Teftegaz.RU¹⁸⁸ 1 [97] 2020 DEFINITION OF FRANCE A CONTROL OF THE NEED TO BE T







группа компаний ЭНЕРГАЗ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ





Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация



Борьба за газовый рынок Комплексные морские ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ Эпохи НГК декарбонизированной исследования в арктическом Арктическая доктрина России РОССИЯ Главное и стратегия морской Европы регионе 74 деятельности Борьба за газовый рынок декарбонизированной Европы Новый флот для Северного потока-2 ЦИФРОВИЗАЦИЯ Расчетные методы определения 10 События свойств природного газа по данным о плотности Нефтегазоносные бассейны при стандартных условиях, ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ Долгая дорога содержании азота и диоксида шельфа России 78 12 к шельфу углерода Долгая дорога к шельфу БУРЕНИЕ МАКРОЭКОНОМИКА Буровой сезон успешно завершен 18 Стратегия развития Ирана 86 в условиях санкций 52 СОДЕРЖАНИЕ 91 Календарь событий Расчетные методы определения свойств Перспективы газопровода ГРР в Арктике: между КНР и Республикой природного газа ΓΕΟΛΟΓΟΡΑ3ΒΕΔΚΑ 92 Корея ресурсный потенциал и перспективные по данным о плотности при ГРР в Арктике: ресурсный направления стандартных условиях, содержании потенциал и перспективные азота и диоксида углерода 22 направления ЭКОЛОГИЯ Оценка эмиссии СО2 Изотопная геохимия как парникового газа для поиска углеводородов в стандартном тундровом 32 на шельфе Арктики 96 эксперименте Комплексные морские исследования в арктическом регионе Новая инженерно-геологическая Оценка эмиссии СО2 Изотопная геохимия карта шельфа арктических морей как парникового газа в стандартном 44 101 для поиска углеводородов на шельфе России Россия в заголовках тундровом эксперименте Арктики Нефтегазоносные бассейны 102 Хронограф 52 шельфа России Нефтегаз Це 104

106

112

Классификатор

Цитаты

32

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Международные торги

в нефтегазовом секторе

и корпоративная безопасность



201 год назад

В 1819 году на Аптекарском острове в Санкт-Петербурге зажгли первый уличный фонарь на газе.

163 года назад

В 1857 году изобрели керосиновую лампу. Инновация позволила сохранить поголовье китов и ввергла китобойный промысел в кризис. До изобретения керосина лампы топили китовым жиром.

В 1859 году утвердили устав «Московского товарищества сжатого переносного газа». Благодаря нему в Москве разрешили продавать такой газ для личного использования.

157 лет назад

В 1863 году построили первый нефтеперерабатывающий завод, производящий керосин. Проект был осуществлен в Баку, инженером Д. Меликовым.

143 года назад

В 1877 году Россия первой в мире использует танкеры для доставки нефти. Первый маршрут был из бакинского месторождения в Астрахани.

132 года назад

В 1888 году в Сибири был назначен первый штатный геолог, им стал В. Обручев.

130 лет назад

В 1890 году инженер из германии Р. Дизель, изобрел двигатель, который работал на продуктах переработки нефти.

117 лет назад

В 1903 году в России построили первый в мире теплоход/дизель-электроход. Судно получило название «Вандал».

лет назаа

В 1962 году нефть начали измерять в баррелях. Слово произошло от англ. «barrel», т.е. «бочка».

22 209 23 23

В 1998 году подписан 50-летний мораторий на разработку месторождений нефти в Антарктиде.

Neftegaz.RU

Аналитики

Артур Гайгер

Журналисты

Анна Игнатьева

Анастасия Суптанова

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор Ольга Бахтина

Шеф-редактор Анна Павлихина

Анастасия Никитина

Елена Алифирова Денис Савосин Выпускающий редактор Сабина Бабаева Илья Громов

Дизайн и верстка Елена Валетова

Корректор Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Юрий Петрович им. М.В. Ломоносова

Александр Николаеви госуларственный

университет Владимир Юрьевич

д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский Галиулин

Pavф Валиевич л.г.н.. Институт проблем биологии

Александр Иванович д.т.н., профессор, академик РАЕН

Гусев Юрий Павлович к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Александр

Данилов-Данильян

Виктор Иванович д.э.н., профессор, член-корреспонлент РАН

Двойников Михаил Владими д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Алексей Михайлович д.т.н., профессор, РГV нефти и газа (НИV) им. И.М. Губкина

Ипюхин

Андрей Владимирович д.т.н., профессор Советник РААСН. Московский автомобильно-положный государственный

Каневская Регина Дмитриевна член РАЕН, д.т.н., профессор.

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров

Алексей Александрович д.э.н., профессор, академик РАН, Институт исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович д.э.н., профессор. академик РАЕН, Институт энергетической

Мишенко Иголь Тихонович д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Панкратов Дмитрий Леонидович д.т.н., профессор, Набережночелнинский

Половинкин Валерий Николаевич д.т.н., профессор, действительный член РАИН,

Салыгин Валерий Иванович д.т.н., член-корреспондент миэп мгимо мид РФ

Neftegaz.RU

Издательство:

000 Информационное агентство

Директор Ольга Бахтина

Антон Пауль

Отдел рекламы Дмитрий Аверьянов

Денис Давылов Екатерина Романова Ольга Щербакова Валентина Горбунова Андрей Тошев-Васильев Антон Побола

Отдел по работе с клиентами

Софья Егорова

Служба технической поддержки

Представитель в Евросоюзе

Андрей Верейкин Сергей Прибыткин Евгений Сукалов

nr@neftenaz.ru Тел.: +7 (495) 650-14-82

Адрес редакции:

корпус 1. оф. 812

www.neftegaz.ru

e-mail: info@neftegaz.ru

127006, г. Москва, ул. Тверская, 18,

Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24

Подписной индекс МАП11407

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Перепечатка материалов журнала Neffenaz RII невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опублив в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и г прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за и после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы































РОССИЯ

Главное

БОРЬБА ЗА ГАЗОВЫЙ РЫНОК ДЕКАРБОНИЗИРОВАННОЙ ЕВРОПЫ

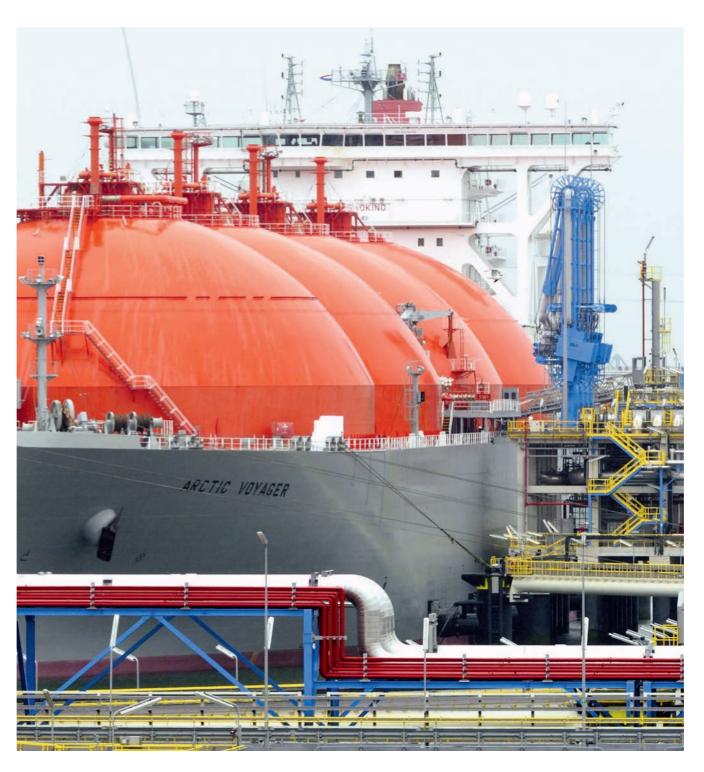
Анна Павлихина

21 декабря 2019 г. вступили в силу санкции США в отношении МГП Северный поток-2. На следующий день компания Allseas, суда-трубоукладчики которой вели строительство газопровода, остановила работы. Несмотря на это, В. Путин заявил, что МГП, который уже построен на 93 %, будет введен в эксплуатацию не позднее первого квартала 2021 г.

Тем не менее долгосрочные контракты Газпрома предполагали, что Северный поток-2 будет введен раньше, в результате компания теряет в мощностях 15 млрд м³, но в случае необходимости эти объемы можно будет компенсировать, увеличив прокачку газа через украинскую ГТС. Тариф при этом может возрасти на 45 %, но допобъемы вряд ли понадобятся, ведь зима в этом году теплая, а на рынке существует переизбыток СПГ.

Немалая доля в этих объемах принадлежит российскому сжиженному газу. Россия все активнее завоевывает рынок СПГ, что вызывает подозрение о возможной конкуренции российского сжиженного и трубопроводного газа. Как бы ни сложилась ситуация, на данный момент конкуренции нет по причине разных рынков сбыта. Так, Газпром поставляет газ в страны, географическое положение которых делает трубопроводный газ наиболее удобным. Это страны Центральной Европы и некоторые балканские страны. НОВАТЭК экспортирует СПГ на рынок Великобритании, Бельгии и Испании. В борьбе за газовый рынок Европы России придется сохранить оба экспортных продукта.

Вместо газа из Сибири и Ямала Д. Трамп предлагает Европе газ из Техаса, где недавно было открыто крупное газовое месторождение. Таким образом, как характеризует ситуацию Die Welt, он якобы заботится о независимости Германии от России, ведь страна «может стать мишенью шантажа». Россия покрывает 40 % потребностей европейцев в газе, США – лишь 15 %. По поставкам СПГ США занимают третье место после Катара и Австралии. Но Штатам непременно нужно господство в газовой сфере, так как газ – центральная тема президентства Трампа,



с его приходом к власти экспорт СПГ увеличился почти втрое, а открытие новых газовых месторождений требует выхода на новые рынки. Но с целевыми рынками у Д. Трампа пока не складывается. Сначала была торговая война с Китаем, теперь возникла угроза череды взаимных пошлинообложений, которая может начаться с углеродного налога в отношении ЕС.

Еще один игрок – претендующая на роль нового газового хаба Польша. PGNiG настроена на продолжение политики диверсификации источников энергии. Руководство компании утверждает, что американский СПГ обходится на 30 % дешевле трубопроводного газа из России. Сложно не уловить в этом утверждении долю лукавства, но следует признать, что американский газ действительно потерял в цене за последнее время и вполне вероятно сможет конкурировать с российским.

В настоящее время строительство Северного потока-2 приостановлено, укладка труб должна осуществляться с использованием судна, оборудованного системой динамического позиционирования. Если даже предположить, что США смогли бы воспрепятствовать строительству МГП, то им пришлось бы конкурировать с российским очень конкурентоспособным СПГ. В Европе было анонсировано строительство СПГ-терминалов, но проект будет осуществляться на европейские деньги, поэтому не факт, что строят их для американского газа.

Однако главные риски работы с Россией, как справедливо считает М. Крутихин, Европа видит не в технических или коммерческих факторах, а в политизированности и непредсказуемости решений. Замена украинского транзита на Северный или Турецкий поток проблему на решает. Газ все равно пойдет из того же ненадежного источника, стоимость организации альтернативных маршрутов высока, но это плата за страховку, отмечает эксперт.

В то время пока крупнейшие поставщики газа делят европейский рынок, прикрываясь благими намерениями, Европа встала на путь «зеленой энергетики» и постепенно отказывается от использования ископаемых видов энергоносителей. В планах по декарбонизации производств некоторые страны, в частности Германия, планируют к 2050 г. полностью отказаться от использования угля, нефти и газа. Говорить о том, что век традиционных энергоносителей в Европе закончился, пока рано, но страны, подписавшие Парижское соглашение, намерены его выполнить. Учитывая этот факт, России придется искать новые рынки сбыта. Вполне вероятно, в не столь отдаленном будущем основная борьба развернется между экспортерами СПГ. Как считают обозреватели Forbes, газ в сжиженной форме воспринимается не как угроза, а как один из источников диверсифицированного энергоснабжения.



НОВЫЙ ФЛОТ ДЛЯ СЕВЕРНОГО ПОТОКА-2

Елена Алифирова

21 января 2020 г. в порт Мукран на о. Рюген в Германии, где расположен логистический терминал МГП Северный поток-2, прибыло специализированное судно-якорезаводчик Smit Kamara, оборудованное динамической системой позиционирования.

После потери Россией судоверфей для строительства океанский кораблей 1 зоны Запад говорил о смерти ВМФ РФ. Власти РФ проблему решили ловко, разместив на малых ракетных кораблях (МРК) новейшие ракеты Калибр, обратив недостатки в достоинства.

Юркие MPK стали грозной силой, конкурируя с громадными кораблями. Похоже, можно сделать аналогию и с достройкой МГП Северный поток-2. Если нет судна-трубоукладчика с динамическим позиционированием, то к трубоукладочной барже с якорным позиционированием нужно добавить судно с ДП.

Именно такой вариант, вероятно, решили реализовать власти РФ.

Власти Дании будут вынуждены согласовать строительство МГП Северный поток-2 тандемом судов Фортуна & Smit Катага, потому что в тандеме будет присутствовать ДП.

Кстати, Smit Kamara можно было просто купить на время. Это гораздо дешевле, чем судно -трубоукладчик с ДП.

Пока Smit Kamara пришвартован рядом с исследовательским судном Осеапіс, которое вело мониторинг подводной укладки второй нитки МГП Северный поток-2, сопровождая Solitaire. Когда Allseas в связи с санкциями США отозвала свои суда-трубоукладчики, а остальной флот вспомогательных судов распустила, Осеапіс вернулся в порт Мукран и с тех пор находится у причала.

Прибытие якорезаводчика Катага в порт Мукран может означать завершение мобилизации трубоукладочной баржи Фортуна, которая также находится в порту Мукран, и завершение подготовки логистического комплекса.

Использование ТУБ Фортуна в датских водах будет возможно в случае одобрения Датским агентством по охране окружающей среды дополнений в заявку на разрешение строительства МГП Северный поток-2 в ИЭЗ Дании, поданной Nord Stream 2. ●

Рейтинги Neftegaz。RU

Ряд потенциальных крупных перевозчиков по СМП с планируемым объемом грузопотока к 2024 г. 28 млн т не обладают ледокольным флотом и судами арктического класса для перевозки грузов в акватории СМП. Хватит ли арктических судов для перевозок по Северному морскому пути?

Хватит ли России ледоколов для перевозок по СМП?

20%

Да, Россия единственный в мире обладатель 4 атомных ледоколов, а также у нее есть 30 дизель-электрических ледоколов, этого достаточно для обеспечения существующего грузопотока

18%

Нет, флот стареет, большинство ледоколов пора списывать

20%

Да, строятся новые суда, например, двухосадочные дизельные и атомные ледоколы ЛК-60Я «Арктика», «Сибирь» и «Урал»

18%

Ледокольный флот в порядке, не хватает судов технического назначения

24%

Сейчас не хватает, но есть план достроить их на «Звезле»

Правительство основательно взялось за Арктику. Минвостокразвития предложило создать госкорпорацию по освоению шельфа, создаются ОЭЗ, ТОР, кластеры, звучат предложения создать Арктический федеральный округ. Надо ли сегодня столь активно вторгаться в регион и под силу ли это России?

Нужна ли России поддержка других стран в освоении Арктики?

34%

Да, но исключительно в отношении технологий и оборудования

2%

Нет, впуская иностранные компании, Россия рискует потерять стратегические преимущества в Арктике

16%

Да, когда речь идет о сохранности экосистемы мировое сообщество должно действовать сообща

2%

Да, в регионе вполне можно развивать иностранный туризм

34%

Нет, в Арктике надо развивать не нефтегазодобычу, а альтернативную энергетику, и для этого у России все есть

12%

Арктику надо оставить в покое и превратить в большой заповедник



Neftegaz.RU

Информационное агентство Neftegaz.RU по соглашению с правительством Ямало-Ненецкого автономного округа и при поддержке Министерства энергетики РФ, приступило к реализации интерактивного федерального медиапроекта:

Ямал — сердце нефтегазовой отрасли промышленности России



«Ямал — сердце нефтегазовой отрасли промышленности России» — это современная интерактивная интернет-площадка, демонстрирующая поэтапное развитие нефтегазовой промышленности в регионе

Медиапроект включает:



Интерактивная карта



Предприятия



Транспортировка



Экспертные комментарии



Инвестиционные проекты ЯНАО



Объекты малых народов Севера



Уже в феврале 2020 года медиапроект будет в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru

Boidop bi npequerema Tagolibil boiitebe

Sanyek reoboro npoughodemba

Chukrue Kanumanoh

Chiproli nomok

Hobbil riaba Pocregmu

Yerbe ra relymb



Шельф освоит госкорпорация

Минвостокразвития предложило создать госкорпорацию по освоению континентального шельфа РФ. Отмечается, что компания будет иметь название Росшельф. Однако на данный момент уже существует несколько компаний с таким названием. Пока неясно, будет ли новая госкомпания создаваться с нуля или на базе уже существующей. Согласно проекту новое предприятие будет участвовать в освоении участков недр на континентальном шельфе России в арктических и дальневосточных морях. Также она будет представлять интересы РФ в проектах, направленных на добычу углеводородов. Предусматривается введение новой системы предоставления прав пользования недрами на континентальном арктическом и дальневосточном шельфе России, введение новой системы разовых платежей за пользование недрами. К участию в проектах планируют допускать частных инвесторов на условиях вхождения в консорциумы с участием госкорпорации.

Инновации из «Долины Менделеева»

Правительство РФ приняло решение о создании инновационного научнотехнологического центра «Долина Менделеева». Цель его создания реализация приоритетов научнотехнологического развития России, повышения инвестиционной привлекательности сферы исследований и разработок.



К направлениям деятельности Центра, в частности, будут относиться: агрохимия. биотехнология; высокотехнологичная химия и особо чистые вещества; медицинская и фармацевтическая химия и химическая технология; высокоэнергетические вещества;

процессы и аппараты химической технологии, в т.ч. цифровые. РХТУ им. Д.И. Менделеева наделяется полномочиями инициатора проекта по созданию Центра.

Турецкий поток введен в эксплуатацию

За газовый рынок Юго-Восточной Европы развернулась борьба между американским СПГ, МГП Турецкий поток и МГП EastMed. 8 января 2020 г. президенты России и Турции В. Путин, Р. Эрдоган, президент Сербии А. Вучич и премьерминистр Болгарии Б. Борисов приняли участие в церемонии официального ввода в эксплуатацию МГП Турецкий поток.



Фактически, МГП Турецкий поток заработал еще в конце декабря 2019 г. До санкций США удалось построить обе нитки, и Турция уже получает для внутреннего потребления природный газ из России по первой нитке в полном объеме. Если учесть, что месторождение Гронинген закрывается, а Германия собирается закрывать АЭС, то рост потребления газа в Европе неизбежен. Кто раньше построит транспортную инфраструктуру, тот и победит. МГП Турецкий поток и МГП Северный поток-2 позволят увеличить долю российского газа в Европе до порядка 40 %.

Втораж ветка ВСТО Продазвеа Khom

богуганскай ТВС дамущена
Доцини руки до Арктики

Крей на газ

Спивние капиталов

Северный поток достроими



Оборудование для ВИЭ

В рамках программы поддержки возобновляемых источников энергии на 2025-2035 гг. компании Роснано и НордЭнергоГрупп (входит в Севергрупп) создадут инвестфонд по локализации электротехнического оборудования ветроэнергетической установки. Сотрудничество предусматривает реализацию проектов по производству генератора, частотного преобразователя (конвертера), а также трансформатора ветроэнергетической установки.

Компании определят наиболее перспективные для трансфера технологии производства компонентов ВЭУ. Затем планируется привлечь в качестве технологического партнера международного вендора, производителя ВЭУ. НордЭнергоГрупп предоставит свои производственные площадки и компетенции.

ЛУКОЙЛ усиливает присутствие на Каспии

Месторождения Нахчыван и Гошадаш – проблемные проекты, долгое время отпугивавшие инвесторов. Но у ЛУКОЙЛа уже накоплен большой опыт работы на Каспии, что позволит преодолеть эти проблемы. ЛУКОЙЛ еще в 2006 г. заявлял о планах провести переговоры с SOCAR об участии в разработке перспективных нефтегазовых структур Умид, Бабек, Гошадаш. Однако структура Гошадаш считается малорентабельной, что ранее



отпугивало инвесторов. Осенью 2018 г. президент РФ В. Путин сообщил, что в скором времени к разведке и освоению нефтегазового месторождения Гошадаш совместно с SOCAR приступит Роснефть. Однако об участии компании в проекте так и не было объявлено.

Каспийское море – регион стратегических интересов ЛУКОЙЛа. Проекты на Каспии нужны ЛУКОЙЛу для увеличения экспорта нефти и обеспечения

сырьем газохимического производства на юге РФ в условиях сокращения свободных запасов. Структура Гошадаш расположена вблизи от северо-восточной части Апшеронского полуострова, в 15 км от берега. Глубина моря в этом районе 10-50 м. Месторождение Нахчыван расположено в 90 км к югу от Апшеронского полуострова и в 55 км от берега. Глубина моря в пределах структуры составляет 120-750 м.

СОБЫТИЯ



Первые российские наномодифицированные полимеры

В г. Дзержинске Нижегородской области открылся первый в России завод по производству наномодифицированных полимеров ОКАПОЛ. Предприятие построено на площадях бывшего завода по производству противогазов с красивым именем Заря.

Номенклатура продукции завода включает полимеры и новые композиционные материалы, используемые в тяжелом и нефтегазовом машиностроении, топливно-энергетическом комплексе и медицине. На предприятии будут использоваться отечественные технологии, а для производства продукции разработаны собственные решения. Мощность завода – 5 000 т/год, в перспективе объемы планируется увеличить в четыре раза.

[1] Neftegaz.RU ~ 11 10 ~ Neftegaz.RU [1]

ДОЛГАЯ ДОРОГА К ШЕЛЬФУ



АКТИВНАЯ РАЗРАБОТКА РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА В БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ НЕ НАСТУПИТ: НЕ ХВАТАЕТ БУРОВЫХ, ТЕХНОЛОГИЙ, ИНВЕСТИЦИЙ, И ЦЕНА НА НЕФТЬ НЕ ОСОБЕННО ВЫСОКА. НЕДОСТАТОЧНО БЕРЕГОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, В РЯДЕ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ ЕЕ СОВСЕМ НЕТ. К ТОМУ ЖЕ ЗАПАСЫ НА СУШЕ ДАЛЕКО НЕ ИССЯКЛИ. ОДНАКО РОССИЯ, ПРОВОЗГЛАСИВ АРКТИКУ СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫМ РЕГИОНОМ, СОХРАНЯЕТ СЕРЬЕЗНЫЕ ПЛАНЫ ПО ОСВОЕНИЮ ШЕЛЬФОВЫХ ЗАПАСОВ. И ТЕПЕРЬ НАСТУПЛЕНИЕ НА ШЕЛЬФ РЕШЕНО ВЕСТИ ПОСТЕПЕННО, НАЧИНАЯ С БЕРЕГА

Плацдарм для наступления

Шельф голыми руками не возьмешь. Нужно наукоемкое сложное оборудование, надежнейшие эффективные технологии, буровые и добывающие платформы, обширный флот ледоколов и вспомогательных судов ледового класса и так далее. И поскольку из-за санкций заграница нам сильно не поможет, многое надо создавать внутри страны. «На ближайшую и даже среднесрочную перспективу имеющийся отечественный технологический потенциал не позволяет рассчитывать на эффективное вовлечение в промышленный оборот углеводородных шельфовых ресурсов. Для его поднятия на необходимый уровень требуется масштабная и всесторонне выверенная государственная политика, направленная на перевооружение отрасли, на развитие транспортной и производственной инфраструктуры, на кадровое обеспечение столь высокотехнологичных и сложных проектов», высказывался в 2015 г. на страницах Neftegaz.ru заведующий лабораторией ВНИГРИ Геннадий Григорьев.

За последние пять лет проблему, похоже, осознали и во властных структурах страны. Развитие Арктического региона названо одним из национальных приоритетов. Создана специальная Госкомиссия, а затем регион был включен в поле деятельности Минвостокразвития. Готовился закон «О развитии Арктической зоны РФ», который, впрочем, не принят. Зато разработаны Основы государственной политики в Арктической зоне и новая Стратегия развития Арктической зоны России до 2035 г. (принятие ожидается в текущем году). Уже одобренные Советом безопасности РФ «Основы» включают, в частности, новую схему освоения шельфа в Арктике. Также правительство готовит для инвесторов новый пакет преференций, который должен заменить целевую господдержку отдельных проектов.

Важнейшим драйвером развития инфраструктуры арктического побережья должен стать федеральный проект по развитию Северного морского пути (СМП).

Согласно госпрограмме социальноэкономического развития Арктической зоны до 2025 г., вдоль побережья Северного Ледовитого океана создаются восемь опорных зон: Кольская, Архангельская, Ненецкая, Воркутинская, Ямало-Ненецкая, Таймыро-Туруханская, Северо-Якутская и Чукотская. Для перспективного освоения шельфа особенно значим ряд из них.

ФАКТЫ



опорных зон создаются вдоль побережья Северного Ледовитого океана, согласно госпрограмме социальноэкономического развития Арктической зоны до 2025 г

Арктические ворота России

В Мурманской области (Кольская опорная зона) формируется крупнейший в стране кластер, направленный на обеспечение нефтегазовых проектов в Арктике. Сейчас в самом северном незамерзающем порту России расположена береговая база проекта добычи на Приразломном месторождении. Также тут базируются суда, задействованные в разведочных работах в северных акваториях.

«У нас в планах создание логистической базы для обслуживания шельфовых проектов. Соответствующие переговоры мы ведем с федеральными министерствами», - говорил в ноябре 2019 года губернатор Мурманской области Андрей Чибис (цитата по ТАСС). По его словам, регион готов предложить потенциальным инвесторам «максимально комфортные условия для бизнеса и мореплавания».

Технологический кластер включает несколько крупных инвестпроектов. В числе важнейших – расширение Мурманского транспортного узла, что подразумевает реконструкцию и создание производственных и портовых мощностей в Кольском заливе, в том числе возведение терминала для перевалки нефти и нефтепродуктов. Будет значительно расширена и железнодорожная инфраструктура. Объем инвестиций в проект «Комплексное развитие Мурманского транспортного узла» составляет 139,2 млрд руб.

Два объекта «НОВАТЭКа» -Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений (ЦСКМС) и морской перегрузочный центр СПГ -

создаются для обслуживания СПГ-проектов компании на севере Ямало-Ненецкого автономного округа. ЦСКМС возводится недалеко от Мурманска на западном берегу Кольского залива. Здесь будут создавать морские комплексы по производству, хранению и отгрузке СПГ и стабильного газового конденсата на основаниях гравитационного типа (ОГТ). Центр будет включать два сухих дока для строительства ОГТ и мощности для изготовления модулей верхних строений. Инвестиции превысят 120 млрд руб. Большинство объектов планируют запустить в ближайшие два года.

Морской перегрузочный комплекс СПГ (два плавучих хранилища газа, вспомогательный причал и береговая инфраструктура) создается для приема сжиженного газа с судов-газовозов ледового класса на обычные танкеры, которые уже доставят СПГ потребителям. Предварительная оценка стоимости реализации проекта – 70 млрд руб., сообщалось в прошлом году на сайте правительства. 99 % инвестиций будут частными. В качестве срока реализации был обозначен 2023 г., но в самом «НОВАТЭКе» обещали запустить комплекс в 2022 г.

«Роснефть» ранее заявляла о планах создать опорную базу берегового обеспечения арктических шельфовых проектов, для чего приобрела военный судоремонтный завод № 82 в Росляково. Компания собирается выпускать технику и материалы для шельфовых проектов и сопутствующей транспортной инфраструктуры. Общий объем инвестиций в проект, заявленных «Роснефтью» на 2017—2030 гг., — 120 млрд руб.

Архангельский судостроительный кластер и транспортный узел

На роль технологического центра строительства и обслуживания платформ и морской техники претендует Архангельская область со своим судостроительным кластером. Последний объединяет более 40 компаний, среди которых северодвинские верфи «Звездочка» и «Севмаш» (входят в «Объединенную судостроительную корпорацию»). Предприятия планируют принять участие в строительстве высокотехнологичных объектов (таких как морские платформы, сложная морская техника, современные суда), производить оборудова<mark>ние (технологич</mark>еские модули, движительные системы, качественные комплектующие), а также входить в новые секторы судостроительного рынка, говорил в августе 2019 г. директор Судостроительного кластера Сергей Смирнов (его слова приведены на сайте Ассоциации «Созвездие»). Так, на северодвинских верфях может быть построена платформа для освоения месторождения «Газпрома» Каменномысское-море, расположенного в акватории Обской губы.

Власти региона планируют также развивать Архангельский транспортный узел. В частности, «Транспортной стратегией РФ на период до 2030 г.» предусмотрено строительство глубоководного порта в Архангельске.

ФАКТЫ

120 млрд руб.

вложено в создание Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений на севере ЯНАО

Ямал

Ключевым регионом, откуда может начаться «наступление на шельф», сегодня является ЯНАО. Хотя, по прогнозам, в среднесрочной перспективе для недропользователей приоритетом останется работа на суше, формируемая инфраструктура может стать заделом для будущего освоения месторождений в прилегающих акваториях Карского моря.

«Газпром» создал на Ямале крупный центр газодобычи на базе Бованенковской группы месторождений. Для проекта построены две ветки газопровода «Бованенково – Ухта». Созданы автомобильные дороги, электростанции, вахтовый поселок, промышленные базы, железная дорога «Обская – Бованенково - Карская», аэропорт. В будущем к Ямальскому центру газодобычи подключат ряд других активов. В 2023 г. стартует добыча на Харасавэйском месторождении (2 трлн м³ запасов). «В рамках работы на Харасавэе мы начнем освоение приямальского шельфа», – пообещал в марте прошлого года глава «Газпрома» Алексей Миллер, не уточняя, впрочем, сроков этой работы (цитата по сообщению компании). Но анонсировано, что для разработки морской части месторождения с берега пробурят скважины с горизонтальным окончанием.

У «Газпрома» на приямальском шельфе есть и другие открытые месторождения, но аналитики в ближайшее десятилетие не ждут начала добычи на них. Пока «Газпром» продолжает разведку. В 2018 г. были открыты новые месторождения: им. Динкова (390,7 млрд м³ извлекаемых запасов) и Нярмейское (120,8 млрд м³). А к востоку от Ямала ведется подготовка к запуску нескольких месторождений в Обской и Тазовской губах - заливах Карского моря, формально не относящиеся к континентальному шельфу. Первое из них (Каменномысское-море) может начать давать газ в 2026 г.

«Газпром нефть» формирует в ЯНАО собственный ямальский



добычной кластер, центром которого является Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение. Для вывоза нефти с последнего построен морской нефтяной терминал «Ворота Арктики» на Обской губе. Инфраструктура проекта может быть использована для освоения Южно-Обского участка, расположенного в Обской губе, рассказывал в прошлом октябре Андрей Патрушев, на тот момент замгендиректора по развитию шельфовых проектов компании.

На Ямале и соседнем Гыданском полуострове возникнет крупный кластер по производству СПГ «НОВАТЭКа». Компания уже запустила завод «Ямал СПГ» и готовится построить еще как минимум три («Арктик СПГ-2» должен заработать на Гыданском полуострове в 2022—2023 гг.). Заявленные проекты дадут 85—90 млн тонн СПГ в год, оценивал министр энергетики РФ Александр Новак в декабрьском интервью РБК.

При участии государства создается масштабная транспортная инфраструктура. Для «Ямала СПГ» «с нуля» построен морской порт Сабетта – сегодня он один из важнейших в российской Арктике. Для «Арктик СПГ-2» запланировано возведение морского терминала «Утренний» и расширение подходного канала в Обской губе. Проблем тоже немало: в частности, это неопределенность вокруг проекта железной дороги «Бованенково – Сабетта» («Северный широтный ход-2»).

Приобретать шельфовые участки «НОВАТЭК» как частная компания не может (во всяком случае, пока). Но компания работает в

акваториях Обской и Тазовской губ. На Северо-Обском участке в Обской губе уже открыто одноименное месторождение. Планируется, что оно станет ресурсной базой для проекта «Арктик СПГ-3».

Шаг в Восточную Арктику

Участки Восточной Арктики являются наименее изученными на российском шельфе. Первая скважина на морском участке была пробурена только в 2017 г. – и та с берега. Впрочем, благодаря ей «Роснефть» открыла в Хатангском заливе новое месторождение – Центрально-Ольгинское (запасы 81 млн тонн).

К востоку от устья Енисея работать еще сложнее, чем в Карском и Баренцевом морях. Здесь нет крупных портов, побережье почти безлюдно. Толчок развитию может дать в первую очередь Северный морской путь, а также функционирование вышеупомянутых опорных зон.

Если говорить о бизнесинициативах, то создавать новую инфраструктуру в регионе собираются «Роснефть» и «Нефтегазхолдинг» (и просят поддержку государства). Проект двух компаний «Восток Ойл» предполагает развитие группы сухопутных месторождений, включая месторождения Ванкорского кластера «Роснефти» и Пайяхской группы «Нефтегазхолдинга». Сырье планируется поставлять потребителям по Севморпути, для чего построят морской нефтеналивной терминал в бухте Север на Таймыре в 40 км от поселка Диксон. Объем перевалки будущего терминала -26,1 млн тонн нефти в год с возможностью расширения до 50 млн тонн. От Пайяхского месторождения до порта должен быть протянут 400-километровый нефтепровод. Проект терминала в прошлом году был внесен в схему территориального планирования РФ в области федерального транспорта. Известно, что к «Восток ойл» подключатся иностранные инвесторы, в частности компании из Индии.









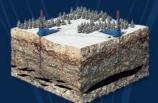
Neftegaz.RU совместно с «Газпром нефтью» представляют спецпроект

Запасы будущего:

AUMMOBEKAE FODM30HT51



Мнение экспертов



• Инфографика



Цифры и факты



Лента времени

Цифровая модель ачимовской то боже он 104 гор 1 житоно било ини о невологи го в реголите Зация Обра; Отког Анте 1 Заки об Дитер облите на 37 гор закими; 1 структий менто на 37 гор закими; 3 структий мент

Справочная информация



- Карты

В четырех главах проекта рассказана история формирования ачимовской толщи, графически показана геология этого процесса, собраны и систематизированы данные по запасам, обозначены главные вызовы и приведены основные инструменты для разработки ачимовских отложений

На смену традиционным залежам приходят все более сложные. Одним из наиболее перспективных видов ТрИЗ является ачимовская толща. В связи со сложностью разработки освоение ачимовки не велось. Однако сегодня именно с ней связаны ближайшие перспективы развития российской нефтегазовой отрасли.

- Ачимовские отложения в России охватывают 920 тыс. км² и расположены на глубинах от 2500 до 4000 м.
- Ресурсный потенциал ачимовской толщи Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна оценивается в 66 млрд тонн нефтяного эквивалента.
- Геологические запасы в 10,4 млрд тонн нефти, 4,4 млрд м³ газа и 1,4 млрд тонн газового конденсата.
- По проницаемости ачимовка примерно в 100 раз сложнее поддается освоению, чем традиционные породы.

 Уровень вовлечения имеющегося потенциала в разработку не превышает 1% от начальных запасов.

Сложности работы с ачимовскими отложениями не могут быть эффективно решены с помощью существующих на рынке технологий и действующего налогового режима в РФ.

- «Газпром нефтью» создана первая в отрасли цифровая модель ачимовской толщи.
- В 2016 году «Газпром нефть» выделила все связанные с ачимовкой направления работы в отдельный проектный офис «Большая Ачимовка».

Все это делает освоение ачимовки задачей национального масштаба.



Видео



www.yanao.neftegaz.ru

БУРОВОЙ СЕЗОН УСПЕШНО ЗАВЕРШЕН

ГЛАВНОЕ СОБЫТИЕ ОСЕНИ 2019 ГОДА ДЛЯ ВСЕГО КОЛЛЕКТИВА КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ ФЛОТ» – УСПЕШНОЕ ЗАВЕРШЕНИЕ БУРОВОГО СЕЗОНА. В 2019 ГОДУ В РАБОТЕ НА ШЕЛЬФЕ БЫЛИ ЗАДЕЙСТВОВАНЫ ВСЕ ЧЕТЫРЕ МОРСКИЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ, ОБЕСПЕЧЕНО БУРЕНИЕ ШЕСТИ СКВАЖИН, ВСЕ ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДОСТИГНУТЫ

THE MAIN EVENT OF THE FALL 2019 FOR THE ENTIRE
"GAZPROM FLOT" LLC TEAM IS THE SUCCESSFUL COMPLETION
OF DRILLING SEASON. THIS YEAR, ALL FOUR OFFSHORE
DRILLING RIGS WERE OPERATED ON THE SHELF,
SIX WELLS WERE DRILLED, AND ALL TARGETED
RATES WERE ACHIEVED

Ключевые слова: бурение на шельфе, буровые установки, геологоразведка, обустройство месторождений, шельф Сахалина.

Наталья Калинина, 000 «Газпром флот»



Стратегия работы ПАО «Газпром» на российском шельфе предусматривает продолжение геологоразведочных работ, бурение эксплуатационных скважин, обеспечение процесса обустройства морских нефтегазовых месторождений.

В этих производственных процессах огромная роль отведена компании «Газпром флот». В сезоне 2019 года морские буровые установки были задействованы в геологоразведочных работах в российской Арктике, и в бурении эксплуатационных скважин на Дальнем Востоке страны, в тихоокеанском регионе.

В период с 19 по 30 июля 2019 года по Северному морскому пути осуществлена буксировка самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Арктическая»

из порта Мурманск на точку строительства поисково-оценочной скважины № 1 Скуратовской площади в акватории Карского моря – стратегическом регионе для пополнения ресурсной базы

ПОЛЯРНАЯ ЗВЕЗДА

Величина ресурсов и запасов углеводородов

сосредоточено в акватории Карского моря*

на лицензионных участках «Газпрома» на шельфе

арктических и Охотского морей, включая Тазовскую

в 28,8 млрд т условного топлива, из них 27,8 млрд т

и Обскую губы, по состоянию на 2019 год оценивалось

условного топлива свободного газа, около 70% которых

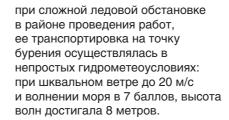
Район арктического шельфа отличает суровость климатических условий, сложность ледовой

ПАО «Газпром».

обстановки и короткий летний межледовый период для проведения геологоразведочных работ. В 2019 году буксировка СПБУ «Арктическая» происходила

Полупогружная плавучая буровая установка «Полярная звезда»

и транспортно-буксирное судно «Нептун»



СПБУ «Амазон» после зимовки в портопункте Ямбург, была перебазирована в Обскую губу для проведения геологоразведочных работ на Геофизическом нефтегазоконденсатном месторождении.

На другом перспективном участке российского шельфа – в акватории острова Сахалин – были задействованы полупогружные плавучие буровые установки шестого поколения (ППБУ) «Полярная звезда» и «Северное сияние»: они выполняли работы по бурению эксплуатационных скважин на Южно-Киринском месторождении по договору с ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

Буксировку морских буровых установок «Полярная звезда» и «Северное сияние» в Охотском море к месту зимнего базирования в порт Холмск (о. Сахалин) осуществляли ТБС «Сатурн» и «Нептун» в составе транспортнобуксирного каравана судов.



Самоподъемная плавучая буровая установка «Арктическая» в этом году строила поисковооценочную скважину в Карском море

Бурение скважин проведено с использованием высокотехнологичного оборудования со строгим соблюдением экологических норм. Общая проходка за буровой сезон 2019 года составила 16 617 метров

ППБУ «Северное сияние» по пути следования пришлось укрываться от шторма с высотой волн до 4 метров в заливе Мордвинова и ждать улучшения погодных условий.

В навигационный сезон 2019 года в строительстве скважин Южно-Киринского месторождения на шельфе острова Сахалин принимали участие 10 судов специального назначения, в том числе два аварийно-спасательных судна.

Итоги сезона

В сентябре специалисты СПБУ «Амазон» успешно выполнили все запланированные работы

по бурению разведочной скважины P-65 на территории Геофизического нефтегазоконденсатного месторождения. Пробуренная разведочная скважина была сдана заказчику в запланированные сроки.

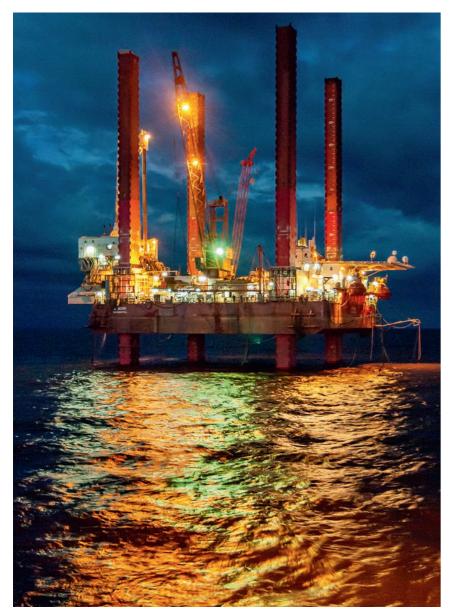
В 2019 году «Газпром флот» начал строительство поисковооценочной скважины № 1 на перспективном Скуратовском лицензионном участке в Карском море по договору с ООО «Газпром геологоразведка». Коллектив СПБУ «Арктическая» в межледовый летний период завершил строительство скважины, полностью выполнив поставленные геологические задачи. Значительный объем работ в 2019 году был выполнен специалистами полупогружных плавучих буровых установок «Северное сияние» и «Полярная звезда» на Южно-Киринском месторождении.

ППБУ «Северное сияние» в августе 2019 года завершила строительство эксплуатационной наклоннонаправленной скважины № СК 6 до кровли продуктивного горизонта, в октябре ППБУ пробурила скважину № СК 7.

Специалисты плавучей полупогружной буровой установки «Полярная звезда» за летнеосенний период построили две скважины – № СК 14 и № СК 15.

Строительство четырех эксплуатационных скважин в акватории Охотского моря и поисково-оценочной скважины в акватории Карского моря осуществлено с опережением графика. Бурение скважин проведено с использованием

Источник: корпоративный журнал Газпром – 2019. – № 10 // статья «№ 1 за Полярным коvгом» – С. 18.



Самоподъемная буровая установка «Амазон» на точке бурения в Обской губе

и на Дальнем Востоке будет продолжена.

В летне-осенний период бурового сезона 2020 года СПБУ «Амазон» продолжит разведочное бурение в Карском море. На Скуратовском лицензионном участке «Газпрома» — силами плавучей буровой установки «Арктическая» для подтверждения геологических исследований по наличию запасов углеводородов в пластах, запланировано строительство одной поисково-оценочной скважины.

На шельфе острова Сахалин в рамках Восточной газовой программы будет продолжена реализация проектов освоения Киринского ГКМ и Южно-Киринского месторождений углеводородов. Всего на Южно-Киринском месторождении для выхода на проектный уровень добычи газа в 21 млрд куб. м необходимо построить 37 эксплуатационных скважин.

В 2020 году в рамках реализации этого проекта с использованием ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние» запланировано строительство шести наклоннонаправленных эксплуатационных скважин до продуктивного горизонта, а уже с 2022 года «Газпром флот» планирует нарастить объемы строительства скважин и арендовать третью полупогружную плавучую буровую установку.

высокотехнологичного оборудования со строгим соблюдением экологических норм. Общая проходка за буровой сезон 2019 года составила 16 617 метров.

Генеральный директор ООО «Газпром флот» Юрий Шамалов, подводя итоги бурового сезона 2019 года отметил, что компания «Газпром флот» в полном объеме выполнила все поставленные задачи в рамках производственной программы. Он подчеркнул также, что оптимизация технологических процессов позволила завершить строительство скважин на Южно-Киринском месторождении с опережением графика и принять решение о строительстве трех скважин каждой из ППБУ в буровом сезоне 2020 года.

В летне-осенний период бурового сезона 2020 г. СПБУ «Амазон» продолжит разведочное бурение в Карском море, а СПБУ «Арктическая» — на Скуратовском лицензионном участке «Газпрома», на шельфе о. Сахалин будет продолжена реализация проектов освоения Киринского и Южно-Киринского месторождений

Перспективы развития

Окончание бурового сезона – это возможность проанализировать итоги проведенных работ, оценить планы на следующий год и на перспективу. Реализация шельфовых проектов ПАО «Газпром» в Арктике

Это означает, что компания «Газпром флот» на шельфе острова Сахалин как минимум еще на 10 лет будет обеспечена объемами работ.

KEYWORDS: offshore drilling, drilling rigs, exploration, field development, Sakhalin shelf:

Что такое Маркет от Neftegaz.RU?



В2В-маркетплейс нефтегазовой и смежных отраслей промышленности России.

Современная торговая площадка — многоцелевой инструмент повышения эффективности взаимодействия участников рынка. Сервис значительно сокращает время поиска и отбора наиболее выгодных предложений на рынке.

Сколько компаний уже выбрали Маркет?

На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

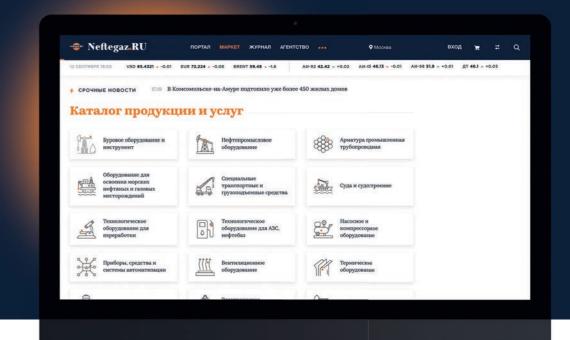
Какие возможности дает Маркет?

Во-первых — размещение товарных каталогов или услуг с описанием, фото, стоимостью и вашими контактами.

Во-вторых — присутствие вашей компании в информационном медиаполе. В пакетах Optimum и Extra доступны публикации новостей и статей.

Отсканируйте QR-код и попробуйте возможности Маркета в течение месяца бесплатно!





ГРР В АРКТИКЕ:

ресурсный потенциал и перспективные направления

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНО СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РФ. РАССМОТРЕНО СОСТОЯНИЕ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЯ АРКТИЧЕСКИХ АКВАТОРИЙ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ИТОГИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. ПРЕДСТАВЛЕНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ ЦЕНТРОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. НАМЕЧЕНЫ ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ТЕРРИТОРИИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РФ

THE ARTICLE PRESENTS INFORMATION ON THE STATE OF RESOURCE BASE OF THE ARCTIC SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION. THE STATE OF LICENSING OF THE ARCTIC WATER AREAS IS CONSIDERED. THE RESULTS OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORKS ARE ANALYZED. THE FEATURES OF PROMISING MINERAL RESOURCE CENTERS OF HYDROCARBON RAW MATERIALS ARE PRESENTED. PRIORITY AREAS FOR GEOLOGICAL EXPLORATION OF THE TERRITORY OF THE ARCTIC SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION ARE SPECIFIED

Ключевые слова: арктический шельф РФ; ресурсная база; минерально-сырьевые центры; состояние лицензирования; итоги ГРР; недропользователи арктических акваторий; приоритетные направления проведения ГРР.

Мельников Павел Николаевич. генеральный директор, к.г.-м.н.

Скворцов Михаил Борисович.

заведующий отделением «Поиски месторождений нефти и газа», к.г.-м.н.

Кравченко Мария Николаевна,

заведующая отделом «Ресурсов и запасов нефти и газа», к.г.-м.н.

Агаджанянц Иван Григорьевич, заведующий сектором «Методик региональных

работ»

Грушевская Олеся Владимировна, ведущий геолог

Уварова Ирина Вячеславовна, геолог II категории

ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»

Арктический шельф РФ по открытым запасам, перспективным и прогнозируемым ресурсам является уникальным резервом углеводородов (УВ) (87% начальных суммарных ресурсов (НСР) УВ всего континентального шельфа РФ) (рис. 1). Наибольшим ресурсным потенциалом обладают Карское и Баренцево моря (55% и 34% НСР УВ арктических акваторий соответственно).

По состоянию на 01.01.2012 г. начальные суммарные ресурсы арктических акваторий оцениваются в 113,9 млрд т условных углеводородов (УУВ), из них 95,1 млрд т УУВ (83,5%) НСР приходится на свободный газ, 13 млрд т УУВ (11,4%) – нефть, 4,5 млрд т УУВ (4%) - конденсат и 1,3 млрд т УУВ (1,1%) – растворенный газ (рис. 1)

Суммарный объем запасов (кат. $AB_1C_1 + B_2C_2$) УВ, учтенных по арктическим акваториям, оценен в 9,7 млрд т УУВ, из которых 71,2% числится в распределенном фонде недр. К разведанной части (запасы кат. $ABC_1 + B_2C_2 +$ накопленная добыча) относится всего 5,7% НСР УВ арктических акваторий континентального шельфа РФ.

Арктические акватории характеризуется крайне слабой разведанностью углеводородного потенциала [4]. Так разведанность НСР свободного газа составляет всего 8,6%, нефти - 1,0% и конденсата - 2,2%.

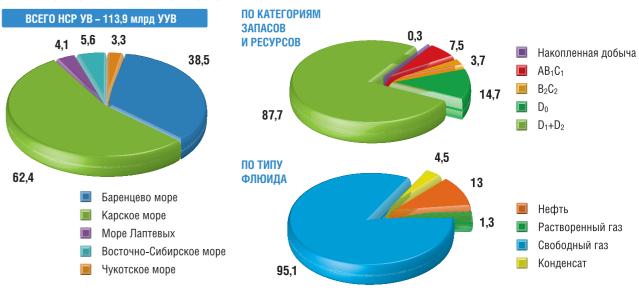
Ресурсная база арктического шельфа РФ

УДК 553.98

За все время проведения геологоразведочных работ на арктическом шельфе РФ открыто 5 нефтяных месторождений (4 в Печорском море и 1 в море Лаптевых), 2 нефтегазоконденсатных (1 Печорском и 1 в губах и заливах Карского моря) и 1 нефтегазовое (в Карском море), 5 газовых (3 в Баренцевом море, 2 в губах и заливах Карского моря) и газоконденсатных открыто (1 в Печорском море, 2 в Баренцевом море, 2 в Карском море, 3 в губах и заливах Карского моря) [2, 6] с текущими извлекаемыми запасами нефти $AB_1C_1 - 120,8$ млн т и 509,7 млн т по B_2C_2 , газа 3692,3 млрд м³ по AB₁C₁ и 2972,1 млрд м³ по B₂C₂, конденсата АВ₁С₁ – 80,0 млн т и по $B_2C_2 - 58,7$ млн т.

На арктическом шельфе среди месторождений с нефтяной составляющей (без учета транзитных месторождений) к категории крупных (30-300 млн т) относятся 4 (3 в Баренцевом море, 1 в Карском и 1 в море Лаптевых), к категории средних (5-30 млн т) - 2 (в Баренцевом)море), к категории очень мелких (<1 млн т) – 1 (в Карском море). Среди месторождений с газовой составляющей (без учета транзитных месторождений) к категории уникальных (>300 млн т) месторождений относится 7





(2 в Баренцевом море и 5 в Карском море), к категории крупных (30-300 млн т) – 8 (3 в Баренцевом море и 5 в Карском море), к категории средних (5-30 млн т) - 2 (вБаренцевом море), к категории мелких (1-5 млн т) - 1 (в Карском море).

