ГРР НА ШЕЛЬФЕ

АНПА ДЛЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

ТРАНЗИТНОЕ МЕЛКОВОДЬЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU OFFSHORE

ISSN 2410-3837

2 [110] 2021

ОСВОЕНИЕ НЕДР ЕВРАЗИИ

Входит в перечень ВАК

БАДАЕВСКИЙ

BY
HERZOG &
DE MEURON

О НЕМ ГОВОРИЛИ. ЕГО ЖДАЛИ. ГЛАВНЫЙ ПРОЕКТ ГОДА!

НОВЫЙ ЖИЛОЙ КОМПЛЕКС «БАДАЕВСКИЙ» НА КУТУЗОВСКОМ ПРОСПЕКТЕ

871 квартира | 37 апартаментов | 7 небесных вилл | Ландшафтный парк 4 га |

Детские студии | Фитнес с бассейном | Рестораны и магазины | Фермерский рынок | Паркинг |

+7 (495) 085 43 15

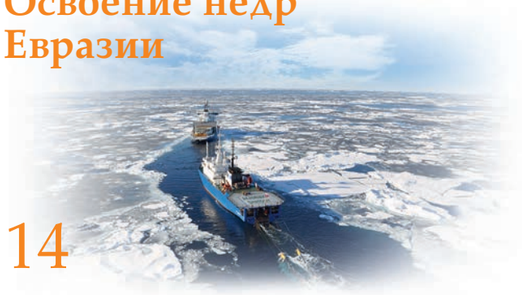
BADAEVSKY.COM

CG CAPITAL GROUP

Реклама. Застройщик АО «СЗ «Бадаевский». С проектной декларацией можно ознакомиться на сайте badaevsky.com и наш дом.рф

СОДЕРЖАНИЕ

Освоение недр Евразии



14

ГРР на шельфе

42

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Нефть, изменившая Арктику 6

Строить инфраструктуру в Арктике станет проще 8

События 10

Первой строчкой 12

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Освоение недр Евразии. Основные направления геолого-разведочных работ на углеводородное сырье на территории РФ 14

Характеристики нефтегазоматеринских толщ Баренцево-Карского региона

64

Система удаленного мониторинга функционирования морских объектов нефтегазодобычи

74

Спецпроект
Нефть на шельфе: трансформация добычи 20

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Сейсмоакустические исследования при инженерных изысканиях на акваториях – методы и примеры 22

Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала шельфа Арктики 34

ГРР на шельфе: результаты 2020 г. и планы на 2021–2022 гг. 42

Спецпроект
Газ в пласт! 50

Китайский вектор в геолого-разведочном бурении на арктическом шельфе России 52

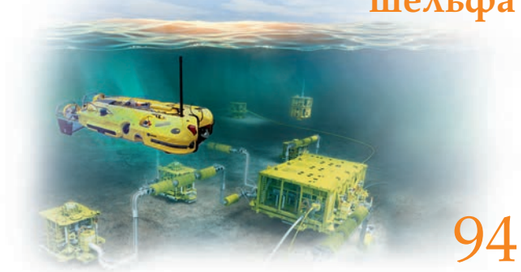
Роль инженерно-гидрометеорологических и ледовых изысканий ААНИИ в обеспечении стабильного освоения шельфа Арктики

78

БПЛА и спутниковые данные в исследованиях ледовой обстановки

88

АНПА для арктического шельфа



94

Создание морской стационарной платформы под юрисдикцией РФ

98

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Характеристики нефтегазоматеринских толщ Баренцево-Карского региона – основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов 64

Спецпроект
Рациональная экология 72

ОБОРУДОВАНИЕ

Система независимого удаленного мониторинга исправности функционирования морских объектов нефтегазодобычи с использованием автономных радиогидроакустических станций 74

АРКТИКА

Роль инженерно-гидрометеорологических и ледовых изысканий ААНИИ в обеспечении стабильного освоения шельфа Российской Арктики 78

БПЛА и спутниковые данные в исследованиях ледовой обстановки при инженерно-гидрометеорологических изысканиях на шельфе и в прибрежной зоне 88

АНПА для арктического шельфа 94

ПРАВО

Создание морской стационарной платформы под юрисдикцией РФ 98

Хронограф 108

Календарь событий 109

Классификатор 110

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

5 тыс. лет назад

В 3 тысячелетии до н.э. египтяне использовали нефть, добытую у берегов Мертвого моря, для бальзамирования.

421 год назад

В 1600 году голландский химик Гельмонт придумал слово «газ», произведя его от греческого «хаос», означавшего у древних греков понятие «сияющее пространство».

258 лет назад

В 1763 году М.В. Ломоносов в труде «О слоях земных» изложил гипотезу органического происхождения нефти, объясняя ее образование воздействием «подземного огня» на «окаменелые уголья», в результате чего возникли асфальты, нефти и «каменные масла».

216 лет назад

В 1805 году немецкий естествоиспытатель А. Гумбольдт впервые высказал идею о минеральном происхождении нефти. Он полагал, что нефть имеет глубинное происхождение, основываясь, в частности, на присутствии углеводородов в продуктах деятельности современных вулканов.

168 лет назад

К 1853 году Иван Зег и Игнатий Лукасевич изобрели керосиновую лампу, что повысило спрос на этот продукт нефтепереработки.

150 лет назад

В 1871 году родился основоположник российской нефтяной геологии, академик Иван Михайлович Губкин.

144 года назад

В 1877 году Д.И. Менделеев сформулировал гипотезу происхождения нефти, согласно которой она образуется на больших глубинах при высокой температуре вследствие взаимодействия воды с карбидами металлов.

102 года назад

В 1919 году академик Н.Д. Зелинский произвел перегонку сапропеля оз. Балхаш, получив в результате смолу, кокс и газ.

100 лет назад

В 1921 году японский ученый Кобаяси получил искусственную нефть при перегонке жира рыб без давления, но в присутствии катализатора – гидросиликата алюминия.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

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

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

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

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 РАИН, Военно-морская академия

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Екатерина Мардасова
Артур Оганесян
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

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. 810
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

Перепечатка 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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2021

26-29 апреля 2021 г.
Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
VDMA Process Plant and Equipment
ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ В МОСКВЕ
Messe Düsseldorf

В 70-х гг. А.А. Трофимук и И.С. Грамберг дали первые оценки ресурсной базы арктических углеводородов

20 стран претендуют на делимитированные территории Северного Ледовитого океана

НЕФТЬ, ИЗМЕНИВШАЯ АРКТИКУ

В МАЕ РОССИЯ ВО ВТОРОЙ РАЗ ВОЗГЛАВИТ АРКТИЧЕСКИЙ СОВЕТ. УЧИТЫВАЯ ВОЗРОСШИЙ ИНТЕРЕС К РЕГИОНУ И ИЗМЕНИВШИЕСЯ ПОЛИТИЧЕСКИЕ РЕАЛИИ, НА ВТОРОМ СРОКЕ ПРИДЕТСЯ ПРИЛОЖИТЬ БОЛЬШЕ УСИЛИЙ, ЧТОБЫ ПРОСТО СОХРАНИТЬ STATUS QUO

Анна Павлихина

Из-за климатических особенностей Арктический регион долго оставался малопривлекательным для развития там бизнес-проектов. Он манил романтиков, молодежь, стремящуюся заработать «северные» деньги, и промышленников, занятых рыбным промыслом. Этих инициатив было недостаточно, чтобы построить инфраструктуру, запустить социальные проекты для местного населения и интегрировать его в общий жизненный уклад страны. Поэтому, несмотря на то что Север притягивал людей с Большой земли, он так и не стал органичной частью ни Российской империи, ни СССР. И так и остался бы он лежать за семидесятой параллелью призрачным краем из рассказов моряков-первооткрывателей, если бы не обнаруженные в недрах его вечномерзлой земли углеводороды.

Россия, имеющая самую протяженную границу вдоль побережья северных морей, первой в 30-х гг. XX в. начала поиски нефти и газа в Арктике, а в 70-х гг. А.А. Трофимук и И.С. Грамберг дали первые оценки ресурсной базы углеводородов в регионе.

Сегодня в Российской Арктической зоне производится более 10% ВВП и 20% экспорта страны. Здесь не только сосредоточены колоссальные запасы нефти и газа, регион перспективен с точки зрения открытия крупных месторождений.

Неудивительно, что он начал привлекать завистливые взгляды соседей, желающих приобщиться к этим богатствам. Более 20 стран (в том числе не только имеющих непосредственные границы с регионом) претендуют на делимитированные территории в центральной части Северного Ледовитого океана, и эти претензии становятся предметом международных споров.

Россия вынуждена защищать территории, которые считает своими, и наращивает в регионе военное присутствие. Три года назад 90 из 125 млрд рублей, выделенных государством на развитие Арктики, пришлось на долю Минобороны РФ. Страны НАТО видят в этом исключительно угрозу. В 2020 г. страны Альянса провели учения в Баренцевом море, в которых участвовала военная техника США, Великобритании, Норвегии и Дании. Последняя выделила 244 млн долл. США на «существенное укрепление» своего военного присутствия в Арктике.

В Арктике базируются крупнейшие российские бизнес-проекты

В мае Россия во второй раз возглавит Арктический совет

Милитаризация региона сказывается и на местном населении, жизнь которого не становится лучше, несмотря на существенные инвестиции в развитие Арктики.

«Посреди ничего появляются КПП, а на берегу моря пограничники штрафуют местных жителей за ловлю рыбы», – пишет Newsru.com. «В таймырских поселках под Дудинкой каждая семья в год вручную перебирает до 10 тонн угля», – пишет «Новая газета». Ликвидируются правовые организации, защищающие интересы коренных народов в конфликтах с нефтяниками.

Однако потенциал запасов объемом в 90 млрд барр. нефти и 47,3 трлн м^3 газа (по оценкам USGS), вероятно, должен заставлять считать эти меры оправданными. За последние годы в северных морях было открыто несколько крупных месторождений. Но обнаруженные бассейны, по признаниям экспертов, мало изучены и требуют технологий для дальнейшей геологоразведки и последующей разработки.

«Геологоразведка на шельфе сегодня находится на начальном этапе развития, поскольку современные технологии пока не позволяют проводить бурение на больших глубинах в сложных климатических условиях», – отмечает академик А. Мастепанов.

А профессор Ю. Ампилов утверждает, что «для большинства обширных арктических акваторий, включающих такие моря, как Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское, в мировой практике отсутствуют апробированные технологические решения для морской добычи». Несмотря на это, на ГРР и освоение арктического шельфа выдаются лицензии.

Сегодня в регионе базируются крупнейшие российские проекты, и все они требуют особенного подхода. В Арктике вообще все становится особенным: утверждаются специальные правила, вводится система особого налогообложения, изменяется законодательство, для арктических проектов строятся специальные суда, разрабатываются специальные материалы и техника. Работать в Арктике становится модно и престижно, это показатель статуса и возможностей. Все это превращает Арктику в один из самых привлекательных объектов для инвестирования.

Арктика считается ключевым драйвером развития за счет углеводородного потенциала, сосредоточенного преимущественно на шельфе. Под добычные проекты выделяются огромные субсидии и разрабатываются долгосрочные программы. Однако все это имеет смысл, пока цена на нефть держится на относительно приемлемом уровне. Но ключевой мировой тенденцией становится сокращение углеродного следа. Делая ставку на развитие Арктики как нефтегазодобывающего региона, через пару десятилетий мы рискуем найти ее в том состоянии, которое имеем сегодня в забытых, но некогда активно развивающихся городках-портах советских времен, как Амдерма. Арктика, с ее пока во многом нетронутой природой, могла бы стать площадкой для развития ультрасовременных экологичных технологий, востребованных в будущем. ●

СТРОИТЬ ИНФРАСТРУКТУРУ В АРКТИКЕ СТАНЕТ ПРОЩЕ

Денис Савосин

Госдума разработала законопроект «О внесении изменения в статью 11 Федерального закона «Об экологической экспертизе», чтобы оптимизировать процедуру проведения экологической экспертизы проектной документации объектов капстроительства в Арктической зоне РФ.

Предусматривается исключение требования о проведении экологической экспертизы федерального уровня проектной документации объектов социальной и транспортной инфраструктуры, строящихся или реконструируемых в границах населенных пунктов, находящихся на территории Арктической зоны РФ.

При этом, учитывая необходимость обеспечения там экологической безопасности, законопроект предусматривает, что перечень объектов социальной и транспортной инфраструктуры, в отношении которых отменяется указанное требование, устанавливается Правительством РФ.

Одновременно данные объекты инфраструктуры не должны относиться к объектам I, II категорий опасности в соответствии с законодательством в области охраны окружающей среды и их строительство и реконструкция не должны осуществляться на особо охраняемых природных территориях.

По мнению разработчиков документа, принятие законопроекта положительно повлияет на ускорение строительства объектов инфраструктуры, необходимых для создания условий комплексного социально-экономического развития Арктики.

В то же время с планируемыми изменениями уже возникли некоторые проблемы.

Так, в январе 2021 г. главы Роснефти, ЛУКОЙЛа и Газпром нефти направили премьер-министру РФ М. Мишустину письмо с предложением отказаться от государственной экологической экспертизы (ГЭЭ) проектной документации буровых скважин в Арктике.

Компании считают, что процедура проведения госэкоэкспертизы не способствует загрузке СМП и приведет к снижению доходов бюджета РФ. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Госдума РФ рассмотрела генеральную схему развития газового рынка страны до 2035 г., в которой проработаны различные сценарные условия развития отрасли и необходимые для них инструменты регулирования. Россия готова наращивать добычу газа, а также развивать новые энергетические направления. На что следует сделать основной упор?

На что следует сделать главную ставку в развитии газового рынка в России?

- **21%** — **На газификацию населенных пунктов в отдаленных регионах**
- **36%** — **На развитие водородных технологий**
- **7%** — **На строительство магистральных газопроводов**
- **7%** — **На стимулирование использования газомоторного топлива**
- **9%** — **На экспорт СПГ**
- **20%** — **На газопереработку**

Экс-канцлер Германии Г. Шредер выразил мнение, что санкции, которые США с завидным упорством вводят против российских проектов, чиновников и бизнесменов, никогда не работали. Сказываются ли американские санкции на российской экономике?

Работают ли санкции?

- **31%** — **Да, из-за санкций сроки завершения работ по «Северному потоку-2» существенно сдвинулись**
- **19%** — **Нет, санкции лишь частично затрудняют работу, но своей основной цели не достигают**
- **17%** — **Да, некоторые совместные проекты по разработке шельфовых месторождений на севере были остановлены**
- **15%** — **Нет, если бы санкции имели ожидаемый эффект, их не потребовалось вводить снова и снова**
- **18%** — **Санкции работают, но в обратном направлении: в России начали развивать собственные технологии и производить оборудование, которое раньше приходилось импортировать**

5–8 ОКТЯБРЯ 2021

GF

X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
Министерство энергетики Российской Федерации
МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЁРЫ
uniper
OMV
Boskalis
Газпром автоматизация
Комита Группа компаний
Концерн ВКО Алмаз - Антей

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
Газпром

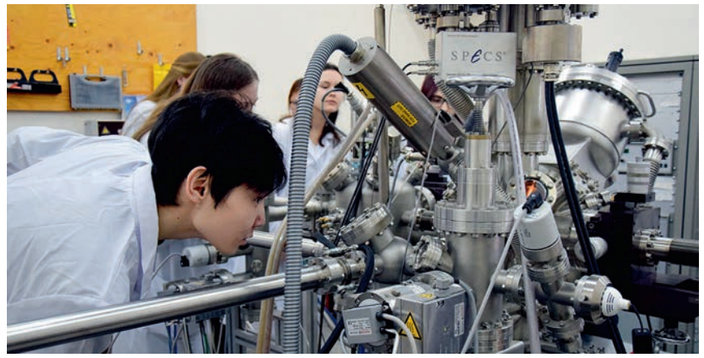
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТМК Трубная металлургическая компания

ГАЗПРОМБАНК
ГМС Группа
БАНК РОССИЯ
ОМК
Объединенный промышленный комплекс

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

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
GAS-FORUM.RU
18+

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



Математическое моделирование добычи на Самотлоре

На Самотлорском нефтяном месторождении Роснефти внедряют новые методы интегрированного математического моделирования для комплексной оптимизации нефтедобычи на зрелых активах. Технология, протестированная на 515 скважинах Самотлора, позволила увеличить добычу на 1% за 13 месяцев. Цифровая модель

позволяет обрабатывать любые по размеру объемы данных, ускорять процессы расчетов потенциала добычи скважин, включая влияния инфраструктуры и, как результат, увеличить объем и эффективность оптимизационных мероприятий. Для повышения точности расчетов в библиотеку базы данных внесены оригинальные характеристики насосов, двигателей, кабельной продукции.

Нейтрализация угарного газа по методу российских ученых

Ученые Института катализа им. Г.К. Борескова СО РАН получили новый катализатор для нейтрализации угарного газа. Разработка получила президентский грант – 1,2 млн руб. Новшество представляет собой гопкалитовый катализатор на основе тройного оксида меди, марганца и серебра для окисления угарного газа. Ученые из ИК СО РАН получили новую структуру тройного оксида. Соединение эффективно работает в условиях влажности, при комнатной температуре, т.е. продолжает работать в присутствии паров воды. Применение катализатора упростит и удешевит создание каталитических блоков для пожарных систем, промышленных процессов и средств защиты органов дыхания. В дальнейшем планируется разработать способы нанесения катализатора на различные носители.

Реагент для добычи арктической нефти

Ученые Казанского федерального университета совместно с норвежскими коллегами разработали реагент на основе водорастворимых полиуретанов, подавляющий процессы гидратообразования и коррозии при добыче нефти в Баренцевом море.

Суть проекта – разработка серии «зеленых» многофункциональных нефтепромысловых реагентов для снижения воздействия нефтегазодобывающих компаний в Баренцевом море. Флюид содержит нефть, воду и газ.

Поднимаясь по скважине и двигаясь по трубопроводу на дне моря, вещество создает благоприятные условия для образования гидратов (кристаллическая структура из обледеневшей воды и газа), что может привести к остановке потока. Из-за этого могут возникать аварии, в т.ч. разгерметизация трубопровода. В добываемой продукции также содержатся разные окислительные среды, к примеру углекислый газ, из-за чего может возникать коррозия трубопровода и оборудования. Чтобы избежать этого, добавляют ингибитор, замедляющий этот процесс.

Созданный учеными реагент борется с двумя этими проблемами.

Вторая ветка ВСТО
Продажа квот
Богучанская ГЭС запущена
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Слияние капиталов
Северный поток достроили

В РОСНАНО изготовили устройства для упрощения запуска нефтяных насосов

Производитель робототехники и оборудования TEN fab (входит в ФИОП РОСНАНО) произвел первую серию инновационных устройств для сброса газа из насоса в нефтяной скважине.

Их использование упрощает повторный запуск бурового насоса.

Устройство для сбора газа предназначено для эксплуатации в скважинах с высоким газосодержанием. В компоновке с обратным клапаном новое устройство служит для перепуска газа, выделяющегося при остановке насоса (газ накапливается под обратным клапаном и выдавливает пластовую жидкость из насоса, который при повторном пуске начинает работать вхолостую, не перекачивая жидкость).

Устройства упрощают повторный пуск насоса в скважине с высоким содержанием газа, снижают риск поломки оборудования из-за скопления газов. УСГ может использоваться в компоновке насоса с пакером для периодического сброса накапливающегося под ним газа, способного вызвать срыв подачи насоса.

Конструкция состоит из внутренних лабиринтных каналов и шариковых клапанов и не имеет аналогов в мире.

ГРР без пошлин

Совет Евразийской экономической комиссии разрешил временный ввоз на территорию ЕАЭС некоторых видов морских судов, используемых для геолого-разведочных работ, без уплаты таможенных пошлин и налогов.

Поправки направлены на расширение рынка краткосрочного фрахтования иностранных судов для проведения ГРР в широтах с непродолжительным буровым сезоном и стимулирования проведения ГРР в новых регионах. С такой инициативой выступила Россия, активизирующая геологоразведку на арктическом шельфе. Для проведения ГРР в Арктике потребовалось усиление флота геолого-разведочных судов, что дало основание для России запросить одобрение от ЕЭК. По решению ЕЭК, льготный ввоз судов для ГРР будет возможен на срок до 1 года при условии, что суда находятся в собственности иностранных лиц, зафрахтованы лицами государств ЕАЭС по договору тайм-чартера или бербоут-чартера. Освобождение от уплаты пошлин, налогов может быть предоставлено в отношении судов, ввезенных в период с 1 июля 2020 г. до 31 декабря 2024 г. включительно.

В Волгоградской области завешено строительство СЭС Медведица

С запуском солнечной электростанции Медведица мощностью 25 МВт, суммарная мощность построенных Солар Системс СЭС в регионе достигла 90 МВт.

Новая электростанция размещается на участке площадью около 500 тыс. м^2.

При реализации проекта было установлено более 72 тыс. фотоэлектрических модулей.

Объем инвестиций в проект около 3,2 млрд руб.

Новая станция начала работу на оптовом рынке электроэнергии и мощности с 1 февраля 2021 г. и стала четвертой СЭС, построенная Солар Системс на территории Волгоградской области. Прогнозируемый объем выработки электроэнергии до конца 2021 г. составит 29 млн кВт·ч.

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

По цене

705 млн руб.

Роснедра отправят на торги нефтегазовое месторождение в ЯНАО

Ожидаемые запасы газа – **1,24 трлн м³**
Извлекаемые запасы нефти – **100 млн т** по категориям D1 и D2

На **32 %**

Башнефть нарастила эксплуатационное бурение в 2020 г.

Основной рост пришелся на Арланское месторождение, где построено **88 из 148 скважин** в регионе

41 танкер

отгрузили на морском терминале Каспийского трубопроводного консорциума в январе 2021 г.

Из **4,120 млн т** нефти **1,717 млн т** – это нефть месторождения Тенгиз, **994 тыс. т** – Карачаганак, **817 тыс. т** – нефть Кашаганского месторождения

На **13,5 %** снизила добычу нефти Татнефть в январе 2021 г.

Добыча сверхвязкой нефти выросла **на 11,9 %**. До конца года Татнефть планирует увеличить добычу **до 26,4 млн т**

4 новые добывающие скважины

введут на Романовском месторождении

Число скважин на кустовой площадке №117 увеличится **до 11**, в т. ч. будут действовать **8** добывающих, **2** нагнетательные и **1** водозаборная скважина

На **10 %**

снизилась добыча нефти в РФ в январе, составив 42,96 млн т

Добыча газа выросла **на 4 %**. Объем производства электроэнергии возрос **на 5 %**, добыча угля увеличилась **на 1 %**

На **6 %** увеличил Газпром добычу газа в январе

Экспорт в дальнее зарубежье – **на 45%**, добыча газа составила **47 млрд м³**, что **на 6,4 %** больше, чем в январе 2020 г. Поставки компании из ГТС на внутренний рынок увеличились **на 16,7 %**

На сумму **214** млрд руб.

правительство поддержит крупные проекты в Арктике

Компании, реализующие эти проекты, смогут рассчитывать на безвозвратную субсидию от государства в размере **до 20 %** своих вложений

Более **11,6** млн т СПГ (178,6 стандартной партии) произвела и отгрузила Sakhalin Energy в 2020 г.

Почти на **21,7 %** Орский НПЗ увеличил объем выпуска автобензинов в 2020 г.

Глубина переработки нефтяного сырья составила **87,36 %**. Прирост произведенного автобензина марки АИ-95 составил более **33 %**, АИ-92 – **20,5 %**

Почти **2 %**

добавил январь к общему прогрессу строительства Амурского ГПЗ

Общая готовность проекта – **72 %**

До уровня **2019** года

восстановится потребление электроэнергии в России в 2021 г. по ожиданиям Минэнерго,

когда оно составило **1,075 трлн кВт*ч**. За январь 2021 г. потребление составило **104,679 млрд кВт*ч**, что **на 4,1 %** выше, чем за январь 2020 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УДК 550.8

ОСВОЕНИЕ НЕДР ЕВРАЗИИ

Основные направления геолого-разведочных работ на углеводородное сырье на территории Российской Федерации

Афанасенков Александр Петрович
первый заместитель генерального директора, руководитель производственного блока АО «Росгеология», д.г.-м.н.

В 2020 Г. В РОССИИ БЫЛИ ОТКРЫТЫ ТРИ УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, БЛАГОДАРЯ ЧЕМУ НАША СТРАНА В ПРОШЛОМ ГОДУ ВЫШЛА НА ПЕРВОЕ МЕСТО В МИРЕ ПО ПРИРОСТУ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. КАКОВЫ СЕГОДНЯ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ ПО ГОСУДАРСТВЕННОМУ ЗАКАЗУ?

IN 2020, THREE UNIQUE FIELDS WERE DISCOVERED IN RUSSIA, THANKS TO WHICH OUR COUNTRY LAST YEAR CAME OUT ON TOP IN THE WORLD IN TERMS OF GROWTH IN HYDROCARBON RESERVES. WHAT ARE THE MAIN DIRECTIONS OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORK CARRIED OUT BY THE STATE ORDER TODAY?

Ключевые слова: *геолого-разведочные работы, перспективные регионы, арктический шельф, нефтяные и газовые месторождения, ресурсная база.*

Евразия является самым крупным континентом мира. Ее площадь превышает 54 млн км^2, население – почти 5 млрд человек (70% от мирового).

На ее территории располагается все разнообразие геологических структур – древние и молодые платформы, складчатые герцинские и альпийские сооружения, современные активно развивающиеся островные дуги.

По нефтегазовому потенциалу (текущие разведанные запасы и неразведанные ресурсы) этот регион занимает первое место в мире. На его долю приходится почти 82% мировых запасов нефти и газа.

На территории Евразии присутствуют два крупнейших центра нефтегазонакопления. Первый из них объединяет страны Персидского залива, второй находится в России. Текущие запасы стран Персидского залива составляют 113 млрд т нефти (82% запасов Евразии). При этом подавляющая их часть приурочена к супергигантским месторождениям с начальными запасами более 1 млрд т. Из 42-х месторождений мира такого класса в этом регионе выявлено 30. По текущим запасам природного газа, 81 трлн м^3, этому региону принадлежит 50% евразийских ресурсов.

> По нефтегазовому потенциалу Евразия занимает 1-е место в мире. На долю этого региона приходится почти 82% мировых запасов нефти и газа

Второй центр нефтегазонакопления принадлежит России. Он находится главным образом в Западной и Восточной Сибири, Волго-Уральском регионе и Арктической акватории страны. Доля текущих запасов нефти составляет 10%, а газа – 30% суммарных запасов Евразии. Из 25 супергигантских месторождений мира 14 месторождений углеводородов открыто в Российской Федерации. Следует подчеркнуть, что Россия располагает и самыми крупными прогнозными (неоткрытыми) ресурсами углеводородного сырья.

ФАКТЫ

30%

суммарных запасов газа Евразии и 10% нефти сосредоточены в одном из двух крупнейших мировых центров нефтегазонакомпления, расположенном на территории Западной и Восточной Сибири, Волго-Уральского региона и Арктической акватории России

Если в регионе Персидского залива неоткрытые ресурсы нефти составляют около 30 млрд т, а газа 27 трлн м^3, то в России они соответственно – 90 млрд т и 216 трлн м^3.

Разведанность ресурсов углеводородов в странах Евразии, за исключением России и Китая, превышает 65%, и возможности открытия крупных месторождений маловероятны. Разведанность начальных ресурсов в России составляет по нефти только 31%, а по газу – 26%, что позволяет ожидать открытие новых крупных, как нефтяных, так и газовых месторождений. Подтверждением этого служит открытие в России в 2020 г. трех уникальных месторождений – нефтяного на севере Красноярского края с геологическими запасами более 2 млрд т и двух газовых на шельфе Карского моря с суммарными запасами 1,3 трлн куб. м. Благодаря этим открытиям Россия в прошлом году вышла на первое место в мире по приросту запасов углеводородного сырья.

Выявленные залежи нефти и газа в России сосредоточены в основном в структурных ловушках. Существенный потенциал ресурсов углеводородов связан также с традиционными углеводородами в неструктурных (стратиграфических, литологических, тектонических и др.) ловушках. Кроме того, высокий ресурсный потенциал нефти связан с нетрадиционными источниками углеводородов –

доманиковыми отложениями и их аналогами в Волго-Уральской НГП, хадумскими отложениями в Северо-Кавказской НГП, баженовскими отложениями в Западно-Сибирской НГП, куонамскими отложениями и их аналогами в Лено-Тунгусской НГП.

Ввиду низкой разведанности ресурсов углеводородов и имеющимися практически неизученными, но весьма перспективными на традиционные углеводороды значительными по площади регионами России одним из основных направлений геолого-разведочных работ, выполняемых по государственному заказу, остаются региональные геолого-геофизические исследования на малоизученных территориях.

К таковым относятся окраинные районы нефтегазоносных провинций, малоизученные районы Лено-Вилюйской НГП, а также сухопутная часть Арктической зоны – северная окраина Тимано-Печорской НГП, Западно-Сибирской НГП и Енисейско-Хатангский прогиб, Лено-Тунгусской НГП.

ФАКТЫ

90 млрд т

составляют неоткрытые ресурсы нефти в России, газа – 216 трлн м³

> Перспективными направлениями работ остаются малоизученные шельф и склоны арктических и дальневосточных морей России, подводная окраина восточной Камчатки и Курильских островов

Кроме того, перспективными направлениями работ остаются малоизученные шельф и склоны арктических и дальневосточных морей России, подводная окраина восточной Камчатки и Курильских островов.

Другими важными направлениями геолого-разведочных работ становятся оценка ресурсного потенциала и поиски залежей, как в пределах малоизученных территорий, так и в старых промысловых регионах, таких, например, как Северо-Кавказская НГП, Волго-Уральская НГП, хорошо освоенных районах Западной Сибирской НГП, традиционных антиклинальных объектов, а также в неструктурных (неантиклинальных) ловушках и в ловушках поднадвигового типа в пределах Волго-Уральской и Западно-Сибирской НГП.

Кроме того, особое внимание в последние годы при региональном изучении стало удалятся исследованиям перспективных зон сочленения крупных структурных элементов и их окраинных частей Сибирской платформы (Лено-Тунгусская и Лено-Вилюйская провинции).

Усиливается тенденция проведения целенаправленных геолого-разведочных работ на оценку ресурсного потенциала и поиск залежей в палеозойских корах выветривания. Кроме того, в качестве самостоятельного перспективного объекта регионального поиска выделяется изучение, картирование и оценка ресурсного потенциала клиноформных отложений, например кайнозойских, в пределах Северо-Кавказской НГП и мезозойских в Енисей-Хатангском прогибе и Западно-Сибирской НГП.

Также одним из важных направлений повышения ресурсного потенциала России и, соответственно, проведения региональных геолого-разведочных работ становится целенаправленное изучение палеозойских отложений (фундамента) Западной Сибири, Енисейско-Хатангского прогиба и других территорий.

Целями ближайшего будущего становится изучение глубокопогруженных залежей нефти и газа и региональные работы по изучению глубоких горизонтов осадочного чехла в Прикаспийской НГП.

На акваториях основными направлениями региональных исследований в ближайшей перспективе станут изучение транзитных зон восточно- и западно-арктических морей, континентального склона Северного Ледовитого океана и Тихоокеанской окраины Камчатки и Курильских островов.

Следует отметить, что основные результаты по приросту ресурсного потенциала России и прилегающих акваторий, а также региональное геолого-геофизическое изучение малоизученных территорий в России осуществляется в основном геологическим холдингом АО «Росгеология».

На территории Российской Федерации АО «Росгеология» выполняет широкий спектр геолого-разведочных работ от региональных исследований по госзаказу до подсчета запасов и ввода в эксплуатацию месторождений по коммерческим договорам.

На территории Евразии, за пределами России, в 2019–2020 гг. АО «Росгеология» провела геолого-разведочные работы по коммерческим договорам в Узбекистане, на шельфах Индии. В текущем году планируется заключение соглашений с Норвегией и Великобританией.

Главными направлениями региональных исследований в России в последние годы по-прежнему остаются

региональные сейсморазведочные работы МОГТ 2D, проводимые в комплексе с профильными гравимагнитометрическими, электроразведочными (МТЗ, ЗСБ) и литогазогеохимическими работами, а также бурение параметрических скважин, без которых результаты и эффективность остальных видов исследований существенно снижается.

