



ДОЛГАЯ ДОРОГА
К ШЕЛЬФУ

ГРР
В АРКТИКЕ

ИЗОТОПНАЯ
ГЕОХИМИЯ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

1 [97] 2020

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ
БАССЕЙНЫ ШЕЛЬФА
РОССИИ



Входит в перечень ВАК

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ
ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

группа компаний ЭНЕРГАЗ



Дожимные
и вакуумные
компрессорные
станции



Системы
комплексной
газоподготовки



Блочные пункты
подготовки газа



Теплообменное
оборудование



Проектирование
и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания,
обучение персонала



Комплексный
сервис, ремонт
и модернизация

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energash.ru

www.energash.ru

Борьба за газовый рынок декарбонизированной Европы



6

Долгая дорога к шельфу



12

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Борьба за газовый рынок декарбонизированной Европы 6

Новый флот для Северного потока-2 8

События 10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Долгая дорога к шельфу 12

БУРЕНИЕ

Буровой сезон успешно завершён 18

Комплексные морские исследования в арктическом регионе



36

Нефтегазоносные бассейны шельфа России



52

Расчетные методы определения свойств природного газа

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



78

Оценка эмиссии CO₂

как парникового газа в стандартном тундровом эксперименте



96

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Арктическая доктрина России и стратегия морской деятельности 74

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Расчетные методы определения свойств природного газа по данным о плотности при стандартных условиях, содержании азота и диоксида углерода 78

МАКРОЭКОНОМИКА

Стратегия развития Ирана в условиях санкций 86

Календарь событий 91

Перспективы газопровода между КНР и Республикой Корея 92

ЭКОЛОГИЯ

Оценка эмиссии CO₂ как парникового газа в стандартном тундровом эксперименте 96

Россия в заголовках 101

Хронограф 102

Нефтегаз *Life* 104

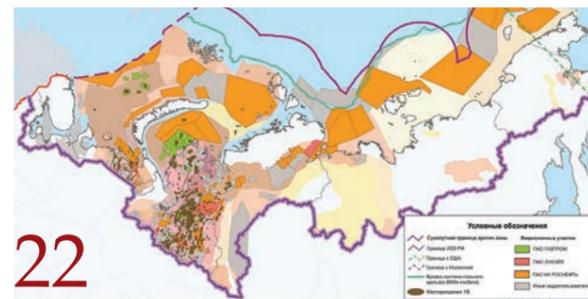
Классификатор 106

Цитаты 112

СОДЕРЖАНИЕ

ГРП в Арктике:

ресурсный потенциал и перспективные направления



22

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

ГРП в Арктике: ресурсный потенциал и перспективные направления 22

Изотопная геохимия для поиска углеводородов на шельфе Арктики 32

Комплексные морские исследования в арктическом регионе 36

Новая инженерно-геологическая карта шельфа арктических морей России 44

Нефтегазоносные бассейны шельфа России 52

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Международные торги и корпоративная безопасность в нефтегазовом секторе 66

Изотопная геохимия

для поиска углеводородов на шельфе Арктики



32

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.

161 год назад

В 1859 году утвердили устав «Московского товарищества сжатого переносного газа». Благодаря ему 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».

58 лет назад

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

22 года назад

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

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

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

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

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

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

Еремин Алексей Михайлович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный 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 энергетических исследований РАН

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

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

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

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАЕН, Военно-морская академия

Салыгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Андрей Тощев-Васильев
Антон Лобода
Антон Пауль

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

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

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407

Перечень материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ: в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

14–15 апреля 2020
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.oilandgasforum.ru

**20-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ–2020**



13–16 апреля 2020
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»
www.neftgaz-expo.ru





США претендуют на господство в газовой сфере



Польша претендует на роль газового хаба



Главные риски в работе с российскими поставщиками газа заключаются в политизированности решений



Европа отказывается от использования ископаемых энергоносителей

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 не 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 экспортёрами СПГ. Как считают обозреватели Forbes, газ в сжиженной форме воспринимается не как угроза, а как один из источников диверсифицированного энергообеспечения. ●

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 Kataga, оборудованное динамической системой позиционирования.

После потери Россией судоверфей для строительства океанских 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 достоинство.

Юркие МРК 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 танDEMом судов Фортуна & Smit Kataga, потому что в тандеме будет присутствовать ДП.

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

Пока Smit Kataga пришвартован рядом с исследовательским судном Oseanics, 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, Oseanics вернулся в порт Мукран и с тех пор находится у причала.

Прибытие якорезаводчика Kataga в порт Мукран может означать завершение мобилизации трубоукладочной баржи Фортуна, которая также находится в порту Мукран, и завершения 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 «Звезде»

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 мирового сообщества 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






Ямало-Ненецкий автономный округ

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



90 лет

«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



Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Запуск нового производства
Северный поток
Слияние капиталов
Цены на нефть
Новый глава Роснефти

Второй век ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Дожми руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили
Слияние капиталов



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 научно-технологического центра «Долина Менделеева». Цель его создания – реализация приоритетов научно-технологического 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 премьер-министр 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 %.



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 определяют 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.



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 противогололедных 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 планируются увеличить в четыре раза. ●

ДОЛГАЯ ДОРОГА К ШЕЛЬФУ

Ирина Герасимова

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 СОХРАНЯЕТ СЕРЬЕЗНЫЕ ПЛАНЫ ПО ОСВОЕНИЮ ШЕЛЬФОВЫХ ЗАПАСОВ. И ТЕПЕРЬ НАСТУПЛЕНИЕ НА ШЕЛЬФ РЕШЕНО ВЕСТИ ПОСТЕПЕННО, НАЧИНАЯ С БЕРЕГА

Плაცдарм 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 за граница 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 социально-экономического 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

8

опорных зон создаются вдоль побережья Северного Ледовитого океана, согласно госпрограмме социально-экономического 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 создаваться 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 оборудование (технологические модули, движительные системы, качественные комплектующие), а также войти 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» Каменномыское-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

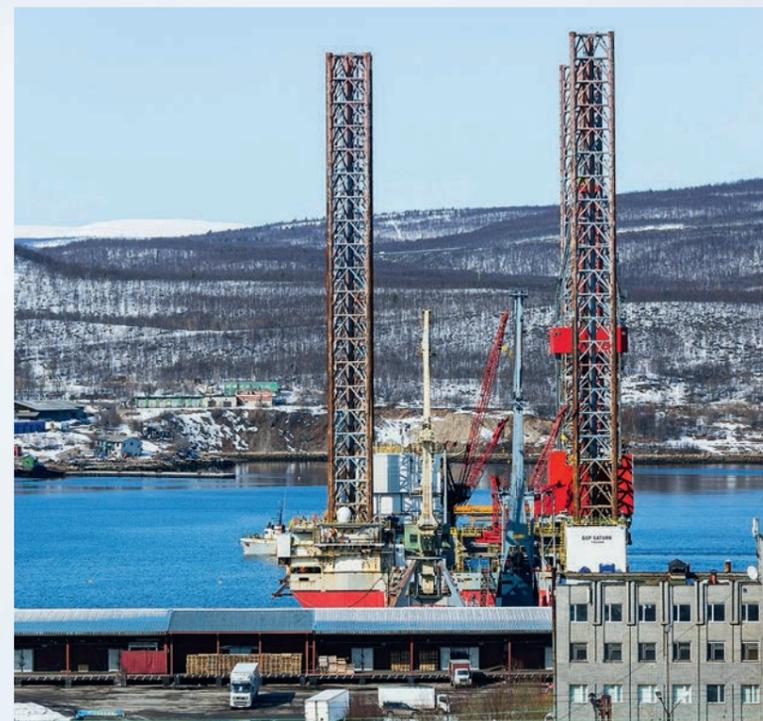
Ямал

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 (Каменномыское-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

ФАКТЫ

2023

г.