На Государственном балансе по состоянию на 01.01.2019 г. числятся подготовленные ресурсы категории О₀ в количестве 2344,5 млн т по нефти и 11546,9 млрд м³ по газу. Приведенные цифры по ресурсам не отражают в полной мере реальную картину, так как в последнее время компании-недропользователи не ставят на баланс подготовленные ресурсы.

Баренцево и Печорское моря

Нефть. По состоянию на 01.01.2019 г. структуру НСР нефти Баренцева моря образуют *разбуренные* извлекаемые запасы на разрабатываемых месторождениях кат. B₁ - 52,1 млн т, на разведываемых кат. C₁ – 67,3 млн т, **неразбуренные** извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях кат. В2 - 34,7 млн т, на разведываемых кат. C₂ – 284,2 млн т, **подготовленные** извлекаемые ресурсы кат. D₀ -842, 4 млн т, **перспективные** и *прогнозируемые* ресурсы кат D₁+D₂ – 2973,3 млн т, **накопленная добыча** – 9,128 млн т.

На шельфе Баренцева моря учтены 5 месторождений (4 нефтяных, 1 нефтегазоконденсатное).



РИС. 3. Распределение НСР нефти Арктической зоны РФ по состоянию на 01.01.2018 г.,



[1] Neftegaz.RU ~ 23 22 ~ Neftegaz.RU [1]



Извлекаемые запасы нефти кат. B_1+C_1 на шельфе Баренцева моря в 2018 году уменьшились на 3,188 млн т, или 2,6%. Изменения произошли за счет добычи и переоценки (0,001 млн т при корректировке накопленной добычи на Приразломном месторождении). Запасы кат. B_2 и C_2 остались без изменений. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти на 01.01.2019 г. составляет 12,99%, степень выработанности разбуренных запасов – 7,1%.

Ресурсы нефти (кат. D_0) учтены по 13 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, и невскрытым пластам трех месторождений. Подготовленные ресурсы нефти увеличились за 2018 г. на 5,088 млн т (извл.).

Свободный газ. По состоянию на 01.01.2019 г. структуру НСР нефти Баренцева моря образуют разбуренные извлекаемые запасы на разведываемых месторождениях кат. $C_1 - 4191,8$ млрд M^3 , неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разведываемых кат. $C_2 - 590,9$ млрд M^3 , подготовленные извлекаемые ресурсы кат. $D_0 - 1177,3$ млрд M^3 , перспективные и прогнозируемые ресурсы кат. $D_1 + D_2 - 27147,2$ млрд M^3 .

На шельфе Баренцева учтены 11 месторождений (3 газовых, 3 газоконденсатных, 1 нефтегазоконденсатное и 4 нефтяных). Извлекаемые запасы растворенного газа кат. А+В₁+С₁ на шельфе Баренцева моря в 2018 году уменьшились на 0,185 млрд м³, или 4,55%. Изменения произошли за счет добычи (0,059 млрд м³) и потерь (0,127 млрд м³) на Приразломном месторождении. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов свободного газа на 01.01.2019 на шельфе Баренцева моря составляет 13,95%. Ресурсы (кат. D₀) учтены по 7 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, и невскрытым пластам 2 месторождений. Изменений в состоянии ресурсов свободного газа в 2018 году не произошло.

Конденсат. По состоянию на 01.01.2019 г. структуру НСР нефти Баренцева моря образуют разбуренные извлекаемые запасы на разведываемых кат. $C_1 - 57,4$ млн т, неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разведываемых кат. $C_2 -$

5,0 млн т, **подготовленные** извлекаемые **ресурсы** кат. D₀ – 0,4 млн т, **перспективные и прогнозируемые ресурсы** кат. D₁+D2 – 697,9 млн т. Ресурсы (кат. D₀) на 01.01.2019 г. учтены по 1 Восточно-Гуляевской площади. Изменений в запасах и ресурсах конденсата на шельфе Баренцева моря в 2018 году не произошло.

Карское море (совместно с губами и заливами)

Нефть. По состоянию на 01.01.2019 г. структуру НСР нефти Карского моря образуют *разбуренные* извлекаемые запасы на разрабатываемых месторождениях кат. $B_1 - 0.1$ млн т, на разведываемых кат. C₁ − 1,0 млн т, **неразбуренные** извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях кат. B₂ - 0,008 млн т, на разведываемых кат. С2 – 137,6 млн т, **подготовленные** извлекаемые **ресурсы** кат. D₀ -1502,1 млн т, перспективные и прогнозируемые ресурсы кат. $D_1 + D_2 - 2803,7$ млн т, **накопленная добыча** – 0,026 млн т.

На шельфе Карского моря на 01.01.2019 г. Государственным балансом учтены 2 месторождения: нефтегазовое Победа, нефтегазоконденсатное Юрхаровское и часть запасов (морское продолжение) месторождений - Салекаптского, Северо-Парусового, Южно-Парусового и Салмановского (Утреннего). Ресурсы нефти (кат. D₀) учтены по 4 площадям, подготовленным к поисковоразведочному бурению, и невскрытым пластам 3 месторождений: Ленинградского, Русановского и Северо-Каменномысского. Степень разведанности НСР на 01.01.2019 г. составляет 0,03%, степень выработанности разбуренных запасов - 2,23%. Изменений в запасах и ресурсах нефти на шельфе Карского моря в 2018 году не произошло.

Свободный газ. По состоянию на 01.01.2019 г. структуру НСР нефти Карского моря образуют разбуренные извлекаемые запасы на разрабатываемых месторождениях кат. А+В₁ – 532,0 млрд м³, на разведываемых кат. С₁ – 3156,4 млрд м³, неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях

кат. $B_2 - 40,5$ млрд м³, на разведываемых кат. $C_2 - 2909,9$ млрд м³, *подготовленные* извлекаемые *ресурсы* кат. $D_0 - 10$ 369,7 млрд м³, *перспективные и прогнозируемые ресурсы* кат $D_1 + D_2 - 37173,0$ млрд м³, *накопленная добыча* — 338,0 млрд м³.

По шельфу Карского моря

Государственным балансом запасов на 01.01.2019 г. учтены 11 месторождений (4 газовых, 1 нефтегазовое. 5 газоконденсатных. 1 нефтегазоконденсатное). Изменения в запасах кат. $A + B_1 + C_1$ произошли за счет добычи, потерь при добыче и в результате геологоразведочных работ (прирост кат. С₁ – 686,7 млрд м³, в том числе 667,410 млрд м³ ПАО «Газпром» на Ленинградском месторождении и 19,3 млрд м³ ООО «Арктик СПГ-3» на новом – Северо-Обском). Ресурсы свободного газа (кат. D₀) учтены по 13 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, и невскрытым пластам 5 месторождений. Ресурсы кат. D₀ уменьшились на 469,0 млрд м³.

Конденсат. По состоянию на 01.01.2019 г. структуру НСР нефти Карского моря образуют *разбуренные* извлекаемые запасы на разрабатываемых месторождениях кат. $A + B_1 - 9,1$ млн т, на разведываемых кат. C₁ – 13,4 млн т, *неразбуренные* извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях кат. $B_2 - 1,9$ млн т, на разведываемых кат. С2 – 51,8 млн т, **подготовленные** извлекаемые **ресурсы** кат. D₀ – 336,4 млн т, перспективные и прогнозируемые **ресурсы** кат. D₁+D₂ – 2606,8 млн т, **накопленная добыча** – 19,0 млн т.

Государственным балансом запасов на 01.01.2019 г. на шельфе Карского моря учтены 6 месторождений (5 газоконденсатных, 1 нефтегазоконденсатное). Изменения в запасах кат. $A + B_1 + C_1$ произошли за счет добычи и в результате геологоразведочных работ (прирост кат. $C_1 - 2,257$ млн т, в том числе 1,166 млн т на Ленинградском и 1,037 млн т на Северо-Обском месторождениях). Запасы кат. А+В₁ на разрабатываемых месторождениях уменьшились на 0,889 млн т, запасы кат. С1 на разведываемых – увеличились на 2,187 млн т. На разрабатываемых месторождениях запасы кат. В2

остались без изменений; на разведываемых месторождениях прирост кат. $C_2-25,491$ млн т. Ресурсы (кат. D_0) на 01.01.2019 г. учтены по 13 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, и невскрытым пластам 4 месторождений. За 2018 г. уменьшились на 18,676 млн т.

Море Лаптевых

По состоянию на 01.01.2019 г. структуру НСР нефти моря Лаптевых образуют *разбуренные* извлекаемые запасы на разведываемых кат. $C_1 - 0.3$ млн т, *неразбуренные* извлекаемые запасы (оцененные) на разведываемых кат. С2 – 53,2 млн т, перспективные и прогнозируемые **ресурсы** кат. $D_1 + D_2 - 1531,6$ млн т. На шельфе моря Лаптевых на 01.01.2019 г. Государственным балансом учтено 1 разведываемое нефтяное месторождение (Центрально-Ольгинское), часть запасов расположена на суше (Красноярский край). Ресурсы нефти (кат. D₀) не числятся. Степень разведанности НСР на 01.01.2019 г. составляет 0.02%.

Восточно-Сибирское и Чукотское моря

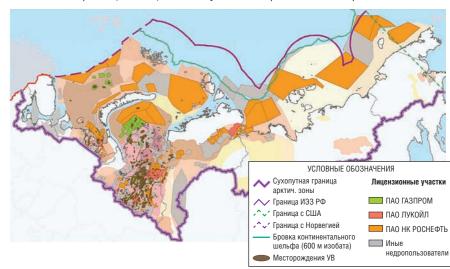
По состоянию на 01.01.2019 г. начальные суммарные ресурсы на акватории Восточно-Сибирского моря оценены по кат. D_2 в 5583,0 млн т УУВ, из них 30,8% — нефть, 3,1% растворенный газ, 59,9% — свободный газ и 6,2% — конденсат.

На акватории Чукотского моря НСР по состоянию на 01.01.2019 г. оцениваются по кат. D_2 в 3335,0 млн т УУВ, которые полностью числятся в нераспределенном фонде недр. На долю нефти приходится 30,1%, на растворенный газ - 3,1%, на свободный газ - 60,6% и конденсат - 6,2%.

Перспективы освоения арктического шельфа

В настоящее время на арктическом шельфе геологоразведочные работы на нефть и газ компаниинедропользователи (ПАО «НК "Роснефть"», ПАО «Газпром», ПАО «Газпромнефть», ПАО «НК "ЛУКОЙЛ"», ПАО «НОВАТЭК» и др.) [5] ведут на 79 лицензионных участках, включая 17 транзитных лицензий. Из этих лицензий выдано: на геологическое

РИС. 4. Схема размещения лицензионных участков на арктическом шельфе РФ



изучение, включающее поиски и оценку месторождений полезных ископаемых (НП), — 4; на геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых (совмещенные, НР) — 52; на разведку и добычу полезных ископаемых (НЭ) — 23 (рис. 4). В нераспределенном фонде полностью находятся два газовых месторождения — Мурманское и Северо-Кильдинское и морские части Южно-Парусового и Каменномысского месторождений.

Баренцево море

В настоящее время разрабатывается единственное месторождение -Приразломное (пользователь недр ООО «Газпром нефть шельф»); добытая нефть танкерами транспортируется на запад на рынки сбыта. Годовая добыча составляет 2,6 млн т, накопленная -5,9 млн т. В ближайшее время ввод в промышленную разработку месторождений с наибольшими запасами – Долгинского («Газпром нефть Сахалин») и Медынское-море («Арктикшельфнефтегаз») - не планируется. Запасы Долгинского месторождения должны быть подтверждены дополнительными объемами геологоразведочных работ, а разработка месторождения Медынское-море в настоящее время нерентабельна.

Разработка наиболее крупных по запасам газа месторождений Ледового, Лудловского (пользователь недр ПАО «Газпром») и Мурманского (нераспределенный фонд недр) возможна после подтверждения запасов по этим месторождениям значительными объемами геологоразведочных

работ, в связи с чем решение вопросов транспортировки добытого из этих месторождений газа откладывается как минимум до 2035—2040 гг.

Карское море

Добыча нефти в незначительных объемах ведется на Юрхаровском нефтегазоконденсатном месторождении (Новатек). Годовая добыча составляет 0,005 млн т, накопленная – 0,026 млн т.

Разработка месторождения Победа (пользователь недр ПАО «НК "Роснефть"») возможна после подтверждения запасов значительными объемами геологоразведочных работ.

Добыча свободного газа ведется на Южно-Тамбейском и Юрхаровском – Новатэк. Добыча газа за год составляет 29,1 млрд м³, конденсата 1 млн т, накопленная – 310,8 млрд м³ и 18 млн т соответственно. Основной вклад в добычу вносит Юрхаровское месторождение.

Разработка наиболее крупных по запасам газа Ленинградского, Русановского (пользователь недр ПАО «Газпром») месторождений возможна после подтверждения запасов значительными объемами геологоразведочных работ, в связи с чем решение вопросов транспортировки добытого из этих месторождений газа откладывается как минимум до 2035—2040 гг.

Море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря

В 2017 году ПАО «НК "Роснефть"» открыло крупное Центрально-Ольгинское нефтяное

РИС. 5. Состояние и использование минерально-сырьевой базы УВС по состоянию на 01.01.2018 г.



месторождение, расположенное в Хатангском заливе моря Лаптевых, с суммарными запасами нефти кат. $C_1 + C_2 - 80,4$ млн т.

В случае открытия крупных по запасам нефти месторождений в акваториях Восточно-Сибирского моря, моря Лаптевых, Чукотского и Берингово морей их разработка будет осуществляться после 2040 гг.

Основные показатели ГРР на территории арктических акваторий РФ

Геологоразведочные работы проводятся на арктическом шельфе РФ как за счет средств федерального бюджета, так и за счет средств недропользователей. Доля бюджетного финансирования в 2018 г. составила 2% от общих затрат (рис. 6).

За счет средств федерального бюджета в 2018 г. ГРР проводились в рамках 3 объектов (Восточно-Белоостровский в Карском море, Евразийский и Таймыро-Североземельский в море Лаптевых). Затраты на проведение региональной и рекогносцировочной сейсморазведки 2D составили 1,0 млрд руб. Всего за 2018 г. было отработано 10 000 пог. км сейсмопрофилей 2D. В 2018 г. завершены работы с целью геологического изучения и оценки перспектив нефтегазоносности на Белоостровской площади Карского моря. Главным итогом работ по объекту является создание согласованной модели глубинного геологического строения участка недр акватории Карского моря в зоне сочленения Белоостровского прогиба и Преображенского мегавала с сопряженными структурами, значительное

уточнение структурных планов доюрских и юрско-меловых комплексов и оценка ресурсного потенциала УВ по категории Dл [7].

Также завершились работы по обработке и комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, полученных при проведении полевых ГРР на нефть и газ за счет средств федерального бюджета в 2014—2016 гг. на акваториях Байдарацкой губы, Енисейского залива, на шельфе хребта Ломоносова и котловины Подводников СЛО (рис. 7).

В результате работ в пределах

Байдарацкой губы Карского моря уточнены структурные планы мезозойских и палеозойских отложений в пределах зоны сочленения структур Полярного Урала, Пай-Хоя и Западно-Сибирской плиты, создана сейсмогеологическая региональная модель, уточнены границы и строение основных структурных элементов, уточнены границы Полярного Урала, Пай-Хоя и Западно-Сибирской плиты под водами Байдарацкой губы, дана количественная оценка ресурсов УВ-сырья по категории Dл. Суммарные прогнозные ресурсы УВ категории Dл по всем трем поднятиям составили 301,571 (извл.) млн т УТ, из них 291,863 млрд м³ газа и 9,708 (извл.) млн т конденсата.

В результате работ в пределах Енисейского залива уточнены структурные планы рифейско палеозойских и мезозойских отложений, обозначены границы сочленения Сибирской платформы, Западно-Сибирской плиты и Южно- Таймырской складчатой системы. На перикратонном опускании Сибирской платформы прослежены

РИС. 6. Затраты на ГРР на арктическом шельфе РФ по источникам финансирования (млрд руб.) за 2012-2019 г.

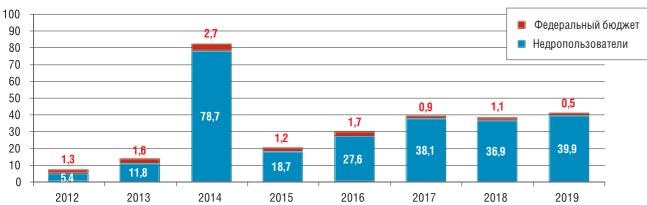
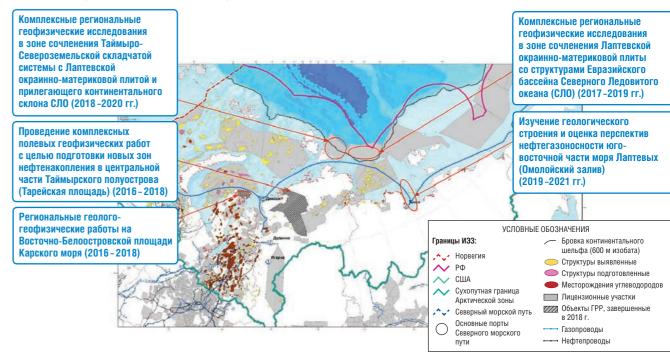


РИС. 7. Схема размещения объектов ГРР на арктическом шельфе РФ, 2016-2019 гг.



западные продолжения таких структур, как Нижнепуринский вал, Чайкинско-Пуринский прогиб с заходом их в Енисейский залив. Выделен и прослежен с суши в залив Лескинско-Сырадасайский прогиб. Прослежен на сушу Лескинский вал. Выделен в Енисейском заливе и продолжен на Гыданский полуостров Южно-Лескинский вал. Выявлено, что наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении на Сибирской платформе рифейсконижнекембрийский и палеозойский комплексы доступны для поискового бурения.

В результате работ выделены локальные перспективные объекты в рифейско-нижнекембрийских отложениях, в среднекембрийско-среднедевонских и в мезозойских отложениях. Суммарные прогнозные локализованные ресурсы УВ категории Dл составили 123,379 (извл.) млн т нефти и 247,137 млрд м³ газа.

В результате обработки полевых сейсмических данных МОВ ОТТ 2Д с применением современных специальных процедур обработки, обеспечивающих непрерывное прослеживание акустического фундамента и основных региональных несогласий в осадочном чехле с континентального шельфа на хребет Ломоносова и в котловину Подводников, в зоне континентального склона

подтвержден мощный склоновый бассейн дельтового типа, возможно, аналогичный бассейну дельты р. Маккензи. Мощность осадочного чехла здесь превышает 8 км и он простирается на восток — северо-восток. Южный борт котловины Подводников требует дополнительного изучения. Выполнена весьма предварительная количественная оценка УВ потенциала котловины Подводников на основе величины средней плотности ресурсов на единицу площади.

В 2019 г. продолжаются комплексные сейсморазведочные работы в зоне сочленения Таймыро-Североземельской складчатой системы с Лаптевской окраинно-материковой плитой и прилегающего континентального склона СЛО, в зоне сочленения Лаптевской окраинно-материковой плиты со структурами Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана (СЛО), а также запланировано начало работ по изучению геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности юго-восточной части моря Лаптевых (Омолойский залив).

Сейсморазведочные работы, выполненные за счет средств федерального бюджета на арктических акваториях, позволили создать значительный фонд выявленных структур. Однако из-за малой плотности отработанных

профилей многие из выявленных нефтегазоперспективных объектов оконтурены условно и требуют дальнейшего до изучения.

Некоторые показатели результативности морских нефтегазопоисковых работ на арктических акваториях представлены в таблице 1.

За счет средств

недропользователей объем финансирования ГРР на арктических акваториях в 2018 г. составляет 56% общих затрат недропользователей по всему континентальному шельфу РФ.

Основные затраты недропользователей (66%) на проведение ГРР на арктических акваториях были связаны с проведением глубокого бурения. Всего в течение года пробурены 3 поисковые скважины общим объемом 7,3 тыс. м, разведочное бурение не проводилось (рис. 9).

В Карском море на Нярмейском ЛУ ПАО «Газпром» закончена строительством поисково-оценочная скважина № 1 Нярмейская. Проходка составила 2150 м. В скважине проведено опробование пластов, выполнены замеры пластового давления, определено насыщение пластов, выполнены записи КВД, отбор проб газа и воды, из интервала продуктивных пластов отобрано 25 образцов керна. По состоянию на 01.01.2019 г. скважина ликвидирована (категория I-а).

ТАБЛИЦА 1. Основные результаты морских нефтегазопоисковых работ (по состоянию на 01.01.2019 г.)

Регион, море	Количество выявленных потенциальных ловушек УВ	Количество площадей, подготовленных к поисково- оценочному бурению	Количество месторождений		
			морские	транзитные	всего
Моря Западной Арктики					
Баренцево и Печорское	374	20	11	2	13
Карское	410	18	11	12	23
Весь регион	784	38	22	14	36
Моря Восточной Арктики					
Лаптевых	54	-	1	_	-
Восточно-Сибирское и Чукотское	56	-	-	-	-
Весь регион	110	_	1	-	_

По результатам бурения скважины начат оперативный подсчет запасов углеводородов Нярмейского месторождения. На Русановском ЛУ закончена строительством поисково-оценочная скважина № 6 Русановская. Проходка составила 2410 м. В скважине выполнен полный комплекс ГИС, включая опробование пластов, отобраны керн, пробы пластовых флюидов. В эксплуатационной колонне испытано 2 объекта в меловых отложениях, получены промышленные притоки УВ. По состоянию на 01.01.2019 г. скважина ликвидирована (категория І-а). По результатам строительства скважины № 6 Русановского лицензионного участка начат оперативный подсчет запасов УВ [7].

ООО «Арктик СПГ-3» в акватории Обской губы на Северо-Обском ЛУ пробурена поисково-оценочная скважина ПО-1 глубиной 2797 м с испытанием 2 продуктивных объектов. По результатам проведенных работ открыто Северо-Обское газоконденсатное месторождение. По результатам ОПЗ на государственный баланс поставлены запасы по категории $C_1 + C_2$ (геол./извл.) газа 321,8/ 273,6 млрд м³ и конденсата 25,6/16,1 млн т.

За счет средств недропользователей также проводилась сейсморазведка 2D и 3D. Объем отработанных сейсмопрофилей 2D составил около 5,1 тыс. пог. км, методом 3D - 4,1 тыс. км² (рис. 8). Основной

объем сейсморазведочных работ 2D и 3D выполнен на акваториях Восточно-Сибирского и Карского морей соответственно. В результате сейсморазведочных работ было подготовлено 2 структуры с ресурсами нефти 81,5 млн т и газа 29,1 млрд м³ (в Печорском и Карском морях).

В 2019 г. за счет средств недропользователей финансирование на проведение ГРР на арктических акваториях составит (по предварительным данным недропользователей) 39,9 млрд руб., в т.ч. глубокое бурение -24,5 млрд руб., сейсморазведка 3D – 2,4 млрд руб., сейсморазведка 2D – 0,8 млрд руб., НИОКР и прочие виды расходов – 12,2 млрд руб. Запланировано бурение 3 скважин. ПАО «Газпром» в Карском море планирует

■ Площадные работы 2D, тыс. пог. км

пробурить 2 скважины: поисковая скважина № 1 Скуратовского ЛУ (2500 м) и разведочная скважина Ленинградского ЛУ (2500 м). ООО «АРКТИК СПГ-1» планирует бурение разведочной скважины Р-65 глубиной 2750 м на Геофизическом ЛУ. В Карском море планируется открытие двух месторождений: газовое месторождение Нярмейское и газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова (Русановский ЛУ). Будет выполнен оперативный подсчет запасов углеводородов. Сейсморазведочные работы методом 3D запланированы только в Карском (5304 км²) море.

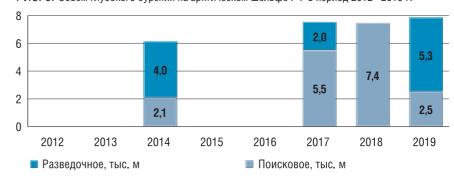
В 2019 году недропользователями на выполнение других видов геофизических и прочих работ и на тематические исследования на шельфе Баренцева моря планировалось затратить в целом 1293,6 млн руб.; на шельфе Печорского моря – 1935,0 млн руб.; на шельфе Карского моря 7087,7 млн руб., на шельфе моря Лаптевых – 1365,7 млн руб., на шельфе Восточно-Сибирского моря – 167,4 млн руб.; на шельфе Чукотского моря – 377,5 млн руб. Недропользователями выполняются экологический мониторинг и контроль за техническим состоянием ликвидированных скважин, разработка проектной документации, возмещение вреда водным биоресурсам и среде их обитания; оценка состояния популяций и определение охранных зон морских млекопитающих; обработка и интерпретация данных комплексных геофизических работ (сейсморазведки MOГТ-3D, гравимагнитометрических исследований).

■ Сейсморазведочные работы 3D, тыс. км²

РИС. 8. Объем сейсморазведочных работ на арктическом шельфе РФ за счет всех источников финансирования в период 2012-2019 г.



РИС. 9. Объем глубокого бурения на арктическом шельфе РФ в период 2012-2019 г.



Как ускорить освоение Арктики

Формирование и развитие новых крупных центров добычи углеводородных ресурсов предлагается осуществлять на основе сложившихся и перспективных минеральносырьевых центров углеводородного сырья (далее – МСЦ УВС), которые представляют собой совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений, и перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой.

МСЦ УВС являются основными драйверами экономического развития Арктической зоны Российской Федерации. С ними связаны наиболее крупные инвестиционные проекты территории, находящиеся на различных этапах реализации. Особенности освоения Арктического региона со слабо развитой инфраструктурой определяют необходимость концентрации усилий по наращиванию ресурсной базы в пределах МСЦ УВС с имеющимися инфраструктурными решениями.

На континентальном шельфе Баренцева моря действуют два МСЦ: Приразломный нефтяной морской МСЦ и Большой Штокман МСЦ.

Приразломный нефтяной морской МСЦ включает в себя разрабатываемое месторождение Приразломное. Недропользователь -ООО «Газпром нефть шельф». Текущие извлекаемые запасы нефти кат. AB₁ составляют 51,1 млн т., кат. В₂ – 21,3 млн т. 72% запасов минерально-сырьевой базы месторождения вовлечено в разработку с темпами отбора 3-5%, 28% составляют запасы неразрабатываемых пластов.

Долгосрочная обеспеченность добычи запасами кат. АВ₁С₁ составляет около 20 лет при текущем уровне добычи, дополнительно увеличить обеспеченность может доразведка перспективных ресурсов.

Большой Штокман МСЦ включает в себя подготовленное для промышленного освоения Штокмановское месторождение, а также месторождения распределенного фонда – Ледовое и Лудловское. Недропользователь -ПАО «Газпром». Представлен двумя перспективными участками: газовым (86% минеральносырьевой базы составляют запасы Штокмановского месторождения и 14% - месторождений Ледового и Лудловского) и конденсатным (минеральносырьевая база представлена запасами подготовленных для промышленного освоения (90%) и разведываемых (10%) месторождений распределенного фонда). Добыча не ведется. Запасы Штокмановского месторождения кат. С1 составляют 3939,4 млрд м³ природного газа и 56,1 млн т газового конденсата. Запасы природного газа Ледового месторождения: кат. С₁ – 91,7 млрд M^3 , $C_2 - 330,4$ млрд M^3 . Запасы газового конденсата: категории С1 -0,845 млн т, С₂ – 3,3 млн т. Запасы природного газа Лудловского месторождения категории С₁ -80,1 млрд M^3 , $C_2 - 131,1$ млрд M^3 . Развитие данного МСЦ связано исключительно с решением вопроса о технологии добычи и транспортировки сырья.

На континентальном шельфе Карского моря действуют Каменномысский газовый трубопроводный МСЦ, Бованенковский газовый трубопроводный МСЦ, Ямал СПГ МСЦ, Арктик СПГ МСЦ.

Каменномысский газовый трубопроводный МСЦ –

перспективный минеральносырьевой центр, расположен преимущественно в акватории Обской губы Карского моря. Минерально-сырьевая база представлена запасами разведываемых (Тота-Яхинское, Северо-Парусовое) и разрабатываемых месторождений (Семаковское, Каменномысское) как распределенного фонда, так и нелицензированных частей месторождений (в значительно меньшей степени). Недропользователь – ПАО «Газпром» и его дочерние предприятия. Запасы газа по категории $AB_1 - 362,7$ млрд M^3 , C_1 –187,5 млрд M^3 , C_2 – 35,6 млрд M^3 .

Бованенковский газовый трубопроводный МСЦ расположен на полуострове Ямал, часть месторождений располагается на прилегающем шельфе Карского моря, минерально-сырьевая база отличается довольно высокой степенью разведанности и относительно малой выработанностью запасов, однако в разработку вовлечено только 36% из них. Вовлечение их в разработку является основным путем развития указанного МСЦ. При этом 24% неразрабатываемых запасов относятся к неразрабатываемым пластам, а 40% - к подготовленным для промышленного освоения Крузенштернскому и Харасавэйскому месторождениям. Недропользователь -ПАО «Газпром».

Ямал СПГ МСЦ представлен двумя участками – газовой и конденсатной специализации на основе подготовленного для промышленного освоения месторождения Южно-Тамбейское. Часть месторождения расположена в акватории Обской губы Карского моря. Недропользователь - ООО «Ямал СПГ». Запасы природного газа Южно-Тамбейского месторождения в сумме по категории С1 – 1043,3 млрд куб м, по категории C₂ – 313,7 млрд м³. Извлекаемые запасы конденсата по категории $C_1 - 32,0$ млн т, по категории $C_2 - 18,6$ млн т. (на шельфе $C_1 - 81,2$ млрд M^3 , категории $C^2 - 31,4$ млрд M^3 , запасы газового конденсата категории $C_1 - 3.8$ млн т, $C_2 - 0.8$ млн т). Начато производство СПГ и произведены первые

[1] Neftegaz.RU ~ 29 28 ~ Neftegaz.RU [1]

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

отгрузки товарной продукции на мировой рынок. Добыча газа проводится одновременно с газом с последующей сепарацией газового конденсата для обеспечения формирования конденсатного

Арктик СПГ МСЦ – перспективный минерально-сырьевой центр. Расположен на полуострове Гыдан. Некоторые минерально-сырьевые центры являются пограничными, частично располагаясь на суше Ямало-Ненецкого АО, частично – на прилегающей акватории Карского моря. Можно выделить газовый и конденсатный участки, включающие в себя разведываемое месторождение Салмановское (Утреннее). Недропользователи – ООО «Арктик СПГ-2» и ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз».

В настоящее время ведется доразведка месторождения и создание инфраструктуры. Запасы природного газа Салмановского месторождения: категории С1 -701,5 млрд м куб., С₂ – 1351,0 млрд м³. Запасы конденсата по категории $C_1 - 20,1$ млн т, $C_2 - 39,2$ (запасы газа на шельфе: C₁ – 15,4 млрд M^3 , $C_2 - 155,7$ млрд M^3 , запасы газового конденсата категории $C_1 - 0,3$ млн т, категории $C_2 - 10,7$ млн т). Выявленное на шельфе Карского моря месторождение Победа (запасы нефти категории $C_1 - 0.6$ млн т, категории $C_2 - 129.4$ млн т, свободного газа – категории $C_1 - 17.1$ млрд м³, $C_2 - 378.5$ млрд м³) в перспективе может стать самым северным разрабатываемым шельфовым месторождением. Месторождения Русановское (запасы природного газа категории $C_1 - 240,4$ млрд м³, категории $C_2 -$ 538,6 млрд м³) и Ленинградское (запасы природного газа категории $C_1 = 738,4$ млрд M^3 , $C_2 = 1161,7$ млрд м³), расположенные на незначительном удалении от побережья полуострова Ямал, могут в дальнейшем как составить самостоятельный МСЦ, так и быть включенными в развивающийся Бованенковский газовый центр.

Хатангский перспективный морской центр нефтегазодобычи располагается на восточном побережье полуострова Таймыр и в акватории Хатангского залива моря Лаптевых.

ПАО «НК "Роснефть"» принадлежат четыре лицензионных участка на суше и один участок недр федерального значения Хатангский

на акватории Хатангского залива (внутренние морские воды) и в прилегающем территориальном море. Восточно-Таймырский лицензионный участок ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» располагается на побережье, между акваториальным и сухопутными участками ПАО «НК "Роснефть"». В соответствии с условиями пользования недрами, освоение данной территории планируется начать с принадлежащего ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» Восточно-Таймырского лицензионного участка; открытое месторождение должно быть введено в разработку в 2023 году.

Начиная с апреля 2017 года компания ПАО «НК "Роснефть"» начала поисково-оценочное бурение. В октябре 2017 года государственная комиссия по запасам утвердила запасы открытого ПАО «НК "Роснефть"» Центрально-Ольгинского месторождения на Хатангском участке, и государственным балансом запасов полезных ископаемых на 01.01.2018 г. учтены геологические запасы категории $C_1 - 0.986$ млн т, категории $C_2 -$ 196.9 млн т: извлекаемые запасы категории С1 - 0,3 млн т, категории $C_2 - 53,2$ млн т.

Единственным возможным путем вывоза продукции является морская транспортировка Северным морским путем. Решение о рынках сбыта будет принято после выявления месторождений, определения целесообразности их разработки.

Для прироста запасов есть реальные предпосылки – как иные перспективные структуры на лицензионном участке компании ПАО «НК "Роснефть"», так и возможность обнаружения месторождений на прилегающих участках нераспределенного фонда недр – Хара-Тумусе и Бегичевском.

Заключение

Арктический шельф РФ обладает колоссальной ресурсной базой газа и нефти, но из-за слабой изученности этот потенциал во многом еще не реализован. Для ускорения процесса прироста запасов, а в последующем и их воспроизводства целесообразнее всего за счет средств федерального бюджета

проводить геологоразведочные работы по сгущению сети региональных профилей в выявленных предшествующими исследованиями нефтегазоперспективных зонах. Основное направление регионального изучения арктического шельфа РФ – транзитные зоны [1].

Для ускорения освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа необходима разработка Программы комплексного геологического изучения и освоения его ресурсной базы. Первоочередными мероприятиями и работами на арктических акваториях являются полная цифровизация картографического материала (единый ГИС-проект) по морям, создание единых зональных и региональных проектов по результатам, проведенных геологогеофизических работ.

Литература

- Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Пешкова И.Н., Агаджанянц И.Г., Кравченко М.Н., Каламкаров С.Л. и др. Направления геологического изучения и прогнозная оценка акваторий и территорий Центрально-Арктического региона // Нефть и газ Евразия. – 2017 г. – № 2 – С. 44 – 51.
- Варламов А.И., Афанасенков А.П., Лоджевская М.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России // Геология нефти и газа – 2016 г. – № 3 – С. 3 – 13.
- Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н., Луговая О.В. Углеводородный потенциал и геологоразведочные работы на шельфе Арктических морей // Материалы конференции по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике, 2013 г.
- Варламов А.И., Афанасенков А.П., Пешкова И.Н., Унгер А.В., Кравченко М.Н., Обухов А.Н. Ресурсный потенциал и перспективы освоения Арктической зоны РФ // Нефть и газ Евразия. – 2017 г. – № 2 – С. 44–51.
- Каминский В.Д., Супруненко О.И., Медведева Т.Ю., Черных А.А. Актуальные проблемы развития геологической науки и основные результаты геолого-разведочных работ на шельфе РФ // Геология нефти и газа – 2016 г. – № 5. – С. 50–57.
- 6. Каминский В. Д., Супруненко О.И., Медведева Т.Ю., Черных А.А. Арктический шельф России: научный прогноз, открытия и надежды // Нефтегазовая вертикаль. 2016 г. № 6. С. 25—29.
- 7. Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. Итоги геолого-разведочных работ на арктическом шельфе России в 2014—2019 гг. и перспективы проведения работ на ближайшее время // Геология нефти и газа. — № 6. — С. 33—46.

KEYWORDS: Arctic shelf of the Russian Federation; resource base; mineral resource centers; licensing status; results of exploration; subsoil users of the Arctic waters; priority areas of exploration.



Обустройство нефтегазовых месторождений Технический форум

12-13 февраля

Холидей Инн Лесная

+7 (495) 488-6749

info@forumneftegaz.org

www.forumneftegaz.org

2020 года

Москва

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства наземных и морских месторождений нефти и газа для эффективной разработки.

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Технико-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Разработка и освоение морских месторождений.
- Подводные добычные комплексы.
- Оборудование и технологии обеспечения морской добычи.
- Другие темы отрасли.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftegaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.









ИЗОТОПНАЯ ГЕОХИМИЯ

для поиска углеводородов на шельфе Арктики

Костылев Александр Иванович,

к.х.н., заместитель генерального директора по организации научной деятельности

Смирнов Игорь Валентинович, д.х.н., ученый секретарь

Душин Виктор Николаевич,

к.т.н., начальник отделения радиогеохимии, радиоэкологии и обращения с РАО

Мазгунова Вера Александровна, менеджер проекта

Ярмийчук Сергей Валериевич, заместитель генерального директора по производству

АО «Радиевый институт им. В.Г. Хлопина»

Якубович Ольга Валентиновна,

к.г.-м.н., научный консультант, доцент, Института Наук о Земле, СПбГУ, научный сотрудник Института геологии и геохронологии докембрия РАН

В АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИИ (5 МЛН КМ²) СОСРЕДОТОЧЕНО НЕ МЕНЕЕ 25 % МИРОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ПРИ ЭТОМ СТЕПЕНЬ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СОСТАВЛЯЕТ НЕ БОЛЕЕ 3—4 %. ПРОВЕДЕНИЕ РАЗВЕДКИ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ В СИЛУ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ ЧРЕЗВЫЧАЙНО ЗАТРАТНО. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РАЗВЕДКИ, ОСНОВАННЫЕ НА АНАЛИЗЕ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ГЕЛИЯ И ДРУГИХ БЛАГОРОДНЫХ ГАЗОВ (БГ), ПОСТУПАЮЩИХ ИЗ НЕДР ЗЕМЛИ, ПОЗВОЛЯЮТ ОСУЩЕСТВИТЬ ГЕОМЕТРИЗАЦИЮ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ И НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК/ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, ОПРЕДЕЛИТЬ ПОЛЯ АКТИВНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, ВЫЯВИТЬ ЗОНЫ УЛУЧШЕННОЙ ТРЕЩИННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ВЫЯВИТЬ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ ДЛЯ ЗАЛОЖЕНИЯ СКВАЖИН. В СТАТЬЕ ИЗЛАГАЮТСЯ ПРИНЦИПЫ И ОСНОВЫ МЕТОДОЛОГИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА ГЕЛИЯ И БГ, ПОСТУПАЮЩИХ ИЗ НЕДР ЗЕМЛИ В ПРИДОННЫЕ ВОДЫ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

AT LEAST 25% OF THE WORLD'S HYDROCARBON RESERVES ARE CONCENTRATED IN THE RUSSIAN ARCTIC SHELF (5 MILLION SQ. KM). MOREOVER, THE DEGREE OF THE DEPOSITS EXPLORATION IS NOT MORE THAN 3-4%. DUE TO THE NATURAL CONDITIONS OF THE ARCTIC SHELF, THE EXPLORATION BY SEISMOLOGICAL AND OTHER GEOPHYSICAL METHODS IS EXTREMELY EXPENSIVE. GEOCHEMICAL METHODS OF EXPLORATION, BASED ON THE ANALYSIS OF THE ISOTOPIC COMPOSITION OF HELIUM AND OTHER NOBLE GASES (BG) COMING FROM THE EARTH BOWELS, ALLOW TO GEOMETRIZE THE LITHOLOGICAL AND NON-STRUCTURAL TRAPS/DEPOSITS OF OIL AND GAS, DETERMINE THE FIELDS OF ACTIVE HYDROCARBON RESERVES, IDENTIFY AREAS OF IMPROVED FRACTURE PERMEABILITY AND DETERMINE THE MOST PROMISING AREAS FOR LAYING WELLS. GIVEN PAPER OUTLINES THE PRINCIPLES AND FOUNDATIONS OF THE METHODOLOGY OF GEOLOGICAL EXPLORATION OF HYDROCARBON DEPOSITS BASED ON DATA ON THE ISOTOPIC COMPOSITION OF HELIUM AND BG COMING FROM THE EARTH BOWELS TO THE BOTTOM WATERS OF THE ARCTIC SHELF

Ключевые слова: благородные газы, изотопный состав, геологоразведка, мониторинг арктических морей, залежи углеводородов.

В последнее десятилетие Арктика привлекает все большее внимание, в первую очередь ввиду перспективности развития Северного морского пути, который должен стать альтернативой Южному морскому пути через Суэцкий канал. Связанное с этим развитие инфраструктуры в регионе инициирует дополнительные исследования, в том числе направленные и на выявление залежей полезных ископаемых на Арктическом шельфе Северной Евразии.

Изучение геологического строения и газо(нефте)носности шельфов Баренцового, Печорского и Карского морей началось еще в прошлом веке, и на данный момент

они характеризуются наиболее высоким уровнем изученности среди морей российской Арктики [1]. Однако данных о строении и газо(нефте)носности восточной части арктического шельфа крайне мало.

Геолого-геофизические поисковые работы в Арктике имеют ряд особенностей, в первую очередь связанных с коротким «полевым» сезоном. Таким образом, существует необходимость создания новых подходов для изучения этих обширных территорий с привлечением современных методов и технологий. Благородные газы зарекомендовали себя как отличный инструмент для решения ряда геологических

задач. В настоящее время они используются для изучения динамики природных систем, определения источников вещества, реконструкции условий и скоростей миграции газов и вод, взаимодействия системы океан—атмосфера [2—4].

К группе благородных газов относятся гелий (He), неон (Ne), аргон (Ar), криптон (Kr), ксенон (Xe) и радиоактивный радон (Rn). При нормальных условиях они представляют собой одноатомные газы с очень низкой химической реактивностью, что объясняет их высокую подвижность в природных средах. Наиболее высокой скоростью миграции среди них обладает гелий.

Геохимия благородных газов

Гелий имеет два стабильных изотопа: редкий ³Не и намного более распространенный ⁴He. Большая часть ³He, сохранившегося на Земле, является первичным, унаследованным с момента образования планеты, и сконцентрирована в мантии. Вклад ядерных реакций (например, распад трития) в баланс изотопа 3Не на Земле не значителен. Вклад ядерных процессов в баланс изотопа ⁴He, напротив, существенный. Радиогенный ⁴Не образуется в результате распада ²³⁵U, ²³⁸U и ²³²Th и других альфарадиоактивных элементов [5].

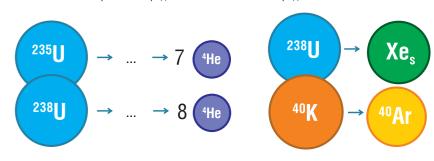
УĘ

Изотопы гелия в природе, как правило, встречаются вместе с изотопами других благородных газов: ²⁰Ne, ²¹Ne, ²²Ne, ³⁶Ar, ³⁸Ar, ⁴⁰Ar и др., которые также могут быть первичными или образовываться в ходе ядерных реакций (распад ⁴⁰K, (α, n) – реакции на ^{17,18}O, ¹⁹F и др.; рис. 1). Вариации содержания урана и тория в горных породах, приводят к сдвигам изотопного состава благородных газов. При этом каждый резервуар характеризуется своим отношением этих изотопов. Так, например, отношение изотопов ³He/⁴He в земной коре (~10⁻⁸) на несколько порядков ниже, чем в воздухе (~1,34×10⁻⁶); а отношение ⁴⁰Ar/³⁶Ar наоборот значительно выше, чем в атмосфере $(^{40}Ar/^{36}Ar_{atm} = 298,56 [6])$

В изотопной геохимии благородных газов к настоящему времени установлено множество закономерностей, позволяющих определять источник поступающих газов, в том числе даже если происходит смешение нескольких резервуаров. Так, например, отклонения измеренных отношений ⁴He/²⁰Ne от воздушных (0,032 [7]) на порядок и более однозначно свидетельствует о том, что вклад воздушной компоненты в исследуемом газе несущественен. Отношение ²¹ Nе_{нукл}/⁴ Не_{рад} (4,5×10-8 [8]) является своего рода геохимической константой. Изменение этого отношения говорит о существовании фракционирования (разделении изотопов) в ходе процесса миграции газов, что может быть использовано для соответствующих реконструкций.

Концентрации корового (радиогенного) гелия в природных системах, как правило, очень

РИС. 1. Схемы образования радиогенных изотопов благородных газов



низкие (<0,05 ppm). Увеличение его концентрации выше воздушной (5,24×10-6 см³(4He)/см³) может быть связано со скоплениями природного газа, наличием зон высокой трещиноватости, разгрузки древних грунтовых вод, и в некоторых случаях может свидетельствовать о перспективности обнаружения золоторудных месторождений [3, 9-11].

Идея поиска природных залежей с использованием изотопов благородных газов не нова. Гелиевая съемка широко использовалась в середине прошлого века и используется до сих пор для поиска и разведки урановых руд, месторождений, связанных с глубинными разломами, а также для выявления зон повышенной трещиноватости и оконтуривания полей залежей углеводородов на континенте [12, 13]. Аналогичный подход, дополненный измерением изотопных отношений и другими благородными газами, может быть применен и сейчас на региональном этапе изучения арктического шельфа. К его очевидным преимуществам относятся относительная дешевизна и высокая экологичность.

Картирование арктического шельфа по изотопам благородных газов

Концентрация гелия и других благородных газов в водах Мирового океана существенно ниже, чем в атмосфере, и контролируется их равновесной растворимостью, которая зависит от температуры и солености [14]. Изотоп гелия 3 Не чуть больше растворим в воде, что приводит к легкому сдвигу изотопного состава гелия в воде относительно воздушного (коэффициент изотопного фракционирования $\alpha \approx 0.983$ [15]).

Природные газы, как правило, обогащены благородными газами с сильно радиогенным

изотопным составом [9]. Ввиду своей высокой подвижности ⁴He, ²¹Ne и др. мигрируют в придонные воды и образуют в них изотопные аномалии. Химическая инертность благородных газов исключает их сорбцию в придонных осадках даже при очень низких температурах. А высокие миграционные характеристики создают геохимический ареал рассеивания даже при отсутствии водной конвекции.

Регистрация изотопных аномалий благородных газов является более аккуратным подходом для оконтуривания геохимических аномалий. Это связано с тем, что растворимость в воде Не, Ne, Ar и др. резко увеличивается в присутствии смеси газов (метан, углекислый газ) по сравнению с растворимостью чистых газов. Поэтому прямое наблюдение вариаций концентрации гелия и др в воде может создать ложные аномалии, не связанные с поступлением газов из подземных источников (рис. 2).

Регистрация изотопных аномалий в подводных условиях значительно проще, чем в приповерхностных, так как фоновые концентрации благородных газов существенно ниже. Отклонение отношения ³Не/⁴Не, ⁴Не/²⁰Nе в сторону более радиогенную, свидетельствует о зоне разгрузки «коровых» газов. Сдвиг изотопного отношения ³Не/⁴Не в сторону обогащения изотопом ³Не свидетельствует о наличии глубинных разломов и связанной с ними возможной гидротермальной активностью.

Методические аспекты

Указанные исследования относятся к высоко технологичной области изотопной геохимии, поскольку требуется проводить точный изотопный анализ очень небольших образцов газов (порой до 10-16 моля), применять прецизионные ядерные и

РИС. 2. Схематическое изображение изотопных аномалий благородных газов в придонных волах



изотопные методики и оборудование, а научные основы этого метода опираются на закономерности радиоактивного распада и изотопного фракционирования, особенности диффузии и концентрирования радионуклидов. Предприятия ГК Росатом имеют необходимый научный и технический потенциал развития методов изотопной геохимии до уровня практического применения. В качестве опыта подобного рода анализ сверхмалых количеств изотопов в морской акватории можно привести работы Радиевого института по обследованию глубоководного района аварии ПЛ «Комсомолец» и ПЛ «Курск», где удалось разработать методики отбора проб со дна океана и определить содержание радионуклидов в придонном слое на уровне десятых долей беккереля, работы по контролю содержания следов радиоактивных изотопов благородных газов в воздухе с целью контроля ядерных испытаний (система ARIX), обследования акватории Карского и Баренцева морей [16].

Освоенные методики и принципы детектирования сверхмалых количеств изотопов и радионуклидов при мониторинге морских акваторий могут быть развиты, и применены для анализа изотопного состава благородных газов во льдах и океанической воде Арктики с целью поиска природных залежей и долговременного прогнозирования процессов циркуляции водных масс и глубинных процессов на морском дне.

Описанный геохимический подход позволяет многократно снизить затраты и время на геологоразведочные работы. Решение основано на возможности идентифицировать наличие и проницаемость глубинных разломов в земной коре, связанных с поясами рудных месторождений и ловушками углеводородного сырья, по изотопному составу гелия и других БГ, поступающих из недр Земли. Гелий и БГ поступают в земную кору, диффундируют через нее, а затем и в приповерхностные (придонные) слои воды, из мантии Земли. Они имеют уникальный изотопный состав: гелий обогащен изотопом гелий-3, аргон обогащен изотопом аргон-36 и т.д., что позволяет четко идентифицировать глубинный источник этих газов. Гелий и БГ глубинных источников могут растворяться и накапливаться в углеводородных ловушках, что выражается в аномалиях их изотопного состава в придонном (приповерхностном)

Для количественной идентификации указанных изотопных аномалий и четкой геометризации участков для последующего поисковоразведочного и эксплуатационного бурения предполагается применить в качестве базовой конструкции установки для поиска следов радиоактивных БГ в воздухе типа ARIX, созданные в Радиевом институте. Подобные установки успешно используются в рамках международных проектов для выявления несанкционированной ядерной деятельности по следам БГ

в воздухе на расстояниях в тысячи километров.

США, Канада, Норвегия и Дания осуществляют полномасштабный мониторинг арктических морей (более 50 000 точек) по изотопам благородных газов с использованием авиации, подводных лодок и полустационарных арктических станций. Российские исследования, которые могут быть проведены в этом направлении, позволят получить важные научные данные для стратегического планирования работ по освоению Арктики.

