling, gas lift, offshore oil field.

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИНАХ

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ОСНОВНОЙ ПРОБЛЕМОЙ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ ИНТЕНСИВНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА, СКВАЖИННОМ И НАЗЕМНОМ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ, ЧТО ПРИВОДИТ К ЕГО АВАРИЙНЫМ ОСТАНОВКАМ И НЕЗАПЛАНИРОВАННОМУ ТЕКУЩЕМУ ИЛИ КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ. В ДАННОЙ РАБОТЕ НА ОСНОВЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА НЕФТИ В ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. СОСТАВЛЕНА ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ДЛЯ СПОСОБА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЛИФТОВЫХ ТРУБАХ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОПРЕДЕЛЕН ОПТИМАЛЬНЫЙ СОСТАВ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В КАЧЕСТВЕ РАБОЧЕГО АГЕНТА ГАЗЛИФТА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ В ОСЛОЖНЁННЫХ УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

NOWADAYS, THE MAIN PROBLEM IN HIGH-WAX OIL PRODUCTION IS THE INTENSIVE FORMATION OF ORGANIC DEPOSITS IN THE BOTTOM-HOLE ZONE OF THE FORMATION, THE DOWNHOLE AND SURFACE OIL AND GAS FIELD EQUIPMENT, WHICH LEADS TO MORE FREQUENT SHUTDOWNS AND OPERATIONAL HAZARDS AND AS A RESULT CAUSE A DRAMATIC REDUCTION IN PRODUCTION, EQUIPMENT FAILURES, LOSS OF STORAGE AND TRANSPORT CAPACITY, AND LOSS OF EFFICIENCY. IN THIS PAPER, BASED ON THE THERMODYNAMIC PROPERTIES OF OIL SYSTEMS, AN ALGORITHM HAS BEEN DEVELOPED FOR DETERMINING CHANGES IN THE COMPONENT COMPOSITION OF OIL IN A GAS-LIFT WELL DURING THE INJECTION OF PRODUCED GAS. A TECHNOLOGICAL SCHEME HAS BEEN DEVELOPED FOR A METHOD OF PREVENTING THE WAX DEPOSITS FORMATION IN THE TUBING STRINGS DURING THE GAS LIFT WELL OPERATION, THE OPTIMAL COMPOSITION OF THE INJECTED GAS HAS BEEN DETERMINED SO AS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF THE GAS LIFT WELL PRODUCTION UNDER COMPLICATED CONDITIONS OF THE WAX FORMATION

Ключевые слова: высокопарафинистая нефть, газлифтный способ эксплуатации скважины, температура насыщения нефти парафином, нефтяная дисперсная система.

Нгуен Ван Тханг

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета

Рогачев Михаил Константинович

заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета, д.т.н., профессор

В данной работе использовались результаты лабораторных исследований физико-химических свойств высокопарафинистой нефти месторождения Дракон (Вьетнам), а также результаты моделирования движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины, эксплуатируемой газлифтным способом, в программном комплексе компании Schlumberger «PIPESIM».

УДК 622.26

трубе (НКТ), он образует пузырьки и облегчает нефть, уменьшая плотность жидкости, а также понижая забойное давление скважины, создавая депрессию, которое позволяет жидкости течь в ствол скважины.

Температура насыщения нефти парафином зависит от состава нефти, от количества и состава растворенного в ней газа. При эксплуатации газлифтной скважины присутствие нескольких фаз значительно усложняет изучение процесса парафинообразования. Кроме того, для изучения процесса кристаллизации парафина необходимо учитывать взаимодействие между каждой фазой, свойства смеси, определить количество газа по всей длине колонны лифтовых труб. Авторы [7, 8, 9, 10] показывают, что методы определения температуры насыщения нефти парафином основаны на термодинамических фазовых равновесных соотношениях. В этих методах нужно учитывать фугитивность, так как температура насыщения нефти парафином для чистого вещества и для смеси веществ сильно различается. Известные методы исследования процесса парафинообразования при эксплуатации газлифтных скважин не учитывают влияние сжатого закачиваемого газа на температуру насыщения нефти парафином, что впоследствии приводит к значительной ошибке и создает много трудностей. Следовательно, необходимо разработать высокоточную математическую модель для изучения процесса образования органических отложений с целью повышения эффективности эксплуатации газлифтных скважин.

Известные способы борьбы с отложениями парафина в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин [11, 12, 13, 14] имеют такие недостатки как дорогая стоимость, высокая сложность, не обеспечивают полное удаление асфальтосмолопарафиновых отложений на всем интервале глубин парафинообразования в скважине вследствие того, что состав и объем закачиваемого газа определяются без учета влияния закачиваемого рабочего агента на компонентный состав нефти.

В данной работе на основе термодинамических свойств нефтяных систем разработан алгоритм для определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутного нефтяного газа.



Составлена технологическая схема для способа предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин, определен оптимальный состав попутного нефтяного газа для использования в качестве рабочего агента газлифта.

Исходные данные

Объектом исследования является эксплуатируемая газлифтным способом добывающая скважина месторождения Дракон в условиях интенсивного образования органических отложений парафинового типа.

Месторождение Дракон находится на южном шельфе Вьетнама в 120 км от города Вунг Тау. Геологический разрез площади Дракон представлен магматическими и метаморфическими породами фундамента и осадочными отложениями. Пластовое давление залежи фундамента составляет 19,8 МПа, а пластовая температура – 135 °C. Давление насыщения нефти газом – 13,5 МПа.

Нефть залежи фундамента месторождения Дракон является высокопарафинистой (содержание парафина до 25,03% масс.), смолистой (содержание смол и асфальтенов 3,19% масс.), высокозастывающей (свыше +30 °C).

Алгоритм для определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутного нефтяного газа

Газовая и жидккая фазы состоят из различных компонентов, таких как метан, этан, пропан и другие углеводороды. В большинстве научных работ углеводородные жидкости рассматриваются как два псевдо-компоненты, включая в себя нефть и газ с постоянным составом. Следовательно, расчеты выполняются на основе упрощенных уравнений black-oil. В стандартной модели "standard black-oil" газ может растворяться в нефтяной фазе, а PVT-свойства углеводородных фаз представляют единую функцию давления и температуры. Следовательно, свойства нефти и газа, такие как плотность, вязкость и удельный объем, рассчитываются экспериментальными корреляциями при каждом значении давления и температуры. Эмпирические корреляции применяются для расчета содержания растворенного газа в нефтяной фазе.

ТАБЛИЦА 1. Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутного нефтяного газа

Наименование	Исходная нефть % мольн. (z_i)	Закачиваемый газ% мольн (y_i)	M_i	Удельный вес (γ_n)	$T_k(K)$	P_{kh} (МПа)	ω_i
N_2	0,157	0.302	28,010	0,281302	126,192	3,3958	0,0372
CO_2	0,020	0.000	44,010	0,836556	304,128	7,3773	0,223
CH_4	31,891	72,723	16,043	0,146044	190,564	4,5992	0,0104
C_2H_6	9,621	8,851	30,070	0,366448	305,33	4,8718	0,0991
C_3H_8	8,783	6,296	44,097	0,515928	369,85	4,24766	0,152
и- C_4H_{10}	1,342	2,109	58,123	0,56218	407,85	3,64	0,1844
н- C_4H_{10}	4,523	1,757	58,123	0,583715	425,16	3,796	0,1985
и- C_5H_{12}	1,323	1,269	72,150	0,624246	460,45	3,377	0,227
н- C_5H_{12}	1,726	1,781	72,150	0,630049	469,7	3,3665	0,2513
Псевдо C_6	4,215	1,397	86,177	0,662755	507,82	3,0181	0,2979
Псевдо C_7	–	1,346	100,204	0,687561	540,13	2,727	0,3498
Псевдо C_8	–	1,062	114,231	0,706621	569,32	2,497	0,396
Псевдо C_9	–	1,092	128,258	0,721349	594,6	2,288	0,445
Псевдо C_{10}	–	0,011	142,28	0,733223	617,7	2,12	0,489
Псевдо C_{11}	–	0,004	156,31	0,743122	638,8	1,966	0,535
C_{12+}	–						
C_{7+}	36,399						
Молярная масса	121,638	27,26					

Проведенный литературный обзор показал, что исследование работы газлифтной скважины чаще всего проводится по стандартной модели "standard black-oil". Это приводит к существенной погрешности вследствие не учета изменения состава нефти при изменении термобарических условий и закачке попутного нефтяного газа. В таблице 1 представлены компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутного нефтяного газа.

Если данные компонентного состава пластовой жидкости не разделены на отдельные углеводородные составляющие, то необходимо выполнить перераспределение этих компонентов на отдельные псевдо-компоненты по методу [12]:

$$\sum_{n=7}^{n+} z_n = z_{C_{7+}} \quad (1)$$

$$z_n = 1.269831 z_{C_{7+}} \exp(-0,26721n) + 0.0060884 z_{C_{7+}} + 10.425 \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

$$M_{n+} = \frac{z_{C_{7+}} M_{C_{7+}} - \sum_{n=7}^{n+1} [z_n M_n]}{z_{n+}} \quad (3)$$

$$\gamma_{n+} = \frac{z_{C_{7+}} M_{C_{7+}} - \sum_{n=7}^{n+1} [z_n M_n]}{\gamma_{C_{7+}}} \quad (4)$$

где:

$z_{C_{7+}}$ – мольная доля C_{7+} ;

n – число атомов углерода псевдо-компонента;

z_n – мольная доля псевдо-компонента с числом атомов углерода n ;

$n+$ – последний углеводородный компонент в группе C_{7+} с числом атомов углерода n , такой как 12+;

$M_{C_{7+}}, \gamma_{C_{7+}}$ – измеренный молекулярный вес и удельный вес C_{7+} ;

M_n, γ_n – молекулярный вес и удельный вес псевдо-компонента с n атомами углерода;

Значение T_k, P_k, ω компонента C_{n+} определяются следующим образом:

$$T_{ki} = 128,874105889 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right)^{0,351579776} - 0,195982021 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) - 129,660666440 \quad (5)$$

$$P_{ki} = 219,45331604 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right)^{-0,885326626} - 0,000734065716 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) + 0,34215749907 \quad (6)$$

$$\omega_{ki} = 0,279354619 \ln \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) + 0,00141973 \left(\frac{M_i}{\gamma_i} \right) - 1,243207091 \quad (7)$$

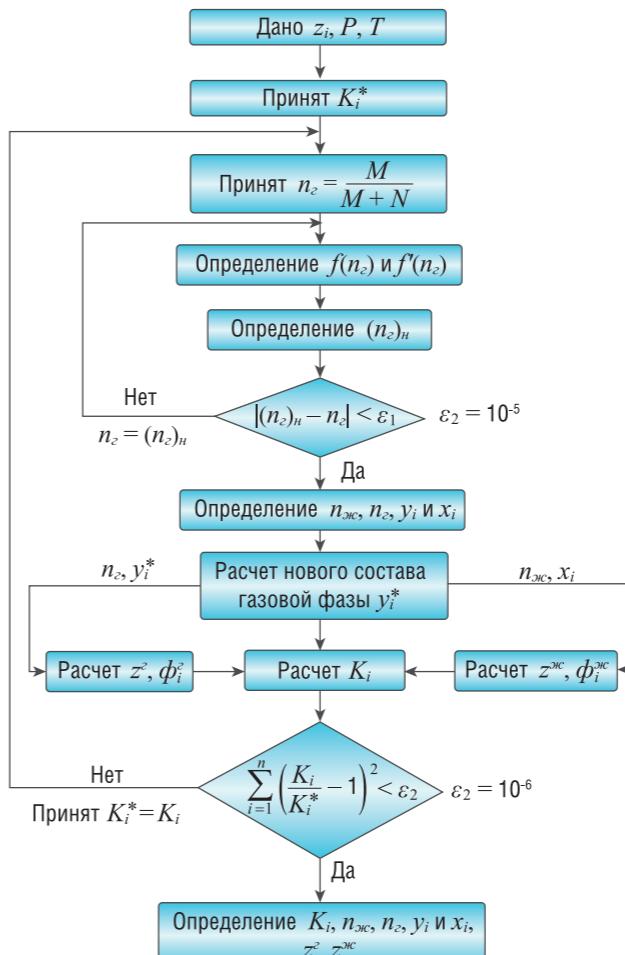
где T_{ki}, P_{ki} – справочные значения критических давлений и температур кипения i -компонента, ω – ацентрический фактор.

Расчет компонентного состава при давлении P_1 и температуре T_1 на глубине закачки газа предлагается проводить по следующему алгоритму (рисунок 1).

$$K_i = \frac{P_{ki}}{P} \exp \left[5,37(1+\omega_i) \left(1 - \frac{T_{ki}}{T} \right) \right] \quad (8)$$

$$M = \sum_i \left[z_i \left(K_i - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (9)$$

РИС. 1. Схема алгоритма для расчета изменения компонентного состава при закачке попутного нефтяного газа



$y_{i(\text{газлифт})}$ – компонентный состав газовой фазы i -компонента закачиваемого газлифта,

a – отношение числа молей закачиваемого газа к числу молей нефти в единицу времени.

Значения температуры и давления для расчета количества закачиваемого газа получены из результатов анализа профиля Р-Т в программе PIPESIM.

Далее определяют бинарные коэффициенты взаимодействия согласно следующим правилам.

Взаимодействие между двумя углеводородными компонентами увеличивается с увеличением относительной разницы их молекулярных масс:

$$k_{ij} < k_{i(j+1)} \quad (17)$$

$$k_{(i+1),j} < k_{ij} \quad (18)$$

Углеводородные компоненты с одинаковой молекулярной массой имеют бинарный коэффициент взаимодействия, равный нулю:

$$k_{ii} = 0 \quad (19)$$

Бинарная матрица коэффициентов взаимодействия является симметричной:

$$k_{ij} = k_{ji} \quad (20)$$

Для системы, содержащей газовые компоненты N_2, CO_2 или CH_4

$$k_{ij} = \delta_2 T_{ij}^2 + \delta_1 T_{ij} + \delta_0 \quad (21)$$

где:

i – относится к основным компонентам N_2, CO_2 , или CH_4 , а j – относится к другим углеводородным компонентам бинарной смеси, T_r – приведенная температура, $T_r = T/T_k$

Для системы азот-углеводороды:

$$\delta_0 = 0,1751787 - 0,7043 \log(\omega_j) - 0,862066 [\log(\omega_i)]^2 \quad (22)$$

$$\delta_1 = -0,584474 + 1,328 \log(\omega_j) + 2,035767 [\log(\omega_i)]^2 \quad (23)$$

$$\delta_2 = 2,257079 + 7,869765 \log(\omega_j) + 13,50466 [\log(\omega_i)]^2 + 8,3864 [\log(\omega_i)]^3 \quad (24)$$

Для системы метан-углеводороды:

$$\delta_0 = -0,01664 - 0,37283 \log(\omega_j) + 1,31757 [\log(\omega_i)]^2 \quad (25)$$

$$\delta_1 = 0,48147 + 3,35342 \log(\omega_j) - 1,0783 [\log(\omega_i)]^2 \quad (26)$$

$$\delta_2 = -0,4114 - 3,5072 \log(\omega_j) - 0,78798 [\log(\omega_i)]^2 \quad (27)$$

Для системы CO_2 -углеводороды:

$$\delta_0 = 0,4025636 + 0,1748927 \log(\omega_j) \quad (28)$$

$$\delta_1 = -0,94812 - 0,6009864 \log(\omega_j) \quad (29)$$

$$\delta_2 = 0,741843368 + 0,441775 \log(\omega_j) \quad (30)$$

Приняв процедуру, рекомендованную авторами [12] для расчета бинарных коэффициентов взаимодействия между компонентами, более тяжелыми, чем метан, например, C_2, C_3 :

$$k_{C_n-C_{n+}} = 0,8 k_{C_{(n-1)}-C_{n+}} \quad (31)$$

где n – число атомов углерода компонента C_n

Например:

$$\begin{aligned} k_{C_2-C_{n+}} &= 0,8k_{C_1-C_{n+}} \\ k_{C_3-C_{n+}} &= 0,8k_{C_2-C_{n+}} \end{aligned}$$

Остальные k_{ij} определяются следующим образом:

$$k_{ij} = k_{i-C_{n+}} \left[\frac{(M_j)^5 - (M_i)^5}{(M_{C_{n+}})^5 - (M_i)^5} \right] \quad (32)$$

Например:

$$k_{C_3-C_4} = k_{C_3-C_{n+}} \left[\frac{(M_{C_4})^5 - (M_{C_3})^5}{(M_{C_{n+}})^5 - (M_{C_3})^5} \right]$$

Затем определяют коэффициенты сжимаемости газовой и жидкой фаз.

Авторы [12, 13] предложили следующее уравнение состояния:

$$p = \frac{RT}{V-b} - \frac{a\alpha}{(V+b)-b(V-b)} \quad (33)$$

где:

$$a = 0,45724 \frac{R^2 T_k^2}{p_k} \quad (34)$$

$$b = 0,07780 \frac{RT_k}{p_k} \quad (35)$$

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (36)$$

$$T_r = T / T_k \quad (37)$$

$$m = 0,3796 + 1,5422\omega - 0,2699\omega^2, \text{ если } \omega < 0,49 \quad (38)$$

$$m = 0,379642 + 1,48503\omega - 0,1644\omega^2 + 0,016667\omega^3, \text{ если } \omega > 0,49 \quad (39)$$

Преобразуя уравнение состояния (33), получаем выражение с коэффициентом сжимаемости:

$$Z^3 + (B-1)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \quad (40)$$

где

$$A = \frac{(a\alpha)_{\text{смеси}} P}{R^2 T^2} \quad (41)$$

$$B = \frac{b_{\text{смеси}} P}{R T^2} \quad (42)$$

Для газовой фазы с учетом y_i^*

$$(a\alpha)_{\text{смеси}} = \sum_i \sum_j [y_i^* y_j^* \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})] \quad (43)$$

$$b_{\text{смеси}} = \sum_i [y_i^* b_i] \quad (44)$$

Для жидкой фазы:

$$(a\alpha)_{\text{смеси}} = \sum_i \sum_j [x_i x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})] \quad (45)$$

$$b_{\text{смеси}} = \sum_i [x_i b_i] \quad (46)$$

Параметры A и B в расчетах для газовой и жидкой фаз обозначаем соответственно: A_e , B_e и $A_{жк}$, $B_{жк}$.

При решении кубического уравнения (40) с параметрами A_e , B_e для газовой фазы наибольший положительный корень дает коэффициент сжимаемости газовой фазы:

Z^* – наибольший положительный корень

При решении кубического уравнения (40) с параметрами $A_{жк}$, $B_{жк}$ для жидкой фазы наименьший положительный корень дает коэффициент сжимаемости жидкой фазы:

Z^{**} – наименьший положительный корень

Далее определяют равновесное отношения « K_i »:

$$K_i = \frac{\phi_i^{**}}{\phi_i^*} \quad (47)$$

Используя рассчитанный состав жидкой фазы x_i , определяют коэффициент фугитивности для каждого компонента в жидкой фазе, применяя уравнение:

$$\ln \phi_i^{**} = \frac{b_i(Z^{**}-1)}{b_{\text{смеси}}} - \ln(Z^{**}-B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\psi_i}{(a\alpha)_{\text{смеси}}} - \frac{b_i}{b_{\text{смеси}}} \right] \ln \left[\frac{Z^{**} + (1 + \sqrt{2})B}{Z^{**} - (1 - \sqrt{2})B} \right] \quad (48)$$

$$\text{где } \psi_i = \sum_j [x_j \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})]$$

С учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутного нефтяного газа, используя рассчитанный новый состав газовой фазы, y_i^* , определяют коэффициент фугитивности ϕ_i^* для каждого компонента в газовой фазе, применяя уравнение:

$$\ln \phi_i^* = \frac{b_i(Z^*-1)}{b_{\text{смеси}}} - \ln(Z^*-B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left[\frac{2\psi_i}{(a\alpha)_{\text{смеси}}} - \frac{b_i}{b_{\text{смеси}}} \right] \ln \left[\frac{Z^* + (1 + \sqrt{2})B}{Z^* - (1 - \sqrt{2})B} \right] \quad (49)$$

$$\text{где } \psi_i = \sum_j [y_j^* \sqrt{a_i a_j \alpha_i \alpha_j} (1 - k_{ij})]$$

При расчете компонентного газожидкостной смеси при давлении P_1 и температуре T_1 определяют мольные доли газовой фазы n_{e1} и жидкой фазы $n_{жк1} = 1 - n_{e1}$.

Принятый компонентный состав жидкой фазы x_i получен из расчета при первой температуре (T_1) в качестве исходного общего состава z_i , при расчете для условий второй температуры (T_2) $z_{i2} = x_{i1}$ (индекс 1, 2 соответственно первое и второе условия).

Принимая число молей жидкости при температуре $T = T_2$ равным единице, проводят расчет компонентного состава нефти по предыдущему алгоритму, получают мгновенные мольные доли жидкой и газовой фаз $n_{жк2(m)}$, $n_{e2(m)}$ соответственно. Фактическая мольная доля жидкой фазы рассчитывается по формуле:

$$n_{жк2} = 1 \cdot n_{жк1} \cdot n_{жк2(m)} \quad (50)$$

Аналогично для условий (P_3 , T_3) и (P_n , T_n) получают фактическую мольную долю жидкости:

$$n_{жкn} = \prod_{i=1}^n n_{жк1i} \quad (51)$$

а мольную долю газовой фазы:

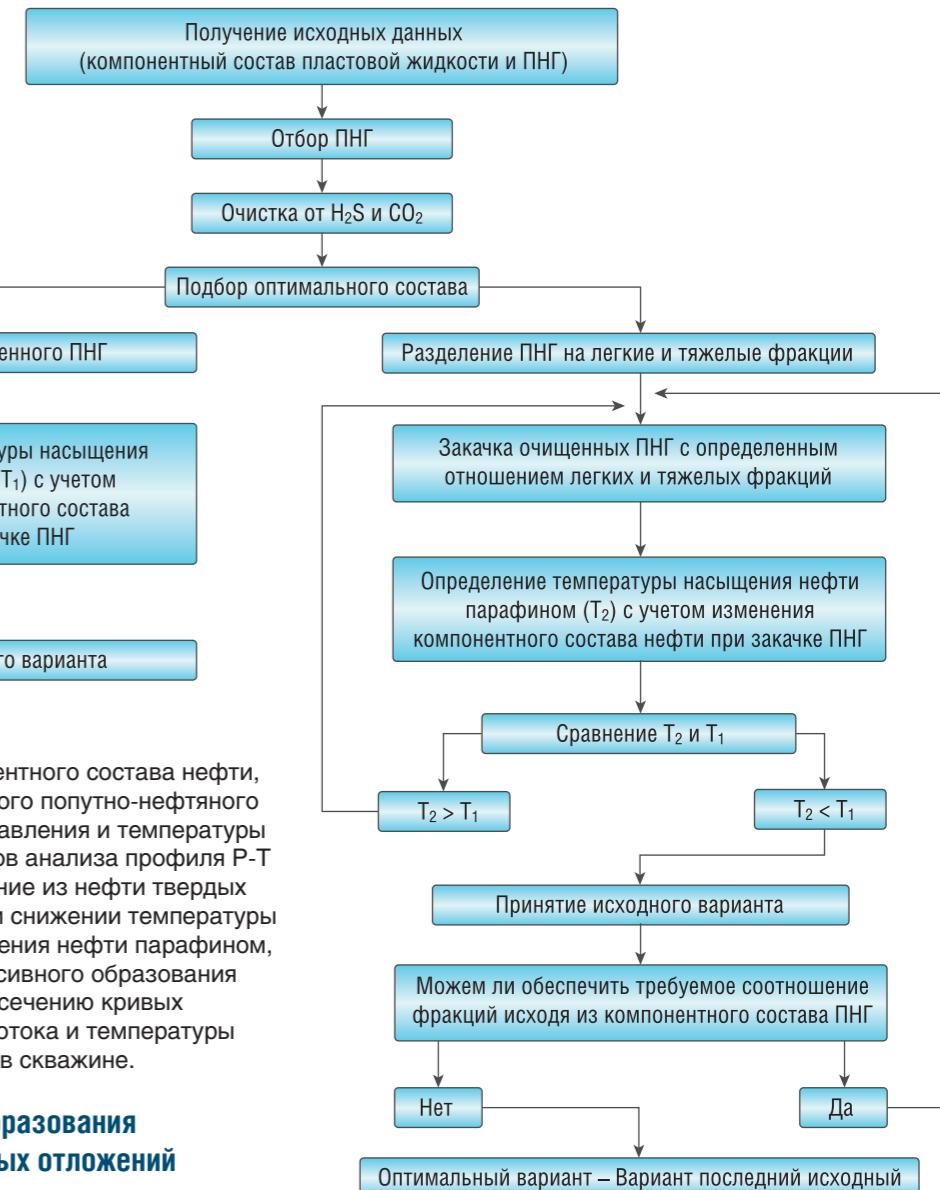
$$n_{en} = 1 - \prod_{i=1}^n n_{жк1i} \quad (52)$$

где $n_{жкn}$, n_{en} – мольная доля жидкой и газовой фаз при температуре и давлении (P_n , T_n).

Исходя из полученных результатов расчета, изменения компонентный состав газожидкостной смеси при закачке попутного нефтяного газа по вышеуказанному алгоритму, определяют изменение температуры насыщения нефти парафином путем использования известных программных продуктов, позволяющих

изучить процесс образования парафиновых отложений в скважине, таких как Multiflash, Flow Assurance OLGA, LedaFlow Software. Температура насыщения нефти парафином при газлифтном способе эксплуатации скважины является функцией, зависящей от давления,

РИС. 2. Технологическая схема способа



температуры флюида, компонентного состава нефти, расхода и состава закачиваемого попутно-нефтяного газа. Кривые распределения давления и температуры потока получены из результатов анализа профиля Р-Т в программе PIPESIM. Выделение из нефти твердых АСПО веществ начинается при снижении температуры потока до температуры насыщения нефти парафином, поэтому глубина начала интенсивного образования отложений соответствует пересечению кривых распределения температуры потока и температуры насыщения нефти парафином в скважине.

Способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в газлифтных скважинах

Предлагаемый нами способ предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации нефтяных скважин осуществляется в следующей последовательности (рисунок 3). Для газлифтной скважины-кандидата, входящей в осложненный фонд по причине образования АСПО, получают исходные данные по компонентным составам пластовой жидкости и попутного нефтяного газа (ПНГ).

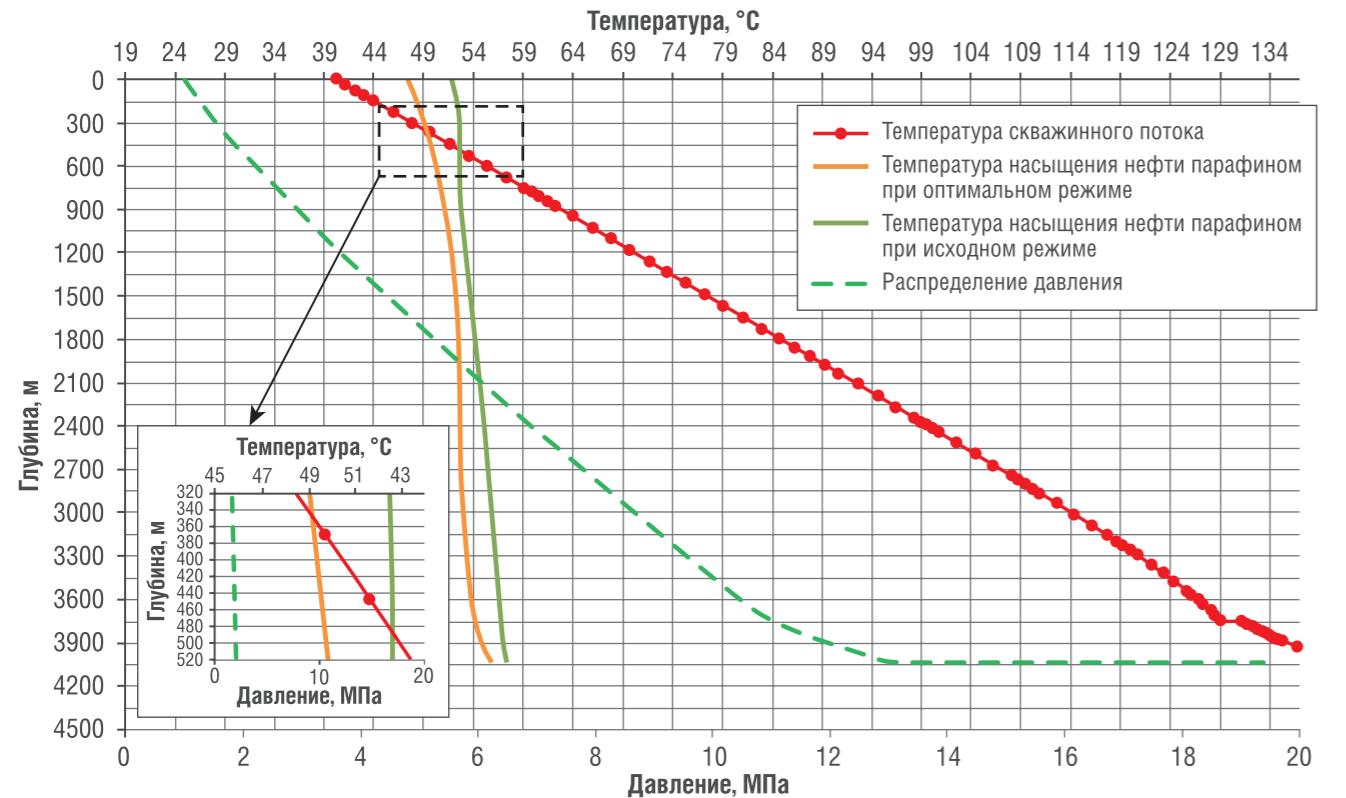
В качестве рабочего агента газлифта рассматривается попутный нефтяной газ, предварительно очищенный от сероводорода и углекислого газа. Закачиваемый попутный нефтяной газ подбирается определенного состава, с учетом состава и свойств скважинной продукции и их изменения при смешении

ТАБЛИЦА 2. Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутного нефтяного газа

Наименование	Значение					
Давление (МПа)	13,8	11,0	8,0	5,0	3,0	1,5
Температура насыщения нефти парафином (0С)	55,8	54,172	52,753	52,409	51,314	48,965

с рабочим агентом, с целью снижения температуры кристаллизации парафина и интенсивности его образования. Состав и количество закачиваемого попутного нефтяного газа подбирается следующим образом. Первоначально рассматривается вариант закачки очищенного попутного нефтяного газа без изменения его углеводородного состава, включающего в себе легкие фракции от CH_4 до C_4H_{10} и более тяжелые от C_5H_{12} до $\text{C}_{11}\text{H}_{24}$. Далее для этого варианта определяют температуру насыщения нефти парафином и глубину его образования в скважине с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке попутно-нефтяного газа по высшему прилагаемому алгоритму (рисунок 2).

РИС. 3. Изменение глубины образования парафина в лифтовых трубах скважины при оптимальном составе закачиваемого рабочего агента



Полученная температура насыщения нефти парафином будет являться исходной точкой для сравнения с последующими вариантами. Следующим шагом меняем соотношение легких и тяжелых фракций закачиваемого попутного нефтяного газа и проводим расчет по вышеуказанной методике. Получаем новое значение температуры насыщения нефти парафином.

Проделав процедуру для различных соотношений легких и тяжелых фракций, выбираем самый оптимальный вариант, исходя из требуемого количества расхода рабочего агента и наиболее низкой температуры насыщения нефти парафином. На рисунке 3 показан результат определения оптимального состава закачиваемого рабочего агента.

Выводы

На основе термодинамических свойств нефтяных систем разработан алгоритм для определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке в нее в качестве рабочего агента попутного нефтяного газа. В результате проведенного анализа режима работы газлифтной скважины на месторождении Дракон установлено, что при снижении давления в процессе подъема скважинной жидкости по стволу скважины температура насыщения нефти парафином снижается.

Составлена технологическая схема для способа предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в лифтовых трубах при газлифтной эксплуатации скважин, определен оптимальный состав попутного нефтяного газа для использования в качестве рабочего агента газлифта, обеспечивающий снижение вероятности и интенсивности образования этих отложений в скважине.

Литература

1. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – Недра, 2006. – 296 с.
2. Андриасов Р.С., Оськин И.А. Кристаллизация парафина из искусственных растворов //Разработка нефтяных месторождений и добыча нефти: Тр. МИНХ и ГП. – М.: Недра, 1972. – Вып.99. – С.77-81.
3. Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – 2010. – 240 с.
4. Глушенко В.Н., Силин В.Н., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтосмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия //М.: Интерконтракт Наука. – 2009. – 480 с.
5. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. – Нефть и газ, 2003. – 817 с.
6. Berne-Allen, Jr., A., & Work, L. T. 1938. Solubility of refined paraffin waxes in petroleum fractions. Industrial & Engineering Chemistry, 30(7): p. 806-812.
7. Fleyfel, F., W. Meng, and O. Hernandez. "Production of Waxy Low Temperature Wells with Hot Gas Lift." SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2004.
8. Hansen, Jens H., et al. "A thermodynamic model for predicting wax formation in crude oils." AIChE Journal 34.12 (1988): 1937-1942.
9. Lake, L. W., Kohse, B. F., Fanchi, J. R., & Nghiem, L. X. 2006. Petroleum Engineering Handbook: Volume I General Engineering. SPE, Texas, USA: p. 397-453.
10. Lira Galeana, C., Abbas Firoozabadi, and John M. Prausnitz. "Thermodynamics of wax precipitation in petroleum mixtures." AIChE Journal 42.1 (1996): 239-248.
11. Mahmudi, M., and M. Taghi Sadeghi. "Performance analysis of compositional and modified black-oil models for a gas lift process." Oil & Gas Science and Technology-Revue d'IFP Energies nouvelles 68.2 (2013): 319-330.
12. Pedersen, K.S., Fredenslund, A., and Thomassen, P., 1989. Properties of oils and natural gases (Vol. 5). Gulf Pub Co. 385 p.
13. Schou Pedersen, Karen, Per Skovborg, and Hans Petter Roenningsen. "Wax precipitation from North Sea crude oils. 4. Thermodynamic modeling." Energy & Fuels 5.6 (1991): 924-932.
14. Sevic, Snezana, and Branko Grubac. "Simulation of temperature-pressure profiles and wax deposition in gas-lift wells." Chemical Industry and Chemical Engineering Quarterly 23.4 (2017): 537-545 p.
15. Weingarten, J. S., and J. A. Euchner. "Methods for predicting wax precipitation and deposition." SPE Production Engineering 3.01 (1988): 121-126 p.
16. Won, K. W. "Thermodynamics for solid solution-liquid-vapor equilibria: wax phase formation from heavy hydrocarbon mixtures." Fluid Phase Equilibria 30 (1986): 265-279 p.

KEYWORDS: *high-wax oil, operation of gas lift wells, wax appearance temperature, dispersed oil system.*



5-9 ДЕКАБРЯ 2021
ХЮСТОН • США

23-Й МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ КОНРЕСС И ВЫСТАВКА

ГЛАВНЫЕ ВЫСТАВКА И КОНРЕСС
МИРОВОЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ,
«ОЛИМПИАДА НЕФТЯНИКОВ»,
ПРОХОДЯТ 1 РАЗ В 3 ГОДА,
КАЖДЫЙ РАЗ В НОВОЙ СТРАНЕ

>100

компаний-
участников
выставки

>4 000

делегатов
конгресса

>12 000

посетителей
выставки

>100

стран

>700

докладчиков –
ключевых
экспертов отрасли

>500

президентов
ведущих
нефтегазовых
компаний

>50

министров



ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБЩАЙТЕСЬ:



RUSSIAN ENERGY
EVENTS EXPERTS
T +7 499 348 85 00
E INFO@RE3.EVENTS
WWW.RE3.EVENTS



В ЧИСЛЕ УЧАСТИКОВ И СПОНСОРОВ



HALLIBURTON

accenture



ExxonMobil



Baker Hughes



ConocoPhillips

ДИОКСИД УГЛЕРОДА как реагент интенсификации нефтедобычи

РАССМОТРЕНЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА. ПРИВЕДЕНЫ ОСНОВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВОГО ГАЗА В АТМОСФЕРУ, ОБЪЕМ КОТОРЫХ ПО САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ ПРЕВЫШАЕТ СТО МИЛЛИОНОВ ТОНН/ГОД. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА НА РЯДЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПОКАЗАНЫ БОЛЬШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ СЖИЖЕННОГО ГАЗА ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕШЕНИЙ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ ПО КЛИМАТУ И ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТЕДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ЗАЛЕЖЕЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

THE PHYSICAL AND CHEMICAL METHODS OF INCREASING THE OIL RECOVERY OF THE FORMATIONS DEVELOPED HAVE BEEN EXAMINED USING THE IMPACT OF THERMAL POWER AND CARBON DIOXIDE. THE BASIC SOURCES OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS, THE VOLUME OF WHICH IS OVER ONE HUNDRED MILLION TONS PER YEAR IN SAMARA REGION, HAVE BEEN. THE RESULTS OF RESEARCH AND PILOT TESTS OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES USING CARBON DIOXIDE AT THE RANGE OF DEPOSITS HAVE BEEN ANALYZED. GREAT PROSPECTS OF CYCLIC GAS INJECTION OF LIQUEFIED GAS IN ORDER TO COMPLY WITH THE DECISIONS OF THE PARIS CLIMATE AGREEMENT AND TO STIMULATE THE PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OILS AND ACCUMULATIONS OF BAZHENOV SUITE OF WEST SIBERIA HAVE BEEN SHOWN

Ключевые слова: диоксид углерода, сверхкритический флюид, газоциклическая закачка, высоковязкая нефть, баженовская свита, интенсификация нефтедобычи.

Афанасьев Сергей Васильевич

начальник БРИЗОИС
ПАО «Тольяттиазот»,
доцент по экологии,
академик РАЕН,
к.х.н., д.т.н.

Волков Владимир Анатольевич

директор ООО «Дельта-пром
инновации»,
к.т.н.

Согласно существующих прогнозов уже через 10 лет доля добычи легкой нефти в России сократится до 15–20 % от настоящего уровня, а выявленные запасы высоковязких углеводородов превысят 50 %.

Возрастание разведанных труднодобываемых нефей предопределяет необходимость повышения эффективности их извлечения, и, в частности, разработки методов увеличения нефтеотдачи пластов [1].

Это обусловлено тем, что коэффициент нефтеотдачи традиционными методами на многих из указанных месторождениях редко превышает 25–30 %.

К числу наиболее перспективных разработок могут быть отнесены термотропные гелевые композиции с улучшенными реологическими свойствами, получаемые в пластовых условиях. К ним относятся гелеобразующий состав «Галка-Термогель» по ТУ 2163-015-00205067-01 на основе гидроксохлорида алюминия, карбамида и уротропина, композиция из поликариламида, хлорида алюминия, карбамида

и воды, реагентная смесь, включающая титановый коагулант, гидроксохлорид алюминия, карбамид и воду. В пластовых условиях повышение температуры водного раствора на их основе до 80–120 °C инициирует взаимодействие мочевины с гидроксохлоридом алюминия или с другими компонентами, что приводит к образованию диоксида углерода и качественного геля, который превосходит по своим характеристикам известные гели-аналоги.

Выделяющийся в результате гидролиза мочевины углекислый газ благоприятно влияет на дебит нефтедобывающих скважин [2, 3].

Достаточно тесно к указанным способам примыкают газовые методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУНП), в частности, на основе закачки в скважины диоксида углерода. Широкое их освоение началось с середины восемидесятых годов прошлого столетия. В 2004 году в США доля нефти, дополнительно добытой с помощью CO₂, составила 206 тыс. баррелей в день, что составило

УДК 622.276

ТАБЛИЦА 1. Показатели проектов по закачке сжиженного диоксида углерода в скважины

Параметры	Месторождения			
	Радаевское	Козловское	Сергеевское	Елабужское
Начало закачки	август 84 г.	май 86 г.	сентябрь 86 г.	июль 87 г.
Проектная годовая закачка CO ₂ , тыс. тн	430,0	400,0	165,0	140,0
Фактическая закачка на 01.07.89, тыс. тн	787,2	110,1	73,8	58,3
Прогнозный прирост нефтеотдачи, %	12,80	10,40	10,40	8,00
Дополнительная добыча, тыс. тн	218	12,6	17,7	–
Удельная эффективность, тн нефти/тн CO ₂	0,28	0,125	0,23	–

4 % нефтедобычи в целом. Этот позитивный процесс был продолжен и в последующие годы. Вытеснение нефти при закачке диоксида углерода оказалось рентабельным даже при цене получаемой нефти в 18 долларов за баррель.

Как известно, CO₂ является основным парниковым газом, ответственным за потепление климата на планете и в наибольших объемах образуется при сжигании ископаемого топлива, в качестве побочного продукта химических производств и т. п. Сегодня как никогда ранее назрела необходимость утилизации техногенного диоксида углерода в рамках подписанного мировым сообществом Парижского соглашения по климату и Распоряжения Правительства РФ №504-р от 02.04.2014 г.

Остановимся подробнее на технологии геоаккумулирования, которая подразумевает закачку газа в нефтяную скважину. Основными механизмами повышения нефтеотдачи при этом являются: снижение вязкости нефти в пластовых условиях и ее набухание, смешиваемость диоксида углерода с широкой фракцией углеводородов, низкое межфазное натяжение на границе нефть–CO₂, подавление влияния капиллярных сил. Количествоенный эффект увеличения нефтеотдачи в каждом конкретном случае зависит от многих факторов, как естественных, так и технологических [4].

В России применение МУНП может быть реализовано в различных регионах, в частности, на нефтяных месторождениях Урало-Поволжья. Наиболее привлекательной в этом плане рассматривается Самарская область благодаря мощности и доступности имеющихся источников эмиссии углекислого газа

в атмосферу [5]. Эффективность промышленной апробации рассматриваемой инновационной технологии была подтверждена в 1980-е гг. на некоторых месторождениях [6].

Как видно из представленных данных, наибольший объем нефтедобычи от закачки CO₂ был реализован на Радаевском месторождении Самарской области. В качестве объектов внедрения ныне рассматриваются 8 нефтяных месторождений с использованием парникового газа, выбрасываемого региональными ТЭЦ. Объем потенциальной закачки диоксида углерода на нефтедобывающих предприятиях оценивается специалистами более чем в 100 млн тн (табл. 2).

Помимо ТЭЦ, крупными источниками CO₂ могут выступать и химические предприятия, на которых данный продукт является отходом основного производства. Например, только на ПАО «Тольяттиазот» и ООО «Томет»

выбросы парникового газа превышают 7 млн тонн ежегодно [7].

Использование предприятий газохимии в виде источников диоксида углерода позволит увеличить количество месторождений, на которых может быть реализована инновационная технология нефтедобычи.

В группе дымовых газов наиболее приемлемы выбросы с печей риформинга агрегатов аммиака и метанола ввиду пониженного содержания в них оксидов азота, удаляемых каталитическим методом.

Для интенсификации нефтедобычи предложен усовершенствованный способ – газоциклическая закачка CO₂ (ГЦЗ-СО₂) [7–9]. Он предусматривает подачу в призабойную зону пласта (ПЗП) сжиженного углекислого газа с последующей остановкой скважины. В течение определенного периода происходит созревания ПЗП, взаимодействие газа

ТАБЛИЦА 2. Потенциально окупаемые проекты по закачке CO₂ на нефтяных месторождениях Самарской области

№	Источник	Месторождение	Выбросы CO ₂ в атмосферу, млн. тн [6]
1	ТЭЦ Волжского автозавода	Бариновско-Лебяжинское	35,410
2	Самарская ТЭЦ	Белозерско-Чубовское	12,951
3	Сызранская ТЭЦ	Верхне-Ветлянское	11,324
4	Тольяттинская ТЭЦ	Дмитриевское	18,833
5	Безымянская ТЭЦ	Западно-Коммунарское	5,591
6	Ульяновская ТЭЦ-1	Кулешовское	13,230
7	Ульяновская ТЭЦ-2	Кулешовское	12,683
8	Новокуйбышевская ТЭЦ-1	Мамуринское	11,604
9	Новокуйбышевская ТЭЦ-2	Новозапрудненское	14,255

ТАБЛИЦА 3. Усредненные характеристики нефтяных месторождений Самарской области

Параметр	Месторождение			
	Марьинское	Радаевское	Сергеевское	Козловское
Пластовое давление $P_{\text{пл.}}$, МПа	16	13	23,6	12,7
Давление насыщения нефти газом $P_{\text{нас.}}$, МПа	1,8	5,5	9,73	4,5
Разность $P_{\text{пл.}} - P_{\text{нас.}}$, МПа	14,2	7,5	13,87	8,2
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	961	887	842	860

с пластовой нефтью со снижением ее вязкости [10], после чего скважина переключается на добчу. Описанный цикл при необходимости может повторяться до 3–6 раз. Технология ГЦЗ-СО₂ применима на месторождениях с вязкостью нефти до 1000 мПа·с в пластовых условиях.

Удельная эффективность при этом составляет 0,28–9,45 м³ дополнительной добычи нефти на одну тонну закачанного СО₂ [11], срок получения технологического эффекта составляет 1–6 месяцев.

Взамен трубопроводной затратной перекачки доставка сжиженного СО₂ от источников эмиссии до месторождений осуществляется автомобильным транспортом. Кроме того, ГЦЗ-СО₂ может стать тестовым проектом для проверки эффективности закачки СО₂ в масштабах всего месторождения.

Ограничением при реализации ГЦЗ-СО₂ на нефтяных месторождениях может стать выпадение асфальтенов в пласте, поскольку они изменяют проницаемость и смачиваемость ПЗП, вызывают повреждение ствола скважины, значительно сокращают добчу нефти.

Для оценки вероятности этого явления используются различные скрининговые методы. Наиболее известным является графический способ, описанный в [12, 13].

График содержит две линии, которые служат границами трех различных областей: высокой, средней и низкой вероятности выпадения асфальтенов в пласте. Метод рассмотрен на примере 4 месторождений Самарской области: Марьинского, Радаевского, Сергеевского и Козловского.