начнется добыча на Харасавэйском месторождении

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 бизнес-инициативах, 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:

Ачимовские горизонты

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.

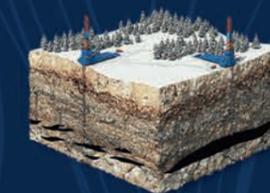
- «Газпром нефтью» создана первая в отрасли цифровая модель ачимовской толщи.

- 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.



Мнение экспертов



Инфографика



Цифры и факты



Лента времени



Справочная информация



Карты



Видео



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,
ООО «Газпром флот»

Главное направление

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»

Величина ресурсов и запасов углеводородов на лицензионных участках «Газпрома» на шельфе арктических и Охотского морей, включая Тазовскую и Обскую губы, по состоянию на 2019 год оценивалось в 28,8 млрд т условного топлива, из них 27,8 млрд т условного топлива свободного газа, около 70% которых сосредоточено в акватории Карского моря*

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

Район арктического шельфа отличается суровостью климатических условий, сложность ледовой

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

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

Полупогружная плавучая буровая установка «Полярная звезда» и транспортно-буксирное судно «Нептун»

УДК 622.24

при сложной ледовой обстановке в районе проведения работ, ее транспортировка на точку бурения осуществлялась в непростых гидрометеорологических условиях: при шквальном ветре до 20 м/с и волнении моря в 7 баллов, высота волн достигала 8 метров.

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-Кириновском 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 транспортно-буксирного каравана судов.

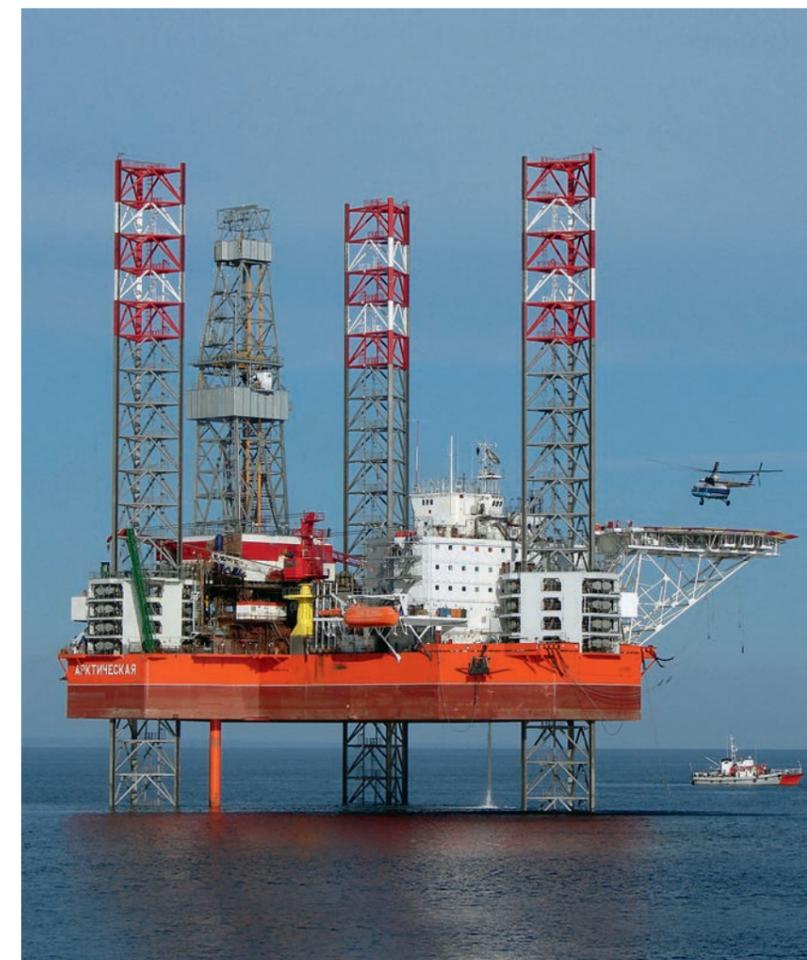
Бурение скважин проведено с использованием высокотехнологичного оборудования со строгим соблюдением экологических норм. Общая проходка за буровой сезон 2019 года составила 16 617 метров

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-Кириновского 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



Самоподъемная плавучая буровая установка «Арктическая» в этом году строила поисково-оценочную скважину в Карском море

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

В 2019 году «Газпром флот» начал строительство поисково-оценочной скважины № 1 на перспективном Скуратовском 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-Кириновском месторождении.

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

Специалисты плавучей полупогружной буровой установки «Полярная звезда» за летне-осенний 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



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

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-Кириинском 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 Кириинского и Южно-Кириинского 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

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 Кириинского ГКМ и Южно-Кириинского месторождений углеводородов. Всего на Южно-Кириинском 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 наклонно-направленных эксплуатационных скважин до продуктивного горизонта, а уже с 2022 года «Газпром флот» планирует нарастить объемы строительства скважин и арендовать третью полупогружную плавучую буровую установку.

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?

B2B-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?

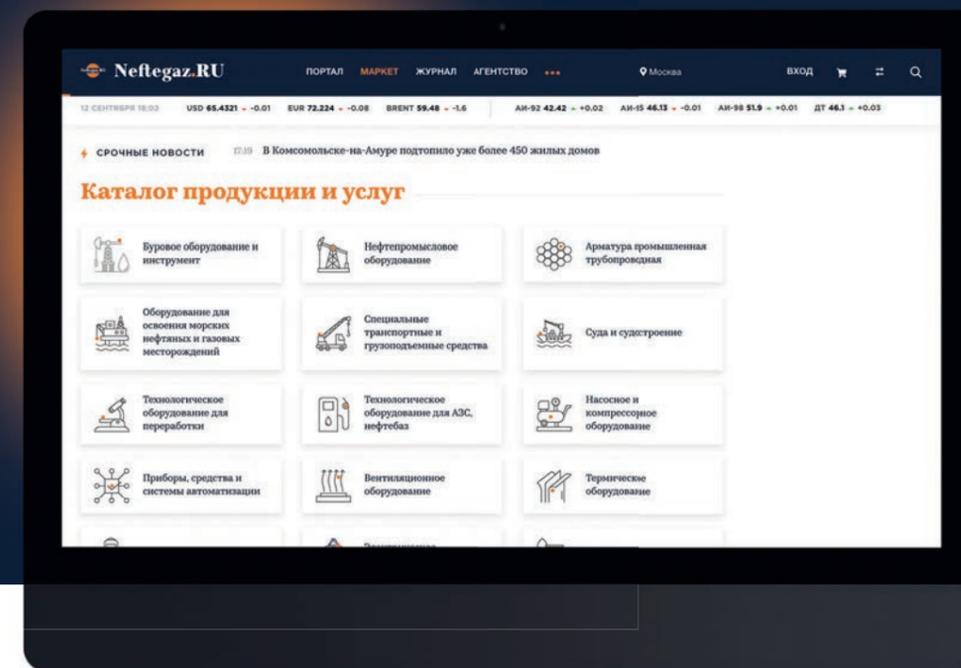
На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

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) [3, 4].