Литература

- Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю. (2019). Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. Neftegaz.RU, 11.95, 36–50.
- Schlosser P., Winckler G. (2002). Noble gases in ocean waters and sediments. Reviews in mineralogy and geochemistry, 47 (1), 701 – 730.
- Caracausi, A., & Paternoster, M. (2015). Radiogenic helium degassing and rock fracturing: A case study of the southern Apennines active tectonic region. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 120(4), 2200-2211. Danabalan, D. (2017). Helium: Exploration. Methodology for a Strategic Resource (Doctoral dissertation. Durham University).
- Zhang, W., Li, Y., Zhao, F., Han, W., Zhou, J., Holland, G., & Zhou, Z. (2019). Quantifying the helium and hydrocarbon accumulation processes using noble gases in the North Qaidam Basin, China. Chemical Geology. 525, 368–379.
- 5. Мамырин Б.А., Толстихин И.Н. Изотопы гелия в природе. М.: Энергоиздат, 1981. 222 с.
- Lee, J.-Y., Marti, K., Severinghaus, J. P., et al., 2006.
 A Redetermination of the Isotopic Abundances of Atmospheric Ar. Geochimica et Cosmochimica Acta, 70(17): 4507–4512.
- Kipfer, R., Aeschbach-Hertig, W., Peeters, F., & Stute, M. (2002). Noble gases in lakes and ground waters. Reviews in mineralogy and geochemistry, 47(1), 615–700.
- Yatsevich, I., Honda, M. (1997). Production of nucleogenic neon in the Earth from natural radioactive decay. Journal of Geophysical Research: Solid Earth, 102(B5), 10291–10298.
- 9. Якуцени В.П. (1968). Геология гелия. Недра. Ленингр. отд-ние. 232 с.
- Ballentine, C.J., O'Nions, R.K., Oxburgh, E.R., Horvath, F., & Deak, J. (1991). Rare gas constraints on hydrocarbon accumulation, crustal degassing and groundwater flow in the Pannonian Basin. Earth and Planetary Science Letters, 105(1–3), 229–246.
- 11. Yang, J.H., Wu, F.Y., & Wilde, S.A. (2003). A review of the geodynamic setting of large-scale Late Mesozoic gold mineralization in the North China Craton: an association with lithospheric thinning. Ore Geology Reviews, 23(3), 125–152.
- 12. Яницкий И.Н. (1979). Гелиевая съемка. Недра. 96 с.
- 13. Актуальная геология (2019) http://www. actualgeology.ru/services/218/
- 14. Weiss, R.F. (1971) Solubility of helium and neon in water and seawater. J Chem Eng Data 16:235-241.
- Benson, B.B., Krause D (1980) Isotopic fractionation of helium during solution: A probe for the liquid state J Solution Chem 9:895-909.
- 16. Радиевому институту им. В.Г. Хлопина 90 лет. М., 2013. – 328 с.

KEYWORDS: noble gases, isotopic composition, exploration, monitoring of the Arctic seas, hydrocarbon deposits. VII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ ИСПЫТАНИЯ • ДИАГНОСТИКА



03-05 МАРТА 2020 ГОДА МОСКВА • ЦВК ЭКСПОЦЕНТР

ПЕРВОЕ ИННОВАЦИОННОЕ
НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРОСТРАНСТВО
В ОБЛАСТИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В РЕШЕНИИ ЗАДАЧ НК
РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД: ПОЧЕМУ НЕЛЬЗЯ ОСТАВИТЬ ВСЕ КАК ЕСТЬ?
ФЗ 116. ОЧЕРЕДНОЙ ПОДХОД К ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ
ФЗ «О НЕЗАВИСИМОЙ ОЦЕНКЕ КВАЛИФИКАЦИЙ» - ПЕРВЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

КЛАМ

POHKT

РОССИЙСКОЕ ОБЩЕСТВО
ПО НЕРАЗРУШАЮЩЕМУ КОНТРОЛЮ
И ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКЕ
WWW.RONKTD.RU



КОМПЛЕКСНЫЕ МОРСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

Шабалин Николай Вячеславович, исполнительный директор

Хурматова Гульнара Ильгизаровна, главный специалист отдела инженерных изысканий и геомониторинга

ООО «Центр морских исследований МГУ



В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ СУЩЕСТВУЮЩИЙ ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗУЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ РОССИЙСКИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ЛИЦЕНЗИОННЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ, С УЧЕТОМ СУЩЕСТВУЮЩИХ САНКЦИЙ В ОТНОШЕНИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К КАЧЕСТВУ И ДЕТАЛИЗАЦИИ БОЛЬШИХ ДАННЫХ, ПОЛУЧАЕМЫХ В ХОДЕ ПРИКЛАДНЫХ РАБОТ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ И РОССИЙСКИМИ ИНСТИТУТАМИ В ХОДЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНЫХ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ВОЗМОЖНАЯ РОЛЬ В СТИМУЛЯЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА РАЦИОНАЛЬНОЕ ОСВОЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ. ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДАННЫХ, ПРИНАДЛЕЖАЩИХ КОМПАНИЯМ, А ТАКЖЕ СФОРМИРОВАНЫ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА И ДОСТУПНОСТИ ИНФОРМАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В АРКТИКЕ

THE ARTICLE DISCUSSES THE EXISTING EXPERIENCE AND PROSPECTS OF STUDYING THE NATURAL CONDITIONS OF THE ARCTIC BY RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES IN FULFILLING THEIR LICENSE OBLIGATIONS, TAKING INTO ACCOUNT THE SANCTIONS EXISTING IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. IT IS CARRIED OUT A COMPARATIVE ANALYSIS OF APPROACHES TO THE QUALITY AND DETAILING OF BIG DATA OBTAINED DURING APPLIED WORKS PERFORMED BY THE SUBSOIL USERS AND RUSSIAN INSTITUTES IN THE COURSE OF FUNDAMENTAL SCIENTIFIC RESEARCH AND THEIR POSSIBLE ROLE IN STIMULATING THE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGIES AIMED AT THE RATIONAL DEVELOPMENT OF OFFSHORE OIL AND GAS RESOURCES. THE MAIN PROBLEMS OF DATA BELONGING TO THE COMPANIES WERE IDENTIFIED, AS WELL AS SUGGESTIONS WERE MADE TO IMPROVE THE QUALITY AND ACCESSIBILITY OF INFORMATION NECESSARY FOR THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE PROJECTS IN THE ARCTIC

Ключевые слова: морские исследования, инженерные изыскания, геологоразведка шельфовые месторождения, Арктика, нефть и газ, углеводородные ресурсы, Северный морской путь, морская логистика, большие данные, добыча, транспортировка.

На сегодняшний день освоение месторождений нефти и газа на арктических побережьях и континентальном шельфе является важным и актуальным направлением развития нефтегазового комплекса России. Формирование ресурсной базы углеводородов и другого стратегического сырья в пределах континентального шельфа и в прибрежной зоне Российской Арктики на долгосрочную перспективу, с целью компенсации истощающихся месторождений суши, предполагает расширение масштабов морских геологоразведочных и инженерных работ в Арктике, где уровень изученности самых разведанных арктических морей – Баренцева и Карского в несколько раз ниже, чем аналогичных акваторий у Норвегии, Канады или США.

Во многом данное отставание является следствием распада Советского Союза: активная работа по изучению арктического шельфа с целью его последующего освоения развернулась в конце 1970 – начале 1980-х гг. в СССР, и перспективы связывались в первую очередь с Печорским и Карским морями. После распада СССР российский исследовательский флот сократился в разы, а буровой флот был распродан либо работал практически исключительно на шельфе Западной Европы, Азии, Африки и Южной Америки, постепенно морально и технически устаревая и списываясь. Фактическое прекращение геологоразведочных работ в Арктике после 1991 г. и утрата арктического бурового флота привели в настоящий момент к отставанию страны от основных мировых игроков, и на сегодняшний день степень изученности арктического континентального шельфа Российской Федерации остается крайне низкой: Баренцево море - 20%, Карское - 15%, моря Восточно-Сибирское, Лаптевых и Чукотское первые проценты [1, 2, 4].

Тем не менее всего на российском континентальном шельфе в Арктике в настоящий момент открыто

ФАКТЫ

геологоразведочные работы в Арктике фактически прекратились 25 месторождений, причем все они находятся в Баренцевом и Карском морях (включая Обскую и Тазовскую губы) и имеют извлекаемые запасы промышленных категорий более 430 млн т нефти и 8,5 трлн м³ газа [7].

Если говорить об освоении шельфовых месторождений, то первый и пока единственный добычной нефтегазовый проект, реализуемый на российском арктическом шельфе – это разработка нефтяного месторождения «Приразломное», открытого в 1989 г. в Печорском море. Запасы месторождения оцениваются в 72 млн т нефти. Лицензией на его разработку владеет ПАО «Газпром нефть». В августе 2011 года сюда была доставлена морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная» проектной мощностью до 6,5 млн т в год. Промышленная разработка месторождения началась в декабре 2013 г. [3, 5, 7].

Тем не менее ресурсный потенциал шельфа высок - Россия обладает самым крупным в мире континентальным шельфом, который имеет площадь 6,3 млн км², на котором сосредоточено, по разным оценкам, от 58,4 до 72 млрд тонн условного топлива, однако геологическое строение и природные условия на лицензионных участках изучены недостаточно.



Баренцево-Карский шельф рассматривается как основа для дальнейшей поисково-разведочной работы и создания арктической инфраструктуры для освоения морских месторождений. Нефтегазоносные бассейны западного и евразийского блока содержат значительные ресурсы нефти и газа, что доказано открытием уникального Штокмановского газового месторождения в Баренцевом море, нефтяных месторождений Приразломное и Долгинское в Печорском море, сверхкрупных газовых -Русановское, Ленинградское, Семаковское и других – в Карском море. По оценкам, проведенным ВНИИокеангеологией, ВНИГРИ и другими организациями, российская часть западноарктического шельфа, включая Баренцево, Печорское и Карское моря, составляет более 75% разведанных запасов всего российского шельфа и потенциально содержит 8,2 млрд т усл. топлива. Особый интерес представляет Штокмановско-Лунинский газонефтеносный район, в который входят Штокмановско-Ледовая, Лудловская и Лунинская седловины. По величине запасов два месторождения района (Штокмановское и Ледовое) относятся к уникальным и одно (Лудловское) к крупным. Карское море является продолжением Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, обеспечивающей 60% текущей добычи нефти в стране [6].

В результате изучения геологического строения Южно-Карского бассейна силами ПАО «НК "Роснефть"» выделен ряд крупных перспективных структур, таких как Университетская, Викуловская, Татариновская, Рождественского, Кропоткинского, Рогозинская, Розевская, Восточно-Анабарская, Матусевича, Вилькицкого.

Как сообщается в пресс-релизе Роснефти, нефть арктического месторождения Победа в Карском море превосходит эталонную нефть марки Brent и сопоставима по характеристикам с нефтью месторождения Белый тигр шельфа Вьетнама. Такой вывод был сделан специалистами корпоративного института Роснефти — ТомскНИПИнефть [8].

Карская морская нефтеносная провинция, по оценкам экспертов, по объему ресурсов превзойдет такие нефтегазоносные провинции, как Мексиканский залив, бразильский шельф, арктический шельф Аляски и Канады, и сравнима со всей текущей ресурсной базой Саудовской Аравии [9].

По аналогии с сухопутной частью, шельф и внутренние морские воды полуострова Ямал и Гыдан входят в состав крупнейшей Западно-Сибирской мегапровинции и рассматриваются Группой Газпром в качестве приоритетов дальнейшего освоения газового потенциала недр Арктики: активно идет изучение Ленинградского, Скуратовского, Нярмейского, Северо-Харасавейского, Белоостровского, Невского, Морского месторождений на западном шельфе полуострова Ямал. В стадии освоения находятся Семаковское месторождение в акватории Тазовской губы и Северо-Каменномысское и Каменномысскоеморе в Обской губе Карского моря [6].

ФАКТЫ

25 месторождений

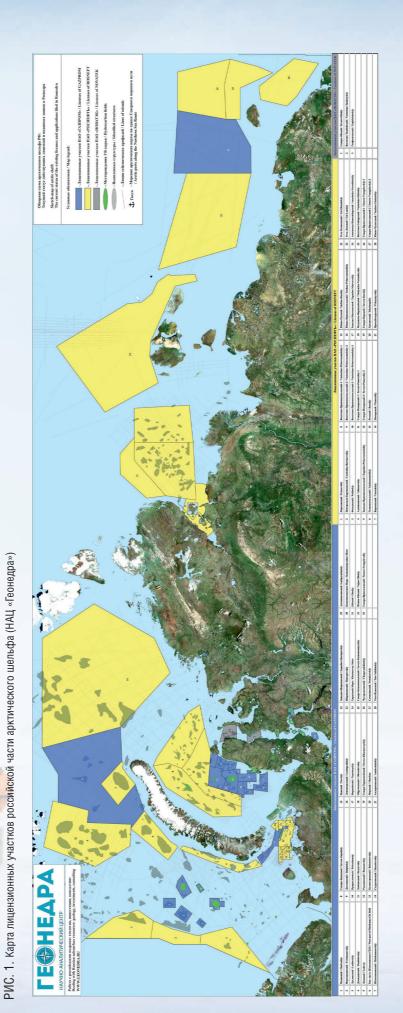
открыто на российском континентальном шельфе в Арктике в настоящий момент ПАО «Новатэк» проводит изучение Геофизического и Северо-Обского месторождений в Обской губе и активно развивает логистическую инфраструктуру для транспортировки СПГ морским путем со своих сухопутных месторождений.

Именно поэтому с 2013 года наблюдается некий исследовательский ренессанс: происходит беспрецедентная активизация как геологоразведки, так и работ, необходимых для грамотной и безопасной ее организации и дальнейшего планирования обустройства месторождений - изучение гидрометеорологических, экологических условий и проведение инженерных изысканий силами нефтегазовых компаний и подрядных организаций. В настоящий момент морскими участками в Арктике обладают три игрока - ПАО «НК "Роснефть"», Группа Газпром и ПАО «Новатэк» [4, 5]. На рисунке 1 желтым цветом отмечены лицензионные участки Роснефти, синим – Газпрома, серым - компании Новатэк.

В настоящее время освоение арктического шельфа ограничивают 4 барьера, такие как:

- технический (отсутствие необходимого оборудования и технических решений, тяжелые климатические условия),
- юридический (несовершенная нормативно-правовая база),
- экономический (стоимость нефти и газа, делающая нерентабельными освоение многих месторождений ввиду высокой себестоимости при текущем уровне технологий),
- экологический (потенциальные аварии и разливы, негативное воздействие на окружающую среду в результате хозяйственной деятельности, отсутствие адекватных технологий борьбы с нефтяными разливами в ледовых условиях).

Учитывая вышеперечисленные факторы, можно сказать, что для освоения морских месторождений Арктики необходим комплексный подход, включающий в себя развитие и масштабирование технологий, необходимых для реализации экологически безопасных



и экономически эффективных геологоразведочных, добычных и транспортных проектов в нетипичных условиях.

В связи с этим реализация любого шельфового проекта в настоявший момент является инновационными и высокотехнологичным процессом, эффективность которого во многом достигается благодаря зарубежным современным технологиям.

На сегодняшний день под воздействием санкций на поставки оборудования для работ на российском шельфе произошло снижение интенсивности международного сотрудничества, что сказалось на темпах освоения арктического шельфа. В то же время появилась возможность для российских компаний проявить себя в росте профессиональных компетенций и выйти на уровень международных требований.

По оценкам экспертов, в среднесрочной перспективе до 2030 г. ввиду снижения цен на нефть, санкций и слабого развития отечественных технологий для обустройства глубоководных месторождений на арктическом шельфе будут проводиться главным образом геологоразведочные работы и осуществляться подготовка прибрежных мелководных месторождений к последующему освоению [1, 2, 3].

Однако даже при самом консервативном сценарии основой развития Российской Арктики в 21 веке, помимо разработки богатых морских нефтегазовых месторождений шельфа, является формирование новых добычных и промышленных районов и сопутствующей береговой инфраструктуры для их обеспечения и вывоза продукции, а так же развитие Северного морского пути как транспортной артерии, необходимой для связывания всего происходящего в единый логистический комплекс.

Как процесс геологоразведки, так и освоение месторождений Арктики является сложным вызовом, требующим решения множества вопросов по организации и разработке новых или адаптации существующих технологий для производства всех

видов работ – от геологоразведки до обустройства месторождений и организации морской логистики для вывоза продукции.

Для развития отечественных технологий, кроме производственной базы, требуется большое количество как оперативной, так и ретроспективной информации, необходимой для проектирования новой техники, развития технологий и методов ведения хозяйственной деятельности в весьма непростых условиях Арктики, а также для оценки эффективности внедрения тех или иных инноваций. Иными словами, помимо прочего, нужны постоянно обновляющиеся большие данные (Big data), комплексный анализ которых позволит оценивать текущую ситуацию, наметить пути решения известных ограничений и быстро корректировать их реализацию по мере обнаружения новых барьеров.

В нефтегазовой сфере большие данные уже получили глобальное признание как возможность собирать большие объемы информации в режиме реального времени и переводить наборы данных в практические результаты. В условиях низких цен на сырьевые товары экономия времени, снижение затрат и повышение безопасности являются важнейшими результатами, которые могут быть реализованы с помощью машинного обучения в нефтегазовых операциях. Big data предоставляет возможность использовать автоматическое обучение. Как отмечают эксперты, «Большие данные», по мере их развития, существенно изменят энергетический бизнес в будущем, как это уже произошло в различных других отраслях [10].

Компания ВР заявляет о том, что объем данных в нефтегазовой отрасли беспрецедентно растет, и их необходимо заключить в структуру, таким образом превратив в информацию, из которой можно извлекать знания. Применение алгоритмов и аналитики данных может помочь компаниям выполнять работу быстрее, лучше, на совершенно ином уровне качества. Самое большое преимущество аналитики в том, что она дает возможность предсказать, что произойдет, вместо того чтобы говорить о том, что уже произошло или происходит [11].

Одним из примеров российских инноваций по данной теме является цифровая система морской логистики «Капитан», разрабатываемая ПАО «Газпром нефть».

Тематика использования больших данных в морской отрасли так же начинает крайне активно развиваться. В последние годы данные, генерируемые и собираемые различными устройствами, растут с ошеломляющей скоростью во всем мире. Что касается морского сектора, то страны приступили к осуществлению таких проектов наблюдений, как Арго, Нептун, ГСНО и т.д. По мере внедрения в работу морской отрасли многочисленных методов наблюдений и различных систем морских наблюдений увеличивается объем данных и диверсифицируется формат, который формирует морские большие данные.

Такие факторы, как высокая размерность и периодичность сбора данных различными морскими наблюдательными проектами по всему миру, приводят к огромному объему морских больших

ФАКТЫ

Ьолее

млн т нефти

и 8,5 трлн м³ газа составляют извлекаемые запасы категорий открытых арктических месторождений

данных. Мировой рынок морских больших данных увеличится в среднем на 21.5% до 2025 года и, как ожидается, достигнет \$ 3240,5 млн к 2025 году [12].

В российском секторе Арктики морские данные в последние годы так же накапливаются крайне динамично в силу целого комплекса причин: хрупкая природа северных морей и суровые климатические условия диктуют необходимость грамотного, комплексного и точного научно-производственного сопровождения деятельности морского нефтегазового комплекса. Поэтому при любом хозяйственном освоении акваторий, согласно как международным, так и государственным нормативам и отраслевым стандартам, требуется их детальное изучение и накопление информации об их состоянии.

На всех этапах изучения и освоения месторождений и транспортировки углеводородной продукции обязательным требованием является выполнение экологического мониторинга, а также инженерных изысканий для получения исходных данных по постановке буровых и проектирования нефтегазопромысловых сооружений на шельфе Арктики.

Так, на стадии получения лицензии производится фоновый экологический мониторинг, оценивающий актуальное состояние участка, до начала геологоразведочных работ производится оценка воздействия на окружающую среду, в рамках которой осуществляется сбор и систематизация всех известных фондовых данных, учитываются природно-климатические, географические и социальноэкономические условия, влияющие на рациональное освоение месторождений, оценивается возможное воздействие процесса ГРР и эксплуатации месторождения на окружающую среду. В дальнейшем при полевых инженерных изысканиях и специальных исследованиях получаются данные, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации буровых установок. Далее при обустройстве месторождений нефтегазового комплекса инженерные изыскания и экологические исследования выполняются для проектирования

и строительства эксплуатационных сооружений, инфраструктуры и подводных трубопроводов. При эксплуатации осуществляется мониторинг состояния сооружений и оценка качества окружающей среды в ходе экологического мониторинга.

Таким образом, минимально необходимый и предусмотренный законодательством Российской Федерации комплекс мер при геологоразведочных работах, а также строительстве и эксплуатации объектов морской инфраструктуры следующий:

- 1. Экологический мониторинг на всех стадиях разведки и добычи;
- 2. Региональные геологоразведочные работы (исследования и изыскания);
- 3. Гидрометеорологическое изучение условий
- 4. Инженерные изыскания на стадии ГРР и обустройства месторождения:
- инженерно-геологические изыскания,
- инженерно-гидрометеорологические изыскания,
- инженерно-геодезические изыскания,
- инженерно-экологические изыскания.

Методика выполнения работ, необходимый объем и последовательность комплекса мер определяются в соответствии с нормативноправовой базой и в соответствии с целями каждого проекта.

Помимо законодательно обоснованных требований, слабая изученность природных условий шельфа Арктики часто вынуждает недропользователей проводить дополнительные исследования с целью восполнения пробелов в знаниях, необходимых им для планирования экологически безопасной и экономически эффективной хозяйственной деятельности.

Так, неполный перечень комплексных научных экспедиций недропользователей в акватории Российской Арктики в 2013-2019 годах следующий:

- Изучение ледников и айсбергов, геологии Новой Земли и Северной Земли (Роснефть);
- Изучение моржа и белого медведя (Роснефть);
- Изучение ледовых условий и разработка методов буксировки айсбергов (Роснефть,
- Изучение биологии нарвалов (Газпром нефть);
- Изучение региональной геологической структуры Арктического шельфа (Роснефть);
- Комплексное изучение морских и прибрежных экосистем севера Обской губы (Ямал СПГ);
- Комплексный мониторинг зоны воздействия платформы «Приразломная» на акваторию Печорского моря (Газпром нефть).

В результате своей деятельности недропользователи систематически собирают огромный массив первичных данных о природно-климатических условиях шельфа, включая сведения об экологических,

ФАКТЫ

- площадь российского континентального шельфа, на котором потенциально сосредоточены от 58.4 ло 72 мпрл тонн условного топлива

гидрометеорологических, батиметрических и геологических параметрах, сопоставимый по объему с данными, получаемыми государственными структурами Росгидромета и Российской академии наук.

Для оценки объемов получаемой информации был проведен анализ открытых источников, включающий в себя тендерную документацию и отчеты недропользователей и проектных организаций, связанные с хозяйственной деятельностью на шельфе.

Исходя из нее, примерный объем исследовательских работ, проведенный на недропользователями на шельфе Арктики в 2013-2019 году, следующий:

- Точек экологического пробоотбора: свыше 3500, из них более 500 – в 2019 году;
- Постановок автоматических буйковых и донных станций для изучения гидрометеорологического режима: свыше 100, в 2019 году -27 (из них 13 - сезонных, 14 годовых):
- Участков исследований ледового режима: более 20, из них около 5 - в 2019 году;
- Точек геологического пробоотбора и геотехнического бурения: свыше 800, из них около 200 - в 2019 году;
- Сейсморазведки 2D+3D: свыше 190 000 пог. км, из них свыше 13 000 пог. км – в 2019 году;
- Инженерной геофизики: свыше 20 000 пог. км, из них более 5000 – в 2019 году;
- Пробурено 8 разведочных скважин, из них 3 – в 2019 году;
- Организовано 5 комплексных экспедиций (Кара-лето, Чукоткалето).

Данное количество проб видится реалистичным. Так, в том числе свыше 100 проектов из указанного объема в Арктике за 5 лет выполнено силами Центра морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова, география проектов Центра с с 2014 по 2019 год отображена на рис. 2.

41

Таким образом, учитывая тот факт, что аппаратура и методы сбора информации



РИС. 2. География проектов Центра морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова с 2014 по 2019 гг.



и подходы к ее получению, применяемые в прикладных исследованиях и инженерных изысканиях аналогичны тем, что применяются в фундаментальных научно-исследовательских работах, за счет ежегодно проводимых работ на шельфе Арктики в руках недропользователей накапливается очень крупный массив данных, существенно увеличивающий изученность природной среды и имеющий большое значение для оценки происходящих в бассейне Северного Ледовитого океана процессов, на основе анализа которого можно было бы грамотно прогнозировать состояние окружающей среды и разрабатывать оптимальные подходы и технические решения для освоения ресурсов морских месторождений и акваторий Арктики в пелом.

Основные проблемы данных, принадлежащих компаниям-недропользователям, - их разноплановое качество и слабая доступность получаемых данных для анализа сторонними организациями.

> Методики, применяемые в ходе работ, принципиально во многом те же самые, однако имеет место разница в методических подходах, требованиях к качеству получаемого материала, что особенно касается экологических исследований.

Одна из причин – устаревшая и медленно обновляющаяся государственная нормативная база, которая диктует применение устаревших технологий и подходов в организации работ. С остальными видами исследований все обстоит несколько лучше. В целом проблема решается, но со скоростью, которая не всегда адекватна текущему уровню научно-технического прогресса. ФАКТЫ

начался исспеловательский ренессанс в морской арктической геологоразведке

Основное препятствие – режим коммерческой тайны. Вследствие этого подходы компаний не сбалансированы, и многие наилучшие практики, применяемые тем или иным недропользователем, оказываются не масштабируемы и не всегда развиваются динамично. И если засекречивание данных, касающихся оценки запасов углеводородов, геологического строения нефтегазоносных структур, и могут иметь коммерческий смысл, то информация о биоразнообразии, экологическом состоянии участков, океанографические, гидрометеорологические, геофизические и инженерногеологические данные могли бы быть крайне важны для разработки новых экологически безопасных и экономически эффективных технологий для освоения ресурсов шельфа, при условии их доступности проектноизыскательским и научным организациям, государственным НИИ и ВУЗам.

Вторая проблема – большой объем получаемых данных в итоге оседает в архивах компаний и не используется должным образом для аналитики на государственном и отраслевом уровне.

Третья проблема – локализация работ на участках компаний,

выполняющих лицензионные обязательства, поскольку каждый недропользователь ограничен своими участками, и обладает полнотой информации только о них. В итоге это не позволяет видеть картину происходящего в Арктике в региональном масштабе и оперативно оценивать происходящие в ней природные процессы, оценивать их динамику и влияние на человеческую деятельность и строить долгосрочные прогнозы.

Выводы и предложения

В ближайшие 10-20 лет число проектов. связанных с функционированием объектов морского нефтегазового и транспортного комплекса в Арктике, скорее всего, будет интенсивно возрастать. Добычные проекты затронут акватории мелководных лицензионных участков в Байдарацкой, Тазовской и Обской губе в Карском и окрестности отмели Пахтусова в Печорском море.

Большое развитие ожидает морской логистический комплекс в связи с интенсификацией вывоза нефти и газа как с сухопутных, так и морских месторождений и развитием Северного морского

В связи с этим активизация исследований окружающей среды хозяйствующими субъектами, скорее всего, неизбежна и приведет к продолжению накопления больших массивов данных и совершенствованию методик их получения. При их унификации и грамотном анализе они могут быть основой для экологически и экономически эффективного планирования освоения шельфа и развития столь необходимых для этого отечественных технологий и методических подходов.

Поэтому для быстрого и эффективного развития технологий необходима гармонизация российской нормативно-правовой базы с подходами к организации работ, а также требований к методам получения, обработки и хранения информации с учетом наилучших отечественных и мировых национальных и отраслевых практик. Важным условием является открытость получаемых данных, возможность введения отраслевых стандартов и обмен наилучшими практиками, по крайней мере на первых этапах в области охраны окружающей среды и минимизации рисков техногенных аварий при реализации арктических проектов. Желательна также более строгая регламентация перечня исследований, синхронизация методических подходов к работам на всех стадиях освоения месторождений и контроль за качеством работ и получаемыми результатами.

С этой целью требуется раскрытие получаемой информации и ее публикация в открытом доступе в электронном виде, для чего необходимо создание единой открытой и пополняемой базы данных, содержащей информацию о природных условиях шельфа Арктики, позволяющей обмениваться большими данными, и видеть глобальные тенденции в этом динамично меняющемся регионе.

ФАКТЫ

достигнет мировой рынок морских больших данных к 2025 г.

Все это позволит более детально изучить природу морей Арктики, оперативно разработать и внедрить новые методические подходы к освоению месторождений и предложить меры охраны и минимизации воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности человека.

Литература

- 1. Ампилов Ю.П. «Новые вызовы для российской нефтегазовой отрасли в условиях санкций и низких цен на нефть» // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2017. - № 2. -
- 2. Ампилов Ю.П. «Проблемы и перспективы разведки и освоения российского шельфа в условиях санкций и падения цен на нефть» // Научнотехнический сборник Вести газовой науки. № 2. 2015 C 5-14
- 3. Ампилов Ю.П. «Сейсморазведка на российском шельфе: проблемы и перспективы в условиях санкций и падения цен на нефть» Offshore [Russia]. -2015 - No 4 - C 38 - 45
- 4 Богоявленский В И Богоявленский И В «Освоение месторождений нефти и газа в морях Арктики и других акваториях России» Вестник МГТУ, том 18, № 3. 2015. C. 377-385.
- 5. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. «Стратегия, технологии и технические средства поиска, разведки и разработки морских месторождений в Арктике» Вестник МГТУ, том 17, Nº 3, 2014 г. С. 437-451.
- 6. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., «Перспективы освоения газовых ресурсов шельфа арктических морей России» // Научно-технический сборник Вести газовой науки № 4 (32) / 2017 С 15-24
- 7. Толстиков А.В., Астафьев Д.А., Штейн Я.И., Кабалин М Ю Наумова Л А «Запасы и ресурсы *УГЛЕВОЛОВОЛОВ*. ПЕВСПЕКТИВЫ ИЗУЧЕНИЯ И промышленного освоения недр морей России в XXI в» Геология нефти и газа. 2018:(4s): С. 73-85.
- 8. Управление информационной политики ОАО «НК "Роснефть"»: Высокое качество нефти месторождения Победа подтверждено лабораторными исследованиями [Электронный pecypc] - Режим доступа: https://www.rosneft.ru/ press/news/item/153820/.
- 9. Управление информационной политики ОАО «НК "Роснефть"»: «Роснефть» открыла новое месторождение в Карском море [Электронный pecypc] – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/ press/releases/item/153712/.
- 10. M. Tankimovich, Dr. John Foster / Big Data in the Oil and Gas Industry: A Promising Courtship/ Plan II Honors Hildebrand Department of Petroleum Engineering, The University of Texas at Austin, May 4 2018 LIRL: https://repositories.lib.utexas.edu/ handle/2152/65104
- 11. Pol Stoun; M.: Number crunching with Big Data, 2014. https://www.bp.com/en/global/corporate/ newsandinsights/bp-magazine/number-crunchingwith-big-data.html.
- 12. Marine Big Data Market Global Industry Analysis, Size, Share, Growth, Trends and Forecast 2017 -2025, Transparency Market Research, 2017 - URL: https://www.transparencymarketresearch.com/ marine-big-data-market.html.

KEYWORDS: marine research, engineering surveys, exploration offshore fields, Arctic, oil and gas, hydrocarbon resources, Northern sea route, marine logistics, production, transportation, Big Data.

НОВАЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА ШЕЛЬФА АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РОССИИ

Рыбалко Александр Евменьевич, ведущий научный сотрудник, д.г.-м.н.

Щербаков Виктор Александрович, заведующий лабораторией геомониторинга недр

Захаров Михаил Сергеевич, ведущий инженер, **К.Г.-М.Н.**

Локтев Андрей Станиславович, ведущий инженер, к.г.-м.н.

Иванова Варвара Викторовна, ведущий научный сотрудник, к.г.-м.н.

Исаева Ольга Витальевна, ведущий инженер

Мотычко Виктор Васильевич, ведущий инженер, к.г.-м.н.

Карташев Александр Олегович, ведущий инженер

Беляев Павел Юрьевич, ведущий инженер

ФГБУ «ВНИИОкеангеология»

В СТАТЬЕ ОБСУЖДАЕТСЯ СОДЕРЖАНИЕ ВПЕРВЫЕ ВЫПОЛНЕННОЙ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ КАРТЫ ШЕЛЬФА АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РФ МАСШТАБА 1:5000000. НА ЭТОЙ ДВУХСЛОЙНОЙ КАРТЕ ПОКАЗАНЫ РЫХЛЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ И КОРЕННЫЕ ПОРОДЫ, ДЛЯ КОТОРЫХ ДАНЫ СРЕДНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ. ТАКЖЕ СОСТАВЛЕНЫ КАРТЫ-СХЕМЫ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ ПО СТЕПЕНИ ПРОЯВЛЕНИЯ ОПАСНЫХ ПРОЦЕССОВ И ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ

THE ARTICLE DISCUSSES THE CONTENTS OF NEW ENGINEERING-GEOLOGICAL MAP OF THE SHELF OF THE ARCTIC SEAS OF THE RUSSIAN FEDERATION ON A SCALE OF 1: 5,000,000. THE MAP IS TWO-LAYER. IT SHOWS (IN COLOR) LOOSE SEDIMENTS AND (BLACK SHADING) BEDROCK, FOR THEM AVERAGE CHARACTERISTICS OF PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES ARE GIVEN. ALSO, SCHEMATIC MAPS OF ENGINEERING-GEOLOGICAL ZONING ACCORDING TO THE DEGREE OF GEOLOGICAL HAZARDS AND ANTHROPOGENIC IMPACT ON THE ARCTIC SHELF WERE PERFORMED WITH MAIN ENGINEERING-GEOLOGICAL MAP

Ключевые слова: инженерная геология, шельф, карта, сейсмоакустические методы, инженерно-геологическое районирование, геологические опасности

Хозяйственное освоение шельфа, которое в значительной степени возродилось в конце первого десятилетия XXI века, привело к усилению роли инженерногеологических изысканий на континентальной окраине. Основную роль играют объекты нефтегазовой отрасли, которые в свою очередь рассматривают арктический шельф России как одну из наиболее перспективных областей. Это привело к возникновению потребности в обзорных мелкомасштабных картах геологического содержания, что диктуется рядом соображений.

Во-первых, необходимостью разработки долгосрочных планов устойчивого развития арктических территорий, основанных на комплексном использовании природных ресурсов и на обобщении накопленного опыта проектирования, строительства и эксплуатации различных хозяйственных объектов на шельфе. Во-вторых, необходимостью предварительной инженерногеологической характеристики и оценки перспективных участков

поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, в том числе углеводородов, россыпей и строительных песков. В-третьих, возможностью широкого использования инженерногеологических карт в системах управления ГИСами и базами данных для решения задач мониторинга природной среды, рационального использования и охраны геологической среды. В-четвертых, необходимостью постоянного совершенствования теории и практики специального картографирования. непосредственно связанного с задачами проектирования, строительства и эксплуатации различных хозяйственных объектов и комплексов арктической зоны.

УДК 550.8

Эти соображения и легли в основу решения Агентства «Роснедра» о подготовке инженерногеологической карты арктических морей России масштаба 1:5000000. которая была поручена ФГБУ «ВНИИОкеангеология». Это решение не было случайным, т.к. первые инженерногеологические карты шельфа,

при этом арктических морей, начали создаваться в институте НИИГА, восприемником которого и является современный институт «ВНИИОкеангеология».

Основные этапы развития инженерно-геологических изысканий на арктическом шельфе РФ

Уровень инженерно-геологической изученности арктического шельфа существенно уступает геологической. Работы по этому направлению в Арктике начали проводиться с 70-х годов XX века, практически одновременно с началом поиска на шельфе УВ сырья. Вплоть до конца прошлого века они выполнялись главным образом в Западно-Арктическом секторе, в редких случаях – в береговой зоне в восточно-арктических морях СССР. Основными организациями, возглавившими и проводящими вплоть до настоящего времени инженерногеологические работы на шельфе арктических морей, являются ФГБУ «ВНИИОкеангеология» (Санкт-Петербург), Мурманская Арктическая морская инженерногеологическая экспедиция (АМИГЭ) и в меньшей мере – Мурманская морская геологоразведочная экспедиция (МАГЭ). В настоящее время организаций, ведущих изыскания, десятки, т.к. потребность в них выросла многократно в связи с развитием морской инфраструктуры нефтегазового

Первые научно-исследовательские инженерно-геологические работы и инженерные изыскания на шельфе арктических морей начал проводить в начале 60-х годов НИИГА (Научно-исследовательский институт геологии Арктики). В 1969 году под руководством Я.В. Неизвестнова была начата разработка методики региональных и детальных инженерногеологических и гидрогеологических работ на шельфе. В 70-е годы было подготовлено первое монографическое описание инженерной геологии шельфов и островов Советской Арктики [Неизвестнов, 1972, 1982], даны заключения по инженерногеологическим условиям строительства портовых пунктов, морского газопровода через Байдарацкую губу, составлена

программа инженерных изысканий для ТЭО возведения искусственных островов и оснований буровых установок на акваториальных продолжениях структур полуостровов Ямал и Гыдан.

В 70-х годах прошлого века

началось инженерно-геологическое изучение нефтегазоперспективных площадей на Баренцевоморском и Карском шельфах (МАГЭ, АМИГЭ). В этот период были выполнены региональные геологогеофизические работы масштаба 1:5000000 – 1:200000 и были составлены карты рельефа дна, донных грунтов, геологические, геоморфологические и инженерно-геологические различных масштабов. В этот же период появились и первые картографические обобщения масштаба 1:5000000 [Козлов, 2004].

С 1980 года МАГЭ начинает проводить полистную геологическую съемку шельфа масштаба 1:1000000 (листы S-40, 41). В процессе этих работ были изучены рельеф дна и физико-механические свойства донных осадков, построены карты инженерногеологического районирования.

Своеобразным итогом этого этапа исследований явилась докторская диссертация Я. В. Неизвестнова «Инженерная геология зоны арктических шельфов СССР», к которой была приложена карта общего (естественноисторического) районирования и дана прогнозная инженерногеологическая характеристика таксономических единиц [Неизвестнов, 1979].

В 70-80-х годах сформировалась методика инженерно-геологических изысканий на арктическом шельфе, основанная не только на изучении кернов и монолитов, но и на сейсмоакустическом профилировании.

В начале 80-х годов были составлены первые инструктивные документы по методике инженерногеологических исследований на шельфе. Они опирались на результаты опытно-методических работ в южной части Баренцева моря, в результате которых были составлены мелкомасштабные карты инженерно-геологических условий масштаба 1:1000000 и 1:1500000 Баренцево-Карского шельфа, дана прогнозная оценка инженерно-геологических условий

шельфа, изучено строение покрова четвертичных отложений Печероморского района, составлен ряд вспомогательных карт. На основе этих материалов Е.Л. Дзилной построена картасхема инженерно-геологических условий и проведено инженерногеологическое районирование южной части Баренцева моря [Методические..., 1983].

В 80-е годы АМИГЭ и другими экспедициями объединения «Союзморинжгеология» (наследницы ВНИИМОРГЕО) были проведены инженерногеологические, опытнометодические и производственные работы в целом ряде нефтегазоперспективных районов южной части Баренцево-Карского шельфа, в результате которых были обобщены данные по геологическому строению, мерзлотным условиям, проведено стратиграфическое расчленение новейших отложений, а их верхние горизонты охарактеризованы инженерно-геологическими показателями, выявлены общие закономерности изменения инженерно-геологических условий. [Козлов, 2006].

В 1990-е годы произошло существенное сокращение инженерно-геологических исследований на арктическом шельфе России, но именно в это время появляются обобщающие работы по инженерногеологическому районированию шельфа, прежде всего Западно-Арктического. Так, в 1995 г. были опубликованы результаты обобщения материалов морского инженерно-геологического бурения, непрерывного сейсмоакустического профилирования, геокриологических исследований и лабораторных анализов инженерногеологических свойств грунтов, выполненных АМИГЭ в Западно-Арктическом регионе с 1980 г. [Мельников, Спесивцев, 1995].

Первая публикация обобщающих данных по инженерной геологии шельфов арктических морей СССР была осуществлена в восьмитомной монографии «Инженерная геология СССР», частично в томах 1, 2, 3, 4 и 5, а также в изданной в эти же годы монографии «Инженерная геология. Шельфы СССР» [Инженерная геология..., 1990].

Начало 2000-х годов ознаменовалось активизацией геологоразведочных



работ на арктическом шельфе России, включая инженерногеологические изыскания. Во многом это связано с расширением работ в этом районе подразделений Газпрома и Роснефти, причем в этот период геофизические работы начались и на Восточно-Арктическом шельфе. Этот период характеризуется возрастанием роли геофизических методов и в первую очередь – сейсмоакустического профилирования [Гайнанов, Токарев, 2019, Рыбалко и др., 2019], однако существующие в настоящее время технологии и аппаратурные возможности этих методов изучения геологического разреза недостаточны для решения инженерно-геологических задач на мелководных акваториях в присутствии мерзлых пород. Так, наряду с сейсмоакустическими работами в зонах развития мерзлых пород на шельфе был успешно выполнен значительный объем электроразведочных работ, в частности – методом постоянного тока [Холмянский и др., 2000].

Большое значение имело составление в 2010 году институтом ВСЕГИНГЕО современной инженерно-геологической карты территории Российской Федерации масштаба 1:2500000 [Круподеров и др., 2011], которая закрепила методику составления обзорных мелкомасштабных инженерногеологических карт.

Результаты мелкомасштабного инженерно-геологического картографирования арктического шельфа

Инженерно-геологическая карта представляет собой продукт самостоятельного картографирования, в результате которого на ней должны быть показаны все важнейшие природные и техногенные факторы, определяющие инженерногеологические условия для регионального планирования, проектирования, строительства, эксплуатации сооружений и проведения инженерных работ на шельфе и в береговой зоне, а также для прогноза изменения геологической среды под влиянием инженернохозяйственной деятельности. На ней также должны найти отражение: рельеф морского дна,

геологическое строение в самом широком смысле этого термина, обобщенная гидрогеологическая характеристика, геологические процессы и явления, включая общую оценку состояния берегов, техногенная структура, связанная с проектированием, строительством и эксплуатацией различных сооружений на морском дне и в прибрежной зоне.

Показ такой обильной информации потребовал больших усилий по свертке информации, выбору наиболее наглядных изобразительных средств. Основной и принципиальной трудностью являлся сравнительно небольшой процент площади морского дна, где уже были проведены инженерногеологические изыскания (не более 10%). Это с самого начала не позволило использовать основной принцип инженерно-геологического картографирования – показ типов грунтов с их характеристикой по физико-механическим свойствам. Поэтому в качестве контрольного источника о площадном распространении рыхлых грунтов по всему арктическому шельфу решено было использовать материалы картографирования четвертичных отложений, которые были отображены на «Геологической карте четвертичных отложений Российской Федерации с прилежащим шельфом масштаба 1:2500000, подготовленной в 2005 г. (автор Е.А. Гусев).

Наряду с четвертичными отложениями существенное значение для инженерногеологического картографирования представляют и дочетвертичные породы, которые характеризуют состав цоколя что необходимо для проектирования инженерных сооружений на шельфе. Эта информация также была получена с соответствующих мелкомасштабных карт, охватывающих арктический шельф РФ.

Исходя из имеющихся на настоящий день доступных для картографирования материалов, при составлении инженерногеологической карты шельфа арктических морей принята следующая схема генерализации картируемой информации:

• **Рельеф морского дна** показан с помощью изобат с шагом 50-100 м сплошными тонкими линиями черного цвета (на рисунке не показаны);

• Геологическое строение представлено нормальным стратиграфическим разрезом по четвертичным и дочетвертичным породам, сведенным в инженерногеологические комплексы (ИГК) для четвертичного покрова и структурно-петрографические комплексы (СПК) для дочетвертичного цоколя.

Под инженерно-геологическим комплексом понимается толща горных пород, расположенных в стратиграфической последовательности и характеризующаяся сходством или закономерной изменчивостью инженерно-геологических характеристик [Словарь..., 1960].

Всего было выделено 13 ИГК и для каждого приведены возраст, литологический состав грунтов, привязка к определенной фациальной обстановке, мощность, площадь распространения с геоморфологической характеристикой и обобщенная атрибутивная инженерногеологическая характеристика по имеющейся информации. Для показа ИГК было использовано главное изобразительное средство – цвет. При этом дисперсным грунтам в текучем, слабо литифицированном и слабо уплотненном состоянии отдана желто-зеленая гамма оттенков, а более уплотненным и литифицированным грунтам розовато-коричневая, со сгущением тона от песчаных грунтов к глинистым. Таким выбором было закреплено важное положение, что с инженерно-геологической точки зрения первостепенное значение имеет состав грунтов, слагающих верхнюю часть геологического разреза.

ИГК-1 – слабые, преимущественно связные глинистые грунты текучей консистенции, обладающие значительной вязкостью и липкостью. В генетическом отношении - это типичные нефелоидные морские отложения, покрывающие поверхность аккумулятивных шельфовых равнин, а также склоны и днища батиальных впадин. Мощность этих отложений – до 10 м. Возраст – голоценовый, часто даже верхнеголоценовый.

ИГК-2 – преимущественно рыхлые несвязные грунты, представленные песками и супесями различной зернистости, часто с небольшой примесью гальки и дресвы коренных

пород. Реже отмечаются галечники или валунно-галечные отложения небольшой мощности. Для всех типов отложений характерно отсутствие или очень низкое содержание алевропелитовых частиц (<10%). В генетическом отношении - это ундалювиальные отложения. Они развиты у подножия подводного берегового склона, в среднем до глубин 10 м, (в восточно-арктических морях до 5-6 м). Развиты на слабонаклонных прибрежных аккумулятивных и аккумулятивно-денудационных равнинах с грядовым и мелкогрядовым рельефом. Возраст этих отложений обычно верхнеи средне-голоценовый.

ИГК-3 – представлен рыхлыми несвязными грунтами с пониженной плотностью (песками, реже супесями с тем или иным содержанием гальки, щебня и гравия коренных пород), формирующимися в условиях высокой пульсационной гидродинамической активности, возникающей в результате деятельности придонных течений. Приурочены к аккумулятивноденудационным и аккумулятивным, выровненным, мелкогрядовым и грядовым равнинам, обычно пространственно связанными с узостями и проливами с интенсивными приливоотливными течениями. Глубины распространения - самые разнообразные, но обычно не глубже 100 м. Мощность отложений сильно изменчива и составляет от десятков сантиметров до 15-20 м в грядах. Возраст отложений - голоценовый, чаще поздненеоплейстоценовый.

ИГК-4 – несвязные и слабо связные грунты (от песков до глин органоминеральных и илов текучей консистенции), залегающие в пределах слабонаклонных и субгоризонтальных аккумулятивных и аккумулятивно-эрозионных равнин. В генетическом отношении это аллювиально-морские образования, образующиеся в условиях смены речного режима седиментации морским. Интервал глубин – 0–20 м, иногда глубже. Эти сложно построенные инженерногеологические комплексы, состоящие из многих десятков слойков, прослоев и линз, различающихся по набору физикомеханических свойств и мозаично сменяющих друг друга, четко приурочены к дельтам и эстуариям

рек и речных систем. Формирование их происходит на протяжении всего голоцена, начинаясь еще в неоплейстоцене. Мощность может составлять десятки метров Характерны сложные фациальные переходы и большое количество органики, которая отрицательно влияет на прочность осадков.

ИГК-5 – суглинки и глины с низким

содержанием органического вещества, часто с примесью гравия и гальки, текучепластичной и мягкопластичной консистенции. Характерны умеренное уплотнение, низкая прочность и значительная вязкость. Формируются в морских условиях при низкой гидродинамической активности, в режиме нефелоидной седиментации. Приурочены к выровненным пологоволнистым аккумулятивным и аккумулятивноденудационным равнинам. Они подстилают отложения ИГК-1, либо приурочены к зонам современных денудационных процессов и могут быть перекрыты с поверхности тонким слоем песчано-глинистого перлювия. Мощность отложений данного ИГК обычно составляет 10-20 м, и они хорошо опознаются на сейсмограммах по наличию региональных рефлекторов в кровле и подошве. Возраст формирования - верхний неоплейстоцен, реже нерасчлененный средний и верхний неоплейстоцен. В пределах восточно-арктического шельфа отложения данного ИГК могут находиться в пластично-мерзлом состоянии.

ИГК-6 – суглинки и супеси с примесью дресвы и гравия, плохая сортировка обломочного материала. Формируются в условиях повышенной гидродинамической активности с преобладанием процессов размыва и транзита обломочного материала. Глинистые осадки характеризуются текучепластичной и мягкопластичной консистенцией. Приурочены к структурноденудационным и денудационным пологоволнистым и мелко грядовым возвышенностям и плато, а также останцам в пределах восточноарктического шельфа. Мощность описываемых отложений колеблется от 1 до 10 м, время формирования верхний неоплейстоцен. Часто находятся в пластично-мерзлом или переохлажденном состоянии при отсутствии ледяных включений.

ИГК -7 – пески, супеси с прослоями глин и суглинков, находящиеся в тонком субгоризонтальном или наклонном переслаивании. Приурочены к вытянутым долинообразным понижениям, как выраженными в современном рельефе, так и погребенными под слоем вышележащих осадков. Формировались в условиях активного пульсационного и направленного гидродинамического режима. В генетическом отношении представляют собой аллювиальные образования верхненеоплейстоценового возраста. По сейсмоакустическим данным, мощность описываемых отложений может достигать 10 м, иногда более.

ИГК-8 – сложен относительно прочными мерзлыми породами, неустойчивыми в условиях растепления. Представлен мерзлыми песками и глинами с прослоями льда, с поверхности перекрытый тонким (первые сантиметры) слоем оттаявших осадков песчано-глинистого состава. Коррелируется с выделенным на суше «едомным» комплексом, сложенным лессовыми грунтами с содержанием льда 50-90% по объему. Формирует приподнятые субгоризонтальные бугристые аккумулятивноденудационные равнины в пределах внутреннего восточно-арктического шельфа, осложненные на склонах гравитационными (в том числе солифлюкционными) процессами. Мощность, по геофизическим данным, может достигать 20 и более метров, а возраст формирования этого ИГК принимается как верхний неоплейстоцен.

ИГК-9 - сложен смешанными отложениями песчано-глинистого состава: суглинками и супесями с примесью гальки и гравия коренных пород. Характерны неправильные слоистые текстуры, часто фиксируются складки нагнетания. Формируются на пологих наклонных поверхностях, что приводит к медленному перемещению обломочного материала вниз по склону. В генетическом отношении относятся к нерасчлененным морским и морским декливиальным отложениям. Приурочены к наклонным аккумулятивноденудационным равнинам со значительным расчленением в виде врезов, переходящих в каньонообразные ложбины, расположенные главным образом

[1] Neftegaz.RU ~ 47 46 ~ Neftegaz.RU [1]



на внешнем шельфе восточноарктических морей. Описываемые отложения вложены в эти каньоны и также формируют фаны у их устьев. Возраст отложений ИГК-9 относится к верхнему неоплейстоцену голоцену. Мощность их в самих каньонах может меняться от 1—5 м на поднятиях и достигать 5—8 м в каньонообразных ложбинах и фанах.

ИГК-10 – глины, суглинки, супеси, реже пески глинистые. Формируются в условиях режима морской седиментации и под влиянием пульсационного поступления обломочного материала со стороны ледников. В генетическом отношении относятся к нерасчлененным образованиям морского и ледниково-морского генезиса. Приурочены к субгоризонтальным грядовым равнинам с преобладанием процессов современной денудации, в депрессиях подстилают отложения ИГК-1 и ИГК-3. Развиты на западно-арктическом шельфе. Мощность отложений различна, но в среднем преобладают значения от 5 до 15 м. Формирование их происходило главным образом в позднем неоплейстоцене.

ИГК-11 – сложен смешанными слабыми и уплотненными песчаноглинистыми отложениями, с постоянным включением шебня. гальки и дресвяного материала коренных пород, с неясной до четкой градационной слоистостью. В генетическом отношении представлены ледниковоморскими проксимальными образованиями, формирующимися в непосредственной близости от края ледника или под покровом шельфового ледника. Залегают в пределах пологоволнистых и всхолмленных аккумулятивноденудационных равнин, а также выполняют днища ложбин и долин стока. Формирование этих отложений началось в позднем неоплейстоцене, но в заливах с современными выводными ледниками продолжается вплоть до настоящего времени. Мощность этих отложений может достигать 15 м, но обычно ограничивается 5-10 м.