Из данных таблицы 3 и рисунка 1 видно, что для всех исследуемых месторождений вероятность выпадения асфальтенов из нефти при их контакте с диоксидом углерода является маловероятной. СО₂ может закачиваться в добывающую скважину в жидким состоянии, либо в виде сверхкритического флюида (СКФ-СО₂). СКФ – состояние вещества, при котором исчезает различие между жидкой и газовой фазой. Так, например, сжимаемость СКФ близка к таковой для газов, а плотность – к параметрам сжиженного диоксида углерода. Рассматриваемый сверхкритический флюид способен растворять многие органические вещества. Коэффициент диффузии нефтепродуктов в СКФ на 1–2 порядка превосходит

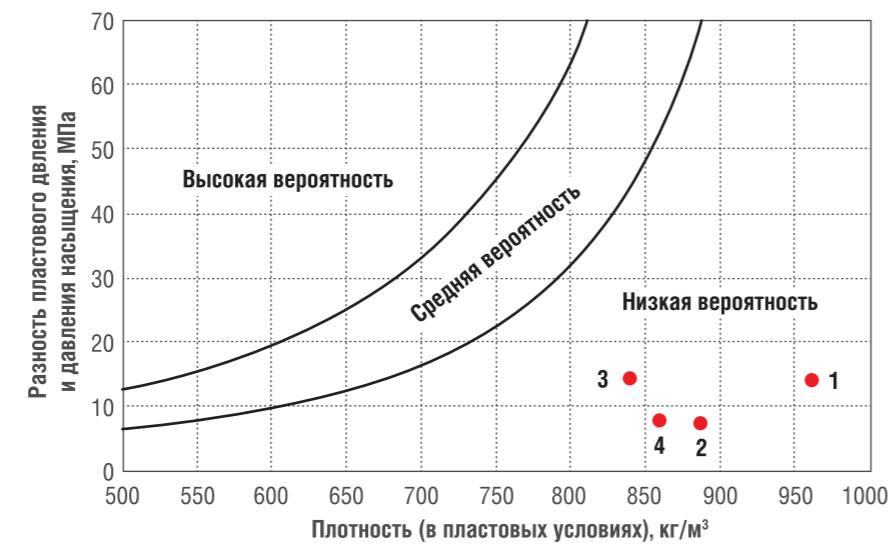
аналогичный показатель для жидкостей. Перечисленные свойства являются факторами интенсификации массообмена в процессах с участием СКФ-СО₂. Свойства сверхкритического флюида можно регулировать: при повышении давления его растворяющая способность резко увеличивается. Таким образом, в рассматриваемом состоянии СО₂ является эффективным и экологически чистым растворителем органических веществ.

Термодинамические условия, существующие в некоторых нефтяных пластах, позволяют СО₂ переходить в состояние СКФ-СО₂, что обуславливает его преимущества перед другими газовыми агентами, не достигающими данного состояния в пластовых условиях. Это обусловлено сравнительно низкими критическими давлением и температурой СО₂, составляющими, соответственно, $P_{\text{кр.}} = 7,38$ МПа и $T_{\text{кр.}} = 31,1$ °C.

Благодаря переходу в состояние СКФ-СО₂ обеспечивается эффективное снижение вязкости нефти в пластовых условиях.

В ходе изучения возможности применения газоциклической закачки СО₂ на месторождениях Самарской области были проведены лабораторные эксперименты по определению влияния СО₂ на изменение динамической вязкости образцов нефти при пластовых температуре

РИС. 1. Оценка вероятности выпадения асфальтенов в пластах нефтяных месторождений Самарской области



1 – Марьинское, 2 – Радаевское, 3 – Сергеевское, 4 – Козловское

ТАБЛИЦА 4. Снижение динамической вязкости нефти в пластовых условиях при газоциклической закачке сжиженного диоксида углерода

Нефть	Давление, МПа	Температура, °C	Содержание СО ₂ , % масс.	Вязкость, мПа · с
Скважина 301 (до обработки СО ₂)	0,1	20	0	481,6
		25,7	0	330,9
		46	0	не измерялась
Скважина 301 (после обработки СО ₂)	12,9	25,7	5	217,2
		25,7	20	76,9
		25,7	40	35,2
Скважина 402 (до обработки СО ₂)	0,1	20	0	1197
		25,7	0	не измерялась
		46	0	218
Скважина 402 (после обработки СО ₂)	15,9	46	5	151,9
		46	20	55,6
		46	40	12,4

Представленные в таблице 4 результаты показывают, что обработка ПЗП посредством закачки сжиженного СО₂ приводит к значительному снижению вязкости нефти, причем диоксид углерода в состоянии СКФ действует более эффективно.

Проведенные исследования позволили разработать проект реализации газоциклической закачки СО₂ на Марьинском месторождении Самарской области, определить необходимые технологические параметры.

Параллельно составлена схема мобильной насосной установки для закачки углекислого газа в добывающие нефтяные скважины (рис. 2).

Предлагаемый к реализации технологический процесс включает доставку сжиженного диоксида углерода на месторождение с использованием специальных автомобильных цистерн, в которых поддерживается температура минус (18–27) °C и давление 1,5–1,8 МПа. С цистерн продукт перекачивается в накопительную емкость, из которой насосной установкой с давлением $P = 20–25$ МПа и температурой $T > 31,1$ °C подается на устье скважины.

В качестве совершенствования данного метода можно рассматривать дополнительную закачку в скважину оторочки «Дельта-АСПГО» и диметилкарбоната [14].

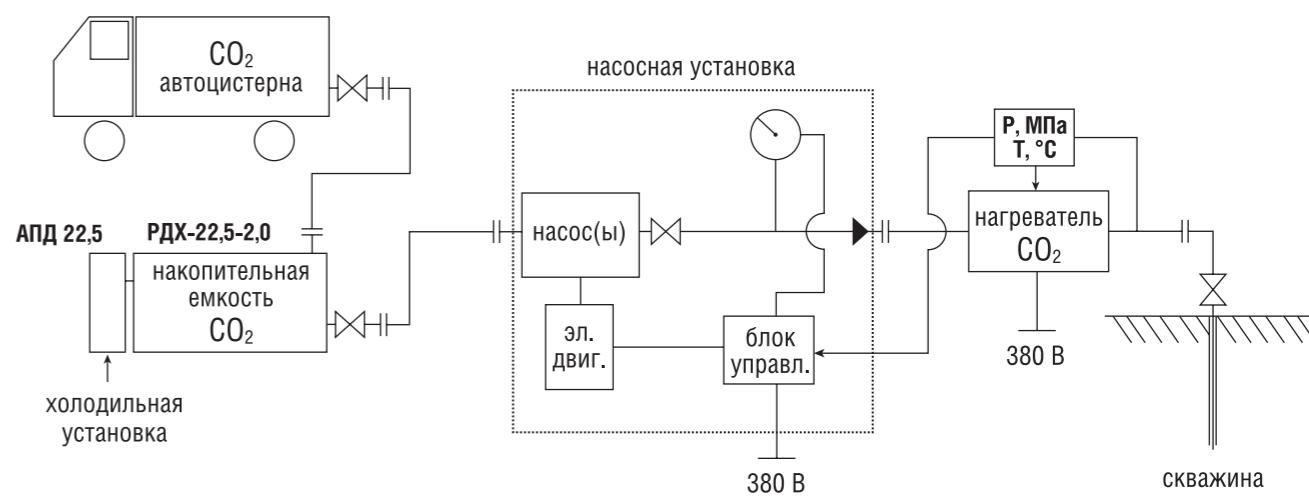
Большой практический интерес представляет и использование диоксида углерода для

и давлении. Образцы углеводородов отбирались с Марьинского месторождения, расположенного на севере Самарской области. На первом этапе проводилось определение динамической вязкости дегазированной нефти на вискозиметре Брукфильда при атмосферном давлении и следующих температурах: 20 °C и пластовой для соответствующей скважины. Полученные результаты приведены в таблице 4.

Затем были выполнены измерения динамической вязкости смесей нефти с растворенным СО₂. Концентрация газа в них составляла 5, 20 и 40 % мас. Подготовка

смесей осуществлялась на PVT-установке FLUID Eval Standard G4 фирмы Vinci Technologies. В ячейке PVT смешивались образцы дегазированной нефти Марьинского месторождения (скважины 301 и 402) и СО₂.

Динамическая вязкость смесей измерялась на электромагнитном вискозиметре EV 1000 при пластовых условиях (давление и температура) для соответствующей скважины. Результаты эксперимента приведены в табл. 4. Следует отметить, что для скважины 402 пластовые условия способствуют переходу диоксида углерода в состояние СКФ-СО₂.

РИС. 2. Схема мобильной насосной установки для закачки СО₂ в добывающие нефтяные скважины

разработки нефтяных отложений баженовской свиты. Выбор данного метода обусловлен неэффективностью закачки пара ввиду кольматации поровых каналов диспергированными частицами глины и твердого органического вещества [15, 16]. По мнению ученых РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в качестве альтернативного рабочего агента можно использовать газы, например CO₂, которые обладают хорошей растворимостью. В условиях баженовской свиты эффективными окажутся только комбинированные методы, сочетающие тепло-, газо-, химико-физические процессы. Таким инновационным способом может стать технология, основанная на прогреве пласта электронагревательным кабелем, спущенным в горизонтальную скважину, и последующей циклической закачке диоксида углерода. Прогрев пласта с температурой до 200 °C приводит к растрескиванию горной породы и началу термического преобразования керогена, возникновению или повышению проницаемости в околоскважинной зоне пласта, что увеличивает площадь контакта закачиваемого газа и горной породы.

Последующая циклическая закачка CO₂ работает на растворение керогена, что в свою очередь приводит не только к образованию подвижных углеводородов, но и к увеличению объема пласта,

вовлекаемого в процесс физико-химических преобразований, а впоследствии – в процесс дренирования. Скважины эксплуатируются в режиме закачка – выдержка – отбор.

На приведенных данных убедительно показано, что применение МУНП на основе использования CO₂ позволяет решать актуальные экологические задачи сокращения выбросов парниковых газов в атмосферу и разработки месторождений с трудноизвлекаемой нефтью. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие нефтяные скважины является наиболее перспективной и наименее затратной технологией для повышения нефтеотдачи, особенно баженовской свиты.

Данный подход после его корректировки приемлем и для добычи нефти на шельфе. Ожидаемый позитивный результат с учетом характеристик призабойной зоны пластов удастся достичь благодаря синергизму от циклической закачки диоксида углерода с термодинамически совместимыми с ним поверхностно-активными веществами и другими реагентами.

Подобная инновационная технология интенсификации нефтедобычи затронута в последние годы в отечественной и зарубежной патентной литературе и нет оснований для сомнений в возможности ее практической реализации и перспективности [17].

Литература

- Фомкин А.В., Жданов С.А. Тенденции и условия развития технологий повышения эффективности нефтедобычи в России и за рубежом. Нефтепромысловое дело, 2015. № 12. С. 3–5.
- Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. 2007. Т. 76 (10). С. 1034–1052.
- Патент RU № 2685516. Состав для повышения нефтеотдачи. Варианты / Опубл. 2019 г.
- Хлебников В.Н., Зобов П.М., Хамидуллин И.Р. и др. Перспективные регионы для осуществления проектов по хранению парниковых газов в России. Башкирский химический журнал // 2009. Т. 16. № 2. С. 73–80.
- Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2019. № 9. С. 94–106.
- Сидорова К.И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи, диссертация на соискание ученой степени к.э.н., ФГБОУ ВПО Национальный минерально-сырьевый университет «Горный», Санкт-Петербург, 2016 г.
- Афанасьев С.В., Сергеев С.П., Волков В.А. Современные направления производства и переработки диоксида углерода // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2016. № 11. С. 30–32.
- Патент RU № 2652049. Способ газоциклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину / Опубл. 2018 г.
- Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2017. № 4. С. 62–65.
- Orr F.M., Heller J.P., Taber J.J. Carbon dioxide flooding for enhanced oil recovery: promise and problems // JAOCs. 1982. Vol. 59. № 10. P. 810A–817A.
- Прохоров П.Э., Волков В.А., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Технологические аспекты реализации газоциклической закачки диоксида углерода для увеличения добычи высоковязких нефтей // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2018. № 8. С. 20–25.
- De Boer R. B., Leerlooyen K., Eigner M. R. P., Van Bergen A. R. D. Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. SPE Production & Facilities, Feb. 1995, pp. 55–61. SPE-24987.
- Shokrlu Y.H., Kharrat R., Ghazanfari M. H., Saraji S. Modified Screening Criteria of Potential Asphaltene Precipitation in Oil Reservoirs // Petroleum Science and Technology 2011. Vol. 29. №13. P. 1407–1418.
- Патент RU № 2677524. Мобильный комплекс для закачки жидкого диоксида углерода в нефтедобывающую скважину / Опубл. 2019 г.
- Хлебников В.Н., Зобов П.М., Антонов С.В. и др. Исследование гидротермального воздействия на породу баженовской свиты // Башкирский химический журнал. 2011. № 4. С. 182–187.
- Назарова Л.Н., Скоров Д.С. Комплексная технология воздействия на кероген-содержащие пласти баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2020. №3. С.14–17.
- Патент RU № 2612756. Применение неионных поверхностно-активных веществ, растворимых в диоксиде углерода, для повышения нефтедобычи.

KEYWORDS: carbon dioxide, supercritical fluid, gas-cyclic injection, high-viscosity oil, Bazhenov formation, oil production intensification.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

8 сентября

IX международная конференция
Моторные топлива и топливные присадки 2020

Москва,
CREON Conferences

9–10 сентября

III Российский Энергетический Саммит

Москва

15–18 сентября

Российский Нефтегазохимический Форум и XXVIII Международная выставка

Газ. Нефть. Технологии 2020

Уфа, ВДНХ ЭКСПО

22–24 сентября

Тюменский нефтегазовый форум

TNF 2020

Тюмень

СЕНТЯБРЬ

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

10 сентября

X ежегодная конференция
Модернизация производств для переработки нефти и газа

Москва

11 сентября

IV Российской нефтегазовый ИТ саммит
Интеллектуальное месторождение

Москва

21–26 сентября

11-я международная научно-практическая конференция

Строительство и ремонт скважин

Анапа, Отель Beton Brut

23–25 сентября

XXV Международная специализированная выставка

Сургут. Нефть и Газ-2020

Сургут,
СК Спарта (СК Энергетик)

28–30 сентября

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии

Европа 2020

Австрия,
Вена

УНИВЕРСАЛЬНАЯ УСТЬЕВАЯ АРМАТУРА

ДОБЫЧА ТЯЖЕЛОЙ БИТУМНОЙ НЕФТИ – ОДНА ИЗ САМЫХ СЛОЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В МИРЕ. И ДАЖЕ, КОГДА РАБОТА ПОСТАВЛЕНА НА ПОТОК, НАЛАЖЕНА, НАСТРОЕНА, ВСЕ РАВНО ВОЗНИКАЕТ РЯД ЗАДАЧ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СПЕЦИАЛИСТЫ ООО «ТМС-БУРОВОЙ СЕРВИС»?

PRODUCTION OF HEAVY BITUMEN OIL IS ONE OF THE MOST COMPLICATED TECHNOLOGIES IN THE WORLD. EVEN WHEN THE WORK IS INDUSTRIALIZED, SET AND GOT ON TRACK, THE RANGE OF ISSUES STILL ARISES. WHAT SOLUTIONS ARE OFFERED BY THE SPECIALISTS OF TMC-BUROVOY SERVIS LLC?

Ключевые слова: *добыча битумной нефти, закачка пара, эксплуатационные затраты, устьевая термостойкая паровая арматура, термостойкий насос.*

Гараев
Ильшат Маратович
главный специалист отдела
маркетинга
ООО «ТМС-Буровой Сервис»

Теперь нет необходимости закупать два комплекта устьевого оборудования и нести дополнительные затраты на привлечение сервисных бригад, что позволит повысить эффективность добычи битумной нефти



В настоящее время в процессе эксплуатации оборудования и добычи «тяжелой» (битумной) нефти возникают проблемы при проведении циклической закачки пара и добычи разогретой нефти.

В частности, перед проведением операции по закачке пара в пласт нефтегазодобывающей компанией необходимо привлечение сервисных предприятий для осуществления следующих операций:

- подготовка наземного привода ШГН к спускоподъемным операциям (откнуть головку балансира, а в некоторых случаях и демонтировать станок-качалку в сборе). **Работы, связанные с проведением данных операций, составляют от 3-х до 10 часов;**

После подготовки скважины к операции по закачке пара, в скважину начинают подавать разогретый пар с температурой от 250 до 350 °C. Время подачи разогретого пара зависит от технических параметров скважины, но, как правило, это от 2-х недель до 1-го месяца.

• привлечение бригады подземного ремонта скважин для демонтажа устьевого оборудования (как правило, АУ 140x50) и поднятия глубинно-насосного оборудования. **Работы бригады ПРС от 48 до 72 часов;**

- монтаж устьевого оборудования для осуществления закачки пара в пласт;
- монтаж и проведение пусконаладочных работ парогенераторной установки для подачи разогретого пара в пласт.

ТАБЛИЦА 1

№ п.п.	Наименование	Ед. изм.	Значение	
			При сборке для нагнетания пара	При сборке для добычи ШГН
1	Условный проход: – стволового прохода – бокового отвода елки – технологических отводов	мм	80 80 50	65 65 50
2	Температура рабочей среды, не более	°C	+ 350	+ 90
3	Рабочее давление, не более	МПа	18 МПа	4 МПа при работающем ШГН; 14 МПа при остановленном ШГН и зажатых сальниках
4	Рабочая среда			пар, горячая вода, нефть, газ
5	Присоединительная резьба колонны НКТ			Батресс 114
6	Тип фланца для присоединения к колонной обвязке			280x21-П53 ГОСТ 632-80
7	Класс герметичности запорной арматуры по ГОСТ Р 54808-2011			А
8	Стойкость к воздействию скважиной среды по ГОСТ 13846-89			K1
9	Тип уплотнения фланцевых соединений стволовой части арматуры			металл – металл
10	Предельные значения температур окружающего воздуха	°C	от -60 до +40	
11	Габаритные размеры, Д x Ш x В*	мм	3100 x 725 x 2520	3100 x 725 x 1850
12	Уровень технических требований			УТТ 1

После закачки пара в скважину, ее оставляют в простое (ожидании притока нефти) от 10 до 20 дней. После этого проводят операции, указанные выше, только в обратной последовательности:

- демонтаж парогенераторной установки;
- демонтаж устьевого оборудования, предназначенного для закачки пара;
- привлечение бригады ПРС для спуска ГНО в скважину и монтажа устьевого оборудования;
- привлечение сервисной бригады по ремонту и обслуживанию НП ШГН для монтажа станка-качалки;
- запуск добычи разогретой битумной нефти.

Данная технология добычи нефти влечет за собой длительные простоя скважины в ожидании технологических операций (соответственно, не добываемая нефть), большие инвестиционные (закупка 2-х комплектов устьевого оборудования, один – под закачку пара, второй – для добычи нефти) и эксплуатационные затраты (работа сервисных бригад по обслуживанию НП ШГН и бригад по подземному ремонту скважин).

А альтернативных решений, позволяющих сократить время, упростить технологию и при этом сэкономить затраты, в настоящее время не существует.

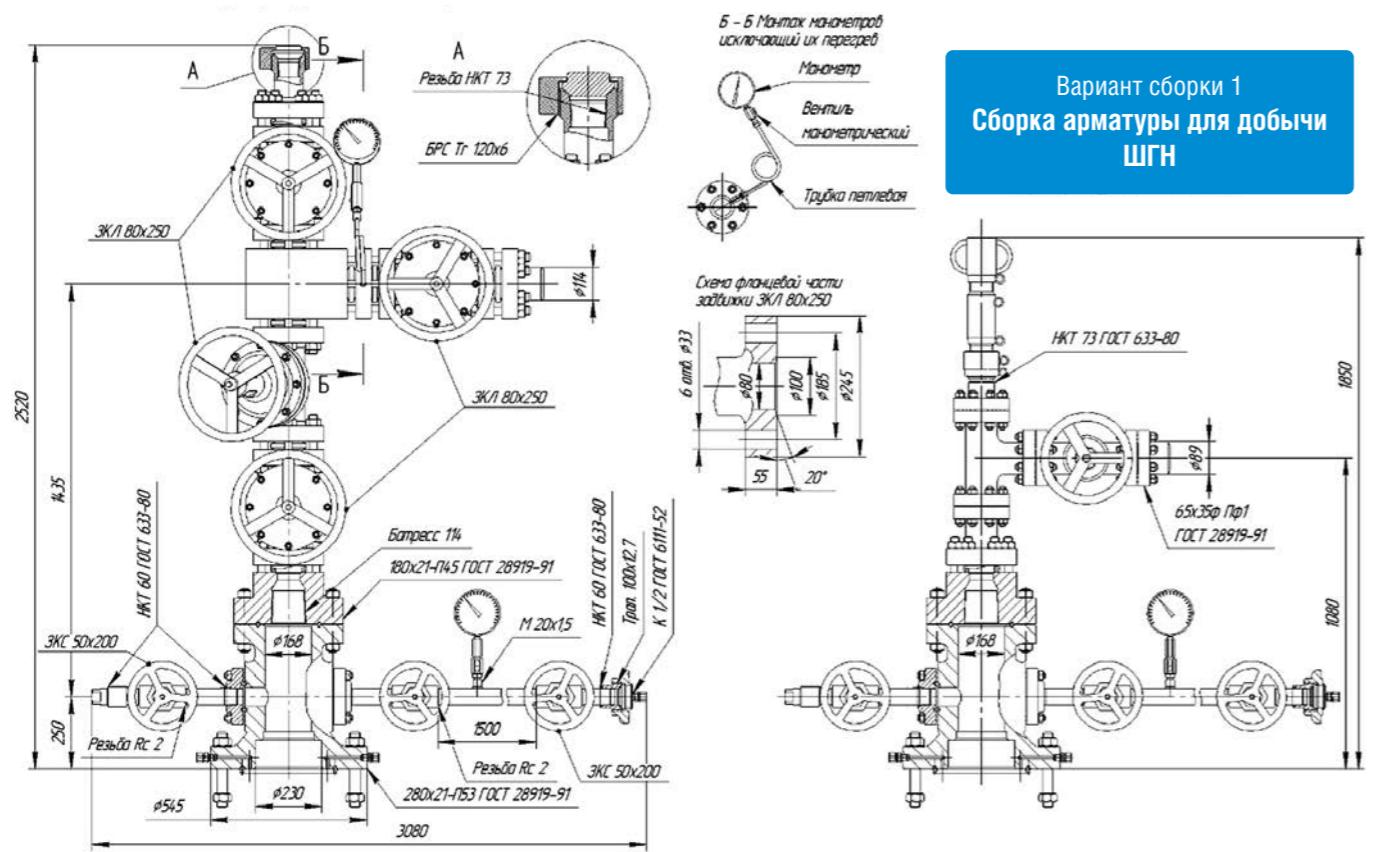
Опираясь на наш многолетний опыт по изготовлению и поставке термостойкого устьевого оборудования в компании, занимающиеся добычей трудноизвлекаемой битумной нефти (ПАО «Татнефть», ООО «Лукойл – КОМИ», ООО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз»), компанией ООО «ТМС-Буровой Сервис» было принято решение по освоению в производстве оборудования, которое позволит упростить добычу «тяжелой» нефти и максимально повысить эффективность бизнеса заказчика.

Для решения задач по освоению нового продукта, отделом маркетинга и конструкторско-технологическим отделом ООО «ТМС-Буровой Сервис» была проведена работа по анализу существующих технологий добычи «тяжелой» нефти, а также были проведены переговоры с техническими специалистами компаний, которые занимаются разработкой и добычей битумной

нефти в Республике Татарстан и Российской Федерации.

В результате проведенного анализа и переговоров с техническими специалистами компаний, занимающихся добычей битумной нефти, была выявлена проблема, заключающаяся в том, что эксплуатируемое оборудование и технология добычи трудноизвлекаемой нефти влекут за собой большие трудовые и финансовые затраты. Это ведет к длительным простоям скважины (от 5 до 10 суток) и, соответственно, к удорожанию себестоимости добытой нефти. Для преодоления трудностей, с которыми сталкиваются наши клиенты, мы готовы изготовить и поставить арматуру устьевую термостойкую паровую АТПК-65x18-350 K1 в комплекте с термостойким насосом ШГН, который позволяет, не поднимая глубинно-насосное оборудование и не меняя устьевую арматуру (с добычи под закачку пара), проводить работы по разогреву пласта и добычи разогретой нефти из скважины. Технические характеристики разработанной универсальной устьевой арматуры представлены в таблице 1.

Вариант сборки 1
Сборка арматуры для нагнетания пара



Для снижения трудовых и финансовых затрат при добыче ТрИЗ, ООО «ТМС-Буровой Сервис» изготавливает и поставляет устьевую термостойкую паровую арматуру в комплекте с термостойким насосом ШГН, позволяющим, не поднимая глубинно-насосное оборудование и не меняя устьевую арматуру, проводить работы по разогреву пласта и добычи разогретой нефти из скважины

Основным преимуществом данной конструкции является возможность добычи жидкости из продуктивной зоны пласта и закачки (нагнетания) пара в пласт через НКТ и штанговый насос, не поднимая оборудование из скважины и не меняя устьевое оборудование.

Изменение режима эксплуатации арматуры производят операторы цеха без извлечения из скважины НКТ, штанг и глубинного насоса без привлечения бригад ПРС и подъемника.

Изменение режима работы с добычи нефти на нагнетание выполняются в следующей последовательности.

Сначала отсоединяется отводящий трубопровод от арматуры, выворачивается и фиксируется на полированном штоке устьевой сальник, отсоединяется полированный шток от станка-качалки. Затем краном приподнимается полированный шток над арматурой до места соединения с первой штангой и ослабляется резьбовое соединение между штоком и штангой.

Операторы опускают плунжер ШГН до полной посадки и

разгрузки штанг, отворачивают и извлекают полированный шток. После чего демонтируют фонтанную елку для добычи

KEYWORDS: bituminous oil production, wellhead equipment, steam injection, operating costs, wellhead heat-resistant steam fittings, heat-resistant pump.



ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.



БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчиком.
- 100% контроль прямолинейности труб высокочастотными инструментами.



РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18x30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.
- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).



БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

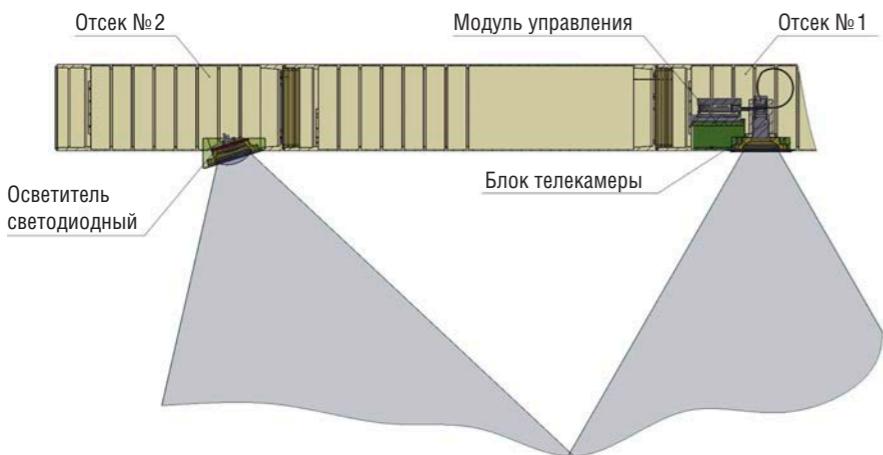
Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линий автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут Вашими.
- Индивидуальный проект под Ваши площади.

РИС. 4. Пространственное разнесение осветителя и ТВ камеры в АНПА



Для обеспечения необходимого уровня освещенности объектов наблюдения на заданных дистанциях съемки разработан осветитель светодиодный (рисунок 2в) на матрице SvL-23iP100. Осевая сила света осветителя 5700 кд, угол излучения в воде 60°, мощность потребления в непрерывном режиме излучения 100 ВА. В осветителе имеется контроллер с датчиками измерения температуры и влажности, кроме того, контроллер измеряет время наработки светодиодной матрицы.

При применении внешней подсветки контраст объекта уменьшается не только из-за ослабляющего действия воды, но и из-за эффекта объемного рассеяния энергии при прохождении светового пучка через водную среду, которое воспринимается оптическим приемником как свечение самой воды (световая дымка) и называется помехой обратного рассеяния (ПОР), которая значительно снижает яркостной контраст объекта наблюдения [5]. Заметим, что увеличение мощности источников света не позволяет пропорционально увеличить контраст объекта наблюдения, поскольку с ростом мощности излучения растет и визуализирующая яркость ПОР.

В разработанной АСПВ для уменьшения ПОР применено пространственное разнесение источника света и ТВ камеры. Величина разнесения и угол наклона светильника относительно оптической оси объектива были рассчитаны таким образом, чтобы при заданных дистанциях наблюдения (2–5 м), габаритах АНПА и компоновки в нем

Процессорный модуль – одноплатный компьютер формата 3,5" на базе процессора Intel Atom E3845, 4 ядра, базовая частота 1,91 ГГц.

В процессорном модуле установлены:

- оперативная память 4 GB;
- Flash память 16 GB;
- Flash диск 512 GB для записи и хранения фото и видео материалов;
- разработанное специализированное ПО АСПВ.

Процессорный модуль АСПВ информационно связан с бортовым компьютером АНПА по сети Fast Ethernet, с ТВ камерой – по сети Gigabit Ethernet, а с блоком питания и управления – по интерфейсу RS-422, см. рисунок 3.

Процессорный модуль совместно с блоком питания и управления обеспечивает:

- импульсный режим подсветки при формировании изображений, где время излучения согласовано с временем экспозиции в ТВ камере;
- адаптацию длительности экспозиции к скорости хода АНПА и к дистанции съемки;
- адаптацию фотосъемки к скорости хода АНПА;
- адаптацию мощности излучения осветителя к прозрачности водной среды и к дистанции съемки;
- контроль технического состояния составных частей АСПВ.

Кроме того, процессорный модуль выполняет:

- цифровую обработку изображений с использованием адаптивного алгоритма контрастирования CLAHE;
- запись фото и видео изображений на Flash диск;
- прием служебной информации о скорости хода АНПА, расстоянии до дна, географических координатах от бортового компьютера и передачу данных о техническом состоянии АСПВ в бортовой компьютер;
- передачу записанных фото и видео изображений в бортовой компьютер АНПА.

Импульсный режим подсветки при фото и видеосъемке значительно уменьшает потребляемую мощность осветителя АСПВ и позволяет увеличить время автономной

работы АНПА при ограниченной мощности аккумуляторных батарей. Так, в режиме фотосъемки с частотой 2 кадра/сек с 50% перекрытием кадров, при времени накопления 4 мс потребляемая мощность импульсного светильника будет в 125 раз меньше, а при частоте видеосъемки 25 кадров/сек – в 10 раз меньше по сравнению с непрерывным излучением, что составляет 0,8 и 10 ВА, соответственно.

Адаптация длительности экспозиции к скорости хода АНПА и к дистанции съемки уменьшает «смаз» изображений и обеспечивает требуемое разрешение АСПВ.

Адаптация режима фотосъемки к скорости хода АНПА оптимизирует число записываемых кадров в процессе съемки и позволяет уменьшить требование к объему накопителя. При увеличении скорости хода АНПА число кадров съемки увеличивается при сохранении требований к перекрытию кадров, а при уменьшении скорости хода – уменьшается.

Адаптация мощности излучения светильника к прозрачности водной среды и к дистанции съемки позволяет дополнительно уменьшить мощность потребления АСПВ. В результате анализа в процессорном модуле гистограммы изображений от ТВ камеры, формируется необходимая величина тока питания светильника для изменения мощности излучения.

Информацию о скорости хода АНПА и расстоянии до дна для адаптации процессорный модуль АСПВ получает от бортового компьютера АНПА.

Основные технические параметры АСПВ приведены в таблице 1 [3].

Для проверки возможности наблюдения и съемки указанных объектов наблюдения на скоростях хода АНПА и режимов адаптации, была предложена методика проведения лабораторных испытаний АСПВ без водной среды, которая не исключает натурных испытаний, но позволяет проверить технические решения, промоделировать и отладить алгоритмы цифровой обработки в приближенных к натурным условиям наблюдения и, тем самым, сократить продолжительность испытаний АНПА в водной среде.

ТАБЛИЦА 1. Основные технические параметры АСПВ

ТВ камера	Наименование/ параметр
Монохромная фоточувствительная матрица	IMX265LLR-C (КМОП)
Оптический формат	1/1,8"
Разрешение, пкс	2048×1536 (3,15 Мпх)
Размер пикселя, мкм	3,45×3,45
Фокусное расстояние объектива, мм	6
Угол поля зрения по диагонали (в воде), град.	52
Минимальная освещенность (на объективе), лк	0,1
Диапазон дистанций съемки, м	2...5
Тип интерфейса	Gigabit Ethernet
Питание, В	+12
Мощность потребления, ВА, не более	3
Максимальная рабочая температура, град. С	+50
Габаритные размеры (без объектива), мм	60×29×29
Процессорный модуль	Наименование/ параметр
Процессор	Intel Atom E3845 (1,91 ГГц, 4-х ядерный)
Оперативная память/Flash память	4 GB RAM/16 GB Nand
Flash диск	C-Fast (SATA), 512 GB
Режимы работы	Фотосъемка и видеосъемка
Максимальная частота кадров видео съемки, Гц	15*
Время записи изображений в режиме фото съемки с частотой 3 Гц, час	50
Напряжение питания, В	+5
Мощность потребления, ВА	15
Блок питания и управления	Наименование/ параметр
Диапазон входных напряжений питания, В	20–30
Режим формирования тока осветителя	Непрерывный/Импульсный
Длительность импульсов тока осветителя	Адаптивная к скорости хода АНПА
Импульсы управления временем накопления ТВ камеры	Согласованы с длительностью импульсов тока осветителя
Частота фотосъемки	1–5 Гц, адаптивная к скорости хода АНПА
Минимальный импульс тока, мкс	100
Амплитуда тока осветителя (определяет мощность излучения)	Адаптивная к прозрачности водной среды и к дистанции съемки
Диапазон плавного изменения амплитуды тока осветителя, А	0,1–3,5
Интерфейс обмена с процессорным модулем	RS-422
Протокол обмена с блоком программного управления АНПА	FastEthernet
Интерфейс приема телеметрических данных от осветителя	1-Wire
Выходные напряжения, В	+5, +12
Осветитель светодиодный	Наименование/ параметр
Источник света	Светодиодная матрица SvL-23iP100
Осевая сила света, кд	5700
Угол поля зрения (в воде)	60
Телеметрические данные	Температура подложки матрицы, влажность, время наработки
Максимальная мощность потребления в непрерывном режиме излучения, ВА	100
Мощность потребления в импульсном режиме излучения при частоте съемки 2 кадра/с, t _h = 4 мс, ВА	0,8

* Частота видеосъемки может быть увеличена до 30 к/с при замене процессорного модуля на более производительный

РИС. 5. Круглая универсальная мишень



Суть методики испытаний состоит в том, чтобы создать в лабораторных условиях в воздухе такую освещенность объектов наблюдения, которая была бы аналогичной для объектов наблюдения в водной среде при заданных дистанциях наблюдения и относительной прозрачности воды, а также обеспечить перемещение объектов наблюдения в диапазоне скоростей хода АНПА.

Для этого аналитически рассчитываются коэффициенты ослабления прямого и отраженного от объекта наблюдения светового излучения водной средой, затем подбираются нейтральные светофильтры, обратная величина коэффициентов пропускания которых (коэффициенты ослабления) равнялась бы рассчитанным коэффициентам ослабления водной средой. Далее выбранные светофильтры устанавливаются перед объективом ТВ камеры для получения необходимой освещенности объектов наблюдения в процессе испытаний.

Для имитации движения АНПА со скоростями хода 1...3 узла (0,5 м/с...1,5 м/с), оценки обнаружения и разрешения объектов наблюдения с различными контрастами, была разработана

круглая универсальная мишень,
смотри рисунок 5, размещаемая
на устройстве вращения.

На мишени нанесены три концентрические окружности. Длина большой окружности равна 1,5 м, средней – 1 м и маленькой окружности – 0,5 м. Таким образом диаметр универсальной мишени немного больше или равен диаметру большой окружности.

На мишени напечатаны типовые объекты наблюдения в виде квадратов и протяженные объекты в виде штриховых мир, где низко контрастные объекты и миры имеют контраст 0,2 относительно фона. Размеры квадратов на мишени соответствуют объектам наблюдения 20×20 мм, а ширина штрихов миры – протяженным объектам шириной 20 мм на дистанциях наблюдения 2 м, 3 м и 5 м, соответственно.

Имитация движения объектов наблюдения со скоростями от 0,5 до 1,5 м/с осуществляется одновременно за счет вращения универсальной мишени с частотой 1 оборот/сек.

При этом линейная скорость перемещения элементов мишени, расположенных на окружности большого диаметра составляет 1.5 м/с, на окружности среднего

диаметра – 1 м/с и на окружности малого диаметра – 0,5 м/с.
Объекты, расположенные между окружностями малого и большого

диаметров, будут иметь скорости перемещения от 0,5 до 1,5 м/с.

Приведем некоторые результаты лабораторных испытаний с использованием описанной выше методики.

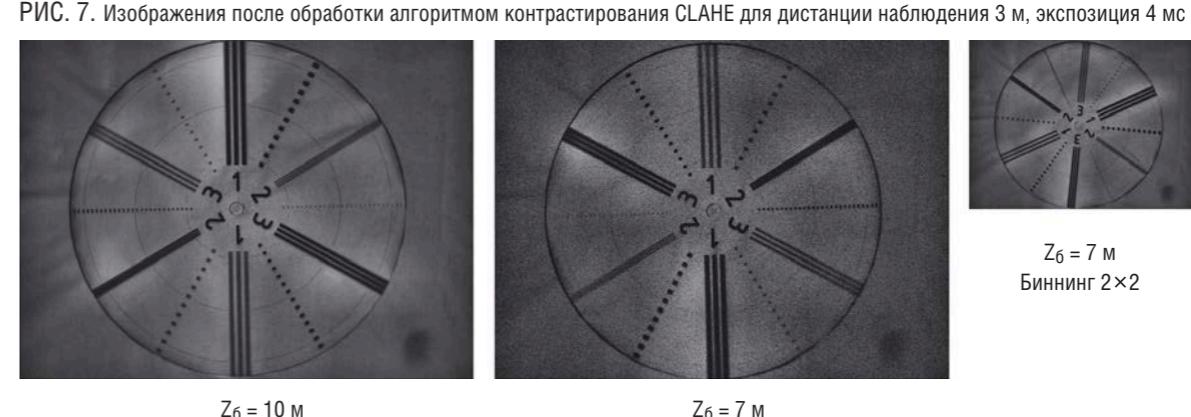
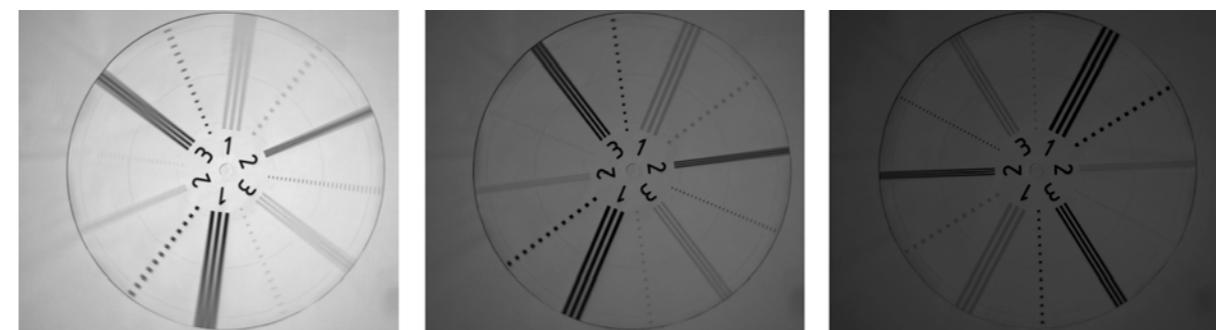
Для определения времени накопления ТВ камеры и длительности импульсов подсветки для разрешения типовых объектов в режимах фото и видео съемки на скоростях хода АНПА расчетное время экспозиции вычислялось из допустимости «смаза» 4 мм при наблюдении объектов размерами 20×20 мм.

На рисунке 6 приведены изображения, полученные при времени накопления 8 мс, 4 мс, 2,7 мс. Освещенность мишени соответствует освещенности объектов в водной среде с дистанции наблюдения ТВ камерой 2 м при $Z_b = 10$ м.

Мирсы 1,3 и 2 соответствуют объектам наблюдения размером 20 мм на дистанциях наблюдения 2 м, 3 м и 5 м.

При времени накопления 8 мс разрешаются миры 1 и 3 при скорости их перемещения 0,5 м/с.

Рис. 6. Примеры изображений для определения времени накопления на скоростях хода АНПА без цифровой обработки



Заключение

Область робототехники с использованием автономных необитаемых подводных аппаратов, оснащенных системами подводного видения, имеет важное значение для решения широкого спектра научных, народнохозяйственных и оборонных задач.

При создании систем подводного видения для автономных подводных аппаратов целесообразно использовать импульсный режим подсветки, где время излучения согласовано с временем накопления в ТВ камере. Это позволяет при фото и видеосъемке значительно уменьшить потребляемую мощность осветителя АСПВ и увеличить время автономной работы АНПА, что важно при ограниченной мощности аккумуляторов.

Адаптация времени накопления ТВ камеры к скорости хода АНПА и к дистанции съемки позволяет обеспечить требуемое разрешение АСПВ и повысить качество формируемых изображений

Адаптация режима фотосъемки к скорости хода АНПА оптимизирует число записываемых кадров в процессе съемки и позволяет уменьшить требование к объему накопителя.

Для повышения качества формируемых изображений необходимо использовать ТВ камеры с высокой контрастной чувствительностью и разрешением, пространственное разнесение источника света и ТВ камеры, а также использовать адаптивный алгоритм цифрового контрастирования СЛАНЕ.

Литература

1. <https://www.avrorasystems.com/ru/Data/Pressroom/Files/ANPA.pdf>.
 2. Войтов А.А., Сергеев В.В., Соколов В.А., Форсов Б.Ю. «Формирование изображений в активных системах подводного видения». Вопросы радиоэлектроники, сер. Техника телевидения, 2015, вып. 5. С. 21–31.
 3. Сергеев В.В., Карпов В.В., Прибылов Ю.С., Соколов В.А. «Активная система подводного видения для автономных необитаемых подводных аппаратов». Вопросы радиоэлектроники, сер. Техника телевидения, 2019, вып. 2, с. 53–61.
 4. Воробьев А.Л., Журик Ю.П., Краснов А.М., Шашков С.Н. «Методика вероятностного анализа процесса наблюдения в цифровых телевизионных системах видимого диапазона». Электронный журнал «Труды МАИ». Выпуск № 49, 2011, 29 с.
 5. Долин Л.С., Левин И.М. «Справочник по теории подводного видения».– Л.: Гидрометеоиздат, 1991. – 229 с.

KEYWORDS: *Autonomous Underwater Vehicles (AUVs), Remotely Operated Vehicles (ROVs), underwater television, solid-state imaging devices, underwater visibility, LED backlight systems.*

ОТ САБЕТТЫ ДО КАРСКИХ ВОРОТ

Методика расчета скорости движения судна в ледяном покрове как интегрального показателя ледовых условий плавания

**Третьяков
Виктор Юрьевич**

доцент,
старший научный сотрудник,
Институт наук о Земле,
Санкт-Петербургский
государственный университет,
ФГБУ «Арктический и
Антарктический научно-
исследовательский институт»
(ААНИ)

**Сарафанов
Михаил Игоревич**

младший научный сотрудник,
ФГБУ «Государственный
гидрологический институт»
(ГГИ)

**Федяков
Валерий Евгеньевич**

старший научный сотрудник,
ФГБУ «Арктический и
Антарктический научно-
исследовательский институт»
(ААНИ)

**Фролов
Сергей Викторович**

руководитель лаборатории
изучения ледового плавания
ФГБУ «Арктический и
Антарктический научно-
исследовательский институт»
(ААНИ), Санкт-Петербург

НА РАЗРАБОТАННОЙ В ААНИИ ЭМПИРИКО-СТАТИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, СОЗДАННОЙ НА ОСНОВАНИИ ОБОБЩЕНИЯ МНОГОЛЕТНИХ СПЕЦИАЛЬНЫХ СУДОВЫХ ЛЕДОВЫХ НАБЛЮДЕНИЙ, АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ МЕТОДОЛОГИЮ И РЕЗУЛЬТАТЫ КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКИ ЦИФРОВЫХ ЛЕДОВЫХ КАРТ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ЛЕДОВЫХ ПЛАВАНИЙ. ПОДГОТОВКА ВЫПОЛНЕНА В СРЕДЕ ARCGIS С ПОМОЩЬЮ СПЕЦИАЛЬНО РАЗРАБОТАННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММ. АВТОРАМИ РАССМОТРЕНА СРЕДНЯЯ СКОРОСТЬ ПЛАВАНИЯ И ОБЩЕЕ ВРЕМЯ ПРОХОЖДЕНИЯ ВСЕГО МАРШРУТА. СМОДЕЛИРОВАНЫ ЛЕДОВЫЕ ПЛАВАНИЯ АТОМНОГО ЛЕДОКОЛА «АРКТИКА». В РАБОТЕ ИСПОЛЬЗОВАН УНИКАЛЬНЫЙ АРХИВ ЛЕДОВЫХ КАРТ ААНИИ

THE ARTICLE IS CONSIDERED METHODOLOGY AND PRELIMINARY RESULTS OF COMPUTER PROCESSING OF VECTOR ICE CHARTS AND SIMULATION OF ICE NAVIGATION BY EMPIRICAL STATISTICAL MODEL, WHICH WAS DESIGNED IN THE ARCTIC AND ANTARCTIC RESEARCH INSTITUTE (AARI). THE MODEL IS RESULT OF GENERALIZATION OF MULTI-YEAR SPECIAL SHIP ICE OBSERVATIONS, PRODUCED BY THE AARI SCIENTISTS

Ключевые слова: ледовые условия плавания, моделирование, ГИС-технологии.

Увеличение использования Арктического региона, включая шельф, в добывче полезных ископаемых, приведет к увеличению перевозок грузов по трассам Северного морского пути. Также ожидается рост транзитных перевозок. Такие государственные российские программы, как «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации до 2020 года» с добавлениями вплоть до 2030 года, «Поддержка национального плана действий по защите морской окружающей среды в Арктике», «Развитие транспортной инфраструктуры» рассматривают Арктическую зону России как «территории опережающего экономического развития» [1, 2]. Естественно, что это определение распространяется на всю

исключительную экономическую зону России в Северном Ледовитом океане. Полуостров Ямал с заводом по производству сжиженного природного газа в Сабете и многочисленными месторождениями нефти и газа [3, 4] является одной из таких территорий. Другая территория опережающего экономического развития – это регион Таймыра, где добываются медь, никель, платина и палладий. Вывоз добываемых ископаемых в основном производится морским транспортом. Опережающее развитие предполагает улучшение морских транспортных систем Северного морского пути [5, 6, 7]. Арктика является одним главных субъектов стратегических интересов России [8]. Опережающее развитие требует оценки экологической безопасности

и условий плавания, разработки мер по повышению экологической безопасности [9, 10, 11].

Поэтому актуален мониторинг ледовых условий плаваний по стандартным маршрутам Северного морского пути. Средняя скорость плавания по всему стандартному маршруту и суммарные временные затраты плавания могут использоваться как объективные показатели степени трудности ледового плавания. Эти показатели могут рассчитываться с помощью эмпирико-статистической модели [12] при выполнении численных экспериментов с заданием характеристик одного и того же судна.