Суммарный объем запасов (кат. АВ₁С₁ + В₂С₂) 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. АВС₁ + В₂С₂ + 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%.

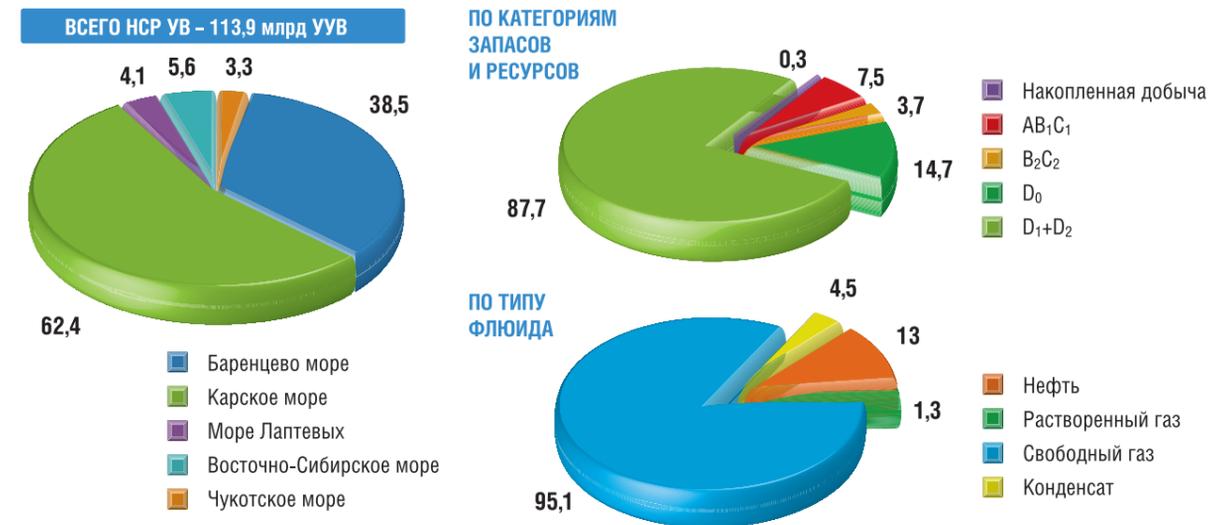
Ресурсная база арктического шельфа РФ

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 АВ₁С₁ – 120,8 млн т и 509,7 млн т по В₂С₂, газа 3692,3 млрд м³ по АВ₁С₁ и 2972,1 млрд м³ по В₂С₂, конденсата АВ₁С₁ – 80,0 млн т и по В₂С₂ – 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

УДК 553.98

РИС. 1. Структура начальных суммарных ресурсов УВ арктического шельфа РФ на 01.01.2018 г.



(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 (в Баренцевом 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 D₀ 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. В₁ – 52,1 млн т, на разведываемых кат. С₁ – 67,3 млн т, **неразбуренные** извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях кат. В₂ – 34,7 млн т, на разведываемых кат. С₂ – 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. 2. Распределение НСР свободного газа Арктической зоны РФ по состоянию на 01.01.2018 г., трлн м³

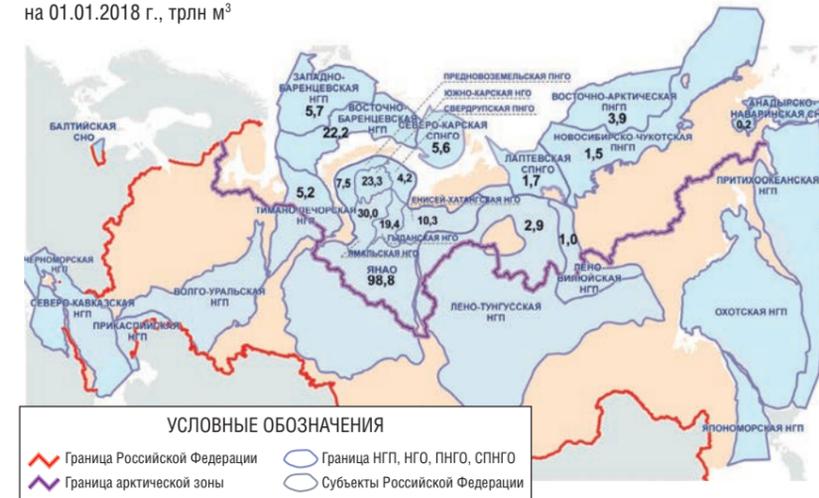
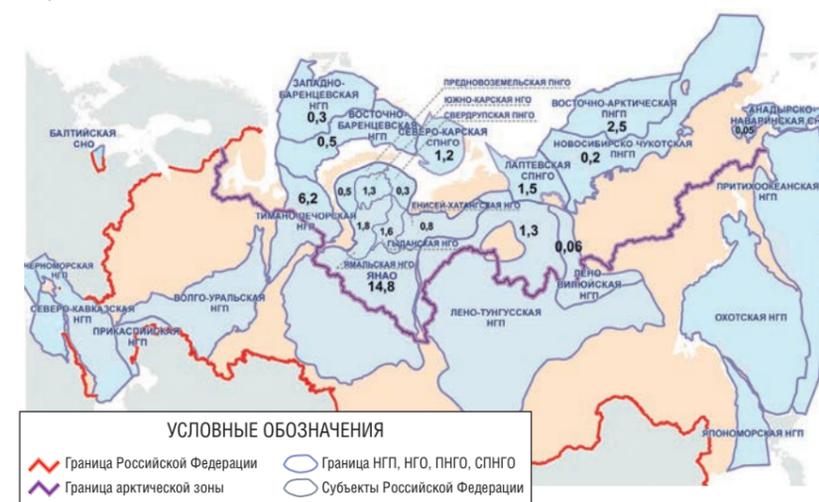


РИС. 3. Распределение НСР нефти Арктической зоны РФ по состоянию на 01.01.2018 г., млрд т



Извлекаемые запасы нефти кат. $V_1 + C_1$ 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. V_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 невоскрытым 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 м³, **неразбуренные** извлекаемые запасы (оцененные) на разведываемых кат. C_2 – 590,9 млрд м³, **подготовленные** извлекаемые **ресурсы** кат. D_0 – 1177,3 млрд м³, **перспективные и прогнозируемые ресурсы** кат. $D_1 + D_2$ – 27147,2 млрд м³.