ИГК-12 – представлен плотными валунно-галечными супесями и суглинками с характерной «кексоподобной» текстурой. В генетическом отношении относятся к ледниковым

отложениям последнего валдайского оледенения. Залегают в основании толщи последнего гляциоседиментационного цикла. Также слагают гряды и холмы, опоясывающие островные архипелаги западно-арктического шельфа. Мощность описываемых образований составляет первые метры, увеличиваясь в грядах до 15—30 м, время формирования—поздний неоплейстоцен.

ИГК-13 – представлен суглинками, супесями и неоднородными песками с включениями дресвы, щебня и валунов, иногда с нечеткой неправильной слоистостью и блоковой текстурой. В генетическом отношении представляют парагляциальные отложения, сформированные преимущественно под покровом шельфового ледника. Консистенция глинистых грунтов - мягкопластичная, супесчаные и песчаные грунты заметно уплотнены. Мощность описываемых осадочных образований может достигать 10 м, обычно составляет 3-5 м, возраст – верхний неоплейстоцен.

Необходимость отображения на карте двухслойного разреза, включающего ИГК и СПК, вызвала необходимость подбора сочетаний изобразительных знаков — цвета и штриховки. На данном этапе было решено различными цветами показывать ИГК (14 цветовых оттенков), а штриховками разной ориентации и густоты наложения — подстилающие СПК (семь штриховок) (на рис. 1 не показаны из-за маленьких размеров).

На инженерно-геологической карте показаны следующие комплексы коренных пород:

СПК І. Структурнопетрографический комплекс обломочных пород палеогеннеогенового возраста. Этот СФК покрывает большую часть восточно-арктического шельфа, а также слагает плосковершинные поднятия на Карском море.

СПК II. На Чукотском море в районе островов Де Лонга выделяется структурное плато, сложенное базальтами и их туфами, а также андезитами палеоген-неогенового возраста.

СПК III. Представлен осадочными породами морского происхождении мелового и юрского возраста из осадочного чехла Баренцевой

плиты. Мощность их составляет более 10 километров. Развит преимущественно на западноарктическом шельфе, наиболее широко в Баренцевом море.

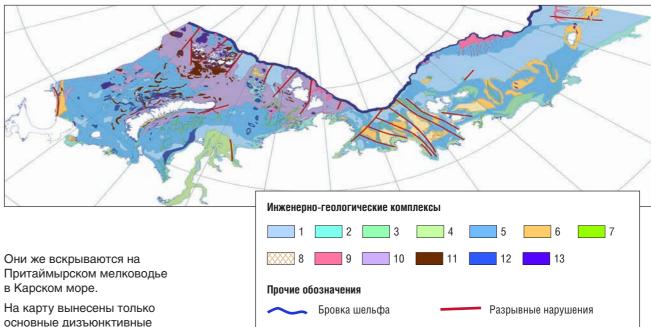
СПК IV. Туффиты, туфоконгломераты, туфобрекчии, туфопесчаники, туфопелиты, вскрывающиеся на поверхности вулканических плато в Чукотском и Восточно-Сибирском морях вокруг островов Де Лонга и Новосибирских. Имеют мезозойский возраст. Эти пестрые по составу образования объединены в структурноформационный комплекс вулканогенно-осадочных пород мезозойского возраста. В составе данного СФК включены также силлы, дайки, штоки основных гипабиссальных и эффузивных пород, слагающие подводные выходы коренных пород на шельфе Земли Франца-Иосифа. Мощность их может достигать 100 м.

СПК V. Слабо сцементированные и полускальные осадочные породы, преимущественно пермскотриасового возраста, слагающие прибрежные платформы вокруг островов Врангеля и Геральда в Чукотском море и архипелага Новая Земля в Баренцевом и Карском морях.

СПК VI. Карбонатные, реже терригенные, галогенные и вулканогенные нерасчлененные породы палеозойского возраста, образующие подводные выходы или расположенные в непосредственной близости от морского дна в пределах сводовых поднятий Баренцевоморской, Лаптевской, Восточно-Арктической и Новосибирско-Чукотской плит.

СПК VII. Метаморфические и изверженные, реже осадочные породы архей-протерозойского возраста, представленные гранитогнейсами, кристаллическими сланцами, габбро-диабазами, кварцитами, амфиболитами. Эти породы прослеживаются вдоль Кольского полуострова К этому СФК относятся также доломиты, известняки, песчаноаргиллитовые породы Байкальской серии, развитой на полуострове Рыбачий, а также на мысе Канин нос. Эти образования формируют моноклиналь, разделяющую породы Балтийского кристаллического щита и Баренцевоморской плиты.

РИС. 1. Упрощенный макет инженерно-геологической карты



на карту вынесены только основные дизъюнктивные нарушения, затрагивающие как ИГК, так и СПК (черный цвет), активизированные в четвертичное время и влияющие на распределение покрова донных отложений верхней части четвертичного разреза (ВЧР).

На карте также приведены типы берегов. Они практически такие же, как и на выпущенной в 2010 г. современной Инженерногеологической карте территории Российской Федерации масштаба 1: 2500 000 [Круподеров и др., 2011]. Именно этот элемент является связывающим между изображением инженерногеологических условий на шельфе и на суше.

Обобщенная геоструктурная характеристика арктического шельфа России использована в качестве одного из ведущих факторов при составлении схемы инженерно-геологического районирования. Имеющаяся весьма скудная гидрогеологическая характеристика полностью вынесена в пояснительную записку. Геодинамическая характеристика представлена выделением типа берегов (4 типа), внемасштабными знаками отдельных явлений (центры сейсмогенной активности) и оконтуриванием проявления процессов газовыделения, подводных гравитационных смещений, а также эрозионных размывов в пределах подводных долин и врезов. Геокриологическая обстановка и мерзлотнодинамические процессы

и явления на данной карте ограничены показом областей, где таковые полностью отсутствуют, встречаются спорадически и, наконец, оконтурены области предполагаемого сплошного развития ММП. Все контуры заимствованы с геокриологической карты, которая одновременно была составлена в ФГБУ «ВНИИОкеангеология». Техногенные объекты показаны на карте внемасштабными знаками и охарактеризованы в пояснительной записке.

Макет инженерно-геологической карты представлен на рис. 1.

Для всех выделенных выше ИГК в пояснительной записке охарактеризованы физикомеханические свойства слагающих их осадков. Они заимствованы из публикаций и доступной фондовой литературы и сведены в базы данных. При этом сразу выяснилась резкая разница в наличии данных по западно-арктическому и восточноарктическому шельфам. Она определяется как особенностями геологического строения, так и, главное, степенью геологической изученности. При достаточно ограниченной изученности западноарктического шельфа на начало 2015 года восточно-арктический шельф имел ее практически на нулевом уровне (сказанное относится и к сейсмоакустической изученности морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского).

Западно-арктический шельф, особенно баренцевоморский, характеризуется расчлененным рельефом, значительной погруженностью бровки шельфа (300 м до 700 м в желобах) и денудационным характером современного развития, когда на значительной части поверхности морского дна вскрываются подстилающие отложения или породы, вплоть до коренных. Особое значение с инженерногеологической точки зрения приобретает наличие в верхней части разреза ледниковых отложений, которые резко отличаются по своим свойствам от других типов четвертичных образований.

Восточно-арктический шельф отличается относительной мелководностью (бровка шельфа лежит на глубине 180-200 м), большой выровненностью и мощным покровом современных нефелоидных осадков с очень низкими показателями прочностных и деформационных свойств. Очень важной особенностью осадков трех восточных шельфовых морей является наличие мерзлых осадков, вплоть до погребенных льдов. Это резко осложняет как проведение самих инженерногеологических изысканий (с мерзлотой часто соседствуют скопления газов, что повышает опасность проведения бурения),

так и выбор площадок под техногенные объекты, безопасных с точки зрения устойчивости

грунтов.

Для всестороннего анализа инженерно-геологических условий шельфовых морей России в Арктике, кроме основной карты, было подготовлено еще 4 схемы масштаба 1:15000000, каждая из которых отражает отдельные аспекты этих условий: инженерногеологического районирования, оценки интенсивности проявления современных геологических процессов и геологических опасностей, районирования шельфовой зоны по характеру и интенсивности проявления техногенных воздействий.

Из них наибольшее и, главное, самостоятельное значение имеет схема инженерно-геологического районирования арктического шельфа. При ее составлении для обоснования и картографического отображения закономерностей формирования инженерногеологических условий был использован метод традиционного трехступенчатого районирования с выделением регионов, областей и районов. Для выделения регионов использовались, как правило, структурно-тектонические признаки, областей - геоморфологические, районов (и подрайонов) классификационные характеристики пород поверхностных отложений. Так, в качестве инженерногеологических регионов выделяются Западно-Арктический шельф и Восточно-Арктический шельф.

При выделении инженерноденудационных процессов, сильно геологических областей во главу изменчивых по пространству угла ставился геоморфологический и по времени; для районов фактор с привлечением 4 типа – нестабильная инженерноэлементов тектонической геологическая обстановка, структуры. Для выделения определяемая процессами инженерно-геологических районов размыва коренного ложа и разнонаправленного переноса использовался принцип смешанного районирования, учитывающий как донных отложений. индивидуальные характеристики, так и типологические черты. В качестве первых рассматривались

специфические морфоскульптурные

вторых – особенности современных

развития инженерно-геологической

преимущественно аккумулятивного

обстановки в целом. С этой точки

зрения рассматривались районы

характеристики в пределах той

или иной акватории, в качестве

определяющие устойчивость и

закономерности современного

процессов литодинамики,

типа развития (АК) – 1 тип,

денудационного типа развития

(АК-ДЕН) – 3 тип, транзитного

Соответственно, для районов

1 типа характерна относительно

мощных покровных отложений; для

времени инженерно-геологическая

денудации и размыва; для районов

3 типа – переходная нестационарная

районов 2 типа – неустойчивая и

изменчивая по пространству и по

типа развития (ТР) – 4 тип.

стабильная инженерно-

геологическая обстановка.

определяемая накоплением

обстановка, определяемая

инженерно-геологическая

обстановка, определяемая

господством аккумулятивно-

направленностью процессов

(ДЕН) – 2 тип, смешанного типа

В конечном счете было выделено 26 инженерногеологических районов, для каждого из которых была приведена полная инженерногеологическая характеристика, включающая геоморфологические, гидролитодинамические, литологические, неотектонические, в том числе сейсмические, а также мерзлотные и другие опасные с геологической точки зрения факторы.

Схема оценки интенсивности проявления современных геологических процессов и геологических опасностей освоения шельфовой зоны окраинных морей Северного Ледовитого океана содержит информацию об интенсивности развития экзогенных и эндогенных геологических процессов и опасности их проявления. Это – склоново-гравитационные и ветро-волновые явления на акваториях, криогенные процессы, землетрясения и др. В пределах шельфа в настоящее время одной из наиболее широко распространенных опасностей признаны скопления газов различной природы.

Для картографирования степени проявления опасных геологических процессов был выбран количественный принцип, широко используемый в квалиметрии и в картах оценки геоэкологического состояния шельфов. Районирование проведено по интенсивности проявления опасных факторов, которое определяется их количеством (1, 2, 3 и более). Им приданы стандартные цвета опасности: зеленый (благоприятный), желтый (требующий внимания или умеренное проявление) и красный (интенсивное проявление, опасный район).

Инженерно-геологическая карта арктического шельфа РФ дополнена также «Схемой районирования шельфовой зоны по характеру и интенсивности проявления техногенных воздействий». На ней цветом выделены четыре вида техногенных воздействий площадного характера: кратковременного воздействия на верхний слой донных отложений в районах интенсивного судоходства и донных работ исследовательского характера; проведения взрывных работ, сопровождающихся существенными изменениями рельефа морского дна и структуры тел, сложенных горными породами; захоронения отходов промышленности и атомной энергетики; зоны постоянного воздействия со стороны тралового рыболовного флота. Исходя из степени и глубины наблюдающихся техногенных изменений, выделены три категории: площади с весьма несущественными изменениями, с низкой степенью изменений и с умеренной степенью среды.

Заключение

- 1. Впервые была проведена систематизация инженерногеологической информации как из государственных, так и из частных источников. Все полученные данные сведены в базу данных, что позволит существенно снизить затраты на инженерно-геологические изыскания.
- 2. Впервые на основе данных о геологическом строении шельфа, результатах инженерногеологических изысканий и их обобщения, составлена «Инженерно-геологическая карта окраинных морей Северного

Ледовитого океана Арктической Зоны Российской Федерации масштаба 1:5000000» В ней показаны пространственное расположение инженерногеологических комплексов разнородных геологических тел, которые могут быть выделены в пространстве и показаны на карте с использованием доступных методов изучения условий залегания, стратиграфогенетической принадлежности, состава, состояния и свойств составляющих его пород, структурно-фациальных комплексов дочетвертичных пород, основные тектонические нарушения, определяющие положение крупных структурнофациальных зон. Приведены обобщенные характеристики физико-механических свойств четвертичных отложений. Данная карта предназначена для получения общих представлений об инженерно-геологическом строении акваторий при

3. Проведено инженерногеологическое районирование дна морей Арктического сектора России с выделением инженерногеологических регионов, инженерно-геологических областей и инженерногеологических районов. Дана обобщенная инженерногеологическая характеристика инженерно-геологических районов.

планировании различных

арктических морей.

инженерных объектов на дне

- 4. Выполнена классификационная оценка интенсивности проявления современных геологических процессов и геологических опасностей освоения шельфовой зоны окраинных морей Северного Ледовитого океана. Проведено районирование арктического шельфа по типам геологических опасностей и возможной интенсивности их проявления.
- 5. Проведено районирование арктических морей Российской Федерации по характеру и интенсивности проявления техногенных воздействий на дно шельфа. Выделены районы с незначительной, низкой и умеренной степенью изменений геологической среды под влиянием таких процессов. В целом констатировано, что

- на современном этапе такое воздействие носит ограниченный характер в локальных районах и преимущественно на Западно-Арктическом шельфе России.
- 6. Выполненные работы могут считаться лишь первым шагом в построении сводной карты инженерно-геологических условий на арктическом шельфе России и потребуют более детального обобщения результатов инженерно-геологических изысканий.

Литература

- Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю. Сейсмоакустические исследования при инженерных изысканиях на акваториях // Геофизика, 2018, № 3, с. 10–16.
- 2. Инженерная геология СССР. Шельфы СССР. М.: Недра. 1990. 240 с.
- 3. Козлов С.А. Инженерная геология Западно-Арктического шельфа России. МПР РФ, ВНИИОкеангеология. СПб. 2004. 147 с.
- 4. Козлов С.А. Концептуальные основы инженерногеологических исследований западноарктической шельфовой нефтегазоносной провинции // Нефтегазовое дело, 2006 / http://
- Круподеров В.С., Андрианов В.Н., Чекрыгина С.Н. Инженерно-геологическая карта России // Разведка и охрана недр, 2011, № 9, с. 17–19.
- Мельников В.П., Спесивцев В.И. Инженерногеологические и геокриологические условия шельфа Баренцева и Карского морей. Новосибирск, Наука, 1995, 198 с.
- Методические рекомендации по инженерно-геологическому изучению нефтегазоперспективных районов шельфа / И.Л. Дзилна, В.Г. Ульст // Рига: ВНИИморгео, 1983, 80 с.
- Неизвестнов Я.В. Некоторые особенности инженерно-геологических условий островов и побережья Арктического бассейна// Доклады симпозиума по инженерно-геологическим условиям Черного моря. Тбилиси, 1972, с. 127–131.
- Неизвестнов Я.В. Методологические основы изучения инженерной геологии арктических шельфов СССР // Инженерная геология, № 1, 1982. С. 3—16.
- Неизвестнов Я.В., Холмянский М.А. Применение электроразведочных работ для решения геокриологических задач на шельфах северных морей // Сб. методик инженерно-геологических исследований и картирования области вечной мерэлоты. Вып. 2. Якутск, 1977. С. 6—7.
- 11. Рыбалко А.Е., Локтев А.С., Токарев М.Ю., Росляков А.Г. и др., Выявление и картирование гравитационных и современных геодинамических процессов при инженерногеологических изысканиях и геологическом картировании на шельфовых морях // Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации. Материалы Пятнадцатой Общероссийской научно-практической конференции изыскательских организаций. М.: 000 «Геомаркетинг». 2019, с. 483 487.

KEYWORDS: Engineering Geology, Shelf, Map, seismicc methods, Engineering Geology Zoning, Geological Hazards.



4

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ ШЕЛЬФА РОССИИ

Суслова Анна Анатольевна,

В.Н.С., К.Г.-М.Н.

Ступакова Антонина Васильевна,

директор Института перспективных исследований нефти и газа МГУ, завкафедрой, д.г.-м.н.

кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова

Коротков Сергей Борисович,

заместитель генерального директора – главный геолог к.г.-м.н.

Карнаухов Сергей Михайлович,

советник генерального директора, к.г.-м.н.

000 «ИНГТ»

Книппер Андрей Александрович, научный сотрудник

Шелков Егор Сергеевич, аспирант кафедры

Баранова Дарья Борисовна, аспирант кафедры

Радченко Кристина Андреевна, аспирант кафедры

Гилаев Ринар Мавлетович, научный сотрудник

Степанов Петр Борисович,

научный сотрудник

кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова

ШЕЛЬФ РОССИИ ОБЛАДАЕТ ОГРОМНЫМ ПОТЕНЦИАЛОМ ДЛЯ РАЗВИТИЯ НЕ ТОЛЬКО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА, НО И ВСЕЙ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА ЕЩЕ НЕ РАЗВЕДАНЫ И НЕ ОСВОЕНЫ НА БОЛЬШЕЙ ЧАСТИ ЕГО АКВАТОРИИ. ПРОГНОЗ РАЗМЕЩЕНИЯ КРУПНЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА И ОСНОВНЫХ ЗОН ИХ КОНЦЕНТРАЦИИ НЕЛЬЗЯ ПРОВОДИТЬ БЕЗ ЧЕТКОЙ КОНЦЕПЦИИ К ПОНИМАНИЮ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ БАССЕЙНОВЫЙ АНАЛИЗ, ПОКАЗЫВАЮЩИЙ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ОПРЕДЕЛЕННЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ЗОНАХ, ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПРИЕМЛЕМЫМ ДЛЯ РАНЖИРОВАНИЯ АКВАТОРИИ ПО СТЕПЕНИ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ НА ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА. ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ КРИТЕРИЕВ ПРОГНОЗА ЯВЛЯЕТСЯ НАЛИЧИЕ ОБЛАСТИ ГЛУБОКОГО ПОГРУЖЕНИЯ, ОГРАНИЧЕННОГО ОТНОСИТЕЛЬНО СТАБИЛЬНЫМИ БЛОКАМИ ЗЕМНОЙ КОРЫ. НА ОСВОЕНИЕ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА, ПОМИМО ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮТ И ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ДАННЫХ РЕГИОНОВ. ЭТО ОПРЕДЕЛЯЕТ АКТУАЛЬНОСТЬ РАЗРАБОТКИ КОНЦЕПЦИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ЕДИНОЙ ДЛЯ ВСЕГО ШЕЛЬФА. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ. ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАССЕЙНОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА. А ТАКЖЕ ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ И ВНУТРЕННИХ МОРЕЙ РФ

RUSSIAN SHELF HAS A HUGE DEVELOPMENT POTENTIAL FOR THE ENERGY SECTOR AND FOR THE WHOLE RUSSIAN INDUSTRY. ENTIRE HYDROCARBON RESOURCES HAVE NOT BEEN DISCOVERED AND EXPLORED YET, LOCALIZATION OF THE OIL AND GAS BEARING AREAS CANNOT BE CONDUCTED WITHOUT A HYDROCARBON GENERATION CONCEPT TO UNDERSTAND THE REGULARITIES OF FLUIDS FORMATION AND ACCUMULATION. NOWADAYS BASIN MODELING WHICH IS SHOWING THE PARTICULARITIES OF OIL ACCUMULATION FORMATION IS THE MOST ACCEPTABLE METHOD FOR THE OFFSHORE FORECAST AND RANGING THE SHELF AREAS ACCORDING ITS POTENTIAL. ONE OF THE KEY HYDROCARBON PREDICTION CRITERIA IS THE EXISTENCE OF THE SAG DEEP BASINS (OIL AND GAS KITCHEN) LIMITED BY RELATIVELY STABLE BLOCKS OF THE CORE CRUST. BESIDE GEOLOGICAL FACTORS CLIMATE AND POLITICAL ENVIRONMENTS ALSO RESTRICT THE EXPLORATION POSSIBILITIES ON THE OFFSHORE AREAS. THE NEW UNIFIED CONCEPT OF THE HYDROCARBON FORECAST IS NEEDED FOR ALL OFFSHORE SHELF AREAS. IN THESE ARTICLE AUTHORS TRIED TO CONCENTRATE ON THE HYDROCARBON ZONING, TECTONIC STRUCTURE AND PROSPECTIVITY OF THE RUSSIAN SHELF BASINS

Ключевые слова: шельф, Арктика, Баренцево море, Карское море, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море, Чукотское море, Дальний Восток, Охотское море, Берингово море, Черное море, Каспийское море, тектоническое строение, перспективы нефтегазоносности, нефтегазогеологическое районирование, геолого-разведочные работы.

Введение

Важнейшим стратегическим направлением работ для освоения углеводородной сырьевой базы является детальное исследование континентального шельфа Российской Федерации, который по своей площади является самым большим в мире. Арктический шельф РФ расположен в пределах

акваторий морей: Баренцева, Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского, в Тихоокеанской части под юрисдикцией России находятся Беринговоморский, Охотоморский шельфы и частично северный сектор Япономорского, в Южном регионе — акватории внутренних морей Каспийского, Черного и Азовского.

Все акватории обладают огромным углеводородным потенциалом с доказанной нефтегазоносностью, за исключением морей Восточно-Арктического шельфа и Японского моря. Некоторые акваториальные нефтегазоносные бассейны обладают схожими чертами с соседними сухопутными и морскими НГБ, но при этом имеют свои уникальные особенности, которые нельзя оставлять без внимания при проведении геологоразведочных работ.

Несмотря на то что бассейны Российской Федерации относительно хорошо изучены различными геологогеофизическими методами (рис. 1), авторами статьи отмечается недостаточное внимание к комплексным региональным работам по увязке результатов разномасштабных работ и сопоставлению результатов, полученных по соседним акваториям и суше. Помимо этого, направления геологоразведочных работ (ГРР) на современном этапе требуют адаптации традиционных представлений об особенностях формирования скоплений углеводородов (УВ) в новых регионах и комплексах, которые часто считаются малоперспективными для поиска или сложно построенными для рентабельной добычи УВ. К таким регионам относят бортовые зоны нефтегазоносных бассейнов, передовые прогибы складчатых зон, сложнодислоцированные породы нижних комплексов осадочного чехла и верхних частей фундамента, плотные трещиноватые или сланцеватые породы и многие другие структурные элементы и комплексы, где есть признаки нефтегазоносности, но пока нет крупных открытий нефти и газа (Ступакова и др., 2019).

В ходе работ по сбору и анализу большого объема фондовой информации по всем акваториям нашей страны авторы заметили

РИС. 1. Геолого-геофизическая изученность акваториальных бассейнов РФ (с использованием данным ФГБУ «РГФ», 2019)



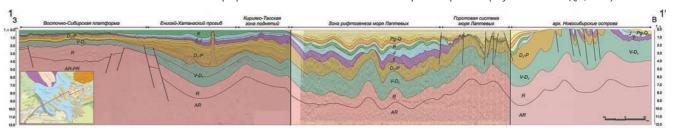
любопытную особенность геологического строения шельфа – традиционное учение о шельфе, как «затопленной» части континентального осадочного чехла и полной идентичности древних отложений, не подтверждается. В акватории на древние бассейны, широко развитые на суше, накладываются молодые осадочные бассейны с более активным флюидодинамическими режимами. Так, например, крупнейший древний протерозой-раннепалеозойский Восточно-Сибирский соленосный бассейн мира характеризуется субгоризонтальным строением галогенных пачек, чередующихся с карбонатными прослоями (Коротков и др., 2017). В его акваториальном продолжении в море Лаптевых (рис. 2) мощный мезо-кайнозойский бассейн накладывается на древние толщи, где мы видим колоссальные по высоте соляные штоки, секущие практически весь разрез (Ступакова и др., 2013).

Соленосные отложения шельфа России практически не изучены, а между тем соленосные

отпожения континентального шельфа характерны для очень многих регионов мира и их связь с наиболее тектонически ослабленными зонами активного погружения ставит под сомнение классическую аридную гипотезу соленакопления, где область максимального накопления солей контролируется исключительно фациальными условиями осадконакопления. Применительно к будущему освоению морских солесодержащих нефтегазоносных областей можно заметить характерную особенность практически со всеми соленосными толшами связано повышенное содержание сероводорода в нижележащих коллекторах, а также такие опасные геологотехнологические осложнения, как рапопроявления и пластичные подвижки (Коротков и др., 2017).

Если же говорить о «молодых» бассейнах, например Охотоморском, то его геологическое строение кардинальным образом отличается от береговой континентальной части.

РИС. 2. Региональный сейсмогеологический профиль Енисей-Хатангского и Лаптевоморского прогибов (Ступакова А.В. и др., 2017)



52 ~ Neftegaz.RU [1]

УДК 550.8

Любопытно геологическое строение Курил: новейшие данные сейсморазведки (работы Росгео-ДМНГ 2017-2019 гг.) показывают спокойное пликативное поднятие антиклинального типа мошного и «спокойного» осадочного чехла, сформированного Палеоамуром. На сейсмических разрезах не наблюдается прогнозируемого ранее стружкоподобного «хаоса» краевой зоны субдукции. Не вдаваясь в дискуссию касательно различных гипотез строения Земли и ее динамической истории, отметим, что при поисково-разведочных работах на углеводороды необходимо опираться исключительно на фактический материал и его комплексную интерпретацию.

Во всех морских нефтегазоносных провинциях мы наблюдаем активную дегазацию недр — высота «газовых труб», по данным сейсморазведки, достигает нескольких километров. На суше такие явления пока не отмечены. Помимо геологического интереса, данное явление представляет серьезную опасность при инсталляции буровых платформ и донного оборудования и требует тщательного, всестороннего изучения.

Арктический шельф связывают больше с газовыми и газоконденсатными месторождениями, так как их поиск ведут на крупных антиклинальных поднятиях,

сформированных в области активного погружения и накопления большой мощности осадочного чехла, согласно антиклинальной теории поисково-разведочных работ на нефть и газ. Наиболее критичным поисковым критерием в этом случае является наличие надежного флюидоупора. Вместе с тем остаются за кадром области сочленения разновозрастных толщ, краевые части бассейнов, тектонически стабильные зоны, обрамляющие области активного погружения бассейна. Эти зоны могут быть перспективны на нефть за счет ее вторичной миграции из более глубоко погруженных горизонтов (Ступакова и др., 2019). Тематических работ, посвященных этим проблемам, крайне мало. И это может привести к негативным последствиям и серьезным финансовым убыткам отрицательным результатам поискового бурения.

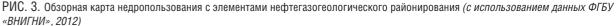
Границы шельфа

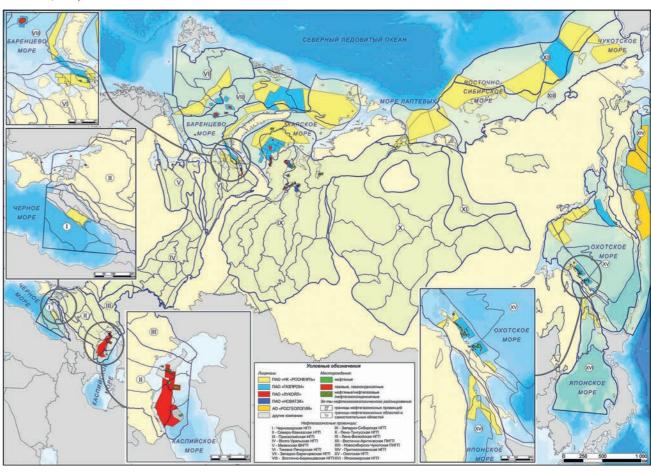
На арктическом шельфе экономическую деятельность в основном ведут Россия, США, Канада, Норвегия и Дания. Границы шельфов арктических государств во многих местах все еще остаются неурегулированными. Так, вопрос о разделении Баренцевоморского шельфа между Россией и Норвегией был разрешен только в 2010 году после подписания соглашения о границе, а вопрос о российско-американской границе в Чукотском и Беринговом морях, несмотря на попытку установить ее в так называемом «Соглашении о Линии Шеварднадзе-Бейкера»

в 1990 году, все еще не разрешен. Неопределенной остается и территориальная принадлежность большого участка шельфа в Восточно-Арктическом секторе, на который претендует ряд государств. Шельф, включающий в себя хребты Ломоносова и Менделеева, активно исследуется российскими учеными. Исследования призваны доказать, что подводные хребты являются непосредственным продолжением континента и подготовить твердую почву для заявки России в ООН о расширении границ континентального шельфа. В 2015 году это было доказано для шельфа Охотского моря (ФЗ «О континентальном шельфе РФ», п. 2 от 15.08.2015). На границы арктического шельфа и исключительную экономическую зону России накладывается еще одна - граница коридора Севморпути. Глобальное потепление и мощнейший в мире ледокольный флот дают уникальную возможность интенсивного развития северного побережья нашей страны благодаря этой трансконтинентальной транспортной

Границы шельфа Черного моря проходят между Россией, Украиной, Румынией, Болгарией, Турцией, Грузией и Абхазией. После вхождения Крыма в состав России появляются спорные границы на черноморском шельфе не только с Украиной, но и Румынией. Глубины черноморского шельфа, особенно в северо-западной акватории, варьируются в пределах 100-150 метров и распространяются на несколько километров от береговой линии. За этой зоной шельф образует крутой континентальный склон, глубины которого могут достигать 2000 метров. Турция, Грузия, Абхазия обладают преимущественно глубоководными участками шельфа. Более того, на глубинах более 200 метров в Черном море отмечается сероводородное заражение, которое сильно усложняет прокладку трубопроводов и приводит к их коррозии.

Каспийское море во времена СССР фактически было внутренним водоемом Советского Союза – лишь 13,8% принадлежало Ирану. После распада СССР каспийский шельф разделен между следующими государствами: Россия, Казахстан, Азербайджан, Туркмения и Иран.





В связи с этим возникла необходимость принятия нового соглашения о разделе границ. 12 августа 2018 года президенты пяти прибрежных стран подписали Конвенцию о правовом статусе Каспийского моря, что стало историческим итогом переговоров, продолжавшихся с 1996 г. Каспийское море было разделено на три основные части: территориальные воды, простирающиеся от берега на 15 морских миль, прилегающую к ним рыболовную зону шириной 10 миль и общее водное пространство. Территориальные воды считаются морской границей государства, а в рыболовной зоне оно располагает исключительными правами на рыбный промысел. Судоходство, рыболовство, научные исследования и прокладка магистральных трубопроводов осуществляются по согласованным сторонами правилам. Однако, разграничение южной части моря, где расположено большинство спорных месторождений, вынесено за рамки конвенции.

Лицензирование и особенности добычи углеводородов

В настоящее время на акваториях работают ведущие российские компании. На 01.01.2019 года в акваториях арктических морей зарегистрировано 70 лицензий (в Карском и Баренцевом – 60, Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском – 10), на Дальнем Востоке – 27, и 18 – в акваториях южных морей (рис. 3).

Большая часть современной добычи ведется на глубинах, не превышающих 200 метров. Сильные подводные течения, большие глубины, а также разного рода природные катаклизмы – смерчи, ураганы, подводные землетрясения и цунами – значительно повышают риски и мешают эффективной и спокойной работе морских нефтяных платформ.

В Западно-Арктических морях (Карское и Баренцево) глубины составляют 100–200 и 300–400 метров. В восточно-арктических

морях преобладают глубины от 20 до 300 м, наибольшая глубина отмечается в северном секторе моря Лаптевых и составляет 3385 м. Малая глубина моря (20-30 м) представляет серьезную проблему для освоения УВ ресурсов восточносибирских морей, поскольку ежегодная экзарация дна льдами и айсбергами делает невозможным использование традиционных донных добычных комплексов и трубопроводов. В ближайшей перспективе единственным выходом из этого тупика является бурение с берега или островов – современные технологии бурения позволяют осваивать 15-километровую зону, а в обозримом будущем возможно достижение 20-25 км горизонтальных отклонений. Таким образом, в разработку может быть вовлечена колоссальная по территории переходная зона арктического шельфа нашей страны.

Для дальневосточных морей помимо активной сейсмичности характерна большая вариативность глубин и кардинальное отличие

геологического строения от прилегающей суши. В Охотском море средняя глубина около 800 м, максимальная достигает 4000 м в его центральной части. Аналогичные вариации глубин отмечаются и в Беринговом море.

Каспийское море имеет среднюю глубину до 200 м, а максимальная глубина в Южно-Каспийской впадине достигает 1025 м. Мощные отложения солей в разрезе формируют идеальные условия уникальных скоплений УВ.

Максимальная глубина Черного моря составляет около 2000 м, а для исследования доступна средняя глубина до 1300 м. Проблема исследования заключается в присутствии в воде сероводорода, опасного для жизни и здоровья человека. Наиболее привлекательным участком для освоения Черного моря является северо-западный шельф, где глубины в среднем составляют 200 метров и выявлено много перспективных структур.

Нефтегазогеологическое районирование

В настоящее время среди ученых нет единого мнения о принципах нефтегазогеологического районирования, чем можно объяснить выделение различных границ для разных нефтегазогеологических объектов разными авторами. На представленной карте приведено нефтегазогеологическое районирование, выполненное ФГБУ «ВНИГНИ» и организациямисоисполнителями (рис. 3). Сущность нефтегазогеологического районирования состоит в разделении территорий и акваторий на различные таксономические категории - провинции, бассейны, области, районы, зоны, месторождения и залежи. По мнению большинства авторов, основным критерием условия нефтегазонакопления является тектонический фактор, который определяет динамику развития всего бассейна на протяжении различных геологических эпох. Из-за разных методических подходов и разных структурных и тектонических карт, положенных в основу нефтегазогеологического районирования, многие границы часто требуют уточнения. Однако наряду с тектоникой и историей развития необходимо

учитывать и литологический, гидрогеологический, геохимический и другие факторы, от которых будет зависеть положение и распространение таких важных элементов нефтяной системы, как резервуар, покрышка, нефтематеринская толща и пути миграции. Помимо вышеперечисленных критериев, необходимо учитывать закономерности размещения месторождений по площади и их приуроченность к определенным структурам и стратиграфическим комплексам.

Нефтегазогеологическое районирование заключается в качественном прогнозе перспектив территорий и акваторий, выполняемом на региональном и поисковом этапах, а также определение малоперспективных зон. Для бассейнового районирования характерен генетический подход к вопросам места и времени образования углеводородов на основе представлений об истории формирования нефтегазоносного бассейна (НГБ). В связи с этим бассейновое нефтегазогеологическое районирование основывается на двух основных принципах, определяющих нефтегазоносность любой территории:

- Нефтегазоносность связана с областями длительного и устойчивого осадконакопления (И.О. Брод);
- Нефть и газ закономерно возникают в процессе литогенеза (Н.Б. Вассоевич).

Стадийность эволюции органического вещества (ОВ) обусловливает создание в бассейне определенной вертикальной зональности распределения залежей нефти и газа. Поэтому формирование осадочного бассейна и превращение его в нефтегазоносный находится в прямой зависимости от тектонической природы участка земной коры, а также и от литологических типов осадочных толщ, формирующихся на различных стадиях существования бассейна.

В настоящее время задача стала ставится шире, для понимания истории формирования нефтегазоносности современного осадочного бассейна. Необходимо определить, как распределялись

углеводороды в прошлом с возможной их трансформацией в последующие эпохи. Отсюда возникло понятие «палеобассейн», как область длительного и устойчивого погружения земной коры на определенном этапе геологического развития в прошлом, в результате которого образуется тело осадочных пород мегарегионального масштаба с собственной нефтегазоносностью, а последующие геологические процессы приводят к изменению его геометрии и строения, а также залежей в его пределах (Ступакова, 2019). Наличие древних толщ и возможное участие их в процессе нефтегазообразования подтверждается и многочисленными битумопроявлениями, зафиксированными на островах.

В основе районирования осадочных бассейнов авторы приняли концепцию положения глубоких прогибов, которые на протяжении длительного геологического времени оставались эпицентром погружения и областью накопления больших мощностей осадков, часто превышающих 10-15 километров. Глубокие прогибы протягиваются на большие расстояния от бассейна к бассейну. В их пределах происходило заложение как древних палеозойских бассейнов, так и более молодых, мезокайнозойских бассейнов. По областям погружения происходил основной транспорт осадочного материала и формировались очаги нефтегазообразования. Ширина таких прогибов составляет 100-200 км, а протяженность достигает 1000 и более км. По глубинным разломам вдоль прогибов часто отмечаются сдвиговые деформации, а на рубеже перестройки от одного бассейна к другому происходили складчато-надвиговые деформации. В результате под молодым осадочным чехлом прослеживаются более древние складчато-надвиговые структуры, вытянутые часто вдоль оси прогибания. На всех этапах развития бассейнов закладывались потенциальные нефтегазоматеринские толщи, которые генерировали углеводороды.

Особенности тектонического строения бассейнов и характера миграции углеводородов

позволяют сделать прогноз поиска новых скоплений нефти и газа. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размыва. В мезозойских бассейнах ловушки часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями, где широкое распространение имеют литологические ловушки как в различных конусах выноса отложений, так и в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В кайнозойских бассейнах поиск углеводородов следует вести на крупных антиклинальных поднятиях.

Стратиграфия

В разрезе осадочного чехла арктического шельфа и островов принимают участие отложения докембрийских, палеозойских и мезокайнозойских отложений и магматические образования разнообразного состава (рис. 4). Палеозойские отложения западной части Российской Арктики вскрыты скважинами в Баренцевом море и на прилегающей суше Карского моря, также ими сложены архипелаги Новой Земли, Свальбарда, Земли Франца Иосифа, Северной Земли. Палеозойские отложения восточного сектора Арктики принято относить к складчатому основанию или фундаменту. мезокайнозойские осадочные бассейны в российской части Арктики закладывались унаследовано на более древних рифейских и палеозойских бассейнах, удваивая мощность осадочного чехла. Разрез преимущественно сложен терригенными и галогенными породами.

Отложения Дальневосточного региона характеризуются более молодым мезокайнозойским возрастом. В разрезе Берингова и Охотского морей на основании данных бурения и сейсморазведки, выделяется разрез, в основном сложенный терригенными и вулканогенными породами. Мощность осадочного выполнения изменяется от полного отсутствия в зонах выхода фундамента на дно моря до 10–12 км на участках его наибольшего погружения.

РИС. 4. Опорные стратиграфические разрезы акваториальных бассейнов РФ *(Ступакова А.В. и др., 2017 с дополнениями)*

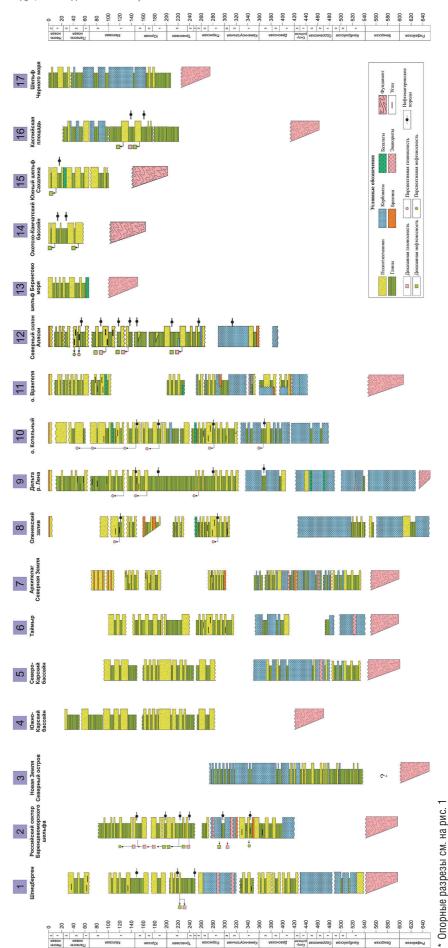


РИС. 5. Схема тектонического строения Баренцева моря (Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)

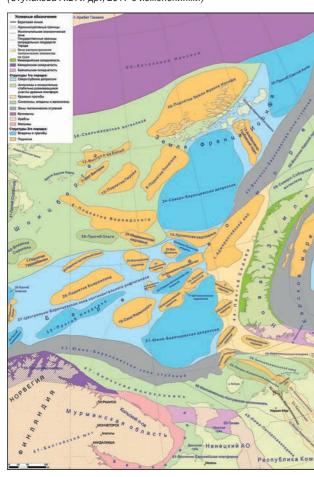
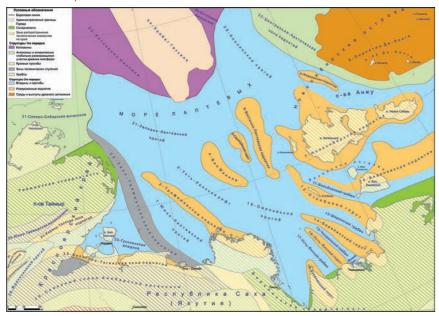


РИС. 6. Схема тектонического строения Карского моря *(Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)*



РИС. 7. Схема тектонического строения моря Лаптевых (*Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями*)



Осадочные породы Каспийского моря лежат на разновозрастном складчатом основании, возраст пород которого колеблется от докембрийского

до позднепалеозойского – раннетриасового и местами триасюрского. Мезозойские отложения в регионе представлены породами триасовой, юрской и меловой

систем. Кайнозойские отложения повсеместно распределены в Каспийском регионе всеми тремя системами – палеогеновой, неогеновой и четвертичной. Разрез осадочного чехла в основном представлен терригенными и галогенными породами.

В осадочном чехле Черного моря выделяются два структурных этажа. Нижний этаж образован мезозойскими и палеоценэоценовыми породами, и вышележащий – олигоценчетвертичными. В основном отложения осадочного чехла характеризуются песчано-глинистокарбонатными породами. Более древние осадочные отложения не изучены.

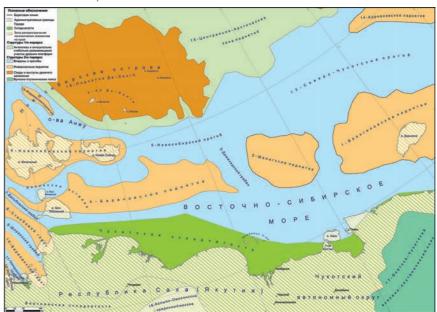
Тектоническое районирование

Арктические моря

Необходимость раздельного фазового прогноза на шельфах РФ поставила задачу выделения сверхглубоких депрессий, в основе которых лежат глубинные разломы

и структуры рифтовой природы, протягивающиеся на большие расстояния от бассейна к бассейну, формируя пояса газонакопления. Ширина сверхглубокой депрессии составляет 100 - 200 км, а протяженность достигает 1000 и более км. Это области изостатического погружения земной коры, часто компенсированные мощным осадочным чехлом (Ступакова А.В. и др., 2017). По глубинным разломам могут происходить сдвиговые деформации. Большие мощности осадочного чехла наиболее подвержены складчато-надвиговым деформациям при активных тектонических режимах. Основные тренды развития сверхглубоких депрессий и поясов осадочных бассейнов показаны на картах голубым цветом (рис. 5-13). Выделялись они по увеличенной мощности осадочного чехла и по слабо проявленным линиям на шельфе относительно низких гравитационных аномалий. В пределах сверхглубоких депрессий выделяются линейные валы,

РИС. 8. Схема тектонического строения Восточно-Сибирского моря *(Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)*



часто инверсионно-сдвиговой природы. Валы вытянуты вдоль бортов депрессий и в их центральных частях. Как правило,

центральный вал наиболее крупный. Для бортовых зон типичны складчато-надвиговые деформации. Сверхглубокие

РИС. 9. Схема тектонического строения Чукотского моря (Ступакова А.В. и др., 2017 с изменениями)

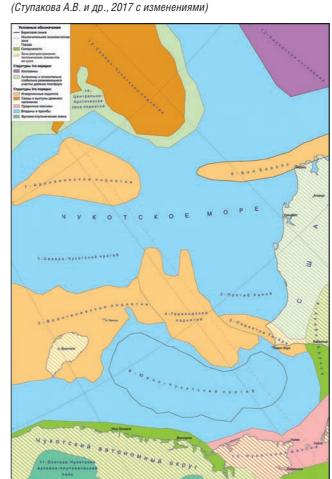


РИС. 10. Схема тектонического строения Берингова моря (с использованием данных Харахинова В.В. и др., 2014)



РИС. 11. Схема тектонического строения Охотского моря (с использованием данных Маргулиса Л.С., 2009, Харахинова В.В. и др., 2014)

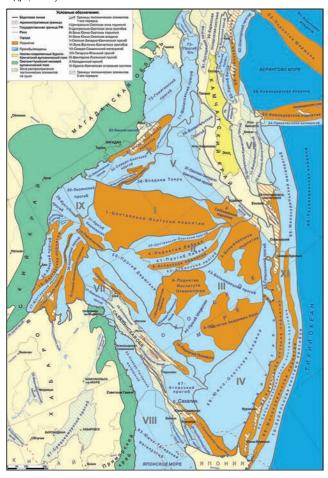
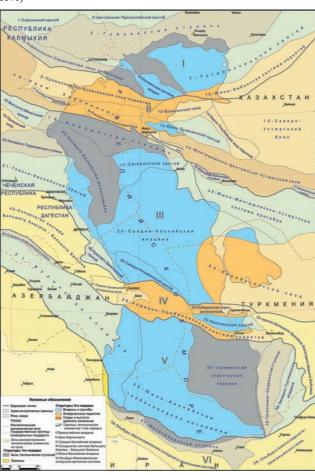


РИС. 12. Схема тектонического строения Каспийского моря (с использованием данных Леонова Ю.Г., Воложа Ю.А. и др., 2010)



депрессии, протягиваясь от бассейна к бассейну, пересекают разнонаправленные тектонические элементы более раннего заложения, формируя в местах пересечения седловины и структуры иного простирания. Склоны сверхглубоких депрессий (серый цвет на карте), как правило, ассиметричны. Один борт может быть крутым и представлять собой тектонический уступ по глубинному разлому. Другой борт – ступенчатый по нижним горизонтам и моноклинальный по верхним горизонтам осадочного чехла.

Платформы или части платформ в виде платформенных массивов древнего заложения ограничивают сверхглубокие депрессии по ширине. Это наиболее тектонически малоподвижные участки земной коры, где средняя мощность осадочного чехла в их пределах изменяется от 3–4 до 5–6 км. На платформах могут быть развиты антеклизы и синеклизы, сводовые поднятия, которым, как правило, соответствуют

несколько повышенные значения гравитационного поля на шельфе. Платформенные массивы могут быть осложнены грабенообразными структурами, размеры которых не сопоставимы с размерами региональных сверхглубоких депрессий, а мощность осадочного чехла не превышает 10 км. Помимо платформенных массивов и глубоких компенсированных осадками прогибов широко развиты зоны складчатости и сопутствующие им краевые прогибы с зонами надвигов и краевых поднятий.

В западной части Российской Арктики, включающей моря Баренцево и Карское с прилегающей сушей, в основе осадочных бассейнов залегают две системы глубоких прогибов разного простирания. К единой системе прогибов северо-западного — юговосточного простирания можно отнести Южно-Баренцевский прогиб и его аналоги в норвежском секторе Баренцева и Норвежского морей, Южно-Карский и Западно-

Сибирский прогибы в Карском море и прилегающей суше Западной Сибири. Эти прогибы пересекаются с прогибами иного простирания, к которым относятся Енисей-Хатангский, Восточно-Уральский, Северо-Баренцевский прогибы северо-восточного - юго-западного простирания. Прогибы разделены платформенными массивами: Северо-Карским, Свальбардским и окраиной Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской платформ. В западном секторе Арктики выделяются Уральская герцинская складчатая система, Новоземельская и Таймырская киммерийские складчатые системы и их передовые прогибы. На востоке выделяется Предверхоянский краевой прогиб, отделяющий киммерийскую складчатую систему от Восточно-Сибирской платформы.

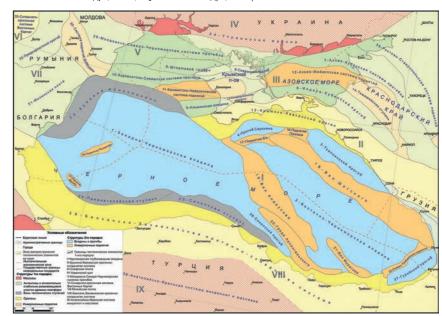
В восточном секторе Арктики широкой полосой с запада на восток протягивается Восточно-Сибирская система прогибов, которая включает в себя прогибы

Восточно-Сибирского моря (Новосибирский прогиб), Южно-Чукотский прогиб и Северо-Чукотский прогиб. Прогибы ограничены срединными массивами в области развития складчато-надвиговых и вулканогенных поясов. На юге это Чукотский складчато-надвиговый вулканогенный пояс с Колымо-Омолонским и Северо-Чукотским срединными массивами. На севере в качестве платформенных массивов можно рассматривать поднятие Де-Лонга и Северо-Чукотское поднятие. В пределах единой системы прогибов Восточно-Сибирской сверхглубокой депрессии выделяются сильно деформированные и смятые в складки линейные валы, по-видимому, инверсионной природы. К ним можно отнести систему Новосибирских поднятий: Барановское, Шелагское, Врангелевское, Геральдское поднятия, поднятие американского сектора Тигара и вал Барроу. Эти поднятия прослеживаются в центральной зоне сверхглубокой депрессии, подчеркивая ее линейность и протяженность (Ступакова А.В. и др., 2017).

Дальневосточные моря

В Дальневосточном регионе отмечаются депрессии более молодого заложения, которые имеют иное простирание и связаны с океаническими впадинами Тихоокеанского пояса. Южнее и западнее осадочных бассейнов Берингова и Охотского морей обнажены сложно построенные альпийские складчато-надвиговые сооружения Корякского нагорья. Севернее широко распространены породы Охотско-Чукотского вулканического пояса (К1-К2), из-под которых местами выходят на поверхность меловые гранитоиды и терригенные отложения верхней юры – нижнего мела (готерива). К северо-востоку среди вулканитов Охотско-Чукотского пояса обнажаются небольшие окна подстилающих их палеозойских карбонатных отложений (Харахинов В.В. и др., 2014). Обрамление Дальневосточного региона представлено практически сплошным депрессионным кольцом. Системой разломов и выступов оно разделяется на отдельные бассейны, которые по строению земной коры и характеру кайнозойского выполнения

РИС. 13. Схема тектонического строения Черного моря *(с использованием данных Никишина А.М. и др., 2001, Глумова И.Ф. и др., 2014)*



образуют тектонический ряд от прогибов окраины континента и приорогенных депрессий кайнозойских коллизионных областей до задуговых глубоководных впадин.