Материалы и методы

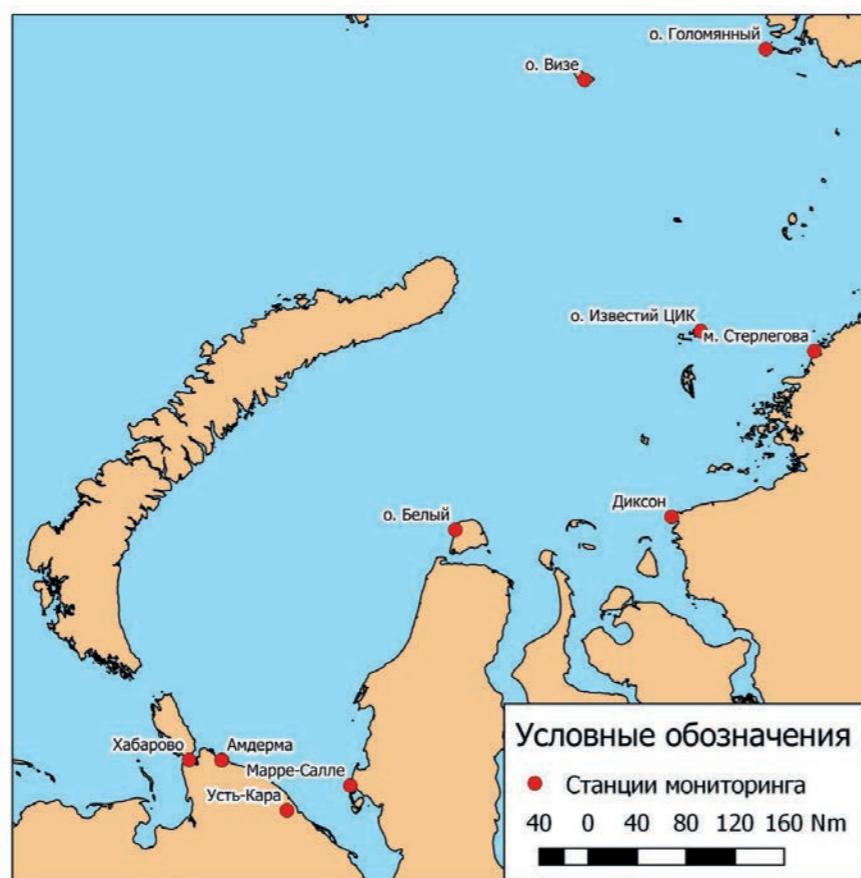
Эмпирико-статистическая модель плавания судов во льдах разработана в Арктическом и антарктическом НИИ (ААНИИ). Модель имеет следующие параметры ледяного покрова: протяженности однородных участков маршрута, имеющих одинаковые ансамбли параметров ледяного покрова в морских милях; количество возрастных градаций ледяного покрова – не более 4-х в пределах однородного участка; частные концентрации ледяного покрова по возрастным категориям; формы льда (размеры льдин) по возрастным категориям, по одной форме на категорию; толщина льда по возрастным категориям; средняя торосястость льда на участке маршрута; средняя степень разрушенности льда на участке маршрута. Параметры модели записываются в текстовой файл, в каждой строке которого записываются характеристики одного однородного участка маршрута.

В Арктическом и антарктическом НИИ разработана методика использования Архива векторных ледовых карт ААНИИ для подготовки исходных данных эмпирико-статистической для модели. Обработка исходных шейпфайлов ледовых карт производится в среде ArcGIS с помощью специально разработанных компьютерных программ на языке Python. Обработка включает в себя:

- 1) Перепроектирование исходных слоев из географической системы координат в декартову;
- 2) Удаление пустых полей в таблицах атрибутов перепроектированных слоев ледовой информации;
- 3) Объединение перепроектированных слоев ледовой информации по разным морям Северного Ледовитого океана;
- 4) Оверлейную операцию пересечения созданного объединенного слоя и слоя буферной зоны общей шириной 20 км вокруг стандартного маршрута плаваний (10 км в обе стороны от линии маршрута) с созданием полигонального слоя участков однородных ледовых зон в пределах буферной зоны. Ширина буферной зоны выбрана на основании того обстоятельства, что 10 км – это предельное расстояние от судна, на котором ледовый наблюдатель еще способен визуально определять характеристики ледяного покрова;
- 5) Удаление всех возможных пространственных дубликатов в слое результата пересечения;
- 6) Объединение пространственных объектов слоя результата пересечения, имеющих одинаковые значения всех параметров ледяного покрова. Вновь созданные полигональные объекты могут быть сложными и многосвязными. Каждый объект содержит часть буферной зоны маршрута плавания с совершенно уникальным набором параметров ледяного покрова;
- 7) Расчет площадей пространственных объектов слоя ледовых зон в пределах буферной зоны;
- 8) Расчет отношений площадей пространственных объектов этого слоя к общей площади буферной зоны и запись результатов в отдельное поле таблицы атрибутов. Значения отношений показывают, какую долю от общей площади буферной зоны занимают участки с уникальными сочетаниями характеристик ледяного покрова;
- 9) Расчет произведений общей протяженности маршрута на доли площадей пространственных объектов с уникальными сочетаниями ледовых характеристик от общей площади буферной зоны. Произведения – это средние значения суммарных протяженностей участков маршрута плавания во льдах с уникальным сочетанием характеристик;
- 10) Расчеты частных концентраций льдов по возрастным градациям для каждого уникального сочетания ледовых характеристик на маршруте плавания;
- 11) Определение форм льда (размеров льдин) по возрастным градациям для каждого уникального сочетания ледовых характеристик;
- 12) Добавление в таблицу атрибутов текстового поля и его заполнение последовательностями из не более чем 4-х значений частных концентраций возрастных градаций льда. Преобразованные из числовых величин в текстовые значения частные концентрации подразделяются символами пробелов. В случае большего числа возрастных градаций записываются частные концентрации льдов 3-х самых возрастных градаций, начиная с самой возрастной, т.е. льдов максимальной толщины. Частные концентрации остальных возрастных градаций льда объединяются;
- 13) Формирование списков кодов не более чем 4-х форм льда: по одному на каждую возрастную градацию льда. Перекодировка выполняется с помощью разработанной на языке Python программы, т.к. коды форм льда в текстовом файле исходных данных для эмпирико-статистической модели расчетов скорости движения судов во льдах не совпадают с кодами форм льда в атрибутивных таблицах векторных слоев ледовых карт. В случае наличия нескольких форм льда у одной возрастной градации берется форма с наибольшими размерами льдин. В случае присутствия полей и обломков полей записывается специальный символ. Для ниласов и начальных льдов в качестве форм льдов задаются обломки полей и крупнобитый лед;
- 14) Создание и заполнение строкового поля последовательностей символов не более чем 4-х форм льда по возрастным градациям, начиная с категории льдов максимальной толщины. В случае наличия более чем 4-х возрастных категорий льдов в последовательность кодов форм льда записываются коды 3-х

самых возрастных категорий, а из форм льдов остальных возрастных категорий выбирается форма с максимальными размерами льдин; 15) Определение толщины льда в сантиметрах по возрастным градациям льдов. Для градаций, которые не являются самыми возрастными в данном пространственном объекте, задаются середины диапазонов толщины льда. Например, для тонких однолетних льдов это 50 см ($30 + (70-30) / 2$). Предполагается равномерное распределение толщины льдов всех возрастных градаций. Для возрастной градации льдов с максимальной толщиной задается максимальная возможная толщина льда в предположении роста льда с самого начала осеннего ледообразования. Для определения этой величины выполняется интерполяция значений толщины припая по данным ее мониторинга на гидрометеорологических станциях. При этом в случае суровой зимы нарастание толщины дрейфующих льдов запаздывает по сравнению с толщиной припая на 2 декады, в случае умеренной – на 3 декады, а во время мягкой зимы – на 4 декады. Определение типа зимы может быть выполнено по суммам градусо-дней мороза после устойчивого перехода температуры воздуха через 0°C по данным станций Гидрометслужбы. Для юго-западной части Карского моря это станции ГМС «Амдерма», «о. Белый», «Диксон». Ввиду незначительного числа станций мониторинга интерполяция выполняется методом IDW («Обратно взвешенное расстояние») только в пределах буферной зоны маршрута плаваний. Схема расположения станций мониторинга толщины льда в апреле 2019 года представлена на рисунке 1. Рисунок 2 демонстрирует результаты интерполяции толщины припая по данным первой декады апреля 2019 года.

РИС. 1. Схема станций мониторинга толщины льда в апреле 2019 года (Nm – nautical miles, морские мили)



которой относится результат дешифровки снимков – карта ледовой обстановки. Во втором случае в качестве исходных данных используются толщины припая на станциях мониторинга, измеренные ранее на время запаздывания, зависящее от степени суровости зимы. При интерполяциях используются маски: в первом случае это участки припая внутри буферной зоны, во втором – участки дрейфующих льдов. Затем выполняется зональная статистика слоя результата интерполяции по пространственным объектам слоя ледовых зон внутри буферной зоны с определением максимального и среднего значения толщины льда в каждом пространственном объекте. Это параметры льда, который образовался в начале льдообразования и нарастал в этом объекте. В случае распространения частей многосвязного пространственного объекта по разным участкам буферной зоны протяженного маршрута выполняется преобразование многосвязного объекта в односвязный. Другой вариант действий: оперировать не слишком

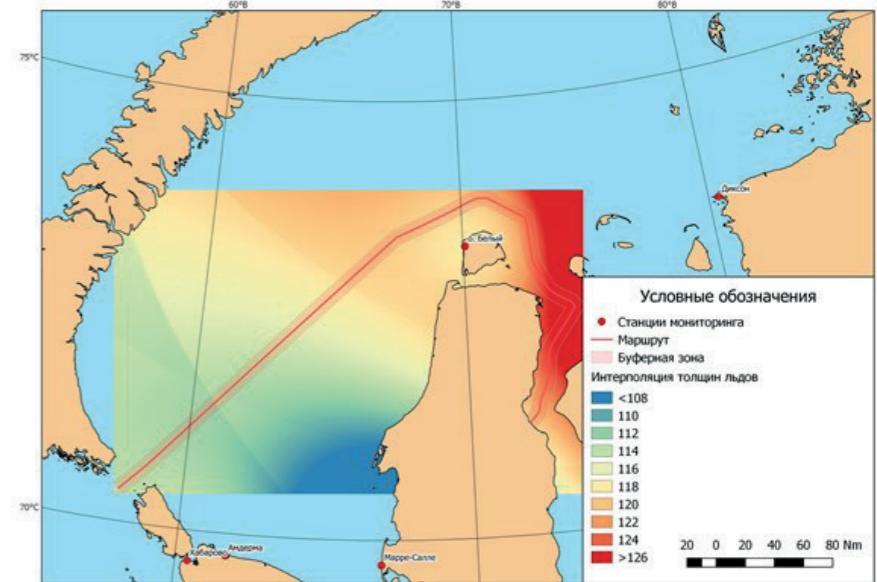
протяженными участками маршрута плавания. Разумеется, такой подход не учитывает возможный дрейф льда, но предполагается равная вероятность приноса в буферную зону маршрута плавания льдов как с большей, так и с меньшей толщиной. Такой подход позволяет учитывать динамику толщины льда в течение осенне-зимнего периода. Ледовая ситуация в первую декаду мая 2019 года представлена на рисунке 3. В качестве толщины льда самой возрастной градации задается середина диапазона между нижним значением этой градации и максимальной толщиной льда по результатам интерполяции. Если верхняя граница диапазона толщины самой возрастной градации льдов в этом пространственном объекте оказывается меньше, чем максимальная толщина льда по результатам интерполяции, то в качестве толщины льда задается середина диапазона толщины льдов этой возрастной градации;

16) Создание и заполнение строкового поля

градациям. В случае наличия более 4-х возрастных категорий льдов толщины льдов 3-х самых возрастных градаций определяются описанным выше способом. Льды остальных возрастных категорий объединяются, их средняя толщина рассчитывается по серединам соответствующих диапазонов с учетом частных концентраций этих категорий;

17) Создание и заполнение строкового поля данных для импорта в эмпирико-статистическую модель расчета скорости движения судна во льдах и времени прохождения участков маршрута. Отдельные обозначения разделяются символом пробела. Данные, относящиеся к каждому уникальному сочетанию ледовых характеристик в пределах буферной зоны маршрута (или к каждомуциальному сочетанию ледовых характеристик в пределах буферной зоны маршрута (или к каждому отдельному участку маршрута в случае преобразования многосвязных объектов в односвязные), записываются в отдельную запись (строку) таблицы атрибутов. Данные включают себя следующую последовательность характеристик: протяженность участка маршрута в морских милях, число возрастных градаций льдов, частные концентрации льда по градациям, начиная со льдов максимальной толщины,

РИС. 2. Результат интерполяции толщины льда по данным 1-ой декады апреля 2019 года



коды форм льда по градациям, толщины льда в сантиметрах по градациям, торосистость льда, степень его разрушенности. Торосистость задается одинаковой для всего маршрута на основании осреднения результатов многолетних исследований. Разрушенность льда отлична от нуля только в летние месяцы и также задается по средним статистическим данным;

18) Завершающей стадией обработки данных в среде ArcGIS является экспорт значений строкового поля данных в отдельный текстовый файл. Пример структуры этого файла представлен на рисунке 4;

19) Следующим шагом исследования является выполнение расчетов на эмпирико-статистической модели движения судов во льдах.

Результаты

Результаты исследования показывают, что ледовые карты из архива ААНИИ могут служить объективным источником данных для исследований межгодовой динамики ледовой ситуации и ледовых условий плавания в Северном Ледовитом океане и замерзающих морях. Эмпирико-статистическая модель может использоваться в качестве инструмента для расчетов наиболее объективных показателей ледовых условий плавания: средней скорости плавания судна

РИС. 3. Ледовая карта первой декады мая 2019 года

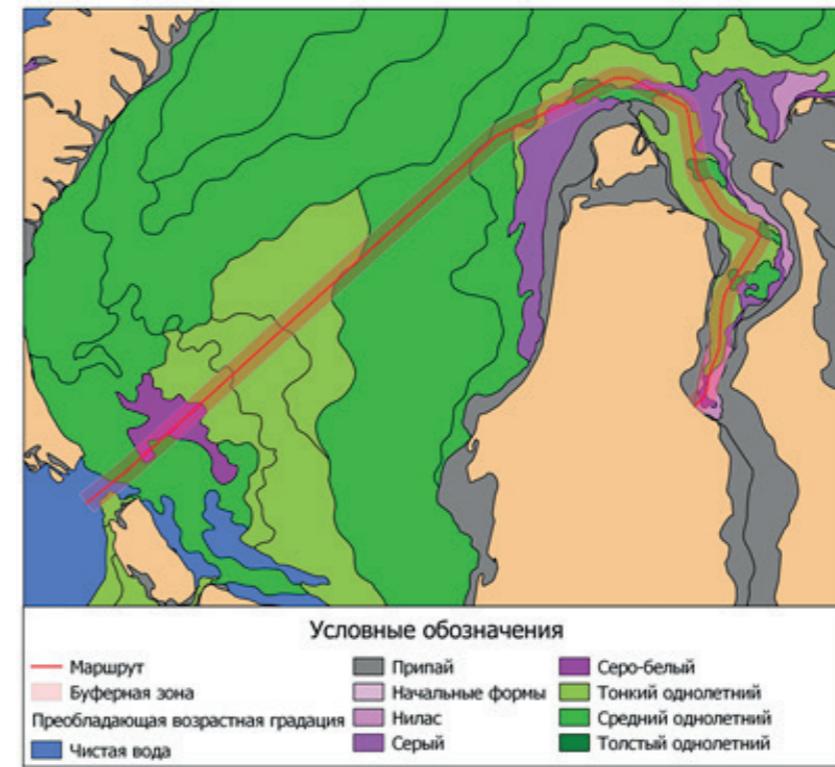


РИС. 4. Структура текстового файла с данными для эмпирико-статистической модели

23.2 1.667 3.333 4.0 1.0 2.4 4.4 95 50 23 8 1 0 6666
8.8 4 2.333 4.667 2.0 1.0 2.4 4.4 134 95 50 15 1 0 6666
66.0 4 7.5 1.5 0.333 0.667 3.4 4.4 146 95 23 8 1 0 6666
168.7 4 9.0 0.5 0.167 0.333 3.4 4.4 138 95 23 8 1 0 6666
46.1 4 1.5 3.0 2.0 2.4 4.4 134 95 50 15 1 0 6666
0.8 1 10.0 0 171 1 0 6666
166.1 1 10.0 0 172 1 0 6666
36.8 0 6666
7777

РИС. 5. Распределение льдов различных возрастных категорий в буферной зоне маршрута в первую декаду мая 1998 года



РИС. 6. Распределение льдов различных возрастных категорий в буферной зоне маршрута в первую декаду мая 2019 года



по всему стандартному маршруту и суммарного времени этого плавания.

Сравнение результатов численных экспериментов на модели с имитацией плаваний атомного ледокола «Арктика» по маршруту «порт Сабетта – Карские Ворота» в первые декады мая 1998 и 2019 гг. показало существенное улучшение условий плавания. Так, средняя скорость плавания в условиях 1998 года равна 6.9 узлов (морских миль в час), а эта же характеристика при имитации условий 2019 года – 14.9 узла. Обнаружено существенное уменьшение суммарной величины затрат времени на прохождение маршрута: с 74.5 часов в 1998 году до 34.8 часов в 2019 году.

Добавление в качестве дополнительного условия сжатия судна дрейфующими льдами не изменяет этого соотношения между значениями скоростей и затрат времени. Так, в этом случае при сжатии силой в 1 балл по российской трехбалльной шкале средняя скорость в условиях 1998 года равна 6.7 узлов, а при условиях 2019 года – 14.5 узлов. Суммарные затраты времени плавания снижаются с 77.7

часов в 1998 году до 35.6 часов в 2019 году. Это можно объяснить обнаруженным существенным изменением пространственного распределения льдов разных возрастных категорий в буферной зоне маршрута плаваний с 1998 по 2019 гг. Эти распределения представлены на рисунках 5 и 6. Очевидно исчезновение толстых однолетних льдов.

ВЫВОДЫ

Выявлены существенные возможности эмпирико-статистической модели для интегральной оценки ледовых условий плаваний и их климатических изменений. Разумеется, эта модель не учитывает все факторы, которые влияют на ледовое плавание. Так, она не принимает во внимание трещины, разводья, полыньи в ледяном покрове. Тем не менее числовые ряды нормализованных относительных значений скорости и затрат времени плаваний могут использоваться для оценки климатических изменений условий плавания при разработке морских транспортных систем. ●

Исследование выполнено в рамках государственной бюджетной темы ЦНТП 5.1.2. «Развитие существующих и разработка новых методов и технологий долгосрочного (месячного и сезонного) прогнозирования элементов ледово-гидрологического режима арктических морей, низовьев и устьевых областей рек в условиях климатических изменений», а также при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-05-60291 Арктика.

Литература

- Evseev A. et al, 2019. Advanced economic development of the Russian Arctic: sustainable nature management // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 302 012133. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/302/1/012133/pdf>
- Gladkiy Y. et al, 2019. Conceptual theories and ideologies of sustainable development of the Arctic in the era of changing technological paradigms // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 302 012069. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/302/1/012069/pdf>

KEYWORDS: ice conditions of navigation, simulation, GIS-technologies.



XVII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2020

18 сентября, Москва,
«Балчуг Кемпински»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ОРГАНИЗATOR



СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2020!

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ:
ПЕРВЫЕ ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ НА БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОДДЕРЖКА
РАБОТ КОМПАНИЙ НА ШЕЛЬФЕ



ШЕСТЬ ЛЕТ РАБОТ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ:
ПЕРВЫЕ ИТОГИ, УСПЕХИ И НЕУДАЧИ



НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ
ДЛЯ ОФФШОРНЫХ ПРОЕКТОВ



ИНФОРМАЦИОННОЕ И КАДРОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ



20+
АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ



130+
УЧАСТНИКОВ



17 ЛЕТ
ВЕДУЩЕМУ
МЕРОПРИЯТИЮ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА



+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32



Elena.Konstantinova@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В АРКТИКЕ



**Алексеева
Мария Николаевна**

научный сотрудник,
Научно-исследовательский
информационный центр
с музеем нефти
ИХН СО РАН



**Ященко
Ирина Германовна**

зав. лаб., к.г.-м.н.,
Научно-исследовательский
информационный центр
с музеем нефти
ИХН СО РАН

Арктика обладает огромным потенциалом роста дальнейшего развития отечественной нефтегазовой отрасли в ближайшие десятилетия. В 2017 г. в Арктике добыто 96,2 млн т нефти, что на 3,8% больше, чем в 2016 г., а также 568,9 млрд м³ газа (прирост по сравнению с 2016 г. составил 9,6%). Объемы добычи газа в Арктической зоне по итогам 2017 г. составили 83% общероссийской добычи. Доля производства нефти в Арктике с 2007 г. по 2017 г. увеличилась с 11,8% до 17,6% от общероссийской добычи [1].

Однако освоение и ввод в эксплуатацию новых месторождений в Арктическом регионе сопровождается экологическими рисками.

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАЗРАБОТКИ МОДЕЛИ ЗОН ЗАГРЯЗНЕНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ТЕРРИТОРИИ И ШЕЛЬФА АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗНОРОДНЫХ МНОГОМЕРНЫХ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО И НАЗЕМНОГО ИССЛЕДОВАНИЙ. ВЫЯВЛЕНЫ ТЕРРИТОРИИ ОСТРОВОВ И ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ, В КОТОРЫХ В СВЯЗИ С ИНТЕНСИВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ОЧЕНЬ ВЫСОКИ РИСКИ ДЕГРАДАЦИИ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ. ОПРЕДЕЛЕНЫ ПЛОЩАДИ И ГРАНИЦЫ ЗОН ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ НЕФТЬЮ АКВАТОРИИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ И ПОБЕРЕЖЬЯ ОСТРОВА КОЛГУЕВ ПРИ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЯХ РАЗЛИВА НЕФТИ НА ГЛУБИННОМ НЕФТЕПРОВОДЕ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕНИЙ АНАЛИЗОВ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННОЙ ПОЧВЫ ОСТРОВА КОЛГУЕВ ВЫДЕЛЕНА МИКРОФЛORA, ОБЛАДАЮЩАЯ ПСИХРОТОЛЕРАНТНЫМИ И ГАЛОФИЛЬНЫМИ СВОЙСТВАМИ, НА ОСНОВЕ КОТОРОЙ РАЗРАБОТАН БИОПРЕПАРАТ ДЛЯ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВ

THE RESULTS OF DEVELOPING A MODEL OF POLLUTION ZONES FOR ASSESSING THE ENVIRONMENTAL RISK OF CHANGES IN THE STATE OF THE TERRITORY AND SHELF OF THE ARCTIC TERRITORIES USING HETEROGENEOUS MULTIDIMENSIONAL DATA FROM REMOTE AND GROUND-BASED STUDIES ARE PRESENTED. THE TERRITORIES OF THE ISLANDS AND SHELF OF THE BARENTS SEA WERE IDENTIFIED IN WHICH, DUE TO THE INTENSIVE ACTIVITY OF THE OIL AND GAS COMPLEX, THE RISKS OF ENVIRONMENTAL DEGRADATION ARE VERY HIGH. THE AREAS AND BOUNDARIES OF THE ZONES OF ECOLOGICAL RISK OF OIL POLLUTION OF THE BARENTS SEA AND THE COAST OF KOLGUEV ISLAND WERE DETERMINED IN CASE OF POSSIBLE OIL SPILL ACCIDENTS IN THE DEEP OIL PIPELINE. AS A RESULT OF THE ANALYSIS OF OIL-CONTAMINATED SOIL OF KOLGUEV ISLAND, MICROFLORA WITH PSYCHROTOLERANT AND HALOPHILIC PROPERTIES WAS ISOLATED, ON THE BASIS OF WHICH A BIOLOGICAL PRODUCT WAS DEVELOPED FOR THE RESTORATION OF OIL-CONTAMINATED SOILS

Ключевые слова: остров Колгуев, Баренцево море, нефтяные загрязнения, акватория, побережье, космические снимки Landsat 8, растительный покров, зоны риска.

В районах стационарных морских платформ море и прибрежные территории подвержены нефтяному загрязнению при разгрузке-погрузке танкеров и авариях на подводных нефтепроводах и скважинах.

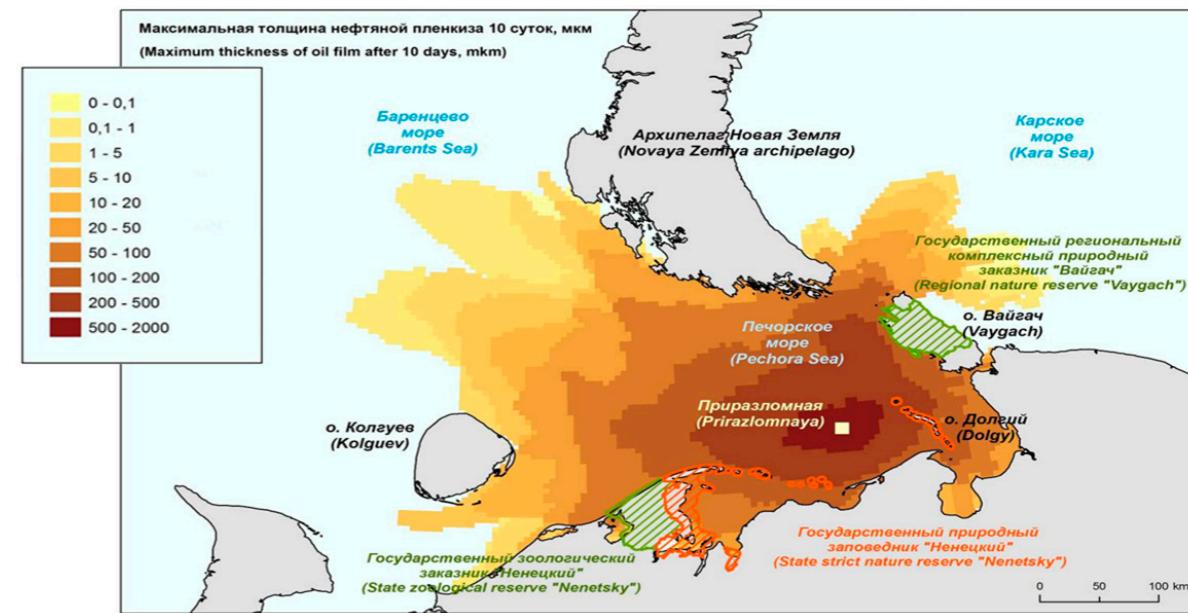
В современных условиях усовершенствованы методы обнаружения нефтяных загрязнений морской поверхности с использованием радиолокационных и космических снимков (КС) MODIS, Landsat 8, Sentinel в различных диапазонах длин волн [2, 3]. Специалистами оцениваются экологические риски и создаются имитационные модели расчета объемов и площадей нефтезагрязнения воды [4–6]. Например, трехмерная модель распространения нефтяных

загрязнений в арктических морях (Oil Spill Model for the Arctic Seas) [6] рассчитывает перенос и трансформацию нефтяных загрязнений на поверхности моря в результате аварийных длительных разливов нефти от неподвижных или движущихся источников (аварии на танкерах, и/или в системе хранения нефти, и/или на скважинах).

В работе [6] было проведено моделирование возможного распределения разливов нефти на шельфе и береговой линии при эксплуатации морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная» с определением зон риска распространения разливов, распределения предельных (максимальных) толщин нефтяной пленки на участках

УДК 504.064

РИС. 1. Возможные нефтяные загрязнения акваторий и побережий при разливе нефти в 10000 т за 5 суток [6]



акваторий в рамках возможной зоны неблагоприятного влияния разлива и вероятности пагубного поражения акваторий, береговой линии и других объектов за заданные интервалы времени (рис. 1). На рис. 1 видно, что при возможном разливе нефти в 10000 т будет загрязнена значительная часть Баренцева моря и побережья между островами Колгуев, Вайгач и архипелагом Новая Земля, где расположены особо охраняемые природные территории: Государственный зоологический заказник «Ненецкий», Государственный региональный комплексный природный заказник «Вайгач», Государственный природный заповедник «Ненецкий», Государственный природный заказник регионального значения «Колгуевский».

С целью снижения техногенной нагрузки и сохранения биоразнообразия в рамках стратегии [7] предложен командой Всемирного фонда дикой природы (WWF России) «Проект плана комплексного управления морским природопользованием российской части Баренцева моря на основе экосистемного подхода» [8]. Данный план разработан с учетом способности морских экосистем накапливать,нейтрализовывать и выводить из морской среды вредные вещества, в частности, при добыче углеводородов в Арктике. В настоящее время нами установлены территории островов и шельфа Баренцева моря,

в которых в связи с интенсивной деятельностью нефтегазового комплекса очень высоки риски деградации окружающей среды, что и определяет актуальность данной работы.

Цель данной работы:
моделирование зон экологического риска нефтяного загрязнения о. Колгуев и разработка экологически безопасного метода восстановления нефтезагрязненных участков с применением аборигенной микрофлоры.

Объекты исследования

Объектом исследования послужила территория шельфа западной части Арктической зоны России. Значительная часть углеводородных ресурсов Арктического шельфа – 94% общего объема сосредоточена на западе в Восточно-Баренцевской, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской нефтегазоносных провинциях (рис. 2). Начальные извлекаемые ресурсы Российской части Баренцево-Печороморского

РИС. 2. Карта месторождений и нефтегазоносных провинций западной части Арктики

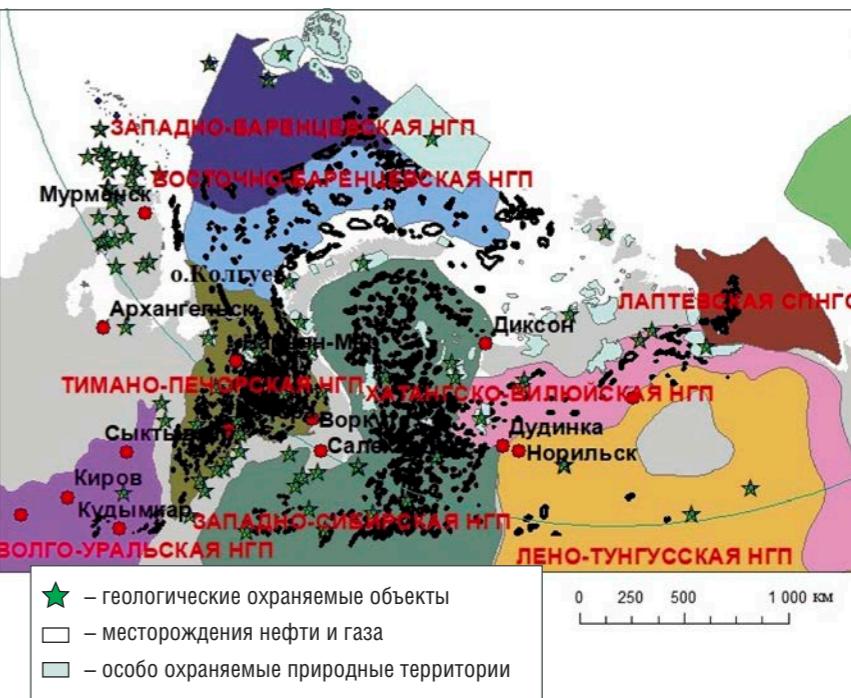
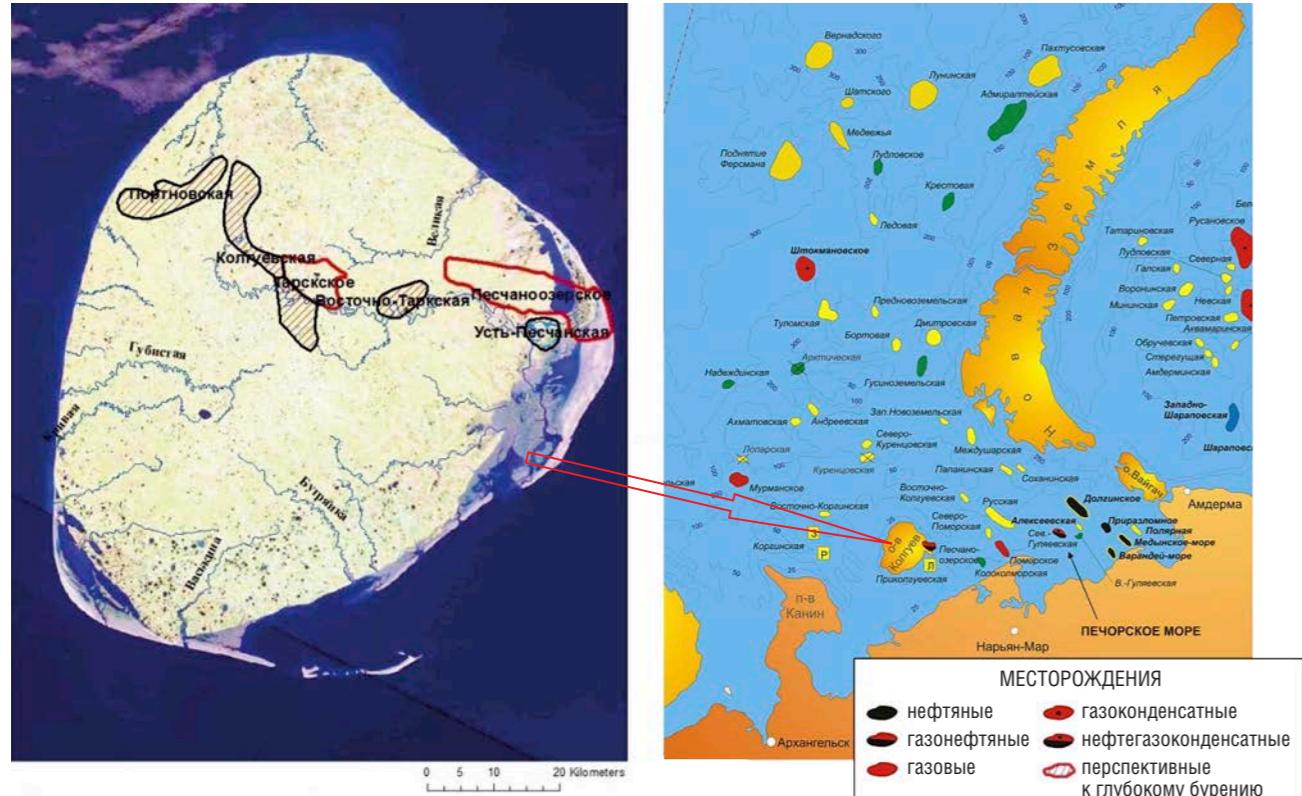


РИС. 3. Шельфовые месторождения Баренцева моря [9] и территория острова Колгуев на космическом снимке Landsat 8 с указанием островных месторождений



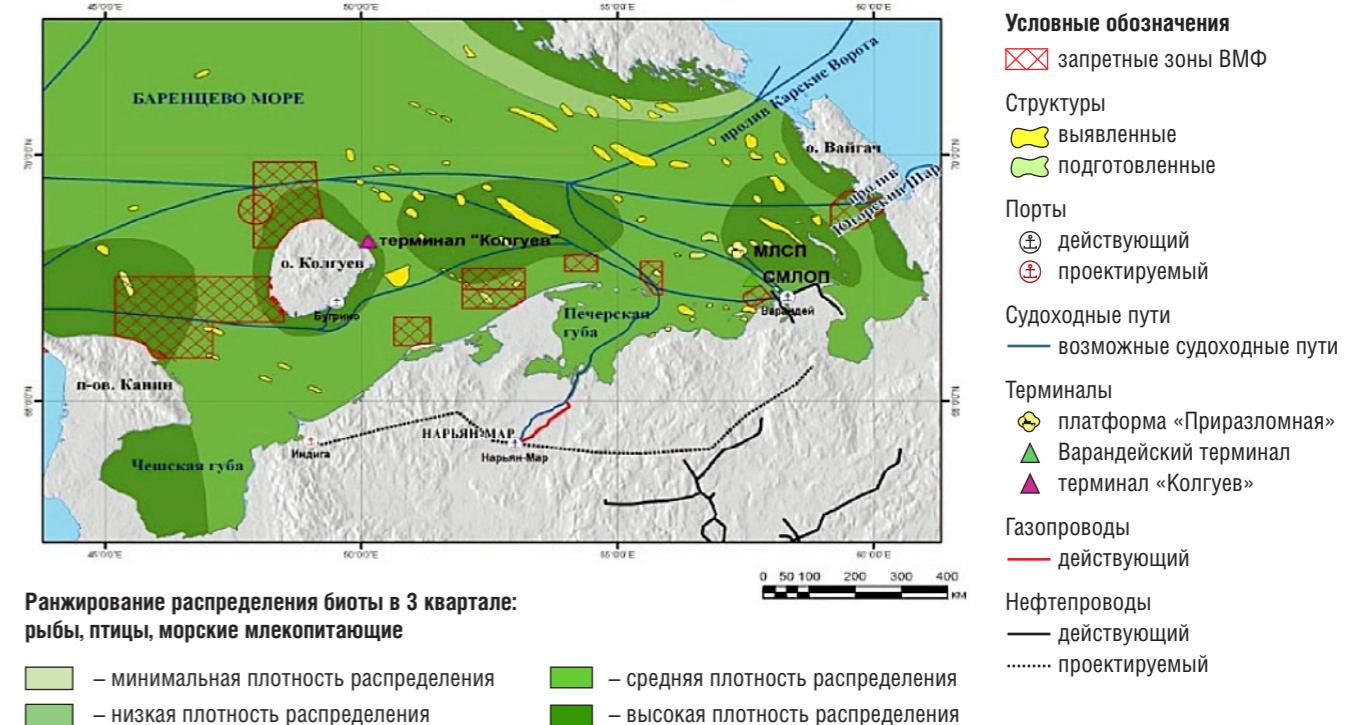
шельфа составляют 27,6 млрд т условного топлива, в том числе 2,1 млрд т нефти [9, 10]. Распределены лицензии на следующие перспективные участки в Печорском море: Северо-Поморский-1, Северо-Поморский-2, Русский, Поморский, Южно-Русский, Западно-Матвеевский, Южно-Приновоземельский, Медынско-Ванандейский [11]. В Баренцевом море предполагается обустройство Штокмановского месторождения с разведанными запасами газа 3,8 трлн м³, конденсата – 53,4 млн т, в Печорском море планируется разработка Долгинского месторождения с запасами нефти 235,8 млн т [12]. В Печорском море ведется добыча нефти на Приразломном месторождении, запасы которого составляют 72 млн т. В 2018 г. объем добычи нефти на Приразломном месторождении составил около 3,5 млн т [1]. Объектом наших исследований был выбран остров Колгуев с расположенным на нем месторождением Песчаноозерское (рис. 3).

Остров Колгуев общей площадью 5121,6 км², расположен в юго-восточном районе Баренцевого моря между полуостровом Канин и архипелагом Новая Земля.



РИС. 4. Динамика нефтедобычи на Песчаноозерском месторождении острова Колгуев

РИС. 5. Карта шельфа Баренцева и Печорского морей с указанием техногенных объектов и ареалов размещения морской биоты с указанием ее плотности распределения за летний период [8]



По состоянию на 01.01.2015 г. на этом лицензионном участке пробурено 64 скважины, из которых действующих добывающих – 24 (фонтанных – 3, оборудованных штанговыми глубинными насосами – 21), бездействующих – 16, нагнетательных – 7, остальные 17 скважины в консервации. В 2015 г. от начала разработки было отобрано более 1,1 млн т нефти [15]. Как видно из рис. 4, с 2011 г. наблюдается сокращение уровня добычи на Песчаноозерском месторождении, например, в 1989 г. добыча составила 80 тыс. т, в 2015 г. нефти было добыто в 5 раз меньше (17,8 тыс. т).

На рис. 5 представлено расположение техногенных объектов и распределение ареалов морской биоты Баренцева и Печорского морей [8]. В районе о. Колгуев отмечена высокая численность морской и островной биоты (рис. 5). В последнее десятилетие, в связи с сокращением промысла морских млекопитающих, началось медленное увеличение численности популяций кольчатой нерпы, морского зайца, гренландского тюленя, атлантического моржа. Ежегодно на о. Колгуев отмечаются залежки моржей численностью до 20–30 особей, в основном, по кошкам (песчаным отмелям), окаймляющим

остров с юго-западной и восточной стороны. На территории острова в 21.06.2019 г. создан Государственный природный заказник регионального значения «Колгуевский» с целью сохранения редких ландшафтов и высокопродуктивных экосистем острова Колгуев, уникальных для Арктики, высокого биоразнообразия, редких видов птиц и млекопитающих [16]. Всего 25 объектов растительного мира о. Колгуев взяты под государственную охрану и включены в Красную книгу Ненецкого АО (НАО). В данный перечень входят: 6 таксонов лишайников, 2 вида морских водорослей, 1 печеночник, 2 вида мхов и 14 – сосудистых растений. На острове отмечена высокая численность птиц, включенных в Красную книгу НАО, так белолобого гуся на острове насчитывается около 400 000–600 000 особей, гуменника – около 170 000 особей, белошекой казарки – 30 000–60 000 особей [16].

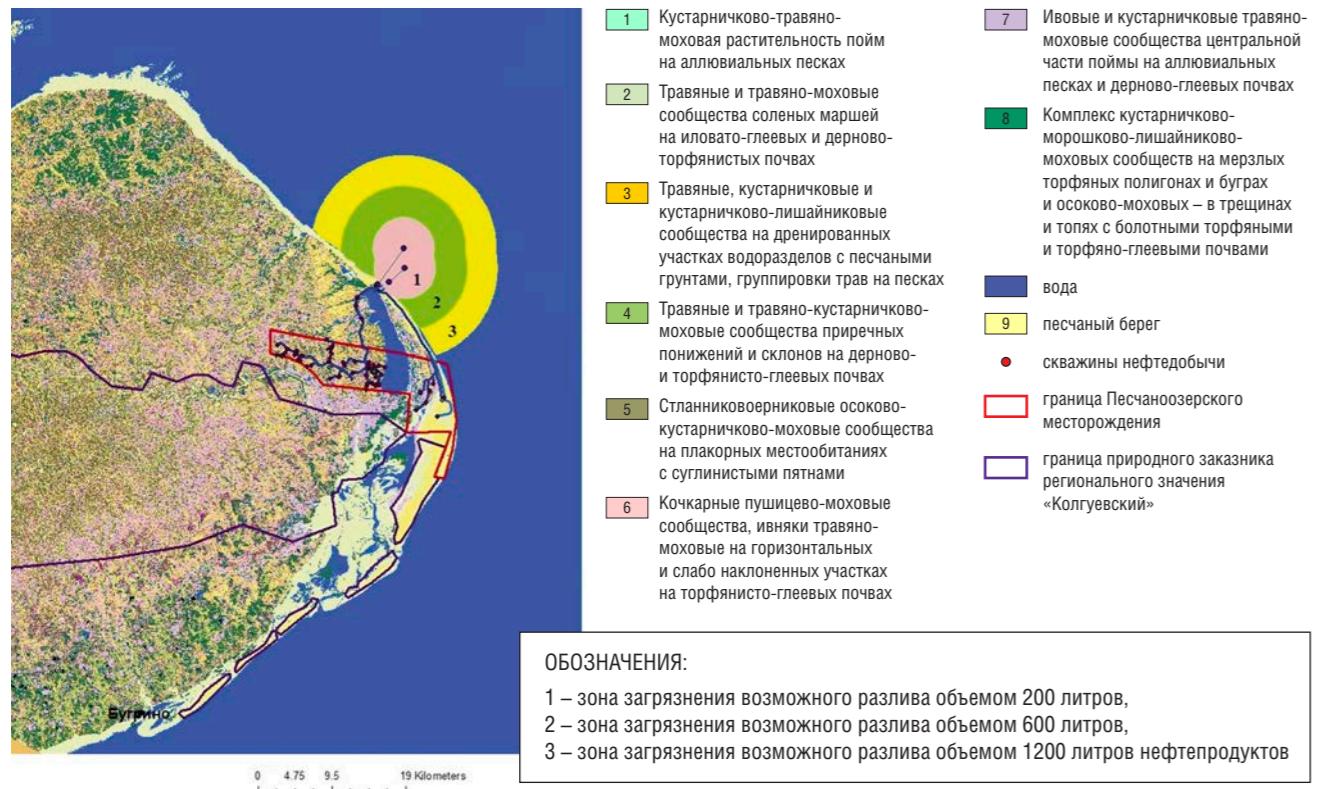
Методы исследования

Для построения карты растительного покрова использовались описания [14, 17–19]. По данным [14] для острова Колгуев характерны тундровые

- Условные обозначения**
- запретные зоны ВМФ
 - выявленные
 - подготовленные
 - действующий
 - проектируемый
 - возможные судоходные пути
 - платформа «Приразломная»
 - Варандейский терминал
 - терминал «Колгуев»
 - газопроводы
 - действующий
 - проектируемый
 - нефтепроводы
 - действующий
 - проектируемый

ландшафты, со слегка холмистым рельефом. В сравнительно возвышенной средней части острова группируются холмы и сопки высотой более 100 м, образуя гряды, вытянутые в северо-восточном направлении. В южной и северной части острова находятся плоские болотистые низины. Низины заболочены и весь остров покрыт густой сетью ручьев, рек и озер. На основе материалов [17–19] выбраны 8 типов тундровых ландшафтов, различных на КС Landsat 8 на всю территорию острова. Данные 8 типов использовались для проведения классификации с обучением в ERDAS Imagine 2010. Установлено, что нефтяные загрязнения акватории и побережий происходят при разгрузке-погрузке танкеров, при авариях на подводных и наземных нефтепроводах, непосредственно на нефтепромыслах. В районе о. Колгуев зафиксированы разливы нефти и нефтепродуктов в Баренцево море [20, 21]. Например, по данным [10] от 18.09.2004 г. при перевозке дизельного топлива в результате аварии на мелководье вблизи о. Колгуев (пос. Бугрино) утонул понтона с грузом 50 т солярки. В акватории острова на глубинах 14 и 18 м расположено 2 подводных нефтепровода для

РИС. 6. Карта растительного покрова о. Колгуев с зонами риска загрязнения нефтью и нефтепродуктами



загрузки танкеров вместимостью до 30000 т, что повышает риск загрязнения морской воды. По данным [21] от 21 сентября 2013 г. в результате аварии в море вылилось около 200 л дизельного топлива. На поверхности Баренцева моря образовалось пятно 52 км² с пленкой толщиной менее 1 мм. Согласно рис. 1 существует большой риск загрязнения прибрежной северо-восточной, восточной и южной части острова, включая территорию Государственного природного заказника регионального значения «Колгуевский».

Построение зон риска загрязнения нефтью и нефтепродуктами проводилось в несколько этапов:

- 1) Отображение в ГИС проекте координат начала и окончания подводных нефтепроводов на основе постановления [22].
- 2) Построение буферной зоны радиусом 4 км вокруг терминала Колгуев в ArcMap 10.1. Радиус был выбран исходя из данных о площади нефтяного пятна 52 км² при утечке 200 л нефтепродуктов [21].
- 3) Построение буферной зоны радиусом 7 км при утечке 600 л нефтепродуктов и 10 км при утечке 1300 л нефтепродуктов.

В 2014 г. в результате наземных экспедиционных исследований в зоне береговой линии вблизи пос. Бугрино были отобраны образцы нефтезагрязненной почвы, проведен их физико-химический и микробиологический анализ. Подробно методы исследований указаны в нашей работе [23].

Результаты исследования

Результаты разработки модели зон загрязнения представлены в виде интерактивной цифровой карты острова с ранжированием островной растительности и объектов нефтедобывающей

сообщества на дренированных участках водоразделов с песчаными грунтами, группировки трав на песках (17,9% площади месторождения); 2) кочкарные пущево-моховые сообщества, карликовые ивняки травяно-моховые на горизонтальных и слабо наклоненных участках на торфянисто-глеевых почвах.