Так, за последние два года АО «Росгеология» завершило геолого-разведочные работы на углеводородное сырье, проведенные за счет федерального бюджета по 31 госконтракту на площади около 1,3 млн кв. км.

В рамках завершенных государственных контрактов на территории Российской Федерации выполнено 19 747 пог. км МОГТ 2D, на шельфе – 15 599 пог. км МОГТ 2D, электроразведки (МТЗ, ЗСБ) – 14 889 пог. км, гравимагнитных работ – 16 633 пог. км, литогазогеохимии – 8 950 пог. км, параметрическим бурением пройдено – 7473 пог. м, обработано материалов сейсморазведки МОГТ-2D – 59 480 пог. км, проведена интерпретация сейсморазведки МОГТ-2D – 41 780 пог. км, электроразведки – 2656 пог. км, гравиметрии – 17 150 пог. км и 316 км², магнитометрии – 16 700 пог. км, литогазогеохимии – 4806 пог. км.

ФАКТЫ

31 %

составляет разведанность начальных ресурсов нефти в России, газа – 26 %, что позволяет ожидать открытие новых крупных месторождений

> Главными направлениями региональных исследований в России остаются региональные сейсморазведочные работы МОГТ 2D, проводимые в комплексе с профильными гравимагнитометрическими, электроразведочными и литогазогеохимическими работами

За последние два года работы были сосредоточены в основном на территории следующих регионов Российской Федерации: на территории Дальневосточного Федерального округа, преимущественно на территории Республики Саха (Якутия) в Лено-Вилюйской НГП выполнено около 29 %, на территории Сибирского федерального округа – на севере Красноярского края и по обрамлению Сибирской платформы – в Лено-Тунгусской НГП (около 22 %), а также в Приволжском (около 13 %) и Уральском (около 10 %) федеральных округах.

За долгие годы геолого-разведочных работ на территории Волго-Уральской НГП впервые сделано обобщение разнородной информации о палеогеографических условиях, существовавших на этой территории в разное время и предопределивших широкое развитие в ее пределах ловушек УВ неантиклинального типа, детально изучены предпосылки к их формированию в каждый конкретный период осадконакопления и оконтурены зоны их наибольшего распространения, выполнена типизация преимущественно развитых на территории провинции неантиклинальных ловушек УВ и составлены сейсмогеологические модели разных типов ловушек, определены геолого-геофизические критерии выделения в разрезе неантиклинальных ловушек разных генетических типов и предложены инструменты для их целенаправленного поиска. На территории Волго-Уральской НГП локализовано порядка 40 зон, перспективных на поиски залежей УВ в неантиклинальных ловушках различных генетических типов. По результатам работ выявлено более 30 объектов неантиклинального типа. По результатам работ на Мраковской площади выявлено более 30 объектов неантиклинального типа, выявлен некомпенсированный Гумбетовский прогиб, являющийся восточным продолжением Мухано-Ероховского прогиба.

Существенные результаты получены в пределах Лено-Тунгусской НГП: по результатам геолого-геохимических исследований выделены и охарактеризованы потенциально нефтегазоматеринские отложения в пределах Прибайкальского и Предпатомского прогибов, построены карты распространения вендского палеобассейна и дан

прогноз песчаных тел, зон нефтегазонакопления и перспективных участков, выполнена оценка ресурсов по категории $Д_л$ для четырех стратиграфических уровней: удачнинский и чукукский резервуар Кочечумско-Мархинской ПЗНГН и осинский и юряхских горизонты Предпатомской ЗНГН (Кочечумо-Мархинская зона нефтегазонакопления – 7 объектов, 6 объектов – чукукская свита, один – удачнинская свита). На территории Предпатомской зоны нефтегазонакопления выделены 10 зон нефтегазонакопления. Для трех из них даны рекомендации включить в перечень.

В пределах Якутской площади, в западной части Якутского поднятия, закартирован Кенкеминский структурный мыс, в нижневендских отложениях закартированы 7 ловушек, из них три структурно-литологические ловушки с тектоническим экранированием нефтяным насыщением в нижней подсвите устьюдомской свиты (Южно-Якутская-1, Южно-Якутская-2 и Восточно-Якутская), четыре структурно-литологические ловушки с тектоническим экранированием в верхней подсвите устьюдомской свиты (Южно-Якутская, Восточно-Якутская, Южно-Кенкеминская и Кенкеминская). В пределах Усть-Амгинской площади, в западной части Якутского поднятия, закартирован Кенкеминский структурный мыс, в нижневендских отложениях закартированы 7 ловушек: три структурно-литологические ловушки с тектоническим экранированием нефтяным насыщением в нижней подсвите устьюдомской свиты, четыре структурно-литологические ловушки с тектоническим экранированием в верхней подсвите устьюдомской свиты. На Наманинской площади выделено десять перспективных блоков с элементами тектонического, структурного и литологического контроля.

В Енисей-Хатангском прогибе, на Новокубалахской площади установлены нефтематеринские отложения, выделенные в малышевской

ФАКТЫ

1,3 млн км²

составила площадь геолого-разведочных работ на УВ сырье, проведенных АО «Росгеология» за два года за счет федерального бюджета по 31 госконтракту

(средняя юра), яновстанской (верхняя юра) и гольчихинской (средняя юра – нижняя часть нижнего мела) свитах и нижнемеловых нихнехетской и шуратовской свитах, в пределах Жданихинского мегапрогиба выделен отдельный неокомский комплекс клиноформ северного падения, выделены 2 возможные зоны нефтенакопления: Жданихинская возможная ЗНН и Агапская, выявлено 10 локальных нефтегазоперспективных объектов (4 литологических и 6 структурных).

Бурение параметрической скважины № 1 Баженовская (забой 3202,8 пог. м) позволило выделить в мезозойском разрезе нефтематеринские породы суммарной мощностью 58 м с высоким генерационным потенциалом ($С_{орг}$ > 5 %). Выполнены специальные виды исследований баженовско-абалакских отложений с целью получения исходных параметров для разработки методик их освоения. Выделены интервалы высокохрупких пород, перспективных для проведения гидроразрыва пластов. Подтверждена перспективность высокобитуминозных ($С_{орг}$ до 7–14,5 %) пород баженовского горизонта как потенциально продуктивного на «сланцевую» нефть этого интервала в западной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Полученные геологические результаты расширили исследовательскую базу и дали основание для разработки методик освоения баженовско-абалакских отложений. Получены новые данные о геологическом строении осадочного чехла и доюрского фундамента в зоне сочленения западного борта Фроловской мегавпадины с северо-восточным склоном Красноленинского свода.

Бурением Новоякимовской параметрической скважины (1 этап, забой 1600 пог. м) уточнено геологическое строение меловых отложений Агапской потенциально нефтегазоносной зоны, расположенной в Енисей-Хатангском прогибе.

В результате изучения подводной окраины Восточной Камчатки и Северных Курильских островов выделены крупные кайнозойские Прикамчатско-Тихоокеанский и Северо-Курильский бассейны. Впервые оценены начальные суммарные ресурсы по категории D_2 и локализованные ресурсы для 40 объектов.

В море Лаптевых изучено геологическое строение зоны сочленения Притаймырско-Присевероземельской континентальной окраины с Евразийским океаническим бассейном. Впервые выявлено 55 перспективных объектов различного генезиса, по девятнадцати наиболее достоверным объектам выполнена оценка локализованных ресурсов. Получены новые данные о строении и мощности осадочного чехла, выявлены зоны глубинных разломов, уточнено тектоническое и нефтегазогеологическое районирвоание акватории.

С целью подготовки материалов для усиления заявочной документации РФ в Подкомиссии ООН по внешней границе континентального шельфа в Северном Ледовитом океане выполнены комплексные сейсморазведочные и гравимагнитные работы. Впервые в этом регионе работы проводились с восьмикилометровой сейсмической косой. Полученные материалы позволили подтвердить непрерывное прослеживание позднеюрских осадочных комплексов из Северо-Чукотского прогиба в котловину Подводников, что указывает на ее структурную связь с континентальной окраиной. В пределах Северо-Чукотского прогиба подтверждена мощность осадочного чехла до 18–20 км. Оконтурены области распространения косослоистых сейсмофаций, обусловленных клиноформным залеганием предположительно апт-альбских и сеноман-сантонских отложений с которыми связаны существенные перспективы нефтегазоносности данной акватории.

ФАКТЫ

15 599 пог. км

изучено методом общей глубинной точки 2D на шельфе в рамках завершенных государственных контрактов на территории РФ

> В 2019–2020 гг. «Росгеология» обеспечила прирост ресурсов категории $Д_л$ в объеме 22 367 млн т у.т.

В целом по результатам работ АО «Росгео» в 2019–2020 гг. был обеспечен прирост ресурсов категории $D_л$ в объеме 22 367 млн т у.т. Из них по шельфу и Мировому океану – 6 409 млн т у.т. Прирост ресурсов по категории D_2 составил 2,2 млрд т у.т.

В комплексе региональных геолого-разведочных работ за последние годы использованы новейшие отечественные разработки и приемы поиска – методы 3D электроразведки (3D-ЗСБ).

Для повышения достоверности результата при проведении геолого-разведочных работ на территории Приволжского, Южного и Северо-Кавказского федеральных округов предприятиям АО «Росгеология» – АО «НВНИИГГ» и АО «ЦГЭ», совместно с ФГБУ «ВНИГНИ» и ФГБУН «ГИН РАН», была рекомендована и применена инновационная и высокотехнологическая методика сейсморазведочных исследований по технологии Wide-Line (широкий профиль) для детализации строения глубоких горизонтов разреза и картирования малоразмерных перспективных на открытие залежей углеводородных объектов в отложениях девонско-каменноугольного возраста на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Также была адаптирована технология бассейнового моделирования применительно к условиям складчато-надвиговых дислокаций и проведено определение кинетических спектров реакций преобразования органического вещества по образцам нефтегазоматеринских толщ.

В целях улучшения результата геофизических исследований и повышения эффективности работ предлагается использовать вибрационный источник сейсмического сигнала СВС-30-М1+, позволяющий расширить частотный диапазон регистрируемых данных от 4 Гц, а при работах на акваториях, при наличии возможности предлагается проводить работы с возбуждением сейсмических сигналов взрывным источником с бурением полым шнеком и размещением заряда в грунт.

Необходимо отметить, что насущными вопросами в последние годы стала необходимость разработки методик оценки ресурсного потенциала и подсчета запасов углеводородов в неструктурных (неантиклинальных) ловушках.

Для повышения результативности геолого-разведочных работ за счет федерального бюджета было бы целесообразным расширение программы бурения параметрических скважин на суше, а также внедрение программы бурения структурных стратиграфических скважин на шельфах и склонах морских акваторий России.

Чрезвычайно важным является разработка программы проведения, за счет федерального бюджета, работ поискового этапа, основанных непосредственно на результатах региональных работ и нацеленных на открытие месторождений углеводородов.

Keywords: *geological exploration, prospective regions, arctic shelf, oil and gas fields, resource base.*

НОВЫЙ
СПЕЦПРОЕКТ!

НЕФТЬ НА ШЕЛЬФЕ

трансформация добычи

Проект представлен в формате интерактивного гида по теме цифрового будущего российского шельфа, а это значит, что мы подготовили для вас тематические подборки статей, интервью, тестов, видео и даже игру!

SHELF.NEFTEGAZ.RU

Газпром нефть | Стремимся к большему!

Neftegaz.RU

Neftegaz.RU Offshore
номер 2/ 2021 г.

УДК 624.131.31

СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЯХ НА АКВАТОРИЯХ – методы и примеры

Гайнанов Валерий Гарифьянович
профессор кафедры сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова, д.т.н.

Токарев Михаил Юрьевич
ведущий научный сотрудник, геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, к.т.н.

Старовойтов Анатолий Васильевич
геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, к.г.-м.н., доцент

Шалаева Наталья Владимировна
геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова, к.г.-м.н., доцент

АВТОРЫ ДЕЛЯТСЯ ОПЫТОМ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ И КАРТИРОВАНИЯ ОПАСНЫХ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ СООРУЖЕНИЙ И ДОБЫЧИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ, ТАКИХ КАК СКОПЛЕНИЯ ГАЗА В ОТЛОЖЕНИЯХ, ПОДВОДНЫЕ ОПОЛЗНИ И РАЗЛОМЫ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ТАКЖЕ НЕКОТОРЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ ИССЛЕДОВАТЕЛЕЙ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ

AUTHORS ARE SHARING THEIR EXPERIENCE IN USING SEVERAL HIGH RESOLUTION AND VERY HIGH RESOLUTION SEISMIC TECHNOLOGIES FOR INVESTIGATION OF SOME GEOLOGICAL OBJECTS ON THE SEA FLOOR, DANGEROUS FOR MANMADE CONSTRUCTIONS. AUTHORS GIVE ALSO THE REVIEW OF SOME PUBLISHED RESULTS OF THE SIMILAR INVESTIGATIONS MADE ABROAD

Ключевые слова: *высокоразрешающая сейсморазведка, сейсмоакустические исследования, яркие пятна, полярность отражения, скопления газа.*

Все большее продвижение производственной активности человека на акватории сопровождается не только новыми успехами, но и все большим количеством разных аварий и потерь. Многих аварий можно было бы избежать, если бы мы лучше знали геологическое строение оснований под водой, существующие там разные опасности как для производства работ, так и долговременного нахождения производственных объектов.

При проведении инженерных изысканий под крупные сооружения на акваториях, для прогнозирования разного рода геологических опасностей привлекаются разные виды сейсмических исследований, начиная от сейсмологических наблюдений и сейсмического районирования до акустических исследований на образцах грунта. Непосредственно сейсмические исследования сейчас принято разделять на высокоразрешающую сейсморазведку, сейсмоакустические и акустические исследования. В англоязычной литературе их принято называть «high resolution», «very high resolution» и «ultra high resolution seismic».

Высокоразрешающая сейсморазведка проводится по технологии, подобной обычной сейсморазведке, но, так как цели исследований – верхняя часть разреза до глубин 0,5–1 км с разрешающей способностью не хуже 5 м, применяются более высокочастотные источники (пневмоисточники объемом 0,5–1 дм^3), относительно короткие многоканальные косы (длиной 0,5–1 км и шагом наблюдений около 5 м). Буксировка источников и косы осуществляется также на меньшей глубине – около 1–2 м. В остальном все осуществляется как в обычной сейсморазведке МОВ ОГТ.

ФАКТЫ

Цель высокоразрешающей сейсморазведки – изучение верхней части разреза до глубин 1 км, в отличие от МОВ ОГТ применяются пневмоисточники объемом 0,5–1 дм^3 и короткие многоканальные косы (0,5–1 км, шагом наблюдений около 5 м)

К акустическим исследованиям можно отнести работы с акустическими профилографами и гидролокаторами бокового обзора.

Сейсмоакустические исследования, которым в основном посвящена данная работа, занимают промежуточное положение между двумя группами методов исследований и имеют целью исследование геологического разреза до глубин около 100 м с разрешающей способностью 0,5–5 м. Гидроакустические приборы не обеспечивают такой глубинности исследований из-за поглощающих свойств геологического разреза,

РИС. 1. Выбросы газа из поддонных отложений, приводящие к авариям

Основные геологические процессы – выбросы газа из зон АВПД

Гибель буровой платформы в результате выброса газа из газового кармана с АВПД и последующего пожара

Выброс газа на шельфе Норвежского моря вблизи буровой платформы West Vanguard (1985 г.)

Фонтанирование скважины (Байдарацкая губа, Карское море)

РИС. 2. Примеры амплитудных аномалий, связанных с газонасыщением горных пород: а) амплитудные аномалии над сводом антиклинали; б) фокусированная разгрузка флюидов на дне

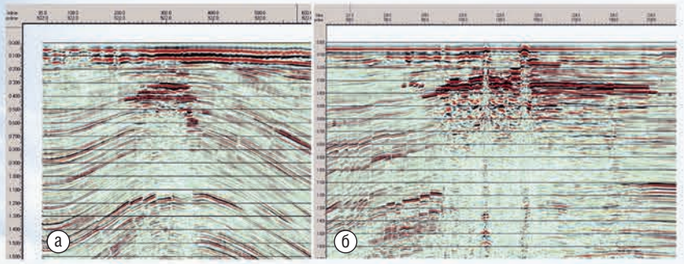
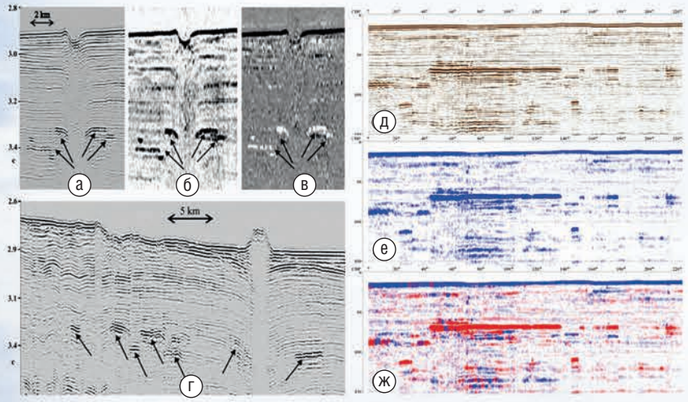


РИС. 3. Фрагменты сейсмоакустических временных разрезов с «яркими пятнами» вблизи жерла грязевых вулканов в глубоководной части Черного моря: а) фрагмент временного разреза по профилю через вулкан «Тредмар»; б) тот же фрагмент – разрез мгновенных амплитуд; в) разрез полярности отражений; г) фрагмент временного разреза по профилю через вулкан «МГУ» (стрелки указывают на «яркие пятна»); д) фрагмент временного разреза с «яркими пятнами» с Северного Каспия; е) разрез «мгновенных амплитуд»; ж) разрез полярности отражений (скопления газа выделяются отрицательной полярностью отражений)



а сейсморазведка, даже высокоразрешающая, не дает достаточной разрешающей способности. При сейсмоакустических исследованиях на акваториях применяются технологии, подобные сейсморазведочным, однако для достижения высокой разрешающей способности и детальности используют гораздо более высокочастотные импульсные источники упругих волн (спаркер и бумер), а также компактные буксируемые приемные системы с числом каналов от 1 до 16–48. Источник и приемная система обычно буксируются на глубине не более 0,2–1 м, что создает определенные проблемы в задании такой глубины буксировки, и позволяет работать лишь при достаточно благоприятных погодных условиях.

В работе на конкретных примерах рассмотрено применение различных технологий сейсмоакустических исследований для целей инженерных изысканий на акваториях, дается также обзор новых методов высокоразрешающих сейсмических исследований с примерами их использования при изысканиях под строительство разных сооружений. Рассматриваются достоинства и недостатки таких методов, как одноканальное и многоканальное сейсмоакустическое профилирование, профилирование с заглубленной расстановкой и с наклонной косой, трехмерные сейсмоакустические исследования, выполнение наблюдений с донными станциями.

ФАКТЫ

100 м

глубина и 0,5–5 м разрешающая способность – параметры геологического разреза, сейсмоакустическим исследованиям которого посвящена данная работа

Амплитудные аномалии на сейсмических разрезах, связанные с газонасыщением пород, и возможности выбора безопасной площадки для установки буровой платформы

Выбросы газа при попадании бурового инструмента даже в небольшие скопления в отложениях могут приводить к разным аварийным ситуациям: если даже не произошел взрывной выброс с непосредственной аварией буровой платформы, как на приведенном на рис. 1 примерах, то постепенная утечка газа может привести к падению давления внутри пластов и, как следствие, к оседанию грунта. Если здесь окажется одна из опор буровой платформы, то авария неизбежна.

Скопления газа в геологическом разрезе могут иметь разный характер и могут по-разному проявляться на сейсмических разрезах.

Чем вызваны «яркие пятна» на сейсмических временных разрезах? Всегда ли это отражения от скоплений газа? Для проверки этого предположения мы преобразовываем временные разрезы в разрезы огибающей амплитуд и разрезы полярностей сигнала. Обычно отражения от газовой залежи имеют отрицательную полярность, о чем свидетельствуют наши примеры (Гайнанов, 2008; Танер и Шериф, 1982).

Грязевые вулканы образуются при выбросе газонасыщенной грязевулканической брекчии с больших глубин (Иванов и др., 1989).

РИС. 4. Выбор безопасного положения площадки для буровой платформы по данным сейсмоакустического профилирования: а) на сейсмоакустическом временном разрезе выделяются аномалии типа «яркого пятна», предположительно отрицательной полярности отражения, и, по всей видимости, отражения от скоплений газа; б) для большей убедительности разрез представлен в виде огибающей амплитуд; в) графики амплитуд по соответствующим временным срезам также показывают резкое возрастание амплитуд отражений от этих интервалов отложений

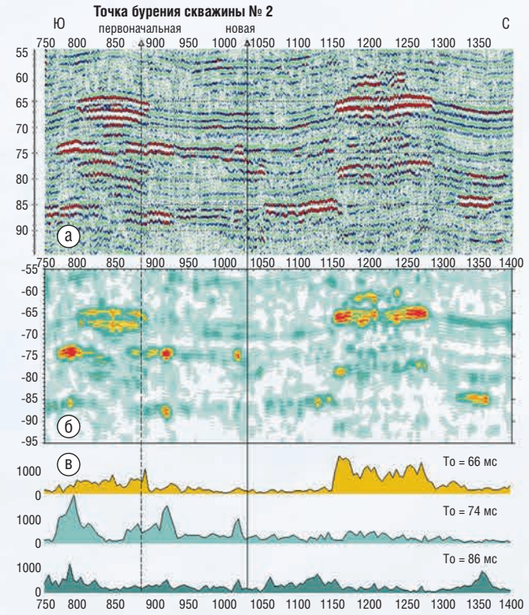
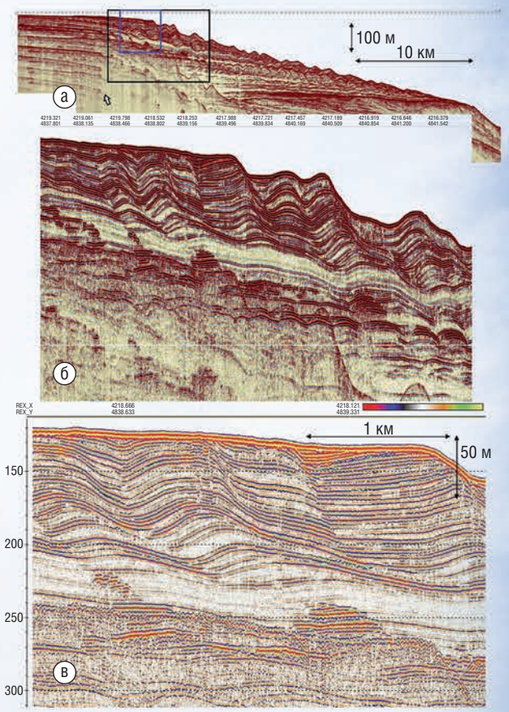


РИС. 5. Временной разрез по региональному профилю на западном склоне дна Каспийского моря (а) и увеличенные фрагменты одного из участков (б и в) (на мелкомасштабном разрезе выделены прямоугольниками)



«Яркие пятна» вблизи жерла этих вулканов свидетельствуют о скоплениях газа, образовавшихся в «карманах» горных пород при этом процессе. Распределение этих небольших скоплений газа в осадках на определенной глубине от дна водоема, по-видимому, является некоторым подобием BSR – Bottom Simulating Reflections, который обычно индицирует границу стабильности газогидратов. Наши расчеты термобарических условий на этих глубинах по данным бурения Гломар Челленджер также подтверждают это (Gainanov et al., 1998).

На примере с Северного Каспия проектное положение буровой платформы как раз попадало на это большое «яркое пятно», после проведения сейсмоакустических исследований на этой площадке было рекомендовано сместить положение платформы в более безопасное место (Гайнанов и др., 2005).

Следующий пример, любезно представленный авторам коллегами из Риги (Безродных и др., 2002), показывает, как в результате анализа данных сейсмоакустического профилирования первоначально выбранная площадка для установки буровой платформы была перенесена в новое место, где опасность попадания в скопления газа считается маловероятной.

ФАКТЫ

1-48

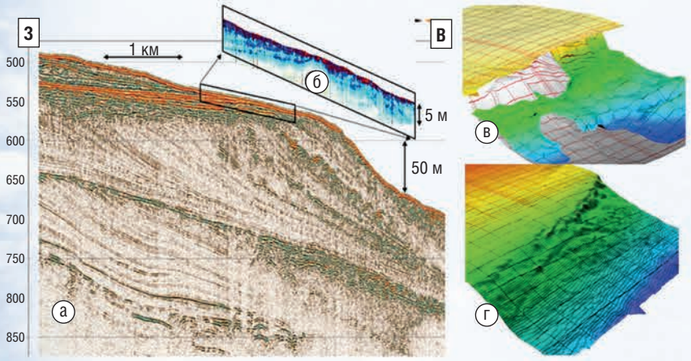
число каналов буксируемых приемных систем, используемых для достижения высокой разрешающей способности и детальности

Комплексные сейсмоакустические исследования площадок под установку буровых платформ в центральной части Каспийского моря

Среди методов исследований были: 1) многолучевой эхолот; 2) одноканальное сейсмоакустическое профилирование;
3) параметрический профилограф SES-96 и другие (Гайнанов и др., 2005).

Отработанный в самом начале исследований региональный профиль благодаря достаточно высокому разрешению и глубинности исследований дал много информации об особенностях геологического строения верхней части разреза (рис. 5). Выделяются несколько струтурных этажей, разделенных четко выраженными несогласиями,

РИС. 6. Сейсмоакустический временной разрез по одному из профилей на полигоне в западной части Каспийского моря (а). Сверху в малом окне приводится разрез профилографа SES-96 (б). Справа показана структурная карта по некоторым отражающим горизонтам на этом же полигоне (в). Зеленый горизонт, судя по характерной конфигурации, представляет огибающую поверхности древних оползневых тел. Ниже представлен рельеф дна по многолучевому эхолоту (г) – наблюдаются уже современные многочисленные небольшие оползни и один большой оползень



хорошо видно строение «осадочных волн», характерных для этого места (Поляков и др., 2006), на увеличенных фрагментах можно наблюдать «яркие пятна», вызванные скоплениями газа.

К сожалению, для данных сейсмогеологических условий сверхвысокоразрешающий параметрический профилограф SES-96 оказался малоинформативным – на приведенном на рис. 6 сравнении разреза SES-96 с сейсмоакустическим разрезом, глубинность SES-96 оказывается в десятки раз меньше и никакой новой инофрмации уже не дает. На сейсмоакустическом разрезе можно выделить несколько структурных несогласий, дифрагированные волны от неоднородностей, по-видимому, оползневых тел.

Инженерно-геологические изыскания в заливе Св. Петра под строительство портовых сооружений

В настоящее время все чаще используются многоканальные сейсмоакустические наблюдения. На приведенном ниже примере данные получены с использованием 16-канальной пьезокосы общей длиной 40 м (шаг между гидрофонами 2 м). Возбуждение колебаний осуществлялось источниками типа спаркер (частота излучаемых колебаний 100–1000 Гц) или бумер (частота 500–5000 Гц). Буксировка излучателя и приемной косы осуществлялась с использованием специального плотика на глубине 0,3–0,9 м от поверхности воды. Интервал между точками излучения составлял 1,5–2,5 м, при скорости судна 3–5 узлов. Полевые работы проводились по методике многократных перекрытий (МОГТ), с кратностью перекрытия в среднем 8–16 раз.

Обработка данных проводилась в системе «RadExPro» и включала основные процедуры способа ОГТ: частотную фильтрацию, регулировку амплитуд, скоростной анализ, суммирование трасс ОГТ. По мере необходимости осуществлялся ввод и коррекция статических поправок, деконволюция и двухмерная фильтрация данных. Для более достоверного определения физической природы границ по отдельным участкам профилей вычислялись мгновенные амплитуды и полярности отражений (Гайнанов и др., 2007, 2008, 2008а, 2008б).

ФАКТЫ

16-канальные

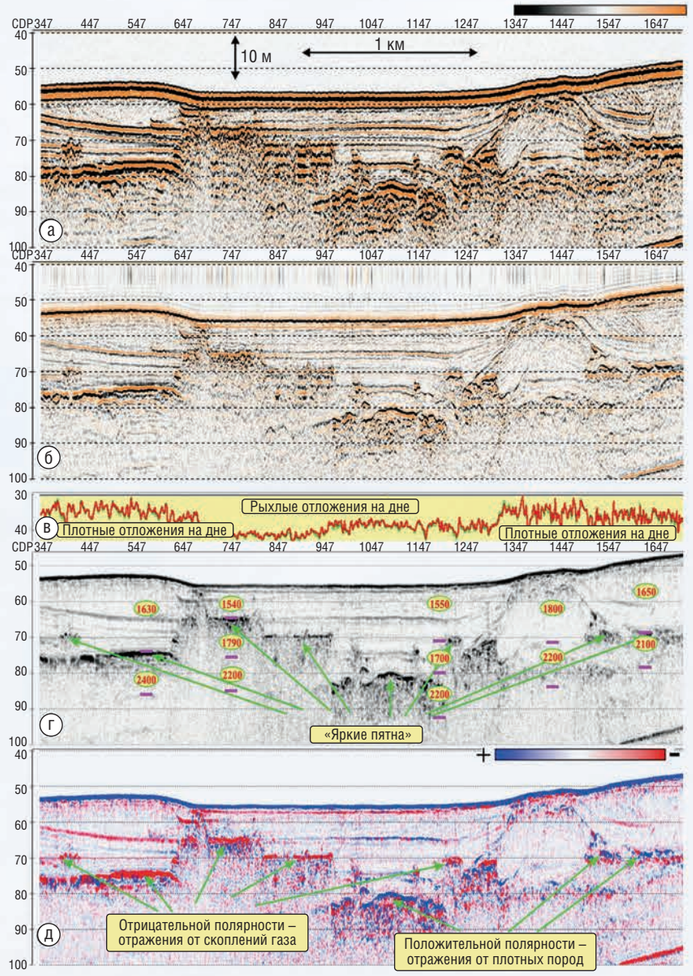
аналоговые сейсмические косы, буксируемые с двух выстрелов длиной 4,5 метров, расположенных по бортам судна, составляют приемную часть системы трехмерных сейсмоакустических наблюдений, разработанной на кафедре сейсмометрии и геоакустики Геологического факультета МГУ

Исследования проводились в заливе Св. Петра вблизи Находки во время инженерно-геологических изысканий под строительство портовых сооружений. В задачи работ входило изучение верхней части разреза до глубины 30–100 м по грунту с разрешающей способностью 0,5–3 м. Требовалось расчленить разрез на верхнюю рыхлую толщу и коренные отложения, выделить разломы, зоны залегания рыхлых «полужидких» илов и газоносных отложений.

Коренные отложения представлены здесь в основном интрузивными и эффузивными породами, а также метаморфизированными осадочными образованиями, осадочная толща сложена песчано-глинистыми отложениями различного типа – от прибрежно-морских до морских. Так как район исследований тектонически активен, то конфигурации границ и мощности отложений сильно изменяются даже в пределах небольшого участка инженерных изысканий.

Во многих местах на сейсмоакустических разрезах выделяются отдельные сильные отражающие границы, интенсивность отражения от которых иногда даже превышает интенсивность отражения от дна (рис. 7). Так как эти «яркие пятна» по их проявлению на временных разрезах напоминают упомянутые выше отражения от скоплений газа, был соблазн интерпретировать их именно так. Однако для более достоверной оценки физической природы этих «ярких пятен» по отдельным участкам профилей мы провели специальную углубленную обработку (рис. 7, б–д).

РИС. 7. Сейсмоакустический временной разрез по одному из профилей на полигоне в западной части Каспийского моря (а). Сверху в малом окне приводится разрез профилографа SES-96 (б). Справа показана структурная карта по некоторым отражающим горизонтам на этом же полигоне (в). Зеленый горизонт, судя по характерной конфигурации, представляет огибающую поверхности древних оползневых тел. Ниже представлен рельеф дна по многолучевому эхолоту (г) – наблюдаются уже современные многочисленные небольшие оползни, и один большой оползень



На разрезе полярности отражений (рис. 7, д) видно, что часть «ярких пятен» характеризуется отрицательной полярностью отражений, а другая, хотя и меньшая часть, – положительной полярностью. Отрицательная полярность отражений свидетельствует об уменьшении акустической жесткости среды под границей, в данном случае – о значительном уменьшении, что, по всей видимости, обусловлено газонасыщением этих осадков. О том, что это скопления газа, говорит также распределение их в разрезе – кулисообразное расположение на разных уровнях и в форме «факелов». Интенсивные отражения положительной полярности, по-видимому, образованы от поверхности коренных пород или от поверхности крупнообломочных отложений, состоящих по большей части из обломков коренных пород.