На шельфе Баренцева учтены 11 месторождений (3 газовых, 3 газоконденсатных, 1 нефтегазоконденсатное и 4 нефтяных). Извлекаемые запасы растворенного газа кат. $A + V_1 + C_1$ 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. D_0) учтены по 7 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, и невоскрытым 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. D_0 – 0,4 млн т, **перспективные и прогнозируемые ресурсы** кат. $D_1 + D_2$ – 697,9 млн т. Ресурсы (кат. D_0) 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. V_1 – 0,1 млн т, на разведываемых кат. C_1 – 1,0 млн т, **неразбуренные** извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях кат. V_2 – 0,008 млн т, на разведываемых кат. C_2 – 137,6 млн т, **подготовленные** извлекаемые **ресурсы** кат. D_0 – 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 – Салепкапского, Северо-Парусового, Южно-Парусового и Салмановского (Утреннего). Ресурсы нефти (кат. D_0) учтены по 4 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, и невоскрытым 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. $A + V_1$ – 532,0 млрд м³, на разведываемых кат. C_1 – 3156,4 млрд м³, **неразбуренные** извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях

кат. V_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. $A + V_1 + C_1$ произошли за счет добычи, потерь при добыче и в результате геологоразведочных работ (прирост кат. C_1 – 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. D_0) учтены по 13 площадям, подготовленным к поисково-разведочному бурению, и невоскрытым пластам 5 месторождений. Ресурсы кат. D_0 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. $A + V_1$ – 9,1 млн т, на разведываемых кат. C_1 – 13,4 млн т, **неразбуренные** извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях кат. V_2 – 1,9 млн т, на разведываемых кат. C_2 – 51,8 млн т, **подготовленные** извлекаемые **ресурсы** кат. D_0 – 336,4 млн т, **перспективные и прогнозируемые ресурсы** кат. $D_1 + D_2$ – 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. $A + V_1 + C_1$ 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. $A + V_1$ на разрабатываемых месторождениях уменьшились на 0,889 млн т, запасы кат. C_1 на разведываемых – увеличились на 2,187 млн т. На разрабатываемых месторождениях запасы кат. V_2

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 невоскрытым 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. C_2 – 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. D_0) не числятся. Степень разведанности НСР на 01.01.2019 г. составляет 0,02%.

Восточно-Сибирское и Чукотское моря

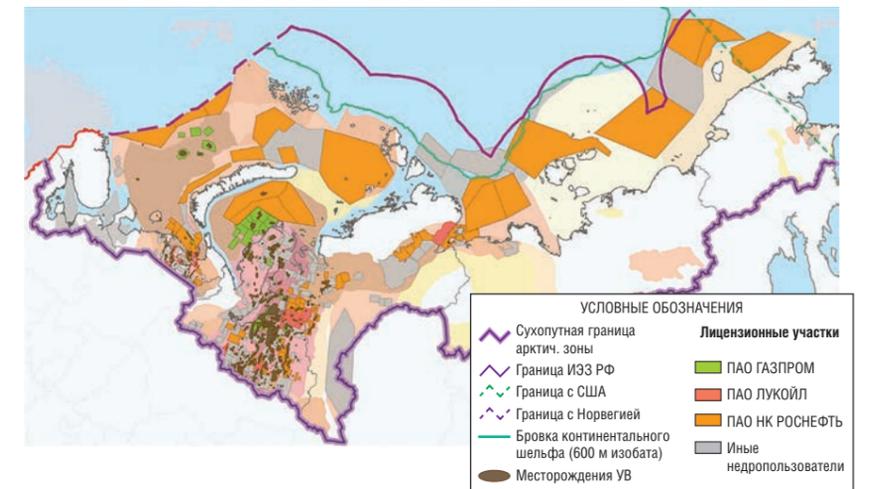
По состоянию на 01.01.2019 г. начальные суммарные ресурсы на акватории Восточно-Сибирского моря оценены по кат. D_2 в 5583,0 млн т УУВ, из них 30,8% – нефть, 3,1% растворенный газ, 59,9% – свободный газ и 6,2% – конденсат.

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 компаниями-недропользователями (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, НП) – 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 Медынского-море («Арктикшельфнефтегаз») – не планируется. Запасы Долгинского месторождения должны быть подтверждены дополнительными объемами геологоразведочных работ, а разработка месторождения Медынского-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.

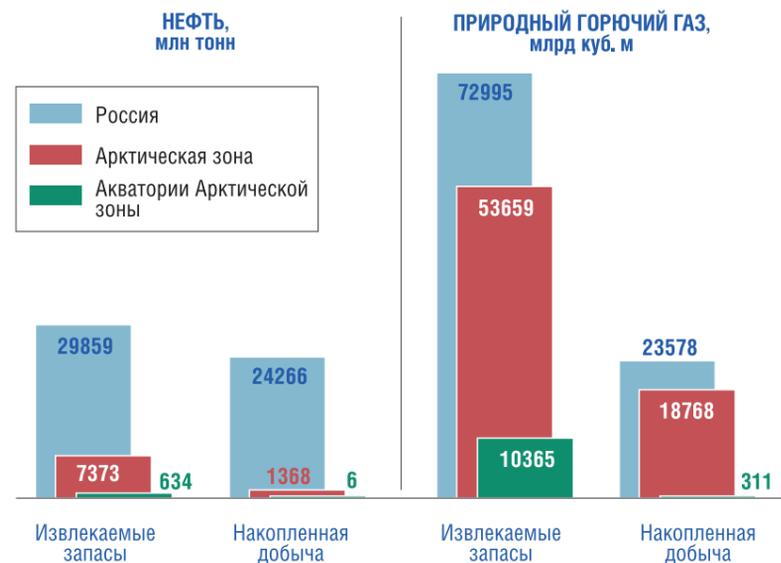
Добыча свободного газа ведется на Южно-Тамбейском и Юрхаровском – Новатэк. Добыча газа за год составляет 29,1 млрд м³, конденсата 1 млн т, накопленная – 310,8 млрд м³ и 18 млн т соответственно. Основной вклад в добычу вносит Юрхаровское месторождение.

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.



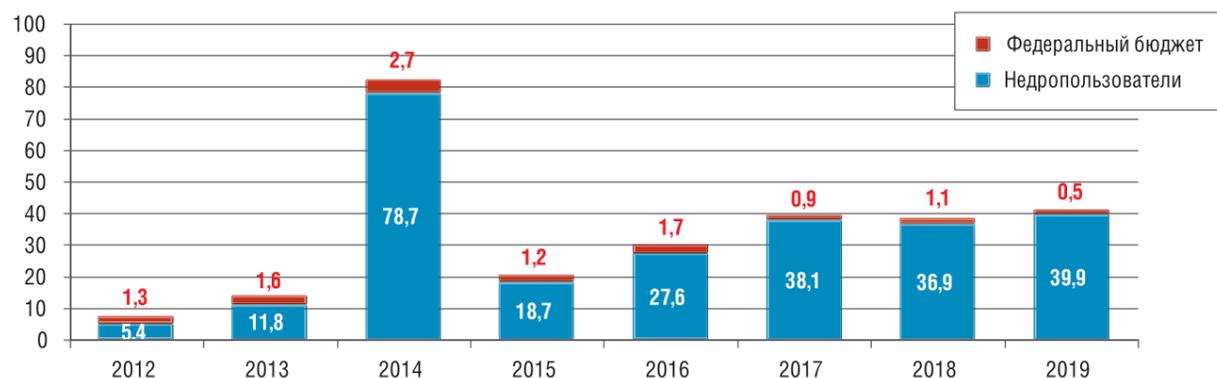
месторождение, расположенное в Хатангском заливе моря Лаптевых, с суммарными запасами нефти кат. C₁+C₂ – 80,4 млн т.