Каспийское море

Среди эпиконтинентальных внутренних морей особое место занимает Каспийское море, которое является крупной гетерогенной депрессией, пересекающей различные структурные элементы. Несмотря на то, что геологии Каспийского моря посвящено большое количество работ и здесь проводятся обширные исследования, многие вопросы строения и истории развития этого водоема остаются пока открытыми. Это относится в первую очередь к соотношению структурных элементов восточной и западной частей Каспийского моря, положению отдельных структур и соотношению структурных планов фундамента и отдельных этажей осадочного чехла и т.д.

В акватории Каспийского моря последовательно с севера на юг сочленяются три крупных современных осадочных бассейна: палеозой-мезозойский Прикаспийский, мезозойский Центрально-Каспийский и мезокайнозойский Южно-Каспийский.

Прикаспийский бассейн характеризуется большими мощностями палеозой-мезозойского комплекса и активным развитием соляной тектоники. Стабильный режим погружения бассейна в течение длительного времени, наличие нефтематеринских толщ, резервуаров и ловушек, а также выявленные нефтегазопроявления почти по всему разрезу и наличие открытых крупных месторождений - все это позволяет весьма высоко оценивать перспективы нефтегазоносности неразбуренной части этого региона. Подтверждением тому является открытие месторождения Кашаган в акватории северного Каспия Казахстана в 2000 году с извлекаемыми запасами 1,7 млрд тонн нефти.

Прикаспийские соли являются главным региональным флюидоупором, с отложениями которых связаны все уникальные и крупные месторождения (Астраханское, Тенгиз, Карачаганак, Оренбургское, Кашаган и др.). Вместе с тем с солями связаны и главные проблемы при бурении поисковоразведочных и эксплуатационных скважин – сероводородное заражение, пластичные деформации и катастрофические рапопроявления. Последнее явление, регулярно приводящее к потере дорогостоящих скважин, крайне слабо изучено и не доступно для надежного прогноза геофизическими методами.

Центрально-Каспийский более молодой, чем Прикаспий,

мезозойский бассейн активно осваивался нефтяной компанией ПАО «Лукойл», где в 2001-2008 гг. были открыты крупные месторождения Ракушечное и 170 км (2001). Хвалынское и Сарматское (2002), им. Владимира Филановского (2005), Морское и Центральное (2008). Практически все эти месторождения лежат вдоль «Линии Карпинского», выделенной великим русским ученым-геологом, академиком в конце 19-го века. В настоящее время с этим трансрегиональным трендом системы глубоких прогибов, протягивающихся с запада на восток и пересекающих Каспийскую впадину, связана целая система нефтегазоносных

Южно-Каспийский бассейн расположен в зоне продолжения передовых прогибов Большого Кавказа в акваторию Каспия. Это наиболее древний нефтегазоносный район, расположенный на участках азербайджанского и туркменского шельфа (рис. 12).

Черное море

бассейнов.

Тектоническое районирование Черного моря детально описано в работах И.Ф. Глумова, А.М. Никишина, А.П. Афанасенкова, А.Н. Обухова, Б.В. Сенина и других исследователей. Современная тектоническая карта отражает крупные структуры Черного моря, показывая области активного погружения и обрамляющие их поднятия (рис. 13). На севере структура граничит с Восточно-Европейской платформой и Скифской плитой, на востоке с Риони-Куринским межгорным прогибом, на западе - структуры Мизийской платформы и, наконец, на юге впадина сопряжена

с тектоническими зонами северного ограничения орогенов Западного и Восточного Понта в составе Балкано-Закавказской складчато-орогенной системы.

Глубоководная впадина Черного моря по особенностям структуры отчетливо разделяется на две области – западную и восточную. В западной области, где фундамент погружен до глубины 15-16 км. а возможно, и более. отчетливая морфологическая дифференциация структуры наблюдается лишь в прибортовых зонах. В восточной области, почти целиком относимой к Эвксинской субконтинентальной плите, фундамент прослеживается геофизическими методами на максимальных глубинах 12-13 км. Здесь выделяются такие крупнейшие системы поднятий, как Центрально-Черноморская, с валами Архангельского и Андрусова, и Черноморско-Грузинская, включающая вал Шатского и Гудаутский (Сухумский) массив, а также депрессионные зоны Туапсинского прогиба и Восточно-Черноморской впадины. С миоцена начались орогенные движения, в результате которых породы, выполнявшие глубокие прогибы Западного Кавказа были инверсированы и подверглись значительной эрозии (Глумов и др., 2014).

Перспективы нефтегазоносности

Бассейны Арктики многообразны по своему строению и времени активного формирования осадочных толщ. На платформах и платформенных массивах сохранились палеозойские бассейны. В глубоких впадинах они оказались погребенными под мощными толщами мезо-

кайнозойских отложений, сформировавших более молодые осадочные бассейны. На всех этапах развития бассейнов закладывались потенциальные нефтегазоматеринские толщи, которые генерировали углеводороды. Особенности тектонического строения бассейнов и характера миграции углеводородов позволяют сделать прогноз поиска новых скоплений нефти и газа. В палеозойских бассейнах поиск следует сосредотачивать на бортовых структурах, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушках, связанных со стратиграфическими несогласиями и выходом древних пород под поверхность размыва. В мезозойских бассейнах ловушки часто связаны с толщами заполнения бассейнов терригенными отложениями, где широкое распространение имеют литологические ловушки в зонах примыкания мезозойских пород к более древним отложениям. В мезозойских бассейнах западного сектора российской Арктики и в кайнозойских бассейнах восточного сектора российской Арктики поиск углеводородов следует вести на начальном этапе на крупных антиклинальных

нефтегазоносность доказана в западном секторе российской Арктики открытием месторождений Поморское ГК, Долгинское Н, Северо-Гуляевское НГК, Варандейморе Н, Приразломное Н, Медынское-море Н, Лудловское Г, Штокмановское ГК, Ледовое ГК, Мурманское Г, Северо-Кильдинское Г в Баренцевом море, а также месторождений Победа НГ, Ленинградское ГК, Русановское ГК, Каменномысскоеморе Г, Северо-Каменномыское ГК, Обское Г, Семаковское Г, Тота-Яхинское Г, Чугорьяхинское ГК, Юрхаровское НГК в Карском море. Официальная оценка ресурсов на 2009 год в арктических морях составляет 130 млрд т условного топлива (ВНИГНИ, 2012).

проблему освоения этих уникальных ресурсов УВ представляют не поисковоразведочные работы, а все, что связано с добычей и обустройством выявленных месторождений. Целый ряд нерешенных технологических, экологических и логистических проблем отодвигают начало эксплуатации на неопределенный срок. Единственным технологически доступным на сегодняшний день сектором этих акваторий является транзитная зона шириной 15-25 километров, губы и острова. Отметим, что практически все острова являются крупными антиклинальными поднятиями всей осадочной толщи и, с точки зрения нефтегазовой геологии, представляют наибольший поисковый интерес. К сожалению, из-за жестких экологических и военно-политических ограничений. эти территории являются последними «белыми» пятнами России - нет ни геофизических, ни буровых данных. Возможно, стоит пересмотреть государственную политику в отношении этих территорий. Опыт Казахстана на Каспии и опыт других стран показывает, что жесткие поднятиях (Ступакова и др., 2017). экологические запреты могут носить сезонный характер в период К настоящему моменту нереста и гнездования, а огромные территории островов позволяют подобрать места, некритичные для видовых популяций и экологии. Учитывая, что прогнозы фазового состава УВ больше тяготеют к газосодержащим залежам, разработка которых гораздо более экологична, а технологии добычи успешно апробированы в условиях хрупкой экосистемы п-ва Ямал, необходимо поднимать вопросы развития этих территорий.

> На Дальнем Востоке подавляющая часть ресурсов УВ прогнозируется в краевых впадинах окраины Евроазиатского континента и кайнозойских аккрепионноколлизионных систем. Эти впадины обычно имеют два структурных этажа: нижний (палеогеновый, обычно доолигоценовый) этаж рифтовый, верхний (олигоценнеогеновый) - синеклизный.

Дополнительно будет решена

проблема энергобезопасности

жизнеобеспечения Севморпути

инфраструктуры и систем

и военных баз.

На сегодняшний день основную

Наиболее четко рифтовый этаж выражен на окраине континента, в Западно-Сахалинском и Охотско-Западно-Камчатском прогибах, где грабенрифты выполнены граувакками, часто угленосными. Верхний (олигоцен-неогеновый) этаж развит практически повсеместно и представлен разнообразными терригенными и вулканогенно-осадочными отложениями, слагающими основной нефтегазоперспективный чехол дальневосточных акваторий (Маргулис Л.С., 2009). Наиболее перспективным остается шельф о. Сахалин, в разрезе которого выделяются мощные слои покрышек и коллекторов.

В акватории Охотского моря открыты следующие месторождения: Кайган-Васюканское-море НГК, Аркутун-Даги НГК, Восточно-Кайганское Н, Лебединское НГК, Одопту-море (Сев. купол) НГК, Одопту-море (Центр. + Южн. купол) НГК, Пильтун-Астохское НГК, Чайво НГК, Киринское ГК, Лунское НГК, Мынгинское ГК, Ново-Венинское НГК, Южно-Киринское НГК, Южно-Лунское НГК, Нептун Н, Тритон Н. Официальная оценка ресурсов на 2009 год на Дальнем Востоке составляет 13 млрд т условного топлива (ВНИГНИ, 2012). Скважины, пробуренные в последние годы на Магаданском шельфе, выявили УВ проявления, но мощнейшие интервалы кремнистых опок вулканогенного генезиса и практически полное отсутствие глинистых или аргиллитовых прослоев, которые выполняют роль флюидоупоров, снижают перспективы открытия коммерчески рентабельных месторождений.

В Каспийском море наиболее перспективными являются его северная часть, где активно развита соляная тектоника, и недоизученной остается центральная часть Среднего Каспия, где возможно открытие нового типа залежей вдоль прогибов «Линии Карпинского». Наибольший интерес вызывает его западная и центральная зоны, обращенные к впадинам в составе морского продолжения Терско-Каспийского прогиба. В Южном Каспии основные концентрации ресурсов УВ образуют пояс, охватывающий северную половину Южно-Каспийской впадины и имеющий наибольший

потенциал в северо-западном (Приапшеронском) и северовосточном (Прибалханском) «узлах» нефтегазонакопления (Сенин Б.В. и др., 2018). Официальная оценка ресурсов на 2009 год в Каспийском море составляет 4,5 млрд тонн условного топлива (ВНИГНИ, 2012).

Потенциал нефтегазоносности Черного моря еще не раскрыт, несмотря на уже имеющиеся месторождения в акватории Крыма и на румынском шельфе. Основная часть перспектив нефтегазоносности связана со склоновыми отложениями в неантиклинальных ловушках нефти и газа. В пределах Керченско-Таманского склона Черноморской глубоководной впадины отмечается мощный (более 2,5 км) условно-дельтовый комплекс плиоцена-плейстоцена. Нельзя исключать возможность развития таких погребенных неогеновых комплексов и в северо-восточной зоне Восточно-Черноморского бассейна, примыкающей к погребенному валу Шатского (Глумов и др., 2014). Официальная оценка ресурсов на 2009 год в Черном море составляет более 4 млрд тонн условного топлива (ВНИГНИ, 2012).

Выводы и предложения

Очевидно, что назрела необходимость постановки работ по комплексированию и увязке разномасштабных данных по шельфам РФ, имеющихся на сегодня. Особое внимание необходимо уделить структурнотектоническим лито-фациальным построениям и выделению зон глубокого погружения, которые ложатся в основу карт раздельного фазового прогноза и трехмерных геологических моделей. Границы основных тектонических элементов и зон нефтегазонакопления могут быть пересмотрены ввиду появления новых геологогеофизических данных в последнее время. Наиболее остро стоит увязка граничных структурнотектонических и фациальных элементов между соседними акваториями и прилегающей сушей.

Разобщение исследований распределенного и нераспределенного фонда недр, поисковых работ госкорпораций



ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

только в границах своих лицензионных участков приводят к общенациональным убыткам и срывам сроков освоения морских УВ ресурсов. Арктический и Дальневосточный шельф России уникальны и требуют уникальных подходов. Для их успешной разведки и освоения в условиях жесточайших технологических санкций недостаточно налоговых льгот. Необходимо объединение усилий всех заинтересованных сторон - государства, госкорпораций, вузов, ведомственных и академических институтов и отечественных сервисных компаний в области недропользования, стратегии геолого-разведочных работ и используемых технологий. Внедрение пятилетних планов финансирования, долгосрочных научно-исследовательских программ и единая стратегия освоения шельфа помогут в открытии новых нефтегазоносных районов.

Проблема освоения континентального шельфа затрагивает общенациональные интересы России. Учитывая тот факт, что до сих пор акватории РФ имеют спорные границы, необходимо проводить комплексные ГРР на шельфе для принятия быстрых правильных стратегических и управленческих решений. Учитывая природные особенности и возможные сложности, с которыми могут столкнуться геологи при освоении новых шельфовых месторождений, необходимо принятие Концепции рационального освоения природных ресурсов на акваториях.

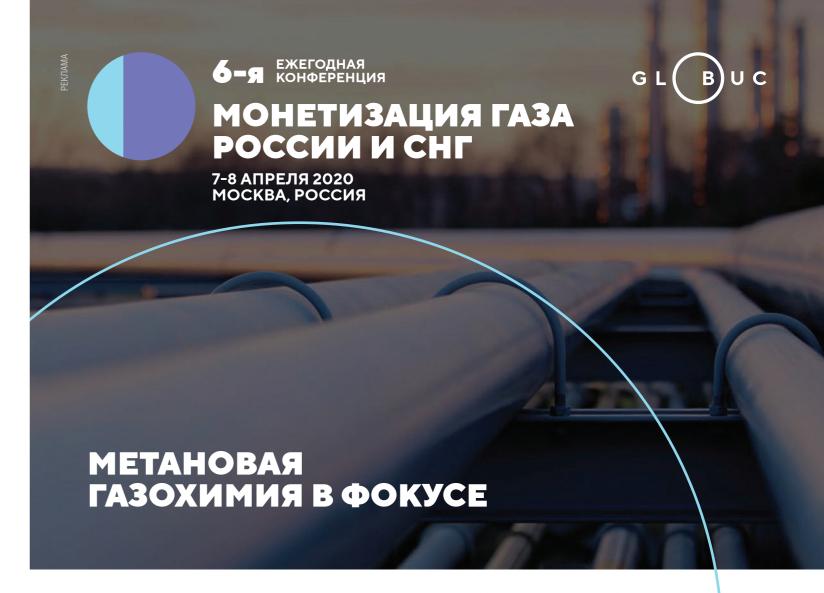
Литература

- Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. – Научный мил. Москва. 2007. – 172 с.
- 2. Веселов О.В., Грецкая Е.В., Ильев А.Я. и др. Тектоническое районирование и углеводородный потенциал Охотского моря / Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН. М.: Наука, 2006. 130 с.
- 3. Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Ровнин Л.И. О стратегии очередного этапа нефтепоисковых работ в Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 341—362.
- 4. Геология Азербайджана, том IV, Тектоника. Баку: Nafta-Press, 2005. — 506 с.
- 5. Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. Региональная геология и перспективы

- нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон / Под ред. Б.В. Сенина. В 2 частях. Часть 1. — М.: 000 «Издательский дом Недра», 2014.
- 6. Грамберг И.С., Сороков Д.С., Супруненко О.И. Нефтегазовые ресурсы российского шельфа // Разведка и охрана недр, 1993, № 8, с. 8 – 11.
- Грамберг И.С., Супруненко О.И. Нефтегазоносные и перспективные осадочные бассейны Евразийской континентальной окраины России // Российская Арктика: геологическая история, минерагения, геология. СПб., ВНИИокеангеология, 2002, с. 421–429.
- Грецкая Е.В. Катагенетическая структура осадочного чехла Северо-Охотского шельфа и перспективы его газоносности // Научнотехнический вестник ОАО НК «Роснефть». 2012. Выпуск 28. С. 38. –42.
- 9. Григоренко Ю.Н. и др. Морская база углеводородного сырья России и перспективы ее освоения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. Т. 2.
- 10. Казанин Г.С., Павлов С.П., Шлыкова В.В., Ступакова А.В., Норина Д.А., Сауткин Р.С., Суслова А.А. Сейсмо-геологическое строение Печорского и юго-восточной части Баренцева морей на основе интерпретации каркасной сети сейсмических профилей МОВ ОГТ 2Д // Геология и геоэкология континентальных окраин Евразии. Выпуск З. Специальное издание, посвященное 40-летию МАГЭ. – ГЕОС Москва, 2011. С. 59–81.
- 11. Катона Виктор. Ресурсы Каспийского региона: Туркменистан, Казахстан, Иран и Россия. 2017. Url: https://russiancouncil.ru.
- 12. Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения. Геология и геофизика 51, 1 (2010), 7—17.
- 13. Косько М.К., Соболев Н.Н., Кораго Е.А., Проскурнин В.Ф., Столбов Н.М. Геология Новосибирских островов основа интерпретации геофизических данных по Восточно-Арктическому шельфу России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 2.
- Коротков С.Б. Выполнение сейсморазведочных работ в переходных зонах суша-море // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 120–123, 325.
- Коротков С.Б., Яковенко Е.Е. Региональное геологическое моделирование для повышения геолого-экономической эффективности поисково-разведочных работ // Газовая промышленность. – 2013. – № 696. – С. 31–34.
- 16. Коротков С.Б., Поляков Е.Е., Коротков Б.С. Региональные трехмерные геологические модели нефтегазоносных провинций как основа поисково-разведочных работ // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017. № 3 (31). С. 308—316.
- Коротков С.Б., Франчук А.А., Семёнова Е.В. Галогенные флюидоупоры Ковыктинского кластера газодобычи Иркутской области // Научно-технический сборник Вести Газовой Науки, №3 (31), 2017, с. 298—307.
- Stoupakova A.V., Henriksen E., Burlin Yu.K., Larsen G.B., Milne J.K., Kiryukhina T.A., Golynchik P.O., Bordunov S.I., Ogarkova M.P., Suslova A.A. The geological evolution and hydrocarbon potential of the barents and kara shelves. In Arctic Petroleum Geology, volume 35 of Memoir of the geological Society of London, pages 235–255. London, 2011. DOI 10.1144/m35.21.
- Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. М.: «ГЕОС». 2010. 64 с.

- Лоджевская М.И. Отчет по теме: «Уточнение количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата Российской Федерации, субъектов федерации и крупных нефтегазоносных регионов по состоянию изученности на 01.01.2009 г.», Москва, 2012.
- 21. Маргулис Л.С. Нефтегеологическое районирование и оценка нефтегазовых ресурсов Дальневосточных морей // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4. № 2.
- 22. Никишин А.М., Коротаев М.В., Болотов С.Н., Ершов А.В. Тектоническая история Черноморского бассейна // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. 2001. Т. 76, № 3. С. 3 18.
- 23. Никишин В.А., Малышев Н.А., Никишин А.М., Обметко В.В. Позднепермско-триасовая система рифтов Южно-Карского осадочного бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2011. № 6. С. 3—9.
- Официальный сайт журнала Neftegaz.RU.
 Геологическое строение и нефтегазоносность
 платформенной части Каспийского моря.
 Url: neftegaz.ru.
- 25. Савицкий А.В. Оценка перспектив нефтегазоносности шельфа Северного Сахалина на основе бассейнового моделирования. Дис. канл. геол.-мин.
- Сенин Б.В., Леончик М.И., Ошерова Н.А.
 Основные итоги геолого-разведочных работ и перспективы развития сырьевой базы углеводородов в акваториях черноморскокаспийского региона. Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2 (2018), 7–17.
- Ступакова А.В., Бурлин Ю.К. История формирования осадочно-породных бассейнов шельфа российской Арктики // Тектоническое совещание РАН. – Москва, 2009.
- Ступакова А.В., Кирюхина Т.А., Суслова А.А., Норина Д.А., Майер Н.М., Пронина Н.В., Мордасова А.В. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна. Георесурсы, 2 (61) (2015), 13—26.
- Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сауткин Р.С., Суслова А.А., Перетолчин К.А., Сидоренко С.А. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики. Геология нефти и газа, 3 (2013), 30–47.
- Ступакова А.В., Суслова А.А., Большакова М.А., Сауткин Р.С., Санникова И.А. Бассейновый анализ для поиска крупных и уникальных месторождений в Арктике. Георесурсы 1 (2017), 19–35.
- 31. Ступакова А.В., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Большакова М.А., Санникова И.А., Агашева М.А., Катков Д.А., Пушкарёва Д.А., Карпов Ю.А. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа. Вести газовой науки, 4 (2016), 154—164.
- Хаин В.Е. Тектоника южного обрамления
 Восточно-Европейской платформы
 (Объяснительная записка к тектонической карте
 Черноморско-Каспийского региона. Масштаб
 1:2 500 000), Краснодар. 2009.
- Харахинов В.В., Шленкин С.И., Вашкевич А.А., Агапитов Д.Д., Обухов А.Н. Нефтегазоносные бассейны Беринговоморского региона (итоги нефтегазопоисковых работ 2000—2009 гг.). Москва: Научный мир, 2014. — 340 с.
- 34. Яшин Д.С., Ким Б.И., Супруненко О.И., Евдокимова Н.К. нефтегазоносные провинции и области восточно-арктического шельфа России. Вестник СПБГУ., сер. 7, вып. 1, 111–113.

KEYWORDS: shelf, Arctic, Barents sea, Kara sea, Laptev sea, East Siberian sea, Chukchi sea, far East, sea of Okhotsk, Bering sea, Black sea, Caspian sea, tectonic structure, oil and gas potential, oil and gas geological zoning, geological exploration.



В фокусе конференции эффективные и рентабельные способы переработки метана в аммиак, карбамид, метанол, их производные. Аудитория конференции: производители, инжиниринговые и технологические компании, поставщики услуг и оборудования для отрасли. Конференция проходит совместно с крупнейшей в регионе 8-ой ежегодной конференцией "Нефтехимия России и СНГ".



КОНФЕРЕНЦИЯ С ФОКУСОМ НА МОНЕТИЗАЦИЮ ГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ



35% УЧАСТНИКОВ – ЗАКАЗЧИКИ



95% УЧАСТНИКОВ ДОСТИГЛИ СВОИХ ЦЕЛЕЙ НА КОНФЕРЕНЦИИ



www.globuc.com/ru/cisgaschem



Мария Картер m.carter@globuc.com



+44 845 868 8234

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

современной экономике государство выступает как

крупнейший заказчик и

МЕЖДУНАРОДНЫЕ ТОРГИ И КОРПОРАТИВНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ КОНКУРСНЫХ ТОРГОВ (МКТ) И КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ. ПОКАЗАНО РАЗВИТИЕ МКТ И ЭЛЕКТРОННОЙ ТОРГОВЛИ В КОНТЕКСТЕ ГЛОБАЛИЗАЦИИ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРЕИМУЩЕСТВА ПРОВЕДЕНИЯ МЕЖДУНАРОДНЫХ КОНКУРСНЫХ ТОРГОВ. АНАЛИЗИРУЮТСЯ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОННОЙ ТОРГОВЛИ, ТАКИЕ КАК ОБЕСПЕЧЕНИЕ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КРИПТОВАЛЮТЫ В МЕЖДУНАРОДНЫХ КОНКУРСНЫХ ТОРГАХ. В СТАТЬЕ РАСКРЫВАЮТСЯ ВАЖНЕЙШИЕ АСПЕКТЫ ПРОЦЕССА ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ. С УЧЕТОМ ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА СФОРМУЛИРОВАНЫ И ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СТРАТЕГИИ ПОСТРОЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИЙ

THIS ARTICLE DISCUSSES THE DEVELOPMENT OF E-COMMERCE IN THE CONTEXT OF GLOBALIZATION. THE ADVANTAGES OF INTERNATIONAL COMPETITIVE BIDDING ARE CONSIDERED. THE ARTICLE ANALYZES THE TRENDS OF E-COMMERCE. SUCH AS CYBERSECURITY AT ENTERPRISES AND THE USE OF CRYPTOCURRENCY IN INTERNATIONAL COMPETITIVE BIDDING. THE ARTICLE REVEALS THE MOST IMPORTANT ASPECTS OF THE PROCESS OF CORPORATE SECURITY IN MODERN CONDITIONS. TAKING INTO ACCOUNT THE INDUSTRY FEATURES OF THE FUNCTIONING OF OIL AND GAS COMPANIES, THE MAIN ELEMENTS OF THE STRATEGY FOR BUILDING A COMPREHENSIVE SYSTEM OF CORPORATE SECURITY OF COMPANIES ARE FORMULATED AND ANALYZED

Ключевые слова: электронная торговля, глобализация, международные конкурсные торги, криптовалюта, цифровая экономика, корпоративная безопасность, информационное обеспечение, кибербезопасность, киберугрозы, Интернет вещей, нефтегазовый сектор.

Захаров Александр Николаевич,

профессор, доктор экономических наук, профессор кафедры мировой и национальной экономики, ВАВТ Минэкономразвития России

еждународные конкурсные торги (тендеры) являются весьма распространенным инструментом современной международной торговли, практикуемым государственными и негосударственными организациями как развитых, так и новых индустриальных и развивающихся стран. Дипломатическая поддержка международных конкурсных торгов (МКТ) осуществляется

в основном развитыми странами. Законодательством многих стран в отношении закупок для государственных нужд устанавливаются определенные правила их проведения. Финансовые институты также вводят определенные правила осуществления закупок за счет средств, выдаваемых ими в качестве займов. В частности, наиболее известны и широко применяются в мире процедуры закупок товаров и составление контрактов на выполнение подрядных работ и услуг, установленные Всемирным банком. Крупные корпорации, имеющие дело с десятками и сотнями поставщиков сырья и комплектующих, также часто устанавливают свои внутренние правила осуществления закупок и размещения заказов. Как показывает международная практика проведения конкурсных торгов, использование конкурсных

механизмов приводит к экономии, по оценке автора, до 40% запланированных средств и способствует корпоративной безопасности.

Предметами торгов, проводимых за рубежом, являются заказы на подряды и поставки самых разнообразных товаров, работ и услуг - от уникальных до массовых. Так, среди предметов сделок, фигурировавших на международных торгах, можно обнаружить поставку нескольких пачек гвоздей и сооружение «под ключ» крупнейших промышленных и гражданских объектов современности.

Широкому распространению международных конкурсных торгов в современных условиях способствует то, что увеличение масштабов государственных заказов требует объективности в выборе той или иной фирмы в качестве поставщика или

торговли известны случаи, когда выдача правительственных заказов, минуя торги, приводила к серьезным экономическим и политическим последствиям. За последнее время решений по совершенствованию контрактной системы в России было принято немало: были внесены изменения в закон о контрактной системе, были упрощены конкурсные процедуры, сокращено время для того, чтобы их проводить, и созданы дополнительные барьеры для недобросовестных участников. Тем не менее работу по повышению эффективности и прозрачности МКТ нужно вести постоянно, так как на госзакупки тратятся ежегодно триллионы рублей. На заседании правительства РФ 26 сентября 2019 г. были обсуждены изменения, которые позволят пресечь практику закупок у единственного поставщика, когда конкурс признан несостоявшимся. Известно, что недобросовестные заказчики часто используют такие схемы, чтобы отсечь конкурентов, оставить «своих» поставщиков. В итоге лишь одна компания участвует в конкурсе, и она признается победителем, поскольку конкурс до этого признан несостоявшимся. Теперь такая ситуация будет анализироваться Федеральной антимонопольной службой. И только с ее согласия будет заключаться контракт. Эти изменения коснутся тех контрактов, начальную цену которых будет определять правительство. А процедура будет четко определена в новом законе¹.

подрядчика. В практике мировой

совершенствовании МКТ большую роль играют консалтинговые фирмы.

Тендерные структуры широко практикуют использование специалистов консалтинговых фирм в процессе подготовки и проведения торгов. Подобный подход к решению организационных задач, связанных с тендером, является оптимальным в тех случаях, когда фирма-заказчик не располагает достаточным штатом своих сотрудников, а его расширение нецелесообразно либо невозможно ввиду отсутствия на месте квалифицированных работников. Предоставление консалтинговых услуг в процессе подготовки международных конкурсных торгов имеет огромное значение для поставщиков, которые делают первые шаги на

пути вхождения в рынок. Опытные профессионалы оказывают помощь на этапе подготовки к торгам или предоставляют комплексное сопровождение на необходимый период времени. Имеются ввиду юридические услуги при участии в аукционах, тендерах, торгах или конкурсах на получение государственных заказов. Также предусматривается юридическое сопровождение в процессе подачи жалобы на неправомерные действия заказчика или иных структур, имеющих отношение к торгам.

На практике применяется два варианта консалтинговой помощи, которые предоставляются на время МКТ. Речь идет о локальном содействии на определенном этапе торгов или комплексной поддержке заказчика на всем протяжении тендера. В локальном варианте помощь может быть одноразовой или постоянной, но в любом случае она распространяется на достижение одной конкретной цели. В качестве примера можно назвать выбор тендера, содействие в процессе подачи заявки и т. д. Комплексная поддержка подразумевает содействие на всех этапах торгов, и ее величина определяется пожеланиями заказчика и его финансовыми возможностями

аким образом, консалтинговые услуги важнейшее направление развития МКТ. Сегодня вполне можно говорить о возрастающей роли консалтинговых услуг в развитии международных конкурсных торгов, что имеет огромное значение для развития малого и среднего бизнеса, в получении инвестиционного консультирования для осуществления внешнеторговой деятельности².

МКТ являются прогрессивной формой мировой торговли, позволяющей сделать процесс осуществления закупок открытым, эффективным и экономичным. Мировая практика проведения МКТ показывает, что этот механизм помогает экономить бюджетные средства и эффективно бороться с коррупцией, способствует корпоративной безопасности. Необходимым условием повышения эффективности международной торговли является модернизация нормативной базы, в том числе закона о госзакупках³.

потребитель продукции целого ряда отраслей, что позволяет превращать государственный спрос в мощный инструмент регулирования экономики, оказывающий влияние на ее динамику и структуру для достижения стратегических целей развития страны. В качестве примера можно привести опыт США, который показал, что система государственных закупок является одним из важнейших механизмов стимулирования инновационного развития американской экономики (создание Кремниевой долины США). Поэтому важно отметить, что освоение российским малым и средним бизнесом формальных механизмов, поддерживающих и регулирующих международные торгово-экономические отношения, происходит весьма медленными темпами. К числу таких механизмов относятся и международные торги, открывающие новые возможности расширения рынка сбыта и налаживания экономических связей с зарубежными партнерами. Одной из причин, сдерживающих участие российского малого и среднего бизнеса в международных торговоэкономических связях, является нехватка собственных ресурсов (человеческих и материальных) для продвижения своей продукции на мировом рынке. С другой стороны, множество организационнобюрократических структур, созданных за последние годы, не обладают еще достаточной компетенцией для оказания эффективной поддержки малому и среднему бизнесу в данной области. К числу таких областей относятся и международных торги. В то же время заметим, что развитие системы международных конкурсных торгов является важным условием повышения

[1] Neftegaz.RU ~ 67 66 ~ Neftegaz.RU [1]

http://government.ru/news/37945/.

² Zakharov A.N., Mirzoyan M.O. The role of consulting companies in encouragement of foreign direct investment, Proceedings of 2017 Tenth International Conference «Management of Large-Scale System Development» (MLSD) Russia, Moscow, V.A. Trapeznikov Institute of Control Sciences, October 2-4, 2017. V kollektivnoj monografi i na ang. yazyke, indeksiruemom v Scopus, https://www.scopus.com/ record/display.uri?eid=2-s2.0-85040541669&origin=r

Федеральный закон от 5 апреля 2013г. №44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров. работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» https://rg.ru/2013/04/12/ goszakupki-dok.html.



эффективности международных проектов государственночастного партнерства и конкурентоспособности страны в целом⁴.

Широкое применение конкурсных механизмов в международной практике дает реальные стимулы для развития предприятий и фирм с наилучшей организацией производства, труда и более высоким уровнем управления, какими являются компании нефтегазового сектора.

а фоне нестабильных цен на нефть и газ, вырожденных месторождений, экстремальных местоположений и новых глобальных бизнестенденций компании нефтегазовой отрасли заняты поиском решений для преодоления этих проблем, в том числе для поиска новых стратегий закупок. Происходит интенсивное развитие предметной специализации организаций, разукрупнение монопольных структур. Безусловно, система конкурсных закупок является активным механизмом всесторонней интеграции отечественной промышленности в мировой рынок товаров и услуг.

Проблемы создания конкурсной системы госзакупок в России заслуживают особого внимания в связи с вступлением России в состав Всемирной торговой организации (ВТО). Для этого необходимо, чтобы законы, нормы, порядки и методы проведения госзакупок в России соответствовали «Соглашению о государственных закупках» ВТО. В соответствии с ним приобретение товаров и услуг должно быть полностью открытым (и не может ограничиваться приобретением товаров и услуг лишь из странчленов), основываться на организации международных торгов, если это целесообразно, и такие торги должны быть подлинно конкурентными. Основными направлениями развития МКТ становятся: максимальное раскрытие национальных рынков закупок государственных и муниципальных органов для поставщиков из других стран; унификация и стандартизация конкурсных процедур, тендерных документов и требований к поставщикам благодаря изменениям в основополагающих документах, регламентирующих МКТ, и использованию новых технологий,

в частности, возможностей Интернета и электронной торговли. Очевидно, что процесс глобализации в целом и мирохозяйственных отношений в частности оказывает свое воздействие и на МКТ, позволяя максимально использовать преимущества конкурентных механизмов над традиционными способами организации закупок и размещения заказов на мировом рынке товаров, работ и услуг. Например, в 2019 году австралийская горнодобывающая энергетическая группа ВНР объявила о проведении первого в мире тендера на поставку СПГ-топлива для транспортировки до 27 миллионов тонн своего экспорта железной руды в Азию с целью «устранить выбросы оксида азота и оксида серы и значительно сократить выбросы диоксида углерода вдоль самого загруженного маршрута массовых перевозок грузов в мире» 5. Говоря о важности роли бизнеса в этом направлении, Президент РФ В.В. Путин в послании Федеральному собранию отметил: «Компании, особенно крупные, обязаны помнить о своей сопиальной и экологической ответственности» 6.

МКТ дают заказчику многие преимущества: возможность сэкономить бюджетные средства, выбрать услуги с наилучшим соотношением ценакачество, избежать коррупции при осуществлении процесса закупок. Поставщику услуг при этом гарантирован заказ с фиксированным размером оплаты. Победитель тендера становится лидером в своем сегменте рынка и тем самым обеспечивает рост своей компании. Участие и победа в тендере для производителей и поставщиков - это импульс к дальнейшему развитию бизнеса, способствует корпоративной безопасности в условиях глобализации.

МКТ открывают новые возможности для оптимизации стратегий закупочной деятельности, что в условиях глобализации и цифровизации мировой экономики является необходимым условием конкурентоспособности Российской Федерации⁷. Социальноэкономическая сущность электронной торговли неразрывно связана с глобализацией мировой ЭКОНОМИКИ⁸.

Также необходимым условием ведения конкурентоспособного

бизнеса является цифровизация экономики. Большую роль здесь играют цифровые технологии. «Цифровые технологии» – один из шести федеральных проектов, включенных в нацпрограмму «Цифровая экономика». Проект рассчитан на реализацию до 2024 г. Финансирование исполнения федерального проекта «Цифровые технологии» начинается с конца 2019 г. Здесь необходимо использовать и инструменты МКТ с целью эффективного расходования бюджетных средств, так как это миллиарды рублей.

недрение информационнокоммуникационных технологий (ИКТ) в систему

мировой и национальной торговли в условиях глобализации и Всемирной сети Интернет обеспечивает участникам МКТ ряд возможностей: оперативное принятие решений на основе внутрифирменного потока информации, расширение круга потребителей, сокращение расходов на клиентское обслуживание, сбор и анализ сведений о предпочтениях потребителей. Вышеперечисленные преимущества представляют большую ценность для компаний. Утечка внутрифирменной информации может послужить причиной недобросовестной конкуренции со стороны других фирм.

По заявлениям представителей международной компании «Лаборатории Касперского», специализирующейся на разработке систем защиты от киберугроз, на сегодняшний день в мире насчитывается несколько десятков тысяч хакеров. Каждое

4 Захаров А.Н., Овакимян М.С. Использование зарубежного опыта государственно-частного партнерства в решении экономических задач России (на примере Франции). // Российский внешнеэкономический вестник. 2012. № 6. C. 12 - 24.

хакерское сообщество имеет четкую специализацию. Самая внушительная по числу участников группировка - это финансовые киберпреступники, захватывающие активы банковских структур, бизнеса и физических лиц. По прогнозам аналитиков, в 2019 году потери от киберпреступлений в мировой экономике могут достичь 2 трлн долларов. В настоящее время существование компьютерной преступности причиняет огромный ущерб экономике России. По словам заместителя генерального директора СК «Сбербанк Страхование» Владимира Новикова, ежедневно 16 предприятий в России подвергаются кибератакам⁹.

В РФ уделяется большое внимание вопросам кибербезопасности. 96% крупных компаний в России планируют внедрять новые решения в сфере кибербезопасности в ближайшие три года (данные VMware). Первый международный конгресс по кибербезопасности (ІСС), в котором приняла участие и Индия, состоялся 5-6 июля 2018 года в Москве. Конгресс объединил свыше 2200 участников более чем из 50 стран. В работе ІСС принял участие президент РФ Путин В.В., который подчеркнул, что для успешной борьбы с киберпреступностью необходимо развивать эффективное международное сотрудничество на корпоративном уровне. Было принято решение сделать этот конгресс ежегодным. В июне 2019 года состоялся второй международный конгресс ІСС, в рамках которого была проведена международная практическая конференция по кибербезопасности OFFZONE и Cyber Polygon – первый в мире онлайн-тренинг по кибербезопасности для крупнейших международных компаний ¹⁰.

В условиях, когда по крайней мере половина компаний нефтегазового сектора по всему миру подвергается кибератакам, значительно возрастает ответственность службы корпоративной безопасности. Можно выделить основные цели воздействия хакерской активности в нефтегазовом секторе:

- экономические (предотвращение притока ресурсов на международные рынки);
- политические (использование кибератак в политических целях, например, перехват управления техническими средствами контроля нефтегазовой компании

может привести к нарушению экологической обстановки или созданию угрозы безопасности для окружающей среды).

Важным для совершенствования деятельности службы корпоративной безопасности является изучение зарубежного и отечественного опыта хозяйствующих субъектов в сфере обеспечения корпоративной безопасности и рынка услуг в этой сфере. На основе анализа и обобщения зарубежного опыта структур обеспечения корпоративной безопасности могут быть разработаны рекомендации по совершенствованию подходов и методов обеспечения функционирования системы безопасности компании¹¹.

аким образом, важным аспектом дальнейшего развития электронной торговли является вопрос улучшения системы ее защиты. Это необходимо для бесперебойного функционирования платформы электронной торговли, обеспечения информационной безопасности и сохранности, защиты от утечки сведений, представляющих коммерческие и производственные тайны предприятий. Совершенствование защиты коммерческих и производственных тайн предприятий в системе электронной торговли подразумевает под собой меры, которые должны быть приняты как со стороны компаний, так и со стороны государства.

Улучшение систем по борьбе с утечкой информации может быть выработано компаниями коллективно – путем проведения конференций и круглых столов. Совместная выработка и подписание бизнес-сообществом рамочных соглашений, направленных на создание международной системы контроля за недобросовестным поведением фирм-конкурентов является важным и эффективным шагом по защите системы электронной торговли. Также представляется действенным веление системы обмена информацией о злоумышленниках, о репутации контрагентов и компанийпоставщиков оборудования. Необходимым условием защиты внутрифирменной информации являются меры, применяемые по отношению к штату компании. Отдел информационных технологий должен состоять

из высококвалифицированных сотрудников и специалистов в области кибербезопасности, постоянно совершенствующих свои профессиональные знания. В компании должны проходить периодические проверки на наличие недобросовестного персонала, а также осуществляться контроль за увольняемыми сотрудниками. Компания также должна поставить своей целью повышение лояльности сотрудников службы безопасности¹².

Со стороны государства мерами по содействию и улучшению системы электронной торговли могут быть обновление юридических норм, которые препятствовали бы утечке сведений как в процессе хозяйственной деятельности бизнесструктур, так и при взаимодействии с государственными, в первую очередь иностранными, учреждениями и совершенствование законодательства об ответственности лиц, допустивших утечку сведений, составляющих коммерческую или производственную тайну предприятия. Российская нормативная база в сфере цифровой экономики находится в процессе реформирования: летом 2017 года правительство РФ утвердило программу «Цифровая экономика Российской Федерации». Программа рассчитана до 2024 года, 1,5 млрд рублей выделены на совершенствование нормативной базы в сфере цифровой экономики¹³.

Еще одним направлением развития электронной торговли является использование криптовалюты. Родоначальник криптовалюты – Дэвид Чом. Он изобрел криптографию для конфиденциальных платежей в системе DigiCash,

[1] Neftegaz.RU ~ 69 68 ~ Neftegaz.RU [1]

⁵ https://www.miningglobal.com/sustainability/ bhp-releases-worlds-first-Ing-fuelled-freight-tendershippina-iron-ore.

⁶ Послание Президента Федеральному Собранию 15 января 2020 года. URL: http://kremlin.ru/events/ president/news/62582 (дата обращения:15.01.2020)

Захаров А.Н. Скачко Е.С. Использование инструментов электронной торговли в международных конкурсных торгах в XXI веке // Российский внешнеэкономический вестник. -2018. – № 6. – C. 86–97.

⁸ Волобьев К Ю Сушность электронной коммерции в системе международных торговых связей // Российский внешнеэкономический вестник. 2015. № 3.

⁹ Коротаев Л «Паборатория Касперского» назвала. число хакеров в мире [Электронный ресурс] // Газета Известия https://iz.ru. 2019. №079. URL: https://iz.ru/873387/2019-04-29/laboratoriiakasperskogo-nazvala-chislo-khakerov-v-mire.

¹⁰ https://icc.moscow/ru/about/.

¹¹ Захаров А.Н. Корпоративная безопасность. М.: Neftegaz.ru. - № 1. 2. 3. 2019.

¹² Захаров А.Н. Кибербезопасность нефтегазового сектора: особенности международного взаимодействия. М.:Neftegaz.ru. – № 3, 2019. – C. 16-24.

¹³ Терёхин К. Какие законопроекты о криптовалюте будут приняты Госдумой весной 2019 года? [Электронный ресурс] // Информационный портал о криптовалютах RusCoins.info 2019. URL. https://ruscoins.info/news/kakie-zakonoporoekti-okriptovalyute-budut-prinyati-vesnoy-2019-goda/#i-2.



однако в 1998 году компания обанкротилась. Эта платежная система была централизованной¹⁴. Новый толчок развитию криптовалюты дало появление децентрализованной платежной системы «Биткойн», которая была разработана в 2009 г. неизвестным программистом¹⁵. На сегодняшний день криптовалюта - это один из видов цифровой валюты. Ее эмиссия и учет основаны на различных криптографических методах, функционирование происходит децентрализовано, в распределенной компьютерной сети. Криптовалюта является реальным программным продуктом, рост курса которого зависит от спроса и предложения, а не от последующих вкладчиков.

Самая популярная криптовалюта – биткойн (поколение децентрализованной цифровой валюты, работающей только в сети интернет). Далее - лайткоин (измененный аналог биткойна), ether («эфир», платформа, позволяющая регистрировать любые сделки с любыми активами на основе распределенной базы контрактов типа блокчейн (распределенной базы данных, которая хранит информацию обо всех транзакциях участников системы), не прибегая к традиционным юридическим процедурам), ripple («риппл», обеспечивает мгновенный и прямой перевод средств между двумя сторонами в любом виде, при этом комиссия установлена на минимальном уровне). Всего в мире насчитывается около 700 криптовалют¹⁶.

Следует отметить, что биткойн, как самая популярная валюта на крипторынке, имеет некоторые преимущества по сравнению с национальными валютами для МКТ: безграничные возможности транзакций; мгновенная перемещаемость; свободный доступ к информации о всех транзакциях, что пресекает мошеннические схемы; совершение операций без посредников; невозможность блокировки перевода какой-либо организацией; невзимание налогов при осуществлении платежа, т.к. биткойн не является национальной валютой какой-либо страны; независимость от инфляционных процессов; возможность платить кому угодно, где угодно и за что угодно. Недостатки применения биткойна заключаются в следующем: валюта не обеспечена ничем, кроме спроса; риск

нового разделения криптовалют; сильная подверженность курса биткойна новостному влиянию и конъюнктурным изменениям; отсутствие единого правового режима относительно криптовалюты в ряде стран; отсутствие должной системы защиты от краж, потерь и прочих рисков. Последние два недостатка исключают возможность использования биткойна как средства платежа в конкурсных торгах на международной арене. Однако при совершенствовании защиты криптовалюты и при признании ее законодательствами большинства стран, такой вид платежа был бы возможен.

На мировой арене отношение к

криптовалюте неоднозначное. Например, в некоторых странах биткойн является полноправным платежным средством (Япония, США, Канада). В этих странах развита сеть криптоматов, и есть возможность оплачивать биткойнами различные услуги¹⁷. При этом в ряде стран обращение криптовалюты либо законодательно запрещено (Непал, Боливия, Бангладеш, Алжир), либо существуют ограничения на отдельные виды сделок (Китай, Индия, Россия, Вьетнам, Индонезия, Таиланд, Киргизия, Эквадор, Исландия, Марокко, Малайзия). Правовой режим криптовалют в РФ обсуждается. Существующие на данный момент законопроект «О цифровых финансовых активах» и изменения в ГК РФ предусматривают ограничения для неквалифицированных инвесторов, куплю-продажу криптовалюты только на зарегистрированных национальных площадках, полную деанонимизацию участников, майнинг (деятельность по созданию новых структур для обеспечения функционирования криптовалютных платформ) квалифицируется как предпринимательская деятельность с обязательной реализацией добытого на национальных биржах. При этом криптовалюта рассматривается как цифровой актив, но не средство платежа и т. д. Запрещена также реклама на отдельных рекламных площадках,

еобходимо отметить опыт союзного государства, близкого экономического и политического партнера России -Беларуси. Операции с токенами (единицами учета криптовалюты)

например в системе Яндекс¹⁸.

и всеми видами криптовалют были легализованы в Беларуси декретом «О развитии цифровой экономики», который президент страны Александр Лукашенко подписал 21 декабря 2017 года. Декрет разрешил физлицам владеть токенами, покупать и продавать их за белорусские рубли, иностранную валюту и электронные деньги, осуществлять майнинг, а также дарить, обменивать и завещать токены¹⁹. Более того, 15 января 2019 года была открыта первая в Беларуси биржа криптовалюты. На белорусской криптобирже Currency.com потенциальные инвесторы могут покупать или продавать токены и инвестировать в традиционные финансовые инструменты с помощью криптовалют и обычных денег²⁰. Говорить о применении криптовалюты в МКТ можно только после того, как она будет законодательно утверждена многими странами. Преимущества этой системы заключаются в том, что она прозрачна, безопасна и упрощена, что будет способствовать совершенствованию МКТ в условиях глобализации и цифровизации. Применение новых технологий при ведении МКТ является важным

14 Матковский И. Кто придумал защищенные электронные деньги? [Электронный ресурс] // Проект «Люди» https://www.peoples.ru/. 2014. URL: https://www.peoples.ru/technics/programmer/ david chaum/

¹⁵ Бабкин А. В., Буркальцева Д. Д., Пшеничников В. В., Тюлин А. С. Криптовалюта и блокчейнтехнология в цифровой экономике: генезис развития // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. 2017. № 5.

¹⁶ Зеленюк А.Н., Орлова Г.А., Тарановская Е.В. Новые криптовалюты в мировой экономике // Российский внешнеэкономический вестник.

Андреева Е. Самые «биткойн-френдли» страны мира [Электронный ресурс] // Блог компании Smile-Expo https://habr.com/ru/company/smileexpo/ 2017. URL: https://habr.com/ru/company/smileexpo/ blog/408493/ (дата обращения: 28.06.2019).

18 Антирейтинг: 15 стран, ограничивших операции с криптовалютами [Электронный ресурс] // Журнал ForkLoa forkloa.com, 2018, URL: https://forkloa. com/antirejting-15-stran-ogranichivshih-operatsii-skriptovalyutami/

¹⁹ Ястребова С., Кантышев П. Белоруссия легализовала криптовалюты ГЭлектронный pecvpc1 // Газета Веломости www.vedomosti. ru. 2017. URL: https://www.vedomosti.ru/finance/ articles/2017/12/25/746361-belorussiya-legalizovala-

²⁰ Гункель Е. В Беларуси открылась первая биржа криптовалюты криптовалюты ГЭлектронный pecypc] // Газета Deutsche Welle www.dw.com. 2019. URL: https://www.dw.com/ru/в-беларуси-открылась первая-биржа-криптовалюты/а-47092496.

условием конкурентоспособности любой страны и, в частности, Российской Федерации.

На основе рассмотренных выше тенденций электронной торговли – усиления защиты предприятий в условиях растущей киберпреступности и применения криптовалюты можно сделать вывод о том, что оба направления нуждаются в совершенствовании правовой базы и внедрении новейших систем защиты от взлома, краж, потерь и других рисков.

условиях глобализации и цифровизации мировой экономики информация

является одним из важнейших ресурсов предприятий. Развитие и совершенствование электронной торговли является необходимым условием конкурентоспособности любой национальной экономики.

Проблема обеспечения безопасности предприятий, корпораций, компаний и фирм приковывает к себе в последние годы все большее внимание научных работников и практиков, непосредственно связанных с производственной деятельностью. Актуализация потребности обеспечения безопасности такого рода объектов обусловливается нарастающим комплексом деструктивных факторов, угроз и преступных посягательств, вызывающих озабоченность акционеров и руководства корпораций в силу их негативного воздействия на результаты хозяйственной деятельности. Успешная деятельность любого предприятия стала напрямую зависеть от его безопасности.

Неблагоприятные факторы и угрозы порождаются осложняющимися мировыми экономическими отношениями, усугубившимися в результате ужесточения экономических западных санкций, финансовых ограничений и развязанной торговой войны против нашей страны, недобросовестной конкуренции. Но действенность американских санкций и их эффективность преувеличены. США не смогли ни к чему принудить даже Северную Корею. Десятки лет они организовывали подкрепленную решениями ООН жесткую блокаду этой маленькой страны, не имеющей практически никаких природных ресурсов. Россия же – это не Северная Корея. РФ обладает

обширными природными ресурсами и экономикой, способными гарантировать самообеспечение. Важно отметить, что эта способность очень сильно укрепилась за последнее время, в том числе и благодаря санкциям, что видно на примере прокладки «Северного потока».

бостряющаяся международная обстановка и непростая **ш** ситуация в экономике России

не способствуют нейтрализации нежелательных макроэкономических тенденций, решению внутренних проблем и успешному развитию российского бизнеса. И здесь велика роль экономической дипломатиии. Так, например, несмотря на то, что Россия и Турция исторически имеют конкурирующие цели в Черноморском регионе, сотрудничество между странами в энергетической сфере состоявшийся запуск «Турецкого потока», можно рассматривать в качестве примера успешного применения одного из инструментов экономической дипломатии, результатом которого, в том числе, может стать сглаживание взаимных противоречий в геополитической сфере²¹.