Относительно высокие значения пластовых скоростей (2200–2400 м/с), полученные для этих интервалов разреза по результатам скоростного анализа многоканальных данных, подтверждают этот вариант интерпретации (рис. 7, г).

На разрезе мгновенных амплитуд (рис. 7, г) можно заметить, что интенсивность отражений от дна вдоль профиля меняется. Действительно, на графике (рис. 7, в) видны существенные изменения амплитуды отраженной от дна волны: в центральной части профиля – на опущенном участке дна амплитуда ниже, чем в начале и конце профиля на приподнятых участках дна. Это позволяет утверждать, что опущенный участок дна сложен акустически менее плотными отложениями, чем приподнятые участки. Конфигурация границ на сейсмическом временном разрезе (рис. 7, а, б) показывает, что здесь на дне залегают наиболее молодые отложения, что также говорит в пользу этого утверждения. И, наконец, ровная и почти горизонтальная поверхность дна может быть обусловлена рыхлостью и «полужидким» состоянием этих осадков.

Данные о пластовых скоростях также подтверждают такой вариант интерпретации изменения коэффициента отражения от дна в центральной наиболее глубоководной части профиля (рис. 7, г) – здесь пластовая скорость в придонных отложениях падает до 1540 м/с, в то время как скорость в приподнятых участках дна имеет значения 1630–1800 м/с.

Таким образом, комплексная интерпретация динамических и кинематических параметров сейсмоакустической записи на данном примере позволяет вполне достоверно идентифицировать разные по литологии и физико-механическим характеристикам отложения даже при отсутствии прямых скважинных данных.

Neftegaz.RU Offshore
номер 2/ 2021 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

РИС. 8. Сейсмоакустический разрез через русло реки. Источник – бумер. Суммирование по ОГТ 10 каналов (1, 2 – точки, для которых приведены результаты скоростного анализа на рис. 9)

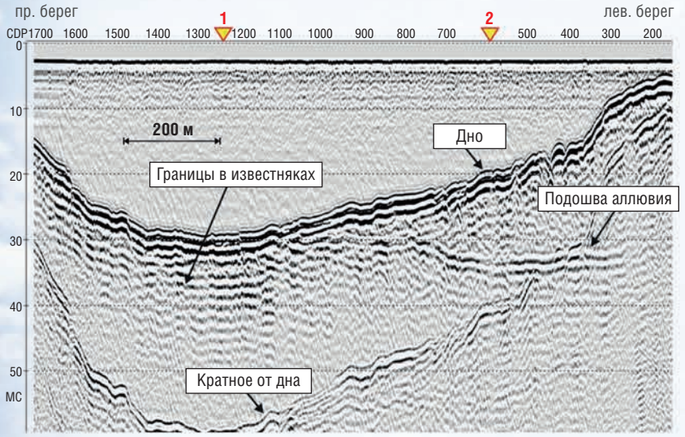


РИС. 9. Сейсмоакустический разрез вдоль русла реки (а) в сравнении с фрагментом мозаики ГЛБО (б). Хорошо видно строение и характер распространения песчаных валов на дне реки (стрелкой на мозаике ГЛБО показано расположение сейсмоакустического профиля)

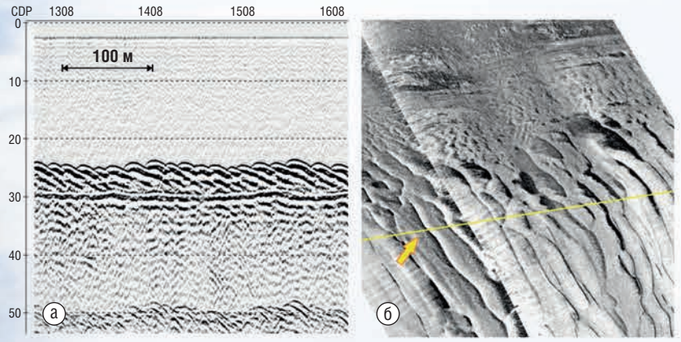
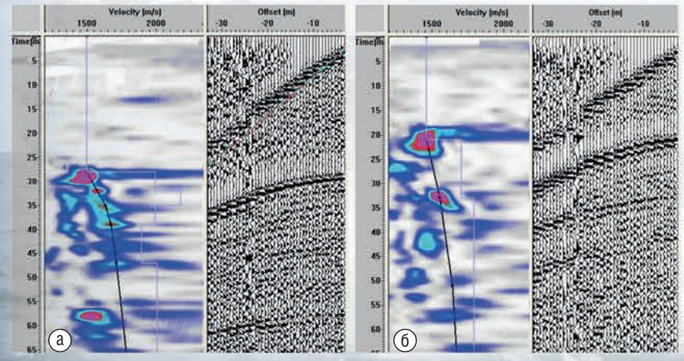


РИС. 10. Примеры окон скоростного анализа для точек наблюдений, где на дне залегают известняки (а), и там, где на дне аллювиальные отложения (б). Кроме характерной формы записи на временных разрезах (рис. 8), известняки выделяются более высокими значениями пластовых скоростей (2000–2200 м/с), в то время как пластовая скорость для аллювиальных отложений – 1600–1700 м/с



Сейсмоакустические исследования при инженерных изысканиях для трубопроводных переходов и мостов через реки

На рис. 8 представлен сейсмоакустический разрез через русло большой реки, у которой на правом берегу обнажаются известняки, а левый берег является аккумулятивным и болотистым (Гайнанов и др., 2008). На разрезе четко выделяется подошва аллювиальных отложений, накопленных у левого берега реки. На профиле, пройденном вдоль реки, наблюдаются песчаные валы, накопленные в русле (Рис. 8, а). Распространение песчаных валов в плане хорошо видно на мозаике ГЛБО (Рис. 8, б).

Результаты скоростного анализа многоканальных данных использовались при интерпретации для перестроения временного разреза в глубинный, а также для более достоверной идентификации литологии и физических свойств выделенных типов отложений. Например, известняки, залегающие у правого берега и глубоководной части русла реки, выделяются достаточно большими значениями пластовых скоростей – 2000–2200 м/с (рис. 10, а), в то время как аллювиальные отложения характеризуются значениями около 1600–1700 м/с (рис. 10, б). Следует заметить, что, хотя известняки отличаются от аллювиальных отложений более высокими значениями сейсмических скоростей, но эти значения очень низкие для известняков. Это свидетельствует о разрушенности и рыхлости известняков, так что их несущая способность должна быть низкая.

Новые технологии сейсмических исследований при инженерных изысканиях на акваториях

Все большее расширение строительных и производственных работ на акваториях, возрастающая опасность от аварий на таких объектах и в то же время растущие технические возможности для сейсмических исследований привели к разработке новых технологий таких исследований

РИС. 11. Схема наблюдений с заглубленной расстановкой (а), пример зарегистрированной сейсмограммы (б) и спектры прямой волны на разных удалениях (в) (вступления прямой волны приведены к одному времени). Амплитуда прямой волны монотонно затухает с расстоянием, форма волны и частотный спектр практически не меняются

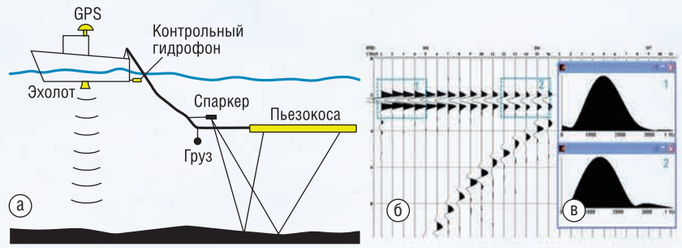
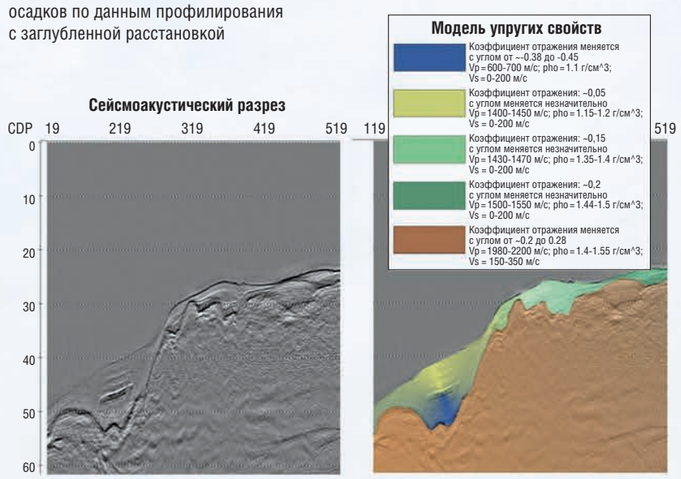


РИС. 12. Сейсмоакустический разрез и модель упругих свойств осадков по данным профилирования с заглубленной расстановкой



в попытках получить больше информации об исследуемых геологических объектах – большей глубинности исследований, более высокой разрешающей способности, возможности оценки литологии и физико-механических характеристик грунта (Токарев и Гайнанов, 2016).

Далее мы даем краткий обзор таких технологий, некоторые из которых мы разработали сами или совместно с нашими коллегами, а также те, которые мы знаем по опубликованным данным и можем оценить адекватно.

ФАКТЫ

0,2-1 м

глубина буксировки источника и приемной системы, что позволяет работать только при благоприятных погодных условиях

Сейсмоакустическое профилирование с заглубленной расстановкой

Первые разработчики метода сейсмоакустического профилирования на акваториях исходили из предпосылки обеспечения максимальной амплитуды посылаемого в среду сигнала и оптимальных условий его приема. При одноканальном приеме и без возможности последующей обработки данных это требовало буксировки источника и приемника на глубине, равной 1/4 преобладающей длины волны. При этом отраженная от поверхности воды волна синфазно суммируется с первоначальной, и тем самым амплитуда суммарного сигнала кратно возрастает (Гайнанов, 2019; Шалаева и Старовойтов, 2010). Однако волнение моря и постоянно меняющаяся глубина буксировки приводят к изменениям амплитуды и формы суммарного сигнала и делают невозможными точную оценку отражательной способности границ.

В настоящее время появление многоканальных высокоточных цифровых систем регистрации данных сейсмоакустического профилирования и возможности последующей цифровой обработки данных позволили реализовать наблюдения с заглубленной расстановкой (Tokarev et al., 2006), при которой отражения от поверхности воды уже не интерферируют с прямой и отраженной волной – амплитуда и форма сигнала оказываются гораздо более стабильными (рис. 11).

Полученные с такой системой данные обеспечивают очень высокую разрешенность временных разрезов, а последующая обработка позволяет построить модель упругих свойств осадков (рис. 12).

Сейсмоакустическое профилирование с наклонно буксируемой косой

Сейсмоакустическое профилирование с заглубленной расстановкой имеет определенные недостатки – такие работы можно выполнять только начиная с достаточной глубины воды, при расчлененном рельефе дна часть площади не может быть исследована таким образом, скорость профилирования в несколько раз ниже, чем при работах с приповерхностно буксируемой системой. Поэтому возникла идея избавиться от волн-спутников другим способом – максимально ослабить волны-спутники в точке приема за счет несинфазного их суммирования (Гайнанов, 2019). Идея реализуется наклонной буксировкой многоканальной

РИС. 13. Схема наклонной буксировки многоканальной приемной косы (а), зарегистрированная сейсмограмма (б) (разным цветом показаны пикировки вступлений отраженной волны и волны-спутника), сейсмограмма после введния соответствующих статических и кинематических поправок (в), временной разрез ОГТ после обратной фильтрации (г)

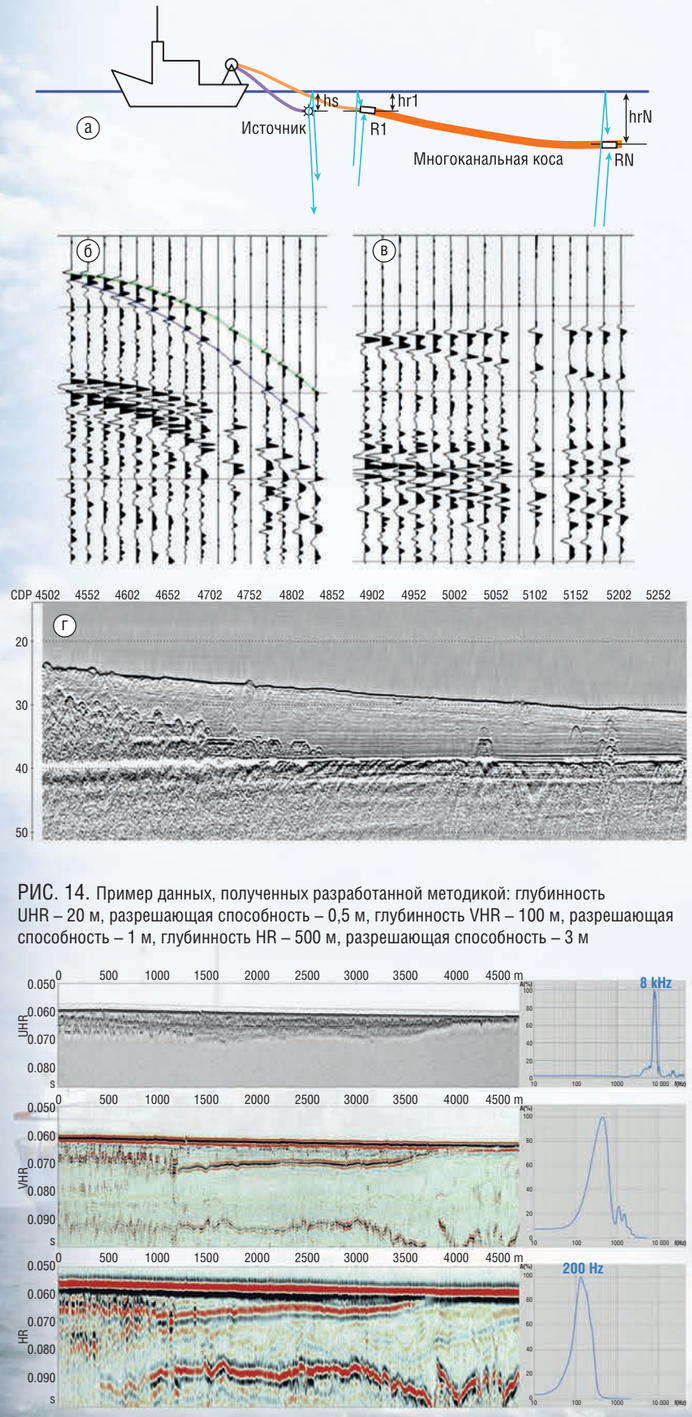


РИС. 14. Пример данных, полученных разработанной методикой: глубинность UHR – 20 м, разрешающая способность – 0,5 м, глубинность VHR – 100 м, разрешающая способность – 1 м, глубинность HR – 500 м, разрешающая способность – 3 м

косы так, что приемники разных каналов оказываются не на одинаковых «согласованных» глубинах, а, наоборот, на разных глубинах (рис. 13, а). При обработке данных перед суммированием по ОГТ вводятся статические и кинематические поправки, выравнивающие вступления первых волн, и они суммируются синфазно. Волны-спутники суммируются с остаточными разбросами времен, и существенно подавляются (рис. 13, б,в). Еще большее подавление волн-спутников достигается применением специальной процедуры обратной фильтрации (рис. 13, г).

Преимущества данной технологии (Токарев и Гайнанов, 2016):

- Гораздо проще буксировать многоканальную косу наклонно – теперь можно задавать согласованную глубину только для источника и первых каналов косы, последующие каналы могут идти на все больших глубинах (рис. 13, а). Точный расчет заглублений и нейтральной плавучести косы не требуется.
- Достигается значительно более высокая, чем по традиционной технологии, разрешающая способность исследований при использовании одних и тех же источников и приемных систем, так как вся обработка (суммирование, фильтрация) направлена на выделение сигнала, сформированного только в источнике.
- Обеспечивается более высокая стабильность и меньшая зависимость суммарного сигнала от условий буксировки и состояния моря.

Методика двухуровневых трехчастотных наблюдений

Для реализации преимуществ заглубленных и приповерхностно буксируемых систем и достижения максимальной разрешающей способности при достаточной глубинности исследований, нами разработана методика двухуровневых трехчастотных наблюдений, когда сейсмоакустическое профилирование выполняется в трех частотных диапазонах:

РИС. 15. Система для трехмерных сейсмоакустических наблюдений на базе двух 16-канальных кос (а), полученный после обработки данных куб (б)

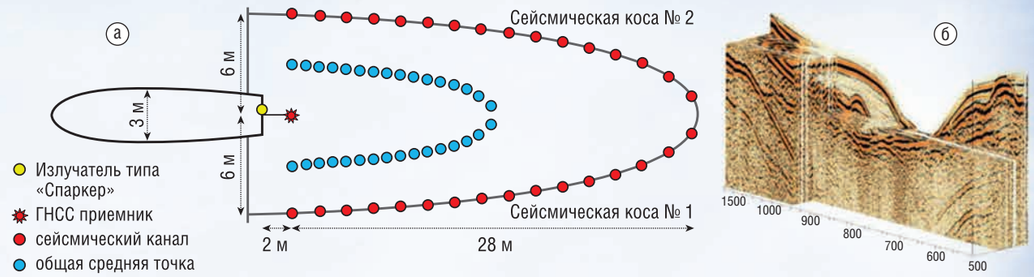
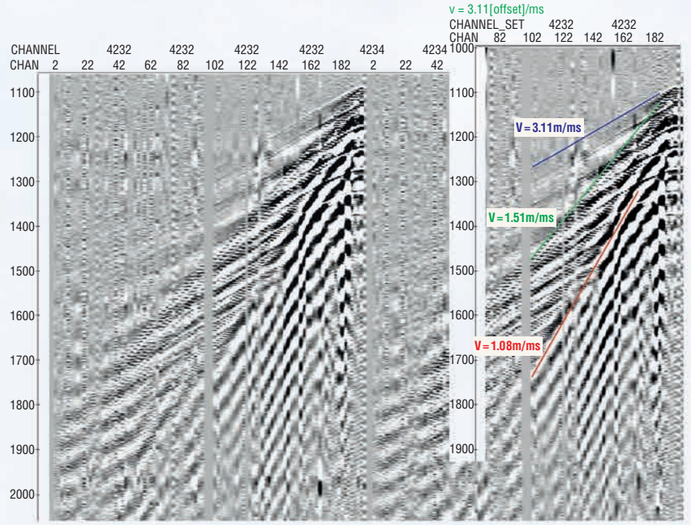


РИС. 16. Характерные сейсмограммы, записанные донной косой длиной 1200 м (100 пьезоприемных каналов с шагом 12,5 м) при возбуждении упругих волн пневматическим источником объемом 0,4 литра. Справа пропикированы почти прямолинейные оси синфазности и показаны кажущиеся скорости преломленной (синяя), прямой в воде (зеленая) и поверхностной по дну (красная) волны (волна Шольте)



- Параметрический профилограф (UHR) – центральные частоты записи 8 кГц и 100 кГц.
- Электроискровой источник «Спаркер» с регистрацией заглубленной 16-канальной косой (VHR) – центральная частота сигнала около 500 Гц.
- Пневматический источник с регистрацией 96-канальной косой (HR) – центральная частота сигнала около 200 Гц.

Трехмерные сейсмоакустические исследования

На кафедре сейсмометрии и геоакустики Геологического факультета МГУ совместно с компанией «Сплит» разработаны несколько систем для трехмерных сейсмоакустических наблюдений, одна из них показана на рис. 15 (Шматков, Токарев, 2014; Гайнанов и др., 2017).

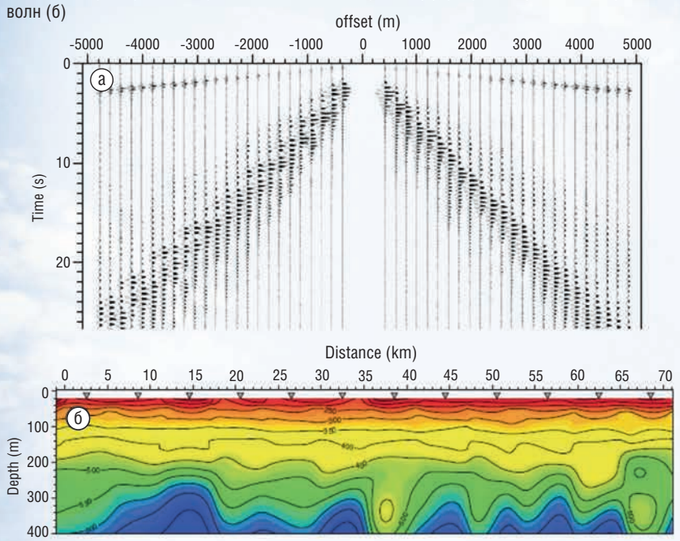
Приемная часть системы состоит из двух 16-канальных аналоговых сейсмических кос, буксируемых с двух выстрелов длиной около 4,5 метра, расположенных по бортам судна. Это обеспечивает разнос первых каналов сейсмических кос на 12 метров друг от друга. Для получения необходимой формы приемной системы хвостовые части кос соединяются вместе. Для возбуждения упругих колебаний используется излучатель типа «спаркер».

Вполне удовлетворительная работоспособность системы демонстрируется полученным в результате проведенной обработки данных сейсмоакустическим кубом с размерами бина 0,5×0,5 м.

Использование донных станций для сейсмических наблюдений при инженерных изысканиях

В настоящее время для сейсмических исследований на акваториях все больше начинают применять донные станции и донные косы. Несмотря на большую трудоемкость таких исследований, в определенных условиях их преимущества превалируют, а именно, так как в них обычно используются 4-компонентные приемники сейсмических колебаний, появляется возможность получать информацию о скоростях распространения поперечных волн, что очень важно для оценки несущей способности грунтов. Кроме того, их стационарная установка на дне позволяет вести долговременный мониторинг среды, позволяет получать высококачественные данные с очень низким уровнем шумов (www.iongeo.com, www.sercel.com).

РИС. 17. Пример сейсмограммы общей точки приема (а), разрез скоростей поперечных волн (б)



У нас также есть опыт наблюдений с донными косами (Максимов и др., 2017; Гайнанов и др., 2017, 2017а). На рис. 16 представлен один из примеров такой сейсмограммы, на которой четко выделяются три типа волн.

Пример изучения свойств донных отложений в Бохайском море с применением донных станций представлен в работе китайских ученых (Wang et al., 2016). 12 донных станций были установлены вдоль прямолинейного профиля с интервалом 5 км. Возбуждение колебаний производилось пневмопушкой с интервалом 190 м. Высококачественные записи волн Шольте были получены на удалениях 0,4–5 км в частотном диапазоне 0,9–3,0 Гц (рис. 17, а). По дисперсионным кривым этих волн было установлено распределение скорости поперечных волн в верхней части донных отложений (рис.17, б).

Заключение

В настоящее время основная область применения сейсмоакустических исследований – инженерно-геологических изысканиях под строительство крупных сооружений на шельфе и мелководье. И наличие разных методов позволяет в принципе решать такие задачи более уверенно и более достоверно, выбирать необходимый комплекс методов в соответствии со сложностью поставленной задачи и бюджетом работ. ●

ФАКТЫ

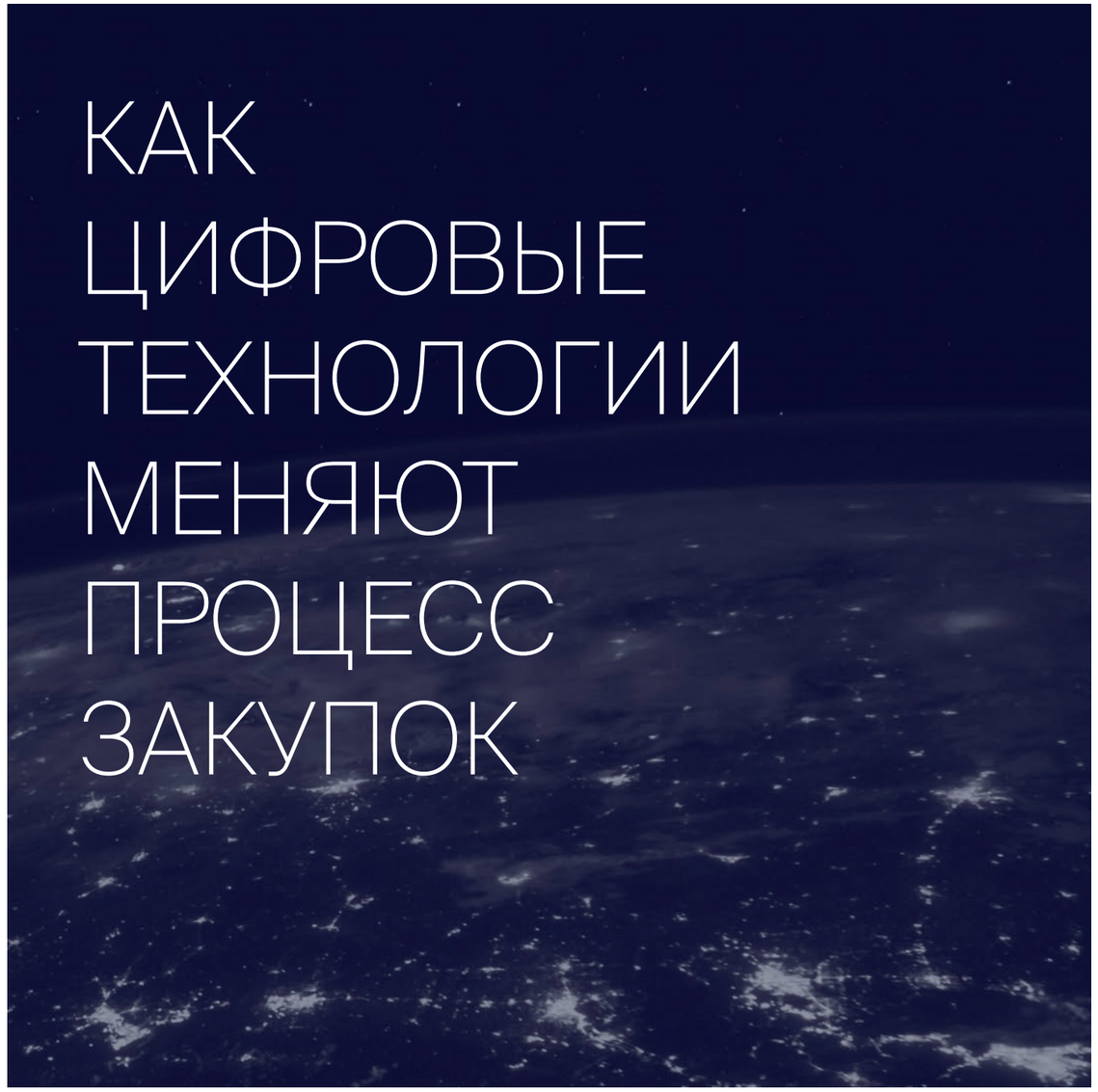
4-

компонентные приемники сейсмических колебаний дают возможность получать информацию о скорости распространения поперечных волн, что важно для оценки несущей способности грунтов

Литература

1. *Безродных Ю.П., Лисин В.П., Федоров В.И., Кутузов А.Н. Опыт применения сейсмоакустики и комплексирование ее с другими методами при инженерных изысканиях и обследовании подводных трубопроводов // Разведка и охрана недр. 2002, № 1. С. 2–5.*
2. *Гайнанов В.Г. Методы сейсмоакустических исследований на акваториях. Теория и практика. М. ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2019. 146 с.*
3. *Гайнанов В.Г. Об использовании динамических параметров записи при сейсмоакустическом профилировании // Вестник МГУ. Серия Геология. № 5, 2008.*
4. *Гайнанов В.Г., Верхняцкий А.А., Токарев М.Ю., Шматков А.А. Трехмерные сейсмоакустические наблюдения на акваториях: обзор современных технологий // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. № 1. С. 56–68.*
5. *Гайнанов В.Г., Левченко О.В., Мерклин Л.Р., Соколов С.Ю.Комплексные сейсмоакустические исследования площадок под установку буровых платформ в Каспийском море. Тезисы докладов VII Международной научно-практической конференции «Геомодель-2005», Геленджик, 2005.*
6. *Гайнанов В.Г., Максимов Г.А., Денисов Д.М., Ларичев В.А., Лесонен Д.Н., Григорьев А.Г., Корольков З.А. Возможности применения донных сейсмокос для целей инженерно-геологических исследований на шельфе – некоторые результаты полевых испытаний // Труды VI Международной научно-практической конференции «Морские исследования и образование: MARESEDU-2017». 2017а, с. 554–556.*
7. *Гайнанов В.Г., Половков В.В., Воронов М.А., Бирюков Е.А., Потемка А.К., Исаенков Р.И., Стенин Д.В. Сравнительные испытания донных станций, донных и буксируемых сейсмических кос с целью применения их при инженерно-геологических исследованиях на акваториях // Труды Международной научно-практической конференции «Сейсмические технологии-2017». М. 2017б.*
8. *Гайнанов В.Г., Старовойтов А.В., Баскакова Г.В.Сейсмоакустические методы при инженерно-геологических изысканиях на реках // Разведка и охрана недр. № 12, 2008.*
9. *Иванов М.К., Конюхов А.И., Кульницкий Л.М., Мусатов А.А. Грязевые вулканы в глубоководной части Черного моря // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 1989. № 3. С. 48–54.*
10. *Максимов Г.А., Денисов Д.Н., Ларичев В.А. и др. Цифровая твердотельная буксируемая сейсмокоса малого диаметра для морской инженерной сейсморазведки // Ученые записки физического факультета Московского университета. 2017, № 5, 1750126, с. 1–3.*
11. *Поляков А.С., Гайнанов В.Г., Росляков А.Г., Свальнов В.Н., Левченко О.В., Мерклин Л.Р. Предварительная генетическая интерпретация осадочных волн на западном склоне Дербентской впадины. Тезисы IV Всероссийского литологического совещания «ОСАДОЧНЫЕ ПРОЦЕССЫ седиментогенез, литогенез, рудогенез (эволюция, типизация, диагностика, моделирование)». Москва, 2006.*
12. *Танер М.Т., Шериф Р.Е. Использование амплитуды, частоты и других параметров при стратиграфическом анализе и выявлении углеводородов // Сейсмическая стратиграфия./ Под ред. Ч. Пейтона. М.: Мир, 1982. С. 539–557.*
13. *Токарев М.Ю. Гайнанов В.Г. Новые технологии сейсмоакустического профилирования на акваториях // Приборы и системы разведочной геофизики. № 3, 2016. С. 18–23.*
14. *Шалаева Н.В., Старовойтов А.В. Основы сейсмоакустики на мелководных акваториях. Учебное пособие. М. Издательство МГУ, 2010, 256 с.*
15. *Gainanov V., Bouriak S., Ivanov M. Seismic evidence for gas accumulation related to the area of mud volcanism in the deep Black Sea // Geo-Marine Letters, 18, 1998, pp. 139–145.*
16. *TokarevM.Y., KuzubN.A., PevznerR.L. Deep-towed high-resolution seismic system for investigation of the uppermost subbotom sediments at shallow waters // EAGE Near Surface 2006.*
17. *Yuan Wang, Zhiwei Li, Qingyu You, Tianyao Hao, Jian Xing, Lihua Liu, Chunlei Zhao, Xuelei Li, Litian Hu, and Paul Somerville. Shear-wave velocity structure of the shallow sediments in the Bohai Sea from an ocean-bottom-seismometer survey. GEOPHYSICS, NO. 3 (MAY-JUNE 2016); pp. 1–12.*
18. *www.iongeo.com.*
19. *www.sercel.com.*

KEYWORDS: *high resolution seismic, very high resolution seismic, bright spots, polarity, gas accumulations.*



Спецпроект «Как цифровые технологии меняют процесс закупок»

О новых подходах к процессам снабжения, изменении бизнес-моделей под влиянием технологий, интеграции в виртуальной среде реальных физических процессов закупки и логистики, удобных сервисах и прозрачных операциях в рамках Isource

isource.neftegaz.ru

isource®

ТРАНЗИТНОЕ МЕЛКОВОДЬЕ – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала шельфа Арктики

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ, БУРЕНИЯ СКВАЖИН, ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ТРАНЗИТНОМ МЕЛКОВОДЬЕ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИИ. ПОКАЗАНЫ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ И ТЕХНОЛОГИИ ДОСТИЖЕНИЯ ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА СЕЙСМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ СУША – МОРЕ. РАССМОТРЕНЫ ПЕРВЫЕ ПРОЕКТЫ ОСВОЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ ОБСКОЙ И ТАЗОВСКОЙ ГУБ НА ПРИЯМАЛЬСКОМ ШЕЛЬФЕ КАРСКОГО МОРЯ И ЗА РУБЕЖОМ В МОРЕ БОФОРТА

THIS ARTICLE DISCUSSES THE TECHNICAL CAPABILITIES AND RESULTS OF THE APPLICATION OF MODERN TECHNOLOGIES FOR GEOLOGICAL EXPLORATION, WELL DRILLING, DEVELOPMENT AND OPERATION OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS IN TRANSITION ZONE ON THE ARCTIC SHELF OF RUSSIA. THE FEATURES OF GEOPHYSICAL WORK AND TECHNOLOGIES FOR ACHIEVING HIGH QUALITY SEISMIC MATERIAL THE TRANSITION ZONE (LAND–SEA) ARE SHOWN. THE FIRST PROJECTS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE FIELDS IN THE TRANSIT ZONE OF THE OB AND TAZOV BAYS ON THE YAMAL SHELF OF THE KARA SEA AND ABROAD IN THE BEAUFORT SEA ARE CONSIDERED

Ключевые слова: *нефть, газ, шельф, морское месторождение, транзитная зона, морские сейсморазведочные работы, бурение скважин, освоение месторождения.*

Дзюбло Александр Дмитриевич

заместитель заведующего кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.г.-м.н.