При моделировании границ нефтяного пятна было получено: зона 1 соответствует площади 52 км² при разливе 200 л нефтепродуктов, зона 2 соответствует площади 156 км² при разливе 600 л, зона 3 – площадь 314 км² при разливе 1200 л (рис. 6).

Эти зоны по данным [8] находятся в области высокой скорости поверхностных течений. По данным метеостанции острова Колгуев с 21 по 26 сентября 2013 г. ветер был преимущественно восточного направления со средней скоростью 12 м/с, температура воздуха +5 °C. Модуль средней скорости течений Печорского моря имеет значения от 2,6 до 4,8 см/с направления на северо-восток (от 30° до 70°) и характеризует вынос вод в направлении «Поморский пролив – пролив Карские ворота» [24].

В результате обработки KC Landsat 8 11.07.2017 года установлено, что на острове преобладают 1) травяные, кустарничковые и кустарничково-лишайниковые

слое воды в Печорском море ниже ПДК (50 мкг/л), их характеризуют как слабозагрязненные нефтепродуктами [25].

Концентрация загрязнения исследуемых образцов почвы определена в интервале 18–57 г/кг [23]. В результате скрининга коллекционных культур, выделенных из почвы, определены штаммы микроорганизмов – представителей родов *Acinetobacter*, *Pseudomonas*, *Bacillus* и *Rhodococcus*. Особым разнообразием, включающим до 6 видов, характеризуется род *Bacillus*. При проведении деструкции в жидкой среде наиболее эффективно утилизация нефти прошла в опыте с применением ассоциации микроорганизмов и штаммов культур *Pseudomonas* и *Bacilli*.

На основе использования аборигенной микрофлоры авторами [23] разработан метод ремедиации и восстановления нефтезагрязненных почв с применением минеральных стимулирующих субстратов.

Для интенсификации процессов деструкции нефти рекомендуем применять аммиачную селитру, содержащую азотистые биогенные субстраты. Применение аборигенной нефтеокисляющей микрофлоры позволяет сохранять естественный почвенный биоценоз северных широт. Ремедиация углеводородов нефти составила 36–60 % при низкой температуре (+5 °C).

Таким образом, рассмотрены ресурсы западной части Арктического шельфа.

Установлены территории островов и шельфа Баренцева моря, в которых в связи с интенсивной деятельностью нефтегазового комплекса очень высоки риски деградации окружающей среды. На основе дистанционных и наземных данных построена карта растительного покрова острова Колгуев. Рассмотрены зоны

экологического риска загрязнения нефтью территории и акватории острова Колгуев при погрузке судов нефтепродуктами. Для создания мер по рекультивации прибрежных зон в случае аварий на терминалах и на нефтепроводах острова Колгуев проведены лабораторные исследования. В результате проведенных анализов нефтезагрязненной почвы

в условиях низких температур выделена микрофлора, обладающая психротолерантными и галофильными свойствами, на основе которой разработан биопрепарат для рекультивации нефтезагрязненных почв в условиях низких температур и повышенной минерализации. Для интенсификации процессов деструкции нефти рекомендуем применять аммиачную селитру, содержащую азотистые биогенные субстраты.

Данная методика позволяет выявлять зоны экологического риска нефтезагрязнения арктических территорий и составить план профилактических и рекультивационных мероприятий. ●

Работа выполнена по Проекту НИР ПФНИ ГАН на 2013–2020 годы V.46.1.2. «Диагностика состояния и восстановление природных экосистем на объектах нефтегазового комплекса Западной Сибири и прилегающих территориях» № ГР AAAA-A17-117030310200-4.

Литература

1. Нефтегазовый Клондайк Арктики. Информационный ресурс Центральное диспетчерское управление Топливно-энергетического комплекса [Электронный ресурс]. URL: http://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/545/ (дата обращения 01.07.2019).
2. Лавриненко И.А., Митягина М.И., Костянов А.Г. Спутниковые методы выявления и мониторинга зон экологического риска морских акваторий. М.: ИКИ РАН, 2016. 334 с.
3. Митягина М.И., Лавровая О.Ю., Бочарова Т.Ю. Спутниковые мониторинг нефтяных загрязнений морской поверхности // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2015. Т. 12. № 5. С. 130–149.
4. Arzaghi E., Abbassi R., Garanina V., Binns J., Khan F. An ecological risk assessment model for Arctic oil spills from a subsea pipeline // Marine Pollution Bulletin. 2018. Vol. 135. P. 1117–1127.
5. Sun S., Hu C., Timpell J.W. Surface oil footprint and trajectory of the Ixtoc-I oil spill determined from Landsat/MSS and CZCS observations // Marine Pollution Bulletin. 2015. Vol. 101, No. 2. P. 632–641.
6. Моделирование поведения возможных разливов нефти при эксплуатации МЛСП «Приразломная». Всемирный фонд дикой природы (WWF) [Электронный ресурс]. URL: <https://wwf.ru/> (дата обращения 02.06.2019).
7. Стратегия развития морской деятельности Российской Федерации до 2030 года Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 августа 2019 г. № 1930-р [Электронный ресурс]. URL: <http://government.ru/> (дата обращения 17.11.2019).
8. Проект плана комплексного управления природопользованием российской части Баренцева моря. Всемирный фонд дикой природы (WWF) [Электронный ресурс]. URL: <https://wwf.ru/> (дата обращения 30.06.2019).
9. Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационное развитие экономики России [Электронный ресурс]. URL: <http://www.myshared.ru/slides/371165/> (дата обращения 17.11.2019).
10. Бамбуляк А., Францен Б. Транспортировка нефти из российской части Баренцева региона. Экологический центр. Свандовд, 2005. 92 с.
11. Шельфовые проекты [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/> (дата обращения 15.06.2020).
12. Морская часть российской Арктики поделена. Кто зайдет место под арктическим солнцем? [Электронный ресурс]. URL: <https://iv-g.livejournal.com/925672.html> (дата обращения 30.06.2019).
13. Государственная геологическая карта РФ М 1:1000000. Карта полезных ископаемых и прогноза нефтегазоносности. R-38-40 (о. Колгуев). 2001 г.
14. Журавлев В. А., Кораго Е. А., Костин Д. А., Зуйкова О. Н. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-39.40 – о. Колгуев – прол. Карские Ворота. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСГЕИ, 2014. 405 с. + 2 вкл.
15. Блох С.С., Цыганков В.А., Алексеева Ю.В., Ефимова Г.Х., Андреева О.Я. Повышение эффективности разработки Песчаноозерского нефтегазоконденсатного месторождения на о. Колгуев в Баренцевом море // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. № 3. С. 7.
16. Материалы комплексного экологического обследования территории, обосновывающие признание ей статуса особо охраняемой природной территории регионального значения – Государственный природный заказник «Колгуевский» на острове Колгуев Ненецкого автономного округа [Электронный ресурс]. URL: <http://ooot.aari.ru/ooot> (дата обращения 30.06.2019).
17. Лавриненко И.А., Лавриненко О.В. Влияние климатических изменений на растительный покров островов Баренцева моря // Труды Карельского научного центра РАН. № 6. 2013. С. 4–16.
18. Лавриненко И.А., Лавриненко О.В., Николаева Н.М., Уваров С.А. Особо охраняемые природные территории Ненецкого автономного округа. – Архангельск: Лоция, 2015. – 80 с.
19. Лавриненко И.А. Типологическая схема территориальных единиц растительности на примере острова Колгуев // Сборник научных трудов Государственного Никитского ботанического сада. – 2016. – № 143. – С. 86–94.
20. Бамбуляк А., Францен Б. Транспортировка нефти из Российской части Баренцева региона на состоянию на январь 2009 г. Норвежский Баренцев Секретариат и Акваллан-нива, Норвегия. – 97 стр.
21. В НАО 200 литров дизельного топлива вылилось в море [Электронный ресурс]. URL: <http://xn--71a3d.xn--p1ai/24059> (дата обращения 17.11.2019).
22. Об утверждении Обязательных постановлений в морском порту Мурманск. Министерство транспорта Российской Федерации приказ от 12 августа 2014 года N 222 [Электронный ресурс]. URL: <http://docs.cntd.ru/document/420216939> (дата обращения 17.11.2019).
23. Алексеева М.Н., Сваровская Л.И., Ященко И.Г. Экологические риски нефтезагрязнения в Арктической зоне // Химия в интересах устойчивого развития. 2020. № 28. С. 223–228.
24. Рожков В.А., Сухих Н.А. Изменчивость течений в Печорском море // Проблемы Арктики и Антарктики. 2016. № 1. С. 84–95.
25. Щитов Б.В., Шадский И.П., Лобковский Л.И., Кучерук Н.В., Мерклин Л.Р. Исследования экологической ситуации в районе Приразломного нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2005. № 6. С. 34–37.

Keywords: Kolguev island, Barents Sea, oil pollution, water area, coast, Landsat 8 satellite images, vegetation cover, risk zones

ОСОБЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ОСОБЕННОГО РЕГИОНА

Влияние кривизны кристаллической решетки на прочность, пластичность, ударную вязкость, усталостную долговечность и износостойкость материалов арктического назначения

В ВЫСОКИХ ШИРОТАХ ВСЕ АКТИВНЕЕ РАЗВИВАЕТСЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ. СЕВЕРНЫЕ РЕГИОНЫ ТРЕБУЮТ ОСОБОГО ОТНОШЕНИЯ, ПРИМЕНЕНИЯ ОСОБОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСОБЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ВСЕ БОЛЬШУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИОБРЕТАЕТ НАУЧНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ, СВЯЗАННОЕ С ВЛИЯНИЕМ КРИВИЗНЫ КРИСТАЛЛИЧЕСКОЙ РЕШЕТКИ НА ПЛАСТИЧНОСТЬ И ПРОЧНОСТЬ МАТЕРИАЛОВ АРКТИЧЕСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ. КРИВИЗНА РЕШЕТКИ УВЕЛИЧИВАЕТ ЧИСЛО (МАРТЕНСИТИЧНЫХ) МЕЖУЗЕЛЬНЫХ СТРУКТУРНЫХ СОСТОЯНИЙ И СОЗДАЕТ ИХ КОНКУРЕНЦИЮ С РЕШЕТОЧНЫМИ СТРУКТУРНЫМИ СОСТОЯНИЯМИ. ВАЖНУЮ РОЛЬ ИГРАЕТ ТРАНСЛЯЦИОННАЯ ИНВАРИАНТНОСТЬ КРИСТАЛЛИЧЕСКОЙ РЕШЕТКИ. ПРИМЕРОМ РЕАЛИЗАЦИИ МАРТЕНСИТИЧНЫХ МЕЖУЗЕЛЬНЫХ СОСТОЯНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ БЕЙНИТ. В РАБОТЕ ПРИВОДЯТСЯ ПРИМЕРЫ, ОСНОВАННЫЕ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ КУЛОНОВСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОНОВ СТРУКТУРНЫХ КОМПОНЕНТОВ. НА УКАЗАННЫХ ПРИНЦИПАХ В МАТЕРИАЛАХ АРКТИЧЕСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ СОЗДАЮТСЯ НАНОСТРУКТУРНЫЕ СОСТОЯНИЯ

INDUSTRIAL ACTIVITY IS DEVELOPING MORE AND MORE ACTIVELY IN THE HIGH LATITUDE REGIONS. NORTHERN REGIONS REQUIRE SPECIAL TREATMENT, APPLYING SPECIAL EQUIPMENT AND USING SPECIAL MATERIALS. THEREFORE, THE SCIENTIFIC FIELD RELATED TO INFLUENCE OF CRYSTAL LATTICE CURVATURE ON PLASTICITY AND STRENGTH OF MATERIALS OF ARCTIC PURPOSE IS NOW BECOMING MORE POPULAR. THE LATTICE CURVATURE INCREASES THE NUMBER OF (MARTENSITIC) INTERSTITIAL STRUCTURES AND CREATES THEIR COMPETITION WITH THE LATTICE STRUCTURES. THE TRANSLATION INVARIANCE OF THE CRYSTAL LATTICE PLAYS A SIGNIFICANT ROLE. BAINITE IS THE EXAMPLE OF IMPLEMENTATION OF MARTENSITIC INTERSTITIAL STRUCTURES. THE PAPER DEALS WITH THE EXAMPLES BASED ON USING COULOMB INTERACTIONS OF ELECTRONS OF THE STRUCTURAL COMPONENTS. THE NANOSTRUCTURAL STATES ARE CREATED IN THE MATERIALS OF ARCTIC PURPOSE ACCORDING TO THE MENTIONED PRINCIPLES

Ключевые слова: кривизна решетки, трансляционная инвариантность, мартенситные межузельные состояния, арктические материалы, ударная вязкость, прочность.

Панин Виктор Евгеньевич

Институт физики прочности и материаловедения СО РАН, советник РАН, заведующий лабораторией физической мезомеханики и неразрушающих методов контроля, д.ф.-м.н., профессор, академик РАН

Панин Алексей Викторович

заведующий лабораторией физики поверхностных явлений, главный научный сотрудник, Институт физики прочности и материаловедения СО РАН, д.ф.-м.н., профессор

Панин Сергей Викторович

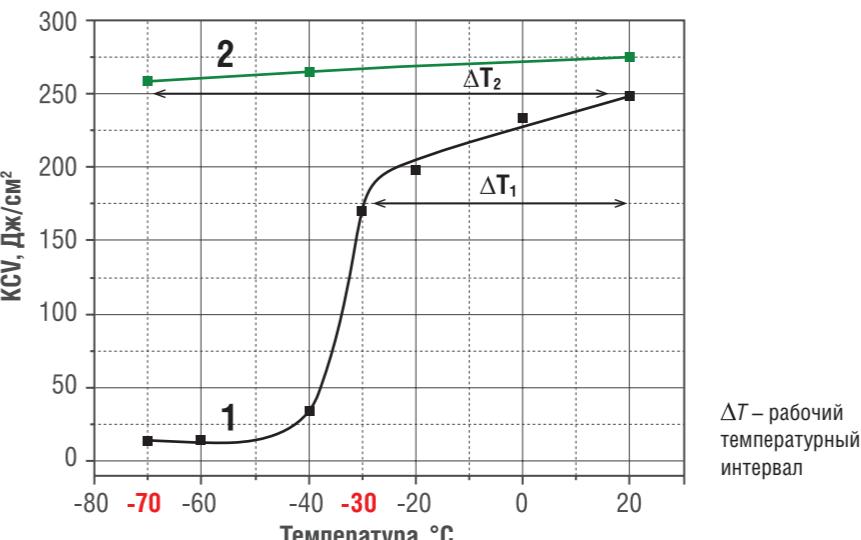
заведующий лабораторией механики полимерных композиционных материалов, главный научный сотрудник, Институт физики прочности и материаловедения СО РАН, д.т.н., профессор

УДК 620.1

Материалы и методы исследования

- Низкоуглеродистые и низколегированные стали;
- Титановые сплавы;
- Аустенитные стали;
- Введение азота и углерода в наплавленные покрытия;
- Измерение ударной вязкости (маятниковый копер с инструментированным бойком); оценка кривизны кристаллической решетки; поперечно-винтовая прокатка при различной температуре; испытания на одноосное растяжение, усталостную долговечность, износостойкость; анализ морфологии разрушения (оптический профилометр New View 6200);

РИС. 1. Температурная зависимость ударной вязкости стали 10Г2ФБЮ: состояние поставки (1) и после ПВП (2)



ΔT – рабочий температурный интервал

характеризация тонкой структуры (просвечивающая электронная микроскопия); количественная оценка электронной структуры (Оже-спектроскопия).

Результаты исследований

Низкоуглеродистые и низколегированные стали

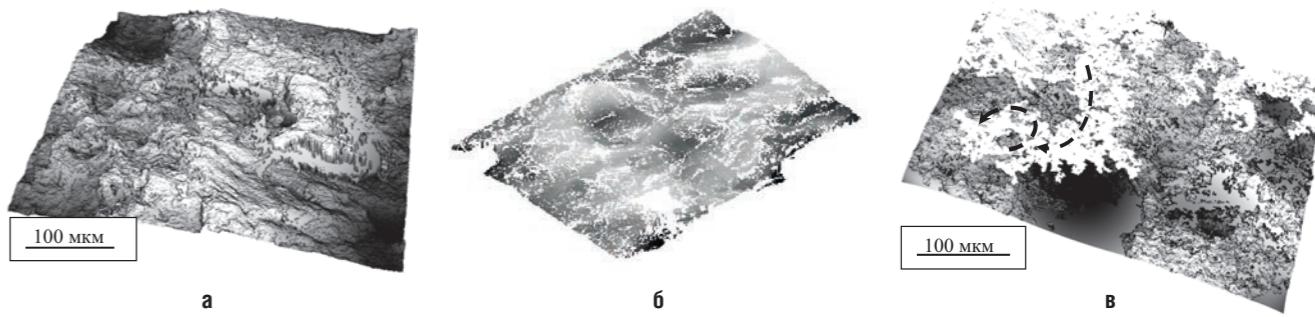
Основным структурным компонентом, реализующим упрочнение низкоуглеродистых и низколегированных сталей, является перлит. Он же является основной причиной развития эффекта низкотемпературной хрупкости в таких сталях. Применение поперечно-винтовой прокатки (ПВП) позволяет исключить трансляционную инвариантность кристаллической решетки, что подавляет образование перлита в сталях данного класса. При этом в областях,

испытывающих значительную кривизну решетки, образуется бейнит, представляющий собой наномасштабную «фазу».

Деформация в ней развивается по механизму пластической дисторсии, предполагающему перемещение атомов по междуузлиям [1, 2]. Данные измерения ударной вязкости в стали 10Г2ФБЮ в исходном состоянии и после ПВП при $T = 850^{\circ}\text{C}$ представлены на рис. 1 [1, 2]. Величина KCV после использованной обработки практически не меняется вплоть до $T = -70^{\circ}\text{C}$.

Фрагменты бейнита, сконцентрированные в зонах кривизны, обеспечивают эффективный релаксационный механизм, так как в междуузлиях содержатся много вакансий. Как следствие, при ударном изгибе в стали на поверхности разрушения наблюдается много полос бейнита. Их развитие носило вязкий характер при некристаллографическом характере распространения, рис. 2.

РИС. 2. а – Синусоидальная форма пластины бейнита на поверхности разрушения; $T = -70^{\circ}\text{C}$; б – Самоорганизованное вихревое перемещение компонент мартенситной фазы $\alpha_{\mu}^{(i)}$ с разным знаком поворота; в – След откололившейся пластины бейнита

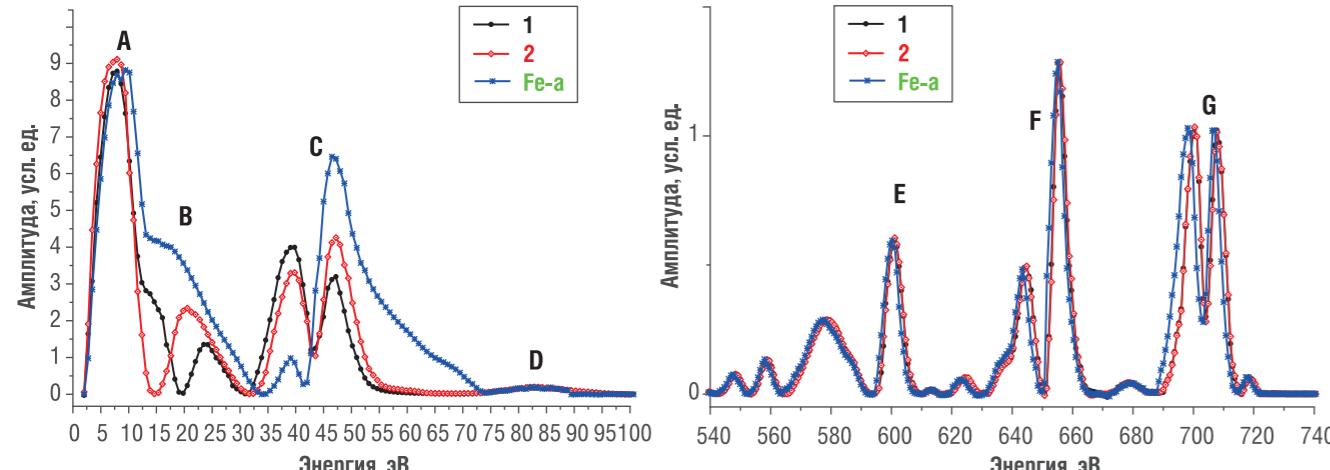


Формирование таких полос имеет вид движения вязкого потока по синусоидальной траектории (рис. 2, а), в то время как поворотный характер движения других полос имеет встречное направление (рис. 2, б); в третьем случае они имеют форму островков (рис. 2, в). В частности, на рис. 2, в представлен след откололившегося фрагмента бейнита, который имеет островковый характер. При этом одна часть фрагмента бейнита при развитии испытывала поворот по часовой стрелке, в то время как смежная испытывала поворот противоположного знака (рис. 2, в). По мнению авторов, бейнит может быть представлен в виде наномасштабной среды, содержащей междуузельные структурные состояния. При высокоскоростном деформировании возможен их распад на отдельные островки, что подчиняется закону сохранения момента импульса.

Отчетливо прослеживается островковый механизм формирования, что иллюстрирует выполнение закона сохранения момента импульса при деформировании пластины бейнита.

Наконец, отметим, что характеристика электронной подсистемы малоуглеродистой стали после поперечно-винтовой прокатки [2] показала смещение низкоэнергетических электронов спектра в зоны междуузлий, где их ранее не было, рис. 3. Это означает, что образование бейнита в зонах кривизны требует развития эффекта экранировки электрического заряда в междуузлиях. С этой целью происходит перераспределение электронов в междуузлия, что соответствует низкоэнергетической области электронно-энергетического спектра. Отметим также, что

РИС. 3. Кривые плотности электронных состояний $N(E)$ в диапазоне энергий 0-100 эВ (а) и 540-740 эВ (б) стали 10Г2ФБЮ: в исходном состоянии (1) и после поперечно-винтовой прокатки при $T = 850^\circ\text{C}$ (2). Fe-a – реперная кривая для армко-железа



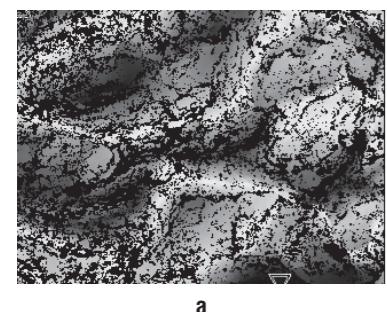
исследованиям структуры бейнита посвящено большое число работ [3–13 и др.]. Однако, по мнению авторов, корректное описание процессов невозможно без привлечения концепции кривизны решетки.

Титановые сплавы

Широко распространенный титановый сплав BT6 (Ti-6Al-4V), используемый в авиации, судостроении, травматологии, химическом машиностроении, также представляет интерес для арктического материаловедения. В работе идея его обработки заключалась во введении в α -фазу ванадия, а в β -фазу – алюминия. В этом случае несовместность электронных структур указанных элементов должна приводить к повышению кинетической подвижности в сплаве, что далее было подтверждено.

Традиционные режимы термообработки сплава BT6 ориентированы на формирование равновесных α - и β -фаз.

РИС. 4. а – Изменение знака ротационной моды деформации в мартенситной фазе при ударном изгибе; б – диспергирование мартенситной фазы на поверхности излома; сплав BT6 после ПВП при $T = 1000^\circ\text{C}$; испытание образцов Шарпи при $T = -70^\circ\text{C}$



В работе предложено провести термообработку с формированием неравновесных фаз. Для этого сплав нагревался до температуры $T = 1000^\circ\text{C}$ (что выше температуры полиморфного превращения), когда ванадий и алюминий находились в ОЦК твердом растворе. Затем, проводилась закалка, чтобы ванадий не успевал выйти из формирующейся α -фазы, а алюминий покинуть β -фазу. Несовместность электронных структур ванадия и алюминия обуславливала их кулоновское отталкивание и высокую степень кинетической подвижности.

Далее проводилась ПВП, которая также подавляла трансляционную инвариантность. При испытаниях на ударный изгиб, поверхность разрушения оказывалась покрыта полосами деформации, отражающими крайне вязкий характер разрушения, рис. 4. Это новый релаксационный механизм, включающий силы кулоновского взаимодействия. На рис. 4,а на поверхности разрушения видна экструдированная полоса вязко

деформированного материала, имеющая зигзагообразную траекторию распространения. На рис. 4,б наблюдается ветвление таких полос, что обусловлено законом сохранения момента импульса. Необходимо отметить отсутствие следов кристаллографического скольжения в пределах сформированных полос.

Исследование методом РЭМ показало, что в отсутствие трансляционной инвариантности (в результате ПВП) материал представляет наноструктурированную среду, рис. 5. Вплоть до температуры ударного изгиба $T = -70^\circ\text{C}$ материал разрушался вязко. Это обеспечивается кулоновским взаимодействием атомов ванадия и алюминия в двухфазной сильнонеравновесной среде.

Характер макромасштабного поведения такого материала отражают данные на рис. 6–8. Результаты измерения ударной вязкости (рис. 6) приведены в координатах «нагрузка-прогиб образца» для образцов в исходном состоянии (1) и после различных температур ПВП: 850 °C (2), 900 °C (3), 950 °C (4), 1000 °C (5). Выделяется кривая образца, подвергнутого ПВП при $T = 1000^\circ\text{C}$ (что сопровождалось кулоновским взаимодействием ванадия и алюминия, кривая 5). Площади под кривыми характеризуют работу разрушения. В случае ПВП при $T = 1000^\circ\text{C}$ она кратно превышает таковую сплава в исходном состоянии. Это свидетельствует о том, что механизм разрушения сплава BT6 в таком состоянии связан

РИС. 5. Фрактограммы поверхности разрушения сплава BT6, подвергнутого ПВП при $T = 1000^\circ\text{C}$; температуры испытаний +20, -40, -70 °C (а, б, в)

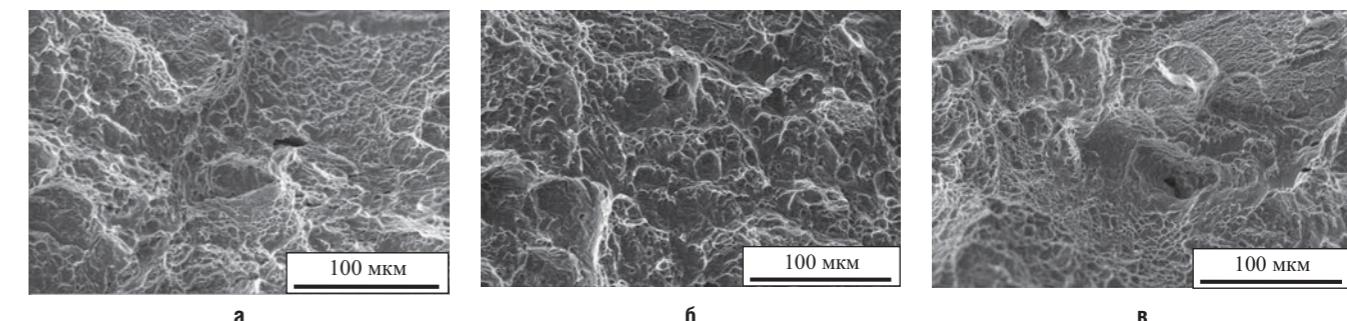
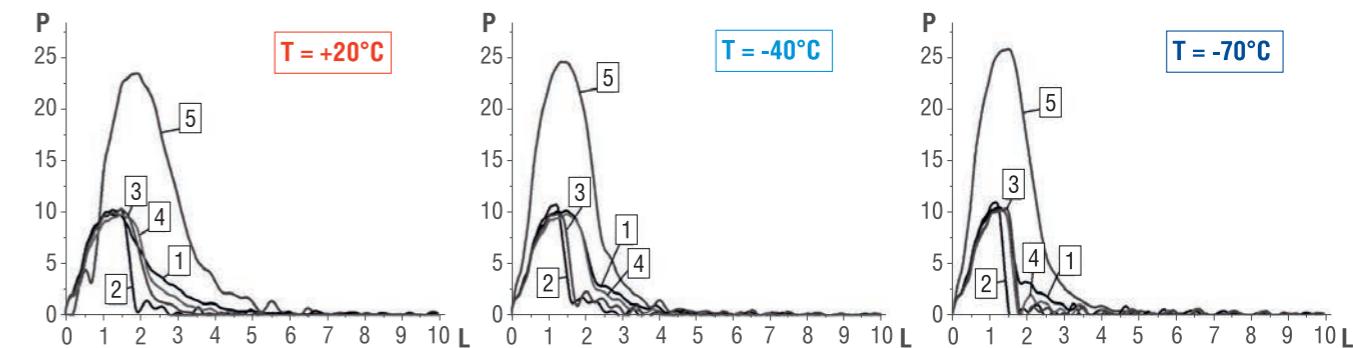


РИС. 6. Диаграммы ударного изгиба сплава BT6 в исходном состоянии (1) и при различных температурах ПВП: 850 °C (2), 900 °C (3), 950 °C (4), 1000 °C (5)



со структурными наномасштабными трансформациями. Иными словами, при ударном нагружении кривизна кристаллической решетки, определяемая кулоновским взаимодействием атомов ванадия и алюминия, способствует локальной структурной трансформации решетки. Принципиально важно, что эта структурная трансформация развивается вплоть до температуры -70°C , рис. 6.

Кривые течения σ - ϵ сплава BT6 при комнатной температуре испытаний

в зависимости от температуры обработки представлены на рис. 7. Сплав BT6, как в исходном состоянии, так и при температуре ниже полиморфного превращения ($T = 950^\circ\text{C}$), демонстрируют обычное параболическое упрочнение. Для кривой 3 наблюдается высокий предел текучести и отсутствие деформационного упрочнения, как это имеет место в случае сверхпластичности. Это соответствует структурному

состоянию сплава BT6, закаленному от $T = 1000^\circ\text{C}$. Нарушение трансляционной симметрии α - и β -фаз вследствие легирования ванадием и алюминием естественно повышает предел текучести сплава.

Однако ключевым эффектом является возникновение наноструктуры во всем объеме сплава, рис. 5. Она определяется отсутствием трансляционной инвариантности в сплаве вследствие проведенной ПВП. Кроме того, наличие кулоновского

РИС. 7. Кривые течения σ - ϵ сплава BT6 в различном структурном состоянии: 1 – исходное состояние; 2 – ПВП при $T = 850^\circ\text{C}$, 3 – ПВП при $T = 1000^\circ\text{C}$

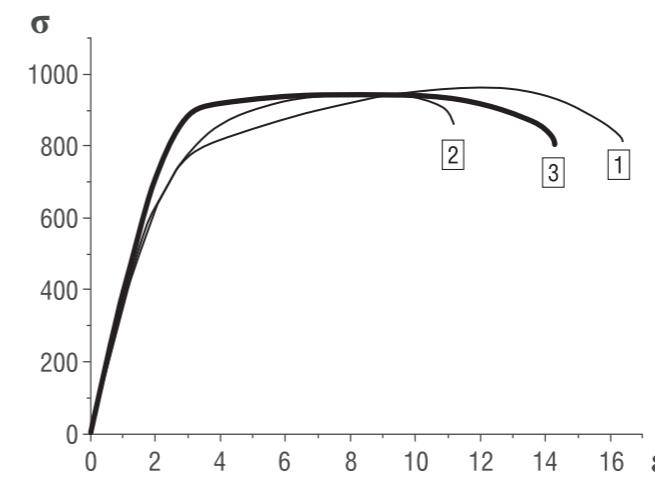


РИС. 8. Ударная вязкость сплава BT6 в исходном состоянии (1) и при различных температурах ПВП: 1000 °C (2), 950 °C (3), 900 °C (4), 850 °C (5)

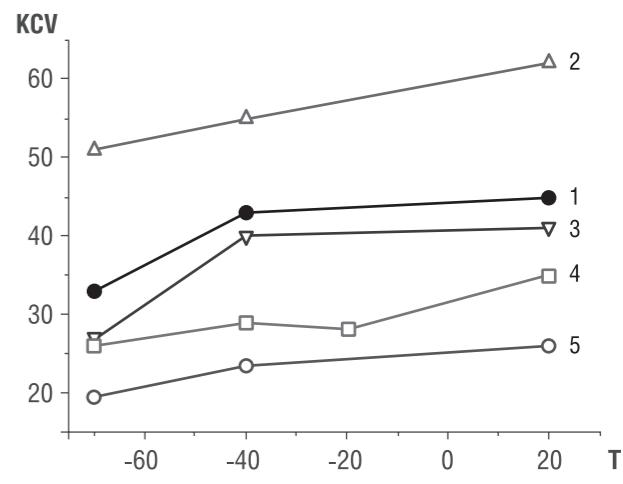
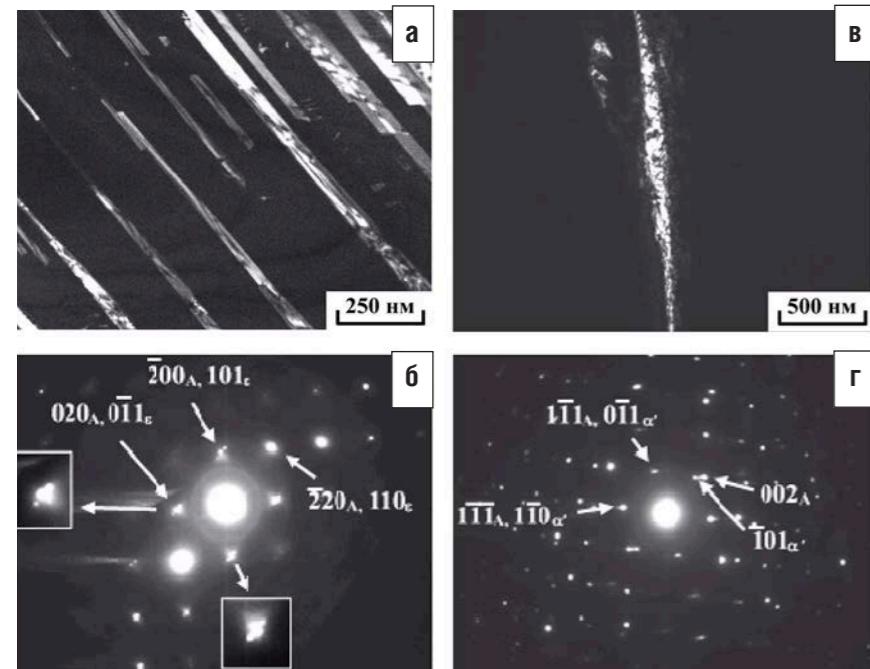


РИС. 9. Темнопольное изображение ламелей ε -мартенсита в рефлексе $\bar{0}1_{\varepsilon}$ (а); микродифракционная картина к (а), обозначены рефлексы в двух зонах – [001]-зоне аустенита и [111]-зоне ε -мартенсита, слева и внизу снимка показаны расположение и форма рефлексов при большем увеличении (б); темнопольное изображение ламели α' -мартенсита в рефлексе $10\bar{1}_{\alpha'}$ (в); микродифракционная картина к (в), обозначены рефлексы в двух зонах, параллельных друг другу, [110]-зона аустенита и [111]-зона α' -мартенсита (г)



взаимодействия между ванадием и алюминием создает необходимые условия для структурной трансформации в условиях ударного изгиба.

Такой материал показывает высокие характеристики ударной вязкости, рис. 8. Видно, что ПВП при $T = 1000^{\circ}\text{C}$ (кривая 2) обеспечивает аномально высокую вязкость разрушения сплава. Этот результат очень актуален для арктического материаловедения.

Актуальным является вопрос о причине формирования островковой структуры в вязко деформированных полосах бейнита (рис. 2, в, 4). Напомним, что в титановом сплаве существенно повышение ударной вязкости связано с несовместностью электронных структур ванадия и алюминия. Когда пространственно ориентированные d -орбитали ванадия и сферические ($s-p$) электроны алюминия сближаются в обработанном поперечно-винтовой прокаткой сплаве при ударном изгибе, между ними возникает кулоновское отталкивание. В низколегированной стали заряда между легирующими элементами нет. Однако бейнит в ней расположен в междоузлиях,

где межатомные связи очень слабые. Это сопровождается возникновением островковых структур (рис. 2), что обусловлено действием закона сохранения момента импульса.

Аустенитные стали

Данный класс материалов находится на грани своей термодинамической стабильности, поскольку содержит большое количество легирующих элементов при сохранении аустенитной структуры. При проведении ПВП, в стали возникает ГПУ ε -мартенсит. Если дополнительно провести холодную прокатку, то появляется ОЦК α' -мартенсит. Известно, что ε -мартенсит (ГПУ) хорошо работает на растяжение, α' -мартенсит (ОЦК) – на сжатие. Если в аустенитной стали провести

две этих обработки: сначала ПВП для создания ε -мартенсита, а затем холодную подкатку для формирования α' -мартенсита, то они будут существовать одновременно, рис. 9. Такая сталь должна иметь высокую усталостную долговечность.

Проведены усталостные испытания аустенитной стали 12Х15Г9НД (вес. %: Fe-0,12C-(14,0-16,5)Cr-(8,5-10,5)Mn-(1,0-1,5)Ni-2,0Cu-0,06P-0,03S-0,2N). Многоступенчатая ПВП проводилась с постепенным понижением температуры на 50°C с закалкой в воде после каждого прохода. Суммарная степень логарифмической деформации составила 0,7–0,8. Последующую холодную прокатку на гладких волках проводили до суммарной степени деформации 1,8–2,0.

Результаты микроструктурных исследований ε -мартенсита и α' -мартенсита обработанной аустенитной стали представлены на рис. 9. Данные оценки усталостной долговечности и износстойкости приведены в таблице.

Видно, что достигнуто многократное повышение сопротивления усталостному разрушению. Это очень перспективный результат, который требует дальнейшего исследования.

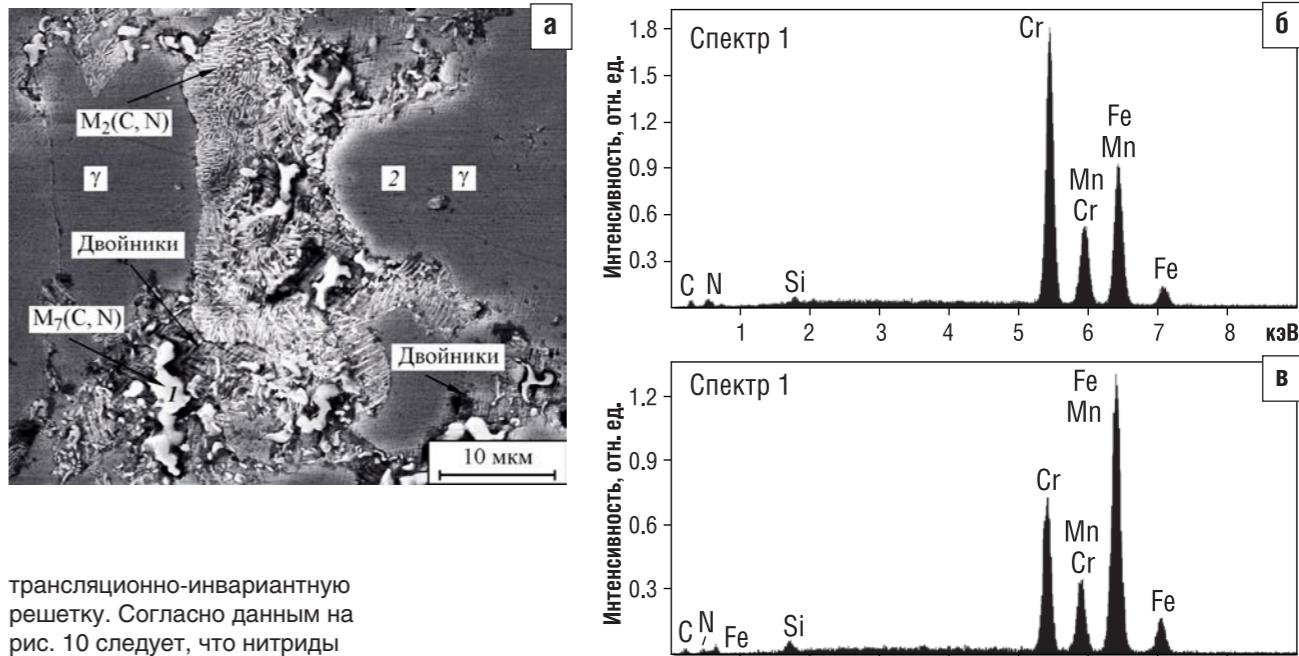
Электронно-лучевое покрытие из углерод-азотистой аустенитной стали

Исследована структура покрытия, сформированного электронно-лучевой наплавкой легированной азотом аустенитной стали (24,4 Cr, 16,4 Mn, 0,18 Ni, 1,1 Si, 0,57 C, 0,7 N, ост. Fe (вес. %)). Показано, что принципиально важную роль в управлении его структурой и износстойкостью играет создание в стали карбонитридов $M_7(C,N)_3$, расположение которых дифференцирует зоны кривизны кристаллической решетки и стабильную

ТАБЛИЦА. Влияние обработки аустенитной стали на усталостную долговечность и износстойкость

Состояние образца	Исходное	Обработанное
Число циклов до разрушения	3 млн	45 млн
Коэффициент интенсивности износа, $10^5 \text{ мм}^3/\text{н}\cdot\text{м}$	8.58	1.30

РИС. 10. РЭМ-изображение структуры Fe-Cr-Mn-C-N аустенитного покрытия – (а) и EDS спектры соответствующие точкам 1 – (б) и 2 – (в)



трансляционно-инвариантную решетку. Согласно данным на рис. 10 следует, что нитриды располагаются в зонах кривизны решетки, а карбиды – в стабильной решетке.

Обсуждение результатов

В деформируемом твердом теле могут существовать два типа структурных состояний:

- 1) Основные узлы решетки, на которых строятся основные фазы материала;
- 2) межузельные наномасштабные мезоскопические структурные состояния (МНМСС) в зонах кривизны решетки [14], на которых могут строиться мартенситные фазы.

Примером таких мартенситных фаз является бейнит в низкоуглеродистых и низколегированных сталях [3–13]. МНМСС и связанные с ними мартенситные фазы ведут себя при пластической деформации принципиально по-иному. На рис. 4, б показан пример поведения мартенситной фазы при ударном изгибе: наблюдается ее ветвление в соответствии с законом выполнения момента импульса, при сохранении сплошности [2].

Стабильные фазы в условиях ударного нагружения не способны испытывать подобное диспергирование. В его основе лежит специфика межузельных мезоскопических структурных состояний. Впервые такие структурные состояния обнаружили Y. Matsukawa и S. Zinkle [15]. При исследовании деформации меди в

колонне электронного микроскопа они выявили ее структурные состояния, которые в количестве нескольких сотен умещались в объеме $3,5 \text{ нм}^3$. Природа таких наночастиц не была вскрыта в [15]. Однако существование межузельных наноструктурных состояний в зонах кривизны решетки обсуждается в литературе уже давно.

При статическом нагружении такие мартенситные фазы ведут себя сверхпластически. В сложном карбонитриде межузельные структурные состояния ГЦК γ -фазы могут перестраиваться в ГПУ ε -мартенсит. Структура ГПУ ε -мартенсита может перестраиваться в ОЦК α' -мартенсит, а последняя может создавать прекурсор ОЦК β -фазы. Карбонитрид представляет собой сложную комплексную структуру, в узлах решетки которой расположены углерод, а в межузельных структурных состояниях – азот. Это обеспечивает сверхпластическое поведение нитридной составляющей карбонитрида и возможность поступательных перемещений его карбидной составляющей.

В проблеме электронно-лучевого формирования покрытий наличие карбонитридов играет принципиально важную роль. В поликристалле при электронно-лучевой наплавке в приграничных

зонах зерен всегда возникает кривизна решетки и неоднородное выделение карбидов. В условиях наличия в стали карбонитридов, нитридная составляющая будет заполнять приграничные зоны зерен, характеризуемые кривизной решетки. В итоге там должны формироваться вытянутые вдоль границ зерен карбонитриды (рис. 10). Распределение зерен карбонитридов становится квазиоднородным, исчезают микропоры и трещины. Вызванные карбидной составляющей карбонитридов напряжения инициируют микроДвойникование, которое развивается в приграничной зоне. Другими словами, в работе обнаружен высокоеффективный способ управления распределением карбидов в наплавляемом слое с помощью нитридной компоненты карбонитридов.

Очень важно, как развивается процесс изнашивания сформированных покрытий из аустенитной стали. Это исследование было проведено в сравнении с аустенитной сталью Гад菲尔да при различных прикладываемых нагрузках. Показано, что при небольших нагрузках стали изнашиваются подобным образом. Однако при больших нагрузках интенсивность износа стали Гад菲尔да резко возрастает. В исследуемом же

покрытии активно развивается структурная трансформация, приводящая к превращению $\gamma \rightarrow \alpha'$ -мартенсит, который имеет ОЦК конфигурацию. Другими словами, развиваются процессы, обратные формированию аустенита. Они упрочняют материал и задерживают его изнашивание. Уменьшение изнашивания происходит за счет замены в межатомной связи ($s-p$) электронов d-электронами.

В аустенитной стали межатомная связь осуществляется ($s-p$) электронами, имеющими сферическую конфигурацию. Этот вклад в межатомную связь небольшой. Он возрастает при переходе к d-электронам, которые имеют пространственно ориентированные ковалентные орбитали. Структурная трансформация $\gamma \rightarrow \alpha'$ -мартенсит увеличивает вклад в межатомную связь d-электронов. Как следствие, изнашивание аустенитной стали резко уменьшается. Увеличение трения при нагрузке, вызывая структурную трансформацию $\gamma \rightarrow \alpha'$ -мартенсит, обуславливает повышение износостойкости стали в 1,5–2 раза по сравнению со сталью Гад菲尔да.

Заключение

Формирование контролируемой кривизны кристаллической решетки открывает новые возможности изменения пластичности и прочности материалов для арктических приложений.



Трансляционную инвариантность можно изменять в твердых телах в широких пределах. Два типа структурных состояний: а) решеточные и б) мартенситные межузельные структурные состояния открывают новые возможности для варьирования релаксационной способности материалов арктического назначения.

Несомненную перспективу представляет поперечно-винтовая прокатка, которая подавляет в материале трансляционную инвариантность и создает возможность получитьnanoструктурные состояния. При этом заметно повышаются ударная вязкость, износостойкость и усталостная долговечность.

Рекомендуется совместно вводить углерод и азот. Азот участвует в формировании мартенситных состояний кривизны решетки, в то время как углерод формирует решеточные структурные состояния. Карбонитриды характеризуются однородным распределением в покрытиях, учитывая значительное количество зон кривизны решетки в реальных материалах.

В мало- и безникелевых аустенитных сталях при поперечно-винтовой прокатке и последующей холодной прокатке возникает ГПУ ϵ -мартенсит и ОЦК α' -мартенсит. Это обуславливает резкое возрастание усталостной долговечности и износостойкости.