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 ГРП 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).

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



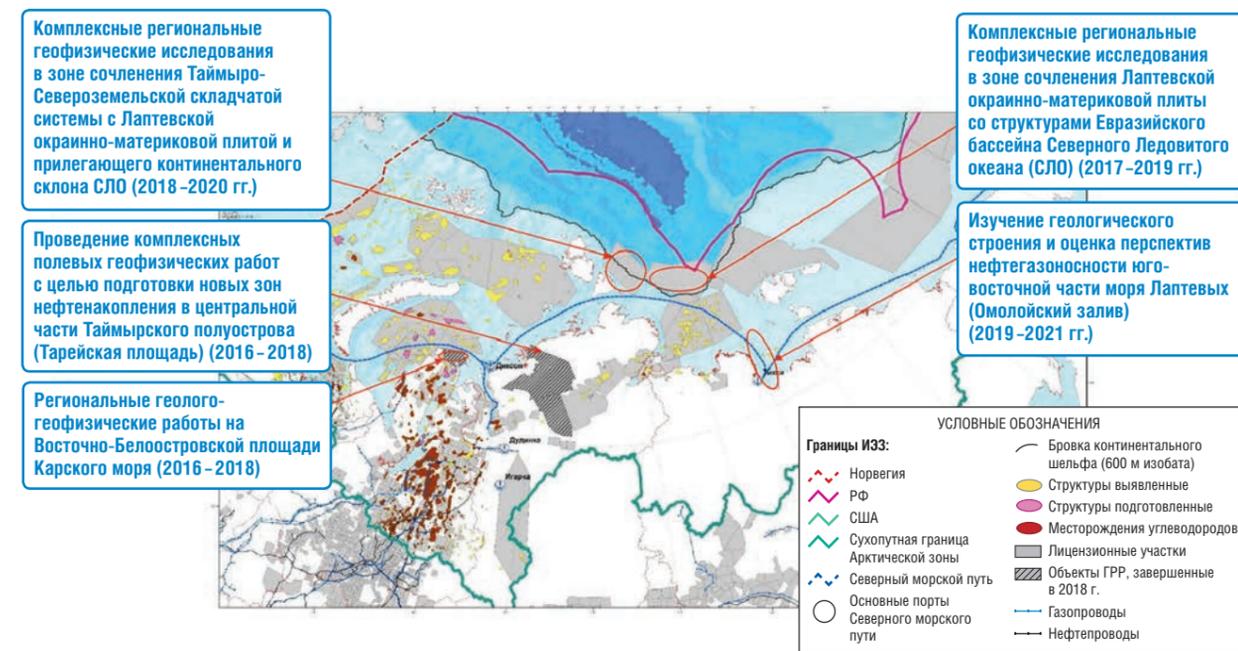
уточнение структурных планов доюрских и юрско-меловых комплексов и оценка ресурсного потенциала УВ по категории Дл [7].

Также завершили работы по обработке и комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, полученных при проведении полевых ГРП 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 Дл. *Суммарные прогнозные ресурсы УВ категории Дл 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. 7. Схема размещения объектов ГРП на арктическом шельфе РФ, 2016–2019 гг.



западные продолжения таких структур, как Нижнепуринский вал, Чайкинско-Пуриный 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 рифейско-нижнекембрийский 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 Дл 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 (Омолыйский 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 нефтегазопроисковых работ на арктических акваториях представлены в таблице 1.

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

Основные затраты недропользователей (66%) на проведение ГРП 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 Няремском ЛУ ПАО «Газпром» закончена строительством поисково-оценочная скважина № 1 Няремская. 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 керн. По состоянию на 01.01.2019 г. скважина ликвидирована (категория I-a).

ТАБЛИЦА 1. Основные результаты морских нефтегазопроисловых 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 Нягмейского 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 I-a). 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 С₁ + С₂ (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 ГРП 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

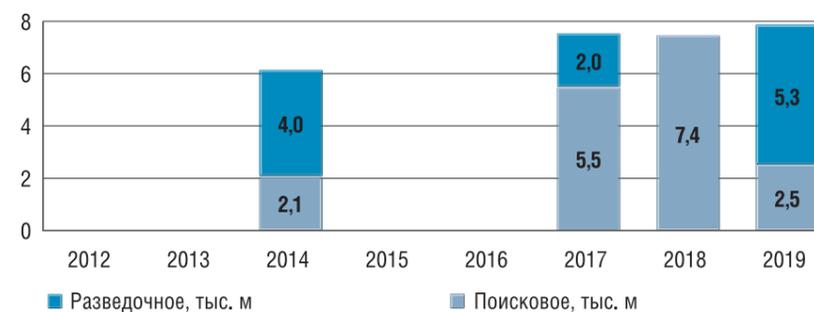
РИС. 8. Объем сейсморазведочных работ на арктическом шельфе РФ за счет всех источников финансирования в период 2012–2019 г.



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 Нягмейское 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 МОГТ-3D, гравимагнитометрических исследований).

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 минерально-сырьевых 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. АВ₁ 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% минерально-сырьевой базы составляют запасы Штокмановского месторождения и 14% – месторождений Ледового и Лудловского) и конденсатным (минерально-сырьевая база представлена запасами подготовленных для промышленного освоения (90%) и разрабатываемых (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 м³, С₂ – 330,4 млрд м³. Запасы газового конденсата: категории С₁ – 0,845 млн т, С₂ – 3,3 млн т. Запасы природного газа Лудловского месторождения категории С₁ – 80,1 млрд м³, С₂ – 131,1 млрд м³. 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 минерально-сырьевой центр, расположен преимущественно в акватории Обской губы Карского моря. Минерально-сырьевая база представляется запасами разрабатываемых (Тота-Яхинское, Северо-Парусовое) и разрабатываемых месторождений (Семаковское, Каменномысское) как распределенного фонда, так и нелицензированных частей месторождений (в значительной степени). Недропользователь – ПАО «Газпром» и его дочерние предприятия. Запасы газа по категории АВ₁ – 362,7 млрд м³, С₁ – 187,5 млрд м³, С₂ – 35,6 млрд м³.

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 Круженштернскому 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 С₂ – 313,7 млрд м³. Извлекаемые запасы конденсата по категории С₁ – 32,0 млн т, по категории С₂ – 18,6 млн т. (на шельфе С₁ – 81,2 млрд м³, категории С₂ – 31,4 млрд м³, запасы газового конденсата категории С₁ – 3,8 млн т, С₂ – 0,8 млн т). Начато производство СПГ и произведены первые

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

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 C_1 – 701,5 млрд м куб., C_2 – 1351,0 млрд м³. Запасы конденсата по категории C_1 – 20,1 млн т, C_2 – 39,2 (запасы газа на шельфе: C_1 – 15,4 млрд м³, C_2 – 155,7 млрд м³, 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 м³, 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"» принадлежит 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 C_1 – 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 геолого-геофизических работ. ●

Литература

1. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Пешкова И.Н., Агаджанянц И.Г., Кравченко М.Н., Каламкаргов 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. 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

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

12-13 февраля 2020 года
Холидей Инн Лесная
Москва

+7 (495) 488-6749
info@forumneftegaz.org
www.forumneftegaz.org

Темы Форума

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Технично-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.