Сторожева Анна Евгеньевна

ведущий инженер кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

УДК 550.8

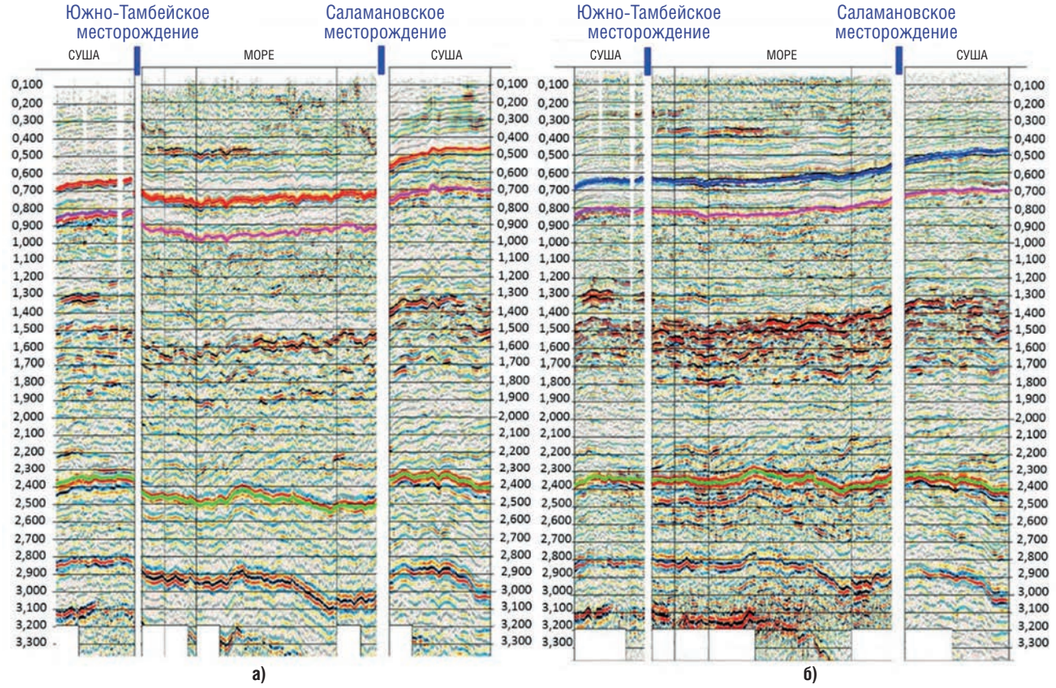
Транзитный переход (зона) суша – море включает транзитное мелководье с глубинами моря 0–20 м и полосу сопредельного побережья. Наименее доступная для наблюдений, требующая специальных технологий и транспортных средств – часть транзитной зоны с глубинами моря 0–10 метров. Ширина зоны транзитного мелководья морей России, в том числе арктического, меняется от первых километров до 100–200 км.

С географической точки зрения переходные зоны включают береговые топи, заливные части суши, отмели, дельты рек, открытые мелководные рифы, широкие приливные зоны, литоральные зоны и близкие к побережью мелководные участки, глубина воды в которых обычно менее 10–20 м.

Выделяемая транзитная зона морей России по значениям суммарных показателей площади перспективных акваторий (свыше 630 тыс. км^2) и начальных суммарных ресурсов УВ (30 млрд т н.э., геол.) сопоставима с крупной и богатейшей нефтегазоносной провинцией.

Наиболее значительная часть (85%) начальных суммарных ресурсов (НСР) федеральной транзитной зоны связана с мелководьем

РИС. 1. а) временной разрез до учета влияния ВЧР, б) после учета влияния ВЧР по композиционному профилю (В.И. Кузнецов, ООО «НОВАТЭК НТЦ», 2016 г.)



западно-арктических – Карского (57%), Печорского (11%) и южных – Каспийского (12%), Азовского (5%) морей. Месторождения выявлены в транзитных зонах Карского, Печорского, Охотского морей [1].

Транзитные зоны Печорского и Карского морей – это продолжение нефтегазоносных бассейнов суши с доказанной в отложениях мезозоя и палеозоя нефтегазоносностью. По данным ВНИГРИ, в пределах транзитных зон Печорского моря начальные геологические ресурсы составляют 3492 млн т н.э. и 18 220 млн т н.э. на шельфе Карского моря. При этом на Печорском мелководье это – нефть, в Карском море – природный газ.

Восточные моря Арктики, включая транзитные зоны, изучены слабо, и только скважина Центрально-Ольгинская-1 в Хатангском заливе моря Лаптевых выявила промышленную залежь нефти в отложениях пермского возраста [8].

По данным К.Н. Кравченко (2004), южная окраина моря Лаптевых – свод Муора, острова Песчаный и Дунай, дельта реки Лена обладают рядом благоприятных признаков, указывающих на нефтегазоносность мезозойско-кайнозойского чехла.

Зона транзитного мелководья с глубинами моря до 20 м требует специфических средств изучения и прогнозной оценки. Но ее ресурсный потенциал, подтверждаемый реальными открытиями, и относительная доступность по сравнению с глубоководными и удаленными от побережья районами континентального шельфа определяют значение зоны транзитного мелководья в качестве первоочередного объекта освоения.

Технологии и опыт проведения морских сейсморазведочных работ в транзитной зоне

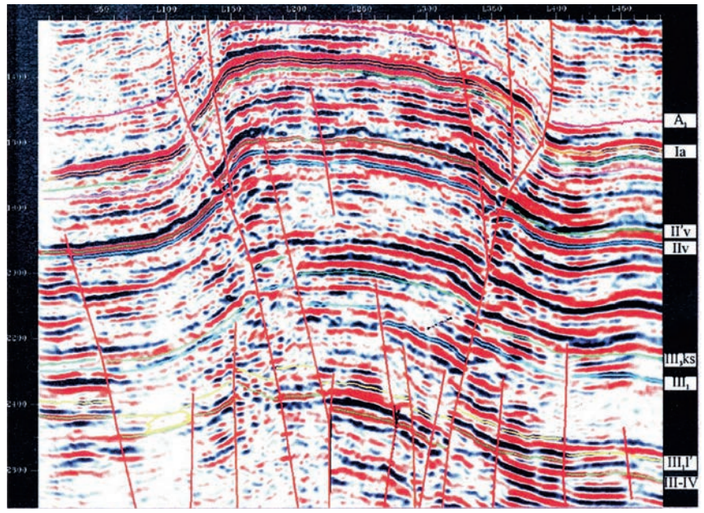
С позиции сейсморазведки, сейсмические исследования в зонах перехода от суши к морю (транзитных зонах), включающие в себя элементы как морских, так и сухопутных работ, являются одним из наиболее высокотехнологичных видов геофизического сервиса, требующего применения самой современной аппаратуры, технологии и логистики.

В акватории транзитной зоны применение буксируемой морской косы невозможно из-за малых глубин, согласование геофонов со средой затруднено, использование взрывчатых веществ запрещено, применение пневмоисточника неэффективно.

Главные проблемы сейсмических исследований в транзитных зонах состоят в следующем:

- в зоне перехода «суша – море» в верхней части геологического разреза (ВЧР) происходят очень значительные изменения скоростей и поглощающих свойств пород, поэтому построение адекватной сейсмической модели представляет собой серьезную научно-методическую проблему, а применение современных методик обеспечивает получение сейсмического материала высокого качества (рис. 1);
- необходимость применения многовариантных систем возбуждения, приема и регистрации, т.е. комбинированного использования взрывов, поверхностных источников, пневмоисточников – в сочетании с донными, поверхностными и погруженными геофонами и гидрофонами;

РИС. 2. Временной разрез в транзитной зоне месторождения Варандей (профиль Т110)



- необходимость перекрытия и применения специальной технологии увязки данных, полученных разными системами, в том числе разных (лето, зима) полевых сезонов.

Решение проблем сейсмических исследований в транзитных зонах частично возможно, применяя «радиотелеметрический» метод – инновационную технологию производства сейсмической съемки 3D. В этом случае осуществляется перенос системы регистрации с поверхности моря на дно [3].

Комплексирование данных глубоководной сейсморазведки 3D и сейсмосъемки в переходной зоне суша – море на месторождении Варандей-море

На поисковом и разведочном этапах для выбора и обоснования точек заложения глубоких скважин необходимо проведение комплексных исследований, углубленная интерпретация разнородной геолого-геофизической информации для выбора зон, характеризующихся наиболее высокими эффективными нефтегазогазонасыщенными толщинами и лучшими фильтрационно-емкостными свойствами резервуаров.

Месторождение Варандей-море открыто в 1995 г. в Печорском море в результате бурения скважины, установившей нефтеносность карбонатных отложений нижнепермско-каменоугольного возраста.

Местоположение первой скважины определено по результатам детальных сейсмических исследований 1989–1994 гг., качество которых, однако, обеспечивало решение ограниченного круга геологических задач, в основном структурного характера. Задачи по изучению особенностей строения сложнопостроенного карбонатного резервуара и оценке свойств продуктивных коллекторов требовали сейсмической информации более высокого уровня.

Структура Варандей-море была изучена сейсморазведочными работами МОВ ОГТ с сетью 1,0×2,0 км (рис. 2). Неисследованным остался узкий участок шириной около 3 км вдоль береговой линии, характеризующийся глубиной менее 10 м.

В результате бурения двух скважин вскрыты и опробованы нижнепермские и среднекаменноугольные горизонты. В ходе испытания скважины Варандей-море-1 из карбонатной толщи нижнепермско-среднекаменноугольных отложений получен фонтанный приток нефти. По материалам ГИС и керна выделены нефтенасыщенные пласты песчаников визейского яруса и в подстилающих отложениях турнейского яруса.

Нижний девон, продуктивный на сухопутных месторождениях, не вскрыт ни в одной из скважин.

С целью актуализации геологической модели месторождения Варандей-море – определения пространственных границ резервуаров УВ, уточнения

РИС. 3. Временной куб данных, срезанный на уровне нефтяного резервуара месторождения Варандей-море

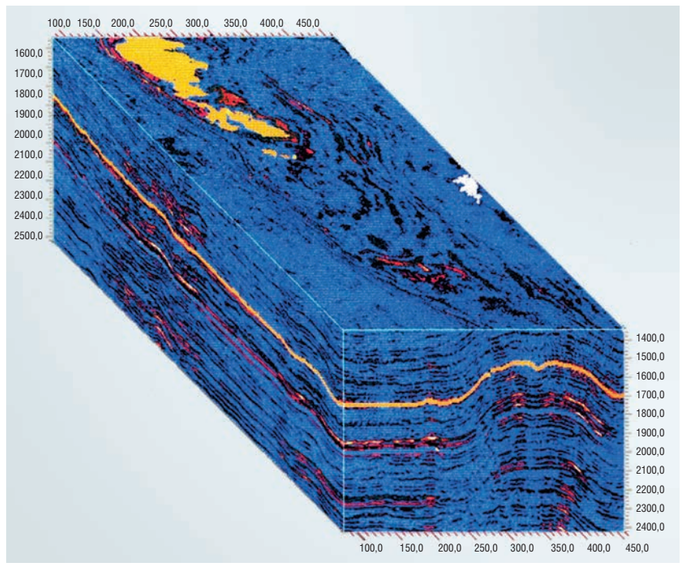
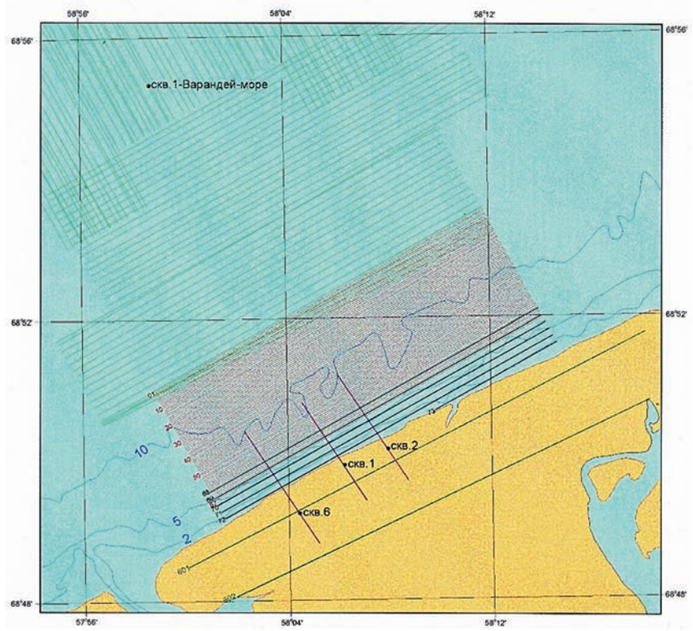


РИС. 4. Схема отработки съемки 3D в переходной зоне море-суша



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- – профили съемки 3D 1997 г.
- – сейсмические профили на суше
- скв.2 – пробуренные скважины
- – мелководные работы 3D с плавающей косой
- – мелководные работы с донной косой
- – транзитные профили суша – море

Масштаб
км 0 1 2 км

местоположения и амплитуды разрывных нарушений – проведена пространственная (3D) сейсморазведка глубоководной части месторождения на площади 300 км^2.

Установлено, что нефтяная залежь приурочена к слоисто-массивному резервуару, который подразделяется на три разнородных по свойствам пласта (рис. 3).

В связи с принципиальной важностью решения вопроса об уточнении южного замыкания Варандейской структуры, продолжение которой предполагалось от площади работ в сторону берега, в транзитной зоне были проведены сейсморазведочные работы методами пространственной (3D) и профильной сейсморазведки (2D).

Для изучения геологического строения структуры в переходной зоне суша – море выполнены работы по методике 3D на площади 48 км^2. Кроме этого, отработаны сухопутные профили 2D для увязки разрезов морской части с изученным бурением разрезом суши через глубокие скважины месторождения Варандей-суша (рис. 4).

Был создан единый (сборный) куб данных, включающий частично сейсмическую информацию по относительно глубоководной части месторождения Варандей-море, мелководной переходной зоне суша – море и профили-связки, проходящие через скважины на суше. Интерпретация полученных данных позволила проследить продолжение Варандейской структуры в сторону берега, а также выявить тенденцию расширения контура нефтеносности к югу, с увеличением мощности коллекторов и улучшением их фильтрационно-емкостных свойств.

В результате было рекомендовано бурение очередной разведочной скважины (глубина 2500 м) на Варандейской структуре для уточнения южной границы контура нефтеносности и размеров месторождения в целом [9, 10].

Сейсморазведка 3D в Обской губе Карского моря в транзитной зоне

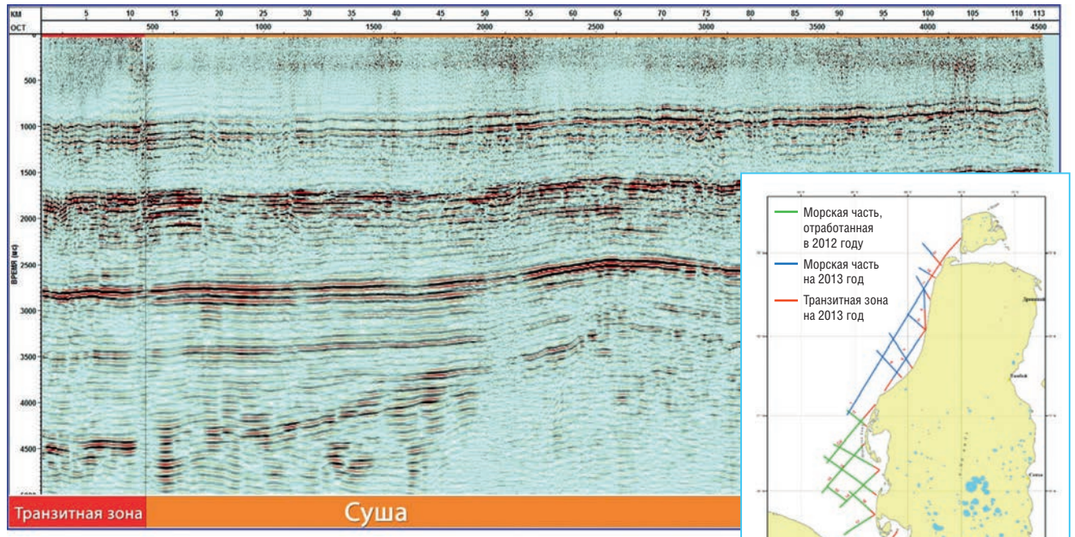
В 2001–2002 гг. в пределах акваториального Каменномысского лицензионного участка были проведены детализационные работы МОВ ОГТ в транзитной зоне Обской губы по старт-стопной технологии с применением трехкилометровой косы в объеме 320 пог. км до изобаты 4 км. На глубинах менее 4 м – с применением телеметрических буйковых станций Fairfield и мелководных пневмоисточников mini G-Gun. По итогам этих работ было уточнено строение антиклинальной складки Каменномысская-море. Строение северо-западного окончания складки и условия ее сочленения с сухопутным месторождением Каменномысское остались неизученными.

Поэтому в дальнейшем в транзитной зоне газоконденсатного месторождения Каменномысское-море были выполнены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 3D в объеме 518 км^2 для детализации геологической модели месторождения, открытого в 2000 году, обоснования границ месторождения и точки заложения скважины.

Сейсморазведка 2D (4C) в транзитной зоне на шельфе Западного Ямала

В 2013 г. ОАО «МАГЭ» выполнило региональные геолого-геофизические работы на шельфе Западного Ямала в объеме 245 км 2D (4C), в том числе в транзитной зоне с применением автономных донных регистраторов Geospace. Известно, что в этом районе шельфа существует сильная неоднородность верхней части разреза в виде локальных проявлений вечной мерзлоты и низкоскоростных слоев, связанных с зонами растепления и выхода газа различного генезиса. Использование многокомпонентных бескабельных систем позволило учесть неоднородный характер ВЧР за счет применения анизотропной

РИС. 5. Состыковка мелководного и сухопутного участков профиля № 7 (Z – геофон)



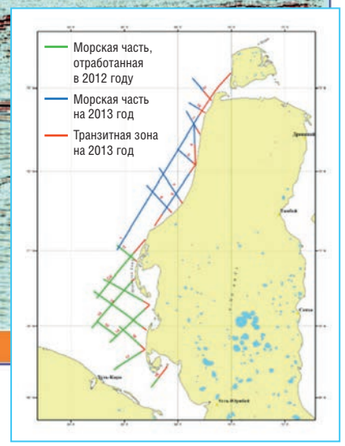
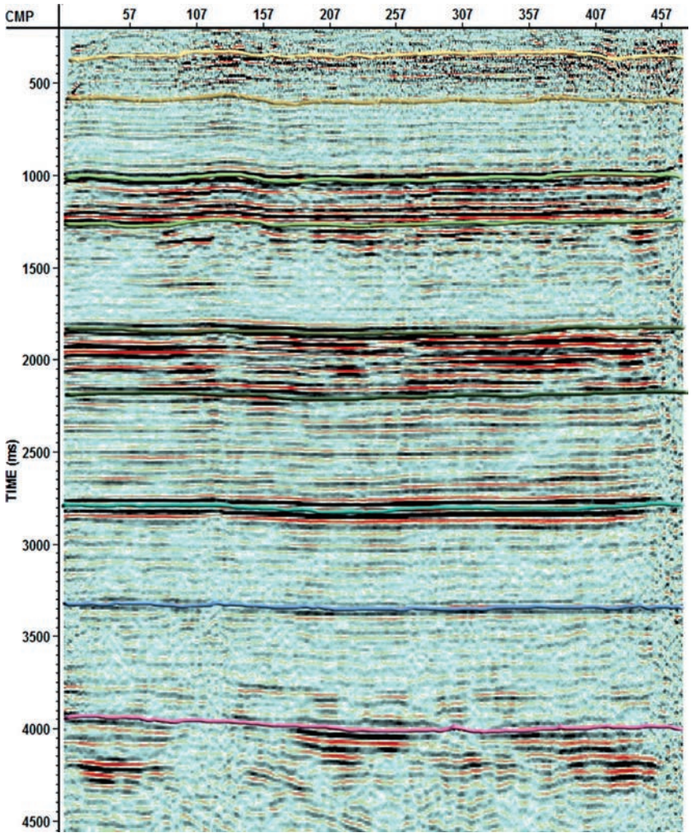


РИС. 6. Результат 4С сейсморазведочных работ. Временной разрез по профилю № 3 (Z – компонента регистрации)



модели среды, упростить обработку данных и более надежную интерпретацию.

В результате получена высококачественная картина мезозойского разреза, вплоть до палеозойского складчатого комплекса (фундамента) транзитной зоны Приямальского шельфа (рис. 5, 6) [6].

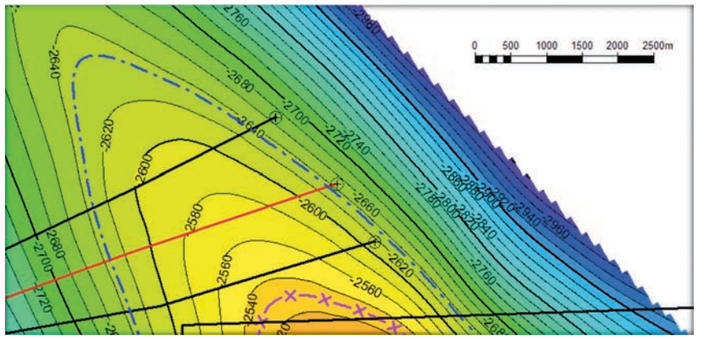
Освоение ресурсов углеводородного сырья транзитного мелководья

Освоение месторождений, открытых в транзитных зонах арктических акваторий, может осуществляться различными способами с использованием ледостойких платформ; искусственных островов; с помощью направленного бурения скважин с берега, островов. В России реализация таких проектов на мелководье в Карском море уже началась.

Юрхаровское месторождение

Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение можно считать первым разрабатываемым российским арктическим месторождением в переходной зоне суша – море. Западная часть месторождения находится

РИС. 7. Структурная карта по кровле пласта 17 месторождения Северное Чайво



на Тазовском полуострове, а центральная и восточная части в Тазовской губе Карского моря, средняя глубина которой составляет 4 метра. Месторождение открыто в 1970 г., введено в промышленную разработку в январе 2003 г. Лицензией на геологическое изучение и добычу углеводородов владеет ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз». По величине извлекаемых запасов газа месторождение относится к уникальным.

Площадь Юрхаровского месторождения составляет около 260 км². В промышленной эксплуатации находятся 7 объектов. Большинство продуктивных залежей относятся к пластово-сводовому типу и компактно расположены на небольшой территории. Однако почти 90% запасов находятся в акватории Тазовской губы. Эксплуатационное бурение производится с береговой части. Месторождение разрабатывается с применением наклонно направленных и горизонтальных скважин. Отходы стволов скважин от вертикали достигают 3–5 км. Аналогичные технологии освоения морских месторождений с берега успешно применяются в субарктических условиях на шельфе Охотского моря с 1998 г.

Применение горизонтальных скважин при разработке месторождения позволило ввести в разработку запасы всех залежей месторождения (на суше и в акватории Тазовской губы), достичь высокой производительности скважин (с начальными дебитами до 4,8 млн м³/сут) [7]. Добыча газа в 2019 году составила свыше 25 млрд м³.

Каменномысское-море

Газовое месторождение Каменномысское-море расположено в южной части Обской губы, между мысом Парусный и мысом Каменный, и вытянуто на расстояние 56 км. По величине запасов газа относится к уникальным. Глубина моря в районе месторождения составляет 5–12 м.

Ключевым объектом обустройства станет морская ледостойкая платформа, строительство которой началось в июне 2020 года. С платформы предполагается бурение 33 основных наклонно-направленных эксплуатационных скважины на отложения сеномана. Еще 22 скважины для поддержания добычи в перспективе будут размещены на сателлитных ледостойких блок-кондукторах.

Крузенштернское месторождение

Крузенштернское месторождение, уникальное по запасам газа, расположено на юго-западном побережье полуострова Ямал и в прибрежной акватории залива Шарапов Шар. Максимальная глубина воды не превышает здесь 5 м. В разрезе месторождения выделяют 11 газоносных горизонтов, 4 из которых конденсатосодержащие. Продуктивны верхне- и нижнемеловые песчаники и алевролиты марресалинской и танопчинской свит. Они залегают на глубинах 665–2340 м, причем конденсат содержится в нижнемеловых песчаниках на глубинах 1672–2340 м. Основной газосодержащий горизонт сеномана залегает на глубинах 665–815 м.

По результатам геофизических работ установлено, что все залежи, выявленные на суше, имеют акваториальное продолжение. В сезоны полевых работ 2010–2012 гг. в пределах Крузенштернского месторождения были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D общей площадью почти 1400 км², в том числе в акваториальной части – 796,7 км² и на суше 600 км². В результате установлено, что большая часть запасов углеводородов сконцентрирована на значительном удалении от берега.

Для уточнения геологического строения акваториальной части месторождения ПАО «Газпром» была пробурена разведочная наклонно-направленная скважина длиной 4886 м и глубиной по вертикали 2213 м. Освоение морской части месторождения планируется производить с искусственных островов [4].

Месторождение Одопту

На шельфе острова Сахалин для освоения месторождения Одопту с берега пробурили скважину с горизонтальным отклонением 11 475 м при вертикальной глубине 1500 м.

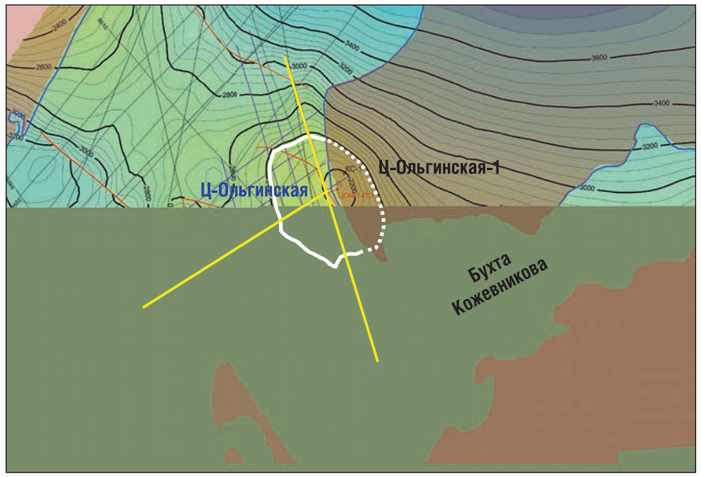
Месторождение Чайво

На северной оконечности месторождения Чайво на шельфе Сахалина ПАО «НК «Роснефть» бурит скважины с рекордными отходами от вертикали, что обеспечивает добычу с береговой площадки и максимальное вовлечение запасов в разработку на 1 скважину (рис. 7). Глубина залегания объектов 2400–2850 м, расстояние от береговой буровой площадки около 7750 м.

Месторождение Nikaitchuq

Зарубежным примером освоения мелководной акватории служит месторождение Nikaitchuq, открытое

РИС. 8. Структурная карта месторождения Центрально-Ольгинского по кровле нижнекожевниковской свиты – P_1nk



в море Бофорта в 2004 году при глубине моря 3 м. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются в 220 млн баррелей нефти. Первая нефть месторождения была добыта в начале 2011 года. Для освоения месторождения используют две буровые площадки: первая – береговая буровая площадка (22 скважины), вторая – насыпной остров (30 скважин) в 4,5 км от берега в заливе Харрисон. Освоение месторождения началось с бурения скважин с береговой площадки. Отличительной особенностью проекта Nikaitchuq является широкое использование скважин с большим (более 10 км) отходом от вертикали [2].

Перспективы освоения углеводородных ресурсов транзитных зон восточной Арктики связаны в первую очередь с потенциалом моря Лаптевых. Здесь, в 2017 году ПАО «НК «Роснефть» осуществило бурение скважины Центрально-Ольгинская-1 на Хатангском лицензионном участке (рис. 8). В процессе бурения скважины с берега полуострова Хара-Тумус в Хатангском заливе осуществлен отбор керна с глубин от 2305 метров до 2363 метров, показавший высокое насыщение нефтью с преобладанием легких маслянистых фракций. На основании данных бурения, исследований керна и проб нефти установлен факт открытия Центрально-Ольгинского нефтяного месторождения. Вблизи месторождения в пермских отложениях выявлены перспективные структуры, среди которых первоочередной интерес представляет Бегичевская, которую можно считать подготовленной к поисково-оценочному бурению [11].

Углеводородный потенциал ресурсов транзитной зоны Арктики позволяет рассматривать его как высокоперспективный объект освоения на ближайшие десятилетия.

Освоение морских месторождений в транзитной зоне осложняется следующими обстоятельствами:

- предельно малыми глубинами моря;
- отсутствием развитой инфраструктуры прибрежных зон;
- тяжелыми арктическими гидрометеорологическими и ледовыми условиями;
- наличием многолетнемерзлых пород;
- трудностями с транспортировкой продукции с моря на сушу.

Имеющийся российский и мировой опыт показывает, что освоение арктических морских месторождений в транзитных зонах осуществляется с использованием ледостойких платформ, искусственных островов, с помощью направленного бурения скважин с берега, островов. ●

Литература

1. *Белонин М.Д., Новиков Ю.Н. Транзитное мелководье морей России – целостный объект федерального уровня в единстве и разнообразии его региональных элементов // Сборник докладов Первой научно-практической конференции «Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России». – Санкт-Петербург, 2004. – С. 8–20.*
2. *Бобеф Б. Скважина с большим отходом от вертикали // Offshore Russia. – 2018 – № 1 (19). – С. 16–18.*
3. *Дзюбло А.Д., Агаджанянц И.Г., Петренко В.Е. Геофизические и инженерно-геологические исследования на шельфе морей. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 252 с.*
4. *Дзюбло А.Д., Алексеева К.В. Инженерно-геологические условия обустройства акваториальной части Крузенштернского месторождения в Карском море // Арктика: экология и экономика. – 2020 – № 1 (37). – С. 95–108.*
5. *Золотухин А.Б., Гудместад О.Т., Ермаков А.И. Основы разработки шельфовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. – М.: Нефть и газ, 2000. – 770 с.*
6. *Казанин Г.С., Нечхаев С.А., Щедров В.А., Зимовский А.В. Многокомпонентные морские сейсмические исследования на арктическом шельфе на базе технологии Geospace // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 40–44.*
7. *Медведев С.Г., Соловьев С.Г., Лузин А.А. Опыт разработки Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием горизонтальных скважин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2014. – № 4 (20).– С. 23–33.*
8. *Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. Итоги геологоразведочных работ на арктическом шельфе России в 2014–2019 гг. и перспективы проведения работ на ближайшее время // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016 7894 2019 6 5 18.*
9. *Никитин Б.А., Мандель А.Я., Холодилов В.А., Дзюбло А.Д. опыт проведения и результаты геологоразведочных работ ОАО «Газпром» в транзитном мелководье арктического шельфа // Сборник докладов Первой научно-практической конференции «Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала морской периферии России». – Санкт-Петербург, 2004. – С. 220–226.*
10. *Никитин Б.А., Вовк В.С., Агаджанянц И.Г., Дзюбло А.Д. Комплексирование данных глубоководной сейсморазведки 3D и сейсмосъемки в переходной зоне суша – море для решения геологических задач на месторождении Варандей-море // Труды IV Международной конференции «Освоение шельфа арктических морей России (RAO 99)». – Санкт-Петербург, 1999. – С. 165–171.*
11. *Скворцов М.Б., Дзюбло А.Д., Грушевская О.В., Кравченко М.Н., Уварова И.В. Качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности шельфа моря Лаптевых // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1 – С. 5–19. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-5-19.*

KEYWORDS: *oil, gas, shelf, offshore field, transition zone, offshore seismic survey, well drilling, field development.*

21–23 АПРЕЛЯ 2021
КЛЮЧЕВАЯ ПЛОЩАДКА СФЕРЫ ТЭК
РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ
XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
18+
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626
EXPOFORUM
ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК® выставочное объединение

ГРР НА ШЕЛЬФЕ:

результаты 2020 г. и планы на 2021 – 2022 гг.