Проблема эффективного обеспечения безопасности частного сектора экономики Российской Федерации в современных условиях имеет общегосударственное значение, поскольку реализуемые проекты многочисленных корпораций, фирм и предприятий вносят существенный вклад в создаваемый в стране валовой внутренний продукт, особенно корпорации нефтегазового сектора. Поэтому эффективное обеспечение корпоративной безопасности не только создает благоприятные условия для повышения конкурентоспособности и успешности функционирования каждого предприятия, но и способствует устойчивому социально-экономическому развитию страны в целом.

Необходимо сразу же отметить, что функция предприятий по обеспечению своей безопасности хотя и автономна, но не существует изолированно от деятельности государства в сфере национальной безопасности. В настоящее время такая деятельность реализуется посредством сформированной самодостаточной эффективной системы, которая находится

в постоянной динамике и совершенствовании, сообразуясь со складывающейся обстановкой и долгосрочными прогнозами относительно мировых тенденций и особенностей социальноэкономического развития Российской Федерации.

Национальная безопасность обеспечивается проведением единой государственной политики во всех сферах общественных отношений посредством реализации системы мер экономического, политического, организационного и иного характера, адекватных существующим и потенциальным угрозам. По отношению к общегосударственной системе национальной безопасности все другие системы обеспечения безопасности сфер жизнедеятельности государства и общества представляют собой подсистемы. Не составляет исключения и обеспечение экономической безопасности, реализуемое посредством своей подсистемы. Ее составной частью является обеспечение безопасности предприятия.



орпоративная безопасность предприятия трактуется как состояние защищенности

предприятия и его жизненно важных интересов от внутренних и внешних угроз, при котором обеспечивается успешная деятельность предприятия и его устойчивое развитие в результате реализации комплекса нормативно-правовых, организационных, управленческих, режимных, технических, физических, профилактических и пропагандистских мер.

Совершенствование организации экономических процессов привела к вводу в официальный политикоэкономический лексикон ряда новых понятий, имеющих прямое отношение к корпоративной безопасности: экономическая безопасность, национальные интересы Российской Федерации в экономической сфере, угроза экономической безопасности. вызовы экономической безопасности, риск в области экономической безопасности, обеспечение экономической безопасности.

[1] Neftegaz.RU ~ 71 70 ~ Neftegaz.RU [1]

²¹ М. Ханов. «Турецкий поток»: изменит ли газопровод энергетический рынок в Европе? URL: https://tass.ru/ opinions/7510353 (дата обращения:15.01.2020).



Важной составляющей комплексного обеспечения безопасности является система раннего предупреждения о реальных и потенциальных угрозах. Наиболее эффективные результаты в выявлении угроз на ранних стадиях достигаются благодаря арсеналу современных методов информационно-аналитической работы, предусматривающей непрерывный поиск, сбор разнохарактерной информации, ее систематизацию, обобщение и аналитическую обработку. Информационно-аналитическая работа позволяет делать определенные выводы и прогнозы. Полученные данные используются в процессе планирования мер противодействия угрозам в ближайшей или отдаленной перспективе. Таким образом, создаются условия для работы на опережение.

С середины 90-х годов

прошлого столетия в практику государственного управления и осуществления политики социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности Российской Федерации стал внедряться преданный забвению эффективный управленческий инструмент стратегическое планирование. Одним из его важных компонентов является прогнозирование. Стратегическое планирование заметно расширяет возможности страны более расчетливо использовать отечественный потенциал для достижения стратегических целей, системного решения общегосударственных масштабных задач, концентрации и рационального использования имеющихся ограниченных ресурсов, сил и средств на наиболее важных направлениях социально-экономического развития и обеспечения национальной безопасности. В настоящее время сформирована всеобъемлющая нормативно-правовая база для реализации стратегического планирования. Наиболее полно она отражена в федеральном законе «О стратегическом планировании в Российской Федерации», принятом 28 июня 2014 года № 172-ФЗ 22.

Одной из целей стратегического планирования является сочетание интересов отечественной экономики и ее отраслей с интересами частного предпринимательства. В отличие от советского прошлого стратегическое планирование в условиях рыночной экономики основано

на индикативном методе. Таким образом, появился официальный термин, иногда заменяющий «стратегическое планирование» индикативное планирование. Это планирование рекомендательного характера без директив, использующее инструменты косвенного регулирования развития экономики в общегосударственных целях с помощью стимулирующих средств: доступа к государственным закупкам, налоговых льгот и преференций, низких кредитных ставок, формирования свободных экономических зон и территорий опережающего развития с выгодным режимом хозяйствования.

o c

озданная система стратегического планирования и

обеспечивающая ее нормативноправовая база предназначены для использования в основном в государственном секторе экономики и лишь опосредовано могут влиять на частное предпринимательство. Сегодня можно утверждать, что элементы стратегического планирования стали постепенно внедряться в хозяйственную жизнь предпринимательского сообщества. Многие преуспевающие корпорации разрабатывают прогнозы, дающие возможность успешно ориентироваться в мире бизнеса, заблаговременно принимать меры по обеспечению собственной безопасности.

Ряд ведущих компаний нефтегазового сектора практикует разработку долгосрочных стратегий своего развития, которые основываются на прогнозных выводах. Стратегии содержат главные цели, задачи, направления и пути развития бизнеса, определяют потребности в финансовых, материальных, кадровых и других ресурсах, необходимых для достижения намеченных результатов. Одной из форм реализации долгосрочных стратегий служат генеральные стратегические планы, предпринимательские проекты или бизнес-планы. Упорядочение деятельности корпораций по обеспечению своей безопасности достигается посредством ее нормативноправового регулирования. Нормативно-правовая база включает три основных блока: законодательство, подзаконные

нормативно-правовые

акты и ведомственные правовые документы.

Законодательство служит основополагающим (фундаментальным) источником формирования двух других блоков регулирования корпоративной безопасности — подзаконных и ведомственных нормативноправовых актов. Основными законодательными документами, имеющими отношение к обеспечению безопасности бизнеса являются:

Конституция Российской Федерации как основа всей российской системы права. Применительно к нашей теме важно положение Основного закона о гарантиях каждому гражданину Российской Федерации прав и свобод, которые могут быть ограничены в целях экономической безопасности, защиты законных интересов других лиц, обеспечения безопасности государства²³.

Федеральные конституционные законы служат фундаментом для выстраивания и конкретизации всего комплекса правовых актов страны. Например, федеральный конституционный закон «О Правительстве» содержит²⁴ отправные положения о роли, месте и функциях высших органов исполнительной власти Российской Федерации, в том числе в сфере обеспечения национальной безопасности.

Федеральные законы регламентируют отношения в основных сферах общественной жизни. Наиболее значимыми среди них являются федеральные законы «О безопасности»²⁵, «Об обороне»²⁶,

²² Федеральный закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации» от 28.06.2014 № 172-ФЗ (ред. от 31.12.2017). URL: https://fzrf.su/zakon/o-strategicheskom-planirovanii-172-fz/ (лата обрашения: 05.12.2019). «О полиции»²⁷, «Об информации, информационных технологиях и защите информации»²⁸, «О государственной тайне»²⁹, «Об оперативно-розыскной деятельности в Российской Федерации»³⁰, «О противодействии терроризму»³¹, «О частной детективной и охранной деятельности в Российской Федерации»³².

Федеральные законы дают право корпорациям организовывать обеспечение собственной безопасности по своему усмотрению, в том числе создавать свои подразделения безопасности с соответствующими функциями и полномочиями.

Второй блок, регламентирующий

деятельность по обеспечению корпоративной безопасности, подзаконные нормативно*правовые акты*, которые принимаются в развитие законов с целью конкретизации их действия в соответствующей сфере общественных отношений. В этом ряду правовых актов следует назвать «Стратегию национальной безопасности Российской Федерации» 33 и «Стратегию экономической безопасности Российской Федерации на период до 2030 года»³⁴, утвержденные указами президента Российской Федерации, а также такие документы, как «Основы государственной политики в области экологического развития России на период до 2030 года»³⁵ и «Доктрину информационной безопасности Российской Федерации»³⁶.

Так, «Стратегия национальной безопасности Российской Федерации» определяет национальные интересы, цели, задачи и меры в области внутренней и внешней политики, направленные на укрепление национальной безопасности Российской Федерации и обеспечение устойчивого развития страны. Стратегия призвана консолидировать усилия федеральных и региональных органов государственной власти и институтов гражданского общества для достижения поставленных целей и решения выдвинутых задач.

ретий блок, регулирующий деятельность по обеспечению корпоративной безопасности, —

ведомственные правовые акты, учитывающие специфику и особенности предприятий.

Это приказы, распоряжения, инструкции, положения, утверждаемые руководством компаний, устанавливающие определенные режимы безопасности (охраны объектов, пропускной режим на объекты и в определенные помещения, доступа к коммерческой тайне, хранения секретных документов и деловой информации, защиты интеллектуальной собственности корпораций, перевозки материальных ценностей и финансовых средств и др.). К этой категории правовых документов относятся разделы трудового договора, устанавливающие персональную ответственность работников корпораций за нарушения трудовой дисциплины; письменные обязательства сотрудников, допущенных к коммерческой тайне, о ее неразглашении. Весь массив ведомственных правовых актов имеет исключительно предметную направленность, детализирует цели, пути, способы и методы решения задач, указывает необходимые меры и мероприятия, ответственных исполнителей их реализации.

Заключение

Таким образом, в статье проанализирована взаимосвязь международных конкурсных торгов (МКТ) и корпоративной безопасности в нефтегазовом секторе. Показано развитие МКТ и электронной торговли в контексте глобализации. Рассматриваются преимущества проведения международных конкурсных торгов. Анализируются тенденции развития электронной торговли, такие как обеспечение кибербезопасности на предприятиях нефтегазового сектора и использование криптовалюты в международных конкурсных торгах. В статье также раскрываются важнейшие аспекты процесса обеспечения корпоративной безопасности в современных условиях. С учетом отраслевых особенностей функционирования компаний нефтегазового сектора сформулированы и проанализированы основные элементы стратегии построения комплексной системы корпоративной безопасности компаний.

Литература

- Гасумянов В.И. Основы корпоративной безопасности: учебное пособие – М.: МГИМО-Университет, 2019. – 344 с.
- 2. Гасумянов В.И. Корпоративная безопасность в системе обеспечения национальной безопасности

- Российской Федерации: теоретические аспекты. Власть. 2018. № 1. Электронный ресурс: http://jour. isras.ru/index.php/vlast/article/view/5626/5425 (дата обращения: 26.09.2018).
- 3. Зайнуллин С.Б. Корпоративная безопасность: учебное пособие – М.: МАКС Пресс, 2016. – 124 с.
- 4. Захаров А.Н. Экономическая безопасность России в сфере международных отношений: учебное пособие — М.: МГИМО — Университет, 2005. — 44 с.
- Захаров А.Н. Роль механизмов государственночастного партнерства в решении экономических и социальных проблем России. Мировое и национальное хозяйство. 2011. № 1 (16). С. 2 – 7.
- 6. Захаров А.Н. Международные конкурсные торги в современных мирохозяйственных отношениях. Монография. — М.: МГИМО-Университет, 2017. — 263 с
- 7. Захаров А.Н. Международные конкурсные торги. Учебное пособие. Издание 3-е дополненное и переработанное. – М.: МГИМО – Университет, 2018. – 282 с.

KEYWORDS: e-Commerce, globalization, international competitive bidding, cryptocurrency, digital economy, corporate security, information security, cyber security, cyber threats, Internet of things, oil and gas

- ²⁷ Федеральный закон «О полиции» от 07.02.2011 № 3-ФЗ (ред. от 02.12.2019). URL:http://www. consultant.ru/document/cons_doc_LAW_110165/ (дата обращения: 05.12.2019).
- ²⁸ Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 149-ФЗ «Об информации, информационных технологиях и о защите информации» (с изменениями и дополнениями).URL:https://base.garant. ги/12148555/(дата обращения: 05.12.2019).
- ²⁹ Федеральный закон «О государственной тайне» от 21.07.1993 № 5485-1 (ред. от 29.07.2018). URL:https://fzrf.sw/zakon/o-gosudarstvennojtajne-n-5485-1/(дата обращения: 05.12.2019).
- ³⁰ Федеральный закон «Об оперативно-розыскной деятельности» от 12.08.1995 № 144-ФЗ ст 23 (ред. от 02.08.2019).URL:https://fzrf.su/zakon/ ob-operativno-rozysknoj-deyatelnosti-144-fz/st-23. php(дата обращения: 05.12.2019).
- ³¹ Федеральный закон «О противодействии терроризму» от 06.03.2006 № 35-ФЗ (ред. от 18.04.2018) URL:https://fzrf.su/zakon/oprotivodejstvi1-terrorizmu-35-fz/(дата обращения: 05.12.2019).
- ³² Федеральный закон «О частной детективной и охранной деятельности в Российской Федерации» (ред. от 02.08.2019). URL:https://fzrf.su/zakon/ochastnoj-detektivnoj-i-ohrannoj-deyatelnosti/(дата обращения: 05.12.2019).
- ³³ Указ президента РФ от 31.12.2015 г. № 683 «О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации». URL: http://static.kremlin.ru/media/ acts/files/0001201512310038.pdf (дата обращения: 31.12.2019).
- ³⁴ Указ президента РФ от 13.05.2017 г. № 208 «О Стратегии экономической безопасности Российской Федерации до 2030 года». URL: http:// www.kremlin.ru/acts/news/54497(дата обращения: 31.12.2019).
- 35 Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации на период до 2030 года. URL: http://www.kremlin. ru/events/president/news/15177 (дата обращения: 31 12 2019)
- ³⁶ Указ Президента Российской Федерации от 05.12.2016 № 646 «Об утверждении Доктрины информационной безопасности Российской Федерации». URL: http://publication.pravo.gov.ru/ DocumentView/0001201612060002?index=1&range Size=1(дата обращения: 31.12.2019).

²³ Конституция Российской Федерации (с учетом изменений, внесенных указом Президента Российской Федерации от 27 марта 2019 г. № 130 и вступивших в силу с 4 апреля 2019 г.). URL: http://konstitucija.ru/ (дата обращения: 05.12.2019).

²⁴ Федеральный конституционный закон от 17.12.1997 № 2-ФКЗ (ред. от 28.12.2016) «О Правительстве Российской Федерации». URL:http:// www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_17107/ (дата обращения: 05.12.2019).

²⁵ Федеральный закон «О безопасности» от 28.12.2010 № 390-ФЗ (поспедняя редакция). URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_ LAW_108546/(дата обращения: 05.12.2019).

²⁶ Федеральный закон «Об обороне» от 31.05.1996 № 61-ФЗ (ред. от 03.08.2018) URL: https://fzrf. su/zakon/ob-oborone-61-fz/ (дата обращения: 05.12.2019).

АРКТИЧЕСКАЯ ДОКТРИНА РОССИИ И СТРАТЕГИЯ МОРСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

АКТИВНОЕ ОСВОЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ СТАВИТ НА ПОВЕСТКУ ДНЯ СОЗДАНИЕ ОСОБОГО ДОКУМЕНТА, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩЕГО ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ. АРКТИЧЕСКАЯ ДОКТРИНА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ДОЛЖНА ПРЕДСТАВЛЯТЬ СОБОЙ СИСТЕМАТИЗИРОВАННУЮ И СКОНЦЕНТРИРОВАННУЮ В ЕДИНОМ ДОКУМЕНТЕ СОВОКУПНОСТЬ ОСНОВОПОЛАГАЮЩИХ ОФИЦИАЛЬНЫХ ВЗГЛЯДОВ НА ГОСУДАРСТВЕННУЮ ПОЛИТИКУ РОССИИ В АРКТИКЕ, ОРГАНИЗАЦИЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГОСУДАРСТВА, ОБЩЕСТВА И ГРАЖДАН ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИИ. ПОЛОЖЕНИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ДОКТРИНЫ ЯВЛЯЮТСЯ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМИ ДЛЯ ВСЕХ ОРГАНОВ ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ И ПРЕДПРИЯТИЙ. НА КОТОРЫЕ ВОЗЛОЖЕНА ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

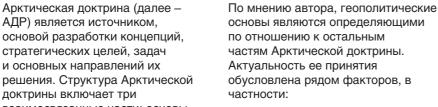
THE ACTIVE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESERVES IN THE NORTHERN SEAS PUTS THE CREATION OF A SPECIAL DOCUMENT REGULATING ACTIVITIES IN THE ARCTIC REGION ON THE AGENDA. THE ARCTIC DOCTRINE OF THE RUSSIAN FEDERATION SHALL BE A SYSTEMATIC AND CONCENTRATED IN A SINGLE DOCUMENT SET OF FUNDAMENTAL OFFICIAL VIEWS ON RUSSIAN STATE POLICY IN THE ARCTIC, THE ORGANIZATION OF THE ACTIVITIES OF THE STATE, SOCIETY AND CITIZENS TO ENSURE THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC AREA OF RUSSIA. THE PROVISIONS OF THE ARCTIC PART OF SUCH DOCTRINE ARE BINDING ON ALL EXECUTIVE BODIES AND ENTERPRISES RESPONSIBLE FOR THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC REGIONS

Ключевые слова: освоение Арктики, углеводородные запасы, стратегия, устойчивое развитие, доктрина.

Митько Арсений Валерьевич,

вице-президент, председатель совета молодых ученых Севера Арктической общественной академии наук, доцент кафедры ПБЗ и АСП Санкт-Петербургского университета ГПС МЧС России

АДР) является источником, основой разработки концепций, стратегических целей, задач и основных направлений их решения. Структура Арктической доктрины включает три взаимосвязанные части: основы стратегии обеспечения развития Арктических регионов России, геополитические и экономические основы.



- «глобализация» интересов человечества в Арктике, связанная с активным заселением северных территорий и истощением природных, пространственных и других
- тенденции к утрате Россией лидерства в Арктике, закрепленного в том числе ее максимальным секторальным
- тенденции к утрате Россией накопленного за голы широкомасштабного освоения Арктики научно-информационного потенциала по арктическим
- экологические проблемы;
- перспективность арктического фундамента сохранения евроазиатского единства России; а также СМП как основа евразийского транспортнокоммуникационного каркаса;

- представляется перспективной стабилизация устойчивого мирового развития на основе стабилизации российского развития:
- становится очевидной целесообразность оценки рентабельности Арктических решений, в первую очередь с позиций геополитических масштабов;
- продолжается тенденция возрастания военностратегического значения для России Арктического региона.

Арктическая организация государства естественно должна включать в себя систему управления. Основные факторы, определяющие безальтернативность создания Центра управления – ядра Арктической организации государства - состоят в следующем:

- обеспечение пространственного арктического планирования;
- обеспечение единой инвестиционной политики в Арктике по привлечению внутренних и внешних инвестиций;
- содействие сокращению разрыва в оттоке и притоке капитала в АЗРФ для снятия социальной напряженности в обществе.

Резкое возрастание активности арктических и неарктических государств в Арктике привело к принятию некоторых решений, расширяющих возможности неарктических государств, например путем создания Арктического экономического совета. Очевидным становится возрастание роли Китая в арктической политике и практике. Это можно пояснить четко сформулированной позицией Китая, аргументированно обосновывающее его участие в процессах управления. Арктическая политика Китая, излагаемая в Белой книге, относится к следующим направлениям:

- углубление разведки и понимания Арктики;
- охрана экологической среды Арктики и решение проблемы изменения климата;
- законное и рациональное использование ресурсов Арктики;

- активное участие в управлении Арктикой и международном сотрудничестве;
- содействие миру и стабильности в Арктическом регионе.

В Белой книге Китая подчеркивается, что будущее Арктики касается интересов арктических государств, благополучия неарктических государств и человечества в целом. Управление в Арктике требует участия и вклада всех заинтересованных сторон. На основе принципов «уважения, сотрудничества, беспроигрышного результата и устойчивость», Китай готов сотрудничать, чтобы воспользоваться этой исторической возможностью для развития Арктики, для решения проблем не только евразийского масштаба, но и глобального.

Приближенным аналогом «Белой книги Китая» мог бы быть документ России в виде Арктической доктрины, концентрирующий основные положения, излагаемые в большом количестве документов. Проект такого документа был разработан Арктической общественной академией наук еще в 2003 году, но официально не принят, хотя многие его положения реализованы в почти 500 документах, определяющих арктическую политику России.

Достаточно сказать, что до сих пор не принят многократно предлагаемый и корректируемый закон об Арктической зоне России, который должен именно быть основан на Арктической доктрине. Это усложняет сотрудничество с зарубежными государствами, в первую очередь с Китаем, особенно в сфере обеспечения всех видов безопасности, включая морскую деятельность в Арктике.

Рассматривая современное состояние проблемы формирования единого информационного пространства в Арктике, следует отметить, что создаваемая в настоящее время интегральная система освещения обстановки (СОО) в регионе, по утвержденной правительством РФ концепции практически будет выдавать информацию, соответствующую требованиям МО РФ, и мало будет востребована хозяйствующими

в Арктике структурами Минтранса, Минэнерго и др. Так в СОО предусматривается точность радиолокационного определения координат наблюдаемых целей не лучше 1 км, тогда как указанным хозяйствующим субъектам для решения задач обеспечения безопасности и охраны важных объектов (управление движением судов на Севморпути и в районах шельфовой добычи углеводородов, охрана добывающих вышек и т.д. и т.п.) требуется точность не хуже единиц/десятков метров. В связи с изложенным хозяйствующие в Арктике ведомства вынуждены самостоятельно развивать автоматизированные системы мониторинга окружающей обстановки и связи, как локальные/объектовые, так и региональные. Вместе с тем, в соответствии с Концепцией формирования и развития единого информационного пространства РФ, одобренной решением президента России, при создании различных ведомственных целесообразно осуществлять их интеграцию. т.е. создавать межведомственные интегральные органы на государственном, региональном и локальном уровнях. Отсутствие такой интеграции приводит к дублированию различными ведомствами работ по созданию системы обеспечения национальной безопасности и распылению государственных ресурсов.

Во всех без исключения субъектах Российской Федерации Арктического региона органы государственной власти и подведомственные им предприятия и учреждения, органы управления муниципальных образований и подведомственные им предприятия и учреждения используют в качестве технологической основы управленческих процедур и процедур взаимодействия ресурсы сетей связи общего пользования. Все сети связи общего пользования построены коммерческими операторами связи на основе телекоммуникационного оборудования (средств связи) зарубежного производства и содержат в себе недокументированные возможности, которые используются иностранными техническими разведками



ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

и могут быть использованы организованными преступными сообществами. Необходимо исследовать возможность создания мультисервисных региональных сетей связи, построенных без применения средств связи зарубежного производства и реализующих политику криптографической защиты информации вне контролируемых зон.

Из сказанного следует, что для реализации основных положении Арктической доктрины России необходим Закон о развитии АЗРФ и одной из концептуальных причин его отсутствия является отсутствие доктрины. Отсюда же следуют существенные отличия итерации проектов Закона о развитии АЗРФ, включая представленный вариант предлагаемой структуры. В этом случае и стратегия морской деятельности может быть согласована сюрреалистически, т.е. на бумажном, а не в реальном фундаменте.

В качестве одного из актуальных на сегодня обоснований «конкурентности» СМП целесообразно его рассматривать как российский элемент единой транспортно-коммуникационной системы Евразии в выгодном для России ракурсе. В настоящее время важнейшим недугом арктического сообщества, как и мирового в целом, является разобщенность, поэтому в качестве стержневого духа закона о развитии АЗРФ возможно использовать консолидацию арктического сообщества как эталона и для всего человечества.

Автор вносит ряд предложений в Стратегию развития Арктической зоны.

Стоит отметить, что внимание передовых экономик мира сейчас направлено на разработку альтернативных источников энергии и снижение зависимости от традиционных углеводородов. Увеличивающиеся объемы добычи углеводородов морских и сланцевых месторождений в США, газовая революция в Китае — все это может привести к острой конкуренции поставщиков на рынке и, как следствие, дальнейшему снижению цен на углеводороды.

В связи с этим необходимо увеличить рентабельность добычи углеводородов посредством уменьшения доли импортных технологий; обеспечить доставку углеводородов за счет создания транспортной инфраструктуры и безопасность добычи на месторождениях (необходимы инвестиции в исследования геологического строения российского шельфа Арктики); увеличить эффективность использования углеводородов (провести исследования в области глубины переработки нефти и развитие газохимии); поднять на новый уровень работу Госкомиссии по Арктике; а также создать рабочую группу для реконструкции Арктической доктрины России и закона об

Также автор вносит ряд предложений в области освоения Мирового океана и прибрежных акваторий, а также морского транспорта, судостроения и информационного обеспечения.

В области морского транспорта создание благоприятной организационной и экономической среды, способствующей развитию и поддержанию судового состава и прибрежнопортовой инфраструктуры, которые обеспечат сокращение транспортных издержек, увеличение доли судов, плавающих под государственным флагом Российской Федерации, в объеме международных, каботажных и транзитных грузовых и пассажирских перевозок до уровня, гарантирующего морскую транспортную независимость и экономическую безопасность государства.

В области освоения и сохранения ресурсов Мирового океана — обновление рыбопромыслового флота, создания научнопроизводственной базы; создание стратегического резерва разведанных запасов и определение возможностей использования твердых полезных ископаемых международного района морского дна в интересах расширения минерально-сырьевой базы РФ.

В области судостроения – обеспечение потребности государства и предпринимательского сообщества в современной продукции военного кораблестроения, судостроения, гражданской морской техники и судоремонте на российских предприятиях, которые оснащены оборудованием и комплектующими элементами преимущественно отечественного производства.

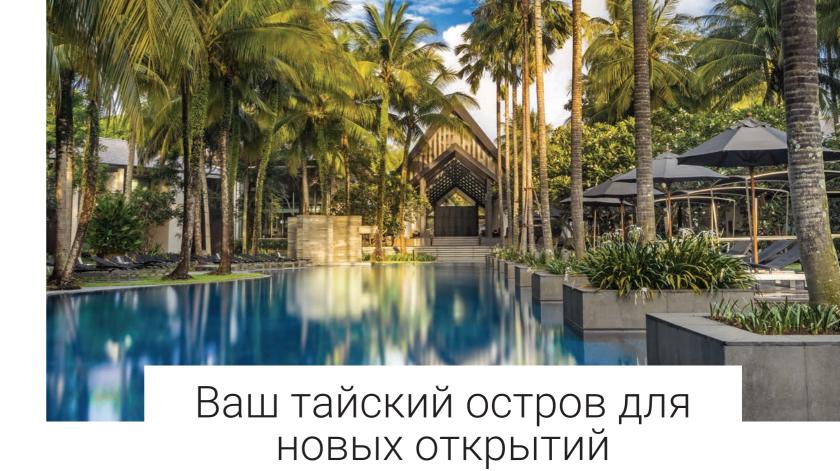
В области информационного обеспечения морской деятельности — завершение создания общей информационнокоммуникационной инфраструктуры информационного обеспечения морской деятельности, формирование и поддержание единого информационного пространства в интересах обеспечения эффективности и безопасности морской деятельности.

В области защиты и сохранения морской среды – обеспечение экологической безопасности морской среды и сохранение экосистем в акваториях Мирового океана, осуществление мониторинга ее состояния и комплексных мер по предупреждению и ликвидации последствий ее загрязнения.

В области комплексного развития приморских территорий и прибрежных акваторий — принятие нормативных правовых актов, регулирующих вопросы разграничения полномочий федеральных органов государственной власти, органов государственной власти субъектов РФ и организаций по вопросам развития приморских территорий и прибрежных акваторий, управления природопользованием приморских территорий и прибрежных акваторий.

В области международноправового обеспечения морской деятельности и международного сотрудничества в сфере морской деятельности – обеспечение правовой защиты национальных интересов России в сфере морской деятельности при работе в международных организациях, расширение международного сотрудничества.

KEYWORDS: the development of Arctic, hydrocarbon resources, strategy, sustainable development, doctrine.







CI AMA

Настоящий тропический оазис, расположенный всего в нескольких минутах ходьбы от прекрасного пляжа Сурин на западном побережье острова Пхукет, ждет вас! Роскошный курорт Twinpalms Phuket предлагает пентхаусы, люксы с выходом к бассейну и стильную обстановку, чтобы насладиться расслабленным отдыхом на Пхукете.

Для того, чтобы обеспечить нашим гостям все лучшее, что только может предложить Таиланд, бренд Twinpalms предлагает роскошные варианты досуга и активного отдыха на трех близлежащих пляжах, добраться до которых удобно при помощи собственного бесплатного транспорта. Модные пляжные клубы, расслабляющий спа-центр, семь изысканных ресторанов, первый пляжный клуб для семейного отдыха и яхтенная флотилия!

Приглашаем всех желающих в наш элегантный и спокойный отель, мы сделаем ваш отдых на острове незабываемым.





РАСЧЕТНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

по данным о плотности при стандартных условиях, содержании азота и диоксида углерода

В СТАТЬЕ РЕШАЕТСЯ ЗАДАЧА АДЕКВАТНОСТИ И БЫСТРОДЕЙСТВИЯ РАСЧЕТНЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО ДАННЫМ О НЕПОЛНОМ КОМПОНЕНТНОМ СОСТАВЕ (О ПЛОТНОСТИ ПРИ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЯХ, СОДЕРЖАНИИ АЗОТА И ДИОКСИДА УГЛЕРОДА). ПРЕДЛОЖЕН НОВЫЙ РАСЧЕТНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ОСНОВЕ БЕЗ ИТЕРАЦИОННОГО УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КОМПЬЮТЕРНЫХ МОДЕЛЯХ, РАСЧЕТАХ РЕЖИМОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

THE TASK OF ADEQUATE EVALUATION OF PHYSICAL AND THERMODYNAMICAL PROPERTIES OF NATURAL GAS IN PRESENCE OF NATIVE DATA ABOUT THE INCOMPLETE COMPONENT COMPOSITION (IN THE ABSENCE OF DATA ABOUT THE COMPONENT COMPOSITION) IS BEING SOLVED. THE POSSIBLE SOLUTIONS ARE FORMULATED. THE INVESTIGATION OF EXPERIMENTAL DATA ABOUT THE COMPONENT COMPOSITION OF NATURAL GAS CONCERNING SEARCHING SPECIFIC BALANCE OF HIGHER HYDROCARBONS IS GIVEN. A NEW CALCULATION METHOD OF DISINTEGRATING INCOMPLETE COMPONENT COMPOSITION OF NATURAL GAS TO EQUIVALENT COMPONENT COMPOSITION FOR THE PURPOSE OF FURTHER USE OF CALCULATION METHODS IN EXISTENCE OF EVALUATION OF PHYSICAL AND THERMODYNAMICAL PROPERTIES OF NATURAL GAS ON THE BASIS OF INFORMATION ABOUT THE COMPONENT COMPOSITION IN COMPUTER MODELS, COMPUTATION OF REGIMES AND TECHNOLOGICAL TASKS OF PIPELINE GAS TRANSPORT IS SUGGESTED

Ключевые слова: природный газ, методы определения физических и термодинамических свойств, уравнение состояния природного газа, динамическая вязкость.

Алексаночкин Александр Александрович,

заместитель начальника Диспетчерского управления OOO «Газпром трансгаз Москва»

Сарданашвили Сергей Александрович,

доктор технических наук, доцент, заведующий кафедрой проектирования и эксплуатации газонефтепроводов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина



Надежность и эффективность трубопроводного транспорта природного газа напрямую зависит от принятия и реализации эксплуатационным персоналом правильных и своевременных решений режимно-технологических задач.

Если в основе правильности решения лежит адекватность методов определения физических и термодинамических свойств природного газа, то в своевременности решений – быстродействие.

Существующие методы определения свойств природного газа по данным о компонентном составе позволяют обеспечить адекватность. Но в основе этих методов лежат уравнения состояния итерационного решения, что негативно сказывается на быстродействии, особенно при обработке в реальном времени больших массивов данных режимно-технологической информации.

Также необходимо отметить, что на текущий момент в газовой промышленности наиболее распространен подход метрологического контроля с использованием данных о неполном компонентном составе природного газа (плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода).

Отсутствие исходных данных не позволяет использовать методы определения свойств природного газа по данным о компонентном составе, а существующие нормативные уравнения состояния по данным о неполном компонентном составе не позволяют сформировать адекватные методы определения свойств природного газа.

ТАБЛИЦА 1. Максимальное рабочее давление, МПа

ГТС 1950-1970 гг.		5,4
ГТС 1970-1990 гг.		7,4
ГТС 1990-2015 гг.		
Голубой поток:	сухопутный участок	7,4
	морской участок (выход КС «Береговая»)	24,5
м/р «Ямал»:	МГ «Ямал-Ухта», «Ухта-Грязовец»	11,8
	МГ «Ухта-Торжок»	9,8
Северный поток:	МГ «Грязовец – Выборг»	9,8
	морской участок (выход КС «Портовая»)	22,0
Восток:	МГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»	9,8
ГТС 2015-2030 гг.		
Сила Сибири:	МГ «Якутия-Хабаровск-Владивосток»	9,8
Турецкий поток:	морской участок (выход КС «Русская»)	28,5
Северный поток-2:	морской участок (выход КС «Славянская»)	22,0
Данные взяты из общедоступных источн	KOB	

Данная проблема была раскрыта авторами статьи в публикации [7], решение которой сводится к двум возможным направлениям реализации в виде разработки:

- метода разложения неполного компонентного состава природного газа на эквивалентный компонентный состав (предложенного в [7]), который снимает проблему адекватности, но усугубляет проблему быстродействия;
- метода определения физических и термодинамических свойств природного газа по данным о неполном компонентном составе природного газа.

Разработка метода определения свойств природного газа базируется на использовании подходов термодинамического подобия. Поэтому авторами статьи было проведено вычислительное исследование пределов возможного применения закона соответственных состояний для природного газа.

Было определено, что для обеспечения взаимного отклонения термодинамических функций, в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта [2], в пределах 0,2% — отклонение по плотности при стандартных условиях должно находиться в пределах ±0,02 кг·м⁻³, по содержанию молярных долей азота ±0,01 и диоксида углерода ±0,005.

Исходя из этого, нетрудно сделать вывод, что для адекватного определения термодинамических функций природного газа недостаточно одного уравнения состояния с постоянными коэффициентами. Необходима дискретная система уравнений или одно уравнение, но с коэффициентами, изменяемыми в зависимости от неполного компонентного состава природного газа.

В данной статье предложен новый расчетный метод определения физических и термодинамических свойств природного газа по данным о неполном компонентном составе на основе без итерационного уравнения состояния, что позволит решить проблему адекватности и увеличить быстродействие в компьютерных моделях, расчетах режимов и технологических задачах трубопроводного транспорта газа.

Рабочая область применения расчетных методов определения физических и термодинамических свойств природного газа

Прежде чем рассматривать расчетные методы определения физических и термодинамических свойств природного газа, необходимо определиться с рабочей областью их применения, учитывая ближайшие перспективы развития газотранспортных технологий.

Одним из параметров состояния характеризующим рабочую область является максимальное рабочее давление газотранспортных систем.

Из приведенных данных в таблице 1 видно, что для моделирования процессов транспорта газа на сухопутных участках необходимы расчетные методы определения физических и термодинамических свойств природного газа, охватывающие диапазон рабочих давлений до 12 МПа, на морских участках — до 30 МПа.

Другим параметром, характеризующим рабочую область, является температура, технологический диапазон которой находится в пределах от 250 до 350 К.

Давление и температура являются параметрами состояния, взаимосвязь которых выражается с помощью уравнения состояния реального газа природного газа. Поэтому немаловажным фактором в определении физических и термодинамических свойств является сам природный газ. Природный газ - это смесь чистых веществ, состоящая в основном из углеводородных компонентов (алканов), а также не углеводородных компонентов. Состав природного газа непостоянен, изменяется в зависимости от месторождения природного газа (в том числе по мере выработки месторождения), а также от реализуемых потоковых схем Единой системы газоснабжения Российской Федерации, приводящих к смешению природного газа от разных месторождений в разных пропорциях.

Таким образом, при разработке метода определения физических и термодинамических свойств природного газа были заложены условия применения:

 по рабочей области давления р ≤ 12 МПа, температуры 250 ≤ T ≤ 350 K;

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

- по плотности природного газа при стандартных условиях 0,66819 \leq ρ_{c} \leq 0,73 кг·м- 3 ;
- по молярным долям азота и диоксида углерода $x_{\rm N_2} \! \leq \! 0.03; \, x_{\rm CO_2} \! \leq \! 0.01.$

Метод определения термодинамических свойств природного газа по данным о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

При разработке уравнения состояния использован следующий вид функциональной зависимости коэффициента сжимаемости:

$$z = f(\pi, \tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}),$$

где $\pi=p/p_{pk}$ – приведенное давление к псевдокритическому давлению (1), $\tau=T/T_{pk}$ – приведенная температура к псевдокритической температуре (2), $\{\rho_c; x_{\rm N_2}; x_{\rm CO_2}\}$ – стандартный комплекс описания природного газа.

Псевдокритические параметры природного газа определяются по разработанным авторами формулам

$$p_{pk}$$
 = 3,75549 + 2,29380 ρ_c - 1,54068 ρ_c² - 1,78629 x_{N_2} + 1,34885 x_{CO_2} , ΜΠα (1)

$$T_{pk} = 47,7672 + 234,812 \,\rho_c - 31,5871 \,\rho_c^2 - 171,398 \,x_{\rm N_2} - 144,926 \,x_{\rm CO_2}, \, {\rm K}$$
 (2)

На первом этапе разработки уравнения состояния был сформирован ряд комплексов описания природного газа, дискретно задавая плотность природного газа при стандартных условиях, молярные доли азота и диоксида углерода в пределах условий их применения.

Полученный ряд $\{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}_k$ с помощью метода [7] был преобразован в соответствующий ряд эквивалентного компонентного состава.

Затем, используя расчетный метод определения термодинамических свойств AGA-8 [5], для каждого компонентного состава в пределах области применения по давлению и температуре был вычислен массив значений функции изотермического отклонения изобарной теплоемкости от идеально-газового состояния ΔC_p и функции отклонения коэффициента сжимаемости (z-1).

На завершающем этапе по значениям массива этих двух термодинамически связанных функций, применяя последовательную аппроксимацию по приведенному давлению, температуре и параметрам стандартного комплекса описания природного газа, было получено уравнение состояния (3).

$$z = 1 + \sum_{i=1}^{8} \sum_{j=0}^{8} b z_{ij} \cdot \tau^{-j} \cdot \pi^{i},$$
 (3)

$$bz_{ij} = \sum_{k=1}^{4} cz_{ijk} \cdot X_k, \tag{4}$$

- коэффициенты уравнения состояния, где cz_{ijk} - константы уравнения состояния (все константы разработанного метода могут быть предоставлены авторами при обращении), X_k - ряд аргументов, полученных из стандартного комплекса описания природного газа с целью упрощения записи формул и алгоритмической части разрабатываемого метода:

$$X_0 = 1$$
, $X_1 = \rho_c$, $X_2 = \rho_c^2$, $X_3 = x_{N_2}$, $X_4 = x_{CO_2}$.

При определении других термодинамических функций (свойств) используются следующие частные производные коэффициента сжимаемости.

$$z_{\tau} = \left(\frac{\partial z}{\partial \tau}\right)_{\pi} = -\sum_{i=1}^{8} \sum_{j=0}^{8} j \cdot b z_{ij} \cdot \tau^{-(j+1)} \cdot \pi^{i}$$
 (5)

$$z_{\tau\tau} = \left(\frac{\partial^2 z}{\partial \tau^2}\right)_{\pi} = -\sum_{i=1}^{8} \sum_{j=0}^{8} j(j+1) \cdot bz_{ij} \cdot \tau^{-(j+2)} \cdot \pi^i$$
 (6)

$$z_{\pi} = \left(\frac{\partial z}{\partial \pi}\right)_{\tau} = -\sum_{i=1}^{8} \sum_{j=0}^{8} j \cdot b z_{ij} \cdot \tau^{-j} \cdot \pi^{(j-1)}$$
 (7)

Разработанный метод относится к методам определения термодинамических функций через идеально-газовое состояние. В качестве базовой термодинамической функции в идеально-газовом состоянии используется изобарная теплоемкость.

Изобарная теплоемкость, Дж ⋅ кг⁻¹ ⋅ K⁻¹

$$C_{p}(\pi, \tau, \{\rho_{c}; x_{N_{2}}; x_{CO_{2}}\}) =$$

$$= C_{p}^{0}(\tau, \{\rho_{c}; x_{N_{2}}; x_{CO_{2}}\}) + \Delta C_{p}(\pi, \tau, \{\rho_{c}; x_{N_{2}}; x_{CO_{2}}\}).$$
(8)

• изобарная теплоемкость в идеально-газовом состоянии определяется по следующей формуле, разработанной исходя из данных стандарта [5] об изобарной теплоемкости в идеально-газовом состоянии индивидуальных веществ:

$$C_p^0 = R \sum_{j=2}^8 bc_j \cdot \tau^j \tag{9}$$

$$bc_j = \sum_{k=0}^{4} cc_{jk} \cdot X_k \tag{10}$$

– коэффициенты изобарной теплоемкости, где cc_{jk} – константы изобарной теплоемкости.

 функция изотермического отклонения изобарной теплоемкости от идеально-газового состояния определяется через разработанное уравнение состояние:

$$C_{p} = -R \int_{0}^{\pi} \left(\frac{\tau^{2}}{\pi} z_{\tau\tau} + \frac{2\tau}{\pi} z_{\tau} \right) d\pi = -R \sum_{i=1}^{8} \sum_{j=2}^{8} \frac{j(j-1)}{i} b z_{ij} \cdot \tau^{j} \cdot \pi^{i}$$
 (11)

Изохорная теплоемкость, Дж · кг⁻¹ · К⁻

$$C_{\nu} = C_p - R \frac{(z + \tau \cdot z_{\tau})^2}{(z - \pi \cdot z_{\pi})}$$
 (12)

Коэффициент Джоуля-Томсона, К · Па

$$D_h = \left(\frac{C_p}{R}\right)^{-1} \frac{T_k}{p_k} \frac{\tau^2}{\pi} z_{\tau} \tag{13}$$

Показатель адиабат

$$k_{v} = \left(1 - \frac{\pi}{z} z_{\pi}\right)^{-1} \frac{C_{p}}{C_{v}} \tag{14}$$

Скорость звука, м ⋅ с-1

$$a = \sqrt{k_{\nu} z R T} \tag{15}$$

Энтальпия, Дж ⋅ кг-1

$$h(\pi, \tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}) = h^0(\tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}) + \Delta h(\pi, \tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\})$$
(16)

• энтальпия в идеально-газовом состоянии

$$h^{0} = T_{k} \int C_{p}^{0} d\tau + \{h^{0}_{const} + h^{0}_{h}\} =$$

$$= RT_{k} \sum_{j=2}^{8} bc_{j} \frac{\tau^{(1-j)}}{(1-j)} + \{h^{0}_{const} + h^{0}_{h}\},$$
(17)

ТАБЛИЦА 2. Максимальные отклонения расчетных свойств природного газа, %

Природный газ	Δz	ΔC_p	Δh	Δs
данные за 2011-2017 ¹	0,105	0,262	0,086	0,125

¹ данные по компонентному составу природного газа, транспортируемого в центральном регионе РФ

ГД

$$h^{0}_{const} = RT_{k} \sum_{k=0}^{4} c_{hc_{jk}} \cdot X_{k}$$

$$\tag{18}$$

— константа интегрирования энтальпии, получена исходя из условия, что при $T=298,15~{\rm K}$ значение $h^0=0~{\rm Дm\cdot kr^1},$

$$h^{0}_{b} = RT_{k} \sum_{k=0}^{4} c_{hbjk} \cdot X_{k}$$
 (19)

- энтальпия в опорной точке, получена исходя из соответствия табличным данным h^0_{298} источника [1], где $c_{hc_{ik}}, c_{hb_{ik}}$ соответствующие константы.
- функция изотермического отклонения энтальпии от

$$\Delta h = -RT_k \tau^2 \int_0^{\pi} \frac{z_{\tau}}{\pi} d\pi = RT_k \sum_{i=1}^8 \sum_{j=1}^8 \frac{j}{i} b z_{ij} \cdot \tau^{(1-j)} \cdot \pi^i \quad (20)$$

Энтропии, Дж \cdot кг $^{-1}$ · K $^{-1}$

$$s(\pi, \tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}) =$$

$$= s^0(\tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}) + \Delta s(\pi, \tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\})$$
(21)

• энтропия в идеально-газовом состоянии

$$s^{0} = \int \frac{C_{p^{0}}}{\tau} d\tau + \left\{ s^{0}_{const} + s^{0}_{b} \right\} + s^{0}_{mix} =$$

$$= -R \sum_{j=2}^{8} bc_{j} \frac{\tau^{-j}}{j} + \left\{ s^{0}_{const} + s^{0}_{b} \right\} + s^{0}_{mix},$$
(22)

где

$$s_{const}^{0} = R \sum_{k=0}^{4} c_{sc_{jk}} \cdot X_{k}$$
 (23)

— константа интегрирования энтропии, получена исходя из условия, что при $T=298,15~{\rm K}$ значение $s^0=0~{\rm Дж\cdot Kr^{-1}\cdot K^{-1}}$

$$s^{0}{}_{b} = R \sum_{k=0}^{4} c_{sb_{jk}} \cdot X_{k}$$
 (24)

— энтропия в опорной точке, получена исходя из соответствия табличным данным по s^0_{298} источника [1],

$$s^{0}_{mix} = R \left\{ \sum_{k=0}^{4} c_{smjk} X_{k} - \sum_{k=3; X_{k} > 0}^{4} X_{k} \cdot ln(X_{k}) \right\}$$
 (25)

- возрастание энтропии, происходящее в результате смешения компонентов природного газа, где $\mathcal{C}_{\mathit{scjk}},\,\mathcal{C}_{\mathit{sbjk}},\,\mathcal{C}_{\mathit{smjk}}$ соответствующие константы.
- функция изотермического отклонения энтропии от идеально-газового состояния

$$\Delta s = -R \int_{0}^{\pi} \frac{z - 1 + \tau \cdot z_{\tau}}{\pi} d\pi - R \ln\left(\frac{\pi}{\pi_{c}}\right) =$$

$$= R \sum_{i=1}^{8} \sum_{\substack{j=0, \ i \neq 1}}^{8} \frac{(j-1)}{i} b z_{ij} \cdot \tau^{-j} \cdot \pi^{i} - R \ln\left(\frac{\pi}{\pi_{c}}\right)$$
(26)

Надо отметить, что для решения основных режимнотехнологических задач, нет необходимости в определении непосредственно абсолютных значений энтальпии и энтропии, достаточно найти их изменение в протекающем процессе.

То есть точность определения значений $h^0{}_{const}, \, h^0{}_b, \, s^0{}_{const}$ и $s^0{}_b$ не влияет на точность решения режимнотехнологических задач. Влияние $s^0{}_{mix}$ на точность возможно только в случае изменения компонентного состава в протекающем процессе.

Исходя из этого, определение h^0_b энтальпии и s^0_b энтропии в идеально-газовом состоянии в опорной точке стандартно принято не рассматривать. Поэтому при необходимости получения абсолютных значений энтальпии и энтропии, соответствующих результатам расчета по методу стандарта [5], определение базовых величин h^0_b и s^0_b в опорной точке по соотношениям (19) и (24) необходимо

В соответствии с требованиями межгосударственного стандарта по обеспечению единства измерения [2], адекватность предлагаемого метода подтверждается анализом результатов расчета термодинамических функций, отклонение которых не должно превышать уровня точности соответствующих термодинамических функций, полученных методом на основе фундаментального уравнения состояния AGA8 (см. [4], [5]). Например, по коэффициенту сжимаемости отклонение не должно превышать 0,2%.

Метод определения физических свойств природного газа по данным о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

Основой моделирования течения реального газа является критерий подобия — число Рейнольдса, характеризующее соотношение между инерционными силами и силами вязкости (характеризующими физические свойства газа).

$$Re = \frac{w \cdot D \cdot \rho}{\mu},\tag{27}$$

где w – скорость потока газа, м · с-1

D – диаметр газопровода, м

 ρ – плотность газа при рабочих условиях, кг \cdot м $^{\text{-}3}$

 μ – динамическая вязкость, Па · с.

Из существующих методов по определению динамической вязкости природного газа наиболее детальным является метод, изложенный в стандарте [6]. Однако применение данного метода возможно при наличии данных о компонентном составе природного газа



Расчетный метод по неполному компонентному составу стандарта [3] имеет погрешность около 5%, что соответствует уровню отклонения результатов расчета этого метода от метода по компонентному составу стандарта [6].

Поэтому с целью повышения точности определения динамической вязкости природного газа был разработан предлагаемый расчетный метод в виде следующей функциональной зависимости.

Динамическая вязкость, мкПа∙с

$$\mu = \mu_0(\tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}) + \Delta\mu(\pi, \tau, \{\rho_c; x_{N_2}; x_{CO_2}\}), \quad (28)$$

где μ_0 – динамическая вязкость в состоянии разреженного газа,

 $\Delta \mu$ – избыточная составляющая динамической вязкости.

Далее приведено полученное уравнение динамической вязкости природного газа:

$$\Delta \mu = \sum_{j=1}^{2} b \mu_{0j} \cdot \tau^{j} + \sum_{i=1}^{6} \sum_{j=0}^{5} b \mu_{ij} \cdot \tau^{-j} \cdot \pi^{i},$$
 (29)

$$b\mu_{ij} = \sum_{k=0}^{4} c\mu_{ijk} \cdot X_k \tag{30}$$

- коэффициенты уравнения, где $c\mu_{ijk}$ – константы динамической вязкости природного газа.

Результаты расчета предлагаемого метода соответствуют результатам метода по компонентному составу [6] в пределах 0,2%.

Заключение

Разработанный расчетный метод определения физических и термодинамических свойств природного газа по данным о неполном составе на текущий момент не имеет аналогов, формирует систему уравнений по решению требуемых технологических задач трубопроводного транспорта газа, реализуя в компьютерных моделях единообразный алгоритмический подход.

Разработанное уравнение состояния по точности отвечает требованиям межгосударственного стандарта по обеспечению единства измерения и может использоваться в качестве альтернативы таким уравнениям, как GERG-91мод стандарта [3]. Время расчета предлагаемого уравнения состояния ориентировочно в 108—111 раз меньше, чем время расчета по уравнению AGA8.

Таким образом, разработанный расчетный метод снимает проблему адекватности и (в какой-то мере) быстродействия.

Данная статья является заключительной в цикле статей, посвященных расчетным методам определения физических и термодинамических свойств природного газа.