РЕКЛАМА



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, радиозоологии
и обращения с РАО

Мазгунова Вера Александровна,
менеджер проекта

Ярмичук 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 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

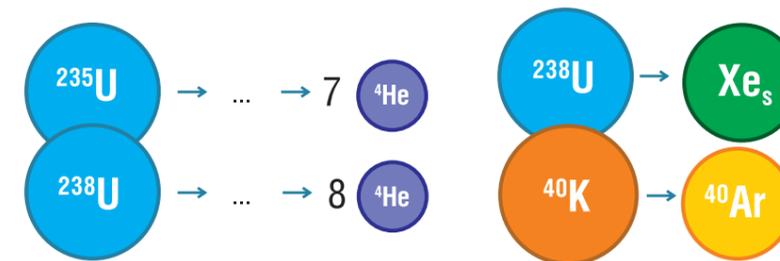
Гелий имеет два стабильных изотопа: редкий ³He и намного более распространенный ⁴He. Большая часть ³He, сохранившегося на Земле, является первичным, унаследованным с момента образования планеты, и сконцентрирована в мантии. Вклад ядерных реакций (например, распад трития) в баланс изотопа ³He на Земле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

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 (⁴⁰Ar/³⁶Ar_{атм} = 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 ²¹Ne_{нукл}/⁴He_{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 солёности [14]. Изотоп гелия ³He чуть больше растворим в воде, что приводит к легкому сдвигу изотопного состава гелия в воде относительно воздушного (коэффициент изотопного фракционирования α ≈ 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 He, 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 ³He/⁴He, ⁴He/²⁰Ne в сторону более радиогенную, свидетельствует о зоне разгрузки «коровых» газов. Сдвиг изотопного отношения ³He/⁴He в сторону обогащения изотопом ³He 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

УДК 550.4

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



изотопные методики и оборудование, а научные основы этого метода опираются на закономерности радиоактивного распада и изотопного фракционирования, особенности диффузии и концентрации 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 Радиового 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) слое.

Для количественной идентификации указанных изотопных аномалий и четкой геометризации участков для последующего поисково-разведочного и эксплуатационного бурения предполагается применить в качестве базовой конструкции установки для поиска следов радиоактивных БГ в воздухе типа ARIX, созданные в Радиовом 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

1. 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.
2. Schlosser P., Winckler G. (2002). Noble gases in ocean waters and sediments. *Reviews in mineralogy and geochemistry*, 47 (1), 701–730.
3. 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).
4. 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.
6. 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.
7. 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.
8. Yatssevich, 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. Недр. Ленингр. отд-ние. 232 с.
10. 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. Недр. 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.
15. 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. Радиовому 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

РЕКЛАМА

WWW.EXPO.RONKTD.RU



ОРГАНИЗАТОР:
 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
имени М.В. Ломоносова»

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

После

1991

г.
морские
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 западно-арктического 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, Татаринская, Рождественского, Кропоткинское, 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 суходпутной 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, Нягмейского, Северо-Харасавейского, Белоостровского, Невского, Морского месторождений на западном шельфе полуострова Ямал. В стадии освоения находятся Семаковское месторождение в акватории Тазовской губы и Северо-Каменномыское и Каменномыское-море 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 суходпутных 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

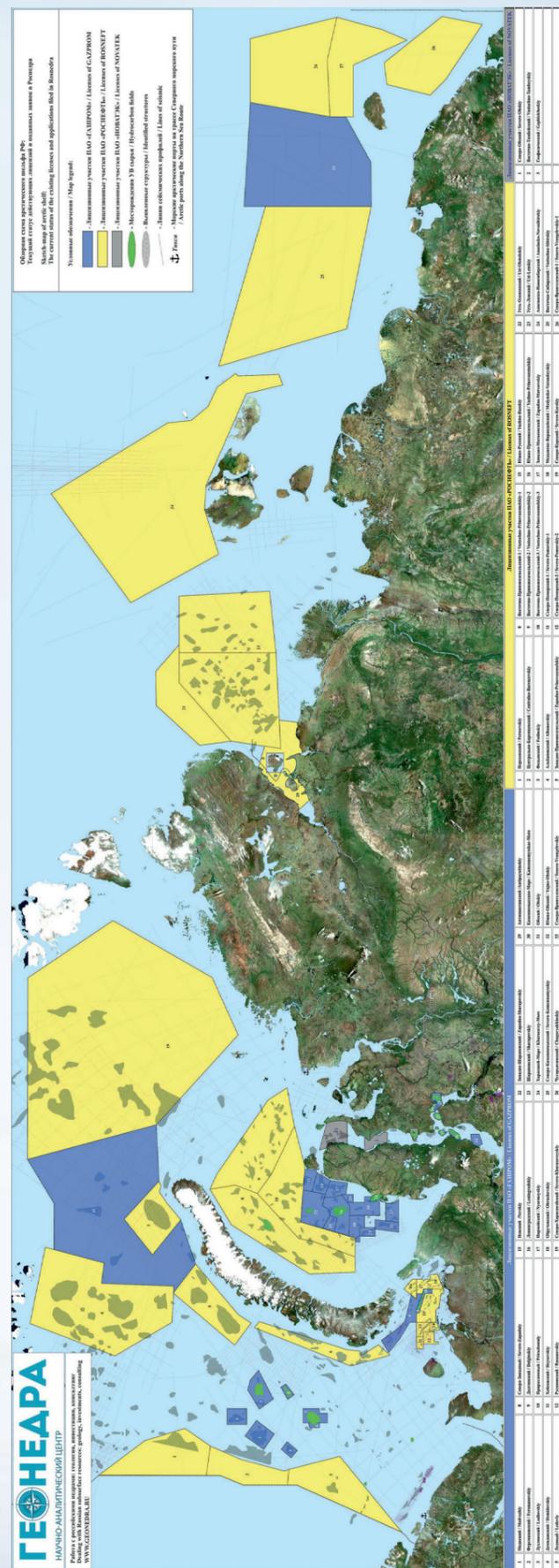


РИС. 1. Карта лицензионных участков российской части арктического шельфа (НАЦ «Геонедра»)

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

В связи с этим реализация любого шельфового проекта в настоящий 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, необходимым 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 BP 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

Более

430

млн т нефти

и 8,5 трлн м³ газа составляют извлекаемые запасы промышленных 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 фоновых данных, учитываются природно-климатические, географические и социально-экономические условия, влияющие на рациональное освоение месторождений, оценивается возможное воздействие процесса ГРП и эксплуатации месторождения на окружающую среду. В дальнейшем при полевых инженерных изысканиях и специальных исследованиях получают 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 среды;
4. Инженерные изыскания на стадии ГРП 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 нормативно-правовой 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, Газпром);
- 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

6,3 млн км²

– площадь российского континентального шельфа, на котором потенциально сосредоточены от 58,4 до 72 млрд 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, Чукотка-лето).

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 2014 по 2019 год отображена на рис. 2.

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 целом.

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

2013 г.

начался исследовательский 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 инженерно-геологические данные могли бы быть крайне важны для разработки новых экологически безопасных и экономически эффективных технологий для освоения ресурсов шельфа, при условии их доступности проектно-изыскательским 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 Байдарачьей, 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 пути.