Мельников Павел Николаевич
генеральный директор

Скворцов Михаил Борисович
заведующий отделением «Перспектив нефтегазоносности и обоснования направлений ГРР на территории РФ»

Обухов Александр Николаевич
главный научный сотрудник

Агаджанянц Иван Григорьевич
заведующий сектором «Геологии и нефтегазоносности шельфа РФ»

Грушевская Олеся Владимировна
ведущий геолог

Уварова Ирина Вячеславовна
геолог II категории

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Neftegaz.RU Offshore
номер 2/ 2021 г.

УДК 550.8

ОСНОВНЫМ РЕЗЕРВОМ ДЛЯ СУЩЕСТВЕННОГО ПРИРОСТА ЗАПАСОВ УВ ЯВЛЯЕТСЯ КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ РФ. ОСНОВНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ В 2020 Г. СВЯЗАНЫ С ЗАВЕРШЕНИЕМ КОМПЛЕКСНЫХ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РФ В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ ТАЙМЫРО-СЕВЕРОЗЕМЕЛЬСКОЙ СКЛАДЧАТОЙ СИСТЕМЫ С ЛАПТЕВСКОЙ ОКРАИННО-МАТЕРИКОВОЙ ПЛИТОЙ И ПРИЛЕГАЮЩЕГО КОНТИНЕНТАЛЬНОГО СКЛОНА. ВАЖНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ В 2021 Г. ОЖИДАЮТСЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГРР В ОМОЛОЙСКОМ ЗАЛИВЕ МОРЯ ЛАПТЕВЫХ И В ШЕЛИХОВСКОМ ЗАЛИВЕ ОХОТСКОГО МОРЯ. В 2022 Г. БУДУТ ПОЛУЧЕНЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПО ЗАВЕРШЕНИЮ ТРЕХ КРУПНЫХ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ ПРОЕКТОВ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ, ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ И ЮЖНЫХ МОРЕЙ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПРОВОДИТСЯ ОБОБЩЕНИЕ ВЫПОЛНЕННЫХ ГРР И НАКОПЛЕННОЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПО ОХОТСКОМУ, БАРЕНЦЕВУ И ЧЕРНОМУ МОРЯМ, С СОЗДАНИЕМ НОВОЙ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И СОВРЕМЕННЫМ АНАЛИЗОМ СТРАТИГРАФИИ, ЛИТОЛОГИИ, СЕДИМЕНТОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ С ЦЕЛЬЮ НАРАЩИВАНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РФ

THE MAIN RESERVE FOR A SIGNIFICANT INCREASE IN HYDROCARBON RESERVES IS THE CONTINENTAL SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION. THE MAIN GEOLOGICAL RESULTS IN 2020 ARE ASSOCIATED WITH THE COMPLETION OF COMPLEX REGIONAL GEOPHYSICAL STUDIES ON THE ARCTIC SHELF OF THE RUSSIAN FEDERATION: IN THE AREA OF THE JUNCTION TAIMYR-SEVEROZEMELSKAYA FOLDED SYSTEM WITH THE LAPTEV MARGINAL-CONTINENTAL PLATE AND THE ADJACENT CONTINENTAL SLOPE. IMPORTANT GEOLOGICAL RESULTS ARE EXPECTED IN 2021, ACCORDING TO THE RESULTS OF EXPLORATION WORK IN OMOLOJSKIJ BAY OF THE LAPTEV SEA AND SZELIGOVSKIJ BAY OF THE SEA OF OKHOTSK SEA. IN 2022 GEOLOGICAL RESULTS WILL BE OBTAINED ON THE COMPLETION OF THREE MAJOR REGIONAL EXPLORATION PROJECTS ON THE SHELF OF THE ARCTIC, EASTERN AND SOUTHERN SEAS. CURRENTLY, ACCUMULATION GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL INFORMATION OF THE OKHOTSK, BARENTS AND BLACK SEAS IS BEING CARRIED OUT WITH THE CREATION OF NEW TECTONIC AND GEOLOGICAL MODELS OF OIL AND GAS BASINS AND MODERN ANALYSIS OF STRATIGRAPHY, LITHOLOGY, SEDIMENTOLOGY AND GEOCHEMISTRY OF SEDIMENTARY COMPLEXES IN ORDER TO INCREASE THE MINERAL RESOURCE BASE OF THE RUSSIAN FEDERATION

Ключевые слова: *геолого-разведочные работы, перспективные регионы, арктический шельф, нефтяные и газовые месторождения, ресурсная база.*

Объемы разведанных запасов нефти и газа, а также сложившиеся за последние годы тенденции по их приросту и качеству открываемых месторождений на территории РФ указывают, что основным резервом для существенного прироста запасов УВ остается континентальный шельф РФ [2, 4].

Проведение региональных геолого-разведочных работ на континентальном шельфе РФ соответствует основным задачам Государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» (от 14.04.2014 г. № 322-р, ред. от 23.09.2020), предусматривающей повышение геологической изученности континентального шельфа РФ и обеспечения воспроизводства минерально-сырьевой базы УВ и определяющей формирование ресурсной базы углеводородов на континентальном шельфе РФ одним из факторов энергетически безопасного развития национальной экономики и социальной сферы, являющихся стратегическим приоритетом в сфере реализации Программы .

Основные результаты ГРР, выполненных за счет средств государственного бюджета в 2020 г.

Основные геологические результаты в 2020 г. связаны с завершением комплексных региональных геофизических исследований на арктическом шельфе РФ в зоне сочленения Таймыро-Североземельской складчатой системы с Лаптевской окраинно-материковой плитой и прилегающего континентального склона.

ФАКТЫ

4000

ПОГ. КМ

составила площадь морских геофизических исследований, выполненных «Росгеологией» в зоне сочленения Таймыро-Североземельской складчатой системы с Лаптевской окраинно-материковой плитой и прилегающего континентального склона СЛО

Компанией АО «Росгеология» по объекту «Комплексные региональные геофизические исследования в зоне сочленения Таймыро-Североземельской складчатой системы с Лаптевской окраинно-материковой плитой и прилегающего континентального склона СЛО» выполнены морские геофизические исследования в объеме 4000 пог. км, (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D в комплексе с магниторазведкой и гравиразведкой) [4].

На основании совместной интерпретации сейсморазведочных и гравимагнитных данных составлена схема тектонического районирования, уточнены границы надпорядковых тектонических элементов и проведено ранжирование тектонических элементов, входящих в состав Присеверо-земельско-Притаймырской континентальной окраины и Евразийского океанического бассейна.

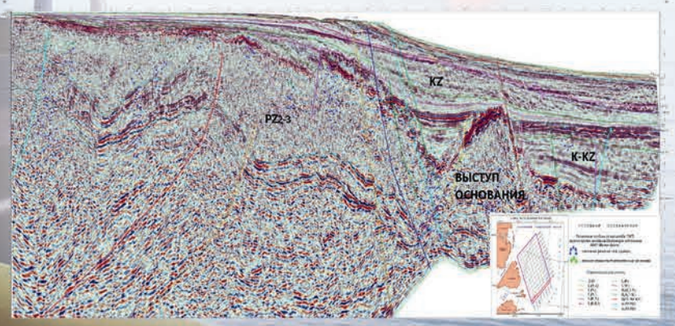
Важным научным результатом работ стало открытие на континентальной

РИС. 1. Схема размещения объектов ГРР на континентальном шельфе РФ, завершенных в 2020 г. и переходящих на 2021–2022 гг.

окраине арктического продолжения Срединно-Атлантического рифта мощного дельтового комплекса (возможно палео-Енисея), который перспективен на всем его протяжении от западной Африки. На прилегающем шельфе о. Большевик и на склоне выявлены осадочные мезозойско-палеозойские блоки, нарушенные пологими листрическими сбросами, например, на юге площади (профиль TS182D12, рис. 2), на котором виден также перспективный возможно палеозойский [2] выступ основания.

По результатам ГРР уточнены границы перспективных нефтегазоносных провинций (ПНГП): ПНГП Присевероземельско-Притаймырской континентальной окраины и ПНГП Евразийского океанического бассейна, выделены перспективные нефтегазоносные области (ПНГО) в ПНГП Присевероземельско-Притаймырской континентальной окраины и ПНГП Евразийского океанического бассейна, а также оценена средняя плотность ресурсов в пределах исследуемой площади по внешним бассейнам-

РИС. 2. Глубинный профиль TS182D12 (АО «Росгеология, 2020 г., Е.П. Петрушина, И.В. Аксенов, О.Н. Кот, В.В. Шлыкова)



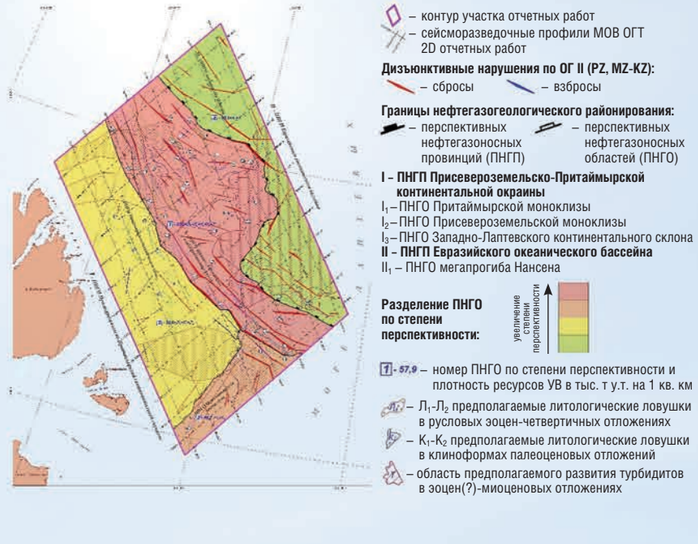
аналогам: сектору бассейна реки Маккензи-моря Бофорта, бассейну Дуала на шельфах Камеруна и Экваториальной Гвинеи (Гвинейский залив) и бассейнам Хопдейл и Саглек Лабрадорского моря (Канада), равная 43,68 тыс. т ут/км^2. Выполнена оценка суммарных геологических ресурсов УВ объемно-статистическим методом и предложены рекомендации по проведению дальнейших ГРР.

Ожидания в 2021 г.

Важные геологические результаты в 2021 г. ожидаются по результатам ГРР в Омолойском заливе моря Лаптевых и в Шелиховском заливе Охотского моря.

В 2020 году в Омолойском заливе моря Лаптевых выполнены морские полевые геофизические исследования (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D в комплексе с гравиразведкой и магниторазведкой) в объеме 6500 пог. км с целью изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности юго-восточной части моря Лаптевых (Омолойский залив). Завершена обработка полевых сейсмических МОГТ 2D, гравиметрических, магнитометрических данных. В настоящее время завершаются работы по комплексной интерпретации полученных данных.

РИС. 3. Схема нефтегазогеологического районирования северо-западной части моря Лаптевых (АО «Росгеология, 2020 г., Е.П. Петрушина, И.В. Аксенов, А.Р. Абусева)



Омолойский бассейн до проведения ГРР характеризовался слабой изученностью с плотностью сейсморазведочных профилей всего 0,037 км/км^2. После выполненных работ плотность сейсмических профилей в районе работ существенно увеличилась и составляет 0,11 км/км^2. Сейсмические данные показали в заливе интенсивную рифтовую тектонику с характерными листрическими сбросами и весьма значительную (более 6 км) мощность кайнозойского чехла. Результатом работ станет уточнение геолого-геофизической модели зоны Омолойского залива, которая может стать весьма перспективным направлением геолого-поисковых работ в Лаптевоморской СПНГО.

Шелиховский залив Охотского моря до проведения ГРР характеризовался очень слабой изученностью с плотностью сети профилей 0,12 км/км^2. После выполненных в 2020 году морских геофизических исследований в объеме 6600 пог. км (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D в комплексе с магниторазведкой и гравиразведкой) плотность сейсмических профилей существенно увеличилась и составляет 0,28 км/км^2. По итогам переобработки ретроспективных сейсмических данных 2005 г. в объеме 1400 пог. км сформирован единый массив геолого-геофизических данных.

Результаты геолого-разведочных работ в 2021 г. возможно позволят объяснить причины отрицательных результатов геолого-разведочных работ на шельфе северо-востока Охотского моря. С одной стороны, основные факторы нефтегазоносности в наземной (открытие четырех газоконденсатных месторождений на территории Западной Камчатки – Кшукское, Нижне-Квачикское, Средне-Кунжикское и Северо-Колпаковское) и многочисленные нефтегазопроявления в Воямпольском прогибе северной Камчатки в структурных

ФАКТЫ

В 2020 г.

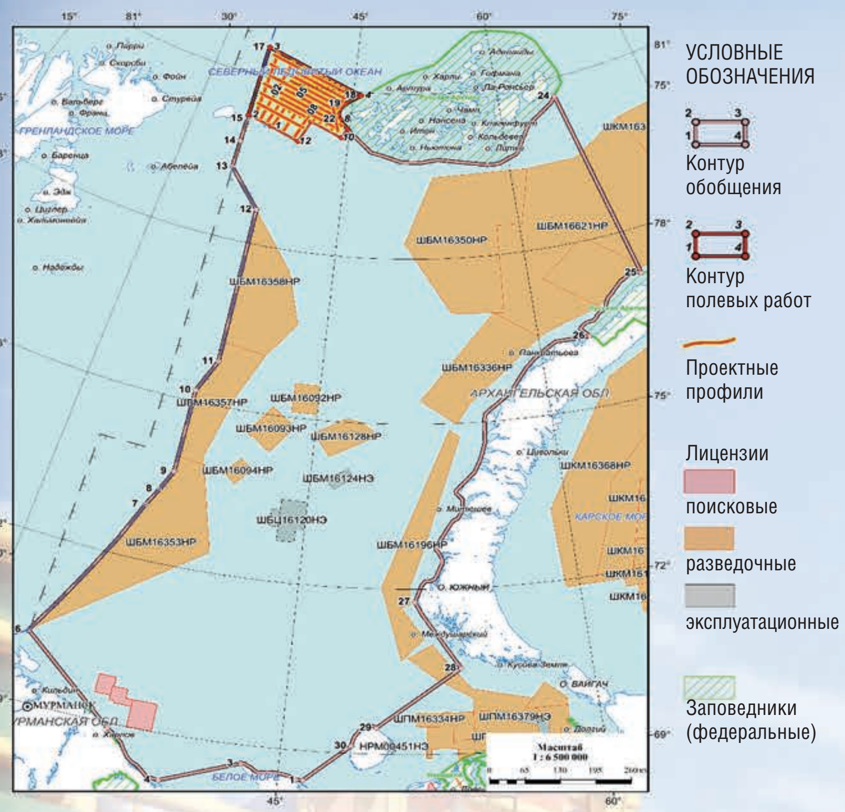
на континентальной окраине арктического продолжения Срединно-Атлантического рифта был открыт мощный дельтовый комплекс, перспективный на всем протяжении от западной Африки

скважинах (в отложениях эоцена Рассошинской площади) свидетельствуют о высоком нефтегазоносном потенциале этой части Охотского моря. С другой стороны, бурение скважин на шельфе (Западно-Сухановская 1 и Первоочередная 1) не увенчалось открытием залежей УВ. Скважина Западно-Сухановская 1 вскрыла глинистый и глинисто-кремнистый разрез, показало отсутствие коллекторов в кайнозойском разрезе центральной части Западно-Камчатского бассейна. Эти вопросы требуют актуализации геолого-геофизической модели Охотского моря и прилегающих территорий. До сих пор очевидные горизонтальные перемещения верхней коры с расположенными на ней осадочными бассейнами в этой зоне задугового спрединга никаким образом не учитываются. Поэтому неверен прогноз палеогеографических обстановок седиментогенеза, а следовательно, и прогноз коллекторов. Необходима новая тектоническая модель региона, выполняемая в рамках крупного научно-исследовательского проекта по всему Охотскому морю, которая даст новые направления геолого-разведочных работ на нефть и газ в России. Следует детально изучить впадину Тинро и прилегающие к ней Магаданский и Западно-Камчатский фрагменты, поскольку все они связаны с крупной Пенжинской дельтой, но тектонические разрывы здесь существенно снизили условия сохранности крупных месторождений углеводородов. Здесь также интересны тектонизированные гранитные выступы фундамента, облеченные глинисто-кремнистыми нефтематеринскими толщами. Важно также восстановление первичного залегания осадочных тел до разрыва и горизонтальных перемещений [6].

Ожидания в 2022 г.

Основные геологические результаты в 2022 г. будут получены по завершении трех крупных региональных геолого-разведочных проектов на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей, проводимых ФГБУ «ВНИГНИ» совместно с ОАО «МАГЭ» и АО «Росгеология».

РИС. 4. Обзорная схема района исследований в Баренцевом море



Главная цель региональных проектов – создание единых ГИС-проектов, включающих все виды карт (структурно-тектонические, сейсмоформационные, перспектив нефтегазоносности и др.) на основе обобщения материалов сейсмических федеральных объектов последних лет. Ожидаемые результаты позволят уточнить геологическое строение и структуру осадочного чехла, сейсмостратиграфическую модель, региональный структурно-тектонический план бассейнов с элементами разломно-блоковой тектоники фундамента, выполнить прогноз перспективных зон, разработать рекомендации по стратегии дальнейших геолого-разведочных работ, создать цифровой структурированный массив данных и сводный ГИС-проект.

На арктическом шельфе проводятся работы по созданию региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Баренцева моря.

Российский шельф Баренцева моря (совместно с Печороморским шельфом) является самым крупным по площади среди шельфов других морей страны и относительно более изученным среди наших арктических акваторий. Общая исследуемая площадь обобщения составит 847 000 км^2, площадь полевых работ составит 21 410 км^2, а объем новых и ретроспективных сейсмических данных вовлеченных в интерпретацию не менее 25 500 пог. км.

ФАКТЫ

в 2021 г.

основные ожидания от проведения геолого-разведочных работ связаны с ГРР в Омолойском заливе моря Лаптевых и в Шелиховском заливе Охотского моря

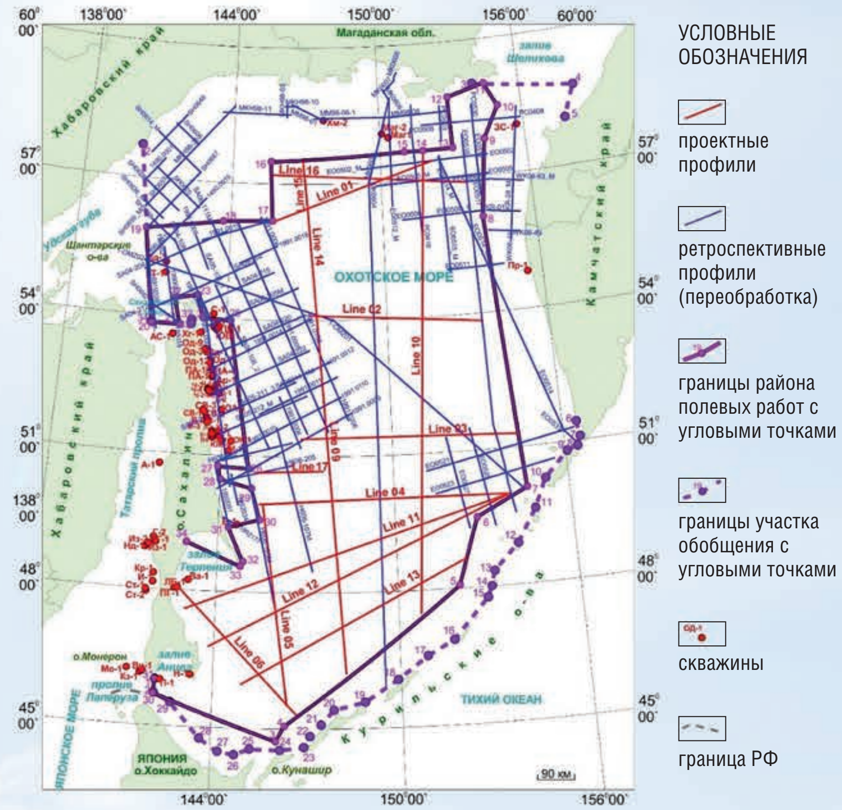
Целевое назначение работ – изучение регионального геологического строения Российского сектора Баренцевоморского шельфа на основе обработки и интерпретации каркасной сети региональных геофизических данных прошлых лет для выделения нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования.

Проведение морских сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D с буксируемыми в водном слое гидрофонами в объеме 2500 полнократных пог. км, позволит более детально и обосновано изучить глубинное строение земной коры, в том числе осадочного чехла, и создать геологическую модель ранее не изученной северо-западной части акватории Баренцева моря. В результате отработки запланированной сети сейсморазведочных профилей будет получена принципиально новая информации о геологическом строении наименее изученной северной части Западно-Баренцевской НГП.

Проведение надводной гравиметрии и дифференциальной гидромагнитометрии в объеме 2500 пог. км позволит провести детальный анализ гравитационных и магнитных аномалий по району работ и его ближайшему обрамлению с целью определения мощности осадочного чехла региона, фиксирующего характер его распределения по площади в зависимости от элементов глубинного строения кристаллического фундамента. Применение различных преобразований гравитационных и магнитных аномалий, используемых в современной практике для локализации магнитоактивных и гравиактивных источников (вычисление локальных аномалий, вычисление производных), позволит выявить элементы разломно-блоковой тектоники фундамента и оценить геологическую природу основных аномальных зон.

Обработка по единому графу и совместная интерпретация новых данных в объеме 2500 км и ретроспективных данных региональной каркасной сети профилей в объеме 23 000 км (2003–2010 гг.) послужат основой для создания актуализированной региональной геологической модели строения Баренцевоморского шельфа.

РИС. 5. Обзорная схема района исследований в Охотском море



В пределах участка обобщения предусмотрено построение: петроупругой модели, определение основных литотипов и петрофизическое моделирование изменений параметров резервуара с целью выяснения возможности сейсмического прогноза в опорных скважинах, схем корреляции разрезов скважин, составление сводного геолого-геофизического разреза, характеризующего вертикальное литолого-стратиграфическое расчленение и нефтегазоносность разреза осадочного чехла Баренцевоморского шельфа. Корреляция отражающих горизонтов будет выполнена по единой сети профилей с учетом актуализированной геолого-геофизической информации.

На Дальневосточном шельфе проводятся работы по созданию региональной сети опорных геолого-геофизических профилей с целью изучения геологического строения, структуры и оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Охотского моря.

Охотское море характеризуется неравномерной геолого-геофизической изученностью (рис. 5). Северо-восточный шельф Сахалина, где открыты и разрабатываются месторождения УВ, и лицензионные площади в пределах Северо-Охотского и Западно-Камчатского шельфа являются наиболее изученными геофизическими методами и бурением.

ФАКТЫ

6500 пог. км

составила площадь морских полевых геофизических исследований в Омолойском заливе с целью изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности юго-восточной части моря Лаптевых

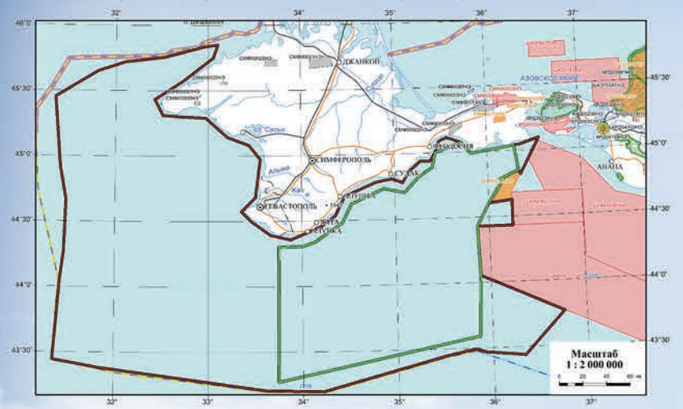
Шельф Охотского моря обладает значительными ресурсами УВ, рациональное использование которых и воспроизводство сырьевой базы является ключевым элементом развития экономики Дальневосточного федерального округа. Добываемые на шельфе острова Сахалина (проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2», «Сахалин-3») нефть и газ обеспечивают развитие топливно-энергетического комплекса Сахалинской области и Хабаровского края и экспортных поставок. Очевидно, что для поддержания существующего уровня добычи в регионе и создания новых центров нефтегазодобычи необходимо проводить региональные геолого-разведочные работы с целью наращивания ресурсной базы углеводородов и подготовки программ лицензирования.

Общая исследуемая площадь составляет 897 570,6 км^2, а объем новых и ретроспективных сейсмических данных вовлеченных в интерпретацию – не менее 27 280 пог. км. Целевым назначением работ является изучение регионального структурного плана и строения осадочных бассейнов Охотского моря для выделения нефтегазоперспективных комплексов и зон возможного нефтегазонакопления, уточнения нефтегазогеологического районирования.

В 2020 г. выполнены полевые морские сейсморазведочные работы МОГТ 2D с буксируемыми в водном слое гидрофонами в объеме 8250 полнократных пог. км, надводная гравиметрия и дифференциальная гидромагнитометрия в объеме 8250 пог. км каждого метода.

На этапе камеральных работ выполняется обобщение и систематизация данных региональной геологии, палеогеографии, общих региональных условий осадконакопления продуктивных пластов, а также изучаются закономерности формирования осадочных пород Охотского моря и их изменения во времени и пространстве для тектоно-седиментационной модели исследуемой территории на заключительном этапе работ.

РИС. 6. Обзорная схема района исследований в Черном море



Обработка региональной каркасной сети профилей в объеме 19 030 пог. км, отработанных ранее совместно с обработкой по единому графу и интерпретацией новых данных в объеме 8250 пог. км, послужат основой для создания актуализированной региональной геолого-геофизической строения Охотоморского шельфа. На основе данных планируемого бассейнового моделирования будет проведена качественная и количественная оценка перспектив нефтегазоносности. Материалы, полученные в ходе этого комплексного анализа и обобщения новой и ретроспективной информации, станут основой для планирования ГГР.

На шельфе южных морей проводятся работы по уточнению геологического строения и перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Скифской плиты и киммерийско-альпийских складчато-орогенных структур (рис. 6). Общая исследуемая площадь обобщения составляет 75 002 км^2, площадь полевых работ – 24 721 км^2, а объем ретроспективных сейсмических данных, вовлеченных в комплексную интерпретацию, – 30 000 пог. км.

Целесообразность проведения исследований в акватории Черного моря определяется его слабой и неравномерной изученностью. Имеющиеся морские сейсмические данные и отсутствие гравимагнитных материалов не позволяют на современном уровне решать задачи по изучению структуры и строения осадочного чехла бассейнов, выявления основных этапов их развития и корреляции геологических событий в регионе, а также оценки перспектив их нефтегазоносности. Выполнение проекта по созданию сети региональных опорных геолого-геофизических профилей позволит решить широкий круг региональных геологических задач и дать рекомендации по дальнейшему проведению ГГР. Для разработки геофизической основы сейсмостратиграфической схемы исследуемого участка необходимы современные региональные высокоточные гравимагнитные данные, высокоинформативные переобработанные сейсмические данные и дополнительные опорные скважины.

ФАКТЫ

0,11 км/м^2

составила плотность сейсморазведочных профилей в Омолойском бассейне после проведения геологоразведочных работ в сравнении с 0,037 км/км^2 до выполнения ГРР

Используя единый методологический подход, в результате работ будет разработана единая номенклатура региональных и локальных сейсмических горизонтов, выделены сейсмокомплексы, по объему максимально соответствующие региональным стратиграфическим горизонтам, что является необходимым для выделения основных этапов развития региона и корреляции геологических событий.

На начало 2021 г. запланированы комплексные аэрогеофизические исследования (аэромагниторазведка, аэрогравиметрия) по рядовым и опорным маршрутам в объеме 28 398 пог. км. В результате выполнения аэромагнитных работ по объекту существующая база данных пополнится современными геофизическими материалами, будет выполнено геофизическое моделирование материалов. Аэрогеофизические технологии имеют максимальный эффект при использовании их на региональной стадии и ранних стадиях опоискования, за счет точного размещения существенно более дорогостоящих сейсморазведки и бурения. Важнейшими преимуществами аэрогеофизических методов являются высокая производительность и мобильность, отсутствие какой бы то ни было нагрузки на изучаемую территорию, большая продолжительность полевого сезона (в реальности – с начала марта до конца октября), что позволяет за короткое время обследовать значительные площади. Важно также, что современная интерпретация детальных гравимагнитных данных ведется в комплексе с имеющимися сейсмическими данными на основе новых технологий (структурное картирование опорных горизонтов осадочного чехла с использованием в качестве эталона данных 2D – сейсморазведки, технология KOMP [1]. В результате мы получаем возможность разработать более детальные структурно-тектонические схемы, в том числе и в межпрофильном пространстве.

Обработка региональной каркасной сети ретроспективных сейсмических профилей МОГТ 2D в объеме 30 000 по единому графу и интерпретация данных послужат основой для создания актуализированной региональной геологической модели строения Черноморского шельфа. В пределах участка обобщения предусмотрено построение петроупругой модели, определение основных литотипов и петрофизическое моделирование изменений параметров резервуара с целью выяснения возможности сейсмического прогноза в опорных скважинах схем корреляции разрезов скважин, составление сводного геолого-геофизического разреза, характеризующего вертикальное литолого-стратиграфическое расчленение и нефтегазоносность разреза осадочного чехла Черноморского шельфа. Корреляция отражающих горизонтов будет выполнена по единой сети профилей с учетом актуализированной геолого-геофизической информации.

Заключение

В настоящее время проводится обобщение выполненных ГРР и накопленной геолого-геофизической информации по Охотскому, Баренцеву и Черному морям, с созданием новых тектонических и геологических моделей нефтегазоносных бассейнов и современным анализом стратиграфии, литологии, седиментологии и геохимии осадочных комплексов [3, 4, 5] с целью наращивания минерально-сырьевой базы РФ.

Первоочередными мероприятиями и работами в рамках этих обобщений являются:

- полная цифровизация картографического материала (единый ГИС-проект);
- создание единых баз данных по результатам проведенных геолого-геофизических работ;
- создание полных геологических проектов с последующим уточнением нефтегазогеологического районирования, границ перспективных территорий и прогнозном нефтегазоносности;
- актуализация геолого-геофизических моделей строения осадочных бассейнов шельфа Российской Федерации.

Тектонические карты и карты нефтегеологического районирования по отдельным геолого-разведочным проектам в будущем целесообразно увязывать с федеральными картами нефтегеологического районирования, которые строятся в рамках количественной оценки прогнозных ресурсов. Это требование общей стратегии цифровизации геолого-разведочных работ и создания и мониторинга единых федеральных карт нефтегеологического содержания.

ФАКТЫ

В 2022 г.