Литература

1. Panin V.E., Derevyagina L.S., Panin S.V., et al. The role of nanoscale strain-induced defects in the sharp increase of low-temperature toughness in low-carbon and low-alloy steels // Mater. Sci. Eng. A. – 2019. – V. 768. – P. 138491.
2. Панин В.Е., Шулепов И.А., Деревягина Л.С. и др. Создание наномасштабных мезоскопических структурных состояний для образования мартенситных фаз в низколегированной стали с целью получения высокой низкотемпературной ударной вязкости // Физ. мезомех. – 2019. – Т. 22. – № 6. – С. 5–13.
3. Fang H.-S., Yang J.B., Yang Z.G., Bai B.Z. The mechanism of bainite transformation in steels // Scripta Mater. – 2002. – V. 47. – P. 157–162.
4. Spanos G., Fang H.S., Aaronson H.I. A mechanism for the formation of lower bainite // Metallurg. Trans. A. – 1990. – V. 21. – P. 1381–1390.
5. Wang J.J., Fang H.S., Yang Z.G., Zheng Y.K. Fine Structure and Formation Mechanism of Bainite in Steels // ISIJ Int. – 1995. – V. 35. – № 8 – P. 992–1000.
6. Yang Z.G., Fang H.S. An overview on bainite formation in steels // Current Opin. Solid State Mater. Sci. – 2005. – № 9. – P. 277–286.
7. Fang H.S., Bo X.Z., Wang J.J. A model for surface reliefs formation in bainite transformation mechanism // Mater. Trans. JIM. – 1998. – V. 39. – № 12. – P. 1264–1271.
8. Bhadeshia H.K.D.H. Bainite in steels. 2nd edition. Cambridge, UK: The University Press, 2001. p.68;
9. Ковальчук М.В. Освоение Арктики как вызов для создания конструкционных материалов с принципиально новыми эксплуатационными свойствами // Тезисы докладов Между. конф. «Материалы и технологии для Арктики». СПб.: НИЦ «Курчатовский институт» – ЦНИИ КМ «Прометей», 2017. – С. 3–8.
10. Орыщенко А.С. Современные конструкционные материалы для Арктики // Тезисы докладов между. конф. «Материалы и технологии для Арктики». СПб.: НИЦ «Курчатовский институт» – ЦНИИ КМ «Прометей», 2017. – С. 9–11.
11. Счастливцев В.М., Табачникова Т.И., Яковлева И.Л., Егорова Л.Ю., Гервасьева И.В. Влияние термомеханической обработки на хладостойкость низкоуглеродистой низколегированной свариваемой стали // ФММ. – 2010. – Т. 109. – № 3. – С. 314–325.
12. Chen J., Tang Sh., Liu Zh.-Y., Wang G.D. Microstructural characteristics with various cooling paths and the mechanism of embrittlement and toughening in low-carbon high performance bridge steel // Mater. Sci. Eng. A. – 2013. – V. 559. – P. 241–249.
13. Hude N., Midawi A.R.N., Gianetto J., et al. Influence of martensite-austenite (MA) on impact toughness of X80 line pipe steels // Mater. Sci. Eng. A. – 2016. – V. 662. – P. 481–491.
14. Панин В.Е., Панин А.В., Перевалова О.Б., Шугуров А.Р. Мезоскопические структурные состояния на наномасштабном уровне в поверхностных слоях титана и его сплава Ti-6Al-4V, создаваемые ультразвуковой и электронно-лучковой обработкой // Физ. мезомех. – 2018. – Т. 21. – № 5. – С. 5–15.
15. Matsukawa Y., Zinkle S.J. One-dimensional fast migration of vacancy clusters in metals // Science – 2007. – V. 318. – P. 959–962.

KEYWORDS: lattice curvature, translational invariance, martensitic interstitial States, Arctic materials, toughness, strength.

ПЕРСПЕКТИВЫ ВИЭ В АРКТИКЕ



СЕГОДНЯ ВСЕ БОЛЬШЕ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ ПРИХОДЯТ К ЗАКЛЮЧЕНИЮ, ЧТО ПОТЕНЦИАЛ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА НЕ ИСЧЕРПЫВАЕТСЯ ЕГО УГЛЕВОДОРДНЫМИ ЗАПАСАМИ. ВЫСОКИЕ ШИРОТЫ МОГУТ СТАТЬ ТЕРРИТОРИЕЙ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ? КАКОВЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ВИЭ В АРКТИКЕ?

ACCORDING TO THE INCREASING NUMBER OF RESEARCHERS' OPINIONS, THE POTENTIAL CAPACITY OF THE ARCTIC REGION DOESN'T LIMIT TO ITS HYDROCARBON ENDOWMENTS. COULD THE HIGH LATITUDES BECOME THE TERRITORY OF THE RENEWABLE ENERGY SECTOR DEVELOPMENT? WHAT ARE THE PROSPECTS OF RES IN THE ARCTIC REGION?

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, Арктика, энергопотребление, энергия ветра, солнечные установки.

Освоение Арктической зоны, сформулированное как одно из ключевых направлений развития Российской экономики в XXI веке, является сложной комплексной задачей, требующей разработки ряда технических решений, в том числе в области эффективного энергоснабжения действующих и планируемых к созданию промышленных и инфраструктурных объектов, а также развивающихся местных поселений. С одной стороны, существует проблема доставки в регион и внутри него необходимых ресурсов, включая горюче-смазочные материалы и запасные части, которая

осложняется суровым климатом и слаборазвитой транспортной инфраструктурой. С другой – Арктический регион является источником не только полезных ископаемых, но и рекреационных ресурсов, зоной проживания коренных малочисленных народов Севера. К нему привлечено внимание средств массовой информации и экологических организаций, что заставляет уделять пристальное внимание экологическим аспектам реализуемых и планируемых в регионе проектов. Не претендую на полное решение энергетических проблем региона, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) могут

**Митько
Арсений Валерьевич**

Вице-президент Арктической общественной академии наук, член-корреспондент РАН, кандидат технических наук, доцент

**Сидоров
Владимир Константинович**
научный сотрудник,
Санкт-Петербургский
университет ГПС МЧС России

быть эффективным средством решения ряда локальных энергетических задач при условии корректного учета потенциала этих ресурсов, технико-экономического анализа конкурирующих решений и правильного выбора ключевых компонентов энергоустановок, работоспособных в суровых условиях Арктики.

ВИЭ могут быть эффективным средством решения локальных энергетических задач при условии учета потенциала этих ресурсов

Арктический регион располагает широким спектром ВИЭ. Среди них ключевыми являются энергия ветра (районы вдоль северных морских границ России характеризуются средними скоростями ветра более 6–7 м/с, что крайне привлекательно для применения ветроэнергетических установок), солнечная энергия, в отдельных районах – энергия растительной биомассы, энергия морских волн и приливов. Ведутся поисковые исследования по энергетическому использованию разности температур морской воды и атмосферного воздуха, разности соленостей морской и речной воды. В некоторых районах имеются разведанные запасы геотермального тепла.

В одной статье не представляется возможным рассмотреть весь широкий спектр перспективных технологий использования местных ВИЭ. В этой связи в данной работе основное внимание уделяется некоторым результатам, полученным в рамках Программы поисковых фундаментальных научных исследований Российской академии наук в интересах развития Арктической зоны Российской Федерации в части анализа возможностей практического применения солнечной энергии.

Арктическая зона РФ отличается самой высокой урбанизированностью: более 80% населения проживает здесь в городах и поселках с населением свыше 5 тысяч человек.

Обеспечение безопасности движения всех видов транспорта особенно важно в данном регионе,

с учетом наличия международных торговых коммуникаций (Северный морской путь) и большой зависимости населенных пунктов от доставляемых водными, наземными или воздушными путями грузов. Для навигационных целей широко используются автономные светосигнальные устройства: буи, маяки, аэроромные огни.

солнечной энергии не перспективно в связи с ее малыми ресурсами. Однако такое утверждение не вполне правомерно. Известно, что суммарная продолжительность световых периодов в течение года для любой точки земного шара одинакова и равна суммарной продолжительности ночей. В высоких широтах максимум продолжительности солнечного сияния приходится на лето (за полярным кругом – на полярный день), в то время как в экваториальной зоне продолжительности дней и ночей в течение всего года примерно одинаковы. Таким образом, за пределами атмосферы интегральный годовой поток солнечного излучения, направленный на подвижную, ориентированную на Солнце единичную площадку, в любой точке земного шара одинаков.

И поступление энергии солнечного излучения на такую площадку, расположенную на поверхности земли, определяется в первую очередь не широтой местности, а прозрачностью слоя атмосферы, через который проникают солнечные лучи.

Для районов земного шара, расположенных в высоких широтах,

для отдельных населенных пунктов, не имеющих промышленных предприятий, график электрической нагрузки во многом определяется насосами системы отопления поселка – котельных установок, работающих на дровах, мазуте или угле. Это определяет существенную сезонную неравномерность энергопотребления таких поселков. Отклонение реального энергопотребления от графиков нагрузки режимного дня составляет от 11 до 56%, причем максимум отклонения приходится на летние месяцы. Связано это с тем, что зимой стабильно низкие температуры воздуха, а в весенне-

Арктическая зона РФ отличается самой высокой урбанизированностью: более 80% населения проживает здесь в городах и поселках с населением свыше 5 тысяч человек

летний и осенний периоды средняя температура от месяца к месяцу претерпевает существенные изменения, что влечет за собой и сдвиг графика нагрузки. В результате отклонение реальных нагрузок от используемых в расчетах энергетических балансов показателей по летнему режимному дню может составлять 40–50%.

Как следует из проведенного выше краткого анализа, в Арктической зоне имеются разнообразные потенциальные ниши для практического использования солнечной энергии. С учетом высокоширотного расположения потребителей, безусловно, речь может вестись только о сезонном наземном использовании солнечной энергии в периоды солнечного сияния. Бытует устойчивое мнение, что на Севере использование

толщина проходимого солнечным излучением атмосферного слоя выше, чем в низких широтах в связи с более низким солнцестоянием над горизонтом.

Для целей проектирования и прогноза эффективности работы солнечных установок, необходимы надежные данные о падающей солнечной радиации с максимальным охватом территории и частотой сетки.

Одним из наиболее эффективных и практически значимых применений солнечных установок в условиях Арктики могло бы стать обеспечение энергопотребностей некоторых групп потребителей, вынужденных длительное время находиться вне зоны действия локальных или централизованных электросетей (охотники, геологи, туристы, оленеводы и др.).

Основными направлениями развития альтернативной энергетики в Арктических регионах могут стать проекты в области ветровой, солнечной энергии, биотоплива и энергии моря. Известно, что в прибрежных районах Белого и Баренцева морей, а также на территории архипелагов Новая Земля и Земля Франца Иосифа скорость ветра достигает 5–8 м/с и, по прогнозам климатологов, по мере потепления в регионе будет наблюдаться

ветроэнергетическая станция «Быков мыс». После 2021 года в Кольском районе под Мурманском начнет работать первая на Севере ветроэлектростанция мощностью 201 МВт, она будет крупнейшей ветроэлектростанцией в России. Суммарная мощность всех Российских Арктических ветроэнергостанций составляет 210 МВт. Обычно установки используются либо отдельно, либо вместе с солнечными батареями и дизельными генераторами.

Основными направлениями развития альтернативной энергетики в Арктических регионах могут стать проекты в области ветровой, солнечной энергии, биотоплива и энергии моря

многократное усиление его частоты и силы. К тому же, холодный воздух обладает большей плотностью, чем горячий, следовательно, энергоэффективность такой установки при одной и той же скорости ветра будет выше. В совокупности все это создает крайне благоприятные условия для развития ветровой энергетики. Сейчас в Арктике уже работает целый ряд ветроэлектростанций: экспериментальная ветроэнергетическая станция в Лабытнанги и проект «Полярис» с 4-мя ветроэлектрическими установками в ЯНАО, Анадырская ветряная электростанция на мысе Обсервации Анадырского района с 10 ветрогенераторами в Чукотском автономном округе, в поселках Батагай, Бетенкес Батамай, Джаргалах, селах Дулгалах, Куду-Кюэль, Улу, Юнкюр, Верхняя Амга, Столбы, Иннях Тойон-Ары, Куберганя, Эйик, Дельгей. Суммарная мощность вырабатываемой ими энергии составляет около 1,4 МВт.

Помимо солнца и ветра, есть еще и гидроэнергетика. В одной только Мурманской области насчитывается 17 гидроэлектростанций, в Якутии – 2, в Архангельской области – 1. Вблизи поселка Ура-Губа в Мурманской области работает Кислогубская приливная электростанция (ПЭС) мощностью 1,7 МВт. В губе Долгая-Восточная на Кольском полуострове скоро начнется строительство Северной ПЭС, мощностью уже в 12 МВт при годовой выработке энергии 23,8 млн кВт/ч. Это будет первая приливная электростанция в России, которая выйдет на промышленный уровень генерации энергии. В Мезенском

заливе Белого моря планируется строительство еще одной приливной электростанции, мощностью 8 ГВт. Ожидается, что ее годовая выработка составит 38,9 млрд кВт/ч – столько же, сколько у всего Волжско-Камского каскада ГЭС.

В будущем энергетика в Арктике будет основана на сочетании традиционных и возобновляемых источников энергии. С одной стороны, ВИЭ пока не могут полностью заменить обычные уголь, мазут и дизельное топливо. По официальным

данным, суммарная мощность всех ветряных и солнечных электростанций Крайнего Севера сейчас не позволяет обеспечить электроэнергией даже одно из 1000 поселений с населением более 1000 человек. С другой, использование ВИЭ ограничено техническими и климатическими условиями. Но, несмотря на все проблемы, Правительством РФ уже принято решение об увеличении доли альтернативной энергетики в экономике страны с 1% до 2,5% – до 6 ГВт, следовательно, направление наращивания использования ВИЭ в Арктике получит дальнейшее развитие.

Выводы

Высокая стоимость тарифа на электроэнергию, наличие высокого потенциала ВИЭ создают хорошие предпосылки для строительства объектов альтернативной источников энергетики в Арктике с высокой долей замещения.

Создание эффективных альтернативных источников энергетики с 50% замещением топлива позволит даже при тридцати процентном внедрении ежегодно экономить около 350 тыс. т дизтоплива и снизить дотации бюджетов разных уровней на субсидирование тарифа.

Реализация принципов многоцелевого комплексного подхода к созданию проектов энергокомплексов на базе ВИЭ модульного типа обеспечивает повышение надежности энергоснабжения автономных потребителей и инвестиционной привлекательности проектов для районов с суровыми природно-климатическими условиями. ●

Keywords: renewable energy, Arctic, energy consumption, wind energy, solar installations.

РЕСТРУКТУРИЗАЦИЯ ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕГИОНОВ РОССИЙСКОГО СЕВЕРА

как необходимое условие устойчивого территориального развития

ПРОВЕДЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ОТРАСЛЕВОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ РОССИЙСКОГО СЕВЕРА И АРКТИКИ ПОКАЗАЛО, ЧТО УСИЛЯЕТСЯ МОНООТРАСЛЕВАЯ НАПРАВЛЕННОСТЬ ХОЗЯЙСТВА, ОСНОВАННАЯ НА ЭКСПЛУАТАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ, ЧТО ДЕЛАЕТ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СИТУАЦИЮ ВО МНОГОМ НЕПРЕДСКАЗУЕМОЙ И ЧРЕВАТОЙ НЕГАТИВНЫМИ ЯВЛЕНИЯМИ В ПЕРИОДЫ КРИЗИСОВ (СНИЖЕНИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ, САНКЦИИ, ИСТОЩЕНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ). ПРОАНАЛИЗИРОВАН ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ РАЗВИТИЯ СЫРЬЕВЫХ РЕГИОНОВ СЕВЕРА. В СТАТЬЕ ПОКАЗАНО, ЧТО УЖЕ НА РАННЯЙ СТАДИИ ДОБЫЧИ НЕОБХОДИМО НЕ ТОЛЬКО ПРОГНОЗИРОВАТЬ, НО И ПРЕДПРИНИМАТЬ ПРАКТИЧЕСКИЕ ДЕЙСТВИЯ ПО РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИИ. В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДА ДОБЫВАЮЩЕГО РЕГИОНА ОТ УЗКОСЫРЬЕВОЙ СПЕЦИАЛИЗАЦИИ К МНОГООТРАСЛЕВОМУ ХОЗЯЙСТВУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛОЖЕНЫ ПОДХОДЫ К ЧАСТИЧНОЙ ДИВЕРСИФИКАЦИИ И РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ ЭКОНОМИКИ РЕГИОНА, РЕАЛИЗАЦИЯ КОТОРЫХ ПОЗВОЛИТ СОЗДАТЬ НЕОБХОДИМЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО КОМПЛЕКСНОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНА В ДОЛГОСРОЧНОМ ПЕРИОДЕ, ВКЛЮЧАЯ НЕ ТОЛЬКО ЧАСТО НАБЛЮДАЕМЫЕ В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ РЕЗКИЕ ПАДЕНИЯ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ, НО И ВРЕМЯ, КОГДА СЫРЬЕВЫЕ РЕСУРСЫ БУДУТ ИСЧЕРПАНЫ

THE STUDY OF THE DYNAMICS OF THE SECTORAL STRUCTURE OF THE OIL AND GAS PRODUCING REGIONS OF THE RUSSIAN NORTH AND THE ARCTIC SHOWED THAT THE MONO-SECTORAL FOCUS OF THE ECONOMY IS INCREASING, BASED ON THE EXPLOITATION OF HYDROCARBON RESOURCES, WHICH MAKES THE ECONOMIC SITUATION LARGELY UNPREDICTABLE AND FRAUGHT WITH NEGATIVE PHENOMENA DURING PERIODS OF CRISES (LOWER OIL PRICES, SANCTIONS, DEPLETION OF RAW MATERIALS). BASED ON THE FOREIGN EXPERIENCE OF THE DEVELOPMENT OF RAW MATERIAL REGIONS OF THE NORTH IS ANALYZED. THE ARTICLE SHOWS THAT ALREADY AT AN EARLY STAGE OF PRODUCTION IT IS NECESSARY NOT ONLY TO PREDICT, BUT ALSO TO TAKE PRACTICAL ACTIONS TO SOLVE THE PROBLEM OF THE DEVELOPMENT OF THE TERRITORY. THE ARTICLE PROPOSES THE MAIN DIRECTIONS OF THE TRANSITION OF THE MINING REGION FROM NARROW RAW MATERIAL SPECIALIZATION TO A DIVERSIFIED ECONOMY, INCLUDING THE PROPOSED APPROACHES TO PARTIAL DIVERSIFICATION AND RESTRUCTURING OF THE REGION'S ECONOMY, THE IMPLEMENTATION OF WHICH WILL CREATE THE NECESSARY PREREQUISITES FOR SUSTAINABLE INTEGRATED DEVELOPMENT OF THE REGION IN THE LONG TERM, INCLUDING NOT ONLY THOSE OFTEN OBSERVED IN THE LAST TIME OF SHARP DROPS IN OIL PRICES, BUT ALSO THE TIME WHEN RAW MATERIALS WILL BE DEPLETED

Ключевые слова: Север, Арктика, нефтегазовые ресурсы, сырьевые регионы, реструктуризация и диверсификация экономики.

**Ларченко
Любовь Васильевна**
Российский государственный
педагогический университет
им. А.И. Герцена,
Национальный
исследовательский
университет «Высшая школа
экономики»,
д.э.н., профессор

Современные тенденции развития экономики России, анализ правительственные стратегических разработок показывают, что сырьевой потенциал страны в обозримой перспективе будет играть существенную роль в обеспечении социально-экономического развития страны. При этом подавляющая часть поступлений идет от добычи углеводородного сырья, колебания мировых цен

на которые активно влияют на динамику валового внутреннего продукта, консолидированного бюджета страны и объема прямых инвестиций. Еще большее влияние разработка углеводородного сырья оказывает на территории их реализации – северные и арктические регионы. Существует мнение, что нефтегазодобывающих регионах все благополучно. Однако и последний мировой кризис, и современное падение

УДК 553.04

цены на нефть, и санкции еще раз убеждают в том, что узкосырьевое развитие регионов чревато серьезными осложнениями, что и происходит в настоящее время в российских нефтегазодобывающих регионах. Мировой опыт так же свидетельствует о том, что из-за исчерпания сырьевой базы, колебания мировой конъюнктуры на добываемое сырье приходили в упадок и даже закрывались десятки и сотни ресурсных центров [1].

Нефтегазодобывающие регионы Севера и Арктики России: современное состояние и проблемы развития

Несмотря на внешнее благополучие, положение нефтегазодобывающих регионов Севера и Арктики, как показывает мировая и российская практика, крайне неустойчиво, что связано с рядом причин.

Во-первых, колебание мировых цен на добываемое сырье, о чем свидетельствует и последний мировой кризис 2008 года, и резкое падение цены на нефть в 2014–2016 годах, и, наконец, современное снижение до 20 долл./барр. в 2020 году. Из северных регионов в периоды падения цены на нефть наиболее всего страдают регионы, экспортующие углеводородные ресурсы, поскольку рентоносные природные ресурсы – основной источник пополнения регионального бюджета.

Во-вторых, постоянно меняющееся соотношение распределения доходов рентного характера

между центром и регионом (с завидным постоянством не в пользу региона). Так, в 2002 году платежи за пользование природными ресурсами, поступающие в федеральный бюджет, выросли благодаря введению налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) более чем в 4 раза (433,8%), в то время как в территориальные бюджеты в целом по стране – всего на 20%. Не вдаваясь в подробности межбюджетных отношений по годам, отметим, что с 2002 года размер НДПИ, оставляемый в ресурсодобывающем регионе, с 20% постепенно сокращался, а с 1 января 2010 г. и по настоящее время стал полностью поступать в федеральный бюджет. В 2019 году в Государственную Думу внесен законопроект, предлагающий установление нормативов распределения между уровнями бюджетной системы поступлений от налога на добычу полезных ископаемых в виде углеводородного сырья, согласно которому

Несмотря на внешнее благополучие, положение нефтегазодобывающих регионов Севера и Арктики крайне неустойчиво, что связано с моноотраслевым характером хозяйства, в основе которого лежит эксплуатация невозобновимых природных ресурсов

предполагается установление нормативов отчислений в бюджеты субъектов РФ в размере 30 %. Однако ни Комитет Госдумы по бюджету и налогам, ни Правительство РФ не поддержали данный законопроект [2].

В-третьих, возможность ВИНК применять различные схемы «оптимизации» налогообложения (применение трансфертных цен, использование льготных офшорных зон для снижения эффективной ставки налога на прибыль и т.д.), что крайне негативно сказывается на формировании регионального бюджета и является одним из самых эффективных рычагов воздействия на региональные власти.

В-четвертых, усиление моноотраслевого характера хозяйства, основанного на эксплуатации сырьевых ресурсов.

В-пятых, неизбежное в будущем исчерпание нефтегазовых ресурсов и уход добывающих компаний, в результате чего эти регионы, скорее всего, будут депрессивными с истощенным ресурсным потенциалом, нарушенной экосистемой и загубленным традиционным хозяйством. Однако регион начнет испытывать значительные трудности уже

задолго до исчерпания ресурсов на этапе падающей добычи, поскольку определенная выработанность месторождения влечет за собой падение рентабельности добычи и массовую остановку нефтяных скважин.



Если обобщить сказанное, то это все последствия моноотраслевого характера хозяйства, в основе которого лежит эксплуатация невозобновимых природных ресурсов.

Анализ динамики отраслевой структуры и проблем развития ресурсодобывающих регионов были изучены на примере Ненецкого автономного округа.

Ненецкий автономный округ находится на ранней стадии широкомасштабного освоения нефтяных ресурсов Большеземельской тундры и, по-видимому, в будущем это будет наиболее перспективный нефтедобывающий район. В округе до недавнего времени росли региональный бюджет, доходы населения. В тоже время в округе возникло много проблем. За долгие годы в условиях высоких цен на нефть у местного руководства сложилось ложное чувство защищенности, поэтому менее прибыльным секторам экономики не уделялось должного внимания. В результате предприятия и целые отрасли, ранее неплохо развивавшиеся, стали приходить в упадок. Хозяйство округа все более становится моноотраслевым. Так, удельный вес топливной промышленности в общем объеме

промышленного производства в 2018 году составил более 90%, а доля налоговых поступлений в бюджет округа – более 70%. Другими словами, благополучие округа на 70% зависит от благополучия лишь в одной отрасли – нефтяной. И такая тенденция характерна для всех нефтегазодобывающих регионов России. К сожалению, администрация округа серьезно не задумывается, что будет с округом через 20, 30 лет? По разным оценкам нефти в ЯНАО на 25–40 лет добьчи.

Чтобы понять, что же происходит в экономике ресурсодобывающих регионов Севера и Арктики в кризисных ситуациях, обратимся к результатам последнего мирового кризиса 2008–2009 года. В результате падения цены на нефть в ЯНАО произошло резкое сокращение поступлений в бюджет округа от налогов на прибыль, на доходы физических лиц, на имущество организаций. Так, поступления от налога на прибыль в 2009 г. сократились в 2,5 раза. В Ханты-Мансийском автономном округе, который является основной нефтяной базой России, бюджет округа потерял в 2009 г. – 78,6 млрд руб. доходной базы, что составляет более половины всех ранее намеченных поступлений. В ЯНАО возникли серьезные проблемы в социально-экономическом развитии ресурсных центров, таких как Ноябрьск, Муравленко, Губкинский, являющиеся центрами добычи углеводородов и находятся на стадии падающей добычи [3].

В современных условиях падения цен на нефть в первом полугодии 2020 года вновь поднят вопрос о объединении Архангельской области и ЯНАО что связано с возникшими серьезными финансовыми и экономическими проблемами, вызванными резким падением поступлений в окружной бюджет от добычи нефти.

Основные направления перехода арктических нефтегазодобывающих регионов от узкосырьевой специализации к многоотраслевому хозяйству

Анализ зарубежного опыта развития северных и арктических территорий, который для нас важен из-за отсутствия собственного опыта развития в рыночных условиях, исследование проблем развития северных территорий на примере ЯНАО, позволяет сделать вывод, что в основе многих проблем (как современных, так и в будущем) лежит моноотраслевой характер экономики, основанный на эксплуатации сырьевых ресурсов. Главный выход из ситуации в зарубежных странах видели в комплексном развитии ресурсной территории за счет расширения экономической базы главным образом посредством реструктуризации и диверсификации экономики региона.

Надо отметить, что на практике каждая страна решала эту проблему по-своему. На канадском Севере были попытки спасения приходящих в упадок некоторых лабрадорских центров железнорудной промышленности, горнорудных и лесопромышленных центров в провинциях Альберта и Британская Колумбия, а также поиск новых источников существования для населения. В комплекс мер по поддержке экономического развития входили: переработка сырья, добываемого в соседних районах; развитие торгово-транспортной деятельности, малого предпринимательства, туризма [1]. Реструктуризация экономики проводилась в Канаде и заранее, когда еще добывающая промышленность была в расцвете, поскольку проблему легче предупредить, нежели

в дальнейшем иметь тяжелые последствия. В провинции Альберта, которая специализируется на добыче нефти и газа (85% валового продукта), внедрили высокотехнологичные (наукоемкие) производства. Несомненно, везде реструктуризация проводилась при поддержке государства. На Аляске уже давно созданы и создаются предприятия глубокой переработки нефти (нефтегазохимия). Здесь проблему диверсификации и реструктуризации экономики чаще называют проблемой производства товаров «заменителей импорта», причем под замещением ввоза имеются в виду не только товары, но и услуги. Многоотраслевое хозяйство создано в северных районах Норвегии и Швеции.

Однако по поводу развития многоотраслевого хозяйства на Севере нет единства мнений ученых. В случае развития непрофильных отраслей и занятых на Севере требуется отход от рыночных критериев. Канадские ученые Д.Д. Гилхрист и Л.В. Сент-Луис на примере северных районов провинции Саскачеван провели анализ проблем реструктуризации, и пришли к такому выводу. Действительно, реструктуризация уменьшает зависимость от ресурсных отраслей и повышает устойчивость экономики. Однако, что важнее для государства – риск узкой специализации при высокой доходности или стабильность, но низкая доходность или даже убыточность? Авторы пришли к следующему заключению – реструктуризация в сырьевых районах проблема скорее социальная, нежели экономическая [6].

В нашей стране проблемы определения оптимальной структуры хозяйства на Севере во многом схожи с зарубежными. Первоначальное интенсивное освоение Севера в нашей стране началось в 30-х годах прошлого века. Север в то время развивался комплексно и гармонично. Стоимостные расчеты и рентабельность игнорировались. Надо сказать, что положительные результаты этого были: например, строительство Норильского никелевого комбината, прокладка Северного морского пути.

В 1950-х годах политика освоения Севера меняется на более

pragmaticальный подход. Однако до сих пор проблема оптимальной структуры хозяйства в нашей науке разработана недостаточно. Была предпринята попытка смоделировать рациональную экономическую структуру Севера С.Н. Леоновым. Однако ученый подчеркивает, что это можно сделать только в рамках северных отраслей. Правда, он признает, что в перспективе более широкая структура хозяйства возможна, но только в южных районах Севера [4].

Проблема оптимальной структуры хозяйства северных регионов крайне сложная. Советский подход, делавший ставку на комплексное, многоотраслевое развитие северных территорий, игнорировал стоимостные расчеты, рентабельность. С рыночных позиций сложно обосновать комплексное развитие большинства ресурсных регионов страны. В советские годы размещение перерабатывающей и обрабатывающей промышленности было специально увязано с сырьевыми базами Севера. Из-за чрезмерно экспортного кризиса теперь эта связь во многом нарушена.

Основываясь на опыте зарубежных стран, анализе развития ресурсодобывающих регионов российского Севера и Арктики может быть предложен ряд направлений государственного регулирования развития сырьевых регионов, выполнение которых создаст предпосылки для перехода от узкосырьевой специализации к многоотраслевому хозяйству.

Основные направления перехода от узкосырьевой специализации к многоотраслевому хозяйству могут быть следующие:

- обеспечение условий для смягчения моноотраслевой направленности экономики путем ее частичной диверсификации и реструктуризации;
- развитие отраслей экономики и производств, необходимых для жизнеобеспечения местного населения;
- формирование современной региональной и локальной инфраструктуры;
- комплексное освоение природных ресурсов и охрана окружающей среды в соответствии с принципами устойчивого развития;

В рамках данной статьи более подробно рассмотрим основные из них – диверсификацию сырьевых отраслей и реструктуризацию экономики сырьевого региона.

Диверсификация сырьевых отраслей это, прежде всего, расширение сферы деятельности в добывающем секторе путем создания производств глубокой переработки сырья, а также обслуживающих и вспомогательных. Увеличение налогооблагаемой базы за счет отраслей специализации и прирост доходной части региональных бюджетов дает возможность расширенного роста обрабатывающей промышленности и других отраслей хозяйства, инфраструктурного обустройства территории. Диверсификация должна затронуть не только сырьевые отрасли, чья продукция востребована на мировых рынках, но и менее прибыльные, однако имеющие базу развития в условиях сырьевых направленности региона.

Реструктуризация экономики сырьевого региона подразумевает появление новых отраслей специализации в рамках имеющейся ресурсной базы, развитие научно-исследовательского и высокотехнологичного производства, расширение сферы услуг, в т.ч. туризма, транспорта, информатики, связи и т.д. Иными словами, развитие всего того, что ведет к повышению сбалансированности отраслевой структуры региона.

В ЯНАО, например, реструктуризация экономики может основываться на эксплуатации твердых полезных ископаемых, которыми богаты недра округа: флюоритами, агатами, янтарем, медью, никелем, кобальтом, алмазами и золотом, запасами угля (свыше 10 млрд тонн) и т.д. Интенсивное освоение нефтегазовых месторождений и последующее за ним развитие вспомогательных отраслей промышленности и транспортной инфраструктуры открывает



принципиально новые возможности для возрождения ранее существовавших и организаций новых добывающих предприятий (шахт, карьеров, рудников и т.д.). Таким образом, реструктуризация экономики округа, может быть основана на промышленном освоении месторождений твердых полезных ископаемых. Это увеличит количество отраслей территориальной специализации, позволит существенно расширить

пока доходы от эксплуатации нефтегазовых ресурсов значительны. Во-вторых, переход к многоотраслевому хозяйству невозможен без решения вопроса разграничения прав собственности на природные ресурсы и без распределения доходов рентного характера между Российской Федерацией и субъектом Федерации. Однако это весьма серьезная тема и в рамках данной статьи не рассматривается.

Многоотраслевая структура хозяйства, что в период экономического кризиса весьма важно для сырьевого региона, позволит снизить зависимость экономики региона от колебаний рыночной конъюнктуры на продукцию основной специализации

сырьевую базу вспомогательных отраслей региональной промышленности (в частности, промышленности стройматериалов), уменьшить зависимость НАО от "северного завоза". Большие потенциальные возможности имеет северный туризм [7,8]. Очевидно, что структурная перестройка состоит в том, чтобы, не ломая сложившейся специализации региона, развивать производства, базирующиеся, в первую очередь, на местных ресурсах. Это значит, что уже на первых этапах добычи необходимо предусмотреть и более глубокую переработку природных ресурсов, расширение использования возобновляемых ресурсов, строительство ремонтных, обслуживающих производств, развитие сферы услуг. Иначе говоря, рентные доходы по мере истощения невозобновимых природных ресурсов должны переносить свою стоимость на развитие других отраслей хозяйства.

Многоотраслевая структура хозяйства, что в период экономического кризиса весьма важно для сырьевого региона, позволит снизить зависимость экономики региона от колебаний рыночной конъюнктуры на продукцию основной специализации.

При этом необходимо отметить два важных момента.

Во-первых, реструктуризацию и диверсификацию экономики необходимо провести на этапе ранней добычи и зрелости,

Таким образом, сложное положение северных нефтегазодобывающих регионов, наиболее ярко проявившееся в период экономического кризиса, в современный период резкого снижения цены на нефть требует особого внимания государственных органов управления и разработки адекватной региональной политики. государство просто обязано заранее предусмотреть, а главное предпринять конкретные меры по созданию возможностей развития региона в будущем. Это значит, что уже на первых этапах разработки природных ресурсов государство должно разработать систему мер по расширению экономической базы и отраслевой структуры хозяйства региона с механизмами их реализации.

К сожалению, в российских нефтегазодобывающих регионах об этом начинают думать, как правило, в период кризисных ситуаций, по прошествии кризиса разговоры о многоотраслевом хозяйстве не возобновляются. Что касается районов с падающей добычей, то у руководителей этих регионов уже нет тех финансовых и материальных возможностей для создания новых крупных производств, какие были в период роста и зрелости.

Рассматривая перспективы развития можно уверенно утверждать, что в обозримом будущем ресурсная направленность в экономике северных и арктических регионов станет доминирующей, будут преобладать

отрасли с относительно узкой специализацией – добыча и обогащение минерального сырья, добыча и частичная переработка топливно-энергетических ресурсов. В условиях рынка такая направленность может вызвать серьезные проблемы в экономике северных регионов, поэтому кардинальные структурные изменения в хозяйстве просто необходимы. Учитывая, что основные отрасли ресурсных регионов отличаются монопродуктовой направленностью, высокой капиталоемкостью, территории имеют слаборазвитую производственную инфраструктуру, и, в первую очередь, транспортную, для эффективной структурной перестройки региональной экономики необходима существенная помощь со стороны государства в лице Федерального центра, выражаясь не только в создании благоприятной институциональной среды для нормального развития регионов Севера и Арктики, но и в разработке действенного механизма прямого или косвенного регулирования их развития. ●

Литература

1. Арганат Г. А. *Возможности и реальности освоения Севера: глобальные уроки*. – М.: ВНИИТИ, 1992. – 150 с.
2. В Госдуме не поддержали проект закона о зачислении в бюджеты субъектов 30 % НДПИ на нефть // <https://tass.ru/ekonomika/6688659> (дата обращения 25.07.2020).
3. Ларченко Л.В., Колесников Р.А. *Развитие ресурсных центров Ямalo-Ненецкого автономного округа, специализирующихся на добыче углеводородов* // *Инновации*. 2016. № 1. С. 79–84.
4. Леонов С.Н. *Моделирование региональной структуры территориально-производственных комплексов и промышленных узлов в районах Севера* // *Прогнозирование развития региональных экономических систем. Инт. экон. иссл. ДВО АН СССР. Владивосток. 1989. С. 312–324.*
5. Bone R.M. *The geography of Canadian North/ Issues and challenge* // *Toronto*. 1992. 284 p.
6. Gilchrist D.D., StLouis L.V. *Directions for diversifications with an application to Saskatchewan* // *J. Reg. science*. 1991. № 3. P. 279–289.
7. Kolesnikov R, Loktev R. *Tourism as one of the elements of economic diversification of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Geography and natural resources. No 4 (158). 2019. P. 184–192.*
8. Larchenko L, Gladkiy Yu, Kolesnikov R. *Tourism as a factor of restructuring the economy of resource-producing regions of the Arctic (on the example of the Yamalo-Nenets Autonomous District)* IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. (IOP Publishing Ltd) Volume 302. 2019. Статья № 012039.

KEYWORDS: North, Arctic, oil and gas resources, raw material regions, economic restructuring and diversification.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Италия приблизит Россию к ВТО

Министр иностранных дел Италии Ф. Фраттини стал добрым вестником для министра финансов России А. Кудрина. Италия, по его словам, будет проводить работу в рамках ЕС по содействию вступления России в ВТО и ОЭСР, чего добивается наше руководство уже в течение многих лет. Кроме того, Рим намерен оказать посильное содействие нашей стране по модернизации экономики. Правда, в чем именно и каким инструментарием, итальянский министр сообщает не стал.



• Комментарий Neftegaz.RU

Россия стала полноправным членом ВТО 22 августа 2012 г. Это событие вызывает много вопросов у представителей разных отраслей. С одной стороны, Россия интегрировалась в мировую экономику, начала продвигать национальные интересы и привлекать новые инвестиции. С другой – обрабатывающая промышленность и сельскохозяйственные предприятия с трудом конкурируют с иностранными компаниями и теряют доход из-за демпинга цен. По оценкам российского рейтингового агентства АКРА, на момент вступления России в ВТО средневзвешенная ставка импортного тарифа в нашем государстве составляла 9 %, а в 2019 г. – 4,8 %. В ВТО входит 164 государства, на них приходится 98 % мировой торговли. Глава Минэкономразвития М. Орешкин

также признает, что ВТО – не идеальна и нуждается в модернизации, однако альтернатив для нее не существует.

Нефтяная катастрофа охватила все штаты Америки

На сегодняшний день, 80-й по счету после аварии на нефтяной платформе в Мексиканском заливе, стало очевидным, что экологическая катастрофа затронула все американские штаты, расположенные на побережье.



С обнадеживающим заявлением выступил глава подразделения ВР по ликвидации последствий утечки Б. Дадли заявил, что если не будет никаких помех, то утечку можно остановить уже в конце июля. Но затем в компании все-таки сообщили, что окончательная ликвидация утечки не ожидается до конца августа.

• Комментарий Neftegaz.RU

Вопрос ликвидации аварийных разливов нефти по-прежнему остается острым. В июле 2020 г. Президент России В. Путин подписал закон, направленный на предупреждение и ликвидацию разливов нефти и нефтепродуктов. Согласно закону, компании, чья работа связана с нефтепродуктами, обязаны формировать планы на случай чрезвычайного происшествия, а также иметь достаточное финансовое обеспечение для ликвидации аварий. Согласно документу, компании, работающие с нефтепродуктами, обязаны до 1 января 2024 г. разработать и утвердить план предупреждения и ликвидации разливов нефти.

В. Путин: готовь электростанции летом

Премьер-министр РФ В. Путин поручил Министерству энергетики РФ совместно с правоохранительными

органами обеспечить безопасность электростанций в России. Соответствующее поручение он дал главе Минэнерго С. Шматко, вице-премьеру РФ И. Сечину и руководству других профильных ведомств в ходе селекторного совещания по вопросу ликвидации последствий аварии на Саяно-Шушенской гидроэлектростанции (ГЭС). «Я прошу сделать все, что необходимо для безопасности электростанций», – В. Путин.

• Комментарий Neftegaz.RU

После масштабной аварии на Саяно-Шушенской ГЭС было решено провести комплексную реконструкцию станции и оснастить ее новым и современным оборудованием, обладающим улучшенными рабочими характеристиками и соответствующими всем требованиям надежности и безопасности. Срок службы новых гидроагрегатов был увеличен до 40 лет. Открытые распределительные установки заменены на устройства закрытого типа для сокращения износа. Введенный в постоянную эксплуатацию в октябре 2011 г. новый береговой обводной водосброс станции соответствует современным международным требованиям по пропуску паводковых вод.



В 2020 г. безопасность ГЭС не вызывает вопросов. ПАО «РусГидро» совместно с АО «СО ЕЭС» начали реализацию pilotного проекта по дистанционному управлению оборудованием распределительных устройств Воткинской ГЭС. В планах – тиражирование проекта на другие объекты РусГидро, распределительные устройства которых соответствуют требованиям подстанции нового поколения, например, Саяно-Шушенской ГЭС. ●

НЕПРЕРЫВНЫЙ ВИБРОМОНИТОРИНГ ОБОРУДОВАНИЯ

Решения для предотвращения незапланированных простоев

ВИБРОДИАГНОСТИКА КАК МЕТОД ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ СУЩЕСТВУЕТ УЖЕ ДАВНО И УСПЕШНО ПРИМЕНЯЕТСЯ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ ОБОРУДОВАНИЯ И СВЯЗАННЫХ С ЭТИМ ПРОСТОЕВ. ЧАЩЕ ВСЕГО ВИБРОДИАГНОСТИКА ПРИМЕНЯЕТСЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ВРАЩАЮЩЕГОСЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ОСНОВЫВАЕТСЯ НА АНАЛИЗЕ ПАРАМЕТРОВ ВИБРАЦИИ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ ВЕДУЩИЕ МИРОВЫЕ КОМПАНИИ В ОБЛАСТИ НЕПРЕРЫВНОГО ВИБРОМОНИТОРИНГА ОБОРУДОВАНИЯ?

THE VIBRATION-BASED DIAGNOSTICS AS THE DIAGNOSTICS METHOD OF VARIOUS MACHINES CONDITIONS HAS EXISTED FOR A LONG TIME AND IS SUCCESSFULLY USED TO PREVENT THE EQUIPMENT FAILURES AND INACTIVITY RELATED TO IT. THE VIBRATION-BASED DIAGNOSTICS IS MOST OFTEN USED TO DETERMINE THE CONDITION OF ROTATING EQUIPMENT AND IS BASED ON THE ANALYSIS OF THE VIBRATION PARAMETERS. WHICH SOLUTIONS ARE OFFERED BY THE LEADING GLOBAL COMPANIES IN THE AREA OF CONSTANT VIBRATION MONITORING OF EQUIPMENT?

Ключевые слова: мониторинг оборудования, вибродиагностика, предотвращение простоев, датчики, программное обеспечение.

Воронин Александр

Эксперт управления
«Цифровое производство»
SIEMENS Digital Industries
Factory automation

Любое работающее вращающееся оборудование вибрирует. Причем для каждого механизма существует свой определенный набор характерных частот вибрации, который позволяет обеспечить диагностику, как механизма в целом, так и его составных частей.

Вибродиагностику применяют для широкого спектра оборудования, например, насосов, вентиляторов, механизмах буровых установок, качалок, компрессоров.

Какие существуют подходы к вибродиагностике?

- **Периодическая вибродиагностика**, заключается в периодическом съеме показаний вибрации с помощью переносного оборудования, выполняются вручную, часто требует останова оборудования, для установки датчиков. После чего производится запуск оборудования и проведение измерений на определенных для этого частотах. Данные, полученные в результате измерения, сравниваются с данными из предыдущих измерений и анализируются изменения, на основании анализа выдается заключение о состоянии оборудования. Основной недостаток метода, нет возможности оценки состояния механизма между периодами.



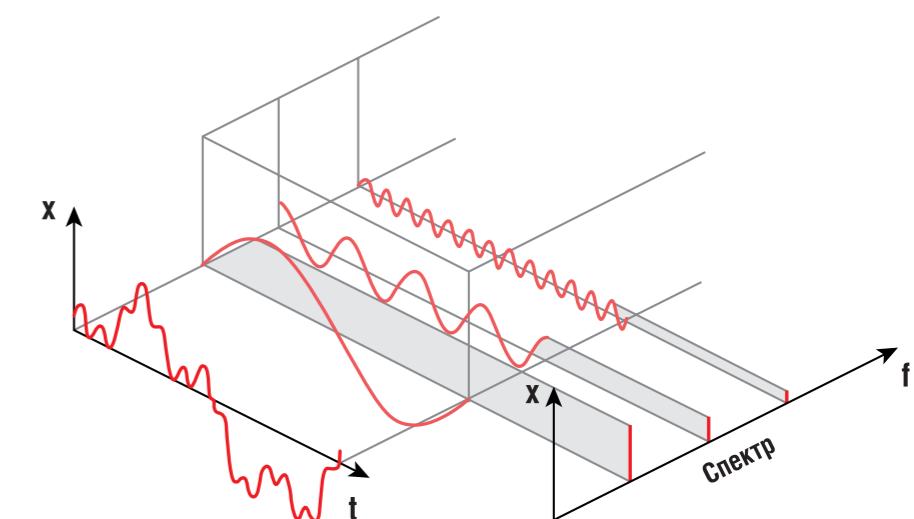
УДК 621.0

Быстро развивающиеся проблемы в механизме могут быть не выявлены и привести к выходу из строя оборудования и внеплановым простоем производства. Кроме того, необходимо устанавливать большое количество датчиков для съема максимума данных по механизму. И сама такая диагностика занимает по несколько часов на единицу оборудования.

- **Непрерывная вибродиагностика** – производится с помощью стационарных систем вибродиагностики, измерения производятся автоматически с периодичностью, измеряемой в секундах. Оборудование и его отдельные узлы всегда находятся под контролем, любые изменения в состоянии фиксируются и непрерывно анализируются. По существу в каждый момент времени, можно точно знать состояние оборудования и определять возможные проблемы заблаговременно. Что по существу является ключевым фактором для работы систем предиктивной диагностики и автоматизации технического обслуживания и ремонта (ТОиР). При этом требуется меньше точек измерения и соответственно датчиков, чем при периодической вибродиагностике.

Как работает стационарная система вибродиагностики?

- Для примера возьмем SIPLUS CMS1200 – эта система сочетает три основных метода анализа:
- **Характеристический** – основан на анализе среднеквадратичных значений виброскорости и среднеквадратичных значений виброускорения, кроме того, используется дополнительный анализ параметра состояния подшипников качения DKW. Анализ этих показателей позволяет судить об общем состоянии механизма в точке измерения и, сравнивая с заданными уставками, определять наличие нарастающих неисправностей о которых сигнализировать оператору оборудования, простыми визуальными



сигналами. Основные сигналы: рабочий режим, достижение уровня предупреждения, достижение уровня аварии.

- **Частотно-селективный** – основан на анализе частотного спектра и дает возможность определить возможные причины нарастающей проблемы. Каждое механическое повреждение имеет собственный частотный спектр. А амплитуда позволяет определить степень повреждения и сделать выводы об оставшемся сроке службы. Решающую роль в этом случае играют собранные данные. Преобразование частотного сигнала с помощью быстрого преобразования Фурье в спектр.
- **Экспертный метод** – основан на потоковом анализе данных с помощью программного обеспечения, например, X-Tools. Что дает возможность использовать исходные данные для построения моделей анализа, точно соответствующих конкретному механизму и обеспечить высокий уровень автоматизации работы специалистов по вибродиагностике.

Какие датчики лучше применять – проводные или беспроводные?