В связи с этим активизация исследований окружающей среды хозяйствующими субъектами, скорее всего, неизбежна и приведет к продолжению накопления больших массивов данных и совершенствованию методов 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 технологически 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

\$3,24

млрд

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. – С. 38–50.
2. Ампилов Ю.П. «Проблемы и перспективы разведки и освоения российского шельфа в условиях санкций и падения цен на нефть» // Научно-технический сборник Вести газовой науки, № 2, 2015. С. 5–14.
3. Ампилов Ю.П. «Сейсморазведка на российском шельфе: проблемы и перспективы в условиях санкций и падения цен на нефть» Offshore [Russia]. – 2015. – № 4. – С. 38–45.
4. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. «Освоение месторождений нефти и газа в морях Арктики и других акваториях России» Вестник МГУ, том 18, № 3, 2015. С. 377–385.
5. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. «Стратегия, технологии и технические средства поиска, разведки и разработки морских месторождений в Арктике» Вестник МГУ, том 17, № 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 углеводородов, перспективы 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 ресурс] – 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 ресурс] – 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 URL: <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-crunching-with-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 1:5 000 000. 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 инженерно-геологических 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 инженерно-геологической характеристики и оценки перспективных участков

поисков и разведки месторождений полезных ископаемых, в том числе углеводородов, россыпей и строительных песков. В-третьих, возможностью широкого использования инженерно-геологических 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.

Эти соображения и легли в основу решения Агентства «Роснедра» о подготовке инженерно-геологической карты арктических морей России масштаба 1:5 000 000, которая была поручена ФГБУ «ВНИИОкеангеология». Это решение не было случайным, т.к. первые инженерно-геологические карты шельфа,

при этом арктических морей, начали создаваться в институте НИИГА, восприимчиком 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 инженерно-геологические работы на шельфе арктических морей, являются ФГБУ «ВНИИОкеангеология» (Санкт-Петербург), Мурманская Арктическая морская инженерно-геологическая экспедиция (АМИГЭ) и в меньшей мере – Мурманская морская геологоразведочная экспедиция (МАГЭ). В настоящее время организации, ведущих изыскания, десятки, т.к. потребность в них выросла многократно в связи с развитием морской инфраструктуры нефтегазового сектора.

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 инженерно-геологических 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 инженерно-геологическим 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 геолого-геофизические работы масштаба 1:5 000 000 – 1:200 000 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 1:5 000 000 [Козлов, 2004].

С 1980 года МАГЭ начинает проводить полистную геологическую съемку шельфа масштаба 1:1 000 000 (листы S-40, 41). В процессе этих работ были изучены рельеф дна и физико-механические свойства донных осадков, построены карты инженерно-геологического районирования.

Своеобразным итогом этого этапа исследований явилась докторская диссертация Я. В. Неизвестнова «Инженерная геология зоны арктических шельфов СССР», к которой была приложена карта общего (естественно-исторического) районирования и дана прогнозная инженерно-геологическая 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 инженерно-геологических 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 1:1 000 000 и 1:1 500 000 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 карта-схема инженерно-геологических условий и проведено инженерно-геологическое районирование южной части Баренцева моря [Методические..., 1983].

В 80-е годы АМИГЭ и другими экспедициями объединения «Союзморинжгеология» (наследницы ВНИИМОРГЕО) были проведены инженерно-геологические, опытно-методические 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 инженерно-геологическому 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 инженерно-геологических 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

УДК 550.8

работ на арктическом шельфе России, включая инженерно-геологические 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 аппаратные 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 : 2 500 000 [Круподеров и др., 2011], которая закрепила методику составления обзорных мелкомасштабных инженерно-геологических 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 инженерно-геологические 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 инженерно-хозяйственной деятельности. На ней также должны быть отражены: 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 инженерно-геологические 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 прилегающим шельфом масштаба 1 : 2 500 000, подготовленной в 2005 г. (автор Е.А. Гусев).

Наряду с четвертичными отложениями существенное значение для инженерно-геологического 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 инженерно-геологической 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 инженерно-геологические 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 инженерно-геологическая 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 отведена 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 батинальных 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 ундулювиальные 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 верхне- и 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 аккумулятивно-денудационным и аккумулятивным, выровненным, мелкогрядовым и грядовым равнинам, обычно пространственно связанными с устьями и проливами с интенсивными приливо-отливными 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 поздне-неоплейстоценовый.

ИГК-4 – несвязные и слабо связные грунты (от песков до глин органо-минеральных и илов текучей консистенции), залегающие в пределах слабонаклонных и субгоризонтальных аккумулятивных и аккумулятивно-эрозийных 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 инженерно-геологические комплексы, состоящие из многих десятков слоев, прослоев и линз, различающихся по набору физико-механических 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 аккумулятивно-денудационным равнинам. Они подстилают отложения ИГК-1, либо приурочены к зонам современных денудационных процессов и могут быть перекрыты с поверхности тонким слоем песчано-глинистого перлловия. 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 супеся 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 структурно-денудационным и денудационным пологоволнистым и мелко грядовым возвышенностям и плато, а также останцам в пределах восточно-арктического 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, супеся 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 верхне-неоплейстоценового возраста. По сейсмоакустическим данным, мощность описываемых отложений может достигать 10 м, иногда более.

ИГК-8 – сложен относительно прочными мерзлыми породами, неустойчивыми в условиях растаяния. 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 аккумулятивно-денудационные 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 аккумулятивно-денудационным равнинам со значительным расчленением в виде врезов, переходящих в каньонообразные ложбины, расположенные главным образом

на внешнем шельфе восточно-арктических 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. Развита 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 песчано-глинистыми отложениями, с постоянным включением щебня, гальки и дресвяного материала коренных пород, с неясной до четкой градационной слоистостью. В генетическом отношении представлены ледниково-морскими проксимальными образованиями, формирующимися в непосредственной близости от края ледника или под покровом шельфового ледника. Залегают в пределах пологоволнистых и всхолмленных аккумулятивно-денудационных 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 валуно-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 I. Структурно-петрографический комплекс обломочных пород палеоген-неогенового 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 происхождения мелового и юрского возраста из осадочного чехла Баренцевой

плиты. Мощность их составляет более 10 километров. Развита преимущественно на западно-арктическом шельфе, наиболее широко в Баренцевом море.