основные геологические результаты будут получены по завершении трех крупных региональных геолого-разведочных проектов на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей

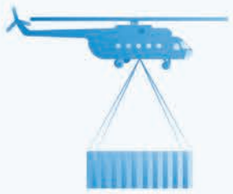
Результаты комплексной интерпретации станут основой для планирования работ за счет средств федерального бюджета, включающие в себя региональные работы в слабоизученной транзитной зоне, обобщения информации по крупным нефтегазоносным бассейнам, региональные профили для изучения склоновых и глубоководных бассейнов.

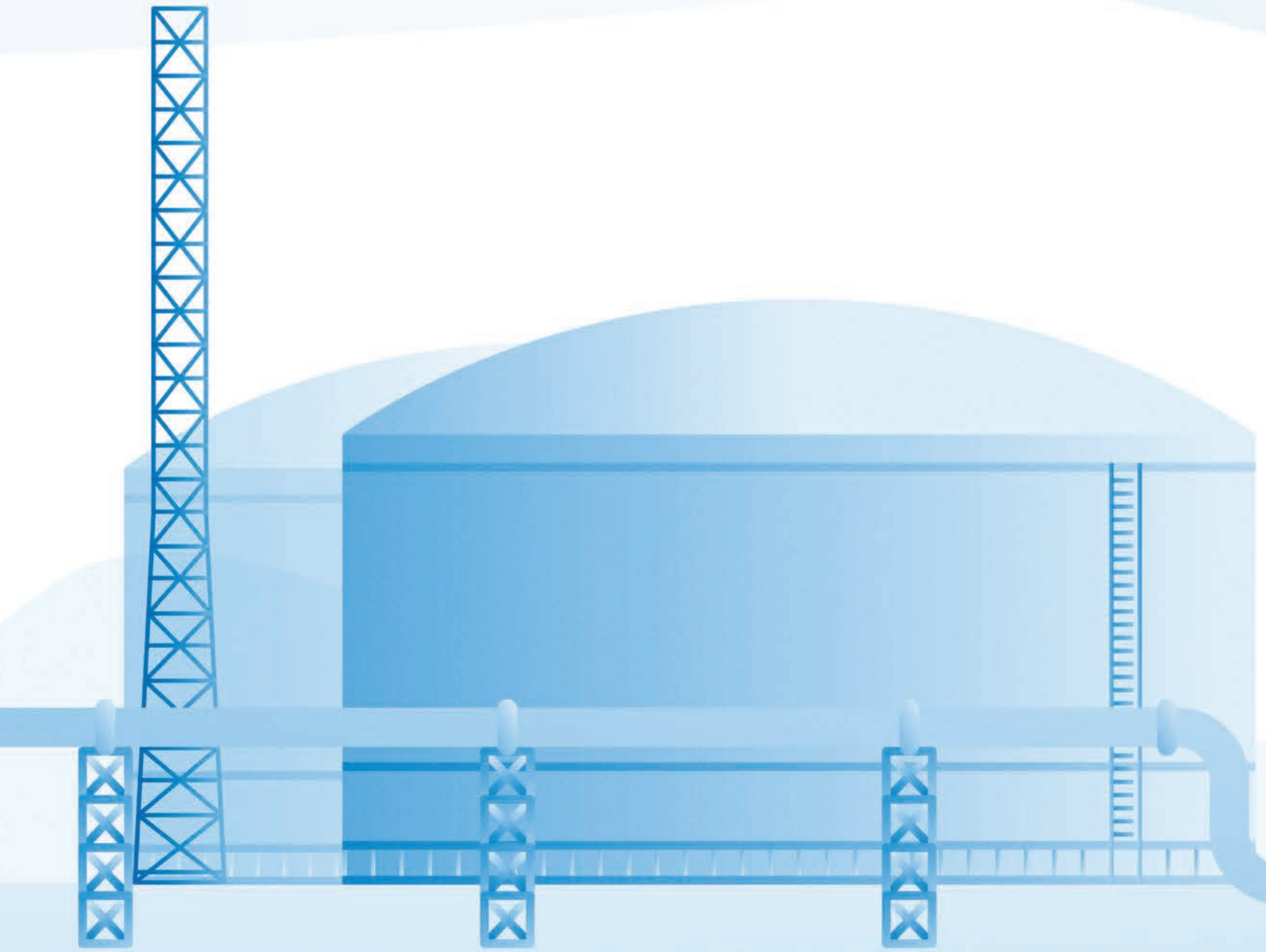
Полученные в 2020 г. геологические результаты в зоне сочленения Таймыро-Североземельской складчатой системы с Лаптевской окраинно-материковой плитой и прилегающего континентального склона, а также в Омолойском заливе моря Лаптевых в 2021 г. будут использованы для дальнейшего обобщения по крупному нефтегазоносному Лаптевоморскому бассейну. ●

Литература

1. *Бабаянц П.С., Блох Ю.И., Буш В.А., Трусов А.А. Интерпретация аэрогеофизических данных при поисках месторождений нефти и газа // Разведка и охрана недр. 2006. № 5. С. 13–18.*
2. *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 Российской Федерации // в журнале Нефть и Газ. ЕВРАЗИЯ, 2017, № 2, с. 44–51.*
3. *Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. Основные результаты геолого-разведочных работ на нефть и газ недропользователей в период 2015–2019 гг. на Континентальном шельфе Российской Федерации и перспективы его освоения до 2025 г. // Геология нефти и газа. – 2020. – № 6. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-5.*
4. *Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н., Агаджанянц И.Г., Грушевская О.В., Уварова И.В. ГРР в Арктике: ресурсный потенциал и перспективные направления // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – Т. 97. – № 1. – Режим доступа: https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/524097-grr-v-arktike-resursnyy-potentsial-i-perspektivnye-napravleniya/.*
5. *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 провведения работ на ближайшее время // Геология нефти и газа. – 2019. – № 6. – С. 5–18. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-6-5-18.*
6. *Обухов А.Н., Савицкий А.В., Скворцов М.Б., Будагов А.Г. Перспективы нефтегазоносных бассейнов Охотского и Берингова морей по новым сейсмическим данным. В сб. Новые идеи в геологии нефти и газа 2019 / отв. ред. А.В. Ступакова; МГУ имени М.В. Ломоносова геологический факультет кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых – Москва: Издательство «Перо», 2019. С. 365–369.*

KEYWORDS: *continental shelf of the Russian Federation; geological exploration; complex geological and geophysical research.*





Neftegaz.RU

ГАЗ В ПЛАСТ!

Почему рациональное использование газа стало принципиальным условием эффективной добычи нефти на Мессояхе?
Как раньше использовали попутный газ на самом северном материковом нефтепромысле России?
Какая работа была проделана для реализации уникального газового проекта на Мессояхской группе месторождений?
Обо всем этом расскажет мультимедийный проект «Газ в пласт! Зеленые технологии для голубого топлива».

MESSOYAHA.NEFTEGAZ.RU

КИТАЙСКИЙ ВЕКТОР В ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОМ БУРЕНИИ

на арктическом шельфе России

УДК 553.98

НА РОССИЙСКУЮ ФЕДЕРАЦИЮ ПРИХОДИТСЯ 21 % ИЛИ ПОРЯДКА 6,2 МЛН КМ² КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА МИРОВОГО ОКЕАНА. ПРИ ЭТОМ ПЛОЩАДЬ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ И ДОСТУПНЫХ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ АКВАТОРИЙ СОСТАВЛЯЕТ ОКОЛО 60 %. НО РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ СОКРАЩАЮТ РАЗВЕДОЧНОЕ БУРЕНИЕ. КАКОВЫ ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ СТАГНАЦИИ РАБОТ НА РОССИЙСКОМ АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ И ЧТО НУЖНО ВИНКАМ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЛИЦЕНЗИОННЫХ СОГЛАШЕНИЙ?

21 % OR ABOUT 6.2 MLN KM² OF THE CONTINENTAL SHELF OF THE WORLD OCEAN ARE ATTRIBUTED TO THE RUSSIAN FEDERATION. AT THE SAME TIME THE AREA OF THE MOST PROSPECTIVE AND AVAILABLE WATER ZONES (IN VIEW OF EXPLORATORY DRILLING) IS ABOUT 60 %. BUT THE RUSSIAN COMPANIES REDUCE THE EXPLORATORY DRILLING. WHAT ARE THE MAIN REASONS OF THE STAGNATION OF WORK AT THE RUSSIAN ARCTIC SHELF AND WHAT DO VERTICALLY INTEGRATED OIL COMPANIES NEED TO FULFILL THE LICENSE AGREEMENTS?

Ключевые слова: *Арктика, шельф, добыча, разведочное бурение, Китай.*

Сочнева Инга Олеговна

доцент кафедры «Глобальная энергетическая политика и энергетическая безопасность», МИЭПД МГИМО МИД РФ, к.т.н.

Сочнев Олег Яковлевич

д.т.н.

Россия владеет важнейшим в планетарном масштабе резервом углеводородного (УВ) сырья (около 20–25 % мировых ресурсов). Суммарные извлекаемые ресурсы шельфа оцениваются в 100 млрд т у.т., из которых газовая составляющая достигает 80 %[1,2,3,4]. Высокий УВ потенциал шельфа России, по мнению многих специалистов, является общепризнанным фактом, но он сконцентрирован в основном в Арктике.

На шельфе России распределены 140 лицензионных участков.

Добыча углеводородного сырья ведется на шельфе Балтийского, Печорского, Охотского, Каспийского и Азовского морей. Разработкой занимаются 25 компаний-недропользователей, среди них крупнейшими лицензионными площадями обладают ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром».

[1] *Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Арктика. Экология и экономика. – № 1. – 2011. С. 26–37. URL: http://arctica-ac.ru/docs/2(10)/061_071_ARKTIKA_2.pdf.*

[2] *Грамберг И.С., Додин Д.А., Лаверов Н.П. и др. Арктика на пороге третьего тысячелетия (ресурсный потенциал и проблемы экологии). СПб: Наука, 2000. – 247 с.*

[3] *Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Сенин Б.В., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения. Минеральные ресурсы российского шельфа (Спецвыпуск журнала Минеральные ресурсы России; экономика и управление). М.: 2006. – С. 14–71.*

[4] *Дмитриевский А.Н., Белонин М.Д. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа // Природа. – 2004. – № 9. С. 3–10.*

На шельфе России по итогам 2019 г. было добыто всего 28 млн т нефти, 3 млн т конденсата, 57 млрд м³ газа[5], что составляет 5 % от всего объема добычи нефти в стране и 8 % от добычи газа. При этом в мировой добыче доля морской нефти и морского газа в среднем достигают 34 и 25 % соответственно.

В настоящее время наблюдается явная задержка в изучении и освоении углеводородного потенциала арктического шельфа, т.к. освоение большинства лицензионных участков постоянно откладывается.

Часть нефтегазового сообщества в России расценивает данный факт позитивно, аргументируя свою позицию такими доводами, как необходимость сохранить крупные запасы УВ для будущих поколений в качестве государственного резерва, возможность выбрать наиболее рациональные, самые современные инновационные подходы к освоению, что позволит избежать повторения ошибок других компаний, уменьшить вредное воздействие нефтегазодобычи на морскую окружающую среду и при этом увеличить объемы извлекаемых углеводородов[6].

Однако данные аргументы являются весьма спорными по целому ряду причин.

Во-первых, наметившийся в мире энергетический переход уже в ближайшее время изменит структуру производства и потребления энергетических ресурсов.

Во-вторых, повторяющийся из года в год, из десятилетия в десятилетие перенос сроков освоения даже гигантских шельфовых месторождений (например, Штокмановского газоконденсатного в Баренцевом море) приводит к явной стагнации всей отрасли морской нефтегазодобычи России, а точнее к ее продолжающейся деградации со времен СССР. Постоянно декларируемая на разных уровнях госуправления необходимость масштабного освоения шельфа и создания собственного оборудования путем локализации его производства на территории России (импортозамещение) на практике оказывается не более чем лозунгом. Например, ключевой вопрос относительно строительства собственного флота морских буровых установок уже давно отошел на второй план и практически перестал даже обсуждаться на государственном уровне.

В-третьих, освоение шельфа, особенно арктического, не носит системного характера, присущего периоду СССР. В последние годы в основном идет доразведка раннее локализованных геологических объектов в Карском море. Именно там происходят «открытия» месторождений, которые с высокой долей вероятности были предсказаны ранее.

Вплоть до текущего года в Восточной Арктике была построена лишь одна Центрально-Ольгинская скважина. Однако даже она пробурена на берегу Хатангского залива и имеет отношение к Енисей-Хатангской области, а не к шельфу моря Лаптевых. Поэтому весь сектор Восточной Арктики так и остается неизученным морским бурением и перспективы его изучения остаются туманными.

Масштаб работ на шельфе за весь период современной России так и не достиг масштаба работ в СССР, а ведь прошло уже 30 лет.

Также невозможно отрицать очевидное. Санкции США и Евросоюза в отношении шельфовых проектов в значительной степени сработали. Прекратилась совместная работа крупных российских и ведущих зарубежных компаний на арктическом шельфе. На смену им пришли не имевшие опыта работы на шельфе Арктики китайские компании со своими техническими средствами и специалистами.

Геолого-разведочное бурение на арктическом шельфе в период СССР

Более 40 лет назад в СССР было принято стратегически важное решение о необходимости изучения и освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа с акцентом на западную его часть (Баренцево, Печорское и Карское моря). Приоритет данного региона был основан на его географических особенностях и высоких перспективах нефтегазоносности по аналогии с достаточно хорошо изученными к тому времени Тимано-Печорской и Западно-Сибирской нефтегазоносными провинциями (НГП).

В 1979 г. в Мурманске был создан Трест «Арктикморнефтегазразведка» (АМНГР) для поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов на арктическом шельфе России[7].

Первая морская скважина на российском арктическом шельфе была пробурена на Дресвянской структуре в Печорском море в 1981 г.

Бурение велось круглогодично с погружного бурового комплекса (ПБК), построенного на базе теплохода «Севастополь» (проект ES2-S-C1MK (США), тип Либерти) в период 1981–1982 гг. (рис. 1).

Учитывая сроки бурения, советских специалистов можно бесспорно отнести к первопроходцам в круглогодичном бурении морских скважин в Арктике. Это было знаменательное событие, когда коллективами АМНГР и Мурманского отделения ВНИПИ «Морнефтегаза» собственными силами, по собственным чертежам в морскую буровую платформу было переоборудовано обычное грузовое судно. При модернизации использовались исключительно отечественные материалы, работы велись на отечественной верфи местными рабочими, что привело к рекордно низким затратам на выполнение проекта.

В 1983 г. к работе в Баренцевом море приступили буровые суда (БС) усиленного ледового класса «Виктор Муравленко» и «Валентин Шашин» (рис. 1). На тот момент они были одними из самых современных в мире.

[5] *Кутузова М. «ВНИИОкеанология»: «На шельфе России пробурены 323 скважины». Интернет-проект «Нефтянка». 14.10.2020. События. URL: http://neftianka.ru/vniiokeanologiya-na-shelfe-rossii-probureny-323-skvazhiny/.*

[6] *Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Арктика. Экология и экономика. – № 1. – 2011. С. 26–37. URL: http://arctica-ac.ru/docs/2(10)/061_071_ARKTIKA_2.pdf.*

[7] *Вячеслав Урманчеев: «Арктикморнефтегазразведка» – первооткрыватель новой крупной сырьевой базы углеводородов России» // Нефть без границ. Корпоративное издание ОАО «Зарубежнефть». – 2014 – № 1. URL: https://www.nestro.ru/media/filer_public/ba/2d/ba2df5d3-b5b9-4954-a361-25c937387354/neft_14_1_web_2.pdf.*

РИС. 1. Советские и российские буровые установки

ПБК на базе теплохода «Севастополь»

БС «Валентин Шашин»

ППБУ «Шельф-4»

СПБУ «Кольская»

СПБУ «Мурманская»

СПБУ «Арктическая»

СПБУ «Амазон»

ПБК «Обский-1»

В 1985 г. в состав советского арктического бурового флота вошли самоподъемная буровая установка (СПБУ) «Кольская» и полупогружная буровая установка (ППБУ) «Шельф-4» (рис. 1). Это позволило значительно увеличить объем морского бурения в Баренцевом и Печорском морях и вести его на регулярной основе. В 1987 г. в Карском море БС «Виктор Муравленко» открыто первое гигантское месторождение – Русановское газоконденсатное.

В 1988–1989 гг. в Баренцевом море было открыто гигантское Штокмановское газоконденсатное месторождение – сенсация мирового значения, в 1989 г. – Приразломное в Печорском море. До сих пор СССР принадлежит мировой рекорд в самом северном морском бурении на углеводороды – скважина Адмиратейская-1 в Баренцевом море.

В течение десяти лет (1982–1992 гг.) АМНГР было открыто 10 месторождений (Мурманское, Северо-Кильдинское, Поморское, Северо-Гуляевское, Русановское, Штокмановское, Приразломное, Ленинградское, Лудловское, Ледовое), из которых три уникальных (Штокмановское, Ленинградское, Русановское) и 5 крупных (табл. 1). Была достигнута высокая эффективность геолого-разведочных работ, сопоставимая с лучшими отечественными и мировыми показателями. Восемь месторождений были открыты первой пробуренной на площади скважиной и два – второй. Из числа законченных строительством скважин 70% дали промышленные притоки газа или нефти. Объемы промышленных (категория C_1) и предварительно оцененных (категория C_2) запасов углеводородов десяти открытых на шельфе месторождений в сумме превысили аналогичные запасы соседней, одной из старейших в России Тимано-Печорской НГП. Полученные результаты однозначно свидетельствовали об открытии на шельфе Западной Арктики новой крупной Баренцево-Карской НГП, что стало общепризнанным фактом отечественного и мирового значения[8]. Успешность поискового бурения составила 71%[9].

[8] *Чернозубов Г.В. Состояние и перспективы технико-технологического обеспечения поисково-разведочных работ на нефть и газ шельфа Арктики // Бурение и Нефть – журнал про газ и нефть. URL: https://burneft.ru/docs/archived_docs/articles_tek/25/.*

[9] *Новиков Ю.Н. Некоторые проблемы изучения и освоения углеводородного потенциала морской периферии России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/5/68_2012.pdf.*

ТАБЛИЦА 1. Геолого-разведочное бурение в российском секторе Арктики (Баренцево, Печорское и Карское моря)

Скважина	Оператор	Год начала бурения	Буровая установка	Глубина моря, м	Глубина скважины, м
Дресвянская-1	АМНГР	1981	Севастополь	6	2635
Дресвянская-2	АМНГР	1981	Севастополь	6	4236
Северо-Кильдинская-1	АМНГР	1982	БС «В. Шашин»	252	ликвидирована
Мурманская-21	АМНГР	1982	БС «В. Муравленко»	97	1609
Мурманская-22	АМНГР	1983	БС «В. Муравленко»	107	2914
Мурманская-25	АМНГР	1983	БС «В. Муравленко»	97	2621
Северо-Кильдинская-84	АМНГР	1983	БС «В. Шашин»	247	2600
Северо-Кильдинская-80	АМНГР	1983	БС «В. Шашин»	240	3326
Северо-Кильдинская-83	АМНГР	1984	БС «В. Шашин»	259	4000
Северо-Кильдинская-81	АМНГР	1984	БС «В. Шашин»	241	1883
Мурманская-30	АМНГР	1984	БС «В. Муравленко»	119	3500
Мурманская-32	АМНГР	1984	БС «В. Муравленко»	139	3500
Мурманская-23	АМНГР	1984	БС «В. Муравленко»	98	3545
Поморская-1	АМНГР	1984	СПБУ «Кольская»	24	2750
Арктическая-1	АМНГР	1985	БС «В. Шашин»	188	4524
Куренцовская-1	АМНГР	1985	ППБУ «Шельф-4»	108	3253
Мурманская-24	АМНГР	1985	БС «В. Муравленко»	99	4373
Северо-Кильдинская-82	АМНГР	1985	БС «В. Муравленко»	250	4124
Поморская-2	АМНГР	1985	СПБУ «Кольская»	22	2700
Поморская-3	АМНГР	1985	СПБУ «Кольская»	21	2700
Северо-Гуляевская-1	АМНГР	1985	СПБУ «Кольская»	17	3072
Адмиралтейская-1	АМНГР	1986	БС «В. Шашин»	161	3755
Мурманская-27	АМНГР	1986	БС «В. Муравленко»	99	3660
Мурманская-28	АМНГР	1986	БС «В. Муравленко»	101	3150
Северо-Мурманская-1	АМНГР	1986	ППБУ «Шельф-4»	84	3007
Северо-Гуляевская-2	АМНГР	1986	СПБУ «Кольская»	20	3400
Мурманская-26	АМНГР	1987	БС «В. Муравленко»	99	3160
Русановская-1	АМНГР	1987	БС «В. Муравленко»	79	2550
Крестовая-1	АМНГР	1988	ППБУ «Шельф-8»	138	2447
Лудловская-1	АМНГР	1988	БС «В. Муравленко»	230	4070
Мурманская-29	АМНГР	1988	БС «В. Муравленко»	142	3200
Ферсмановская-1	АМНГР	1988	ППБУ «Шельф-10»	174	3123
Штокмановская-1	АМНГР	1988	БС «В. Шашин»	310	3153
Аквамаринская-1	АМНГР	1988	СПБУ «Кольская»	19	2900
Аквамаринская-2	АМНГР	1988	СПБУ «Кольская»	24	1750

Продолжение таблицы 1 ⟶

Продолжение таблицы 1

Скважина	Оператор	Год начала бурения	Буровая установка	Глубина моря, м	Глубина скважины, м
Русановская-2	АМНГР	1988	БС «В. Муравленко»	84	2373
Лудловская-2	АМНГР	1989	БС «В. Муравленко»	233	3177
Штокмановская-2	АМНГР	1989	БС «В. Шашин»	332	3030
Северо-Мурманская-2	АМНГР	1989	ППБУ «Шельф-4»	99	2213
Приразломная-1	АМНГР	1989	СПБУ «Кольская»	19	3100
Ленинградская-1	АМНГР	1989	БС «В. Шашин»	107	2453
Андреевская-1	АМНГР	1990	ППБУ «Шельф-10»	156	610
Ледовая-1	АМНГР	1990	БС «В. Муравленко»	254	2505
Штокмановская-3	АМНГР	1990	БС «В. Шашин»	330	2515
Ленинградская-2	АМНГР	1990	БС «В. Муравленко»	121	2502
Ахматовская-1	АМНГР	1991	ППБУ «Шельф-8»	116	2613
Штокмановская-4	АМНГР	1991	БС «В. Муравленко»	341	2474
Штокмановская-5	АМНГР	1991	БС «В. Шашин»	330	2550
Лунинская-1	АМНГР	1991	ППБУ «Шельф-8»	193	1405
Ледовая-2	АМНГР	1992	БС «В. Шашин»	262	2500
Лудловская-3	АМНГР	1992	БС «В. Муравленко»	235	1791
Приразломная-2	Росшельф	1992	СПБУ «Кольская»	19	2412
Приразломная-3	Росшельф	1993	СПБУ «Кольская»	19	2585
Восточно-Колгуевская-1	АМНГР	1993	ППБУ «Шельф-8»	77	4236
Восточно-Колгуевская-2	АМНГР	1993	ППБУ «Шельф-8»	66	2635
Штокмановская-6	АМНГР	1994	БС «В. Шашин»	260	2450
Приразломная-4	Росшельф	1994	СПБУ «Мурманская»	19	2730
Приразломная-5	Росшельф	1994	СПБУ «Мурманская»	19	4495
Приразломная-6	Росшельф	1995	СПБУ Transocean 5	19	4500
Варандей-море-1	АМНГР	1995	СПБУ «Мурманская»	16	2556
Варандей-море-2	АМНГР	1996	СПБУ «Мурманская»	16	2152
Медынская-море-1	АМНГР	1997	СПБУ «Мурманская»	17	2525
Северо-Долгинская-1	Газфлот	1998	СПБУ «Мурманская»	41	3175
Южно-Долгинская-1	Газфлот	1999	СПБУ «Мурманская»	17	3900
Каменномысская-море-1	Газфлот	2000	СПБУ «Мурманская»	10	1250
Северо-Каменномысская-1	Газфлот	2000	СПБУ «Мурманская»	17	1200
Паханческая-1	АМНГР	2001	СПБУ «Мурманская»	15	4417
Медынская-море-2-1	Арктикшельфнефтегаз	2002	СПБУ «Мурманская»	19	3530
Каменномысская-море-2	Газфлот	2002	СПБУ «Амазон»	13	1200
Чугорьяхинская-1	Газфлот	2002	СПБУ «Амазон»	12	1200
Медынская-море-1-3	Арктикшельфнефтегаз	2003	СПБУ «Мурманская»	13	4270
Каменномысская-море-4	Газфлот	2003	СПБУ «Амазон»	5	1200
Северо-Каменномысская-2	Газфлот	2003	СПБУ «Амазон»	6	1170
Обская-1	Газфлот	2003	СПБУ «Амазон»	8	2250
Каменномысская-море-3	Газфлот	2004	СПБУ «Амазон»	6	2235
Северо-Каменномысская-3	Газфлот	2004	СПБУ «Амазон»	14	2235
Северо-Каменномысская-4	Газфлот	2004	СПБУ «Амазон»	11	2235
Медынская-море-2-4	Арктикшельфнефтегаз	2005	СПБУ «Мурманская»	19	3920
Чугорьяхинская-2	Газфлот	2005	СПБУ «Амазон»	11,5	2550
Чугорьяхинская-3	Газфлот	2005	СПБУ «Амазон»	11,5	2650
Штокмановская-7	Севморнефтегаз	2006	ППБУ Deepsea Delta	340	2450
Северо-Каменномысская-5	Газфлот	2006	СПБУ «Амазон»	10	2740
Северо-Каменномысская-6	Газфлот	2006	СПБУ «Амазон»	10	2730
Долгинская-2	Газфлот	2007	СПБУ Energy Exerter	42	3500
Северо-Каменномысская-7	Газфлот	2007	СПБУ «Амазон»	10	2730
Каменномысская-море-5	Газфлот	2007	СПБУ «Амазон»	14	2735
Каменномысская-море-6	Газфлот	2007	СПБУ «Амазон»	14	2735

Продолжение таблицы 1 ⟶

Продолжение таблицы 1

Скважина	Оператор	Год начала бурения	Буровая установка	Глубина моря, м	Глубина скважины, м
Каменномысская-море-8	Газфлот	2008	СПБУ «Амазон»	6	2735
Семаковская 101	Газфлот	2008	СПБУ «Амазон»	8,5	1030
Семаковская 102	Газфлот	2008	СПБУ «Амазон»	8	1030
Семаковская 103	Газфлот	2009	ПБК Обский-1	8	1019
Семаковская 104	Газфлот	2009	СПБУ «Амазон»	8	1033
Семаковская 104	Газфлот	2009	СПБУ «Амазон»	8	1033
Университетская-1	Карморнефтегаз	2014	ППБУ West Alpha	81	2113
Северо-Долгинская-3	Газпром нефть	2014	СПБУ GSP Saturn	55	3500
Ленинградская-3	Газпром геологоразведка	2017	ППБУ Nanhai VIII	160	2700
Нярмейская-1	Газпром геологоразведка	2018	СПБУ «Арктическая»	24	2150
Северо-Обская-1	Арктик СПГ-3	2018	СПБУ «Амазон»	12	2797
Русановская-6	Газпром геологоразведка	2018	ППБУ Nanhai VIII	68	2410
Скуратовская-1	Газпром геологоразведка	2019	СПБУ «Арктическая»	15	2500
Ленинградская-4	Газпром геологоразведка	2019	ППБУ Nanhai VIII	100	2700
Р-65	Арктик СПГ-1	2019	СПБУ «Амазон»	15	2750
Ленинградская-5	Газпром недра	2020	ППБУ Nanhai VIII	100	2700
Западно-Рагозинская-1	Карморнефтегаз	2020	СПБУ Oriental Discovery	35	2241
Викуловская-1	Карморнефтегаз	2020	ППБУ Nanhai IX	280	1621

* Примечание: в таблице 1 цветами обозначено бурение с установок различных типов:
– бурение с ПБК – бурение с СПБУ – бурение с ППБУ – бурение с БС

До 1992 г. морские геолого-разведочные работы находились на балансе госбюджета.

Известные политические и экономические кризисные события, связанные с распадом СССР в начале 90-х годов, практически полностью остановили государственное участие в освоении углеводородного потенциала Арктики.

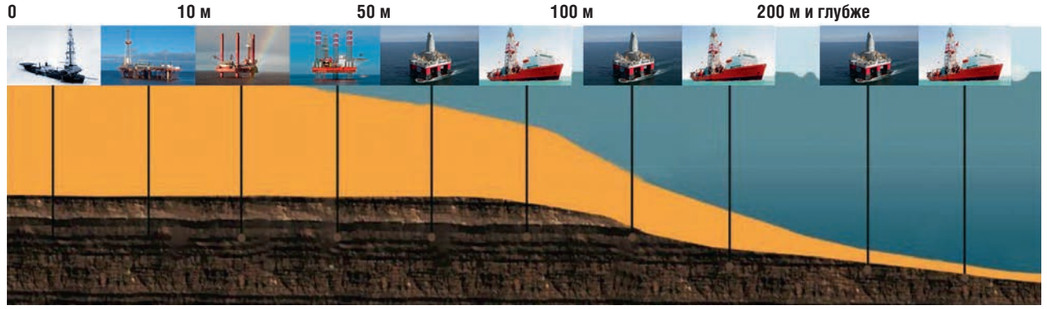
Лишившись финансирования как государственного, так и со стороны акционерных компаний, ФГУП АМНГР вынуждено было продать все три ППБУ («Шельф-4», «Шельф-8», «Шельф-10») отечественной постройки и сдать на длительный период в аренду два буровых судна («Валентин Шашин», «Виктор Муравленко») и одну СПБУ («Кольская») зарубежной постройки для работ на шельфе Бразилии и Северного моря. Фактически АМНГР лишилось технических средств для морского геолого-разведочного бурения. И результат не заставил себя долго ждать – произошло резкое сокращение бурения на арктическом шельфе России (рис. 2).

Геолого-разведочное бурение на арктическом шельфе в современной России

С 1992 г. морские геолого-разведочные работы стали финансироваться за счет недропользователей.

РИС. 2. Общее число пробуренных скважин на арктическом шельфе России и объем бурения тыс. м, 1981–2020 гг.

ТАБЛИЦА 2. Количество геолого-разведочных скважин, пробуренных на различных глубинах в Баренцевом, Печорском и Карском морях



Глубина, м	0–10	11–50	51–100	101–200	более 200
ПБК	3				
БС			8	9	17
ППБУ			8	7	2
СПБУ	13	37	1		
Итого	**16**	**37**	**17**	**16**	**19**
Всего: 105 скважин					

С 1995 по 2005 гг. работы на арктическом шельфе АМНГ осуществляла единственной СПБУ «Мурманская», которую в 2006 г. постигла такая же участь сдачи в аренду с российским персоналом, как и другие установки, из-за отсутствия приемлемых для предприятия заказов.

В 1996 г. было начато геолого-разведочное бурение на структурах Варандей-море, Медынское-море, Южно- и Северо-Долгинская в Печорском море.

Зимой 1996–1997 гг. ООО «Газфлот» была предпринята попытка строительства искусственного экспериментального ледяного острова для бурения скважины на структуре Адер-Паютинская в Тазовской губе Карского моря.

В 2001 г. в Печорском море на структуре Паханческая СПБУ «Мурманская» была пробурена первая параметрическая скважина на шельфе Арктики глубиной 4417 м.

С 2000 г. основное арктическое морское геолого-разведочное бурение велось в Карском море.

В 2000 г. с СПБУ «Мурманская» были пробурены первые скважины в центральной части Обской губы.

С 2002 г. начинается регулярное бурение геолого-разведочных скважин в Обской и Тазовских губах с мелкосидящей СПБУ «Амазон» (рис. 1).

В 2009 г. в Тазовской губе осуществлено бурение скважины с ПБК «Обский-1» (рис. 1).

С 2014 г. работы ведутся на лицензионных участках Восточно-Приновоземельский-1, Нярмейский, Северо-Обский, Геофизический, Скуратовский, на Ленинградском, Русановском месторождениях[10].

В период 1993–2012 гг. АМНГР, АО «Росшельф», ООО «Газфлот» и ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» на арктическом шельфе России было открыто 7 месторождений, в том числе три нефтяных (Варандейское-море, Медынское-море, Долгинское) в Баренцевом море и четыре газовых и газоконденсатных (Каменомысское, Северо-Каменомысское, Обское, Чугорьяхинское) в Карском море.