Все зависит от условий эксплуатации и применения, но в большинстве случаев предпочтение отдается проводным датчикам. Конечно, беспроводной датчик выглядит перспективно, его главное достоинство – отсутствие прокладки кабелей. Но главный недостаток

беспроводных датчиков, кроме цены самого датчика, являются его элементы питания. В среднем многие производители заявляют о том, что срок службы элемента питания составляет 5 лет, но это в случае, если производится, например, одно измерение в день.

Если измерений производится больше, то срок службы элемента питания резко снижается, тоже самое происходит и в случае отрицательных температур. И при активной эксплуатации, придется часто менять элементы питания с разборкой датчика, остановкой оборудования, а в случае, например, с буровой установкой еще и в не самых комфортных полевых условиях. А для взрывозащищенных датчиков, элементы питания незаменимые, придется полностью менять датчик.

Также есть вопросы с размерами самого датчика, беспроводные в среднем более габаритные чем проводные варианты. Случаются вопросы и с электромагнитной совместимостью. Есть еще такой тонкий момент, это совместимость беспроводных датчиков разных производителей, обычно она отсутствует. У проводных датчиков один недостаток, это прокладка кабеля. В остальном – это лучший вариант, не требует обслуживания в рамках поверочного интервала, большой диапазон рабочих температур, обычно от -50 до +100, но есть и с расширенным диапазоном, совместимость датчиков различных производителей в рамках одного интерфейса, например, IEPE/ISP, могут подключаться как к стационарным системам, так и к переносным.

Возможно ли использование стационарной системы вибродиагностики без использования внешнего программного обеспечения и как интегрировать систему в цифровую среду предприятия?

Если рассматривать SIPLUS CMS1200, то да, система может использоваться без внешнего аналитического программного обеспечения, только за счет встроенного ПО, доступ к которому осуществляется через web-сервер. Встроенное ПО дает возможность использовать как характеристический метод анализа, так и частотно-селективный. При возникновении необходимости, систему можно также подключить к внешнему ПО, без какой-либо доработки.

Для интеграции с любыми уровнями цифровых систем, используется встроенный OPC UA сервер как в самих модулях вибродиагностики, так и в управляющем контроллере S7-1200. Физическое подключение к модулю осуществляется через встроенные порты Ethernet. Связь с контроллером осуществляется по внутренней шине, что обеспечивает высокий уровень кибербезопасности, путем разделения контроллера и входных портов модуля на уровне внутреннего интерфейса.

Также система может быть легко интегрирована с различными IoT устройствами.



Возможно ли полностью сделать автоматическую систему вибродиагностики?

Однозначного ответа здесь нет. С одной стороны, полностью настроенная система вибродиагностики дает достаточно высокую точность при характеристическом анализе, что позволяет предупредить аварийные выходы из строя оборудования в автоматическом режиме. С другой стороны, использование частотно-селективного метода анализа требует работы специалистов по вибродиагностике. Да, стационарная система вибродиагностики позволяет на порядок увеличить эффективность работы вибродиагноста, но полностью заменить на данном уровне не сможет.

Возможно ли использовать искусственный интеллект, например, машинное обучение и нейросети для задач вибродиагностики?

Возможности искусственного интеллекта сейчас активно внедряются во всех областях деятельности человека. И конечно было бы весьма интересно применить нейросети в анализе данных вибрации. Важным моментом использования нейросетей является их обучение, обучение производится с помощью наборов данных, так называемых data set. И вот с этими наборами

данных есть сложности, такие наборы данных должны создаваться для конкретных механизмов, причем для всех режимов работы и данными анализа правильно/неправильно, и если правильно, то насколько правильно. Это весьма трудоемкая процедура и длительная по времени, хотя и возможная. Поэтому на данный момент возможности искусственного интеллекта для потокового анализа вибраций используют в очень ограниченных случаях. Но вот, где есть возможность использовать искусственный интеллект, так это в рамках предиктивной аналитики. Где уже идет анализ обработанных данных вибродиагностики с учетом исторических данных по предупрежденным случаям выхода из строя и обработкой сопутствующих данных, например, из системы АСУ ТП. Вот здесь использование ИИ, позволяет получить эффект и возможность оптимизации параметров систем вибродиагностики. При этом постоянное накопление данных позволит все точнее и точнее определять время оставшейся работы оборудования и его узлов.

В заключении хотелось бы сказать, что применение систем вибродиагностики интересная и многогранная тема, позволяющая создать необходимые условия, для максимально эффективного использования оборудования. ●

KEYWORDS: *equipment monitoring, vibration diagnostics, downtime prevention, sensors, software.*



НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИИ: ПО «СЕВЕРНОМУ ПОТОКУ-2» БУДЕТ ПОСТАВЛЯТЬСЯ ВОДОРОД

| **Handelsblatt**

Андрэ Баллин

Россия делает ставку на новые виды энергии: до 2024 года планируется наладить производство водорода. Главную роль будут играть государственные концерны «Газпром» и «Росатом». Есть и третья заинтересованная компания (правда, пока без конкретного проекта) – конкурент Газпрома «Новатэк». Поскольку Европа планирует переход к водороду



в качестве энергоносителя, России тоже приходится перестраиваться. Будучи крупнейшим экспортёром нефти и газа на континенте, она стремится сохранить лидирующие позиции. К 2024 г. должна возникнуть совершенно новая отрасль. В начале 2021 г. правительство намерено заняться созданием стимулов для экспортеров и потребителей на внутреннем рынке, чтобы те постепенно переходили на водород. Газпром может уже в следующем году построить и протестировать водородную турбину. Росатом намерен построить к 2024 г. испытательный полигон для поездов на водородной тяге. Кроме того, существует возможность по транспортировке водорода по

газопроводам. Ведь при массовом переходе европейцев на водород России пришлось бы заморозить эти газопроводы.

РОССИЯ РАЗМЫШЛЯЕТ О ВНЕДРЕНИИ ПРОГРАММЫ ХЕДЖИРОВАНИЯ ЦЕНОВЫХ РИСКОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ДОХОДОВ, ЧТО НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО

| **Bloomberg**

Клара Феррейра Маркес

Президент В. Путин попросил чиновников отказаться от идеи внедрения программы хеджирования ценовых рисков для нефтегазовых доходов. На фоне низких цен на нефть страхование выглядит привлекательным, но дело вряд ли сдвинется с мертвой точки. Вместо этого Москве было бы целесообразно инвестировать в другой вид страхования от потерь – в подготовку своей отрасли ископаемого топлива и в целом экономики к будущему, в котором будут шире использоваться экологически чистые технологии.

Хеджирование нефтегазовых доходов для добывающих компаний заманчиво. Но оно редко используется, из-за затрат. Несмотря на низкую себестоимость добычи, Москва серьезно пострадала от падения цен на нефть. К сожалению, российская программа хеджирования пока выглядит более привлекательной в теории, чем на практике.

У Москвы уже есть защита. Россия откладывает избыточные нефтегазовые доходы в Фонд национального благосостояния. Это помогло создать четвертый по величине в мире валютный резерв.

В идеальном мире эти средства могли бы пойти на диверсификацию экономики, которая по-прежнему слишком зависит от экспорта углеводородов, путем поддержки инновационных малых предприятий, а также науки, образования и туризма.

РАЗЛИВ НЕФТИ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ СТАВИТ ПОД УДАР ПЛАНЫ МОСКВЫ В ОТНОШЕНИИ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

| **The Washington Post**

Изабель Хуршудян

Из-за таяния вечной мерзлоты в Арктике амбициозные планы Москвы по освоению региона оказались буквально на зыбкой почве. Всплеск климатических изменений создает новые риски на пути реализации программы президента по Крайнему Северу, одной из главных национальных инициатив.



Ключевая опасность заключается в строительстве большого количества объектов инфраструктуры на поверхности быстро тающей вечной мерзлоты. Экологи предупреждают, что по мере дестабилизации вечной мерзлоты, сопровождающейся снижением несущей способности почвы, произойдет и снижение устойчивости построенных на ней зданий, нефте-и газопроводов.

Именно это, как утверждает руководство «Норильского никеля» и произошло в конце мая на принадлежащей компании ТЭЦ. Из-за таяния вечной мерзлоты произошло проседание свай фундамента и разгерметизация резервуара с топливом, в результате чего произошел разлив 21 тонны дизельного топлива. В марте Кремль обнародовал свою масштабную программу освоения Арктики, рассчитанную на 15 лет, изложив план реализации новых энергетических проектов и создания десятков тысяч рабочих мест, которые привлекут на Крайний Север новых жителей. ●

РОБОТЫ-ПОЖАРНЫЕ на защите морских добывающих платформ



**Горбань
Юрий Иванович**
главный специалист
по пожарной
робототехнике,
заслуженный
изобретатель
Республики Карелия,
академик НАНПБ,
000 «Инженерный
центр пожарной
робототехники «ЭФЭР»

МОРСКИЕ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ПРЕДСТАВЛЯЮТ СЛОЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ, УСПЕШНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТОРЫХ ВО МНОГОМ ОБУСЛОВЛЕНА ОБЕСПЕЧЕНИЕМ ИХ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. ОПАСНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПОЖАРА С ТЯЖЕЛЫМИ ПОСЛЕДСТВИЯМИ ОБУСЛОВЛIVAЕТ ВЫСОКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К СРЕДСТВАМ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ РЕАЛИЗОВАНЫ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РОБОТИЗИРОВАННЫХ УСТАНОВОК ПОЖАРОТУШЕНИЯ

УДК 614.841

OFFSHORE PLATFORMS FOR OIL AND GAS PRODUCTION ARE COMPLEX TECHNOLOGICAL COMPLEXES, THE SUCCESSFUL OPERATION OF WHICH IS LARGELY DUE TO ENSURING THEIR FIRE SAFETY. THE RISK OF FIRE WITH SEVERE CONSEQUENCES CAUSES HIGH REQUIREMENTS FOR FIRE PROTECTION, WHICH CAN BE IMPLEMENTED WHEN USING ROBOTIC FIRE EXTINGUISHING SYSTEMS

Ключевые слова: морская платформа, пожаротушение, автоматическое пожаротушение, роботизированные установки пожаротушения.



**Горбань
Михаил Юрьевич**
директор по развитию
000 «Инженерный
центр пожарной
робототехники
«ЭФЭР»

Нефтегазодобывающие платформы представляют объекты повышенной опасности, что обусловлено наличием горючих и взрывоопасных материалов, большим количеством технологического оборудования и социально-бытовых блоков при их компактном размещении, удаленностью от основных сил и средств пожарно-спасательных служб. Анализ аварий, связанных с пожарами и взрывами на нефтегазодобывающих платформах, имевших место в мировой практике, свидетельствует о тяжелых последствиях, связанных с гибеллю людей, разрушением технологического оборудования и загрязнением окружающей акватории, что приводит к невосполнимым потерям, значительным материальным убыткам и экологическим катастрофам.



Статистика аварий, произошедших на нефтегазодобывающих платформах за определенный период показал [1], что ущерб от повреждения оборудования при пожарах составляет 52% от общего количества аварий (табл. 1). Из таблицы хорошо видно, что пожары имеют самые тяжелые последствия.



**Немчинов
Сергей Георгиевич**
генеральный директор
000 «Инженерный
центр пожарной
робототехники
«ЭФЭР»

**Цариченко
Сергей Георгиевич**
профессор кафедры
«Комплексная
безопасность
в строительстве»,
НИУ «Московский
государственный
строительный
университет»
(НИУ «МГСУ»)

ТАБЛИЦА 1

Виды аварий	Степень повреждения морской платформы		
	Серьезные повреждения	Значительные повреждения	Полная потеря
Фонтаны	2	10	2
Столкновение с судном	8	17	5
Взрыв	5	13	0
Падение груза	2	21	0
Пожар	39	43	17
Утечка нефти	0	4	1

Именно поэтому надежность систем противопожарной защиты и оборудования в целом морских платформ критически важны.

Предотвращение развития пожара и возникновения взрыва в результате аварии на платформе, приводящие к катастрофическим последствиям, может быть осуществлено в результате оперативных и своевременных пожарно-аварийных операций, предпринимаемых с целью локализации и тушения очага горения, охлаждения технологического оборудования с целью недопущения его дальнейшего разрушения. Проведение этих мероприятий силами личного состава, находящегося на платформе, представляется достаточно сложной задачей ввиду их малочисленности и необходимости эвакуации с аварийного объекта. Привлечение внешних сил и средств с использованием судов, оборудованных средствами подачи водопенных огнетушащих составов, может не дать нужного эффекта в следствии их несвоевременного прибытия к аварийной платформе на начальной стадии пожара, когда еще возможно локализовать и ликвидировать очаг горения, невозможности подачи водопенных составов непосредственно в зону горения из-за высокой плотности технологического оборудования, а также возможных сложных метеорологических условий (рис. 1). Все это обуславливает необходимость максимально автоматизировать процесс обнаружения и тушения очагов горения на нефтегазодобывающих платформах с использованием безлюдных технологий.

Решение данной проблемы может быть реализовано путем применения роботизированных установок пожаротушения (РУП), представляющих собой комплекс средств автоматической пожарной сигнализации и дистанционно-управляемых лафетных стволов, позволяющий в автоматическом режиме обнаруживать очаг возгорания в его начальной стадии развития, активировать систему наведения лафетных стволов пожаротушения и подачи огнетушащих средств непосредственно в очаг горения и на защищаемое оборудование. Отличительной особенностью роботизированных лафетных комплексов является возможность их адаптации к условиям недетерминированного развития

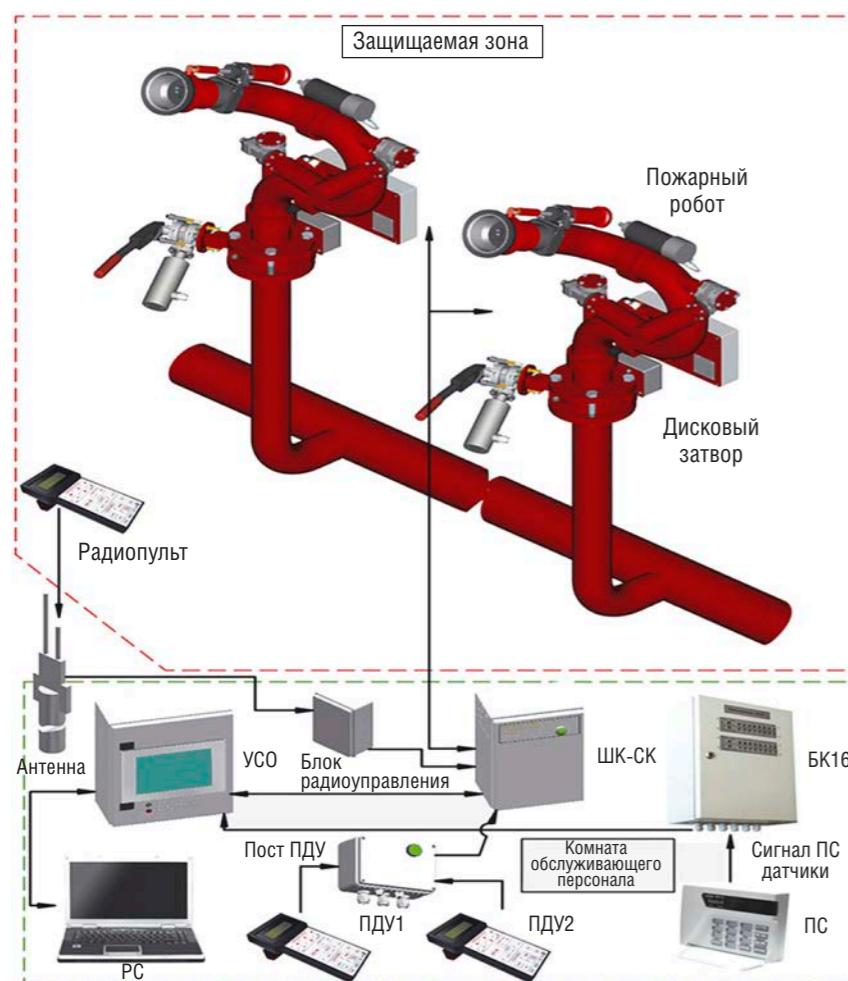
аварийной ситуации, тем самым оптимизировать режим тушения, обеспечивая необходимую интенсивность подачи водопенных составов в наиболее опасные технологические зоны без непосредственного присутствия людей. РУП обладает возможностью с одной точки защищать большие площади, которые составляют от 5 до 15 тыс. м² при расходах от 20 до 60 л/с соответственно. Водоснабжение осуществляется только по магистральной сети, без паутины распределительных сетей, характерных для спринклерных и дренчерных систем.

В случае необходимости управление системой может осуществляться в дистанционном режиме их безопасного места по радиоканалу. Программное управление и разработанные алгоритмы позволяют оптимизировать режимы подачи огнетушащих веществ с учетом динамики развития ситуации, а также с учетом внешних природных факторов, в частности ветровой нагрузки. РУП выполняются на базе лафетных стволов с дистанционным управлением и устройств обнаружения загорания в ИК диапазоне и ТВ-камерами для видеоконтроля. Чувствительность обнаружения очага загорания составляет 0,1 м², а быстродействие – несколько секунд. Координаты и размеры очага загорания определяются в трехмерной системе координат.

РИС. 1. Тушение пожара на платформе с использованием специализированных судов



РИС. 2. Блок-схема роботизированной установки пожаротушения



Информация о пожаротушении регистрируется видеокамерами с ведением электронного протокола последовательности действий. В дежурное время система самотестируется и сообщает о необходимости коррекции по указанному адресу, поддерживая ее в постоянной боевой готовности.

РУП в ее базовом варианте содержит два и более пожарных робота, включающих в себя следующие компоненты: лафетный ствол с приводами вертикального и горизонтального наведения, насадок с приводом изменения угла распыливания струи и пульт управления (рис. 2). Указанные компоненты соединены с блоком коммутации (БК-16) на входе, и с устройством управления (УСО) на выходе. Учитывая специфику эксплуатации РУП в условиях возможного образования взрывоопасных газовых концентраций в зоне их функционирования, конструкция элементов и узлов может быть выполнена во взрывозащищенном исполнении.

Ствол имеет механизмы управления пространственным положением и включает в себя подвижные звенья. Для обеспечения движения в звеньях могут использоваться электрический, гидравлический или пневматический привод. Мехатронная система является объединением electromеханических компонентов с силовой электроникой, которые управляются с помощью встроенных микроконтроллеров. Это уменьшает массу и размеры системы и повышает ее надежность. Положения рабочего органа в пространстве, данные окружающей среды определяются сенсорной частью системы: датчиками положения, давления, ИК-датчиками. Сигналы, передаваемые датчиками, анализируются, и по результатам анализа принимается решение о дальнейших действиях.

Система управления строится на основе принципов обратной связи, подчиненного управления и иерархичности системы

управления роботом. Система управления приводом по положению (по углу поворота ствола) замыкается обратной связью по положению. Внутри системы управления по положению функционирует система управления по скорости со своей обратной связью, внутри которой, в свою очередь, существует контур управления по току с соответствующей обратной связью. Иерархия системы управления роботом подразумевает деление системы управления на горизонтальные слои, управляющие общим поведением робота, расчетом необходимой траектории движения ствола, поведением отдельных его приводов, и слои, непосредственно осуществляющие управление двигателями приводов.

Устройство управления формирует управляющие команды по наведению ствола и пожаротушению. Устройство обнаружения загорания и теленаблюдения установлено на стволе так, что его оптическая ось расположена в направлении подачи огнетушащего вещества. Данное устройство соединено с устройством обработки сигнала в ИК и УФ диапазонах, в котором программно реализуются алгоритмы определения координат очага загорания, с видеоконтрольным устройством и устройством управления. В результате каждая точка защищаемой зоны орошается не менее чем двумя струями и контролируется двумя устройствами обнаружения загорания и теленаблюдения. На лафетных стволах дополнительно установлены дисковый затвор с приводом и датчик давления, соединенные с блоком коммутации на входе и с устройством управления и адресными пожарными извещателями на выходе.

Обнаружение пламени производится за счет комплексного покадрового анализа изображения с ИК-матрицы и видеокамеры с подтверждением УФ-датчиком, позволяющим отсеять ложные сигналы. На изображении с ИК-матрицы определяются области повышенной температуры, и для этих областей производится накопление и оценка параметров флюктуации температуры, динамики границ и структуры.

Для этих же областей производится анализ характерных признаков пламени на видеоизображении (флюктуации, цвет, динамика изменения границ). Алгоритмы анализа реализованы таким образом, чтобы исключать ложные срабатывания на излучение нагретых тел, сварки, проблесковых маячков, солнца и искусственных источников освещения. Для снижения уровня сигнала/шума на видеоизображении в качестве источника используется видеокамера без сжатия стандарта HD-SDI, это позволяет улучшить разрешение для видеоанализа и выдавать качественное видео формата FullHD на видеорегистратор. Анализ видеоизображения осуществляется с частотой 25 Гц, анализ ИК-изображения – 15 Гц. При обнаружении пламени устройство обнаружения передает координаты очага пожарному роботу. Пожарные роботы передают информацию об обнаруженных очагах загорания в устройство сопряжения с объектом, которое методом триангуляции с учетом погрешностей результатов измерений определяет местоположение очага в защищаемой зоне в трехмерной системе координат.

Лидером в создании оптических устройств обнаружения загорания, работающих в видимом и ИК диапазонах, является фирма Tuso, входящая в компанию Johnson Controls. Разработанный этими компаниями детектор пламени Flame Vision FV-312SC оснащен встроенной телекамерой. Изделие имеет высокую стоимость и находится под санкциями. В порядке выполнения работ

по импортозамещению ООО «ЭФЭР» удалось создать отечественный извещатель пламени ИП 328/330-1-1 во взрывозащищенном исполнении, который имеет значительно меньшую стоимость и более высокие показатели по быстродействию и точности определения координат загорания (рис. 3). На их базе созданы пожарные роботы во взрывозащищенном исполнении.

РИС. 3. Извещатель пламени ИП 328/330-1-Ex



Задачей роботизированной установки пожаротушения и входящих в ее состав пожарных роботов является наведение струи на очаг загорания по заданным координатам и тушение очага загорания по заданной площади с заданной интенсивностью орошения. Угловые координаты очага загорания в горизонтальной плоскости совпадают с угловыми координатами наведения ствола. Из-за искривленной траектории струи в вертикальной плоскости, для попадания в цель угол наклона ствола должен быть

выше угловой координаты цели (очага загорания). Разница между ними образует угол возвышения, который зависит от расстояния до очага, угла цели, давления в сети, расхода, угла распыливания, конструкции насадки. Задача наведения струи на очаг загорания по заданным координатам сводится к определению угла возвышения. При этом важно, чтобы расчетная траектория с достаточной точностью совпадала с реальной траекторией струи. Теорией баллистики предложены уравнения для траектории полёта тел в воздухе. Для приближённого расчёта струи эти уравнения могут использоваться только на начальной траектории полета и требуют определения эмпирических коэффициентов. Это связано с необходимостью учета изменения площади сечения струи, формы и массы дробящихся в полете капель воды, перехода от компактной струи к двухфазному турбулентному потоку жидкости и воздуха с изменяющейся плотностью. С учётом большого количества факторов, влияющих на траекторию струи, и отсутствия точной математической модели траектории струи, в данной работе был разработан специальный метод, использующий экспериментальные данные для семейства траекторий. Для получения данных выполнялась инженерная фотосъемка траекторий нескольких сотен струй с разными расходами, давлениями и углами наведения. Была разработана методика прогнозирования траекторий по имеющимся экспериментальным данным (рис. 4–5).

РИС. 4. Траектории струй в функции угла наведения для данных расхода и давления

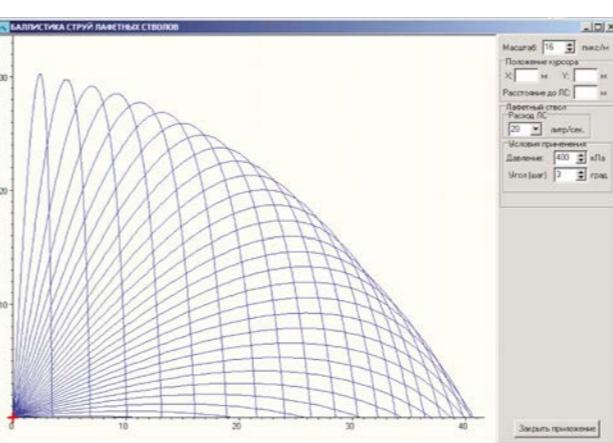


РИС. 5. Приложение для расчета траекторий струй и определения угла наведения струи к точке цели

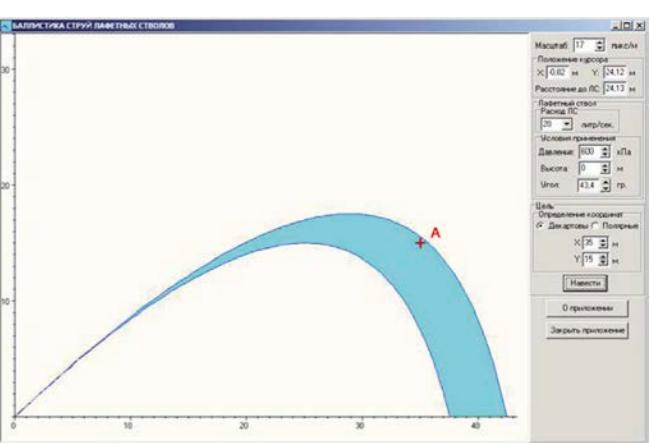


РИС. 6. Оцифрованный видеокадр с идентификацией потока жидкости



В результате достигнута хорошая степень совпадения реальных и расчётных траекторий струй. Расчетные траектории могут использоваться как для определения зон орошения, так и для определения угла наведения по заданным координатам. Программа «Баллистика», приведенная на сайте firerobots.ru, широко используется проектировщиками разных организаций.

Проведенная научно-исследовательская работа по баллистике струй, основанная на опытных данных и подтвержденная многочисленными экспериментами, позволила решить задачу наведения струи на очаг загорания по заданным координатам и тушения очага по заданной площади с заданной интенсивностью орошения.

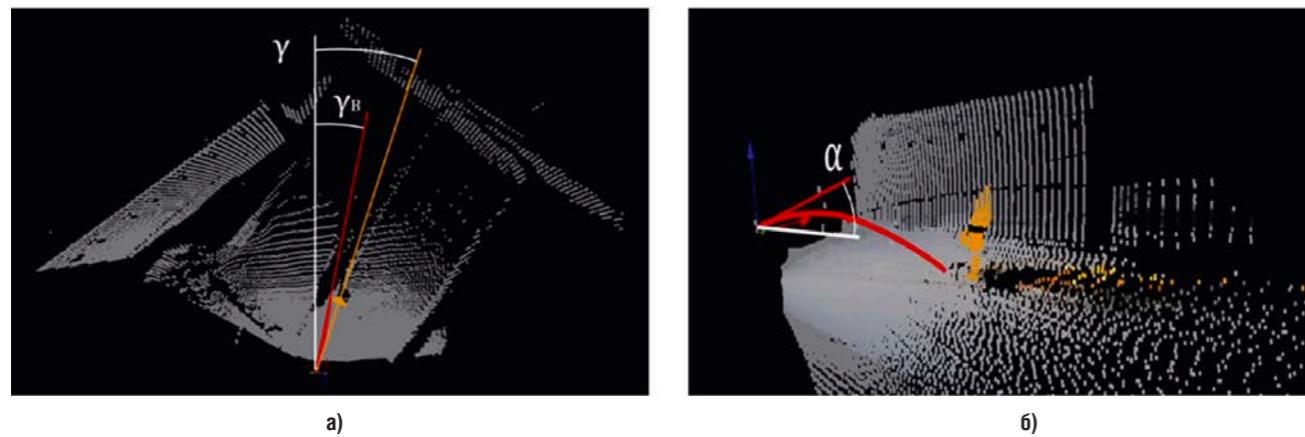
Точность подачи струи на очаг загорания по заданным

координатам по баллистической траектории зависит от изменения давления в напорной сети, а для наружных установок – от скорости ветра, отклоняющего струю. Техническими решениями по Европатенту 2599525 «Automated FFC integrating a tv-system» в извещатель пламени ИП 328/330-1-1 введена функция определения струи относительно очага загорания. Это позволяет корректировать наведение струи по расчетным данным для её баллистической траектории.

На рис. 6 зеленым цветом выделены области, где имеются существенные отличия от фона. Синим цветом показан результат аппроксимации верхней части контура (полиномом второй степени) с учетом влияния перспективы. Видно, что синяя кривая совпадает с баллистической траекторией струи.

Технические требования на РУПТ определены в ГОСТ Р 53326-2009.

РИС. 7. Результат работы прикладного программного обеспечения по корректировке наведения лафетного ствола



В условиях эксплуатации нефтегазодобывающих платформ при наличии ветрового воздействия необходимо учитывать корректирующую составляющую при наведении подачи водопенного струи в очаг загорания. В целях корректировки наведения лафетных стволов для подачи водопенного струи на очаг горения в условиях внешней ветровой нагрузки были проведены исследования [1], в результате которых была построена комплексированная система технического зрения, позволяющая оценивать реальное отклонение струи от заданного направления и вводить в алгоритм управления наведения стволов поправочные коэффициенты в представленные выше баллистические расчеты струй.

На рис. 7 приведены результаты работы созданного прикладного программного обеспечения, решающего задачи определения параметров траектории струи для управления лафетом по азимуту с использованием горизонтальной проекции 3D-модели (рис. 7 а) и возвышению с использованием вертикального сечения 3D-модели (рис. 7 б).

Данные методики используются в новых автоматических системах пожаротушения, работающих в экстремальных условиях, опасных для жизни человека, и в безлюдных технологиях, особенно важных для объектов в малонаселенных территориях Сибири и Севера, а также могут применяться для противопожарной защиты морских нефтедобывающих платформ.

Технические требования на РУПТ определены в ГОСТ Р 53326-2009.

РИС. 8. Общий вид морской платформы на месторождении им. Ю.Корчагина в северной части Каспийского моря с взлетно-посадочной площадкой, оборудованной РУПТ



Следует отметить, что Россия является первой страной мира, где законодательно и нормативно введен новый вид автоматических установок пожаротушения – роботизированные установки пожаротушения. Они введены в федеральный закон страны о пожарной безопасности №123-ФЗ, в свод правил проектирования установок пожаротушения СП5.13130.2009, в государственный стандарт ГОСТ Р 53326-2009 и в ведомственные нормы пожарной безопасности ВНПБ 39-16 на роботизированные установки пожаротушения [3]. Стационарные пожарные роботы на базе лафетных стволов нашли широкое практическое применение [4–5]. Так, например, РУПТ разработанные ООО «ЭФЭР» применялись на объектах нефтегазового комплекса: НПЗ Сызранский, Московский, Туапсинский, Ачинский и др., нефтяные платформы компании «Лукойл», нефтяные морские терминалы в Бургасе и по проекту «Сахалин-1», «Сахалин-2», нефтяные причалы на Черном море (Новороссийск), на Балтике (Высоцк, Усть-Луга), в Арктической зоне на белом море (Витино). Применительно к морским платформам в настоящее время РУПТ нашли применение для защиты взлетно-посадочной площадки (ВПП) ледостойкой стационарной



лафетных стволов с электрическим приводом. Лафетные стволы могут работать в режиме дистанционного управления с помощью проводных пультов, а также из любого помещения или участка открытой палубы, доступного по радиоканалу – с помощью выносного радиопульта. Сохраняется также возможность местного управления лафетными стволами вручную. ●

Литература

1. Никитин Б.А., Тагиева Р.М. Обеспечение безопасности объектов обустройства морских месторождений // Краснодар : Просвещение-Юг, 2008. – 204 с.
2. Вазаев А.В., Носков В.П., Рубцов И.В., Цариченко С.Г. Распознавание объектов и типов опорной поверхности по данным комплексированной системы технического зрения. Известия ЮФУ. Технические науки // №2 (175), 2016. С. 127–139.
3. ВНПБ 39-16 (СТО 1682.0017-2015). Роботизированная установка пожаротушения. Нормы и правила проектирования. // М. : ВНИИПО МЧС России, 2016. – 84 с.
4. Горбань Ю. И. Пожарные роботы и ствольная техника в пожарной автоматике и пожарной охране // М. : Пожнauка, 2013. – 352 с.
5. Gorban Yu. I. Fire robots // Industrial Fire Journal. – 2016. – №. 103. P. 12–13.

KEYWORDS: offshore platform, fire fighting, automatic fire fighting, robotic fire fighting systems.

БЕСЦЕХОВАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ

Как избавиться от принципа работы «на авось»?

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ПРИНЦИПАМ ВНЕДРЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ БЕСЦЕХОВОЙ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ. АВТОР СРАВНИВАЕТ ЦЕХОВУЮ И БЕСЦЕХОВУЮ СТРУКТУРУ УПРАВЛЕНИЯ В РАЗРЕЗЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОПЫТА И КВАЛИФИКАЦИИ РАБОТНИКОВ

THE ARTICLE DEALS WITH THE PRINCIPLES OF IMPLEMENTATION OF MANAGEMENT STRUCTURE WITHOUT A FACTORY WORKSHOP AT THE ENTERPRISES. THE AUTHOR COMPARES THE MANAGEMENT STRUCTURES WITH AND WITHOUT FACTORY WORKSHOPS IN THE CONTEXT OF ENSURING INDUSTRIAL SECURITY AND EFFICIENCY OF USING THE EXPERIENCE AND QUALIFICATION OF THE EMPLOYEES

Ключевые слова: бесцеховая структура управления, квалификация работников предприятия, промышленная безопасность, предотвращение убытков, получение прибыли.



**Фомин
Александр Николаевич**
руководитель Центра
внедрения бесцехового
производства

При обсуждении темы внедрения на предприятии бесцеховой структуры управления первоочередным образом возникает вопрос об экономической эффективности предстоящей реформы.

Однако экономическая эффективность – понятие многогранное. Оно предполагает, в частности, что предприятие, решаясь на существенную реформу управления, должно прогнозировать и просчитывать механизмы, которые позволят на допустить «упущенной выгоды», т.е. предусматривают конкретные процедуры предотвращения убытков, вызываемых производственными инцидентами различного масштаба – от мелких до катастрофических. Иначе говоря, экономическая эффективность реформы управления должна предусматривать не только рост маржинальной выгоды производства, но и обеспечить сохранение материального базиса предприятия – всех видов оборудования, зданий и сооружений, окружающей территории, а также самого главного – жизни и здоровья своего персонала и населения, живущего на окружающей территории.

В этой связи обычно называют очевидный инструмент возможной реакции на указанные риски – промышленное страхование. Но этот инструмент имеет существенные ограничения. Во-первых, механизм страхования работает только «post factum», т.е. не предотвращает аварии, а только компенсирует часть потерь от них. Во-вторых, компенсации касаются только предприятия, а не населения и окружающей территории. Из этого следует, что промышленное страхование производственных рисков не может являться универсальным инструментом сохранения людей и материальных ценностей, находящихся в зоне риска, а в некоторых случаях – при недостаточной квалификации менеджмента – может создавать иллюзию безопасности и стимулы к снижению уровня производственного самоконтроля.

Другой инструмент обеспечения промышленной безопасности (ПБ) предприятия – внешний государственный контроль опасных производств со стороны уполномоченного органа в лице Ростехнадзора. Предписания этого органа имеют обязательный для предприятия характер и нарушения предписаний предусматривают жесткие санкции. Однако и этот

УДК 331.1

строгий инструмент надзора за обеспечением промбезопасности имеет свои минусы – это периодический, а не постоянный и непрерывный контроль, поэтому в межроверочные периоды возрастают риски производственных инцидентов. Кроме того, принудительный характер предписаний приучает предприятие работать «за страх», а не за совесть» и может препятствовать формированию внутренней эффективной системы производственного контроля. Имеется в виду тот факт, что требования обеспечения производственной безопасности многочисленны и многоаспектны, их доскональное исполнение требует значительных временных, материальных и интеллектуальных ресурсов, поэтому нередко на предприятия формируется психология «неустранимой вины»: как ни старайся выполнять все требования ПБ, но «грехи» всегда найдутся. Эта психология и является питательной почвой работы «на авось». Характерная черта такой работы – разительное противоречие между содержанием множества документов (деклараций, правил, инструкций, указаний и т.п.) по обеспечению промбезопасности персоналом предприятия всех уровней и реальными, практическими процедурами обеспечения этой безопасности.

Действующая система промышленной безопасности в цеховой структуре управления

Система внутреннего контроля ПБ на современном цеховом производстве, имеющем в своей структуре опасные производственные объекты (ОПО), включает в себя уровень руководства предприятия, уровень цехового руководства и уровень исполнителей в цехах. В должностных инструкциях персонала этих уровней прописана сфера ответственности каждого работника в отношении обеспечения ПБ. Кроме того, на указанных предприятиях организуются специализированные подразделения (отделы) внутреннего аудита соблюдения требований ПБ – своеобразные дублеры функций Ростехнадзора.

По сложившейся практике нормирования ответственности на цеховых предприятиях топ-менеджмент (как правило, директор и главный инженер) несет общую ответственность за обеспечение ПБ – за ее организацию и управление. Исполнительный, рабочий персонал отвечает за правильную эксплуатацию оборудования согласно производственным правилам и инструкциям, но не отвечает за обеспечение работоспособного состояния этого оборудования. Поэтому острое стрелки ответственности за промышленную безопасность конкретных видов оборудования предприятия – включая здания и сооружения – останавливается на руководстве цехов, чаще всего – конкретно на начальнике того цеха, с оборудованием которого произошла авария.

Теперь посмотрим в целом на всю действующую систему обеспечения ПБ предприятия. Внешний контур: требования законодательства о ПБ; отраслевые правила и инструкции; контроль Ростехнадзора; промышленная страховка. Внутренний контур: многочисленная и многосторонняя документация предприятия по ПБ, адаптированная к конкретным условиям предприятия; контроль отдела ПБ и его предписания цехам; разделы об ответственности за ПБ в должностных инструкциях персонала всех уровней.

Требования внешнего контура каскадируются на внутренний контур, «перевариваются» в его документации и в конечном счете, своим основным гигантским весом ответственности падают на плечи начальников цехов в их должностных инструкциях. При этом начальник производственного цеха помимо ответственности за ПБ (за работоспособное состояние оборудования и его правильную безопасную эксплуатацию) конкретно, а не «в общем и целом» отвечает за выполнение плана, экономичность эксплуатации оборудования, за вверенный ему персонал, здания и сооружения, планирование и координацию всех работ по цеху, включая ремонты. Эта «безразмерная» ответственность начальника цеха, с одной стороны, делает его реальным опорным звеном всей производственной системы предприятия, создает ему имидж

«крепкого хозяйственника», но с другой – обеспечивает ему роль «крайнего» в большинстве крупных производственных аварий. Первый шаг, который делает комиссия по расследованию производственных аварий в установлении вины персонала, – это изучение должностных инструкций персонала, причастного к аварии. И здесь практически всегда на первый план выходит начальник цеха. Вмененный ему объем ответственности неподъемен, поэтому он находится в постоянной зоне риска и вынужден работать по принципу «авось пронесет».

В правильно построенной системе управления предприятием ответственность, возлагаемая на должностное лицо, должна быть обеспечена необходимыми средствами ее реализации: временем, квалификацией, техническим инструментарием.

Посмотрим с этой точки зрения на недавнюю аварию на Норильской ТЭЦ-3. Первым человеком, которого задержал Следственный комитет, был начальник котло-турбинного цеха. Это понятно и закономерно для цеховой структуры управления: привлекли к ответственности человека, в должностной инструкции которого наверняка записано, что он отвечает за технически исправное, работоспособное состояние топливных резервуаров. Этого пункта ответственности, конечно же, нет ни у руководителей ТЭЦ-3, ни у подчиненных начальника цеха. Смотрим далее. На этом предприятии (как и многих других) два сложнейших технологических передела – котловый и турбинный – объединены в единый цех, т.е. на начальника этого цеха, по сути представляющего собой основное ядро производства ТЭЦ, возложена ответственность не только за основную массу персонала и оборудования предприятия, но и «прицепом» – за сугубо инфраструктурный объект в виде топливного резервуара (скорее всего, не одного). Теперь вопрос: может ли начальник огромного цеха при такой функциональной перегрузке вынести такой груз ответственности, обладает ли он для этого необходимыми ресурсами рабочего времени, квалификации, технического инструментария, рабочих исполнителей? По-моему,

вопрос риторический, т.е. предполагающий очевидный ответ: нет. Поэтому начальник цеха вынужден надеяться на благосклонность принципа «авось пронесет» – и часто проносит, но не всегда, как в рассмотренном случае с оцененным ущербом в полторы сотни миллиардов рублей.

Обеспечение промышленной безопасности в условиях бесцехового производства

Бесцеховая структура управления предприятием (БСУ) предполагает создание служб сквозного, горизонтального управления производственным процессом по основным функциям:

- оперативного управления оборудованием;
- обеспечения работоспособного состояния оборудования;
- планирования и координации работ производственно-технического блока (ПТБ);
- технического обслуживания и ремонта.*

Каждая из этих служб несет свою долю ответственности за обеспечение промышленной безопасности предприятия. Служба оперативного управления (СОУО) – за безопасную, в соответствии с правилами и инструкциями, эксплуатацию вверенного ей оборудования.

Служба планирования и координации (СПиК) – за четкое планирование и координацию всех работ ПТБ, исключающие различные нестыковки и накладки, провоцирующие производственные инциденты. Служба техобслуживания и ремонта (СТОиР) – за своевременный и качественный ремонт оборудования по заявкам и под контролем службы владельцев оборудования (СВО). Наконец, СВО как инженерный центр предприятия отвечает за работоспособное и аварийно-безопасное состояние всех видов оборудования по всем технологическим переделам единого производственного процесса.

Начальник цеха в цеховой структуре отвечает за все функциональные составляющие деятельности цеха: за правильную эксплуатацию оборудования персоналом; за обеспечение работоспособного состояния оборудования; за планирование и координацию работ на своем фрагменте единого производственного процесса; за качество и своевременность техобслуживания и ремонтов.

В БСУ эти сферы ответственности разведены по соответствующим службам, что позволяет конкретизировать, четко разделить сферы ответственности, сделать их **выполнимыми** для персонала. При этом отнюдь не нарушается принцип единонаучия и персонификации ответственности за обеспечение ПБ. Принцип единонаучия применяется в БСУ не к управлению отдельными фрагментами единого производственного процесса (цехами), а к управлению функционально разделенными процессами, объединяющими все технологические переделы производства продукта. Иначе говоря, институт начальников цехов заменяется в БСУ институтом начальников сквозных служб. Аналогично происходит в БСУ и трансформация персональной ответственности за обеспечение ПБ – она переходит к руководителям служб, но не только к ним. На этом моменте следует остановиться подробнее.

Ключевую роль в рассматриваемой конфигурации ответственности за ПБ в БСУ играют службы оперативного управления

оборудования. Однако по мере развития автоматизации и цифровизации производства численность службы будет неуклонно сокращаться и в конечном счете задача безопасного управления оборудованием будет решаться объединенной диспетчерской службой предприятия и персоналом подразделений КИП, АСУ ТП и ИТ. Поэтому объективная тенденция развития промышленных предприятий ведет к тому, что центр тяжести ответственности за безопасное и работоспособное состояние оборудования концентрируется в службе владельцев оборудования – инженерном центре предприятия. Принципиальный момент в организации работы этой службы заключается в том, что **за каждым инженером службы закрепляется конкретный перечень подконтрольного оборудования, за обеспечение безопасного и работоспособного состояния которого он отвечает персонально**.

В связи с этим возникает вопрос о том, какими ресурсами и инструментами должен быть наделен инженер СВО для реальной, а не фиктивной (на «авось») реализации этой ответственности. Во-первых, перечень подконтрольного инженеру оборудования должен быть «соборзеваемым», т.е. располагаемый им ресурс рабочего времени должен быть достаточным для качественного мониторинга состояния оборудования и своевременного принятия необходимых мер для нейтрализации возможных негативных последствий выявленных тревожных симптомов в работе оборудования. Во-вторых, объем знаний, профессиональная квалификация инженера должна быть достаточной для принятия обоснованных решений по отношению к подконтрольному оборудованию. В-третьих, инженер должен располагать необходимыми техническими средствами диагностики и мониторинга состояния оборудования, на основе показаний которых он строит свою аргументацию по предлагаемым решениям касательно своего оборудования. Поскольку инженеры СВО сгруппированы в службе по видам оборудования, которое они контролируют,

в каждой группе назначается старший инженер, каждый из которых подчиняется начальнику СВО, который, в свою очередь, подчиняется техническому директору (главному инженеру). Все решения по оборудованию (остановка, вывод в ремонт, вид и сроки ремонта, ввод в эксплуатацию и др.) решаются консенсусом указанной четверки должностных лиц. Это значит,

За каждым инженером службы закрепляется конкретный перечень подконтрольного оборудования, за обеспечение безопасного и работоспособного состояния которого он отвечает персонально

структур управления по отношению к обеспечению промышленной безопасности предприятия, отметим главные преимущества бесцеховой структуры:

1) происходит рационализация и плавное нормирование зон ответственности персонала, распределенного по сквозным функциональным службам;

2) ответственность конкретных должностных лиц за ПБ обеспечивается необходимыми ресурсами: временными, квалификационными, инструментальными, информационными, поэтому ответственность становится выполнимой, что позволяет избавиться от привычного цехового принципа работы «на авось»;

3) ключевая тема о высокой экономической эффективности бесцехового производства получает существенное подтверждение не только благодаря заново организованным процессам управления предприятием, но и в реформированной системе обеспечения промышленной безопасности, которая на качественно новом уровне нейтрализует угрозы потерь материальных и человеческих ресурсов как для самого предприятия, так и для окружающей его территории и населенных пунктов. ●

KEYWORDS: goalless management structure, qualification of employees, industrial safety, loss prevention, profit generation.



оборудованием (СОУО) и владельцем оборудования (СВО). СОУО отвечает за безопасное управление оборудованием в строгом соответствии с установленными правилами. На это направлена их деятельность по управлению персоналом оперативных смен, постоянная работа по повышению профессиональной квалификации работников, каждый из которых в соответствии со своей должностной инструкцией отвечает за обеспечение безопасной эксплуатации доверенного ему

* см.: А.Н.Фомин «Бесцеховое производство на предприятиях нефтехимии в условиях индустриализации 4.0», «Neftegaz.ru», № 3, 2020.

АНАЛИЗ ВНЕШНЕТОРГОВОГО ПРОЦЕССА МЕЖДУ РОССИЕЙ И КНР

на примере проектов поставок газа

СИЛА СИБИРИ

АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ В СТАТЬЕ ИСТОРИЮ ПЕРЕГОВОРНОГО ПРОЦЕССА МЕЖДУ РОССИЕЙ И КИТАЕМ ПО ПОВОДУ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ПОСТАВОК ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ ГАЗОПРОВОДУ «СИЛА СИБИРИ». В СТАТЬЕ ОПИСАНЫ НЕКОТОРЫЕ ФАКТОРЫ, КОТОРЫЕ НАИБОЛЬШИМ ОБРАЗОМ СМОГЛИ ОКАЗАТЬ ВЛИЯНИЕ НА РАЗВИТИЕ РОССИЙСКО-КИТАЙСКИХ ОТНОШЕНИЙ В ГАЗОВОЙ СФЕРЕ. ВТОРАЯ ЧАСТЬ СТАТЬИ ПОСВЯЩЕНА ЕЩЕ ТОЛЬКО ГОТОВЯЩЕМУСЯ ПРОЕКТА ПОСТАВОК ГАЗА ПО ЗАПАДНОМУ МАРШРУТУ «СИЛА СИБИРИ -2». АВТОРЫ СТАТЬИ ЗАДАЮТСЯ ВОПРОСОМ НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНОГО ПУТИ ПРОЛЕГАНИЯ ТРУБЫ, ПО КОТОРОЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ БУДЕТ ПОСТАВЛЯТЬСЯ С РОССИЙСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КИТАЙСКОМУ ПОТРЕБИТЕЛЮ. РАССМОТРЕННА ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ РЕЗКОЙ АКТИВИЗАЦИЕЙ ПЕРЕГОВОРОВ ПО ВТОРОМУ ПРОЕКТУ И ТЕМ, КАК ВСПЫШКА НОВОГО ВИРУСА В КИТАЕ СКАЖЕТСЯ НА ВНУТРИ СТРАНОВОМ ГАЗОВОМ ПОТРЕБЛЕНИИ. КАК СКАЖЕТСЯ УРОВЕНЬ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА В КИТАЕ НА ПОСТАВКАХ ГОЛУБОГО ТОПЛИВА ИЗ РОССИИ?