ТАБЛИЦА А.1. Константы cz_{ijk} уравнения состояния природного газа

i	j	CZ _{ij0}	CZ _{ij1}	CZ _{ij2}	CZ _{ij} 3	CZ _{ij} 4
π	τ	$X_0 = 1$	$X_1 = \rho_c$	$X_2 = \rho_c^2$	$X_3 = x_{N_2}$	$X_4 = x_{\rm CO_2}$
	0		-1,6853625814·10 ¹	2,7176198203 · 10 ¹	-8,4680347661	-2,3358567262 · 101
	1		2,1465177784 · 10 ²	-3,4386283321 · 10 ²	1,0602954651 · 10 ²	2,9330865635 · 10 ²
	2		-1,1906608436 · 10 ³	1,8973520886 · 10 ³	-5,7937938475 · 10 ²	-1,6071385817 · 10 ³
	3		3,7676505152 · 10 ³	-5,9700229700 · 10 ³	1,8042625370 · 10 ³	5,0195054387 · 10 ³
1	4		-7,4444146123 · 10 ³	1,1720913165 · 104	-3,5025429189 · 10 ³	-9,7742927038 · 10 ³
	5		9,3950365128 · 10 ³	-1,4696179318 · 104	4,3404506104 · 10 ³	1,2151870129 · 104
	6		-7,3969090689 · 10 ³	1,1493518576 · 104	-3,3532994530 · 10 ³	-9,4201836718 · 10 ³
	7		3,3224000788 · 10 ³	-5,1271320452 · 10 ³	1,4769515939 · 10 ³	4,1639013318 · 10 ³
	8		-6,5197869795 · 10 ²	9,9907478308 · 102	-2,8402038613·10 ²	-8,0372766919 · 10 ²
	0		6,2633680695 · 10 ²	-9,6409481327 · 10 ²	2,7397443965 · 10 ²	7,7778181645 · 10 ²
	1		-7,9364927128 · 10 ³	1,2162677925 · 104	-3,4270780113 · 10 ³	-9,7524976475 · 10 ³
	2		4,3899610844 · 104	-6,6970599559 · 104	1,8702918094 · 104	5,3357814244 · 104
	3		-1,3845740128 · 10 ⁵	2,1022761166 · 105	-5,8163773532 · 10 ⁴	-1,6637751121 · 10 ⁵
2	4		2,7235095381 · 105	-4,1150528076 · 10 ⁵	1,1273766648 · 105	3,2338826791 · 10 ⁵
	5		-3,4214490209 · 10 ⁵	5,1434002895 · 10 ⁵	-1,3946197217 · 10 ⁵	-4,0122413846 · 10 ⁵
	6		2,6808589907 · 10 ⁵	-4,0089101179·10 ⁵	1,0752540004 · 10 ⁵	3,1030198616 · 105
	7		-1,1979050108 · 10⁵	1,7815638500 · 10 ⁵	-4,7240716772 · 10 ⁴	-1,3677345744·10 ⁵
	8		2,3371884597 · 104	-3,4562967658 · 104	9,0550461840 · 10 ³	2,6306329251 · 104
	0		-4,7692136349 · 10 ³	7,0311389687 · 10 ³	-1,8142023183 · 10 ³	-5,3201935511 · 10 ³
	1		6,0242679874 · 104	-8,8516610784 · 104	2,2672970854 · 104	6,6633365990 · 104
3	2		-3,3216087862 · 10 ⁵	4,8634937142 · 10 ⁵	-1,2361963266 · 10 ⁵	-3,6413639605 · 10⁵
٥	3		1,0441971734 · 10 ⁶	-1,5233312742·10 ⁶	3,8406543542 · 105	1,1340453320 · 10 ⁶
	4		-2,0470910436 · 10 ⁶	2,9750203043 · 10 ⁶	-7,4366216759 · 10 ⁵	-2,2014463144 · 10 ⁶
	5		2,5628644228 · 106	-3,7097524503·10 ⁶	9,1895685445 · 105	2,7277025590 · 106

ТАБЛИЦА А.1. Продолжение

i	j	CZ _{ij0}	cz_{ij1}	CZ _{ij2}	CZ _{ij} 3	CZ _{ij4}
π	τ	$X_0 = 1$	$X_1 = \rho_c$	$X_2 = \rho_c^2$	$X_3 = x_{N_2}$	$X_4 = x_{\rm CO_2}$
	6		-2,0010799784 · 10 ⁶	2,8845110696 · 10 ⁶	-7,0771984700 · 10 ⁵	-2,1066813978 · 10 ⁶
3	7		8,9095447358 · 105	-1,2787027150 · 10 ⁶	3,1056705067 · 105	9,2725410579 · 105
	8		-1,7319642301 · 10 ⁵	2,4744139337 · 10 ⁵	-5,9455639490 · 10 ⁴	-1,7808085708 · 10 ⁵
	0		1,3279189471 · 104	-1,8882855081 · 10 ⁴	4,4441254423 · 10 ³	1,3463032572 · 104
	1		-1,6732453678 · 10 ⁵	2,3729651069 · 10 ⁵	-5,5486736029 · 104	-1,6843003154 · 10 ⁵
	2		9,2024384447 · 10 ⁵	-1,3014066359 · 10 ⁶	3,0222211019 · 105	9,1935244133 · 105
	3		-2,8853567291 · 10 ⁶	4,0684247252 · 10 ⁶	-9,3794347509 · 10 ⁵	-2,8596522191 · 10 ⁶
4	4		5,6412926995 · 10 ⁶	-7,9296979723 · 10 ⁶	1,8140623951 · 10 ⁶	5,5440688052 · 10 ⁶
	5		-7,0429224199 · 10 ⁶	9,8676325966 · 10 ⁶	-2,2389641590 · 10 ⁶	-6,8600377275 · 10 ⁶
	6		5,4832531127 · 10 ⁶	-7,6560922009 · 10 ⁶	1,7220949106 · 10 ⁶	5,2906242015 · 10 ⁶
	7		-2,4340866537 · 10 ⁶	3,3863822972 · 10 ⁶	-7,5467624091 · 10 ⁵	-2,3251618222 · 10 ⁶
	8		4,7172083184 · 10 ⁵	-6,5378279171 · 10 ⁵	1,4426849332 · 105	4,4584507302 · 10 ⁵
	0		-1,6703907467 · 10 ⁴	2,3058969440 · 104	-4,9891477366 · 10 ³	-1,5587560988 · 10⁴
	1		2,1007082460 · 105	-2,8934019325·10 ⁵	6,2229501522 · 104	1,9480060447 · 10 ⁵
	2		-1,1530216236 · 10 ⁶	1,5843400658 · 10 ⁶	-3,3859023673 · 10 ⁵	-1,0620966325 · 10 ⁶
	3		3,6076789134 · 10 ⁶	-4,9448067948 · 10 ⁶	1,0496312837 · 10 ⁶	3,2997380009 · 10 ⁶
5	4		-7,0382485926 · 10 ⁶	9,6213328077 · 10 ⁶	-2,0276469849 · 10 ⁶	-6,3892515684 · 10 ⁶
	5		8,7671623757 · 10 ⁶	-1,1951254373 · 10 ⁷	2,4993813423 · 10 ⁶	7,8953571763 · 10 ⁶
	6		-6,8096680354 · 10 ⁶	9,2553817572 · 10 ⁶	-1,9197718802·10 ⁶	-6,0805441178 · 10 ⁶
	7		3,0155408321 · 10 ⁶	-4,0857592609 · 10 ⁶	8,4007571853·10 ⁵	2,6683485693 · 10 ⁶
	8		-5,8292736857 · 10 ⁵	7,8719235232 · 10 ⁵	-1,6034227005 · 10 ⁵	-5,1084320868 · 10 ⁵
	0		1,0180009501 · 104	-1,3731869588 · 10 ⁴	2,7635886765 · 10 ³	8,8626693814 · 10 ³
	1		-1,2782349788 · 10 ⁵	1,7208038143 · 105	-3,4435737965 · 10 ⁴	-1,1064534421 · 10 ⁵
	2		7,0043314155 · 105	-9,4097135192 · 10 ⁵	1,8716547476 · 10 ⁵	6,0261210902 · 10 ⁵
	3		-2,1878013649 · 10 ⁶	2,9325983346 · 10 ⁶	-5,7955614687·10 ⁵	-1,8700629121 · 10 ⁶
6	4		4,2604927946 · 10 ⁶	-5,6974631991 · 10 ⁶	1,1182137479 · 10 ⁶	3,6165903706 · 10 ⁶
	5		-5,2970246115 · 10 ⁶	7,0659168242 · 10 ⁶	-1,3765811683 · 10 ⁶	-4,4633490819 · 10 ⁶
	6		4,1061696397 · 10 ⁶	-5,4628776964 · 10 ⁶	1,0558813937 · 10 ⁶	3,4326980458 · 10 ⁶
	7		-1,8145627472 · 10 ⁶	2,4073139211 · 10 ⁶	-4,6135498742·10 ⁵	-1,5041837635 · 10 ⁶
	8		3,5000323022 · 105	-4,6294697245 · 10 ⁵	8,7915617872 · 104	2,8752023147 · 10 ⁵
	0		-2,9215082173 · 10 ³	3,8716949711 · 10 ³	-7,3354535132 · 10 ²	-2,4021908811 · 10 ³
	1		3,6634884397 · 10 ⁴	-4,8462446397 · 10 ⁴	9,1314969865 · 10 ³	2,9961211335 · 104
	2		-2,0046889764 · 10 ⁵	2,6468321747 · 105	-4,9580362305 · 10 ⁴	-1,6301296536 · 105
_	3		6,2524859204 · 10 ⁵	-8,2385286830 · 10 ⁵	1,5335587262 · 105	5,0532527674 · 105
7	4		-1,2157247956 · 10 ⁶	1,5984333724 · 106	-2,9554077522·10 ⁵	-9,7614600349 · 10 ⁵
	5		1,5090436334 · 10 ⁶	-1,9795389044 · 10 ⁶	3,6336719240 · 105	1,2032188208 · 106
	6		-1,1677830875 · 10 ⁶	1,5281411973 · 106	-2,7833663776 · 10 ⁵	-9,2417133246 · 10 ⁵
	7		5,1512288429 · 105	-6,7232953995 · 10 ⁵	1,2143886448 · 105	4,0440126067 · 10 ⁵
	8		-9,9169691727 · 10 ⁴	1,2907603786 · 105	-2,3105041152·10 ⁴	-7,7184935945 · 10 ⁴
	0		3,1563751796 · 10 ²	-4,1264488017 · 10 ²	7,4379079703 · 10 ¹	2,4763485631 · 10 ²
	1		-3,9535349764 · 10 ³	5,1599107861 · 10 ³	-9,2505273974 · 10 ²	-3,0858720039 · 10 ³
	2		2,1608285048 · 10 ⁴	-2,8151406200 · 10 ⁴	5,0177433545 · 10 ³	1,6773784647 · 10 ⁴
0	3		-6,7309979555 · 10 ⁴	8,7525227706 · 10 ⁴	-1,5504023939·10 ⁴	-5,1945061764 · 10 ⁴
8	4		1,3070257648 · 105	-1,6961295302 · 10 ⁵	2,9845243086 · 10 ⁴	1,0023609973 · 105
	5		-1,6200900612·10 ⁵	2,0978679189 · 10 ⁵	-3,6650731999·10 ⁴	-1,2341262722 · 10 ⁵
	6		1,2518482943 · 10 ⁵	-1,6173104652 · 10 ⁵	2,8038113773 · 104	9,4676003360 · 10 ⁴
	7		-5,5133188820 · 10 ⁴	7,1054432702 · 104	-1,2216198230 · 10 ⁴	-4,1374830347 · 10 ⁴
	8		1,0596219402 · 104	-1,3620514367 · 10 ⁴	2,3208077714 · 10 ³	7,8859316732 · 10 ³

ТАБЛИЦА А.2. Константы cc_{jk} изобарной теплоемкости природного газа в идеально-газовом состоянии

j	$ \begin{array}{c cccc} j & & & & & & & & & & \\ \hline \tau & & & & & & & & & \\ \hline \tau & & & & & & & & \\ \hline \end{array} \qquad \qquad \begin{array}{c} cc_{j1} \\ X_1 = \rho_c \end{array} $		cc_{j2}	cc_{j3}	cc_{j4}
τ			$X_2 = \rho_c^2$	$X_3 = x_{N_2}$	$X_4 = x_{\rm CO_2}$
2	-1,0506373187 · 10 ²	9,3823270429 · 10 ²	4,3687196011 · 10 ¹	-9,2712732287 · 10 ²	-1,1650220626 · 10 ³
3	5,8933437849 · 10 ²	-6,1621754907 · 10 ³	-1,1360021614·10²	6,0058584463 · 10 ³	7,5927745137 · 10 ³
4	-9,3326421329 · 10 ²	1,6665441266 · 104	8,4319099544·10 ²	-1,7222754816 · 104	-2,1922282077 · 10 ⁴
5	6,0805901712 · 10 ¹	-2,4082368177 · 10 ⁴	-2,9712250162 · 10 ³	2,7528859250 · 104	3,5245664992 · 104
6	1,2450495797 · 10 ³	1,9715000606 · 104	4,5420472146 · 10 ³	-2,5573586368·10 ⁴	-3,2890433181 · 10 ⁴
7	-1,2280391095 · 10 ³	-8,6850427658 · 10 ³	-3,2154367288 · 10 ³	1,2982365156 · 104	1,6751902125 ⋅ 10⁴
8	3,7548069078 · 10 ²	1,6087610682 · 10 ³	8,7520457215 · 10 ²	-2,7962707724 · 10 ³	-3,6165365181 · 10 ³

ТАБЛИЦА А.3. Константы $c_{hc_{ik}}$ изобарной теплоемкости природного газа в идеально-газовом состоянии

\boldsymbol{j}	$\mathcal{C}_{hc_{j0}}$	\mathcal{C}_{hcj1}	$\mathcal{C}_{hc_{j2}}$	C_{hcj3}	$c_{hc_{j4}}$
0	-1,5235257073 · 10 ¹	1,2596732370 · 10 ²	1,9535689677 · 10 ¹	-1,3776096483 · 10 ²	-1,7024823352·10²

ТАБЛИЦА А.4. Константы $c_{hb_{ik}}$ энтальпии в идеально-газовом состоянии в опорной точке

j	j c_{hbj0} c_{hbj1}		$\mathcal{C}_{hb_{j2}}$	\mathcal{C}_{hbj3}	$\mathcal{C}_{hb_{j4}}$
0	1,0923972625 · 101	-9,8295843435	4,4021520734	3,5188100770	1,4455286083

ТАБЛИЦА А.5. Константы $c_{sc_{jk}}$ интегрирования энтропии в идеально-газовом состоянии

j	\mathcal{C}_{scj0}	$c_{sc_{j1}}$	$c_{sc_{j2}}$	c_{scj3}	\mathcal{C}_{scj4}
0	-2,0937725879	1,4365317285 · 101	7,2577417068	-2,1367988706 · 101	-2,5283726829 · 101

ТАБЛИЦА А.6. Константы $c_{sb_{ik}}$ энтропии в идеально-газовом состоянии в опорной точке

\boldsymbol{j}	j c_{sbj0} c_{sbj1}		$c_{sb_{j2}}$	c_{sbj3}	$\mathcal{C}_{sb_{j4}}$
τ	$X_0 = 1$	$X_1 = \rho_c$	$X_2 = \rho_c^2$	$X_3 = x_{\rm N_2}$	$X_4 = x_{\rm CO_2}$
0	1,6651738342 · 10 ¹	8,6826989997	-8,5638791638·10 ⁻²	-3,6260468715	-6,6974470066

ТАБЛИЦА А.7. Константы $c_{\mathit{sm}_{jk}}$ интегрирования энтропии в идеально-газовом состоянии

j	C_{smj0}	\mathcal{C}_{smj1}	C_{smj2}	C_{smj3}	C_{smj4}
0	-1,4461286378 · 101	3,6525611773 · 101	-2,2265924587 · 101	-1,7168546766	-5,2830103988

ТАБЛИЦА А.8. Константы $c\mu_{ijk}$ уравнения динамической вязкости

i	j	$c\mu_{ij0}$	$c\mu_{ij1}$	$c\mu_{ij2}$	$c\mu_{ij3}$	$c\mu_{ij4}$
π	τ	$X_0 = 1$	$X_1 = \rho_c$	$X_2 = \rho_c^2$	$X_3 = x_{N_2}$	$X_4 = x_{\rm CO_2}$
0	1	5,3755217123	3,8653483400		8,1398020862 · 10-1	3,1991843380
0	2	-3,8611554804 · 10 ⁻¹	-2,7366597518 · 10 ⁻¹		-1,8548560569·10 ⁻¹	7,4881108087 · 10 ⁻²
	0	1,1050976546 · 10 ³	-1,2550993405 · 10 ³		4,4680992133 · 10 ²	1,4322848268 · 10 ³
	1	-8,7047344796 · 10 ³	9,8508329766 · 10 ³		-3,4788829168 · 10 ³	-1,1189716904·10⁴
1	2	2,7373156272 · 104	-3,0848975367 · 10 ⁴		1,0795571681 ⋅ 10⁴	3,4873030692 · 104
	3	-4,2952811858 · 10 ⁴	4,8206936194 · 10 ⁴		-1,6702618304 · 10 ⁴	-5,4216574219 · 10⁴
	4	3,3623792694 · 104	-3,7576659010 · 104		1,2883314305 · 104	4,2040248480 · 104

ТАБЛИЦА А.8. Продолжение

i	j	$c\mu_{ij0}$	$c\mu_{ij1}$	$c\mu_{ij2}$	$c\mu_{ij3}$	$c\mu_{ij4}$
π	τ	$X_0 = 1$	$X_1 = \rho_c$	$X_2 = \rho_c^2$	$X_3 = x_{N_2}$	$X_4 = x_{\rm CO_2}$
1	5	-1,0499479030 · 10 ⁴	1,1681175756 · 104		-3,9626525766 · 10 ³	-1,3000720937 · 10 ⁴
	0	-6,0829090168 · 10 ³	6,6963494482·10³		-2,1690281677 · 10 ³	-7,3533390698 · 10 ³
	1	4,7770026492 · 104	-5,2428440860 · 10 ⁴		1,6868710379 · 104	5,7374034191 · 104
	2	-1,4965598421 · 10 ⁵	1,6371579902⋅10⁵		-5,2294770649 · 10 ⁴	-1,7849973069·10 ⁵
2	3	2,3381120859 · 105	-2,5487941975 · 10 ⁵		8,0786709304 · 104	2,7681336037 · 105
	4	-1,8216639663 · 10 ⁵	1,9782479314 · 105		-6,2189201789 · 10 ⁴	-2,1397228114·10 ⁵
	5	5,6623781483 · 104	-6,1233650537 · 10 ⁴		1,9083084722 · 104	6,5952396150 · 104
	0	1,0801457592 · 104	-1,1547401176·10 ⁴		3,4120502090 · 10 ³	1,2253061054 · 104
	1	-8,4609521483 · 10 ⁴	9,0206365541 · 104		-2,6495617925 · 10 ⁴	-9,5448251117 · 10 ⁴
3	2	2,6434923304 · 105	-2,8100277263·10 ⁵		8,2006319800 · 104	2,9643706807 · 105
3	3	-4,1180279361 · 10 ⁵	4,3633744182 · 105		-1,2646038932 · 10 ⁵	-4,5883598547 · 10 ⁵
	4	3,1986633534 · 105	-3,3772947590 · 10 ⁵		9,7158617587 · 104	3,5394980474 · 105
	5	-9,9112027211 · 10 ⁴	1,0424099374 · 105		-2,9751040990 · 104	-1,0886175367·10 ⁵
	0	-8,1100805198 · 10 ³	8,4444387548 · 10 ³		-2,2849649319 · 10 ³	-8,6877843543 · 10 ³
	1	6,3391755711 · 104	-6,5834268745·10 ⁴		1,7713058238 · 104	6,7568607775 · 104
4	2	-1,9760762363 · 10 ⁵	2,0464052389 · 105		-5,4721306455 · 10 ⁴	$-2,0949393212\cdot 10^5$
4	3	3,0708900306 · 105	-3,1703104887 · 10 ⁵		8,4211510757 · 104	3,2366829492 · 105
	4	-2,3792002681 · 10 ⁵	2,4478140836 · 10 ⁵		-6,4552635737 · 10 ⁴	-2,4918786303 · 10 ⁵
	5	7,3521998987 · 104	-7,5354523034 · 10 ⁴		1,9717258556 · 104	7,6478467813 · 104
	0	2,6365256686 · 103	-2,7003162771 · 10 ³		6,7757346935 · 10 ²	2,6903558489 · 10 ³
	1	-2,0568563604 · 10 ⁴	2,1014789923 · 104		-5,2436010331 · 10 ³	-2,0891326313 · 10 ⁴
5	2	6,3985076512 · 104	-6,5198540005 · 10 ⁴		1,6169048449 · 104	6,4663361518 · 104
5	3	-9,9214790597 · 10 ⁴	1,0079986161 · 10 ⁵		-2,4831991329 · 10 ⁴	$-9,9721988318\cdot 10^{4}$
	4	7,6684624561 · 104	-7,7657568607 · 10 ⁴		1,8992206727 · 104	$7,\!6622004934\cdot 10^4$
	5	-2,3636380600 · 10 ⁴	2,3850239654 · 104		-5,7866141498 · 10 ³	-2,3465279477 · 10 ⁴
	0	-3,0558500818 · 10 ²	3,1036846872·10 ²		-7,3219243562 · 10 ¹	-2,9961740615 · 10 ²
	1	2,3798690353 · 10 ³	-2,4115945408 · 10 ³		5,6570857794 · 10 ²	2,3231523176 · 10 ³
6	2	-7,3895541597 · 10 ³	7,4693456369 · 10 ³		-1,7413180319 · 10 ³	-7,1791116264 · 10 ³
6	3	1,1435133550 · 104	-1,1526949639 · 104		2,6690813729 · 10 ³	1,1052073188 · 104
	4	-8,8191398525 · 10 ³	8,8631519492 · 10 ³		-2,0370358292 · 10 ³	-8,4757789004 · 10 ³
	5	2,7118822238 · 10 ³	-2,7163275571 · 10 ³		6,1919107024 · 10 ²	2,5902970500 · 10 ³

Литература

- 1. NASA/TP-2002-211556 NASA Glenn Coefficients for Calculating Thermodynamic Properties of Individual Species.
- ГОСТ 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения, заменен на ГОСТ 30319.1-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.
- ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств.
 Определение физических свойств природного газа, его компонентов и
 продуктов его переработки, заменен на ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный.
 Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на
 основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и
 диоксида углерода.
- ГОСТ 30319.2-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств.
 Определение коэффициента сжимаемости., заменен на ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе.

- ГОСТ Р 8.662-2009 Газ природный, термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8.
- ГОСТ Р 8.770-2011 Газ природный. Коэффициент динамической вязкости сжатого газа с известным компонентным составом. Метод расчетного определения.
- Алексаночкин А.А., Сарданашвили С.А., Расчетные методы определения физических и термодинамических свойств природного газа. Метод разложения неполного компонентного состава природного газа на эквивалентный компонентный состав. Сборник «Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина» № 3, 2018 г.

KEYWORDS: natural gas, the methods of evaluation of physical and thermodynamical properties, the equation of state of natural gas, the dynamic viscosity.



ИРАН – БОГАТЕЙШАЯ СТРАНА ПО ДОКАЗАННЫМ ПРИРОДНЫМ РЕСУРСАМ, ЗАНИМАЕТ ВЫГОДНОЕ ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ, НАХОДЯСЬ НА ПЕРЕСЕЧЕНИИ СОВРЕМЕННЫХ И ДРЕВНИХ ТОРГОВЫХ И ТРАНСПОРТНЫХ ПУТЕЙ.

ПО ДОКАЗАННЫМ ЗАПАСАМ НЕФТИ ИРАН ЗАНИМАЕТ ТРЕТЬЕ МЕСТО В МИРЕ ПОСЛЕ САУДОВСКОЙ АРАВИИ И КАНАДЫ.

ПО СОСТОЯНИЮ НА НАЧАЛО 1397 СОЛНЕЧНОЙ ХИДЖРЫ ДОКАЗАННЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ СТРАНЫ СОСТАВЛЯЮТ 157,2 МЛРД БАРР. ПО ОБЪЕМАМ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИРАН НАХОДИТСЯ НА ПЯТОМ МЕСТЕ — 234,2 МЛН Т/ГОД ПОСЛЕ США, САУДОВСКОЙ АРАВИИ, РОССИИ И КАНАДЫ. НЕСМОТРЯ НА ЭТО, СТРАНА НЕ МОЖЕТ ПОЛНОМАСШТАБНО ПОЛЬЗОВАТЬСЯ БЛАГАМИ, КОТОРЫЕ ДАЮТ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ БОГАТСТВА. ВИНОЙ ВСЕМУ САНКЦИИ США, КОТОРЫЕ В 2019 ГОДУ БЫЛИ САМЫМИ ЖЕСТКИМИ ЗА ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ. В СВЯЗИ С ЭТИМ ЗАКОНОПРОЕКТ О БЮДЖЕТЕ ИРАНА НА 2020 ФИНАНСОВЫЙ ГОД БЫЛ РАЗРАБОТАН ДЛЯ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ САНКЦИЯМ США И В НАИМЕНЬШЕЙ СТЕПЕНИ ЗАВИСИТ ОТ НЕФТЯНЫХ ДОХОДОВ. КАК СЕГОДНЯ РАЗВИВАЕТСЯ ИСЛАМСКАЯ РЕСПУБЛИКА ИРАН И КАКИЕ МЕРЫ ПРЕДПРИНИМАЕТ ДЛЯ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ НЕГАТИВНОМУ ВЛИЯНИЮ?

IRAN IS THE RICHEST COUNTRY IN TERMS OF PROVEN NATURAL RESOURCES. IT OCCUPIES AN ADVANTAGEOUS GEOPOLITICAL POSITION, LOCATED AT THE INTERSECTION OF MODERN AND ANCIENT TRADE AND TRANSPORT ROUTES. IN TERMS OF PROVEN OIL RESERVES, IRAN RANKS THIRD IN THE WORLD AFTER SAUDI ARABIA AND CANADA. AS OF THE BEGINNING OF THE 1397 SOLAR HIJRA, THE COUNTRY'S PROVEN OIL RESERVES ARE 157.2 BILLION BARRELS. IN TERMS OF OIL PRODUCTION, IRAN IS IN THE FIFTH PLACE – 234.2 MILLION TONS/YEAR AFTER THE UNITED STATES, SAUDI ARABIA, RUSSIA AND CANADA. DESPITE THIS FACT, THE COUNTRY CANNOT FULLY ENJOY THE BENEFITS THAT HYDROCARBON WEALTH PROVIDES. IT IS ALL THE FAULT OF US SANCTIONS, WHICH WERE THE MOST SEVERE IN RECENT YEARS IN 2019. IN THIS REGARD, THE IRAN BUDGET BILL FOR THE FISCAL YEAR 2020 WAS DEVELOPED TO COUNTER US SANCTIONS AND IS LEAST DEPENDENT ON OIL REVENUES. HOW IS THE REPUBLIC OF IRAN DEVELOPING TODAY AND WHAT MEASURES ARE BEING TAKEN TO COUNTER NEGATIVE INFLUENCE?

Ключевые слова: Исламская Республика Иран, макроэкономические показатели, стратегия развития, статистический анализ, энергетическая отрасль, нефтегазовая отрасль, экспорт энергоресурсов, добыча энергоресурсов, показатели ВВП страны.

Митина Наталья Николаевна, факультет государственного управления М.В. Пачачаства

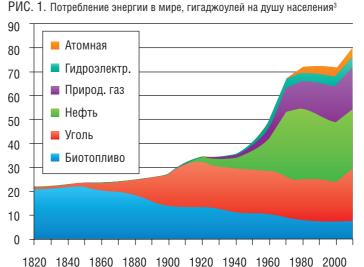
М.В. Ломоносова

Момени Мани,
выпускник магистратуры факультета государственного

МГУ имени М.В. Ломоносова

Доказанные запасы газа Ирана на 01.01.2018 г. составляют 33 200 млрд м³ (17,2% от мировых запасов, второе место после России)¹. По объемам добычи газа Иран находится на третьем месте – 223,9 млрд м³/год (6,1% мировой добычи), после США (20,0% мировой добычи) и России (17,3% мировой добычи).

«Природный газ является одним из главных ресурсов в производстве электроэнергии, и запрос на данный экологически чистый вид энергии (электричество) растет. Каждая единица энергии, полученная от природного газа, загрязнет окружающую среду на 24% меньше, чем сырая нефть, и на 42% меньше, чем уголь, создавая при этом больше энергии. В настоящее время более 73 тысяч





1940

иранских промышленных единиц за счет газа обеспечивают свои потребности в энергии и более 70% сельского и 95% городского населения находятся под покрытием сети газоснабжения. В Иране ежедневно производят более 800 млн кубометров природного газа, который применяется на нефтехимических комплексах, электростанциях, во внутренних отраслях, для поступления в добывающие нефтяные скважины в домашнем секторе, а также для экспорта в соседние страны и для предоставления на мировых рынках. Природный газ Ирана экспортируется посредством газопроводов и в виде сжиженного природного газа. В настоящее время Туркменистан, Турция и Армения входят в число иранских импортеров газа, а Грузия, Индия и Афганистан также считаются иранскими потребителями газа²», однако основная часть газа в Иране потребляется внутри страны и расходуется на производство электроэнергии. Использование более дешевой, более концентрированной и более чистой энергии является наиболее эффективным фактором экономического роста, поскольку увеличивает производительность труда, снижает загрязнение и ведет к значительному повышению уровня жизни людей. По суммарному количеству произведенной энергии Иран опережает такие развитые страны, как Италия и Испания, так же, как и по произведенной энергии на душу населения. В 2017 г. в Иране генерировано 304,4 тераватт-час электроэнергии (1,2% мирового производства), причем

произведено в основном за счет газа (80,6%), а доля экологически чистых (возобновляемых плюс за счет атомной энергетики) источников составила 24,1 тераватт-час или 12,6%.

1900

1920

Основными драйверами экономического роста любой страны является производство и потребление энергии, а также энергонезависимость, поскольку именно она определяет стратегическую безопасность государства, что является необходимым условием его существования в условиях санкций, которым подвергается Иран. Стратегическую безопасность также определяет достаточно развитое для удовлетворения внутренних потребностей сельское хозяйство, военно-промышленный комплекс, фармакология.

По уровню занятости (25% работающего населения) Иран сельскохозяйственная страна. Доля сельского хозяйства в ВВП составляет около 11%. Под сельскохозяйственное производство используется 10% всей земельной площади Ирана. На современном этапе военная промышленность Ирана способна удовлетворить потребности национальных ВС в артиллерийско-стрелковом вооружении, боеприпасах, взрывчатых веществах, радиоэлектронном оборудовании, а также в некоторых типах военноморской техники. Ведутся активные работы в области ракетостроения и самолетостроения, осваивается производство бронетанковой техники, проводится ремонт и модернизация практически всех

образцов ВВТ, состоящих на вооружении национальных ВС.

1960

1980

2000

Однако целью нашего исследования является самая показательная отрасль, характеризующая все производство — энергетика. Энергетика — это жизнь страны, без энергии невозможно никакое производство. Поэтому неслучайно уровень обеспеченности энергией (рис. 1) находится в полном соответствии с благосостоянием народа, выраженном в ВВП (рис. 2).

Для количественного обоснования значимости основных макроэкономических показателей страны, стратегия которой направлена на рост благосостояния народа, выраженная в увеличении ВВП, построена матрица, переменные которой характеризуют основные отрасли экономики. Матрица состоит из 10 столбцов (переменных) и 35 строк — в нее вошли данные переменных за 35 лет с 1970 по 2015 годы.

Матрица была обработана методом парного корреляционного анализа. Учитывались сильные корреляционные связи ($r \ge 0.7$), характеризующие взаимодействие макроэкономических показателей. Диагональ матрицы состояла из достаточно высоких коэффициентов

86 ~ Neftegaz.RU [1]

управления

¹ BP Statistical Review of World Energy, June 2018 [Электронный ресурс https://nonews.co/ wp-content/uploads/2019/01/BP2018.pdf (дата обращения: 10.03.2019)].

² Газовая отрасль Ирана. Май 26, 2018 10:37 Europe/Moscow. Электронный ресурс: http:// parstoday.com/ru/radio/programs-i89612.

³ Нефть – это энергия, а энергия – это богатство. [Электронный ресурс: http://vseonefti.ru/neft/nefteto-bogatstvo.html. (Дата посещения 12.03.2019)].

⁴ Нефть – это энергия, а энергия – это богатство. [Электронный ресурс: http://vseonefti.ru/neft/nefteto-bogatstvo.html. (Дата посещения 12.03.2019)]

корреляции (r) и более половины матрицы имеет величины r > 0.3; следовательно, выбранные для анализа переменные достаточно репрезентативны⁵. Исследуемые переменные включают:

X1 – производство электроэнергии,

Х2 – потребление электроэнергии,

ХЗ – отношение экспорта к импорту,

X4 — выбросы CO_2 ,

X5 – ВВП суммарное,

Х6 – инфляция,

X7 – добыча газа,

Х8 – производство нефти и нефтепродуктов,

Х9 – экспорт нефти и нефтепродуктов,

X10 – экспорт газа,

Х11 – ВВП на душу населения.

Таким образом, переменные позволяют охватить весь комплекс основных макроэкономических показателей Ирана.

Экономическую деятельность страны можно рассматривать как единую открытую систему (поскольку полная изоляция страны даже в условиях жестких санкций невозможна). Число всевозможных факторов, воздействующих на открытую систему велико, поэтому в процессе исследования возникает необходимость выделить те показатели и факторы, которые определяют ее устойчивое функционирование. Для этого необходим отбор таких интегральных показателей, которые качественно определяют комплексное состояние какого-либо компонента системы по какой-либо основной функции⁶. Такой подход

позволяет получить наиболее общий вид интегрального параметра, в данном случае характеризующий рост благосостояния государства.

В связи с вышеизложенным нами были выбраны интегральные показатели, характеризующие каждый из основных компонентов системы и связанный с другими показателями сильными корреляционными связями (таблица 1), при этом сильных корреляционных связей рядом переменных не было обнаружено; связи были зафиксированы только на уровне средних (r ≥ 0,31 – 0,5) и слабых ($r \le 0,3$).

Согласно полученным данным, сильными корреляционными связями, как с суммарным ВВП, так и с ВВП на душу населения связаны следующие показатели: X1 – производство электроэнергии; Х2 – потребление электроэнергии; Х4 – выбросы СО2; Х7 – добыча газа; Х8 – производство нефти и нефтепродуктов; Х10 – экспорт газа. Причем, все они положительные, показывая, что с ростом данных показателей растет и ВВП. Показатели же Х3 отношение экспорта к импорту, Х6 инфляция и Х9 – экспорт нефти и нефтепродуктов отмечены слабыми связями с ВВП.

Для выявления значимости влияния различных макроэкономических переменных на ВВП страны, массив данных был обработан с использованием факторного анализа методом главных компонент. Применение метода было нацелено на установление закономерностей, управляющих

изучаемым явлением (ростом ВВП), то есть тех основных факторов, которые определяют поведение большого числа различных характеристик явления. Этот метод помогает выделить из числа измеряемых переменных небольшое число скрытых факторов, характеризующих основные особенности роста ВВП. Для решения этой задачи на основании результатов корреляционного анализа был выбран ряд параметров для 35 лет наблюдений (так как в этом случае необходим полный ряд данных) и ряд переменных, количественно описывающих основные свойства роста ВВП. Поскольку ряд наблюдаемых величин ограничен 35 годами, для достоверности результата мы вынуждены сократить количество переменных. В частности, мы сократили переменную «количество выбросов CO₂», как характеризующую экологическую составляющую индустриального развития страны, и, поскольку два показателя ВВП имеют однозначные корреляционные зависимости, сократили показатель, характеризующий суммарное ВВП, оставив «ВВП на душу населения». Данный показатель «ВВП на душу населения» имеет

большее значение, так как косвенно

ТАБЛИЦА 1. Матрица парных корреляций основных макроэкономических показателей Ирана с 1970 по 2015 гг. Отмеченные корреляции значимы при р <, 05000 N = 35

	X1	X2	Х3	X4	X5	Х6	Х7	X8	X9	X10	X11
X1	1,00	1,00	-0,15	1,00	0,84	-0,14	0,97	0,96	0,42	0,91	0,79
X2	1,00	1,00	-0,14	1,00	0,85	-0,14	0,98	0,96	0,41	0,91	0,79
Х3	-0,15	-0,14	1,00	-0,12	-0,12	0,26	-0,09	-0,17	0,14	-0,15	-0,09
X4	1,00	1,00	-0,12	1,00	0,85	-0,13	0,98	0,96	0,43	0,91	0,79
X 5	0,84	0,85	-0,12	0,85	1,00	-0,18	0,91	0,73	0,11	0,93	0,95
Х6	-0,14	-0,14	0,26	-0,13	-0,18	1,00	-0,13	-0,07	0,43	-0,12	-0,22
Х7	0,97	0,98	-0,09	0,98	0,91	-0,13	1,00	0,92	0,31	0,94	0,86
X8	0,96	0,96	-0,17	0,96	0,73	-0,07	0,92	1,00	0,50	0,80	0,67
Х9	0,42	0,41	0,14	0,43	0,11	0,43	0,31	0,50	1,00	0,22	0,03
X10	0,91	0,91	-0,15	0,91	0,93	-0,12	0,94	0,80	0,22	1,00	0,89
X11	0,79	0,79	-0,09	0,79	0,95	-0,22	0,86	0,67	0,03	0,89	1,00

ТАБЛИЦА 2. Факторный анализ методом главных компонент (значимые переменные > 0,700000)

	Factor 1	Factor 2
Var1	-0,991250	-0,034422
Var2	-0,991342	-0,038451
Var3	0,157417	-0,518243
Var4	0,141308	-0,817339
Var5	-0,986302	0,011098
Var6	-0,942492	-0,125776
Var7	-0,378103	-0,778479
Var8	-0,943501	0,087484
Var9	-0,851795	0,228415
Expl. Var	5,629879	1,621082
Prp. Totl	0,625542	0,180120

РИС. 3. Факторная нагрузка переменных

1,0		on: Varim	•		tion: Prin		nponents	
0,8	Var4			Var7				
0,6	Var3							
Eactor 2								
亞 0,2							/ar6 Var1 Va	ar2
0,0						Vai Var9	r8 o Vart	<u></u>
-0,2						Vars		
-0,4 -0,4	-0,2	0,0	0,2	0,4 Factor 1	0,6	0,8	1,0	1,2

Factor Loadings Factor 1 vs Factor 2

показывает благосостояние населения в стране, которое растет опережающими экономику темпами. Именно поэтому, по сравнению с показателем «суммарное ВВП», «ВВП на душу населения» имеет несколько заниженные корреляционные связи.

Для Ирана основные факторы были определены на основе анализа матрицы, размером 9×35, при этом матрица состоит из 35 строк (годы наблюдения) и 9 переменных (столбцов). количественно описывающих 9 макроэкономических показателей. Затем, для обоснования влияния макроэкономических показателей на ВВП, матрица была обработана методом главных компонент, где зависимая переменная «У» - ВВП на душу населения. Применение метода главных компонент позволяет выделить главные факторы, влияющие на ВВП на душу населения и оценить их значимость.

В таблице 2 приведены главные компоненты в факторном анализе. Колонки таблицы характеризуют полученные общие факторы, вклад которых в суммарную дисперсию различен и определяется собственными числами и их вкладом в процентах в общую дисперсию. Также показан суммарный вклад выделенных факторов в общую дисперсию. Из таблицы 2 видно, что первые два фактора определяют 80,6% дисперсии основных макроэкономических показателей, то есть на них приходится основная часть изменчивости всех переменных. Поэтому для дальнейшего анализа мы берем только два основных

общих фактора, так как остальные вносят небольшой вклад в общую дисперсию. Это также подтверждают данные рис. 1, в которых оценена пропорция изменчивости каждой переменной, характерная для двух извлеченных факторов.

Нагрузки 9 параметров на два общих фактора, полученные методом главных компонент, - это окончательные факторные нагрузки, полученные в результате трех вращений. Вращения были сделаны для того, чтобы более полно оценить те нагрузки, которые оказывают отдельные переменные главных компонент, и осуществлялись путем замены диагональных элементов корреляционной матрицы соответствующими оценками общности. Операция вращения факторной матрицы необходима для более точного и наглядного определения вклада каждой переменной в какой-либо из факторов и является конечной целью факторного анализа методом главных компонент.

Действительно, при анализе таблицы 2 видно, что все значимые переменные (1-9) разбиваются по нагрузкам на выявленные два общих фактора, при этом каждая группа параметров, вносит значительный вклад в какой-либо фактор и несет определенную смысловую нагрузку.

Фактор 1 имеет самое большое значение общей дисперсии в факторной матрице - он определяет 62,6% переменных (таблица 2). Наибольшую нагрузку на фактор имеют переменные X1, X2, X5, X6, Х8, Х9, а именно: производство и потребление энергии, добыча газа,

добыча нефти и нефтепродуктов, экспорт газа и ВВП на душу населения. Учитывая совокупность параметров, вошедших в данный фактор, можно полагать, что он характеризует влияние топливноэнергетического сектора на экономику страны. Мы определяем его как «Топливно-энергетический фактор формирования ВВП страны».

Небольшая разница между потреблением и производством указывает на потери энергии в сетях, энергию Иран не экспортирует. Производство и, главное, внутреннее потребление энергии являются показателями индустриализации страны, определяют производственную сферу экономики, так как практически вся вырабатываемая энергия потребляется внутри страны. Причем и производство, и потребление энергии неуклонно растут с 1970 по 2015 гг., невзирая на санкции (рис. 4), следовательно, заводы работают, и растет их индустриальная мощь.

Добыча газа, нефти и производство нефтепродуктов также идет в основном на нужды внутри страны, то есть на ее индустриализацию. По данным ВР, энергия страны преимущественно вырабатывается за счет газа (таблица 3). За счет нефти и угля вырабатывается всего 11.5% электроэнергии, что означает экологически чистую энергетику Ирана. Показатель «экспорт газа», вошедший в первый фактор, играет определенную роль в индустриализации страны, так как вырученные средства идут на покупку современного оборудования для данной отрасли, хотя они весьма незначительны:

[1] Neftegaz.RU ~ 89 88 ~ Neftegaz.RU [1]

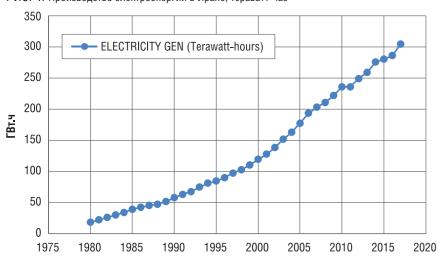
⁵ Браверман Э.М., Мучник И.Б. Структурные методы обработки эмпирических данных. М.: «Наука», 1983. 464 с.

⁶ Браверман Э.М., Мучник И.Б. Структурные методы обработки эмпирических данных. М.: «Наука», 1983. 464 с.

ТАБЛИЦА 3. Расход топлива на производство электроэнергии (в тераватт-час)⁸

	2016 год									2017	7 год				
нефть	ra3	уголь	атомная энергия	гидро-энергия	возобновля- емая энергия	другие виды	сумма	нефть	ra3	уголь	атомная энергия	гидро-энергия	возобновля- емая энергия	другие виды	сумма
39,7	223,5	0,5	6,6	15,4	0,5	-	296,1	34,4	245,5	0,5	7,1	16,4	0,6	_	304,4

РИС. 4. Производство электроэнергии в Иране, тераватт-час⁷



15 лет из 35 газ вообще не продавался на экспорт, а в остальные годы его продажа не превышала 5% от добычи.

Таким образом, данный фактор неслучайно имеет самое большое значение, так как он в значительной степени определяет условия формирования индустриального развития страны.

Фактор 2 имеет вторую по величине значимость, им определяется 18,0% общей дисперсии (таблица 2). После вращения выявлены высокие значения (> 0,7) у переменных X4 и X7, что позволяет нам определить его как «Экологический фактор», определяющий отсталое в техническом отношении производство, в том числе добычу углеводородов.

Следует отметить, что показатель экспорт/импорт не вошел ни в один из факторов, вероятно, вследствие высокой волатильности — изменений, зависящих от внешних факторов.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что Иран переживает индустриальную фазу развития и является самодостаточным

государством. Самодостаточность можно определить как реализованную способность социально оправданного и экономически приемлемого функционирования политической и хозяйственной системы государства при минимальной зависимости от поведения других государств, в том числе во внутренних и внешних форсмажорных обстоятельствах. Самодостаточность государства может считаться одним из оснований национальной идеи государства, выраженным в его внутренней и внешней политике. Направлением экономической политики самодостаточного государства в условиях внешнего давления следует считать производство конкурентоспособных продукции и услуг с целью завоевания ими собственного внутреннего рынка. По мнению С.С. Сулакшина, в условиях глобализации (а в случае с Ираном жестких санкций прим. наше) обеспечение самодостаточности государства (внерыночной автаркии) возможно, «если государственная власть не стремится к вступлению в международные организации

и союзы, ограничивающие свободу выбора ценовых, налоговых, бюджетных и иных режимов функционирования национальной экономики или препятствующих использованию разумных экономических и финансовых стимулов обретения самодостаточности»⁹.

Литература

- Браверман Э.М., Мучник И.Б. Структурные методы обработки эмпирических данных. М.: «Наука», 1983. 464 с.
- Газовая отрасль Ирана. Май 26, 2018 10:37
 Europe/Moscow. Электронный ресурс: http://parstoday.com/ru/radio/programs-i89612.
- Нефть это энергия, а энергия это богатство. [Электронный ресурс: http://vseonefti.ru/neft/nefteto-bogatstvo.html. (Дата посещения 12.03.2019)].
- Сулакшин С.С. Разумная самодостаточность. [Электронный ресурс http://rusrand.ru/ideas/ razumnaja-samodostatochnost. (Дата посещения 15.03.2019).
- Statistical Review of World Energy, June 2018 [Электронный ресурс https://nonews.co/wpcontent/uploads/2019/01/BP2018.pdf. (Дата посещения 15.03.2019)].
- Statistical Review of World Energy, 2018. https:// www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/ statistical-review-of-world-energy.html.
- 7. Word Bank National accounts data.
- OPEC Annual Statistical Bulletin, 2017 https://www. opec.org/opec_web/flipbook/ASB2017/ASB2017/ assets/common/downloads/ASB2017_13062017.pdf.
- 9. OPEC Monthly Oil Market Report October 2018file://pcd/ReDirDept\$/MitinaNN/Downloads/ OPEC_MOMR_October_2018.pdf.

KEYWORDS: Islamic Republic of Iran, macroeconomic indicators, development strategy, statistical analysis, energy industry, oil and gas industry, energy exports, energy production, GDP indicators.



⁷ Statistical Review of World Energy, 2018. https:// www.bp.com/en/global/corporate/energyeconomics/statistical-review-of-world-energy.html.

⁸ BP Statistical Review of World Energy, June 2018 [Электронный ресурс https://nonews.co/ wp-content/uploads/2019/01/BP2018.pdf. (Дата посещения 15.03.2019)].

⁹ Сулакшин С.С. Разумная самодостаточность. [Электронный ресурс http://rusrand.ru/ideas/ razumnaja-samodostatochnost. (Дата посещения 15.03.2019)].

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОПРОВОДА МЕЖДУ КНР И РЕСПУБЛИКОЙ КОРЕЯ



Щипачёв Андрей Михайлович, доктор технических наук, заведующий кафедрой транспорта и хранения нефти и газа, Санкт-Петербургский Горный университет



Ли Донхи. аспирант, кафедра транспорта и хранения нефти и газа, Санкт-Петербургский Горный университет

Специалисты Республики Корея считают, что основное решение по обеспечению экономической эффективности по импорту природного газа является энергетическое сотрудничество с Россией. Среди многих потенциальных и полезных совместных энергетических проектов самым перспективным является проект магистрального газопровода «Россия – КНДР – Республика Корея». С 2011 года две страны предпринимали попытки начала реализации совместного проекта, однако в связи с особенностью дипломатических

РЕСПУБЛИКА КОРЕЯ ИМПОРТИРУЕТ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ВИДЕ СПГ ИЗ-ЗА СЛОЖНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ. ВО ВРЕМЯ ИМПОРТА ИСПАРЯЕТСЯ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО СПГ. ПОЭТОМУ ДЛЯ КОРЕЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ НЕ ВЫГОДНО ИМПОРТИРОВАТЬ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В СЖИЖЕННОМ ВИДЕ. ЕГО ЦЕНА ПОЛУЧАЕТСЯ ВЫШЕ, ЧЕМ ЗАТРАТЫ НА ИМПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА ЧЕРЕЗ ГАЗОПРОВОД. ВДОБАВОК РЕСПУБЛИКА КОРЕЯ ВЫНУЖДЕНА ПОКУПАТЬ СПГ У ЯПОНИИ ПО ЗАВЫШЕННОЙ ЦЕНЕ. ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИМПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА КОРЕЙСКИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПАНИИ И ГОСУДАРСТВО ОРГАНИЗУЮТ ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ РАЗВЕДКУ И РАЗРАБАТЫВАЮТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗА ГРАНИЦЕЙ И НА КОРЕЙСКОЙ ТЕРРИТОРИИ. В СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ЧЕРЕЗ ЖЕЛТОЕ МОРЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА Г. ВЭЙХАЙ (КНР) -ОСТРОВ ПЭННЁНДО (РЕСПУБЛИКА КОРЕЯ). ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ СООРУЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА, ПРИНЯТЫЕ В СТАТЬЕ, СООТВЕТСТВУЮТ ТРЕБОВАНИЯМ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

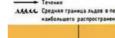
THE REPUBLIC OF KOREA IMPORTS NATURAL GAS IN THE FORM OF LNG DUE TO THE DIFFICULT GEOLOGICAL POSITION. A LARGE AMOUNT OF LNG EVAPORATES DURING IMPORT. THEREFORE IT IS NOT PROFITABLE FOR THE KOREAN ECONOMY TO IMPORT LIQUEFIED NATURAL GAS. ITS PRICE IS HIGHER THAN THE COST OF IMPORTING NATURAL GAS THROUGH A GAS PIPELINE. IN ADDITION, THE REPUBLIC OF KOREA IS FORCED TO BUY LNG FROM JAPAN AT AN OVERCHARGE PRICE. TO IMPROVE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF NATURAL GAS IMPORTS, KOREAN ENERGY COMPANIES AND THE STATE ORGANIZE GEOLOGICAL EXPLORATION AND DEVELOP DEPOSITS ABROAD AND ON KOREAN TERRITORY. THE ARTICLE ANALYZES THE PROSPECTS FOR THE UNDERWATER PASSAGE OF WEIHAI (PRC) - PANNYONDO ISLAND (REPUBLIC OF KOREA) GAS MAIN THROUGH THE YELLOW SEA. THE TECHNICAL PROPOSALS FOR THE GAS PIPELINE CONSTRUCTION ADOPTED IN THE ARTICLE COMPLY WITH THE REQUIREMENTS OF GEOLOGICAL ANALYSIS

Ключевые слова: Желтое море, морские рельефы, Пэннёндо, морской газопровод, укладка методом протягивания.

отношений на Корейском полуострове Россия и Республика Корея не смогли достигнуть поставленной цели. Из-за долгой из России и Республики Корея начали давать скептические комментарии о реализации альтернативные маршруты сооружения газопровода. Ниже

КНР – Республика Корея).

Одним из больших преимуществ по первому варианту маршрута между Россией и Республикой Корея является отсутствие промежуточной транзитной страны в поставках природного газа. К тому же реализация морского газопровода по маршруту через Японское море может считаться символом успешного технического и дипломатического сотрудничества между Россией и Республикой Корея. Однако из-за сложных природных условий Японского моря строительство газопровода точно будет требовать высокого финансирования.