Следует отметить, что значимых месторождений нефти на арктическом шельфе России за всю историю геологоразведки пока не найдено.

На российском арктическом шельфе с уходом с рынка буровых судов, имевших ледовый класс, морское бурение велось и ведется в условиях открытой воды. Здесь основным фактором являлись физико-географические условия Баренцева, Печорского морей и Карского моря, а именно поступление в эти районы теплых атлантических вод и потепление климата, которые формировали значительные по продолжительности летние буровые окна.

Бурение в зоне предельного мелководья (или так называемой «транзитной зоне» – до 5–10 м) практически не велось.

К началу 2021 г. в российском секторе Арктики (Баренцево, Печорское и Карское моря) было пробурено 105 геолого-разведочных скважин (табл. 1, 2)[11,12,13,14].

---

[10] Черепанов В.В., Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Хабибуллин Д.Я., Никишин А.А., Давыдов А.В., Хоштария В.Н., Дмитриев С.Е. Геолого-разведочные работы ПАО «Газпром» на арктическом шельфе РФ: результаты и перспективы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 7. – С. 47–56.

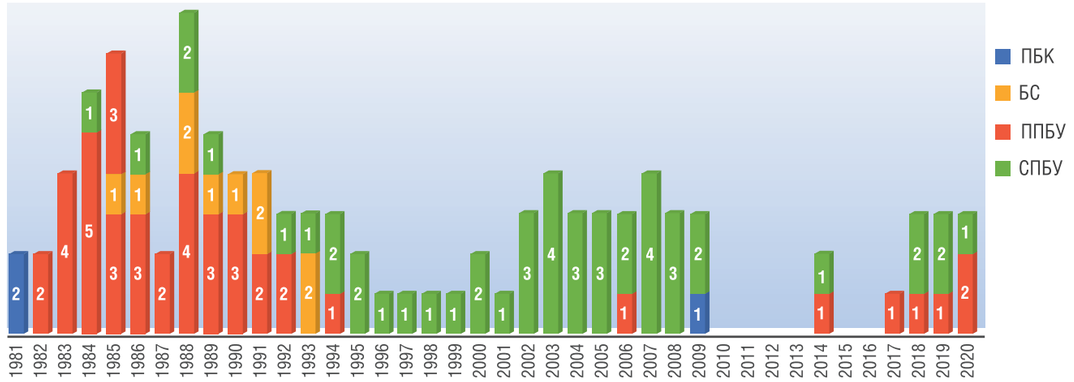
[11] Сочнева И.О. и др. Разведка и добыча углеводородов в арктических морях России: Постер. – М.: Газойл пресс, 2013.

[12] Сочнева И.О. Разведка и добыча углеводородов в арктических морях России: Основные направления развития техники и технологий // Газовая промышленность. – 2016. – № 1 (733). – С. 88–92.

[13] Сочнева И.О. Ресурсы Арктики возможности их разработки // Арктика: экология и экономика. – 2015. – № 4 (20). – С. 70–77. – URL: http//arctica-ac.ru/docs/4(20)/070_077_ARKTICA_4_2015.pdf.

[14] Сочнева И.О., Сочнев О.Я. Разведка углеводородов в арктических водах. Поиск технических решений для России. – М.: ООО «Таус», 2016. – 264 с.

РИС. 3. Распределение пробуренных скважин по типам буровых установок, 1981–2020 гг.



БС продемонстрировали гораздо большую эффективность при работе в районах Баренцева и Карского морей по сравнению с другими техническими средствами (рис. 3). В среднем каждое из судов обеспечивало бурение трех морских скважин в круглогодичном режиме. На их работу также приходятся наиболее значимые геологические открытия. Поэтому выбор в пользу строительства судов ледового класса (Bully 1, Bully 2) компаниями Shell и Noble Drilling для бурения в водах Аляски представляется вполне оправданным[15].

Следует упомянуть, что в 1998 г. на Херсонском судостроительном заводе было закончено строительство БС «Газпром-1». Данное судно было предназначено для бурения скважин в незамерзающей части арктических морей и других регионов, но ни одной скважины в Арктике так и не пробурило. С 2000 по 2002 гг. судно находилось в бербоут-чартере у иностранного фрахтователя, а 2005 г. было продано ПАО «Газпром» в Мексику, где было переоборудовано в крановое судно.

К сожалению, в современной России не произошло коренного изменения в процессе шельфовой добычи углеводородов, а также в морских геолого-разведочных работах и их оснащении техническими средствами.

На российском шельфе ежегодный объем геолого-разведочных работ составляет сегодня 30–50% от объема конца 80-х годов прошлого столетия (рис. 2). Тогда только АМНГР, выполняя государственные программы, вело работы одновременно 7 морскими буровыми установками (с круглогодичным графиком), из которых три были зарубежной постройки компании Aker RAUMA (Финляндия) (два БС и одна СПБУ) и четыре отечественной постройки Выборгского судостроительного завода (три ППБУ и одна СПБУ).

В последние годы Россия для работ на арктическом шельфе располагала только тремя буровыми установками (СПБУ «Амазон», СПБУ «Арктическая», ПБК «Обский-1»). ППБУ «Полярная звезда» и ППБУ «Северное сияние», построенные для реализации Штокмановского проекта, в Арктике не работали, а использовались в районе о. Сахалин.

Проблема, связанная с необходимостью пополнения парка плавучих буровых установок и специализированного флота России новыми техническими средствами, очень серьезная. Россия в недалеком будущем может остаться без технических средств для изучения нефтегазового потенциала шельфа. Следует отметить, что СПБУ «Мурманская» была построена Выборгским судостроительным заводом в 1991 г., а следующая СПБУ «Арктическая» ОАО «Центром судоремонта «Звездочка» только в 2012 г. За период с 1991 по 2006 гг. российские судостроительные заводы не построили ни одной платформы и специализированного судна для рынка России. Как следствие, произошла самоликвидация крупнейших заводов по выпуску специального бурового оборудования для морского бурения в России и странах СНГ.

Влияние на геологоразведку противостояния российских компаний при лицензировании арктического шельфа

Ситуация сложившейся в геолого-разведочном бурении на арктическом шельфе после 2010 г. стала, в том числе, отражением имевшего место масштабного лицензирования российского шельфа в целом.

Распределение лицензий на участки арктического шельфа в начале 2010-х годов ознаменовалось противостоянием двух компаний – ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть». До этого ПАО «НК «Роснефть» фактически не имела морских арктических лицензий, участвуя в работах на Приразломном месторождении через ООО «Севморнефтегаз», а на Варандей-Медынском – через ООО «Арктикшельфнефтегаз». ПАО «Газпром» к тому моменту уже имело ряд лицензий в Баренцевом, Печорском и Карском морях, в том числе на Штокмановское ГКМ. Тем не менее обе госкомпании на равных включились в «арктическую» гонку. При этом они были (и до сих пор едины) в своих усилиях не допускать на шельф России ПАО «НК «Лукойл» и иностранцев.

---

[15] Arctic Standards. Recommendations on Oil Spill Prevention, Response, and Safety in the U.S. Arctic Ocean. Pew Charitable Trusts. 203. – 142 c. URL: https://www.pewtrusts.org/~/media/assets/2013/09/23/arcticstandardsfinal.pdf.

Размеры распределенных участков были просто гигантские. Подобных прецедентов в мировой практике шельфовой добычи еще не было. В 2010–2013 гг. заметно выросла общая площадь лицензированного шельфа, а политика лоббирования выдачи лицензий на разработку шельфовых месторождений в России привела к тому, что средний размер лицензионного участка увеличился с 5 до 30 тыс. км^2 и более. Только за два с небольшим года в России было выдано лицензий на участки, в сумме в 1,6 раза превышающие площадь территорий, лицензированных в Норвегии в течение последних 50 лет[16].

Важно подчеркнуть, что лицензии были выданы только двум государственным компаниям – ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть». Даже крупные иностранные компании, имеющие значительный опыт работы в различных районах Мирового океана, не были допущены на российский континентальный шельф.

Негласный раздел российского шельфа между ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть», устранил здоровую конкурентную среду, необходимую для обеспечения эффективного освоения громадного морского УВ потенциала России. И вместе с тем не устранил бесплодные конфликты на этой почве и пока не способствует достижению приростов запасов нефти и газа в объемах, планируемых государством[17].

Уже к 2016 г. стало очевидно, что в сроки выданных лицензий – одновременно по всем участкам – ни ПАО «Газпром», ни ПАО «НК «Роснефть» уложиться не удастся. Прогресса в работах на шельфе не произошло. Даже наоборот. ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» стали отодвигать исполнение лицензионных обязательств на более поздние периоды (на сроки 15–20–30 и более лет).

На 01.01.2019 г. ПАО «НК «Роснефть» владело 55 лицензиями на участки в акваториях арктических, дальневосточных и южных морей России, ПАО «Газпром» – 41, ПАО «НК «Лукойл» – 14, ПАО «Новатэк» – 7.

Единовременная выдача лицензий на все основные участки свела конкурентное соперничество между ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» лишь к лоббированию своих интересов. Возможно, единичная выдача лицензий конкурирующим госкомпаниям стимулировала бы большие усилия в их работах на шельфе. Но теперь ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» сосредоточили свое основное внимание на других направлениях и проектах.

Влияние на геологоразведку секторальных санкции по отношению к арктическим проектам

Ухудшение отношений России и стран Запада после украинских событий 2013–2014 гг. оказало заметное влияние на сотрудничество в области разведки и добычи арктических углеводородов.

В 2014 г. США и Евросоюз ввели ограничительные меры («санкции»), направленные против Российской Федерации, действующие до сих пор. Япония и Канада также ввели персональные и секторальные санкции против России[18,19]. Примечательно, что меры США направлены на нефтегазовую промышленность в целом, в то время как ограничения со стороны Евросоюза касаются в основном нефтяной сферы (скорее всего, из-за того, что Европа является крупным импортером газа).

Санкционный режим, хотя и не является чем-то кардинально новым (если вспомнить отношения СССР и Запада периода «холодной войны»), для отечественных добывающих, нефтесервисных компаний и предприятий-производителей оборудования он представляет собой вызов, на который необходимо ответить качественными сдвигами в области технологий и организации своей деятельности.

Секторальные санкции США имеют более жесткий характер, по сравнению с санкциями Евросоюза и Канады.

Они подразумевают лицензирование поставок в Россию оборудования для добычи углеводородов на глубинах свыше 500 футов (152,4 м), разработки арктического шельфа и сланцевых запасов нефти и газа.

Для глубоководных, арктических и шельфовых проектов список запрещенного США к ввозу в Россию оборудования следующий:

- буровые установки;
- детали для горизонтального бурения;
- буровое оборудование и оборудование для заканчивания скважин;
- морское оборудование для работы в условиях Арктики;
- оборудование для каротажа;
- скважинные насосы;
- бурильные и обсадные трубы;
- программное обеспечение для гидроразрыва пласта;
- насосы высокого давления;
- оборудование для сейсморазведки;
- дистанционно управляемые подводные аппараты;
- компрессоры;
- инструменты для развальцовки;
- распределительные краны;
- райзеры.

Санкции ЕС касаются глубоководной добычи, но не конкретизируют минимальную глубину добычи.

Кроме того, западным компаниям запрещено продолжать совместную работу в рамках совместных арктических, сланцевых

---

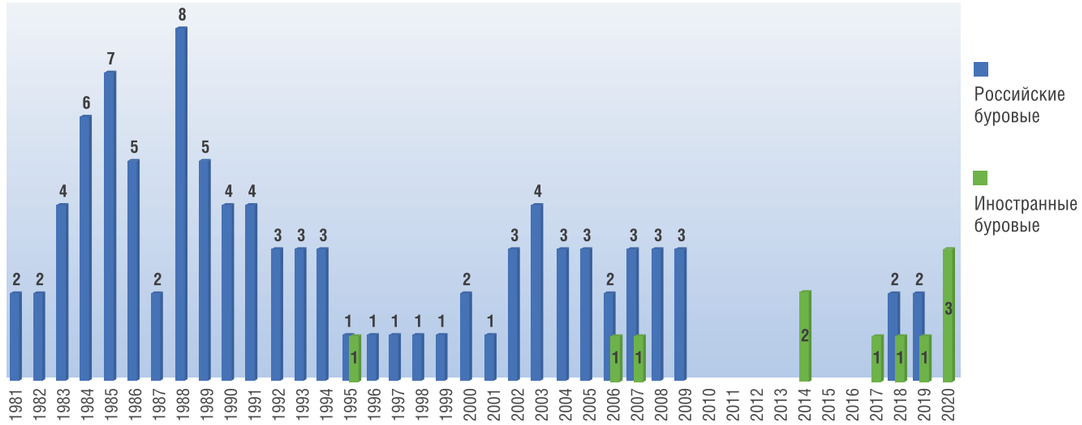
[16] Лунден Л. Российская налоговая и лицензионная политика в отношении шельфовых проектов // ЭКО. – 2014. – № 3. – С. 30–54.

[17] Новиков Ю.Н. Некоторые проблемы изучения и освоения углеводородного потенциала морской периферии России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – №4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/5/68_2012.pdf.

[18] Commerce Control List (CCL). §746.5 of the Export Administration Regulations (EAR) in the Commerce August 6, 2014 rule, «Russian Oil Industry Sanctions and Addition of Person to the Entity List» (79 FR 45675). – URL: https://www.bis.doc.gov/index.php/licensing/embassy-faq/faq/189-what-license-requirements-were-implemented-on-russia-in-744-21-of-the-ear-in-the-september-17-2014-rule-addition-of-persons-to-the-entity-list-and-restrictions-on-certain-military-end-uses-and-military-end-users-79-fr-55608#faq_109.

[19] Сочнева И.О. Ресурсы Арктики возможности их разработки // Арктика: экология и экономика. – 2015. – № 4 (20). – С. 70–77. – URL: http//arctica-ac.ru/docs/4(20)/070_077_ARKTICA_4_2015.pdf.

РИС. 4. Число пробуренных скважин с применением российских и иностранных буровых установок, 1981–2020 гг.



и глубоководных проектов по разведке и добыче совместно с ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Лукойл» и ПАО «Сургутнефтегаз».

США считают, что введенные ограничения оказывают значительное влияние и замедляют освоение континентального шельфа России в целом.

Примером компании, непосредственно пострадавшей от ограничительных мер, является ExxonMobil. На данный момент ExxonMobil вышла из совместных проектов с ПАО «НК «Роснефть» в Арктике (Карское и Чукотское моря и море Лаптевых), а также в Черном море, что привело к финансовым потерям, в том числе и для самой ExxonMobil.

Осенью 2014 г. стало известно о фактическом провале сделки ПАО «НК «Роснефть» с буровой компанией North Atlantic Drilling в объеме $925 млн. В рамках достигнутых договоренностей российская компания и ее зарубежный партнер заключили долгосрочные соглашения по работе на шельфе, в соответствии с которыми предполагалось использование шести морских буровых установок North Atlantic на шельфе РФ на период до 2022 г. Одна из таких установок, ППБУ «West Alpha», с августа по сентябрь 2014 г. бурила скважину Университетская-1 в Карском море. В конце сентября 2014 г. стало известно, что бурение этой скважины в связи с наложенными санкциями прекращено, а морские буровые установки North Atlantic Drilling в российской Арктике больше работать не будут. В итоге геолого-разведочное бурение в Карском море было отложено ПАО «НК «Роснефть» до 2020 г.

Таким образом, проявилась общая закономерность в подходах западных компаний к работе в России – они или уже отказались, или, скорее всего, будут отказываться от освоения российских шельфовых месторождений из-за наложенных санкций.

В настоящий момент совместная работа госкомпаний России и иностранных компаний на лицензионных участках на арктическом шельфе фактически прекратилась.

Геолого-разведочное бурение на арктическом шельфе с использованием иностранных буровых установок

Отсчет масштабному использованию иностранных буровых установок в российской Арктике можно уверенно начать с 2001 г. Именно тогда на условиях лизинга была арендована СПБУ «Амазон», осадка которой обеспечивала выход на точки бурения с глубиной воды от 4 до 51 м и бурение скважин глубиной до 3000 м. Необходимость использования подобной СПБУ диктовалось условиями мелководья Обской и Тазовской губ, а аналогичной СПБУ «Амазон» в России не было. Установка была доставлена из Бенина и в 2001–2002 гг. на судоверфи Мянтулуото в Финляндии и на Мурманском СРЗ было проведена ее винтеризация и дооборудование. С 2002 г. СПБУ «Амазон» (название было сохранено по требованию арендодателя) приступила к работе. В силу наличия лизинговой схемы и длительного использования данную установку можно условно отнести к «российским».

В 2006 г. в рамках международного консорциума, созданного для реализации Штокмановского проекта ПАО «Газпром», StatoilHydro и Total, для бурения скважины Штокмановская-7 использовалась ППБУ «Deepsea Delta», арендованная у норвежской Norsk Hydro (рис. 4, 5).

В 2007 г. для бурения скважины Долгинская-2 использовалась СПБУ «Energy Exerter», что было обусловлено невозможностью использовать СПБУ «Мурманская».

Тем не менее использование иностранных буровых установок до 2014 г. на российском арктическом шельфе можно считать лишь эпизодичным. Перелом в работе российских компаний наступил именно в 2014 г. Пауза 2010–2013 гг., когда бурение не велось вообще, а ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть», как уже говорилось, были заняты лицензированием шельфа и разработкой программ его освоения, завершилась присутствием в российской Арктике только иностранных буровых – ППБУ «West Alpha» и СПБУ «GSP Saturn», пробуривших скважины

РИС. 5. Иностранные буровые установки

ППБУ «Deepsea Delta»

ППБУ «West Alpha»

СПБУ «GSP Saturn»

СПБУ «Oriental Discovery»

ППБУ «Nanhai VIII»

ППБУ «Nanhai IX»

Университетская-1 и Северо-Долгинская-3 соответственно. Далее снова последовала пауза 2015–2016 гг., которая завершилась началом применения буровых установок, принадлежащих компаниям из Китая.
В 2017–2020 гг. они занимали от 50 до 100% российского рынка морского арктического бурения. Это стало наглядным подтверждением действенности санкций США и Евросоюза в отношении российского арктического шельфа.
В 2020 г. бурение скважины Викуловская-1 на участке Восточно-Приновоземельский-1 в Карском море для ПАО «НК «Роснефть» велось ППБУ «Nanhai IX», принадлежащей национальной сервисной компании из КНР China Oilfield Services Limited (COSL) (подконтрольной китайской государственной компании CNOOC). Тогда же в акватории моря работы вели еще две буровые установки – ППБУ «Nanhai VIII» (владельцем также является COSL), бурившая разведочную скважину № 5 на Ленинградском газоконденсатном месторождении по заказу ПАО «Газпром», и СПБУ «Oriental Discovery» (владелец китайская Tianjin China State Shipbuilding Corporation, CSSC), бурившая поисковую скважину

Западно-Рагозинская-1 на участке Восточно-Приновоземельский-2 для ПАО «НК «Роснефть».

Китайский тренд очевиден. Китай продолжает расширять свое влияние и стремится получить стратегическое преимущество во всем мире, в том числе в районах с потенциально высокой морской нефтегазодобычей.

Тем самым глобализация экономики Китая сопровождается его политической активизацией, в том числе на арктическом направлении.

В 2013 г. Китай, неарктическое государство, получил статус наблюдателя в Арктическом совете. В последние годы Китай объявил себя «почти арктическим» («околоарктическим») государством и стремится к созданию Полярного Великого шелкового пути через проведение арктических операций, создание арктической инфраструктуры, включая порты, аэропорты, подводные кабели и т.п. Эти планы поддерживаются намерениями создания ледокола с ядерной установкой, ежегодными научно-исследовательскими работами с участием научных судов и инвестициями в районы проживания коренных малочисленных народов Севера.

Это далеко не однозначно воспринимается мировым сообществом. Например, в Дании считают, что Китай «имеет в Арктике законные экономические и научные интересы», тогда как в Канаде убеждены, что он «угрожает суверенитету» арктических стран. США также считают, что попытки Китая расширить свое влияние, могут препятствовать американскому доступу в Арктику, свободе навигации в арктических водах и не признают за Китаем статуса «околоарктического государства».

Интересы Китая к Арктике, в том числе российской, сосредоточены на доступе к природным ресурсам и использовании арктических морских маршрутов для доставки китайских товаров и грузов, а никак не на развитии приарктических территорий и государств.

Заключение

В период 2001–2010 гг. на арктическом шельфе России было пробурено 26 скважин. В период 2011–2020 гг. – 12 скважин. Т.е. можно говорить о том, что российские компании вдвое сократили геолого-разведочное бурение в Арктике после введения санкционного режима в 2014 г.

В целом объем российского арктического бурения несопоставимо мал по сравнению с морским бурением на углеводороды в Мировом океане. Например, в 2018 г. в море было пробурено 2355 скважин, из которых около 250 скважин были геолого-разведочными, что составило около 10% от всех пробуренных. При этом на суше было пробурено около 600 геолого-разведочных скважин или менее 1% от всех пробуренных 68 198 скважин[20]. Это свидетельствует о том, что геолого-разведочное бурение смещается в Мировой океан и происходит дальнейшее нарастание роли морской добычи в общей мировой добыче УВ.

Представляется, что основными причинами стагнации работ на российском арктическом шельфе являются значительно более сложные климатические условия по сравнению с другими акваториями России, техническая отсталость судостроительной промышленности и производителей нефтегазового оборудования для морского бурения и освоения месторождений (а точнее фактически полное отсутствие его современного производства, длящиеся не один год и в целом безуспешные попытки его локализации и импортозамещения), ограниченный опыт освоения морских месторождений в арктических широтах, экономические кризисы с резкими колебаниями цен на углеводородное сырье и наличие значительного резерва относительно привлекательных и технически не сложных для освоения месторождений УВ на суше.

Для выполнения лицензионных соглашений российские ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» вынуждены привлекать иностранных буровых и сервисных подрядчиков с их морскими буровыми установками, сервисным оборудованием и обязательным условием обслуживания этих установок своим иностранным рабочим персоналом.

В перспективе это приведет:

- к зависимости нефтегазовой отрасли от зарубежных поставок технологий и технических средств для разведки и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации;
- к потере научно-производственного и кадрового потенциала отечественной промышленности;
- к утрате инвестиционной привлекательности отечественных нефтегазовых компаний в качестве инвесторов в освоение месторождений углеводородов в Мировом океане, следовательно, к снижению степени их участия в решении проблем мировой энергетической безопасности.

В текущих условиях пандемии и постпандемии в ближайшие 5–7 лет ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» не смогут активизировать геолого-разведочные работы и освоение арктических шельфовых месторождений. Но, как уже сложилось в российской практике, лицензионные сроки добычи, вероятнее всего, будут вновь отодвинуты, в данном случае – в связи с низкими ценами на углеводороды и конъюнктурой мирового спроса. Вместо масштабной работы на шельфе будут реализовываться лишь отдельные добычные проекты, и отнюдь не в тяжелых ледовых условиях Восточной Арктики, на акваторию которой выдано значительное количество лицензий.

На сокровища Арктики есть много претендентов, в том числе такой экономический гигант, как Китай. Его активность в такой чувствительной для России области как проведение геолого-разведочных работ на шельфе Арктики способствует и является лишь частью укрепления его геополитического влияния в регионе.

Возможные пути решения вышеуказанных проблем достаточно очевидны, но для их практической реализации нужны не только программные заявления, но и конкретные дела. ●

KEYWORDS: *Arctic, Offshore, production, exploration drilling, China.*

[20] *Forecast and Data 2018. Executive summary. World Oil, 2018. http://wordoil.com.*

Neftegaz.RU Offshore
номер 2/ 2021 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО РЕГИОНА – основа бассейнового анализа и прогноза ресурсов

Суслова Анна Анатольевна
к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник

Ступакова Антонина Васильевна
д.г.-м.н., заведующий кафедрой

Большакова Мария Александровна
к.г.-м.н., старший научный сотрудник

Мордасова Алина Владимировна
к.г.-м.н., научный сотрудник

Сауткин Роман Сергеевич
к.г.-м.н., старший научный сотрудник

Краснова Елизавета Андреевна
к.г.-м.н., старший научный сотрудник

Осипов Константин Олегович
аспирант

Колесникова Татьяна Олеговна
магистрант

Ковалевская Светлана Олеговна
магистрант

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

Гильмуллина Альбина Альбертовна
аспирант

Кристиан Хауг Эйде
к.г.-м.н., доцент

Кафедра наук о Земле Университета г. Берген

Туре Грейн Клаусен
к.г.-м.н., старший научный сотрудник
Petrolia NOCO AS

ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ ШЕЛЬФОВ БАРЕНЦЕВА И КАРСКОГО МОРЕЙ. ОПИРАЯСЬ НА ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ, А ТАКЖЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКОГО БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И СТРУКТУРНЫЙ ПЛАН ОСАДОЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ ЭТИХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ, ПОСТРОЕНЫ КАРТЫ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И КАТАГЕНЕТИЧЕСКОЙ ЗРЕЛОСТИ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОИЗВОДЯЩИХ ПОРОД. ПОКАЗАНЫ ОСНОВНЫЕ ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТИ И ГАЗА ОБОГАЩЕННЫМИ ОРГАНИЧЕСКИМ ВЕЩЕСТВОМ ПОРОДАМИ РАЗНОГО ВОЗРАСТА. РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ И ИМЕЮЩИЕСЯ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕКОНСТРУКЦИЮ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БАРЕНЦЕВО-КАРСКОГО ШЕЛЬФА

THE ANALYSIS OF OIL AND GAS SOURCE STRATA OF THE SHELVES OF THE BARENTS AND KARA SEAS HAS BEEN CARRIED OUT. BASED ON GEOCHEMICAL STUDIES AND PALEOGEOGRAPHIC RECONSTRUCTIONS, AS WELL AS ON THE RESULTS OF GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL BASIN MODELING AND THE STRUCTURAL PLAN OF SEDIMENTARY DEPOSITS OF OIL AND GAS BEARING BASINS OF THESE ARCTIC SEAS, MAPS OF THE DISTRIBUTION AND CATAGENETIC MATURITY OF OIL AND GAS PRODUCING ROCKS WERE CONSTRUCTED. THE MAIN OIL AND GAS GENERATION ZONES BY ORGANIC MATTER-ENRICHED ROCKS OF DIFFERENT AGES ARE SHOWN. THE MAIN FACTORS AND EXISTING GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL UNCERTAINTIES AFFECTING THE OIL AND GAS FORMING IN THE BARENTS-KARA SHELF ARE CONSIDERED

Ключевые слова: *бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские толщи, комплексирование, прогноз нефтегазоносности, месторождения нефти и газа, Арктика, перспективы акваторий.*

УДК 550.8

Нефтегазоматеринские толщи – один из важнейших элементов углеводородных систем. Важными параметрами, которые характеризуют нефтематеринскую толщу, являются содержание в ней органического вещества, тип и степень зрелости керогена. В последнее время для определения потенциала бассейна активно используется метод бассейнового анализа или моделирования, при котором мы неизбежно сталкиваемся с необходимостью комплексирования разномасштабных исследований: от интерпретации результатов сейсморазведки до результатов точечных литологических, петрофизических, углепетрографических и геохимических исследований. Точность и адекватность модели напрямую зависит от закладываемых в нее геологических и геохимических параметров. Региональная геохимия, играющая ключевую роль при поисковых и разведочных работах на суше и на шельфе, является важнейшей частью бассейнового моделирования и базируется на результатах исследований генерационного потенциала и термической эволюции нефтематеринских пород. Итогом региональных геолого-геохимических исследований является оценка перспектив нефтегазоносности бассейна в целом и локализация вероятных скоплений углеводородов с количественной оценкой их объемов и состава (при высоком качестве исходных данных). В статье мы постарались охарактеризовать разные уровни нефтематеринских толщ Западной Арктики, необходимых для проведения бассейнового анализа.

Бассейновый анализ позволяет дать прогноз нефтегазоносности и выделить наиболее перспективные для поиска нефти и газа области на изучаемой территории или акватории. Особенно актуально применение бассейнового анализа в акваториях Арктических бассейнов, которые отличаются относительно малой степенью изученности, нехваткой глубоких скважин, региональным масштабом исследований и суровым климатом. Для решения практических задач прогноза ресурсного потенциала могут применяться различные алгоритмы моделирования. В первую очередь для любого бассейнового анализа необходима модель строения осадочного бассейна, зоны нефтегазонакопления или отдельного участка в ее пределах. При помощи программ бассейнового моделирования можно проследить геологические процессы, которые протекают в бассейне в течение всей его истории развития, моделирование позволяет проиграть несколько сценариев образования скоплений углеводородов – при наличии неопределенностей в характеристиках пород бассейна или в истории его развития. Точность и адекватность модели напрямую зависит от закладываемых в нее входных геолого-геохимических параметров.

ФАКТЫ

Бассейновый анализ

позволяет дать прогноз нефтегазоносности и выделить наиболее перспективные для поиска нефти и газа области на изучаемой территории или акватории

Программы

бассейнового моделирования позволяют проследить геологические процессы, которые протекают в бассейне в течение его истории и проиграть несколько сценариев образования скоплений углеводородов

Важным фактором является то, что модель включает в себя регулирующие механизмы и временные привязки, например взаимосвязь миграции углеводородных флюидов (УВ) и структурно-тектонического развития исследуемого региона, что позволяет спрогнозировать возможность образования и разрушения залежей УВ (рисунок 1).

Бассейновое моделирование позволяет дать прогноз нефтегазоносности и выделить наиболее перспективные области скопления УВ на изучаемой территории или акватории.

РИС. 1. Модель нефтяной системы

Для решения практических задач прогноза ресурсного потенциала могут применяться различные алгоритмы моделирования.

При подготовке бассейновой модели должны быть учтены блоки с различной геологической информацией. При этом предлагается следующая последовательность их анализа (рисунок 2):

Блок 1. Геологическая модель должна быть составлена с учетом следующих входных параметров: положение отражающих горизонтов (ОГ), мощность стратиграфических комплексов, положение разломов.

Блок 2. Стратиграфическая модель подразумевает под собой возрастную привязку отражающих горизонтов. Особенно чувствительный параметр для Арктического региона, в первую очередь для тех акваторий, в которых на сегодняшний день не пробурено ни одной скважины. Может быть большое количество вариаций в зависимости от видения строения региона различными авторами.

Блок 3. История развития, включающая в себя анализ основных структурных перестроек и эрозионных событий. Особенно важно оценивать время начала, длительность и мощность эрозионных событий. Эти параметры напрямую зависят от стратиграфической модели. Оценка палеоглубин в бассейне на тот или иной момент может быть снята с палеогеографических карт. Анализ разломной тектоники, времени формирования, активизации и проводимости разломов – важный параметр, влияющий на миграцию углеводородов во времени.

Блок 4. Тепловая модель. Вариация теплового потока в течение истории развития бассейна влияет на степень зрелости нефтематеринских толщ и их способность генерировать углеводороды и может быть проанализирована различными методами: от замеров тепловых характеристик на поверхности и в скважине до оценки геодинамических реконструкций и выявления этапов максимального прогрева бассейна.

ФАКТЫ

Библиотечные кинетики –

это кинетики, разработанные для нефтегазоматеринских толщ по всему миру и зашитые в ПО для бассейнового моделирования. Технически они отличаются друг от друга количеством компонентов и спектром энергий активации для каждого компонента

Основные геотермические параметры –

плотность теплового потока (q, мВт/м^2), теплопроводность горных пород (λ, мВт/м·°С), геотермический градиент (Δt, °С/м), современное и палеораспределение температур, как в осадочном чехле

Блок 5. Литолого-геохимическая модель в первую очередь отражает распределение литологических комплексов по площади и изменение их вверх по разрезу. От литологического состава зависит выявление и определение местоположения в разрезе нефтематеринских толщ, коллекторов и покрышек. Каждый элемент углеводородной системы наделяется своими характеристиками.