THE AUTHORS CONSIDER THE HISTORY OF THE NEGOTIATION PROCESS BETWEEN RUSSIA AND CHINA ON THE IMPLEMENTATION OF THE GAS SUPPLY PROJECT VIA THE POWER OF SIBERIA MAIN GAS PIPELINE. THE ARTICLE DESCRIBES SOME FACTORS THAT COULD HAVE THE GREATEST IMPACT ON THE DEVELOPMENT OF RUSSIAN-CHINESE RELATIONS IN THE GAS SECTOR. THE SECOND PART OF THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE PROJECT OF GAS SUPPLY ON THE WESTERN ROUTE "POWER OF SIBERIA - 2" THAT IS STILL BEING PREPARED. THE AUTHORS OF THE ARTICLE ASK THE QUESTION OF THE MOST OPTIMAL WAY OF LAYING A PIPE THROUGH WHICH NATURAL GAS WILL BE DELIVERED FROM RUSSIAN FIELDS TO CHINESE CONSUMERS. THE RELATIONSHIP BETWEEN THE SHARP INTENSIFICATION OF NEGOTIATIONS ON THE SECOND PROJECT AND HOW THE OUTBREAK OF THE NEW CORONAVIRUS IN CHINA WILL AFFECT DOMESTIC GAS CONSUMPTION IS CONSIDERED. HOW WILL THE LEVEL OF GAS CONSUMPTION IN CHINA AFFECT THE SUPPLY OF BLUE FUEL FROM RUSSIA?

Ключевые слова: «Сила Сибири», «Сила Сибири-2», газовое сотрудничество России и Китая, газопровод.

**Захаров
Александр Николаевич**
профессор, д.э.н.,
профессор кафедры мировой
и национальной экономики,
ВАВТ Минэкономразвития России

**Русак
Никита Андреевич**
магистр МГИМО МИД России

27 марта 2020 года состоялась рабочая встреча Президента России Владимира Путина с главой компании «Газпром» Алексеем Миллером, где был согласован переход к прединвестиционной стадии – разработке технико-экономического обоснования и начала проектно-изыскательских работ для газопровода «Сила Сибири-2».¹ Важным было бы еще раз вспомнить в каких условиях наши страны добились подписания договора по первому газопроводу

в Китай, и как нашей стране стоило бы учесть изменившуюся мировую конъюнктуру для извлечения максимальной выгоды от второго проекта.

Сегодня важность проекта «Сила Сибири» ни у кого не вызывает сомнений. Это самый масштабный

¹ Встреча с главой компании «Газпром» Алексеем Миллером // <http://kremlin.ru/events/president/news/63075#sel=20:3:Bhk,20:39:yDv>.

инвестпроект «Газпрома» за всю историю компании. Владимир Путин на церемонии ввода в эксплуатацию газопровода 2 декабря 2019 года назвал 30-летний контракт на поставку газа в Китай между Газпромом и Китайской национальной нефтегазовой корпорации CNPC, заключенный в мае 2014 года, «крупнейшим соглашением в истории отечественной газовой отрасли».

Однако не всегда Россия и Китай могли «похвастаться» таким крупным совместным проектом. Вводу газопровода в эксплуатацию предшествовали 10-летние переговоры, которые оказались настоящим испытанием для двусторонних отношений. Для России газовый контракт с Китаем означал выход на новый крайне перспективный китайский рынок, проявление готовности осваивать новые газовые месторождения. Для Китая российский трубопроводный газ всегда был связан с гарантированными безопасными поставками и достижением среднесрочных и долгосрочных целей социально-экономического развития, особенно для его промышленной базы, расположенной на северо-востоке Китая.²

Переговоры по восточному маршруту

Важно вспомнить какой была обстановка в России в 2014 году, когда заключалось соглашение между российским Газпромом и китайской CNPC. Изменение geopolитических реалий, которое привело к охлаждению отношений России и Запада, и, конечно же, начавшаяся череда экономических санкций, которые западные страны накладывали на все, что могло иметь связи с Россией. Кроме того, важнейшей негативной тенденцией 2014 года стала девальвация рубля на фоне падения мировых цен на нефть. Цена на «черное золото» обрушилась с привычных 100 с лишним долларов до рекордно низких отметок со времен кризиса 2008 года (нефть марки Brent торговалась по цене чуть выше 50 долларов за баррель).

В таких условиях российские власти все чаще стали подчеркивать важность развития отношений с Востоком. Неправильным было бы полагать, что Москва воспринимала КНР единственным партнером

на Востоке. В это же время России удалось договориться о расширении торгово-экономических связей с целым рядом стран, в первую очередь с Турцией и Индией. Так, 1 декабря 2014 года в Анкаре глава Газпрома А. Миллер и председатель совета директоров Botas Petroleum Pipeline Corporation M. Комук подписали меморандум о взаимопонимании по строительству морского магистрального газопровода через Черное море в направлении Турции. Проектируемая мощность нового МГП должна была составить свыше 60 миллиардов кубометров. 14 миллиардов кубометров из этого объема предусмотрены для Турции, остальной газ будет поставляться на границу Турции и Греции.³ В ходе визита президента России в Индию стороны договорились о начале поставок российской нефти в объеме 10 миллионов тонн ежегодно в течение 10 лет и о строительстве как минимум 12 энергоблоков для АЭС, в дополнение к тем четырем, о которых Москва и Нью-Дели договорились раньше.⁴

На фоне ухудшившихся отношений с западными партнерами договор купли-продажи российского газа по «восточному» маршруту, заключенный сроком на 30 лет и предполагавший поставку в КНР 38 млрд куб. м газа в год, безусловно, подавался как огромное достижение двусторонних отношений России и Китая. Общая сумма контракта составляла 400 миллиардов долларов. Общая протяженность газопровода должна была составить около четырех тысяч километров, а его работу обеспечивали бы восемь компрессорных станций общей мощностью 1331 мегаватт. При этом серьезные вопросы вызывала стоимость газа для Пекина.

Эта информация была скрыта, что и вызвало закономерные сомнения в коммерческой выгоде контракта, которая могла пострадать из-за политической целесообразности. Переговоры по «Силе Сибири» длились больше десятилетия, но триумфально завершились после визита в КНР президента России Владимира Путина, который провозгласил в 2014 году на фоне проблем с Западом «разворот на Восток». Но подписание самого контракта это лишь «верхушка айсберга», которой предшествовало десятилетие сложных и напряженных переговоров.

Что же мешало двум странам достичь соглашение раньше? Очевидно, важнейшей причиной была цена на поставляемое голубое топливо. Вполне объяснимое стремление российской стороны добиться цены на газ, близкой к той, которая фигурирует в контракте с Европой, сталкивалось с возможностями платежеспособного спроса на энергоносители внутреннего китайского рынка. Пекин понимал, что «европейская» цена могла бы существенным образом ухудшить позиции китайских экспортных товаров на мировых рынках.

В сентябре 2013 года на полях саммита Большой двадцатки в Санкт-Петербурге между Газпромом и CNPC было подписано важное соглашение об основных условиях поставки природного газа из России в Китай по восточному маршруту. В частности, компании согласовали все основные условия поставок газа, объемы и сроки начала поставок, условие «beri или плати», сроки наращивания поставок, условия гарантированных платежей, места точек сдачи газа на границе и др. Можно с уверенностью сказать, что основной этап работы был завершен, но вопрос цены оставался.

Вплоть до середины 2014 года эксперты газового рынка часто называли цену на российский газ для Китая на уровне 350–390 долларов за тысячу кубометров. В 2011 году во время визита председателя КНР Ху Цзиньтая в Москву расхождение в цене достигало 100 долларов США за тысячу кубометров. К концу 2014 года мировые цены на нефть стали резко падать, и газ также стал терять в цене. Стало очевидным, что предлагаемая Россией цена не могла устроить китайскую сторону.

К тому моменту уже много говорилось о том, по какой формуле должна была подсчитываться цена на голубое топливо из России в КНР.

² Vladimir Putin in Shanghai: Russia is Turning East // https://valdaiclub.com/a/highlights/vladimir_putin_in_shanghai_russia_is_turning_east/.

³ Эрдоган предложил назвать новый газопровод «Турецким потоком» // <https://www.vedomosti.ru/business/news/2014/12/11/erdogan-predlozhil-nazvat-novyj-gazoprovod-tureckim-potokom>.

⁴ Десять наиболее важных событий 2014 года // <https://ria.ru/20141219/1039137955.html>.

В частности, звучали предположения, что формула цены на газ учитывает корректировку на корзину японских нефтепродуктов, предусматривает условие «бери или плати» (take or pay).

Другим важным фактором, который не мог не оказаться на переговорах между Россией и КНР, был туркменский газ. Туркменистан – четвертая страна в мире по газовым запасам. Вплоть до 2009 года почти 90% всего туркменского газа закупала Россия. Еще в 2003 году между странами было подписано соглашение о сотрудничестве в газовой отрасли сроком до 2028 года, по которому туркменская сторона гарантировала поставку природного газа в Российскую Федерацию в общем объеме около 2 трлн куб. м. Однако из-за того, что в последствии Газпром сократил закупку топлива до минимального уровня, Туркмения поняла необходимость диверсификации экспорта своих ресурсов. Китай не остался в стороне и предоставил Ашхабаду кредит для постройки газопровода на территорию КНР. В кратчайшие сроки был построен трубопровод, проходящий по территории Туркмении, Узбекистана, Казахстана и Китая. Проектная мощность газопровода – 40 миллиардов кубометров газа в год. Туркменистан стал самым крупным трубопроводным поставщиком природного газа в КНР.⁵

Долгое время достижению соглашения между Россией и Китаем мешала сначала цена на газ, а после – газ из Туркменистана

Без сомнений фактор Туркменистана сказался на итоговой цене на российский газ. Пекин просто не мог не учитывать ту цену, по которой закупает газ у Ашхабада, чтобы оказать давление на Газпром. Обе стороны понимали, что если бы Россия пошла на существенные уступки Китаю и снизила стоимость на свой газ к стоимости туркменского голубого топлива, то проект «Сила Сибири» мог бы стать убыточным для Газпрома. Однако уже сегодня, наоборот, «Сила Сибири» ослабляет и без того уязвимую позицию Туркменистана в переговорах о цене. Энергетические отношения Китая с Туркменией,⁶

по сути, являются монопсонией, где позиция Пекина как единственного покупателя ставит его в господствующее положение. С увеличением поставок газа из России зависимость Китая от туркменского газа снизится⁶

Другим открытym вопросом остается способность Туркмении в полном объеме удовлетворить обязательства по поставкам газа. В 2018 году с этим были некоторые сложности, в связи с чем наблюдался рост цен на СПГ.

Другой заслуживающей внимания деталью является тот факт, что изначально не раз сообщалось о том, что Газпром должен был получить от CNPC предоплату за газ в сумме 25 миллиардов долларов, которую предполагалось использовать для строительства газопровода.⁷ Однако в дальнейшем было сообщено, что предоплаты не будет. Непонятно, отказалась ли от предоплаты российская сторона, чтобы не снижать цену на газ, планируемый к поставке по трубопроводу, и не идти на условия китайцев, или же Китай сам отказался от ранее взятого на себя обязательства финансировать часть стоимости строительства газопровода «Сила Сибири».

Стоимость проекта «Сила Сибири» стала рекордной для российской газовой сферы. Строительство магистрального газопровода обошлось более 1 триллиона

Вопрос цены на газ, конечно же, был крайне важен. Но нельзя забывать и о значимости проекта для социальной системы России. Очевидно, что от «Силы Сибири» процесс газификации Восточной Сибири и Дальнего Востока неизменно ускорился. И помимо того, что крупнейший российский газовый гигант Газпром получил гарантированные экспортные возможности на ближайшие 30 лет, от строительства данного мега-проекта выиграло большое количество субподрядчиков в отдаленных регионах. Столь масштабное строительство дало заказы предприятиям отечественной металлургии, производителям газокомпрессорного и прочего специализированного оборудования. Попутно будет развиваться соответствующая инфраструктура, что скажется на качестве жизни местного населения. Дополнительные возможности для газового снабжения всего региона, созданные благодаря договоренностям между Россией и Китаем, идет на пользу экономической ситуации в стране, невозможно выразить «профит» в стоимостном исчислении.¹⁰

Переговоры по западному маршруту

Оказавшиеся неоднозначными результаты сотрудничества с Китаем в строительстве магистрального газопровода «Сила Сибири» породили немало споров по поводу того, стоит ли вести переговоры о строительстве «Силы Сибири-2», экономическая целесообразность которого

находится под еще большим вопросом. По западному маршруту планируется поставлять до 30 миллиардов кубометров газа в год. Предварительная стоимость проекта озвучивалась в размере от 4,5 до 13 миллиардов долларов США. Скорее всего более близкие к реальности цифры можно будет увидеть уже после разработки технико-экономического обоснования и проведения проектно-изыскательских работ для газопровода «Сила Сибири-2», о которых недавно договорились Алексей Миллер и Владимир Путин.

Еще в 2015 году Газпром с российской стороны и китайская CNPC подписали соглашение о поставках газа по западному маршруту, но в скором времени переговоры замедлились, так как сторонам не удалось прийти к консенсусу по поводу цены на поставляемый газ.

Странам придется найти компромисс и по поводу маршрута пролегания газопровода. Изначально предполагалось, газопровод будет безтранзитным и в качестве основы был взят проект газопровода «Алтай», но позднее из-за высокой сейсмической активности в регионе пролегания и протестов большого количества экологов, которые утверждали, что труба нарушит уникальный природно-исторический комплекс уникального высокогорного плоскогорья Уок, входящего в список объектов всемирного наследия ЮНЕСКО. Более того, предполагалось, что по трубопроводу газ будет подаваться в ту часть Китая, куда поступает и туркменский газ. Перенос маршрута 14 июня 2018 года поддержал Владимир Путин.

Альтернативными рассматриваются два маршрута: через территорию Казахстана и Монголии. В своем выступлении на ВЭФ-2019 президент Монголии Халтмаагийн Баттулга сообщил, что Монголия стремится закрепиться в статусе страны-транзитера российских энергоресурсов в страны АТР, в первую очередь, в КНР. Монголия не раз предлагала России выгодные и стабильные условия транспортировки газа по автономии Баян-Ольгей, что сократило бы маршрут газопровода на 1000 километров. Важно отметить, что за один день до ВЭФ-2019 Владимир Путин находился с визитом в Улан-Баторе, однако обсуждались ли перспективы проекта не сообщалось. Казалось бы, что Газпром определился с маршрутом пролегания «Силы Сибири-2» – газовый гигант подписал меморандум о взаимопонимании по проекту с монгольской стороной в декабре прошлого года. Монголия выглядела наиболее выигрывающей стороной: во-первых, возможная плата за транзит, которая оценивается в размерах до 1 миллиарда долларов, являлась бы крайне весомой для экономики страны; во-вторых, существенно возросла бы geopolитическая роль Монголии. Позиция Китая по вопросу пролегания магистрального газопровода оставалась крайне закрытой, известно лишь то, что председатель КНР Си Цзиньпин обещал изучить предложение Монголии.

Некую долю неопределенности

внесла недавно состоявшаяся

в Москве встреча министра

энергетики Александра Новака

с его казахским коллегой Нурланом Ногаевым, где обсуждалась возможность прохождения магистрального газопровода «Сила Сибири-2» по территории Казахстана с дальнейшим присоединением к газопроводной системе Китая Запад-Восток. В этом случае неплохие перспективы газификации будет иметь Восточно-Казахстанская область. Однако многие эксперты полагают, что даже несмотря на то, что строительство газопровода еще не началось, предложение Казахстана может быть запоздалым. Россия и Монголия уже значительно продвинулись в подготовке к реализации проекта.¹¹

Нельзя недооценивать позицию Китая по маршруту пролегания газопровода «Сила Сибири-2». Российской и китайской сторонам придется согласовать все возможные риски и рассмотреть все возможные варианты, прежде чем объявить окончательное решение. Тем не менее, китайские СМИ довольно положительно оценивают ведущуюся работу по проекту западного маршрута, подчеркивая выигрышное положение нашей страны от интенсификации



⁵ Открыт газопровод «Туркменистан-Китай» // <https://ria.ru/20091214/199188048.html>.

⁶ Является ли новый газопровод из России в Китай угрозой для Туркменистана? // <https://russian.eurasianet.org/является-ли-новый-газопровод-из-россии-в-китай-угрозой-для-туркменистана>.

⁷ «Газпром» получит от CNPC \$25 млрд предоплаты на строительство газопровода «Сила Сибири» // <https://1prime.ru/gas/20140521/785173969.html>.

⁸ Стоимость строительства газопровода «Сила Сибири» превысила 1 трлн руб. // <https://www.rbc.ru/business/27/04/2018/5ae344799a794785d0b058ea9>.

⁹ <https://ru.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>.

¹⁰ В выигрыше только Китай: «Сила Сибири» едва оккупится за 30 лет // <https://topcor.ru/12198-v-vyigryshe-tolko-kitaj-sila-sibiri-edva-okupitsja-za-30-let.html>.

переговоров в ситуации, когда США «поражены» коронавирусной инфекцией.

Новый проект «Сила Сибири-2» станет не менее важным для всего азиатского региона нашего континента, поэтому крайне интересной остается позиция Китая по поводу того, где лучше проложить магистральный газопровод. Пекину придется взвесить все имеющиеся риски, связанные с Монголией и Казахстаном, а также пересмотреть стратегию взаимоотношений с данными государствами в случае положительно результата. Аналитики всего мира заинтересованы в том, кого же выберет Китай.

Российская сторона должна столь же умело, как и Китай, пользоваться обстановкой с тем, чтобы максимизировать свою экономическую выгоду

Остается также открытым вопрос о том, не станут ли цены для Газпрома менее выгодными из-за постепенно создающегося переизбытка газа в КНР. Более того, является ли сегодняшний день наиболее удачным для обсуждения цена на газ, который в будущем будет поставляться по «Силе Сибири-2»? Тем не менее, столь желанные для Газпрома переговоры по «Силе Сибири-2», которые неоднократно подавались как переговорная победа для российской экономики, похоже, уже в скором имеют неплохие перспективы к своему завершению.

Влияние коронавируса на внешнеторговые переговоры

Остается непонятным, каким образом ситуация со вспышкой нового коронавируса в Китае скажется на внутристрановом газовом потреблении. Пока что ясно лишь одно – коронавирус приведет к существенным производственным трудностям для предприятий почти всех отраслей китайской экономики и будет тормозить экономический рост Китая, по крайней мере, в краткосрочной перспективе.¹² На фоне последних событий в мире, связанных со срывом продления соглашения ОПЕК+ и распространением вируса, во всем

мире наблюдается значительное падение спроса на энергоресурсы, в первую очередь, нефтепродукты. Но ситуация не может не сказаться и на рынке газа, хоть и в меньшей степени. Для России, наоборот, достижение результатом по переговорам по западному маршруту было бы безоговорочной победой на фоне усложнившейся мировой обстановке в нефтегазовой сфере.

По словам Елены Бурмистровой, главы «Газпром Экспорта», переговоры по западному маршруту пока что приостановлены «до того момента, когда необходимые меры будут предприняты правительством по решению проблем коронавируса».¹³

Также стало известно, что переговоры российской и китайской сторон на данном этапе проводятся в формате видео-конференций.

• • •

Авторы полагают очевидным, что фундаментальные потребности экономик России и Китая требуют тщательного подхода и готовности идти на компромиссы в переговорном процессе по столь крупным проектам. Однако российская сторона должна столь же умело, как и Китай, пользоваться складывающейся обстановкой и в мире, и в двусторонних отношениях с тем, чтобы максимизировать свою экономическую выгоду.

Сегодня ни у кого не осталось сомнений, что проект поставок газа по восточному маршруту «Сила Сибири» был крайне необходим для российской экономики, китайская сторона тоже выиграла от реализации данного проекта. Несмотря на то, что фактор цены так и не был раскрыт, многие условия и ход переговоров находятся в открытом доступе. Для России строительство такого крупномасштабного проекта, безусловно, является бесценным опытом, который может быть позитивно использован на переговорах по дальнейшим проектам поставок газа в Китай («Сила Сибири-2», «Сила Сибири-3»). ●

Литература

1. Встреча с главой компании «Газпром» Алексеем Миллером // <http://kremlin.ru/events/president/news/63075#sel=20:3:Bhk.20:39:yDv>
2. Vladimir Putin in Shanghai: Russia is Turning East // https://valdaclub.com/a/highlights/vladimir_putin_in_shanghai_russia_is_turning_east/
3. Эрдоган предложил назвать новый газопровод «Турецким потоком» // <https://www.vedomosti.ru/business/news/2014/12/11/erdogan-predlozhil-nazvat-novuj-gazoprovod-tureckim-potokom>
4. Десять наиболее важных событий 2014 года // <https://ria.ru/20141219/1039137955.html>
5. Открыт газопровод «Туркменистан-Китай» // <https://ria.ru/20091214/199188048.html>
6. Является ли новый газопровод из России в Китай угрозой для Туркменистана? // <https://russian.eurasianet.org/является-ли-новый-газопровод-из-россии-в-китай-угрозой-для-туркменистана>
7. «Газпром» получит от CNPC \$25 млрд предоплаты на строительство газопровода «Сила Сибири» // <https://1prime.ru/gas/20140521/785173969.html>
8. Стоимость строительства газопровода «Сила Сибири» превысила 1 трлн руб. // <https://www.rbc.ru/business/27/04/2018/5ae344799a794785d0b58ea9>
9. <https://ru.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>
10. В выигрыше только Китай: «Сила Сибири» едва окупится за 30 лет // <https://topcor.ru/12198-v-vyigryshe-tolko-kitaj-sila-sibiri-edva-okupitsja-za-30-let.html>
11. Слишком поздно. Казахстан предложил России проложить через свою территорию Силу Сибири-2 // <https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/524505-kazakhstan-predlozhil-rossii-prolozhit-cherez-svoju-territoriyu-sili-sibiri-2/>
12. Долгов С.И., Савинов Ю.А. Влияние вспышки нового коронавируса на международную торговлю // Российский внешнеэкономический вестник. 2020. № 2. С. 7–18.
13. В «Газпроме» рассказали о ходе переговоров по «Силе Сибири – 2» // <https://ria.ru/20200213/1564659998.html>
14. Захаров А.Н. Роль механизмов ГЧП в решении экономических и социальных проблем России // Мировое и национальное хозяйство. 2011. № 1 (16). С. 2–7.
15. Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливно-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции, Италии): учеб. пособие (2-е изд.: доп.). М.: МГИМО-Университет, 2016. – 177 с.
16. Соглашение между Российской Федерацией и Туркменистаном о сотрудничестве в газовой отрасли 10 апреля 2003 года. // <http://kremlin.ru/supplement/1662>
17. Захаров А.Н. Актуальные аспекты международной экономической безопасности России. Внешнеэкономический бюллетень. 2004. № 8. С. 43–46.

KEYWORDS: «Power of Siberia», «Power of Siberia-2», gas cooperation between Russia and China, gas pipeline.

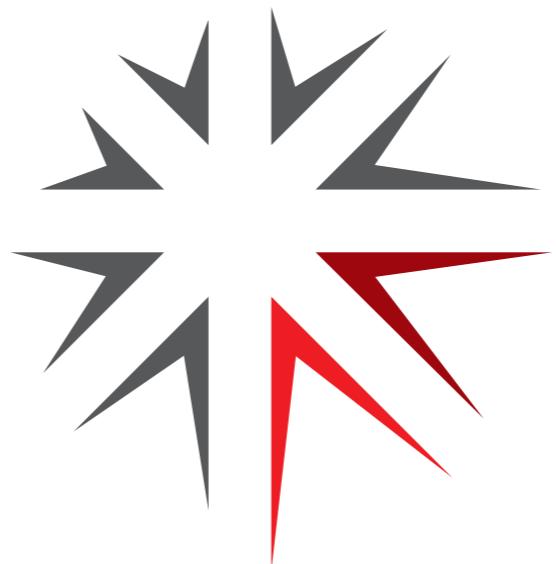
¹² Долгов С.И., Савинов Ю.А. Влияние вспышки нового коронавируса на международную торговлю // Российский внешнеэкономический вестник. 2020. № 2. С. 7–18.

¹³ В «Газпроме» рассказали о ходе переговоров по «Силе Сибири – 2» // <https://ria.ru/20200213/1564659998.html>.

6-9 ОКТЯБРЯ 2020

РЕКЛАМА

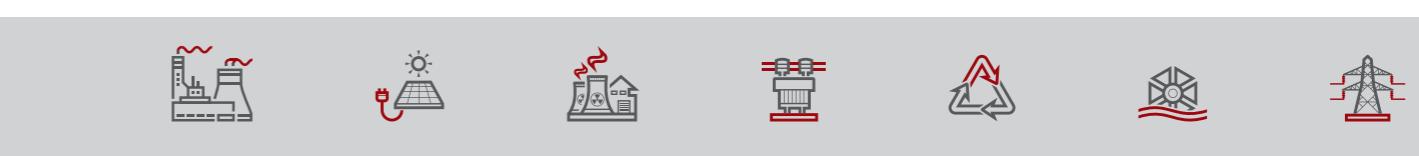
КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЁР



ПАРТНЁР



18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU

ref@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2160

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU

energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68

РЕСТЭК®
выставочное объединение



БУДУЩЕЕ ИРАНСКОЙ НЕФТИ и экономические последствия развития отрасли в контексте российско-иранского сотрудничества

В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПОЛИТИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЛОКАДЫ ИРАНА ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПОСТУПЛЕНИЯ ВАЛЮТЫ И НЕОБХОДИМЫХ ТОВАРОВ И УСЛУГ В ИРАН СТАНОВЯТСЯ УГЛУБЛЕНИЕ ОТНОШЕНИЙ С РОССИЕЙ, ЗАКЛЮЧАЮЩЕЕСЯ В ПОСТАВКАХ ИРАНОМ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РФ В ОБМЕН

НА ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЕЙ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА ИРАНА.

ПОМIMO РОССИИ, ИРАН ПОСТАВЛЯЕТ НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ В КИТАЙ, ТУРЦИЮ, ЮЖНУЮ КОРЕЮ, ИНДИЮ, ЕС И ЯПОНИЮ, А ГАЗ – В ТУРЦИЮ, ПОЛУЧАЯ НЕОБХОДИМЫЕ ВАЛЮТНЫЕ ВЛИВАНИЯ В ЭКОНОМИКУ СТРАНЫ. В СВЯЗИ С ВЫШЕИЗЛОЖЕННЫМ, НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ИРАНА СТАНОВИТСЯ ВАЖНЕЙШИМ НАПРАВЛЕНИЕМ И ОСНОВОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ВСЕХ ОТРАСЛЕЙ НАЦИОНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА ИРАНА. ЦЕЛЬ РАБОТЫ – ПРОВЕСТИ КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ И УСТОЙЧИВОГО ДИНАМИЧНОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИСЛАМСКОЙ РЕСПУБЛИКИ ИРАН

IN MODERN CONDITIONS OF POLITICAL AND ECONOMIC BLOCKADE OF IRAN ONE OF THE MAIN SOURCES OF CURRENCY AND ESSENTIAL GOODS AND SERVICES IN IRAN ARE DEEPENING RELATIONS WITH RUSSIA, WHICH SUPPLIES IRAN'S OIL AND OIL PRODUCTS IN RUSSIA IN EXCHANGE FOR HIGH TECHNOLOGIES AND EQUIPMENT FOR DIFFERENT INDUSTRIES OF NATIONAL ECONOMY OF IRAN. IN ADDITION TO RUSSIA, IRAN SUPPLIES OIL AND PETROLEUM PRODUCTS TO CHINA, TURKEY, SOUTH KOREA, INDIA, THE EU AND JAPAN, AND GAS TO TURKEY, RECEIVING THE NECESSARY CURRENCY INJECTIONS INTO THE COUNTRY'S ECONOMY. IN CONNECTION WITH THE ABOVE, THE OIL AND GAS INDUSTRY OF IRAN IS BECOMING THE MOST IMPORTANT DIRECTION AND BASIS FOR THE ECONOMIC DEVELOPMENT OF ALL BRANCHES OF THE NATIONAL ECONOMY OF IRAN. THE PURPOSE OF THE WORK IS TO CONDUCT COMPREHENSIVE RESEARCH IN THE FIELD OF RATIONAL USE OF CARBOHYDRATES AND SUSTAINABLE DYNAMIC DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY OF THE ISLAMIC REPUBLIC OF IRAN

Ключевые слова: Иран, санкции, нефтегазопереработка, добыча нефти, экспорт углеводородов.

Момени Мани

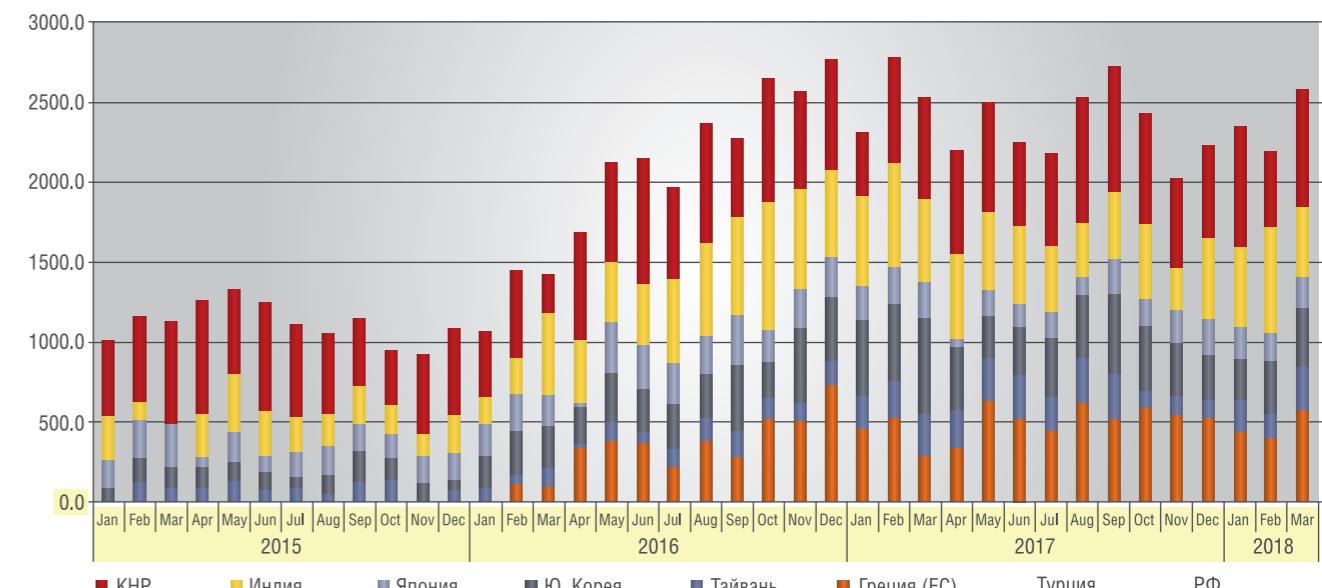
аспирант,
факультет ИБМ-3
«Инженерный бизнес
и менеджмент»,
МГТУ им. Н.Э. Баумана

Иран имеет одну из самых разнообразных экономик среди стран-экспортеров нефти на Ближнем Востоке. Тем не менее, доходы от продажи нефти до 2017 г. составляли около 30% ВВП страны, а в 2017 г. упали на 80%, составив всего 12% ВВП [AA1]. По данным [AA2], экспорт нефти в 2018–2019 гг. упал еще на 80%, а экспорт нефтепродуктов из Ирана остается высоким, несмотря на санкции США, и составляет от 400 тыс. до 500 тыс. баррелей в сутки, что превышает верхнюю границу оценок экспорта нефти из ИРИ другими аналитиками на уровне около 500 тыс. баррелей в сутки в июле. Поэтому на современном этапе для Ирана важно сосредоточиться

на производстве нефтепродуктов, то есть на развитии собственного внутреннего производства – нефтегазопереработке и нефтехимии. При этом нефтегазовая промышленность ИРИ имеет ряд проблем: Нефтегазовая промышленность Ирана остро нуждается в технологиях и капитале [4]. С этой целью иранское правительство планирует привлечь 150–200 млрд долл для своего сектора добычи в рамках своего 6-го Национального пятилетнего плана развития [AA3], предложив около 50 нефтегазовых проектов международным нефтяным компаниям и иностранным инвесторам. Инвестиции в этот сектор до сих пор подпадают под контракты

УДК 553

РИС. 1. Экспорт Иранской нефти в 8 стран мира [a1]



«обратного выкупа», которые Иран ввел в 1989 году. По таким контрактам право собственности на проект возвращается Национальной иранской нефтяной компании (НИОКР¹) после разработки месторождений. Чтобы решить некоторые проблемы с контрактами выкупа, NIOC² пытается ввести контракт Iran Petroleum Contract (IPC³), который должен быть более привлекательным для инвесторов. Одним из основных препятствий для иностранных инвестиций в иранский нефтяной сектор является тот факт, что Конституция Ирана запрещает иностранную собственность на природные ресурсы. Однако, было объявлено, что новые модели IPC потенциально могут решить эту проблему.

Надо отметить, что после новых президентских выборов в Иране и ожидания снятия санкций в части сделки по ядерной программе (стран 5+1) ИРИ продолжал свою путь развития по традиции, то есть с надеждой на высокую стоимость нефти и на возможность ее экспорта. По факту, сразу после заключения договора в 2015 г. экспорт нефти увеличивался, и этот период продолжался для Ирана до 2018 г. (рисунок 1).

После того как США вышли из международного договора по ядерной программе с Ираном, экспорт упал в очередной раз, и в настоящее время нефтяной экспорт Ирана составляет не более 600 тыс. баррелей в сутки из-за указа президента Трампа, запретившего

большинству государств в мире взаимодействие с ИРИ.

В данный момент рынок Ирана готов принять любое предложение, особенно со стороны государств-союзников, и это частично политическое решение, лежащее вне сферы экономики и рыночной выгоды! Помимо вышеупомянутых проблем новые события на мировом энергетическом рынке также, вероятно, окажут глубокое и длительное воздействие на нефтяной сектор Ирана и его экономику.

Растущая озабоченность по поводу изменения климата трансформируется в политику, которая значительно снизит углеродную емкость мировой

экономики и, следовательно, снизит привлекательность ископаемого топлива в долгосрочной перспективе [4]. Недавние обещания отдельных стран [5] ограничить рост глобальной средней температуры на 2 градуса устанавливают общий оставшийся углеродный бюджет в мире до 1 трлн тонн, что, в свою очередь, как ожидается, ограничит ежегодный темп роста мирового спроса на нефть до 0,6 процентов к 2030 году [6]. Надо сказать, что это дополнительно подавляет темп развития ИРИ.

Что касается предложения, то сланцевая революция не только увеличила глобальное предложение, но и полностью изменила динамику мирового рынка нефти. В грубом выражении себестоимость добычи сланцевой

нефти в США в целом находится в середине кривой мировых цен на нефть [4]. Время разработки сланцевого проекта и срок службы скважин сланцевой нефти существенно короче, чем у традиционных ресурсов, что показывает возможности будущей сланцевой нефти выступать в качестве нового амортизатора наряда с ОПЕК.

На рисунке 1 показана добыча, экспорт и потребление иранской сырой нефти с 1980 года. Текущие устойчивые мощности Ирана по добыче сырой нефти оцениваются в 3,7 млн баррелей в сутки.

За последние два десятилетия производственные мощности Ирана колебались в относительно узком диапазоне между 3,6 и 4,1 млн

баррелей в сутки. Экспорт нефти Ирана начался вскоре после разработки первых нефтяных месторождений и достиг максимума в 5,5 млн баррелей в сутки в середине 1970-х годов, но рухнул до менее чем 1 млн баррелей в сутки после революции 1979 года. Хотя экспорт восстановился позже и стабилизировался на уровне около 2,2 млн баррелей в сутки, он вновь снизился до менее чем

¹ Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) – совокупность работ, направленных на получение новых знаний и практическое применение при создании нового изделия или технологии.

² National Iranian Oil Co – Национальная иранская нефтяная компания

³ Иранский Нефтяной Контракт.

РИС. 2. Тренд изменения ВВП с Инфляцией ИРИ с 1980 по 2020

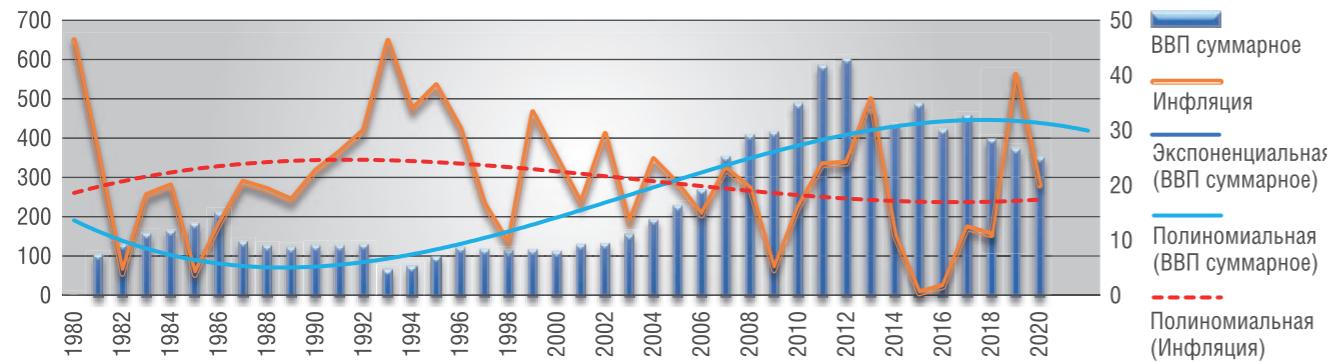


ТАБЛИЦА 1. ВВП ИРИ по разным направлениям и прогноз в 2020 г.

ВВП	Фактический	Q4	Q1	Q2	Q3	2020
Годовой темп роста ВВП (%)	1.8	-9	0.4	0.6	0.9	0.9
ВВП (млрд долл.)	454,01	485	497	497	497	497
ВВП в постоянных ценах (млрд руб.)	1677000	1526070	1683708	1687062	1692093	1539805
Валовое накопление основного капитала (млрд руб.)	197000	179270	197788	198182	198773	180883
ВВП на душу населения (долл.)	▲ 6952,4	▼ 5800	▲ 6300	▲ 6300	▲ 6300	6300
ВВП на душу населения ППС (долл.)	19098	16400	17500	17500	17500	17500
ВВП от сельского хозяйства (IRR млрд)	▲ 103000	▼ 93730	▲ 103412	▲ 103618	▲ 103927	▼ 94574
ВВП от добычи полезных ископаемых (IRR млрд)	▲ 370000	▼ 336700	▲ 371480	▲ 372220	▲ 373330	▼ 339730
ВВП от услуг (IRR млрд)	▲ 844000	▼ 768040	▲ 847376	▲ 849064	▲ 851596	▼ 774952

1 млн баррелей в сутки после введения международных санкций в отношении Ирана в 2011–2012 гг., а в дальнейшем после 2015 года.

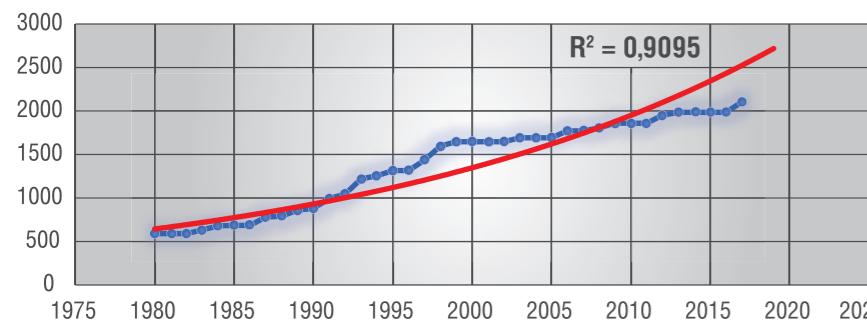
При средней себестоимости добычи менее 10 долл. за баррель большая часть иранской сырой нефти находится в нижней части кривой мировых цен на нефть. Однако, как обсуждалось позже, в среднесрочной и долгосрочной перспективе Иран может компенсировать снижение добычи на своих зрелых месторождениях только за счет использования трудноизвлекаемых нефтяных ресурсов с использованием таких методов, как EOR⁴, что приведет к увеличению относительной

себестоимости добычи и, следовательно, к снижению прибыли. Как раз в научно-техническом секторе Иранские предприниматели с удовольствием будут сотрудничать с российскими компаниями, такими как LUKOIL и т.д.

Помимо вероятного удорожания добычи нефти удовлетворение растущего внутреннего спроса на жидкое углеводороды является еще одним временем для нефтяной промышленности Ирана. Как и в других странах-экспортерах нефти на Ближнем Востоке, иранская экономика сильно зависит от потребления жидкого углеводородов. Хотя, в последнее

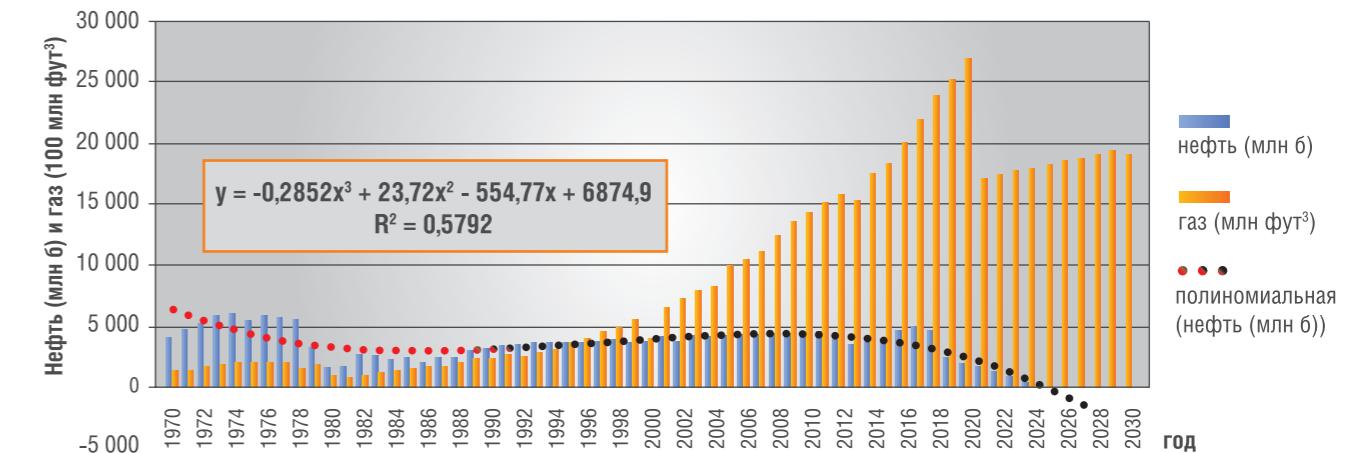
время государство ИРИ сделала много, чтобы избавиться от нефтяной зависимости. Рисунок 6 иллюстрирует рост иранской экономики и спроса на жидкие углеводородные виды топлива, получаемые из нефти. Можно увидеть, что потребление топлива нефтяного происхождения монотонно росло со среднегодовым темпом около 60 кббл/сут до 2008 года, что соответствует увеличению спроса на 0,85% на каждый процент роста уровня экономической активности и продолжается до сих пор. Однако, общий спрос на нефтепродукты после 2008 года практически выровнялся, в первую очередь из-за ограничительных мер, принятых NIOC [10] в отношении предложения и сокращения экономики в период с 2012 по 2015 гг. В период с 1995–2015 гг. нефтеемкость ИРИ на душу населения увеличилась с 7,2 до 8,7 баррелей в год, в то время как нефтеемкость ее экономики снизилась с 1,7 до 1,3 барреля на 1000 долларов ВВП (постоянный

РИС. 3. Тренд мощности нефтеперерабатывающего завода ИРИ с 1980 до 2019



⁴ Enhanced oil recovery – добыча с искусственным изменением физико-химических свойств нефти.

РИС. 4. Тренд добычи нефти и газа ИРИ с 1970 по 2020



показатель 2016 года). В 2014 году нефть и природный газ составляли 37% и 53% потребления первичной энергии в Иране, и доля газа в энергетике ИРИ до 2020 г. превышает 68%.

Здесь мы сначала определим значения четырех наиболее существенных параметров, влияющих на мощность добычи нефти в Иране. Этими параметрами были ежегодные темпы сокращения иранских нефтяных месторождений, временные изменения продуктивности новых скважин и выход маргинальной нефти, добываемой путем закачки природного газа. Затем мы представляем восходящий прогноз будущей добычи нефти в Иране, оценивая будущие объемы добычи отдельных нефтяных месторождений и коллекторов. Кроме того, мы используем прогнозируемую будущую добычу в сочетании с прогнозом будущих цен на нефть EIA⁵ для прогнозирования диапазона будущих доходов Ирана от нефти и газа и их переработки. Наконец, мы показываем, как изменится в будущем распределение уровня истощения нефтяных месторождений Ирана, и обсуждаем его технические и экономические последствия.

РИС. 5. Тренд добычи нефти ИРИ до 2020 с прогнозом (+ санкции)



Источник: TRADINGECONOMICS.COM / ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES

Методы

Представленный здесь анализ основан исключительно на данных, имеющихся в открытом доступе, которые были скомпилированы и включены в два типа моделей, перечисленных в таблице 2. Суррогатная модель производственной мощности принимает начальную мощность при t_0 вместе с годовой закачкой газа (рис. 6, 7) и данными бурения скважин (рис. 9) для воспроизведения реальной годовой производственной мощности в последние годы ($t > t_0$). Исходные данные для этой модели были собраны из данных временных

рядов, ежегодно публикуемых как национальными, так и международными организациями, включая ОПЕК⁶ [7], EIA⁷ [8], CBI⁸ [9], NIOC⁹ [10] и IEA¹⁰ [11].

⁵ Energy Information Administration – Управление Энергетической Информацией (США).

⁶ Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC), www.opec.org.

⁷ U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Statistics, www.eia.gov.

⁸ Central bank of Iran, Economic Time Series Database, www.cbi.ir // Центральный банк Ирана, база данных экономических временных рядов.

⁹ National Iranian Oil Company (NIOC), www.nioc.ir // Национальная Иранская Нефтяная Компания.

¹⁰ International Energy Agency, www.iea.org.