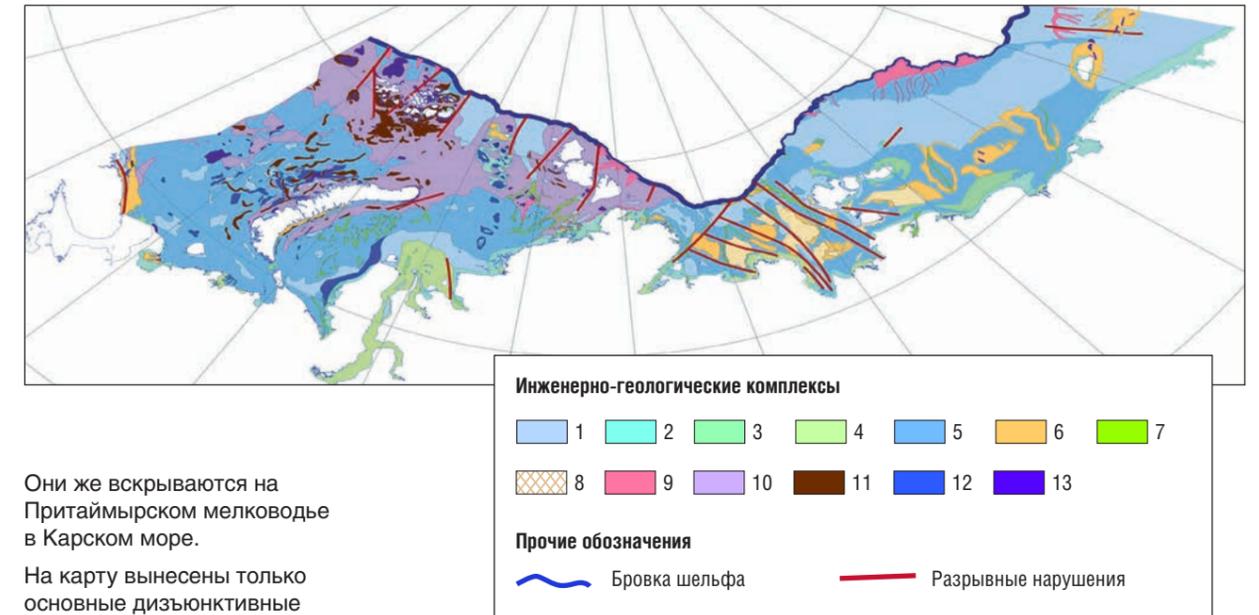
СПК IV. Туффиты, туфоконгломераты, туфобрекчии, туфопесчаники, туфопелиты, вскрывающиеся на поверхности вулканического плато в Чукотском и Восточно-Сибирском морях вокруг островов Де Лонга и Новосибирских. Имеют мезозойский возраст. Эти пестрые по составу образования объединены в структурно-формационный 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 пермско-триасового 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 гранито-гнейсами, кристаллическими сланцами, габбро-диабазами, кварцитами, амфиболитами. Эти породы прослеживаются вдоль Кольского полуострова. К этому СФК относятся также доломиты, известняки, песчано-аргиллитовые породы Байкальской серии, развитой на полуострове Рыбачий, а также на мысе Канин нос. Эти образования формируют моноклираль, разделяющую породы Балтийского кристаллического щита и Баренцевоморской плиты.

РИС. 1. Упрощенный макет инженерно-геологической карты



Они же вскрываются на Притаймырском мелководье в Карском море.

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 Инженерно-геологической карте территории Российской Федерации масштаба 1:2500000 [Круподеров и др., 2011]. Именно этот элемент является связывающим между изображением инженерно-геологических 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), немасштабными знаками отдельных явлений (центры сейсмогенной активности) и окомуриванием проявления процессов газовыделения, подводных гравитационных смещений, а также эрозийных размывов в пределах подводных долин и врезов. **Геокриологическая обстановка и мерзлотно-динамические процессы**

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

Макет инженерно-геологической карты представлен на рис. 1.

Для всех выделенных выше ИГК в пояснительной записке охарактеризованы физико-механические 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 восточно-арктическому шельфам. Она определяется как особенностями геологического строения, так и, главное, степенью геологической изученности. При достаточно ограниченной изученности западно-арктического 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 инженерно-геологической 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 инженерно-геологических 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 : 15 000 000, каждая из которых отражает отдельные аспекты этих условий: инженерно-геологического районирования, оценки интенсивности проявления современных геологических процессов и геологических опасностей 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 инженерно-геологических 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 инженерно-геологических регионов выделяются Западно-Арктический шельф и Восточно-Арктический шельф.

При выделении инженерно-геологических областей во главу угла ставился геоморфологический фактор с привлечением элементов тектонической структуры. Для выделения инженерно-геологических районов использовался принцип смешанного районирования, учитывающий как индивидуальные характеристики, так и типологические черты. В качестве первых рассматривались специфические морфоскульптурные характеристики в пределах той или иной акватории, в качестве вторых – особенности современных процессов литодинамики, определяющие устойчивость и закономерности современного развития инженерно-геологической обстановки в целом. С этой точки зрения рассматривались районы преимущественно аккумулятивного типа развития (АК) – 1 тип, денудационного типа развития (ДЕН) – 2 тип, смешанного типа (АК-ДЕН) – 3 тип, транзитного типа развития (ТР) – 4 тип. Соответственно, для районов 1 типа характерна *относительно стабильная инженерно-геологическая обстановка, определяемая накоплением мощных покровных отложений*; для районов 2 типа – *неустойчивая и изменчивая по пространству и по времени инженерно-геологическая обстановка, определяемая направленностью процессов денудации и размыва*; для районов 3 типа – *переходная нестационарная инженерно-геологическая обстановка, определяемая господством аккумулятивно-*

денудационных процессов, сильно изменчивых по пространству и по времени; для районов 4 типа – *нестабильная инженерно-геологическая обстановка, определяемая процессами размыва коренного ложа и разнонаправленного переноса донных отложений*.

В конечном счете было выделено 26 инженерно-геологических районов, для каждого из которых была приведена полная инженерно-геологическая характеристика, включающая геоморфологические, гидrolитодинамические, 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 квалитметрии 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 инженерно-геологической 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 инженерно-геологических изысканий и их обобщения, составлена «Инженерно-геологическая карта окраинных морей Северного

Ледовитого океана Арктической Зоны Российской Федерации масштаба 1 : 5 000 000» В ней показаны пространственное расположение инженерно-геологических комплексов – разнородных геологических тел, которые могут быть выделены в пространстве и показаны на карте с использованием доступных методов изучения условий залегания, стратиграфо-генетической принадлежности, состава, состояния и свойств составляющих его пород, структурно-фациальных комплексов дочетвертичных пород, основные тектонические нарушения, определяющие положение крупных структурно-фациальных зон. Приведены обобщенные характеристики физико-механических свойств четвертичных отложений. Данная карта предназначена для получения общих представлений об инженерно-геологическом строении акваторий при планировании различных инженерных объектов на дне арктических морей.

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

1. 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 инженерно-геологических исследований западно-арктической шельфовой нефтегазосной провинции // Нефтегазовое дело, 2006 / http://www.ogbus.ru
5. Круподеров В.С., Андрианов В.Н., Чекрыгина С.Н. Инженерно-геологическая карта России // Разведка и охрана недр, 2011, № 9, с. 17–19.
6. Мельников В.П., Спесивцев В.И. Инженерно-геологические и геокриологические условия шельфа Баренцева и Карского морей. Новосибирск, Наука, 1995, 198 с.
7. Методические рекомендации по инженерно-геологическому изучению нефтегазоперспективных районов шельфа / И.Л. Дзилла, В.Г. Ульст // Рига: ВНИИморгео, 1983, 80 с.
8. 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.
9. Неизвестнов Я.В. Методологические основы изучения инженерной геологии арктических шельфов СССР // Инженерная геология, № 1, 1982. С. 3–16.
10. 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 мерзлоты. 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 инженерно-геологических 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.: ООО «Геомаркетинг». 2019, с. 483–487.

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



Полная версия журнала
доступна по подписке