ДК 621.644

РИС. 1. Рельеф дна и течения Японского моря

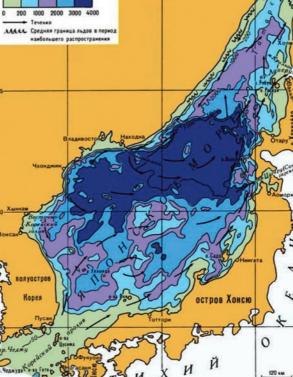
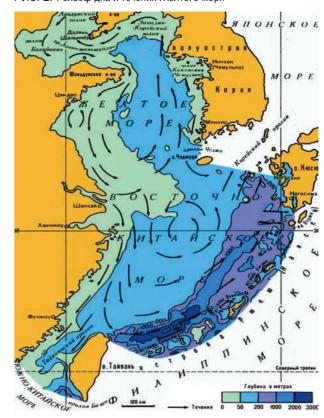


РИС. 2. Рельеф дна и течения Желтого моря



Проект газопровода КНР (г. Вэйхай) – Республика Корея (остров Пэннёндо) предложен CNPC (Китайской национальной нефтяной компанией) в 2012 году. По сравнению с Японским морем Желтое море обладает лучшими условиями для прокладки морского газопровода.

Рельефы дна и течения Японского и Желтого морей отображены на рис. 1 и 2.

Согласно вышеприведенным данным Желтое море имеет лучшие условия для прокладки морского газопровода. Прокладка морского газопровода стоит в несколько раз дороже, чем строительство сухопутного газопровода. Более того, чем дольше период строительства, тем больше затраты. Поскольку состояние Желтого моря время от времени сильно меняется в зависимости от погоды, имеется высокая вероятность увеличения сроков строительства. Следовательно, предлагается выбрать самый короткий путь. Это - прямой участок от города Вэйхай до острова Пэннёндо. Перспективная длина газопровода 223 км.

В маршруте морского газопровода должно учитываться наличие

ТАБЛИЦА 1. Сравнение морских условий Японского и Желтого морей для сооружения

	Желтое море	Японское море
Средняя глубина	44 м	1752 м
Максимальная глубина	152 м	3742 м
Средний уровень волны	2-3 M	3-6 M
Средняя скорость течения	1 m/c	0,2 M/c
Максимальная скорость течения	2 M/c	0,67 м/с
Тип почвы	глина и песок	каменная порода

портовых сооружений, интенсивность судоходства и условия использования поверхности моря. Также требуется тщательное изучение и исследование морских топографий и природных условий. Главные факторы, влияющие на выбор маршрута газопровода:

- 1) природные условия;
- 2) наличие портовых сооружений;
- 3) интенсивность судоходства и использования поверхности

Исследование природных условий, где будет проходить морской газопровод, очень важно для определения типа укладки, обеспечения устойчивости после

укладки и для оптимизации рабочей обстановки. Исследование природных условий необходимо провести максимально тщательно и аккуратно, для получения точной информации. Рекомендуется проводить исследования по следующим пунктам:

- а) подводный рельеф (глубина моря, рельеф, наносимый и смываемый волнами);
- б) грунт морского дна (грунт поверхностного слоя, пласты и т.д.);
- в) морское течение (волны, скорость течения, ветер и т.д.);
- г) морские препятствия (морские мины, подводные рифы и т.д.).

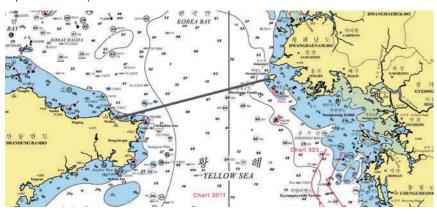
задержки старта проекта эксперты проекта. Поэтому были предложены представлены новые маршруты: через Японское море (Россия – Республика Корея); • через Желтое море (Россия -

[1] Neftegaz.RU ~ 93 92 ~ Neftegaz.RU [1]

РИС. 3. Самый короткий перспективный маршрут морского газопровода от города Вэйхай до острова Пэннёндо



РИС. 4. Участок прямого прохождения морского газопровода на морской топографической карте Желтого моря



Согласно рис. З перспективный маршрут газопровода проходит прибрежную территорию глубиной 14,6—19,5 м и территории мелководных территорий с глубиной 28,5—32 м и 62—69 м. Морское дно состоит из песка и глины. Общие значения морских течении не больше 1,5 м/с. На трассе не существует опасных рифов.

Возле острова Пэннёндо наблюдается большое значение скорости морского течения 1,5 м/с, так как поблизости острова расположены зоны быстрого течения (рис. 5). В зависимости от погоды скорость морского течения может превышать 2 м/с. Более того, в этой зоне размещены морские мины. Министерство национальной обороны Республики Корея регулярно проводит разминирование, тем не менее немаленькое количество морских мин КНДР и Республики Корея до сих пор размещено на морском дне Желтого моря. Следовательно, до начала строительства

морского газопровода возле острова Пэннёндо необходимо провести тщательный поиск и разминирование морских мин.

Морской трубопровод не должен нарушать границы существующих морских сооружений, природных заповедников, зон подводной добычи полезных ископаемых

и территорий застроек. На прямой линии от города Вэйхай до острова Пэннёндо отсутствуют морские сооружения и природные заповедники.

Во избежание опасностей при перетаскивании якорей и постановки на якорь кораблей необходимо изучить модели кораблей, фарватеры и вес якорей, которые проходят в области проектируемого морского газопровода. Также надо провести исследования способов эвакуации, эвакуационных маршрутов кораблей при чрезвычайных ситуациях и плохих метеорологических условиях. Если транспортный поток большой, то продумать пути обхода маршрута газопровода или предусмотреть прокладку газопровода в траншее. В Желтом море, где будет проходить газопровод, наличие морской военной демаркационной линии между Республикой Корея и КНДР обеспечивает отсутствие больших тоннажных кораблей, которые могут повлиять на состояние морского газопровода при перетаскивании якорей и постановки на якорь. Перевозки проходят на рейсовых средне- и малотоннажных пассажирских суднах по шести маршрутам.

От прибрежной территории города Вэйхайдо по мелководной территории не существует возможных препятствий при процессе укладки газопровода. Удар от перетаскивания и постановки на якорь можно предотвратить покрытием морского газопровода бетоном и необязательно прокладывать газопровод в траншее.

РИС. 5. Карта состояния средних морских течений на участке прямого прохождения морского газопровода (Корейское гидрографическое и океанографическое агентство)

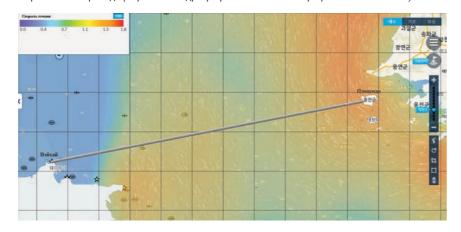
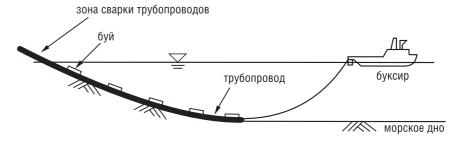


РИС. 6. Морские пути перевозок, пересекающие перспективную трассу газопровода



РИС. 8. Укладка трубопровода методом протягивания



Через данную территорию проходят перевозки регулярно, поэтому необходимо вести контроль движения при процессе строительства газопровода. Авторы считают, что S-метод укладки трубопровода в этой территории может сократить срок строительства.

Особое внимание требуется при укладке газопровода в прибрежной территории возле острова Пэннёндо. Рельефы береговых линий Пэннёндо имеют отлогие склоны. Также уровень воды сильно изменяется во время приливов и отливов. Как описано ранее, дно Желтого моря состоит из глины и песка. Сложившиеся природные условия являются очень неудобными для прохождения строительного корабля на береговых участках. По этой причине укладка трубопровода на береговых участках требует иного способа строительства газопровода.

Метод протягивания используется для укладки газопровода на коротких участках и берегах, с большой разницей в уровне воды во время приливов и отливов. Данный метод не подходит к укладке большого расстояния, но с острова Пэннёндо до мелководных участков достаточно.

Общие сведения о методе протягивания следующие.

На прибрежном посту производится сварка отдельных труб в непрерывную линию. Протягивание сваренного трубопровода к воде (до границ мелководных участков) осуществляется прямо с прибрежного поста, при помощи крановой баржи, лебедок и другого специализированного протягивающего оборудования.

Ход строительства:

- а) проверка сварки первой секции трубопровода неразрушающим контролем;
- б) проведение гидростатического испытания;
- в) покрытие бетоном сварных стыков;
- г) установка буя;
- д) на первую секцию трубопровода устанавливается вытягивающая голова (Pullinghead);
- e) прицепка вытягивающей головы к вытягивающему судну с помощью металлических канатов;
- ë) пробный запуск процесса протягивания трубопровода;
- ж) во время сварки последней секции трубопровода останавливается процесс протягивания.

После полной установки трубопровода на прибрежном участке, профессиональные дайверы могут убрать буи с мест установки.

РИС. 7. Во время отлива на береге Енхвари на острове Пэннёндо



В процессе производства работ по данному методу укладки трубопровода важно действие в команде. Важные процессы укладки, такие как удаление буев, подводная сварка, проверка состояния и другие работы осуществляется дайверами. Как упоминалось ранее, на территории береговых участках острова Пэннёндо наблюдается большое значение скорости морского течения, и из-за мутного цвета Желтого моря сложно обеспечивать видимости ряда. Риск несчастных случаев при процессе работы очень высок. Следовательно, навыки и опыты профессиональные дайверов очень важны.

Компании Республики Корея имеют богатый опыт строительства морских трубопроводов по методу протягивания на береговых участках Желтого моря, в том числе опытные профессиональные дайверы. Следовательно, суровые условии береговых участок острова Пэннёндо не будут сильно влиять на проект сооружения газопровода через Желтое море.

Литература

- MinHee Cho, Eunil Lee, HakYoel You, Nyen-Gun Kang, and Dong-GeunYoo. Late Quaternary Sedimentation in the Yellow Sea off Baegryeong Island, Korea / Jigu-Mulli-wa-Mulli-Tamsa, Vol 16, № 3, 2013, p. 145-153.
- RaeHyung Hong.Study of Korea's Marine / Korea Hydrographic and Oceanographic Agency, p. 166–183 – 2006.
- 3. Byeong-Nam Choi. The National Atlas of Korea, Vol 2 / National Geographic Information Institute, 2013. p. 166–183.
- 4. Cheol-Hee Cho. Offshore Pipeline / Daesun / ISBN 978-89-88944-24-0 (93500), p.187-192-2001.
- 5. Японское Mope / База знаний / URL: http://proznania.ru/?page_id=2390.
- 6. Желтое Mope/ База знаний / URL:http://proznania.ru/?page_id=2396.
- 7. Крапивский Е.И., Ли Донхи, Красников А.А./ Анализ сейсмической активности в Японском море для строительства газопровода / Булатовские чтения, УДК 622.692.4:550.344, c. 79—81—2018.

KEYWORDS: Yellow Sea, Baengnyeongdo, offshore gas pipeline, laying by pulling method.

ЭКОЛОГИЯ ____

ОЦЕНКА ЭМИССИИ СО2

как парникового газа в стандартном тундровом эксперименте



Башкин
Владимир Николаевич,
доктор биологических наук,
главный научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
и Института физикохимических и биологических
проблем почвоведения РАН
ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Галиулин
Рауф Валиевич,
доктор географических наук,
ведущий научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН
ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН



Галиулина
Роза Адхамовна,
научный сотрудник
Института фундаментальных
проблем биологии РАН
ФГБУН ФИЦ ПНЦБИ РАН

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ОЦЕНКЕ ЭМИССИИ СО2 (ДИОКСИДА УГЛЕРОДА) КАК ПАРНИКОВОГО ГАЗА, НА ТАЗОВСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ (ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ) В УСЛОВИЯХ СТАНДАРТНОГО ТУНДРОВОГО ЭКСПЕРИМЕНТА, Т.Е. С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТКРЫТЫХ СВЕРХУ КАМЕР (ОСК), В КОТОРЫХ ТЕМПЕРАТУРА ПРИЗЕМНОГО СЛОЯ ВОЗДУХА ПОВЫШАЕТСЯ В СРЕДНЕМ НА 2—3°С, ПО СРАВНЕНИЮ С КОНТРОЛЬНЫМИ ПЛОЩАДКАМИ. В ОСК ПО СРАВНЕНИЮ С НОРМАЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ КОНТРОЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК ЭМИССИЯ СО2 ВОЗРАСТАЛА И ВЕЛА К ПОТЕРЕ УГЛЕРОДА ИЗ СИСТЕМЫ «ПОЧВА—РАСТЕНИЕ». ПОВЫШЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В ОСК СПОСОБСТВОВАЛО УВЕЛИЧЕНИЮ БИОМАССЫ ЛИШАЙНИКОВ КАК ДОМИНИРУЮЩЕГО РАСТИТЕЛЬНОГО КОМПОНЕНТА КУСТАРНИЧКОВО-ЛИШАЙНИКОВОЙ ТУНДРЫ

ARTICLE IS DEVOTED TO ASSESSMENT OF CO_2 (CARBON DIOXIDE) EMISSION AS GREENHOUSE GAS IN THE TAZ PENINSULA (YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT) AT STANDARD TUNDRA EXPERIMENT CONDITIONS, I.E. WITH USE OF THE OPEN-TOP CHAMBERS (OTC) IN WHICH TEMPERATURE OF A SURFACE GROUND AIR LAYER IS INCREASED ON AVERAGE ON $2-3^{\circ}C$, IN COMPARISON WITH CONTROL SITES. IN OTC IN COMPARISON WITH THE NORMAL TEMPERATURE OF CONTROL SITES, THE CO_2 EMISSION INCREASED AND LED TO LOSS OF CARBON FROM THE «SOIL-PLANT» SYSTEM. THE RISE OF TEMPERATURE IN OTC PROMOTED TO INCREASE OF BIOMASS OF LICHENS AS THE DOMINATING PLANT COMPONENT OF THE DWARF SHRUB-LICHEN TUNDRA

Ключевые слова: парниковый газ, эмиссия CO₂, стандартный тундровый эксперимент, открытые сверху камеры, контрольные площадки, биомасса лишайников.

К парниковым газам относятся газообразные вещества, которые создают над Землей эффект парника, поглощая и удерживая в атмосфере излучаемое с земной поверхности избыточное тепло. Парниковыми газами, вносящими основной вклад в общий парниковый эффект, являются H₂O (водяной пар), CO₂ (диоксид углерода), СН₄ (метан) и О₃ (озон) в порядке их оцениваемого воздействия на тепловой баланс Земли [1]. Наибольший интерес для нас представляли CO₂ и CH₄ с долей вклада в общий парниковый эффект, соответственно 9-26 и 4-9% после водяного пара, доля вклада которого находится в пределах 36-72%. Так, эмиссия СО2 и СН₄ в атмосферу на Тазовском полуострове (68°09' с.ш., 76°02' в.д.) в районе локализации объектов ООО «Газпром добыча Ямбург» – дочерней компании ПАО «Газпром» - может быть связана как с функционированием объектов газовой промышленности, так и тундровых экосистем (рис. 1).

В этих условиях эмиссия CO₂ в атмосферу может происходить при:

- 1) горении природного газа при различных технологических процессах, связанных с работой компрессоров, газоперекачивающих агрегатов, газовых турбин, и сжигании природного газа на газофакельных установках;
- 2) дыхании почвенных микроорганизмов и корней растений, где вклад, в частности микробного дыхания в эмиссию CO₂ из почвы в разных экосистемах, значительно варьирует и составляет по разным оценкам от 10 до 90% [2, 3]; кроме того, установлено, что соотношение вклада микроорганизмов и корней в эмиссию CO₂ зависит от фотосинтетической активности растений и количества поступающего в почву органического материала [4].

Эмиссия другого парникового газа – CH₄ в атмосферу может происходить при:

РИС. 1. Карта-схема Тазовского полуострова (68°09' с.ш., 76°02' в.д., Ямало-Ненецкий автономный округ)



- 1) технологических продувках, связанных с добычей, переработкой, транспортировкой и распределением природного газа, а также утечками из технологического оборудования;
- 2) функционировании эвтрофных (низинных) болот, внутриболотных озер и мерзлотных бугров, как типа болотных микроландшафтов [5].

Между тем представляло особый интерес исследовать эмиссию CO_2 в тундровых экосистемах, в условиях происходящего в настоящее время усиления континентальности климата, характеризуемой большими годовыми колебаниями температуры воздуха, т.е. теплым, но коротким летом и очень студеной и длительной зимой [6]. В условиях теплого и короткого лета, становится чрезвычайно важным подтвердить факт, что повышение эмиссии CO_2 ведет к возрастанию биомассы растений.

В этой связи цель данной работы состояла в оценке эмиссии CO_2 как парникового газа в стандартном тундровом эксперименте на Тазовском полуострове для практического обоснования возможности ускоренного восстановления плодородия техногенно нарушенных тундровых почв с помощью разработанной нами ранее инновационной биогеохимической технологии [6].

Технология восстановления плодородия нарушенных тундровых почв

Инновационная биогеохимическая технология восстановления плодородия нарушенных тундровых почв — это подход по регенерации в них прерванных биогеохимических циклов химических элементов на трех уровнях: микроорганизмов,

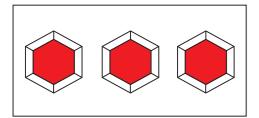
низших беспозвоночных организмов и фитоценозов. Известно, что значение микроорганизмов (бактерии, актиномицеты, грибы, дрожжи) для почвы состоит не только в количестве поставляемой биомассы (за один год достигает 20-50 т/га), что сближается с наземной биомассой растений, а главным образом в той работе, которую они производят по минерализации органических остатков в почве, так как микроорганизмы, отмирая, высвобождают различные химические элементы, которые вступают в новые циклы биогеохимического круговорота. Что касается низших беспозвоночных организмов почвы (простейшие, черви, моллюски, тихоходки, членистоногие), то они являются также важнейшим фактором в биогеохимических циклах химических элементов, в перераспределении энергии, фотосинтетически связанной в фитомассе, в накоплении и возобновлении запасов почвенного гумуса и плодородии почв. И, наконец, роль фитоценозов (травянистых и лесных) заключается в том, что они являются основным механизмом фиксации солнечной энергии и образования фитомассы на суше с вовлечением в ткани растений углерода, воды и таких элементов-биофилов как азот, фосфор, сера, кальций, магний, калий, кремний, железо и др.

Суть инновационной биогеохимической технологии рекультивации нарушенных тундровых почв состоит во внесении местного торфа в эти почвы с учетом их гранулометрического



ЭКОЛОГИЯ ____

РИС. 2. Схематическое изображение открытых сверху камер (ОСК) в форме прозрачных пластмассовых усеченных гексагональных пирамидальных сооружений (вид сверху)



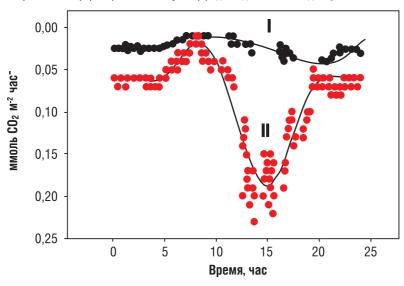
состава или полной влагоемкости в зависимости от рельефа местности, посева и выращивания на них смеси многолетних злаковых трав с использованием получаемого из местного торфа гумата калия как стимулятора роста и развития этих растений. Со временем многолетние злаковые травы в ходе их произрастания вытесняются коренными для тундры растениями – мхами (*Bryophyta*) и лишайниками (Lichenes), в свою очередь являющихся одним из важных источников образования того же самого торфа. И поэтому важно было исследовать влияние повышения температуры надземного слоя воздуха на эмиссию CO₂ и, как следствие, на рост и развитие коренных для тундры мхов и лишайников, как свидетельство полного восстановления плодородия нарушенных почв.

Особенности оценки эмиссии CO₂ и биомассы растений в стандартном тундровом эксперименте

Оценку влияния повышения температуры приземного слоя воздуха на эмиссию СО₂ и биомассу различных тундровых растений проводили с помощью открытых сверху камер (ОСК) по стандарту Международного тундрового эксперимента (International Tundra Experiment) [7-9]. ОСК представляют собой прозрачные пластмассовые усеченные гексагональные пирамидальные сооружения, которые были установлены на Тазовском полуострове, на расстоянии примерно 5 км от вахтового поселка Ямбург (67°55' с.ш., 74°51' в.д.), рис. 2.

Эти сооружения (в шести повторностях) располагались на участке, где произрастали

РИС. 3. Динамика скорости эмиссии CO_2 из контрольных площадок и сверху открытых камер (ОСК) в течение суток (средние данные за 15 дней)



I – Контрольные площадки

II – Открытые сверху камеры (ОСК)

типичные для данной местности тундровые растения: высшие сосудистые растения (кустарничники листопадные, кустарничники вечнозеленые и осоки) и споровые растения (лишайники и зеленые мхи – Bryidae). Как оказалось, в ОСК средняя температура приземного слоя воздуха в среднем повышается на 2-3°C по сравнению с контрольными площадками, что позволяет *in situ* условиях исследовать эффект повышения температуры на эмиссию СО2 и биомассу растений. Для оценки содержания CO₂ в воздушной среде внутри ОСК и на контрольных площадках (т.е. вне ОСК) пробы воздуха отбирались в герметично закрывающиеся емкости, в которых содержание СО₂ анализировали методом газовой хроматографии in vitro условиях. Содержание углерода и азота в почве и биомассе растений определяли способом сухого сжигания в токе кислорода на элементарном анализаторе Elementar Vario EL III.

Оценка эмиссии CO₂ и биомассы растений в стандартном тундровом эксперименте

Первоначально в течение суток была исследована динамика скорости эмиссии CO₂ из ОСК и контрольных площадок. В представленных данных эмиссия CO₂ (в среднем за 15 дней) была обусловлена дыханием почвенных

микроорганизмов и корней растений за минусом абсорбции CO_2 при фотосинтезе (рис. 3). В целом скорость эмиссии CO_2 напрямую зависела от температуры, обусловленной поступающей солнечной радиацией. Однако если на контрольных площадках динамика эмиссии CO_2 была выражена в течение суток довольно слабо — варьирование в узких пределах от 0,02 до 0,04 ммоль/м² в час, то в ОСК скорость эмиссии CO_2 изменялась в среднем от 0,02 до 0,19 ммоль/м² в час.

Максимум эмиссии СО2 наблюдался около 3 часов дня. К 8 часам вечера скорость эмиссии СО2 резко снижалась до 0,06-0,07 ммоль/м² в час, однако все же оставалась более высокой по сравнению с контрольными площадками. В вечерние и ночные часы (до 3 часов ночи) скорость эмиссии СО2 оставалась приблизительно на этом же уровне. С 3 часов ночи до 9 часов утра происходило постепенное снижение скорости эмиссии CO₂ до значений, характерных для контрольных площадок. После этого наблюдалось резкое повышение скорости эмиссии СО₂ с максимумом в 3 часа дня.

Рассчитанная за период наблюдения суммарная эмиссия CO_2 позволяет сделать предварительный вывод о том, что, несмотря на небольшое повышение среднесуточной температуры (на $2-3^{\circ}C$) в ОСК, скорость эмиссии CO_2 возрастала в среднем за день в

6 раз по сравнению с контрольными площадками и достигала величины почти 1 г CO_2/m^2 в день (рис. 4).

Параллельные химические анализы почвы показали, что содержание углерода в горизонте аккумуляции почвенного органического вещества достоверно снизилось на 4,7% в ОСК по сравнению с контрольными площадками, в то время как содержание азота повысилось, и общий эффект повышения температуры в ОСК на доступность почвенного азота был достоверным.

Тенденция изменения эмиссии CO_2 в течение суток была схожей для ОСК и контрольных площадок (рис. 5).

Чистый баланс CO₂ в тундровой экосистеме, т.е. разница между его стоком и эмиссией, был положительным рано утром вместе с началом фотосинтеза, что означает наличие стока СО2 в систему «почва-растение». В течение дня «дыхание» экосистемы доминировало над фотосинтезом, показывая отрицательные значения скорости обмена СО₂, которые на графике означают чистую эмиссию СО₂ в атмосферу. На контрольных площадках суточный баланс СО2 был близок к нулю, т.е. скорость фотосинтеза и интенсивность «дыхания» в исследуемый период были уравновешены. В среднем значения чистого баланса CO₂ при максимальной освещенности были достоверно более низкими в ОСК, чем на контрольных площадках, что означает повышенную эмиссию СО2 в атмосферу из ОСК (рис. 6).

Общие потери углерода из системы «почва – растение» были в 8 раз выше в ОСК по сравнению с контрольными площадками. Соответственно, «дыхание» экосистемы в ОСК возросло в 5 раз, а скорость фотосинтеза – в 3 раза.

Как будет показано далее, надземная биомасса некоторых тундровых растений в ОСК достоверно увеличилась после двух лет наблюдения. Однако связанная с этим процессом возросшая фотосинтетическая фиксация углерода не компенсировала намного большие потери СО2 из экосистемы при повышении температуры надземного слоя воздуха в ОСК, что может быть обусловлено ростом «дыхания» почвенных микроорганизмов и корней растений. Соотношение углерода к азоту в биомассе растений было неизменным.

РИС. 4. Суммарная за день эмиссия CO_2 из контрольных площадок и открытых сверху камер (ОСК), средние данные за 15 дней по 3 повторностям

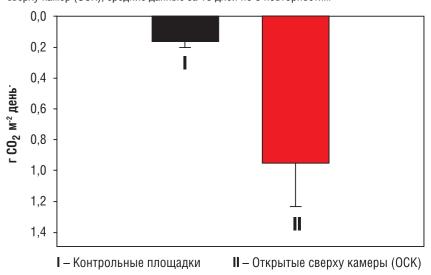


РИС. 5. Изменение баланса CO_2 в тундровой экосистеме в течение суток на контрольных площадках и в открытых сверху камерах (ОСК)

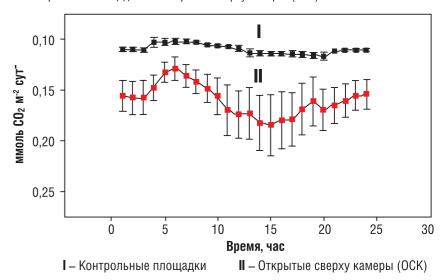


РИС. 6. Влияние повышения температуры в ОСК на баланс CO_2 экосистемы (БЭ) при максимальной освещенности, а также на валовое «дыхание экосистемы» (ДЭ) и общий фотосинтез экосистемы (ОФЭ) в кустарничково-лишайниковой тундре ($\bullet - p < 0.05, \bullet \bullet - p < 0.01$)

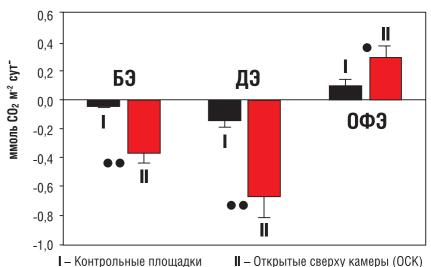
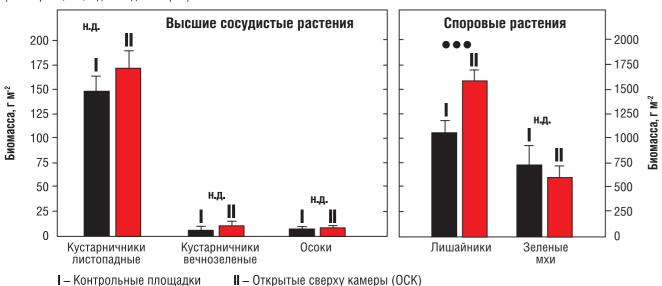




РИС. 7. Влияние повышения температуры в ОСК на надземную биомассу различных растений кустарничково-лишайниковой тундры $(\bullet \bullet \bullet - p < 0.005; \text{ н.д.} - \text{не достоверно})$



Следовательно, рост тундровых растений, не был лимитирован содержанием азота при повышении температуры. Изменение надземной биомассы отдельных видов тундровых растений при повышении температуры надземного слоя воздуха в ОСК показано на рис. 7.

Как видно, надземная биомасса растений достоверно увеличилась после двух лет, в основном за счет лишайников (Lichenes), которые отличались сильным откликом на повышение температуры и составили 95% от общей надземной растительной биомассы. Листопадные кустарнички (береза карликовая, Betula nana, голубика обыкновенная, Vaccinium uliginosum, ива сизая, Salix glauca), вечнозеленые кустарнички (брусника, Vaccinium vitis idaea, багульник стелющийся, Ledum decumbens), осоки (Carex) и зеленые мхи (Bryidae) не показали достоверных изменений биомассы при повышении температуры. Однако листовая поверхность березы карликовой достоверно увеличилась на 63% в ОСК по сравнению с контрольными площадками. Общее содержание углерода и азота в надземной растительной биомассе было также достоверно выше в ОСК, по сравнению с контрольными площадками.

Заключение

Таким образом, на Тазовском полуострове, в стандартном тундровом эксперименте в условиях

повышения температуры надземного слоя воздуха в ОСК было установлено, что скорость эмиссии СО2 сильно возрастает и ведет к потере углерода из системы «почва-растение» в ОСК по сравнению с нормальными температурами контрольных площадок. Это подтверждает гипотезу о том, что в результате повышения температуры баланс углерода тундровых экосистем, как минимум в краткосрочный период, может измениться от стока углерода до его эмиссии. В эксперименте было также отмечено статистически доказанное увеличение биомассы лишайников как доминирующего растительного компонента кустарничково-лишайниковой тундры. Наблюдаемый нами факт возрастания скорости эмиссии СО2 и связанное с этим процессом увеличение биомассы коренных для тундры лишайников в условиях повышения температуры в перспективе имеет чрезвычайно важное практическое значение для ускоренного восстановления нарушенных тундровых почв с помощью инновационной биогеохимической технологии [6]. По этой технологии ускорение восстановления плодородия нарушенных тундровых почв можно достичь путем увеличения их температуры, в частности в результате внесения местного торфа, как теплового мелиоранта, обусловливаемого эмиссией СО2 в процессе разложения самого

торфа и темным его цветом,

способствующим эффективному поглощению солнечного тепла и быстрому прогреву почвы. •

Работа выполнена в рамках темы Министерства науки и высшего образования РФ «Физико-химические и биогеохимические процессы в антропогенно загрязненных почвах», № 0191-2019-0049.

Литература

- Kiehl J.T., Trenberth K.E. Earth's annual global mean energy budget // Bulletin of the American Meteorological Society. 1997. Vol. 78. No. 2. P. 197–208.
- 2. Waksman S.A. Soil Microbiology. New York: J. Wiley & Sons. 1952, 356 p.
- 3. Hanson P.J., Edwards N.T., Garten C.T., Andrews J.A. Separating root and soil microbial to soil respiration: A review of methods and observations // Biogeochemistry. 2000. No. 48. P. 115–146.
- Bond-Lamberty B., Wang C., Gower S.T. A global relationship between the heterotrophic and autotrophic components of soil respiration? // Global Change Biology. 2004. No. 10. P. 1756 – 1766.
- Сабреков А.Ф., Глаголев М.В., Клепцова И.Е., Башкин В.Н., Барсуков П.А., Максютов Ш.Ш. Вклад мерзлотных бугров в эмиссию метана из болот тундры Западной Сибири // Динамика окружающей среды и глобальные изменения климата. 2011. Том 2. № 2 (4). 11 с.
- Bashkin V.N., Galiulin R.V. Geoecological Risk Management in Polar Areas. Cham: Springer Nature Switzerland AG, 2019. 156 p.
- 7. Henry G.H.R., Molau U. Tundra plants and climate change: the International Tundra Experiment (ITEX) // Global Change Biology. 1997. Vol. 3. Suppl. 1. P. 1 9.
- 8. Hollister R.D., Webber P.J., Tweedie C.E. The response of Alaskan arctic tundra to experimental warming: differences between short- and long-term responses // Global Change Biology. 2005. Vol. 11. No. 4. P. 525–536.
- Bashkin V.N., Galiulin R.V., Barsukov P.A. Assessing the in situ emission of gases in tundra ecosystems // In: Ecological and Biogeochemical Cycling in Impacted Polar Ecosystems. Environmental Remediation Technologies, Regulations and Safety series. Vladimir N. Bashkin (Editor). New York: NOVA Science Publishers, 2017. P. 39–48.

KEYWORDS: greenhouse gas, CO₂ emission, standard tundra experiment, open-top chambers, control sites, biomass of lichens.

почему россия должна выйти из сделки опек+



Фарес Килзи

Сделка ОПЕК+ в очередной раз доказала свою эффективность, но Россия не смогла получить от нее большую выгоду. В декабре



соглашение ОПЕК+ было продлено всего на три месяца — явный сигнал, что в 2020 году сделка в той или иной степени будет пересмотрена. Для России это не только угроза, но и возможность. С одной стороны, выход из сделки уберет ограничения для месторождений, в последние годы переданных Роснефти (Сузунское, Русское, Западно-

Эргинское, Юрубчено-Тохомское) и Газпромнефти (Куюмбинское, Восточно-Мессояхское). В результате это приведет к росту добычи нефти в России. С другой стороны, даже в случае снижения цен на нефть федеральный бюджет останется стабильным, поскольку цены в 40 долл за барр достаточно, чтобы покрыть все расходы. России следует уже сейчас начать готовиться к выходу из сделки ОПЕК+ и не ждать момента, когда Соединенные Штаты станут главным чистым экспортером нефти.

РОССИЯ И ИРАН ДЕЛЯТ «АМЕРИКАНСКУЮ НЕФТЬ» НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ СИРИИ

النتنرق الأوسط

Ибрагим Хамиди

Сирийские власти заключили новые контракты с российскими и проиранскими компаниями на восстановление нефтетранспортной системы страны и геологоразведку нефтяных и газовых месторождений на сирийском участке шельфа Средиземного моря.

Контракты, касающиеся ГРР и добыче углеводородов заключены с российскими компаниями «Меркурий» и «Вилада».

Соглашения по геологоразведке направлены на увеличение разведанных запасов топлива, разработку новых месторождений



и укрепление отношений с дружественными странами, которые поддерживали Сирию.

Во главе этого списка стоят Россия и Иран, они получат лучшие коммерческие условия по сравнению с контрактами, заключенными в течение последних лет. Москва получила контроль над портом Тартус.

Россия также сообщила о создании новой авиабазы в городе Камышлы, где ранее находилась база США.





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

Китай и США готовы к войне?

Столкновение Google с китайскими властями в 2010 г. – это не просто вопрос о судьбе отдельной компании. Это знак того, что скоро между Пекином и Вашингтоном начнутся реальные разногласия, которые могут привести не только к экономической войне. США приветствовали превращение Китая в мощную экономическую державу, так как убедили себя в том, что экономическая открытость приведет к политической либерализации этой страны.



Если такая посылка изменится, может измениться и американская политика по отношению к Китаю. Приветствовать подъем азиатской экономики, превращающейся также в либеральную демократию, это одно. Но выступать спонсором однопартийного государства, которое является единственным реальным геополитическим соперником США — другое дело.

• **Kommenmapuŭ** Neftegaz • RU

Гугл с китайского рынка все же ушел, но отношения с США начинают налаживаться, не смотря на торговую войну, обострившуюся в 2019 г. Складывается положительная тенденция послабления таможенных пошлин. В начале декабря 2019 года Д. Трамп решил не вводить дополнительные пошлины на товары из Китая. В ответ, китайское правительство



отложило повышение пошлин на автомобили и сопутствующую технику из США. Очевидно, что Д. Трамп и С. Цзыньпин хотят зарабатывать на своем партнерстве больше, хотя напряженность между странами остается.

Польша прощается с газом

Польше хватит газа всего на неделю, дефицит обеспечен неподписанным соглашением с Россией о дополнительных объемах. Стратегические польские резервы составляют всего 400 млн м³ газа, при ежедневном потреблении в 50–55 млн тонн запасов хватит на 7–8 дней. В октябре 2009 г. «Газпром» и PGNiG согласовали рост объема поставок и продлили срок контракта до 2037 г. Но дальнейшие переговоры сторон не дали оптимистичных результатов.



• **Kommenmapuŭ** Neftegaz • RU

Сегодня Польша все еще нуждается в российском газе и все еще пытается это отрицать. Польское правительство мечтает о превращении страны в мощный

газовый хаб. Амбициозные планы включают строительство терминалов для приема американского сжиженного природного газа, а после 2022 г., когда планируют ввести МГП Baltic pipe PGNiG готовится начать поставки на польский рынок газа с норвежского континентального шельфа через Северное море, Данию и Балтийское море.

Российский газ становится ненужным?

Потребление российского газа за рубежом стремительно падает. В 2009 году спрос на российский трубопроводный газ упал из-за беспрецедентного увеличения предложения СПГ. Все это грозит проблемами для «Газпрома», который и так теряет миллиарды долларов из-за снижения объема потребления.

• **Kommehmapuŭ** Neftegaz • RU

По данным МЭА, к 2030 г. импорт СПГ, по сравнению с 2018 годом, вырастет на 70%, до 598 млрд м³/год, а к 2040 г. еще на 22%, до 729 млрд м³/ год. На этом фоне рост импорта трубопроводного газа выглядит незначительным. К 2030 г. его рост составит всего 21%, до 528 млрд м³/год. Китай – основной импортер трубопроводного газа, ожидается, что в 2030 году, страна будет потреблять в 3 раза больше газа. К 2030 г. потребление трубопроводного газа в Европе снизится с 607 млрд м³/год до 590 млрд м³/год. ●







КЛАМА

Остановитесь в зеленом оазисе, расположенном всего в нескольких минутах ходьбы от пляжа Сурин, или же в нашем новом отеле, расположенном прямо на пляже Камала, который предлагает потрясающие морские панорамы и идеально подходит для ценителей солнечных ванн. Оба отеля предлагают роскошные пентхаусы и стильные люксы для комфортного отдыха.

Наши гости получают доступ ко всему самому лучшему, что только может предложить Пхукет – наслаждаться несравненным гостеприимством, эксклюзивным яхтингом, оживленными пляжными клубами, восхитительными ресторанами, кафе и барами, расположенными на самых красивых пляжах острова легко и удобно при помощи бесплатного транспорта.

Мы подарим всем гостям незабываемый отдых в сочетании с чутким и заботливым обслуживанием.









классификатор продукции и услуг от Neftegaz。RU

«Отапливать нефтью – все равно что отапливать денежными ассигнациями»

Д. Менделеев

юбая работа требует системного подхода. А особенно работа в такой стратегически важной сфере, как нефтегазовая. Единого российского классификатора, который был бы вспомогательным инструментом в работе, как нефтегазовых корпораций, так и смежников пока нет. А между тем унифицированная система классификации оборудования, сервиса и технологий, сырья и материалов в НГК просто необходима для эффективной коммерческой работы.

Классификатор нужен как покупателям товаров и услуг,

так и производителям в НГК, и позволяет снизить затраты при покупке и продаже товаров и услуг

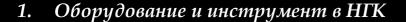
пециалисты Агентства Neftegaz.RU, взяв за основу советскую систему классификации и адаптировав ее под реалии сегодняшнего дня (отражающий действительность, а не прошлый день), переиздали удобный для использования классификатор. В основу его лег и собственный, более чем 7-летний опыт работы коммерческого подразделения Neftegaz.RU с компаниями НГК по организации поставок...

олная версия классификатора представлена на сайте www.neftegaz.ru. На страницах нашего журнала редакция будет постоянно информировать читателей о новостях классификатора и печатать его фрагменты.

Классификатор – это не научная разработка, а «шпаргалка», которой удобно пользоваться, которая всегда под рукой.

Ждем ваших предложений по доработке классификатора, которые вы можете высылать на адрес, указанный на нашем сайте в разделе «Редакция».

КЛАССИФИКАТОР ТОВАРОВ И УСЛУГ ДЛЯ НГК





2. Сервис, услуги и технологии в НГК



3. Сырье и материалы в НГК



4. Нефтепродукты, нефть и газ

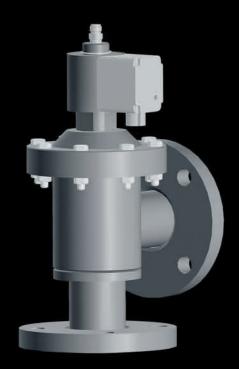


КЛАПАН УГЛОВОЙ ДЛЯ ГАЗОВЫХ СРЕД

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.2.1 Оборудование для трубопроводного транспорта нефти

1.2.1.2 Оборудование для эксплуатации



Применение

- рабочая среда природный газ ГОСТ 5542-2014, другие неагрессивные газы
- установка на трубопроводе в любом положении, кроме «приводом вниз»
- установка в закрытых помещениях (в т.ч. в металлических помещениях без теплоизоляции) с температурой окружающего воздуха от -30°C до +50°C и относительной влажностью до 80% при температуре +25°C.

Присоединение к трубопроводу

 фланцевое (фланец DN-16-01-1-В ГОСТ 33259-2015).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ						
Номинальное (условное) давление	1,6 Мпа					
Герметичность затвора	класс «А» ГОСТ 9544-2015					
Время закрытия не более	1 сек.					
Напряжение питания	220 B					
Потребляемая мощность: при включении в режиме энергосбережения	160 Вт 16 Вт					
Род тока	переменный или постоянный					
Коэффициент гидравлического сопротивления	6					
Температура рабочей среды	от -30°С до +80°С					
Климатическое исполнение	УХЛЗ.1 (по умолчанию); У2					
Исполнение по взрывозащите	общепромышленное					
Материал корпуса	сталь					
Гарантийный срок	3 года					
Срок службы	12 лет					



УСТРОЙСТВО ЭЖЕКТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН УЭГИС-2

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.1 Геологоразведочное оборудование

Эжекторные устройства УЭГИС-2 предназначены для освоения и проведения технологических операций в скважинах при регулируемом забойном давлении:

- снижение забойного давления и вызов притока из пласта;
- воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений и гидроударами;
- перфорацию при депрессии на пласты малогабаритными перфораторами;
- кислотные обработки в динамическом (пульсирующем) режиме;
- воздействие на пласты ультразвуком или другими физическими полями;
- геофизические исследования в режиме заданных значений депрессии;
- гидродинамические исследования в установившемся и неустановившемся режимах.

Устройства состоят из корпуса и набора вставок (герметизирующего узла, депрессионной вставки, вставки КВД, блокирующей вставки).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ					
Максимальное количество струйных насосов	2				
Внешний диаметр, мм	115				
Несущие трубы	HKT 73				
Элемент, определяющий прочность корпуса	резьба НКТ 73				
Диаметр проходного канала, мм	51				
Максимальный диаметр спускаемых через НКТ вставок, мм	56,5				
Средний расход рабочей жидкости, л/с	4				
Максимальный откачиваемый дебит, м³/сут.	400				
Максимальная глубина спуска, м	4000				

Преимущества

- рабочий агент (техническая вода) исключает возникновение газовоздушных смесей в скважине;
- позволяют в течении 2—3 минут установить требуемое забойное давление и поддерживать его в течение необходимого времени;
- конструкция позволяет в процессе освоения проводить исследования

или воздействия на пласты малогабаритными приборами, перфораторами и т.д.;

• снижение давления происходит только в подпакерном интервале, по остальному стволу скважины сохраняется нормальное гидростатическое давление, что полностью исключает возможность выброса или повреждения обсадной колонны.

АСИНХРОННЫЕ ПОГРУЖНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

- 1.1 Оборудование для добычи нефти и газа
- 1.1.1.3 Электрооборудование буровых установок

Асинхронные погружные электродвигатели – это наиболее широко используемый тип двигателей для привода электроцентробежных насосов. Несмотря на то, что они не способны развивать высокие обороты, как двигатели на постоянных магнитах (вентильные), они доказали свою надежность в ходе эксплуатации, обладают меньшей себестоимостью и трудоемкостью изготовления. Стандартные асинхронные двигатели просты в эксплуатации и доступны в широком диапазоне типоразмеров по мощности, габариту и исполнению.

Область применения

Применяются в качестве привода центробежных насосов, применяемых для откачки пластовой жидкости.

Возможности

Выпускаются в габаритах от 96 мм до 185 мм.

Номинальная мощность в диапазоне от 16 до 650 кВт.



Наружный диаметр	Номинальная мощность						
двигателя	1 секция	2 секция	3 секция				
96 мм	16-32 кВт	45 – 56 кВт	70—100 кВт				
3.78 дюйма	(@50Гц)	(@50Гц)	(@50Гц)				
103 мм	16–90 кВт	63–160 кВт	140—250 кВт				
4.06 дюйма	(@50Гц)	(@50Гц)	(@50Гц)				
117 мм	12–125 кВт	90–250 кВт	270—400 кВт				
4.60 дюйма	(@50Гц)	(@50Гц)	(@50Гц)				
130 мм	22–140 кВт	160—300 кВт	350—560 кВт				
5.12 дюйма	(@50Гц)	(@50Гц)	(@50Гц)				
143 мм	63–220 кВт	260–440 кВт	555 кВт				
5.62 дюйма	(@50Гц)	(@50Гц)	(@50Гц)				
185 мм	100–400 кВт	345—650 кВт					
7.44 дюйма	(@50Гц)	(@50Гц)					

Особенности

Широкая линейка типоразмеров по мощности и габариту.

Применение компаундированного статора позволяет добиться

полной герметезации обмоток, устранить перегрев, увеличить сопротивление изоляции в 10 раз.

Фильтр для масла в основании двигателя позволяет продлить срок безотказной эксплуатации. •

 $108 \sim \text{Neftegaz.RU}$ [1] Neftegaz.RU ~ 109



ДАТЧИК УРОВНЯ ЖИДКОСТИ HBLT-A1

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.3.5 Оборудование резервуарных парков

1.3.5.3 Расходомеры, учетные датчики и др.



Электронный датчик HBLT-A1 предназначен для непрерывного измерения уровня хладагента R717, R22, R404a, R507a, R134a, CO2 и т. д.

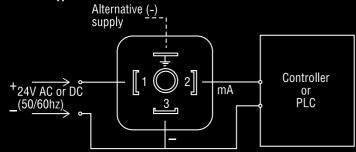
Датчики HBLT применяются для измерения уровня жидкостей в сосудах с хладагентами за исключением HFC и CO2. Для хладагентов этого типа рекомендуется использовать датчики HBLC-CO2 и HBLC-HFC.

Датчик HBLT передает активный сигнал 4-20 мА, величина которого пропорциональна уровню жидкости. Значение 4 мА соответствует состоянию, когда датчик не регистрирует наличия жидкости, а 20 мА – когда весь датчик погружен в жидкость.

Сигнал 4-20 мА от датчика HBLT может использоваться в сочетании с контроллером (HBLT-C1) для управления уровнем жидкости.

Источник питания						
Источник питания	24 В постоянного/ переменного тока ±10%					
Максимальное сопротивление	500 Ом					
Подключение	4 контактный - DIN 43650					
Выход						
Аналоговый выход	4-20 мА					
Условия окружающей	среды					
Температура окружающей среды:	-30+50°C					
Температура хладагента	-60+80°C					
Максимальное рабочее давление	100 бар					
Водостойкость	IP65					
Вибрации	IEC 68-2-6 (4g)					
Механические характе	ристики					
Резьбовое подключение	3/4" NPT & 1" BSP					
Применяемые материалы – трубка датчика	AISI 304/PTFE					
Применяемые материалы – верхняя часть с электроникой	сплав алюминия с защитным покрытием					
Размер	67 x 77,5 x длина (мм)					
Тип	прямой					
Сертификаты						
Электромагнитное излучение (ЭМИ)	EN61000-2					
ГОСТ Р	No 0903044					

Схема подключения



СКИН-СИСТЕМА

2 Сервис, услуги и технологии в НГК

- 2.2. Транспортировка и хранение
- 2.2.1 Трубопроводный транспорт



Безопасная надежная система обогрева трубопроводов любой длины при надземной, подземной, подводной прокладке, в том числе и во взрывоопасных зонах

- Обогрев трубопроводов неограниченной длины
- Не требуется сопроводительная сеть
- Высокие рабочие температуры
- Электробезопасность
- Высокая механическая прочность системы обогрева
- Эксплуатация во взрывоопасных зонах.

Назначение

Система электрического обогрева ИРСН или «СКИН- СИСТЕМА» предназначена для поддержания температуры продукта, защиты от замерзания и стартового разогрева магистральных трубопроводов большой длины.

СКИН-СИСТЕМА — единственная система, позволяющая обогревать трубопровод длиной до 30 км (без сопроводительной сети). Данная система обогрева может быть использована для обогрева трубопроводов неограниченной длины при условии устройства сопроводительной питающей сети.

Принцип действия

Нагревательный элемент системы состоит из индукционнорезистивного нагревателя (ИР-нагревателя) наружным диаметром 20–60 мм и толщиной стенки не менее 3,0 мм и проложенного в ней изолированного индукционнорезистивного проводника (ИР-проводника) из меди или алюминия сечением 10–40 мм².

ИР-проводник в конце плеча обогрева электрически соединяется с ИР-нагревателем, а в начале плеча между ИР-нагревателем и проводником подается переменное напряжение, величина которого рассчитывается исходя из необходимого тепловыделения и длины участка обогрева. Токи ИР-проводника и ИР-нагревателя направлены встречно, и в системе имеют место поверхностный эффект и эффект близости. В результате ток в ИР-нагревателе

протекает по внутреннему слою вблизи внутренней поверхности ИР-нагревателя, а напряжение на ИР-нагревателе отсутствует.

ИР-проводник выполняется немагнитным (медь, алюминий), заметного поверхностного эффекта в нем не возникает, а переменный ток течет по всему сечению ИР-проводника. Основным тепловыделяющим элементов ИРСН является труба, на нее приходится до 80 % мощности системы.

Безопасность системы

обеспечивается поверхностным эффектом, за счет которого ток протекает по внутренней поверхности ИР-нагревателя. При этом на наружной поверхности потенциал равен нулю. Отвод тепла от скин-системы к трубопроводу обеспечивается за счет хорошего контакта и применения специальной теплопроводной пасты.

Арктика имеет потенциал обеспечить России место одного из лидеров на мировом рынке СПГ»

А. Крутиков



🖊 Россия намерена дать ответ на санкции США, причем без ущерба для себя»

С. Лавров



На арктическом шельфе рентабельность добычи обеспечивается только при цене 100-120 долл за барр»

Е. Примаков

И Нам в Европе не нужен американский СПГ»

А. Ной



🏏 Благодаря атомной энергетике, гидроэнергетике и газу, у России самая зеленая в мире структура энергетики»

В. Путин



Наш газ конкурентоспособен»

А. Новак



// Европе следует отвечать контрсанкциями на меры, которые ей вредят (о санкциях США против Северного потока-2 - ред.)»

Р. Зеле

// Северный поток-2 будет достроен Россией самостоятельно»

А. Миллер



У Газпрома есть альтернативные варианты, как проложить газопровод»

Д. Медведев



🖊 Раньше была холодная война, трения, которые мешали строить тесные отношения, но посмотрите, чего удалось достичь в сотрудничестве Германии с «Газпромом»

У. Хайтмюллер

У России нет технологий прокладки газопровода по дну моря»

Т. Круз





Действуя строго в рамках законодательства, мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

организации

специализированной

+7 495 987 18 50 (многоканальный)



• Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

заявки

Baker Hughes >



Мы стремимся сделать энергию безопаснее, чище и эффективнее во благо человечества и планеты. Внедряя передовые технологии и сервисы в более чем 120 странах мира, мы сотрудничаем с нашими заказчиками для трансформации нефтегазовой отрасли.