РИС. 6. Тренд производства и потребления газа ИРИ с прогнозом до 2020 г.

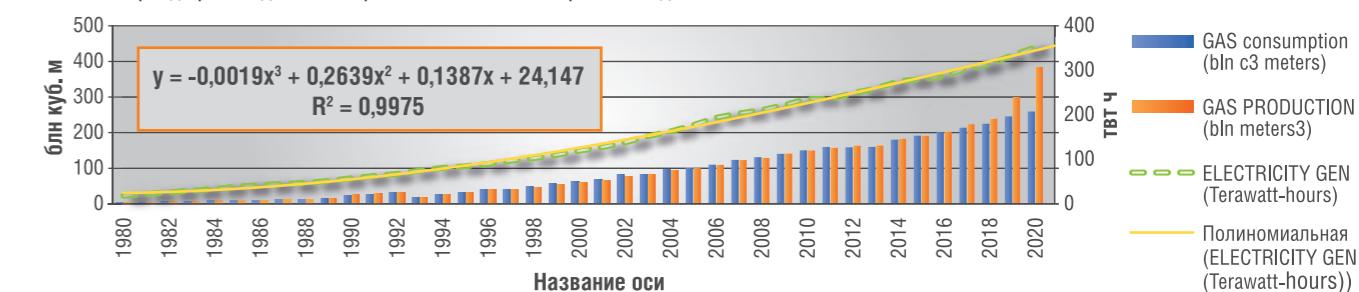


ТАБЛИЦА 2. Две модели, используемые в анализе, и их основные входы и выходы

Модель	Входной	Выходы
Производственная мощность (суррогатная модель)	Начальная производственная мощность, объем закачки газа и количество новых нефтяных скважин	Средняя скорость снижения, производительность новой скважины, годовое снижение производительности новой скважины и выход дополнительной добычи нефти путем закачки газа
Полевая специфика (модель)	Исторические годовые темпы добычи, начальные запасы нефти на месте, конечные запасы, запасы сырой нефти, будущие планы развития и ТМН ¹⁵ , а также оценки будущих открытых запасов и закачки газа	Будущего производства, истощение изменения уровня, и средняя по API сырой нефти из Ирана

Модель имеет четыре свободных параметра, т.е. среднюю скорость спада добывающих скважин, среднюю производительность новой скважины при t_0 , годовое снижение средней производительности новой скважины и предельную добычу нефти от закачки газа, которая определяется как общая добыча минус ожидаемая базовая добыча в отсутствие закачки газа. Значения этих параметров оценивались с использованием регрессии наименьших квадратов к данным о сырой мощности за период с 1980 по 2020 гг. Впоследствии, как поясняется ниже, результаты были использованы во второй модели для прогнозирования будущих изменений в производственных мощностях сырой нефти. Для того, чтобы скорректировать среднее время работы новой скважины в течение первого года ее эксплуатации, в календарном году, в котором была завершена скважина, учитывалась только половина ее номинального дебита. Модель была приспособлена к данным о производственных мощностях, а не к фактическим значениям производства, поскольку на последние могут оказывать и фактически оказывают влияние экзогенные факторы, не учитываемые в модели, такие как международные санкции.

Модель для конкретного месторождения содержит исторические данные о добыче нефти, исходную нефть на месте, в конечном счете извлекаемый ресурс (URR¹¹), уровень истощения и API¹² сырой нефти для каждого месторождения (или в некоторых случаях пласта). URR определяется как количество сырой нефти, которая может быть коммерчески добыта из нефтяного месторождения в течение всего срока его эксплуатации. Уровень истощения месторождения

определяется как отношение суммарной добычи месторождения в данный момент времени к его URR. Всего было рассмотрено 98 нефтяных месторождений и коллекторов с совокупной добычей 72 млрд баррелей в период с 1913 по 2016 гг. Набор данных был заполнен отдельными значениями, собранными из большого количества отчетов, статей и страниц новостей. Будущие прогнозы по конкретным месторождениям были составлены на основе прошлого опыта добычи, уровня истощения, остаточных извлекаемых ресурсов (RRR)¹³, а также текущих и объявленных проектов для соответствующих месторождений. В ходе анализа также были рассмотрены потенциальные возможности увеличения добычи на неосвоенных и неоткрытых месторождениях.

Будущее производство на крупных месторождениях основано на планах их развития. Для неоткрытых ресурсов и зеленых месторождений, не имеющих публично объявленных планов развития, предполагалось, что уровень добычи на плато равен уровню, при котором месторождение полностью истощается, если добыча продолжается такими

темпами в течение 30 лет. Среднее время между окончательным инвестиционным решением и первой добычей нефти в Иране составляет 5–6 лет [12]. Поэтому предполагалось, что между датой открытия и первой добычей нефти существует 10-летняя пауза. Мы также предположили, что в период между настоящим и 2030 годом открытие запасов будет продолжаться с постоянной скоростью 500 млн баррелей в год. Это приведет к тому, что сумма всех обнаруженных запасов в период с 1995 по 2030 гг. составит 33 барреля (рис. 10), что все еще на 38% ниже расчетного показателя USGS¹⁴ для обнаруженных запасов Ирана (т.е. 53 барреля).

¹¹ Estimated ultimate recoverable resources// предполагаемые конечные извлекаемые ресурсы.

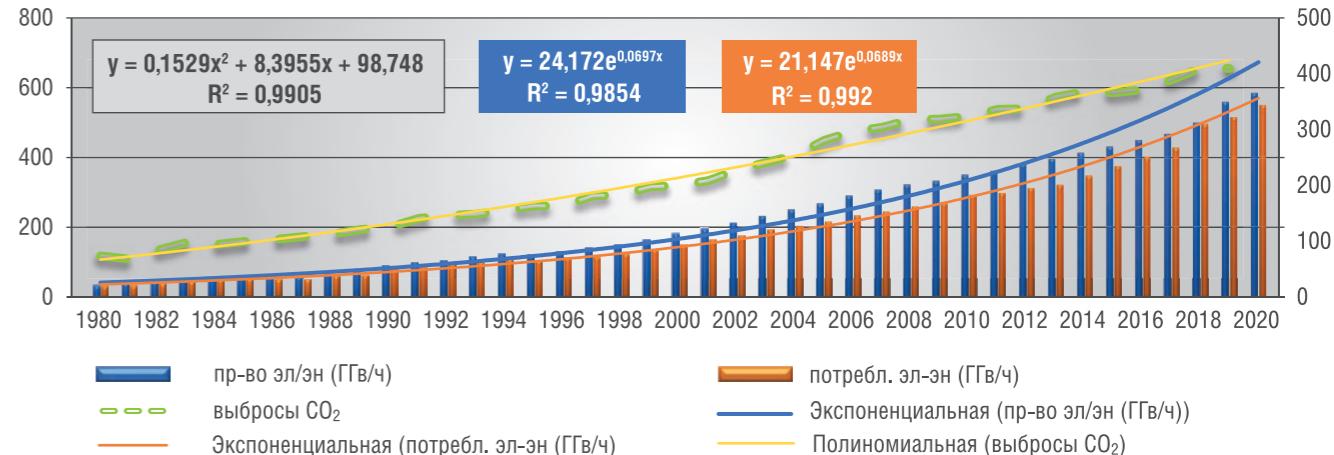
¹² America's oil and natural gas industry// Нефтяная и газовая промышленность Америки.

¹³ Residual-resistivity ratio (also known as Residual-resistance ratio or just RRR).

¹⁴ Американская научно-исследовательская правительственныйная организация.

¹⁵ Третичный метод нефтедобычи (англ. EOR, Enhanced oil recovery; Методы увеличения нефтеотдачи, Методы повышения нефтеотдачи; устаревший термин Tertiary oil recovery).

РИС. 7. Анализ стратегии развития нефтяной скважины с инъекцией газа в ИРИ 1980–2020 гг.

РИС. 8. Тренд пр-ва и потребления электроэнергии с учетом CO₂ ИРИ с прогнозами до 2020 г.

Исторические данные и будущие прогнозы годовой закачки газа и его предыдущих целевых показателей (левая ось) и кумулятивной (правая ось) закачки газа в иранские нефтяные пласты (рис. 6–7). Ежегодные целевые показатели закачки представляют собой предыдущие цели по закачке газа для поддержания давления на 24 сокращающихся иранских нефтяных месторождениях [13]. Эти цели были установлены в разное время на основе прогнозных балансов природного газа NIOC.

Также предполагалось, что скорость закачки газа будет увеличиваться со скоростью минимум 10 мкм в год. Это будет означать, что закачка газа достигнет 350–450 мкм/сутки в 2040 году (рис. 4–6). Этот, казалось бы, более высокий, чем обычно, рост оправдан амбициозными планами ИРИ по увеличению добычи природного газа в ближайшие десятилетия, что впоследствии сделает доступными для закачки большие объемы газа. Согласно последнему прогнозу EIA[14], Иран может увеличить свою товарную добычу природного газа с 500 мкм/сутки в 2015 году до 1000 мкм/сутки в 2040 году, в то время как NIOC планировал достичь целевого показателя в 1000 мкм/сутки до 2020 году, и до сих пор уровень добычи природного газа составляет 840 мкм/сутки [27]. В дополнение к товарному и закачиваемому природному газу Иран в 2015 году сжег 30 мкм/сутки своего попутного газа, который потенциально может быть повторно закачан в нефтяные пласты в будущем. И в марте 2020 Иран успешно реализовал национальный проект по переработке отходов в энергию на острове Харг с целью

РИС. 9. Количество нефтяных скважин и общее количество пробуренных скважин (левая ось), а также количество действующих буровых установок (правая ось). В 2019 г. число активных скважин стало 158 [15]



обуздания попутного нефтяного газа (ПНГ) или факельного газа нефтепродуктов на нефтяных и газовых месторождениях Персидского залива. Проект предусматривает освоение и транспортировку 50 миллионов кубических футов попутного нефтяного газа в сутки на шельфовые объекты [28]. Развитие газораспределения в ИРИ в последнее время достигло уровня, при котором свыше 90% населения в настоящее время имеют доступ к природному газу для своих бытовых нужд, и, следовательно, темпы роста спроса в этом секторе, вероятно, снизятся в будущем.

Кроме того, Иран значительно увеличил долю природного газа в своей топливной смеси для производства электроэнергии, чтобы избежать потребления жидкости на электростанциях, и, как следствие, будущие темпы роста в этом секторе также, вероятно, снизятся. Хотя это и беспрецедентно, мы считаем, что

наše предположение о ежегодном увеличении скорости закачки газа на 10 мкм/сутки представляет собой реалистичный сценарий (рис. 8).

В настоящем отчете производственные показатели представлены исключительно сырой нефтью (рис. 4 и 5) и газ (рис. 6 и 8) и не включают другие виды жидкостей, такие как NGL¹⁶. Аналогичным образом ресурсы и запасы, указанные здесь, относятся исключительно к сырой нефти. Кроме того, следует отметить, что не было сделано явного предположения о количестве новых скважин, которые будут пробурены во временном горизонте данного исследования (т.е. с 2016 по 2040 год), поскольку оно было косвенно учтено при рассмотрении проектов развития. Валовая выручка по различным

¹⁶ Natural gas liquid – природная газоконденсатная жидкость.

РИС. 10. Исторические данные (1998–2015) и будущие оценки годового (слева) и кумулятивного (справа) обнаружения запасов [15]



сценариям рассчитывалась на основе прогнозов будущих цен на нефть марки Brent¹⁷ EIA [14] и корректировалась на основе исторических данных за последние пять лет с учетом разницы между ценой нефти марки Brent и средней ценой иранской нефти. При расчете валовой выручки к сырой нефти, потребленной внутри страны, не применялся ценовой дисконт.

Результаты и обсуждение

В этом разделе мы сначала представим результаты, полученные с помощью суррогатной модели, и обсудим их последствия для будущей добычи нефти в ИРИ. Впоследствии, используя описанную выше модель для конкретных месторождений, мы покажем, как будущий профиль добычи нефти в Иране, вероятно, будет развиваться до 2040 года. Мы определяем доли текущих добывающих полей, зеленых полей, EOR¹⁸ и неоткрытых полей в будущей производственной смеси. Результаты оценки параметров, полученные путем подгонки описанной суррогатной модели к данным о производственных мощностях сырой нефти

за последние 25 лет, приведены в таблице 3. Средняя ошибка ответа модели составила 4 %.

Мы обнаружили, что очевидный (или наблюдаемый) темп снижения иранских нефтяных месторождений составлял 6,0 % в год. Мы определяем кажущуюся скорость снижения как совокупное изменение в добыче нефти из – за присущего ей снижения месторождений (отрицательное) и влияния деятельности по техническому обслуживанию и ремонту скважин (положительное), предполагая, что средняя присущая скорость снижения иранских нефтяных месторождений, безусловно, выше 6,0 %. Другими словами, если закачка газа и капитальный ремонт скважин будут поддерживаться на их текущем уровне, а новая скважина не будет введена в эксплуатацию, то производственная мощность снизится на 6 % в год, что составляет 240 тыс. барр./сут при текущем уровне добычи.

Другими важными параметрами, полученными в результате подгонки модели, являются средняя производительность новых скважин и скорость ее изменения со временем. Поскольку буровые работы, как правило, охватывают как разработку

новых месторождений, так и бурение на уже разрабатываемых месторождениях, средняя производительность новых скважин в этих двух типах месторождений служит фактическим объемом, который бурится ежегодно. Анализ коэффициента новых проект-планов на следующие этапы проектирования разработки месторождений показывает, что средняя (ожидаемая) добыча из новой скважины составляет приблизительно 1,9 тыс. барр./сутки, тогда как средняя производительность всех добывающих скважин в настоящее время равна 1,5 тыс. барр./сутки. Мы обнаружили, что средний выходной поток новой завершенной скважины в 2016 году был равен 1,7 тыс. барр./сутки (табл.3), что вполне укладывается в его вероятный диапазон значений, как было объяснено выше.

Третий параметр был введен для фиксации временных изменений средней продуктивности новых скважин в годовом исчислении. Было установлено, что в период с 1991 по 2016 гг. средняя производительность новых скважин в течение первого года их освоения снизилась с 3,8 до 1,7 тыс. барр./сутки, что свидетельствует о ежегодном снижении на 3,2 %.

Последний параметр учитывает выход предельной добычи нефти за счет закачки газа. Проблема несмешивающегося газа и его эффективности для улучшения извлечения сырой

¹⁷ Brent (англ. Brent Crude, Brent Blend, London Brent) – эталонная марка (маркерный сорт) нефти, добываемая в Северном море.

¹⁸ Третичный метод нефтедобычи (англ. EOR, Enhanced oil recovery; Методы увеличения нефтеотдачи, Методы повышения нефтеотдачи; устаревший термин Tertiary oil recovery) – один из методов нефтедобычи повышающий продуктивность нефтяных скважин. Осуществляется при искусственном поддержании энергии пласта или искусственном изменении физико-химических свойств нефти.

ТАБЛИЦА 3. Оценочные значения параметров для суррогатной модели иранской нефтедобывающей мощности

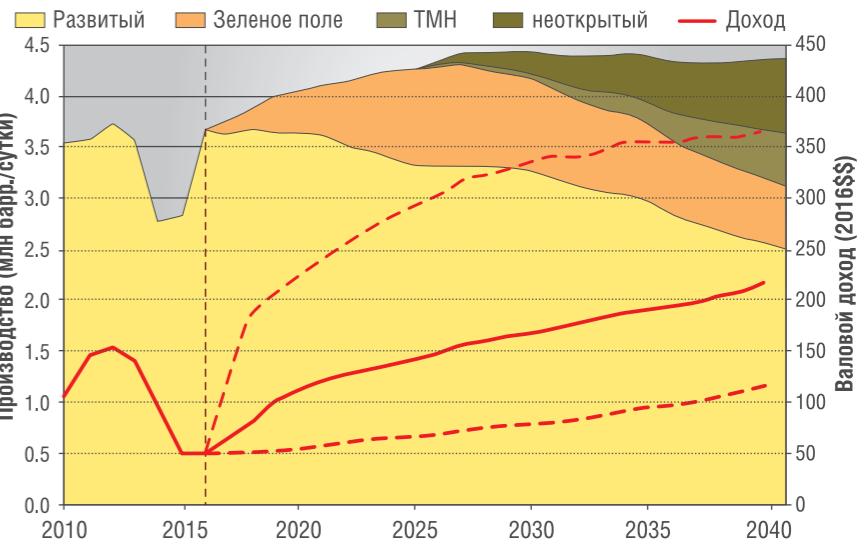
Параметр	Значение	Единица измерения
Очевидная скорость падения	6.0	%/у
Средняя производительность новых скважин в 2016 году	1.7	тыс. барр./д
Годовое снижение в продуктивности новых скважин	3.2	%/у
Среднее дополнительное извлечение путем закачки газа	4.0	тыс. барр./тсм³

нефти из скважины в нефтяных месторождениях не очень хорошо изучена, был представлен широкий диапазон значений, или просто предполагаемых, для выхода предельной добычи нефти путем закачки несмешивающегося газа [13, 16, 17]. Неоднозначность фактического воздействия закачки несмешивающегося газа обусловлена рядом факторов, таких как геологические различия между месторождениями, уровни истощения зрелых месторождений, характеристики сырой нефти и соотношение закачки к добыче. По нашим оценкам, средний объем маржинальной нефти, добываемой путем закачки природного газа на нефтяные месторождения, составит 4,0 тыс. барр./млн куб. м. Во второй секции анализа, как в предыдущем разделе, использована модель для конкретных месторождений, включающая годовые данные о добыче и данные о ресурсах и запасах всех иранских нефтяных месторождений, чтобы спроектировать будущую мощность добычи нефти в ИРИ. Использованы значения параметров, полученные из суррогатной модели, а также полевая история производства и планы будущего развития для проектирования будущего производства каждого месторождения. Рассматриваемые планы разработки основывались на текущем проекте, объявленных планах и/или вероятных сценариях будущего развития с учетом объема запасов и характеристик сырой нефти на каждом из месторождений.

На рис. 11 показаны прогнозы будущей добычи нефти в ИРИ на существующих, экологически чистых и неоткрытых месторождениях, включая дополнительную добычу, связанную с закачкой газа и заполнением скважин. Отдельно представлены мощности по добыче сырой нефти с применением методов ТМН, а чтобы поместить результаты в контекст, также показаны добыча сырой нефти и доходы в недавнем прошлом.

Обнаружено, что общий объем добычи нефти, вероятно, достигнет 4,0 млн баррелей /сутки до 2020 года, а затем последует дальнейшее увеличение до достижения уровня плато в 4,4 млн баррелей в сутки в середине следующего десятилетия (если не больше). Модель прогнозирует,

РИС. 11. Прогнозы добычи нефти в Иране



что производственная мощность добывающих месторождений может сократиться с 3,7 млн до 2,5 млн баррелей в сутки к 2040 году. Ежедневная производственная мощность от Зеленого поля (т. е. неосвоенного месторождения), по прогнозам, монотонно увеличивается на 90 тыс. барр. в год и достигнет 1,0 млн барр./сутки к 2027 году, но затем снизится со среднегодовой скоростью 27 тыс. барр./сутки, чтобы дать 650 тыс. барр./сутки в 2040 году. Поэтому, исходя из планов NIOC, план, потенциально вводимый в эксплуатацию, должен быть рассчитан на период с 2016 по 2026 гг. Предполагая постоянную скорость обнаружения в 500 млн барр./год (рис. 11), оцениваем вклад неоткрытых запасов примерно в 700 млн барр./год до 2040 г. Наконец, прогнозы показывают, что предельная добыча сырой нефти с помощью внедрения методов ТМН начнет финансироваться со второй половины следующего десятилетия, что приведет к почти 500 тыс. барр./сутки добычи нефти к 2040 году.

Для оценки возможного диапазона валового дохода Ирана от добычи сырой нефти были использованы объясненные выше прогнозы добычи в сочетании с прогнозами EIA будущих цен на сырую нефть [11] (рис. 11). Базовая проекция (сплошная линия на рис. 11) основана на базовом сценарии EIA, в то время как верхняя и нижняя границы валового дохода (пунктирные линии на рис. 11) соответствуют сценариям высоких и низких цен на нефть прогноза цен на сырую нефть EIA, соответственно.

В базовом сценарии годовой валовой доход будет первоначально увеличиваться со скоростью 16 млрд долл./г., чтобы стать 113 долл. за барр. к 2020 году, за которым последует значительное снижение темпов роста, в результате чего доход останется ниже его суммы 2011/12 150 долл. за барр. до 2026 года. По прогнозам, валовой доход достигнет 220 млрд. долл. к концу рассматриваемого в настоящем исследовании временного горизонта (т.е. к 2040 году).

Прогнозы добычи нефти в Иране (млн барр./сутки) и валовой выручки в ближайшие десятилетия, а также валовой доход от общей добычи нефти в долларах США в 2016 году (правая ось).

Пунктирные линии представляют собой верхнюю и нижнюю границы будущих доходов Ирана от нефти. Производство NGL и соответствующая выручка не были включены [15–22].

Однако из-за характерной неэластичности и неопределенности нефтяного рынка будущие цены на нефть, а следовательно, и нефтяные доходы Ирана, могут сильно меняться (рис. 11). На основе анализа в случае сценария с высокими ценами на нефть, Иран может получить свои доходы в 2011/12 гг. в течение следующих нескольких лет. А при сценарии с низкими ценами на нефть он не может соответственно достичь такого уровня доходов даже к 2040 г. Также было прогнозировано, что средний уровень API иранской нефти снизится на 1,3 градуса к 2040 г. по сравнению с его базовым значением в 2016 г.

Основные положения

Беспрецедентная глобальная поддержка политики сокращения выбросов углекислого газа, наряду с появлением новых технологий добычи нефти из нетрадиционных ресурсов, делает все более маловероятным тот факт, что запасы нефти Ирана когда-либо будут исчерпаны [1]. Таким образом, определение реальных объемов запасов и запасов иранской нефти, которые долгое время были предметом споров, в настоящее время имеет мало практической ценности. Скорее, основное внимание следует уделить оценке скорости, с которой ИРИ может добывать нефть, учитывая его зрелые месторождения и недостаточно инвестированную инфраструктуру и его мониторинг для уточнения пути развития сотрудничества в сфере техники и образования между Ираном и Россией (рис. 8) [2].

Здесь мы представляем полевой анализ истории добычи сырой нефти в Иране и его будущие прогнозы до 2040 г. Всего с 1913 года рассмотрено 98 нефтяных месторождений и коллекторов с совокупной добычей более 72 млрд баррелей. Будущие прогнозы составляются на основе текущего состояния действующих месторождений и их существующей инфраструктуры, текущих и объявленных проектов, а также потенциального увеличения добычи на неосвоенных и неоткрытых месторождениях. Мы установили, что среднегодовой темп снижения существующих иранских нефтяных месторождений (включая влияние технического обслуживания) составляет 5,0 ~ 7,0%, средняя

производительность новых скважин в 2019 году 1,7 тыс. барр./сут при годовом темпе снижения 3,2%, а средняя доходность от закачки газа 4,0 тыс. барр./млн куб. м.

Мы также показываем, что в наиболее вероятном сценарии мощность добычи сырой нефти в ИРИ будет умеренно увеличиваться в ближайшие десятилетия, достигнув сначала 4,0 млн баррелей в сутки до 2020 года, а затем еще увеличится до 4,4 млн баррелей в сутки до 2030 года, что потенциально может продлиться до 2040 года, если будущие проекты разведки и повышения нефтеотдачи будут успешно реализованы (рис. 1). Используя базовые прогнозы цен на сырью нефть, подготовленные управлением энергетической информации США (EIA), мы прогнозируем, что годовой валовой доход иранской сырой нефти (рис. 11) достигнет своего показателя 2011/12 гг. около 150 долл за барр к середине следующего десятилетия, в том случае, если США отменят санкции, либо найдется другой путь экспорта для ИРИ.

Анализ показал, что до середины следующего десятилетия Иран, возможно, продолжит компенсировать добычу из своих зрелых месторождений за счет

эксплуатации своих неразвитых запасов, а этот момент точно открывает дорогу для российских нефтегазовых компаний, чтобы сыграть свою роль на иранском рынке. Однако с середины следующего десятилетия возникнет серьезная проблема в снижении продуктивности нефтяного месторождения ИРИ, и тогда сохранение уровня добычи будет возможно только за счет эксплуатации большего числа скважин, закачки все большей доли добываемого природного газа, использования искусственного подъема и значительных инвестиций во вторичные и третичные методы добычи [3]. Несмотря на ожидаемый рост валовой выручки, увеличение издержек производства за счет вышеперечисленных факторов наряду с будущим ростом внутреннего энергопотребления будет препятствовать значительному росту прибыли от экспорта нефти и нефтепродуктов после 2025 года.

Рекомендации

Все показатели говорят о том, что нефтегазовая отрасль ИРИ развивается и дает возможность РФ расширять кооперации в разнообразных областях, в том числе в энергетике, и увеличивать товарооборот до 10 млрд долл./год на первом этапе.

Выводы

В результате проведенного анализа можно прийти к следующим выводам.

Во-первых, нефтегазовая отрасль Ирана имеет огромный потенциал для развития, и руководство страны предпринимает меры для модернизации промышленности и освоения новых месторождений с целью увеличения мощностей. Однако проблему трудно решить без освоения новых технологий и закупки современного оборудования взамен устаревшего, что тормозится санкциями международными экономическими санкциями, односторонними санкциями США, ЕС и Японии в отношении иностранных компаний, действующих в АЭК¹⁹ Ирана.

Во-вторых, освоение иранской ресурсно-сырьевой базы будет во многом зависеть как от политической ситуации в стране, так и от геологических условий и конъюнктуры на мировом рынке нефти. Потенциальный инвестор должен учитывать, что Тегеран заинтересован в привлечении как можно большего числа иностранных компаний и инвестиций, так как это поможет ему противостоять санкционным мерам и укреплять свои позиции в региональном измерении.

В-третьих, существенно облегчит задачу привлечения иностранных средств в иранскую экономику внесение изменений в действующее, весьма парадоксальное и порой плохо оформленное, законодательство ИРИ. Это необходимо для того, чтобы снизить количество юридических рисков для иностранных фирм и повысить инвестиционную привлекательность страны. ●

когда естественное сокращение ее зрелых месторождений может быть компенсировано только за счет эксплуатации трудноизвлекаемой нефти (например, тяжелой нефти, ТМН и глубоководных месторождений).

Темпы этой трансформации значительно ускоряются с середины следующего десятилетия. Было подсчитано, что среднегодовые темпы снижения иранских нефтяных месторождений (включая влияние технического обслуживания) составят 6,0%, средняя производительность новых скважин в 2016 году составит 1,7 тыс. барр / сутки при годовом снижении на 3,2%, а средняя производительность закачки газа 4,0 тыс. барр./ млн куб. м. Исходя из прогнозов по будущей добыче отдельных месторождений, мы ожидаем, что Иран в ближайшее время увеличит свои мощности по добыче нефти и достигнет 4,0 млн баррелей в сутки.

Предполагалось, что до 2030 года объем добычи достигнет 4,4 млн баррелей в сутки и останется на этом уровне до 2040 года при условии успешной реализации будущих проектов по разведке и повышению нефтеотдачи пластов. Используя базовые прогнозы цен на нефть, подготовленные Управлением энергетической информации США (EIA), мы прогнозируем, что годовая валовая стоимость иранской нефти достигнет своего рекордного значения 2011/12 гг. в размере 150 долл. за барр примерно в середине следующего десятилетия. ●

Литература

1. Haidar, J.I. "Sanctions and Exports Deflection: Evidence from Iran" – Paris School of Economics, University of Paris 1 Pantheon Sorbonne, Mimeo, 2015// Final draft of climate deal formally accepted in Paris. CNN. Cable News Network, Turner Broadcasting System, Inc. (December 12, 2015). Дата обращения 12 декабря 2015.
2. Iran's Economy Feels Sting of Sanctions. URL: <http://www.WSJ.com>.
3. <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A2%D0%81%D0%BD%D1%8B%D0%82%D0%B8%D1%87%D0%BD%D1%8B%D0%82%D0%BC%D0%85%D1%82%D0%BE%D0%84%D0%BD%D0%80%D0%85%D1%84%D1%82%D0%85%D0%BD%D0%BE%D0%BD%D1%81%D0%82%D1%87%D0%BD%D1%8B>
4. (PDF) The Future of Iran's Oil and Its Economic Implications. Available from: https://www.researchgate.net/publication/309618514_The_Future_of_Iran%27s_Oil_and_Its_Economic_Implications [accessed Nov 02, 2019].
5. Outcomes of the U.N. Climate Change Conference in Paris, Center for Climate and Energy Solution, December 2015.
6. Energy and Climate Change, International Energy Agency, 2015.
7. Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC), www.opec.org.
8. U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Statistics, www.eia.gov.
9. Central bank of Iran, Economic Time Series Database, www.cbi.ir.
10. National Iranian Oil Company (NIOC), www.nioc.ir.
11. International Energy Agency, www.iea.org.
12. World Energy Outlook 2019, International Energy Agency.
13. Mohsen Renani et al., Journal of Economic Research, 84, 2008, pp119–150.
14. International Energy Outlook OCTOBER 24, 2019, US EIA.
15. Iran Crude Oil Rigs, Trading economics. <https://tradingeconomics.com/iran/crude-oil-rigs>.
16. Asgar Abnavi et al., Ektesaf & Tolid (in Farsi), 89, 2010.
17. Abolghasem Bashiri, Ektesaf & Tolid (in Farsi), 77, 2011.
18. <http://www.iimes.ru/?p=11290> – 8 сентября, 2010 | Автор: Касаев Э.О.
19. <http://www.oilandgas360.com/new-oil-and-gas-contracts-extend-20-25-years-by-iran/> – December 3.2015.
20. IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Chapter 5, Underground geological storage. 5.3.2.2 "Enhanced oil recovery" // Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2005. (англ.)
21. https://ru.wikipedia.org/wiki/Третичный_метод_нефтедобычи.
22. <https://www.investopedia.com/terms/n/natural-gas-liquids.asp> (Natural Gas Liquids – NGL).
23. [a1]. Мамедова Н.М., Внешнекономические связи Ирана в регионе, Институт востоковедения РАН, МГИМО. Москва, Россия 2019.
24. [AA1] Оверченко М. Восемь стран смогут продолжить закупки нефти у Ирана. Ведомости 5.11.2018.<https://www.vedomosti.ru/economics/articles/2018/11/05/785596-vosem-pokupat-neft-iranu>.
25. [AA2] Экспорт нефтепродуктов из Ирана остается высоким, несмотря на санкции США. Eur Asia Daily / 02.09.2019. <https://eadaily.com/ru/news/2019/09/02/nesmotrya-na-sankcii-ssha-eksport-nefteproduktov-iz-irana-ostayotsya-vysokim>
26. ИРАН 2016 БИЗНЕС СПРАВОЧНИК, URL: <http://www.iranterra.ru>
27. Д. Савосин. Иран увеличил добычу газа на 35% за 6 лет:// Neftgaz.RU. 23 января 2019, URL: <https://neftgaz.ru/news/dobyacha/195323-iran-uvelichil-dobychu-gaza-na-35-za-6-let/>. (Дата обращения: 12.05.2020)
28. В Иране успешно реализован проект по утилизации ПНГ. // REGNUM. ТЕГЕРАН, 3 марта 2020 URL: https://regnum.ru/news/2872795.html?utm_source=uxnews&utm_medium=desktop&utm_referrer=https%3A%2F%2Fyandex.ru%2Fnews (Дата обращения: 12.05.2020).

Keywords: Iran, sanctions, oil and gas processing, oil production, export of hydrocarbons.

¹⁹ Атомный энергопромышленный комплекс.



Заключение

Помимо последних изменений в фундаментальных принципах функционирования мирового энергетического рынка, которые оказывают негативное влияние на нефтезависимую экономику, Иран, несмотря на свои огромные запасы, сталкивается со значительными препятствиями для увеличения добычи нефти в среднесрочной и долгосрочной перспективе. На сегодняшний день нефтяная промышленность Ирана вступает в новую эру,



ТАНКЕР «ЭКОМАР»

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов
- 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип судна	нефтеналивное
Позывной сигнал	УЕВЖ (UEWV)
Идентификационный номер ИМО (IMO №)	7804948
Порт регистрации	Большой порт Санкт-Петербург
Место и время постройки	Голландия, 1979
Главный материал корпуса	сталь
Число и мощность машин	1 x 1650 кВт
Главные размерения по Мерительному свидетельству, выданному Российским Морским Регистром судоходства от 08.05.2009 г. за № 09.04768.120:	
Длина	67,48 м
ширина	12,00 м
высота борта	6,00 м
вместимость валовая	1571 регист.
вместимость чистая	471 регист.
номер и дата регистрации в Государственном судовом реестре России	30-3423 от 05.10.2010 г.
район плавания в соответствии с классификационными документами	LC, NLL: ограниченный R2 – плавание с высотой волн 3% обеспеченности 7,0 м. и с максимально допустимым удалением от места убежища 100 миль и с допустимым расстоянием между местами убежищ не более 200 миль; SEC: A1; NOSG: без ограничений
класс	KM Ice3 R2 AUT2 Oil tanker (>60°C) (ESP)
водоизмещение в полном грузу	2957 т
грузоподъемность чистая тяжелого топлива	1386,72 м + 195,66 м
дизельного топлива	
Дедвейт	1965 т
осадка в балласте / полном грузу (м.)	4,2 / 5,3

скорость хода в балласте / полном грузу / эксплуатационная (узл.)	11 / 10,5 / 11
флаг судна	Российская Федерация
расходуемое топливо / норма расхода топлива	дизельное топливо, ТМС (MGO)
ДГ №1 – 8NVD 26A-2 – 66800 г/час, нагрузка 100%.	
ДГ №2 – 6NVD 26A-2 – 49700 г/час, нагрузка 100%.	
АДГ 4VD 21/15-2 – 21600 г/час, нагрузка 100%.	
ГД 6M453 AK – 262 кг/час, нагрузка 100%.	
Грузовой котел №1 WWB-06 – 40 кг/час,	
Грузовой котел №2WWB-06 – 40 кг/час,	
Вспомогательный котел 85DNH390 – 9 кг/час.	
Итого: 467,5 кг/час (без АДГ)	
система подогрева груза	судно оснащено системой подогрева груза, способной поддерживать груз при температуре, достаточной для проведения грузовых, бункеровых операций и для перевозки груза в соответствии с условиями настоящего чартера
Судно оборудовано следующими грузовыми системами: топливными насосами для проведения грузовых и бункеровых операций:	
Тяжелое топливо: № 1 –Allweiler 2Д170/68Н04S1-03; производительность: 120 м ³ /час;	
№ 2 Allweiler 2Д170/68 Н04S1-03; производительность: 120 м ³ /час;	
Дизельное топливо: 3В 63/25-50/4Б, производительность: 50 м ³ /час.	
количество автономных грузовых систем:	
тяжелого топлива – 1,	
дизельного топлива – 1	
объем грузовых танков, оборудованных подогревом:	
объем 100% – 1457.4 куб. м	

МОРСКОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов
- 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС

Судно спроектировано на класс Российской Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 А1 (нефтеналивное).

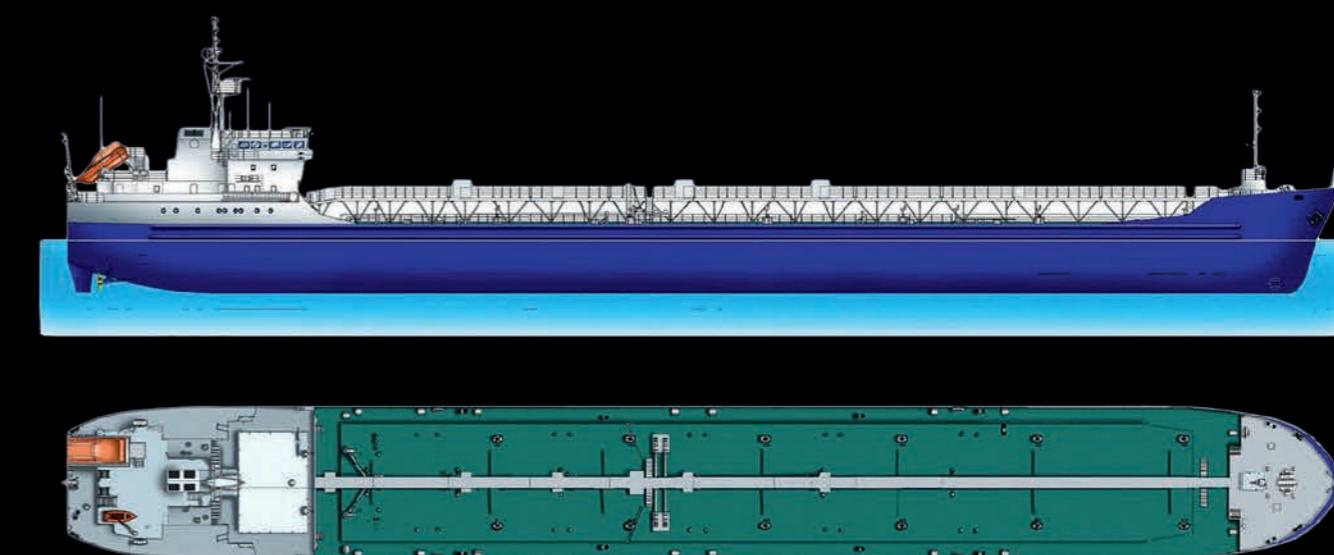
Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м³/ч при напоре 100 м вод. ст. Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	9200
Грузоподъемность (при у = 1,0 т/м ³), т	9000
Длина наибольшая, м	141
Ширина наибольшая, м	16,8
Осадка по грузовую марку, м	5,6
Скорость спецификационная, уз	11
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 "Вартсиля"
Мощность максимальная длительная, кВт	2x1320
Экипаж, чел	11

интенсивностью до 1500 м³/ч.
Мощность электростанции 970 кВт.
Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования.
Навигационные системы и

радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●



ТАНКЕР «ИТИЛЬ»

СМЕШАННОГО (РЕКА / МОРЕ) ПЛАВАНИЯ
ПРОЕКТ 15230

1. Оборудование и инструмент в НГК

- 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов
 - 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ2 II А1 (нефтеналивное).

Назначение – перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой двух и более сортов груза. Танки оборудованы змеевиками обогрева и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией.

Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 800 куб. м/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1000 куб. м/ч.

Мощность электростанции 650 кВт.

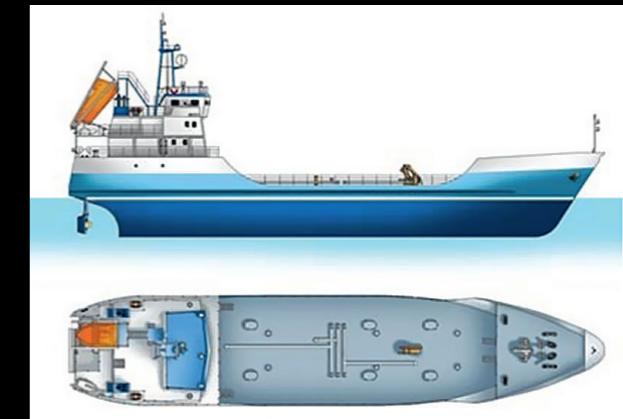
Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования.

Навигационные системы и радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, MarPol и других действующих конвенций.

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт (река/море), т	3910/5550
Грузоподъемность (река/море), т	3650/5100
Длина наибольшая, м	123,7
Ширина наибольшая, м	15,8
Осадка по грузовую марку (река/море), м	3,65/4,55
Скорость спецификационная, км/ч	20
Дальность плавания, км	7500
Автономность, сутки	20
Высота от ОП до несъемных частей надстроек, м	16,8
Главный двигатель	8L20 «Вяртсиля»
Мощность максимальная длительная, кВт	2x1320
Экипаж, чел	11

МНОГОЦЕЛЕВОЙ ТАНКЕР

- 1. Оборудование и инструмент в НГК
- 1.4. Оборудование для использования газа и нефтепродуктов
 - 1.4.1. Оборудование для нефтебаз и АЗС



Класс Российского Морского Регистра судоходства – КМ А1.

Тип	Нефтеналивное	Водолей
Назначение	перевозка до трех сортов нефтепродуктов	пресная вода
Грузоподъемность	1000 т.	1200 т.
Мощность главного двигателя	2 x 500 кВт	2 x 650 кВт

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина наибольшая, м	58,0
Ширина, м	12,0
Высота борта на миделе, м	5,6
Осадка, м	4,0
Скорость спецификационная, уз	11
Экипаж, чел	6
Дальность плавания, миль	3500
Автономность, суток	не менее 10
Двигатель	2 винто-рулевые колонки подъемного типа

Грузовая система выполнена автономной с применением погружных грузовых насосов. Размещение экипажа в одноместных каютах. Навигация, радиосвязь соответствует району эксплуатации и классу судна.

ПРОЕКТ 001RSG01

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.4 Морская транспортировка



ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Тип	газовозы	Автономность, сут	15
Назначение	перевозка сжиженных газов (пропан-бутан) под давлением	Дальность плавания, миль	1600
Длина максимальная, м	88.12	Количество грузовых емкостей	6
Ширина, м	12.00	Объем грузовых емкостей, м ³	2 138
Ширина габаритная, м	12.30	Осадка в балласте, м в море / реке	2.45 / 2.28
Высота борта, м	5.80	Класс Регистра КМ (*)	Л4 1 IICP газовоз тип 2PG
L x B x H	88.12 x 12.30 x 5.80 = 6287	Мощность ГД, кВт	2 x 460
Фикспункт от в/л при осадке Т, м	13.50 м при Т = 2.0	Вспомогательные ДГ + аварийный	3x100 кВт 50 кВт
Осадка, м	3.02	Экипаж / мест, чел.	14/14
Дедвейт, т	1256	Скорость, узлы	10
Грузоподъемность, т	1100		

РЕЙДОВО-ПОРТОВЫЙ НЕФТЕНАЛИВНОЙ ПЛАВБУНКЕРОВЩИК МОЩНОСТЬЮ 450 КВТ Г/П 1500 Т

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.4 Морская транспортировка



ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Тип судна	рейдово-портовый стальной однопалубный, с ютом и двухярусной рубкой, наклонным носом и крейсерской кормой, дизельный двухвальный с ВФШ нефтеналивной плавбункеровщик	Водоизмещение порожнем	653 т
		Осадка средняя порожнем	1,59 м
		Дедвейт	1634 т
		Валовая вместимость	950 рег.т
Назначение	бункеровка судов в портах и на рейде жидким топливом, маслом и другими нефтепродуктами III разряда, а также снабжение пресной водой	Грузоподъёмность	1565 т (мазут – 1458 т, масло – 77 т, сухой груз – 30 т)
		Скорость	9 уз.
Класс Регистра	KM*L3III (нефтеналивное >60°)	Экипаж (на вахте)	7 чел.
Длина	60,5 м	Количество коечных мест	8
Ширина	10,5 м	Тип ГД	8NVD36-1U
Высота борта на миделе	5,5 м	Мощность ГД	2x220 кВт
Водоизмещение в грузу	2287 т	Тип ДГ	дизель 4Ч10,5/13, генератор П-72М
Осадка средняя в грузу	4,72 м	Мощность ДГ	2 x 29,4 кВт

ПРОЕКТ 560 (ЯПОНИЯ), ТИП КЕГУМС

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.4 Морская транспортировка



Тип: Газовозы

Газовоз вместимостью 2080 м³, мощностью 1530 кВт.

Тип судна: однопалубное двухстороннее, с МО и рубкой в корме, наклонным носом и крейсерской кормой.

Род перевозимого груза: сжиженные газы – аммиак, пропан, бутан.

Проект разработан компанией "Mitsubishi Heavy Industries" (Япония).

Место постройки: верфь "MHI Hiroshima Shipyard & Machinery Works" (Япония, г.Хиросима).

Всего в 1964–1965 гг. построено 2 судна данного проекта, оба для ММФ СССР.

Класс Регистра:
"КМЛ3 газовоз". ●

ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Длина	96,5 м
Ширина	15,03 м
Высота борта	7,453 м
Высота габаритная	11,67 м
Водоизмещение в грузу	4779 т
Осадка средняя в грузу	5,02 м
Водоизмещение судна порожнем	2256 т
Дедвейт	2514 т
Валовая вместимость	3476 рег. т
Чистая вместимость	1517 рег. т
Скорость судна с грузом	13,8 км/ч
Дальность плавания	14000 миль
Экипаж	36 чел.
Тип ГД	дизель "Урага-Зульцер" 6TAD-48 (6ДР48/70)
Мощность ГД	1x1530 кВт
Тип вспом. ДГ	дизель "Зульцер" ЗВАН22 (3ЧН22/32)(155 кВт), генератор "Mitsubishi Electric"
Мощность вспом. ДГ	3 x 144 кВт
Тип авар. ДГ	дизель 3PSH-15BEF, генератор SFS
Мощность авар. ДГ	1 x 32 кВт

**Д. Трамп**

«Германия стала «пленником России»

**X. Маас**

«Европейской энергетической политики следует решать снова увижу 13 млн барр. в сутки»

**М. Галлахер**

«Не думаю, что когда-нибудь снова увижу 13 млн барр. в сутки»

**Д. Брюэлл**

«Д. Трамп способствовал достижению соглашения между Саудовской Аравией и Россией на условиях, выгодных для нашей страны»

**Ю. Шафраник**

«Один работающий в нефтегазовой области обеспечивает занятость пяти человек в других сферах»

**М.-А. Эйл-Маззега**

«Санкции могут принять даже против того, кто принесет бутерброд работающим на стройке российским морякам»

**М. Помпео**

«Претензии Пекина на ресурсы Южно-Китайского моря абсолютно незаконны, как и его попытки взять их под контроль путем угроз»

**А. Силуанов**

«Мы вводили демпфер в период достаточно высоких цен, и жалко было платить нефтепереработчикам деньги из ФНБ. Но сейчас ситуация обратная. Все по-честному»

**K. Симсон**

«Цель ЕС – в том, чтобы к 2050 году стать климатически нейтральным. Это значит, что к тому времени мы выведем из употребления ископаемые энергоносители»

Нефтегазовый форум инноваций и инвестиций

12–13 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2020

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
- ✓ Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа.
- ✓ Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти.
- ✓ Насосы, компрессорное оборудование.
- ✓ Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности.
- ✓ Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера.
- ✓ Энергетическое оборудование.
- ✓ Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты.
- ✓ Средства связи, телекоммуникации и сигнализации.

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск

Телефон/факс:
+7 (383) 335-63-50



E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru



БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ

CESSNA CITATION LONGITUDE



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам
реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



CITATION M2
Дальность: 2871 km
Пассажиры: 7



CITATION CJ3+
Дальность: 3778 km
Пассажиры: 9



CITATION CJ4
Дальность: 4010 km
Пассажиры: 10



CITATION XLS+
Дальность: 3889 km
Пассажиры: 9



CITATION LATITUDE
Дальность: 5000 km
Пассажиры: 9



CITATION SOVEREIGN+
Дальность: 5926 km
Пассажиры: 12



CITATION X+
Дальность: 6408 km
Пассажиры: 12



CITATION LONGITUDE
Дальность: 6482 km
Пассажиры: 12



CITATION HEMISPHERE
Дальность: 8330 km
Пассажиры: 12

+7 968 759 45 24 – Денис Клепов
cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru



EASTUNION
Business Aviation


Cessna
A Textron Company