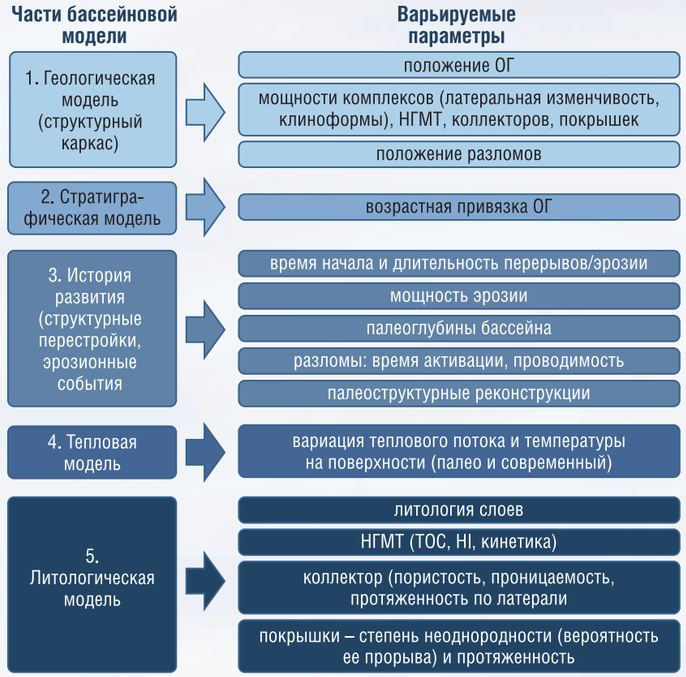
Для получения адекватных результатов в основу геолого-геохимической модели должны быть заложены геологические данные (сейсмогеологические разрезы, литолого-петрофизические характеристики пород), геохимические данные (тип органического вещества, значение содержания органического углерода и величина водородного индекса, с учетом степени катагенетической преобразованности), геотермические данные (данные точечных замеров температур в скважинах на различных глубинах, данные замеров температурного градиента исследуемого района, замеры отражательной способности витринита, а также замеры теплового потока).

Для характеристики нефтегазоматеринских пород используются следующие геохимические параметры: средние исходные значения содержания органического углерода ($C_{орг}$, %) в породе; типы керогена, определяемые, в частности, по значениям водородного индекса (HI, мг УВ/г $C_{орг}$), мощность и закон (кинетика), по которому органическое вещество превращается в нефть и газ.

$C_{орг}$ и HI, полученные в лаборатории, отражают текущий (сегодняшний) потенциал НГМТ. Для того чтобы заложить их в бассейновую модель, необходимо ввести поправки за зрелость, то есть восстановить $C_{орг}$ и HI на момент времени, когда НГМТ была незрелой. Восстановление HI можно производить по диаграмме Ван-Кревелена (Espitalie at al., 1985), а $C_{орг}$ по таблице С.Г. Неручева (Баркан и др., 1998).

Существует множество кинетик, разработанных для разных НГМТ по миру. Они зашиты в ПО для бассейнового моделирования и называются библиотечными. Технически они отличаются друг от друга количеством компонентов (однокомпонентная – нефть и газ вместе, двукомпонентная – нефть и газ раздельно и т.д.) и спектром энергий активации для каждого компонента. К сожалению, на сегодняшний день не для всех НГМТ изучена кинетика. С этой ситуацией справляются двумя способами: первый – разрабатывают собственные кинетики, второй – используют аналоги НГМТ среди библиотечных кинетик, опираясь на тип ОВ, состав отложений, возраст НГМТ, обстановку осадконакопления и фазовый состав генерируемых флюидов. Хотя второй способ кажется на первый взгляд допустимым, но два аналога из библиотечной кинетики могут иметь разительные отличия в спектрах энергии активации (рисунок 3). Поэтому актуальным является разработка собственных кинетик, использование которых позволит значительно уменьшить неопределенность результатов бассейнового моделирования.

РИС. 2. Параметры, используемые при бассейновом моделировании

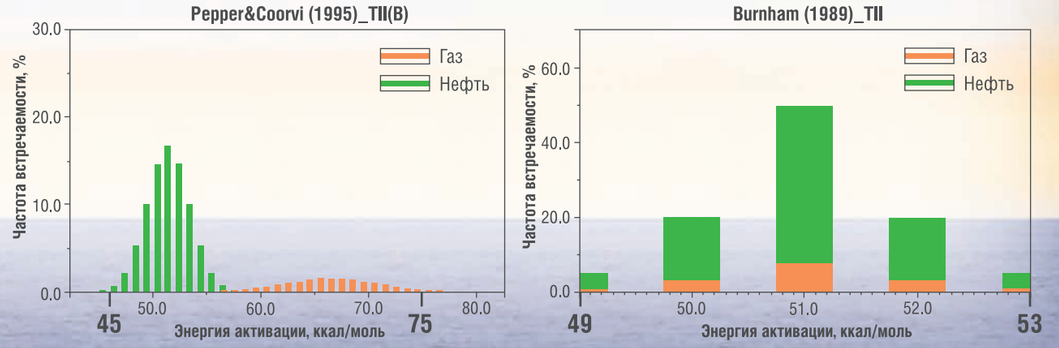


Значительную роль в формировании нефтегазоносности бассейна играет геотермический режим. Распределение температур в осадочном чехле влияет не только на процессы формирования УВ, но и на их миграцию, аккумуляцию и даже сохранность залежей. Основными геотермическими параметрами являются плотность теплового потока (q, мВт/м^2), теплопроводность горных пород (λ, мВт/м·°С), геотермический градиент (Δt, °С/м), современное и палео-распределение температур, как в осадочном чехле, так и в фундаменте.

Большое количество нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), выделяемых в широком стратиграфическом интервале от верхнего девона до палеоцена (на континентальном склоне в западной части Баренцева моря) определяют высокий потенциал Баренцеворского региона. НГМТ разного возраста характеризуются различным составом, содержанием органического вещества, областью распространения и степенью катагенетической зрелости.

Для успешного проведения нефтегазопоисковых работ в регионе важно выявить закономерности изменения характеристик нефтегазоматеринских пород по площади и в разрезе.

РИС. 3. Сравнение гистограмм энергий активации для НГМТ II типа керогена. Различия наблюдаются не только в значениях энергии активации и ширине гистограмм, но и в соотношении энергий активации нефти (зеленое) и газа (оранжевое) внутри кинетик



Так как условия осадконакопления влияют на тип, количество и сохранность органического вещества в осадке, т.е. на исходный нефтематеринский потенциал породы, необходимо комплексное рассмотрение результатов геохимических исследований нефтегазоматеринских отложений и палеогеографической истории региона. Такой анализ был проведен для основных палеозойских и мезозойских НГМТ Баренцево-Карского региона.

Исследование направлено на анализ возраста, состава, характеристики органического вещества, прогноза области распространения и степени его катагенетической зрелости. Для этого была использована обширная база геохимических и углепетрографических исследований (1496 образцов), проведенных на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, и опубликованные данные из фондовых источников (Киреев и др., 2009ф, Вискунова, 2006…).
В географическом плане база данных охватывает акваторию Баренцева и Печорского морей, архипелаги Шпицберген, Новая Земля и Земля Франца-Иосифа, острова Медвежий (Бьорная) и Надежды (Хопен), а также Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн (НГБ).

Области распространения палеозойских и мезозойских НГМТ шельфа Баренцева моря были отрисованы на основе опубликованных палеогеографических карт (Басов и др.. 2009; Маргулис, 2009; Суслова, 2014; Норина, 2014; Henriksen et al., 2011, Geological history…, 2009, Мордасова и др., 2019) и анализа геохимической базы данных. Область развития верхнеюрских и верхнедевонских НГМТ в северной части Карского моря была уточнена на основе анализа сейсмических данных.

Карты катагенетической зрелости основных НГМТ Баренцево-Карского шельфа построены на основе комплексного анализа структурного плана, фактических замеров индикаторов катагенетической зрелости по образцам из скважин и обнажений (замеры отражательной способности витринита *Ro*, % и пиролитического параметра T_{max}). Области не покрытые аналитическими данными были проанализированы посредством бассейнового анализа.

Рассмотрим основные выделенные нефтегазоматеринские толщи и их характеристики (рис. 3). Цветными областями на карте обозначены зоны распространения нефтегазогенерирующих отложений разного возраста.

Верхнедевонские франские глинисто-кремнисто-карбонатные НГМТ выделяются по аналогии с НГМТ доманикового горизонта Тимано-Печорского НГБ. Современное содержание Сорг меняется от 0,1 до 20,6% (в среднем – 3%). ОВ преимущественно II (сапропелевого) и смешанного II-III типа (гумусово-сапропелевого) типа. Единая область распространения верхнедевонских НГМТ включает северную часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна.

ФАКТЫ

1496

образцов базы геохимических и углепетрографических исследований было использовано для исследования, направленного на анализ возраста, состава, характеристики органического вещества, прогноза области распространения и степени его катагенетической зрелости

Баренцево-Карский

нефтегазоносный бассейн расположен в западной части Северного Ледовитого океана, в Баренцевом море и северной части Карского моря

Визейские глинисто-карбонатные нижнекаменноугольные НГМТ охарактеризованы пиролитическими данными на Приразломной площади, в акваториальном продолжении Варандей-Адьзвинской структурной зоны. Современное содержание $C_{орг}$ меняется в широких пределах от 0,1 до 22,5%, в среднем составляя около 2%. ОВ преимущественно III типа (гумусового) с тенденцией к смешанному сапропелево-гумусовому. Область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную часть Баренцевоморского шельфа и западную часть Северо-Карского бассейна, а также наблюдаются отдельные области в пределах поднятий Стаппен и Лоппа.

Ассельско-сакмарские глинисто-карбонатные нижнепермские НГМТ охарактеризованы результатами пиролиза в акваториальном продолжении Тимано-Печорского НГБ. Содержание $C_{орг}$ изменяется от 0,1 до 4%, в среднем составляя 1,4%. Тип ОВ меняется от III до II в Варандей-Адьзвинской структурной зоне до смешаного гумусово-сапропелевого на Большеземельском своде. Область распространения включает северную краевую часть Тимано-Печорского бассейна, восточную и западную часть Баренцевоморского шельфа. Нижнепермские НГМТ размыты на Адмиралтейском валу и отсутствуют на большей части Свальбардской антеклизы.

Верхнепермские терригенные НГМТ охарактеризованы единичными образцами в пределах Большеземельского свода, Варандей-Адьзвинской структурной зоны и их акваториального продолжения. Содержание $C_{орг}$ не превышает 3%, в среднем составляет 1,3%. Для верхнепермских НГМТ характерно ОВ преимущественно III типа.

Нефтематеринские отложения могут быть приурочены к зоне глубокого шельфа в центральных и западных районах Южно- и Северо-Баренцевской впадин и к области накопления глинисто-кремнистых отложений на норвежском шельфе. В Северо-Баренцевской зоне поднятий и на Шпицбергене в пределах обширной области развития кремнисто-карбонатных мелководно-морских фаций артинско-уфимские отложения характеризуются бедным газогенерационным потенциалом. Распространение в Северо-Карском бассейне верхнепермских НГМТ фрагментарно и потенциалом они не обладают.

Индские НГМТ охарактеризованы скважинными данными в акватории Баренцева моря. Для индских НГМТ архипелага Земля Франца-Иосифа и Адмиралтейского вала характерны низкие содержания $C_{орг}$ (0,15–1,15%), III тип ОВ (вплоть до IV – инертинитового), для Южно-Баренцевской зоны ступеней и Ферсмановского поднятия также в целом характеризуются невысокими концентрациями $C_{орг}$ (в среднем 0,4%), смешанным типом ОВ. Толщи имеют широкое площадное распространение от акватории Печорского моря до западной части Северо-Карского бассейна, включая архипелаг Земля Франца-Иосифа и южную часть архипелага Шпицберген.

В оленекских НГМТ Баренцева и Печорского морей и на архипелаге Земля Франца-Иосифа содержание $C_{орг}$ меняется от 0,14 до 6,5%, в среднем составляя 1,3%. Тип ОВ преимущественно гумусовый, однако в пределах Южно-Баренцевской впадины увеличивается вклад сапропелевого ОВ.

Среднетриасовые НГМТ наиболее полно охарактеризованы пиролитическими данными. Содержание Сорг изменяется от 0,17 до 8% (в скважине Мурманская-28 и на арх. Шпицберген), в среднем составляет 1,2%. Среднетриасовые НГМТ содержат ОВ преимущественно смешанного и гумусового типа, однако на арх. Шпицберген и в пределах Южно-Баренцевской впадины отмечается преобладание сапропелевой составляющей

Согласно анализу типа и содержания ОВ и палеогеографических карт (Норина, 2014; Glorstad-Clark et al., 2011), среднетриасовые НГМТ имеют широкое площадное распространение. НГМТ с наилучшими характеристиками приурочены в западной части региона и приурочены к области развития глубокого и мелкого шельфа, а в центральной части арх. Шпицберген – к мелководно-морским, продельтовым и лагунным условиям (Норина, 2014).

ФАКТЫ

В 80-х годах XX века

был открыт Баренцево-Карский НГБ. Продуктивными являются триасовые и юрские комплексы, нефтематеринскими – отложения пермо-триаса

Верхнетриасовые НГМТ
охарактеризованы содержанием Сорг от 0,13 до 10–28,8% в прослоях углистых аргиллитов на Лудловской, Северо-Мурманской, Арктической площадях и на месторождении Сновит в прогибе Хаммерфест. Тип ОВ гумусово-сапропелевый. Они имеют широкое площадное распространение в пределах Баренцева моря и частично распространены в западной части Северо-Карского бассейна.

Верхнеюрские НГМТ
накапливались в морских условиях и широко распространены на Баренцевоморском шельфе. Верхнеюрская НГМТ имеет самую широкую область распространения на Баренцево-Карском шельфе, что связано с эпохой максимальной трансгрессии в позднеюрское время. Они распространены как на большей части Баренцевоморского шельфа, на Печорском шельфе и в Тимано-Печорском бассейне, так и в западной и юго-восточной части Северо-Карского бассейна (прогиб Уединения), в Южно-Карском бассейне, продолжаясь в Западно-Сибирский бассейн и Енисей-Хатангский прогиб. В них выделяют толщи, обогащенные ОВ (более 8%), которые рассматриваются как аналог баженовской свиты, развитой в Западной Сибири (Суслова. 2014). Эти отложения условно объединены под названием «черные глины» (Бро, 1993; Данюшевская, 1995). Возраст «черных глин» меняется по площади. Общая мощность – до 100 м.

В МГУ имени М.В. Ломоносова пройдет Международная научно-практическая конференция

НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

27–28 мая 2021

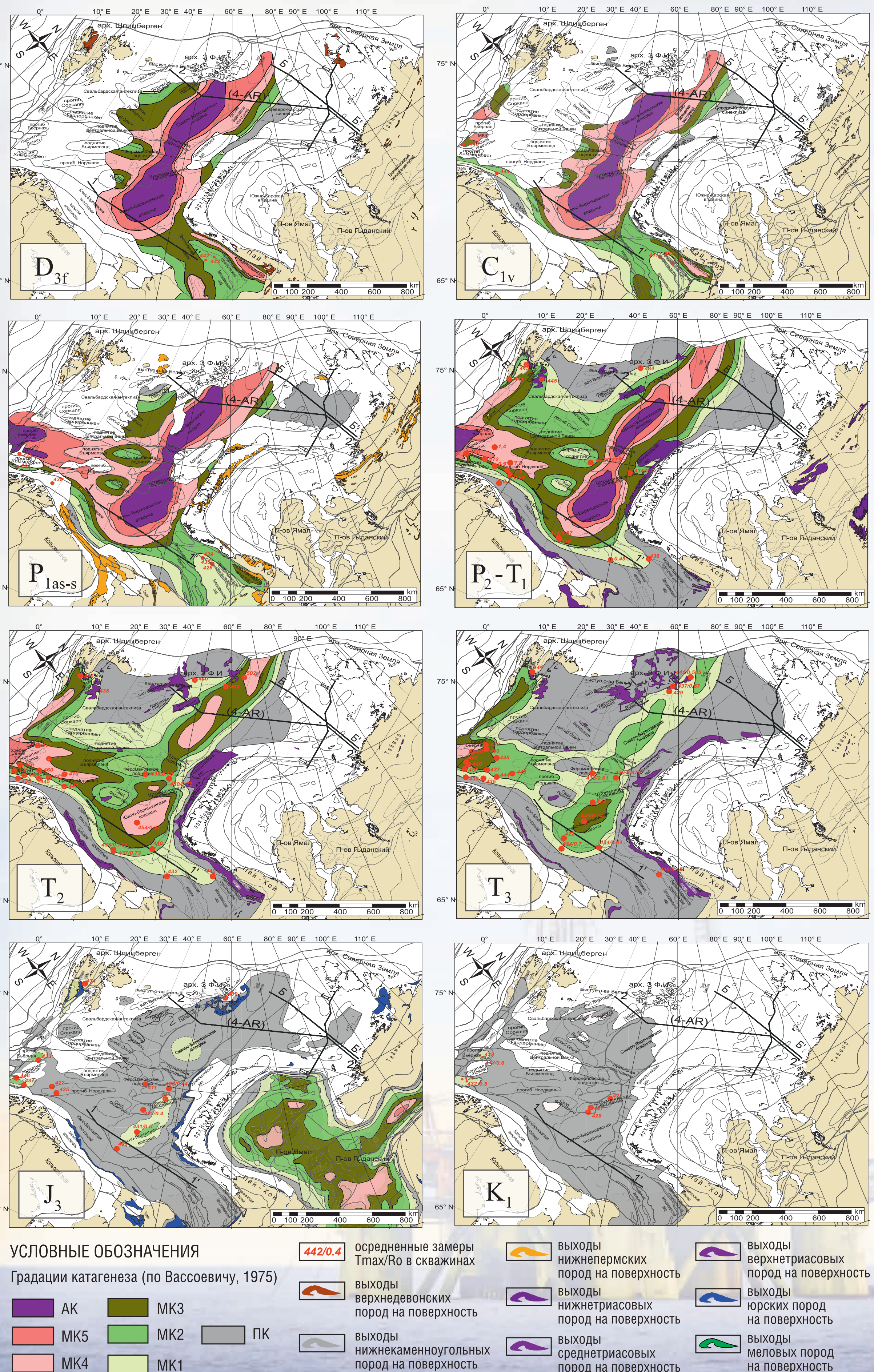
Формат
Online, offline

Организаторы:
Московский Государственный Университет имени М.В.Ломоносова
Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ
Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых
Российская Академия Наук – Научный совет по геологии и разработке нефтяных, газовых и угольных месторождений
Компания Проспект – партнер-организатор

Сайт конференции: oilgasideas.ru
При информационной поддержке Neftegaz.RU

КАФЕДРА ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ
Российская Академия Наук
PROSPECT
Neftegaz.RU

РИС. 4. Зрелость разновозрастных нефтематеринских пород Баренцево-Карского региона



На западе Баренцевоморского шельфа пачки: альге ($С_{орг}$ от 1,2 до 27,9%, в среднем составляет 9,7%;) оксфорд-кимериджский возраста и крилл ($С_{орг}$ = 0,8–9,9 %, в среднем 4%) титонского возраста (Ohm, 2008). В качественном отношении ОВ относится к смешанному II–III типу с преобладанием сапропелевого ОВ (Leith, 1993; Ohm, 2008).

Нижнемеловые отложения распространены в пределах Баренцевоморского шельфа практически повсеместно, однако потенциальными материнскими толщами они могут являться лишь в западной части, где зрелость данных отложений находится на стадиях МК1-МК2, а также наблюдаются повышенные значения основных характеристик НГМТ. Нижнемеловая НГМТ представлена глинистыми и алевро-глинистыми отложениями берриасского, валанжинского и готеривского возраста формаций Knurr и Kolje. В западной части шельфа значения Сорг варьируют от 0,46% до 4,03%. Наибольшие значения характерны для формации Knurr в отложениях бассейна Харстад, где $С_{орг}$ колеблется от 3,74% до 4,03%, снижаясь вверх по разрезу, и поднятия Сенья, где составляет 3,22%. В пределах бассейна Хаммерфест значения составляют в среднем 1,65%. Тип органического вещества, в основном, смешанный либо тяготеющий к III типу ОВ.

На рис. 4 разные цвета показывают какой флюид (нефть или газ) преимущественно генерируют те или иные отложения. Области, где рассматриваемые отложения не начали генерировать УВ, показаны на картах серым цветом, области преимущественной генерации нефти – закрашены оттенками зеленого цвета: чем интенсивнее цвет, тем в большей степени реализован породой потенциал нефтегенерации. Зоны преимущественной газогенерации показаны на картах розовым цветом. Породы нефтегазогенераторы практически полностью реализовали свой потенциал в тех частях шельфа, которые на картах обозначены фиолетовым цветом.Таким образом, видно, что все обогащенные органическим веществом толщи шельфа Баренцево-Карского региона в той или иной степени принимают участие в формировании его нефтегазоносности.

Работа была выполнена в рамках гранта РФФИ № 20-55-20007 совместно с коллегами из Университета г. Берген. Авторы благодарят РФФИ за поддержку и коллег из Университета города Берген (Норвегия) за продуктивную совместную работу.

ФАКТЫ

в **5-30** трлн м^3

оцениваются ресурсы природного газа и

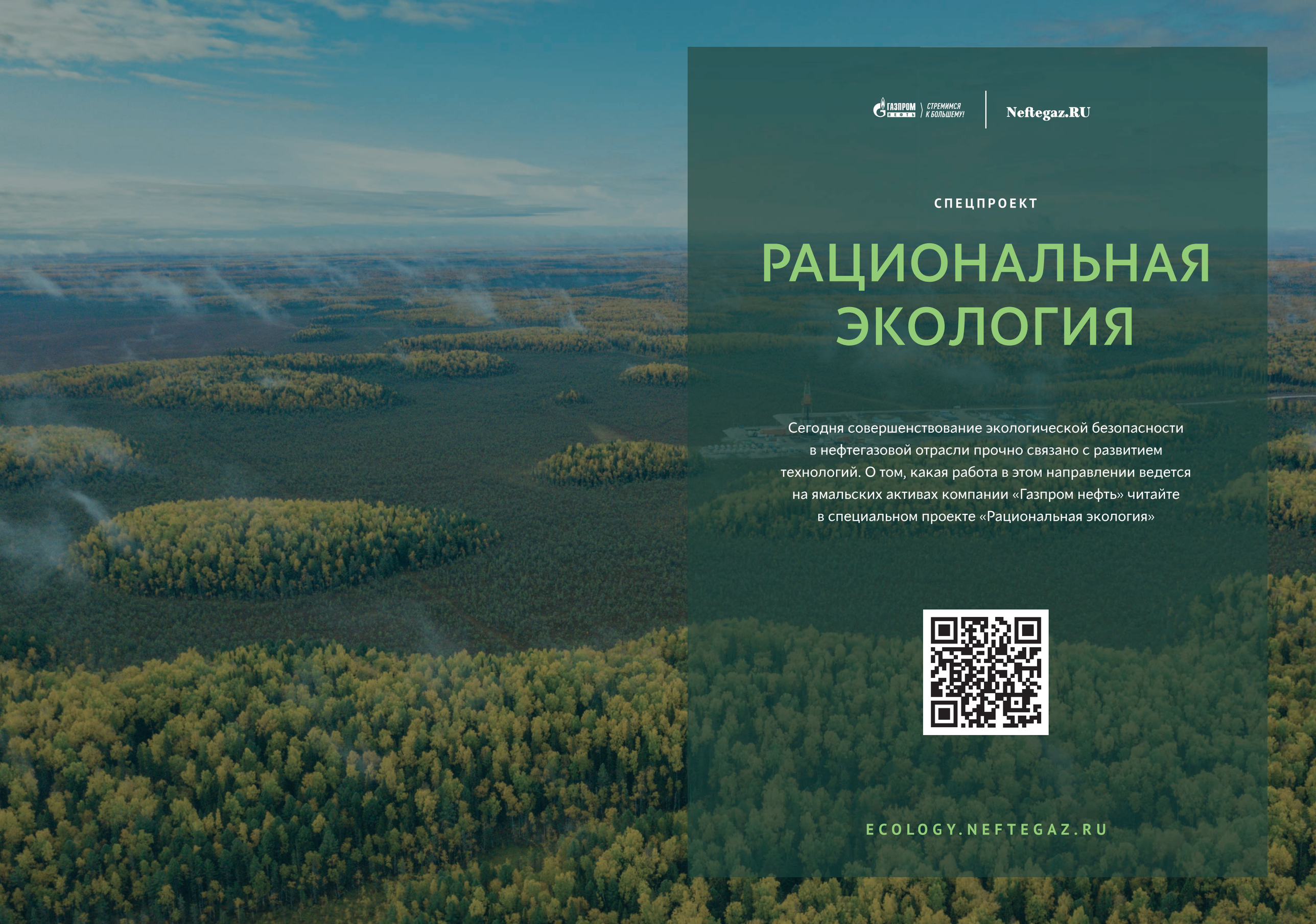
в **2-8** млрд т –

ресурсы нефти

Литература

1. Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Карского палеобассейна в фанерозое // ВНИГРИ, 2009 г., с. 1–3.
2. Бро Е.Г. Геологическое строение и нефтегазоносность осадочного чехла на шельфах Баренцева и Карского морей // С-Пб.: Изд-во ВНИИокеангеологии, 1993. (фондовая), с. 17–37.
3. Вискунова К.Г. Создание каркасной сети бассейнового моделирования с целью оценки перспектив нефтегазоносности акватории Баренцева моря. Отчет 2006 ФГУП «ВНИИОКЕАНГЕОЛОГИЯ».
4. Данюшевская А.И. Нефтегазопроизводящие толщи фанерозойских отложений арктических островов // Геохимия. 1995. № 10, с. 1495–1505.
5. Киреев Г.И., Руденко М.Н., Шахова И.А. и др. Отчет по теме «Комплексная обработка данных бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины Адмиралтейская-1, Крестовая-1, Арктическая-1, Ферсмановская-1). Мурманск, 2009. ФГУП АМНГР. 264 с. Росгеолфонд, Центральное фондохранилище, Москва. № 494214.
6. Маргулис Е.А. Эволюция Баренцевоморского региона и его углеводородные системы / Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009 (4).
7. Мордасова А.В., Ступакова А.В., Суслова А.А., Ершова Д.К., Сидоренко С.А. Условия формирования и прогноз природных резервуаров в клиноформном комплексе нижнего мела Баренцево-Карского шельфа в журнале Георесурсы, том 21, № 2, с. 63–79 DOI.
8. Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирюхина Т.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна // М.: Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2014, с. 6–16.
9. Справочник по геохимии нефти и газа / Баркан Е.С., Белецкая С.Н., Васильева В.Ф и др. – СПб.: Недра. С.-Петерб., 1998.
10. Суслова А.А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2014. – Т. 9, № 2. – С. 1–19.
11. Christian Haug Eide, Klausen Tore G., Denis Katkov, Anna Suslova, William Helland-Hansen Linking an Early Triassic delta to antecedent topography: Source-to-sink study of the southwestern Barents Sea margin в журнале Geological Society of America Bulletin, издательство Geological Society of America (United States), том 129, № 8, pp. 1025–1045 DOI.
12. Espitalie, J., Deroo, G. and Marquis, F. (1985) La Pyrolysis Rock-Eval Etses Applications. Oil and Gas Science and Technology (OGST), Revue d'IFP, Part I, 40, pp. 563–578, Part II, 40, pp. 755–784, Part III, 41, pp. 73–89.
13. Geological History of the Barents Sea. Edited by Smelror M., Petrov O.V., Larssen G.B., Werner S.C. // Geological survey of Norway, Trondheim, 2009, 135 p.
14. Gilmullina Albina, Klaussen Tore Grane, Patterson Niall W.,Suslova Anna, Eide Christian Haug Regional correlation and seismic stratigraphy of Triassic Strata in the Greater Barents Sea: implications for sediment transport in Arctic basins Blackwell Publishing Inc. 2020.
15. Glørstad-Clark E. Triassic platform-margin deltas in the western Barents Sea // Marine and Petroleum Geology, 2011.
16. Müllera R., Klausen T.G., Faleide J.I., Olaussen S., Eide C.H., Suslova A.A. Linking regional unconformities in the Barents Sea to compression-induced forebulge uplift at the Triassic-Jurassic transition в журнале Tectonophysics, издательство Elsevier BV (Netherlands), № 765, pp. 35–51 DOI.
17. Ohm S.E., Karlsen D.A., Austin T.J.F. Geochemically driven exploration models in uplifted areas: Examples from the Norwegian Barents Sea // AAPG Bulletin. v. 92, № 9. 2008. pp. 1191–1223.

KEYWORDS: *hydrocarbon systems, oil thickness, the mapping of the Barents-Kara region, basin analysis.*



Газпром нефть | Стремимся к большему!

Neftegaz.RU

СПЕЦПРОЕКТ

РАЦИОНАЛЬНАЯ ЭКОЛОГИЯ

Сегодня совершенствование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли прочно связано с развитием технологий. О том, какая работа в этом направлении ведется на ямальских активах компании «Газпром нефть» читайте в специальном проекте «Рациональная экология»

ECOLOGY.NEFTEGAZ.RU

СИСТЕМА НЕЗАВИСИМОГО УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА

исправности функционирования морских объектов нефтегазодобычи с использованием автономных радиогидроакустических станций

УДК 681.883.4

АВТОРЫ СТАТЬИ ПРИВОДЯТ РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЯДА НИОКР УЧЕНЫМИ СКБ САМИ ДВО РАН, РЕЗУЛЬТАТОМ КОТОРЫХ СТАЛ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАДЕЛ В ОБЛАСТИ СИСТЕМ И КОМПЛЕКСОВ МОНИТОРИНГА ПОДВОДНОЙ ОБСТАНОВКИ. НА ЕГО ОСНОВЕ И ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ГИДРОАКУСТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В РАЙОНАХ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ ПОКАЗАНА СТРУКТУРА ПОСТРОЕНИЯ АВТОНОМНОЙ РАДИОГИДРОАКУСТИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ (АРГАС), ПАРАМЕТРЫ КОТОРОЙ ОПТИМИЗИРОВАНЫ ПОД РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ НЕПРЕРЫВНОГО ИЛИ ЭПИЗОДИЧЕСКОГО ПЕЛЕНГОВАНИЯ ШУМОВ МОРСКИХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫЧИ (ПОДВОДНЫЕ ДОБЫЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ И НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДЫ). В СЛУЧАЕ СООТВЕТСТВИЯ ПАРАМЕТРОВ ШУМОВ ИСПРАВНОМУ ФУНКЦИОНИРОВАНИЮ ОБЪЕКТА, ПОДТВЕРЖДЕНИЕ РАБОТЫ ПОДВОДНЫХ СИСТЕМ ПЕРИОДИЧЕСКИ ПЕРЕДАЕТСЯ В ЦЕНТР УПРАВЛЕНИЯ. ПРИ ОБНАРУЖЕНИИ ОТКЛОНЕНИЯ В СПЕКТРАЛЬНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ОТ БАЗОВЫХ ЗНАЧЕНИЙ, АРГАС ПОДАЕТ СООБЩЕНИЕ О НЕИСПРАВНОСТИ. ЧТО НЕОБХОДИМО ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА?

THE AUTHORS OF THE ARTICLE PROVIDE THE RESULTS OF FULFILLMENT OF A RANGE OF RESEARCH AND TECHNICAL DEVELOPMENT WORKS BY THE SCIENTISTS OF SPECIAL CONSTRUCTION BUREAU OF THE MEANS OF AUTOMATION OF MARINE RESEARCH OF THE FAR EAST DIVISION OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCE, THE RESULTS OF WHICH WAS THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL STOCK IN THE AREA OF SYSTEMS AND COMPLEXES OF THE UNDERWATER SITUATION MONITORING. ON ITS BASIS AND ACCORDING TO THE RESULTS OF ANALYSIS OF HYDROACOUSTIC CONDITIONS IN THE OIL AND GAS EXTRACTION REGIONS THE STRUCTURE OF CONSTRUCTION OF AN AUTONOMOUS RADIOHYDROACOUSTIC STATION (ARHAS) IS SHOWN, THE PARAMETERS OF WHICH ARE OPTIMIZED TO SOLVE THE PROBLEMS OF CONSTANT OR OCCASIONAL DIRECTION FINDING OF NOISES OF THE OFF-SHORE OIL AND GAS EXTRACTION FACILITIES (UNDERWATER EXTRACTION COMPLEXES AND OIL AND GAS PIPELINES). IN CASE IF THE NOISE PARAMETERS CORRESPOND TO THE ACCURATE FUNCTIONING OF THE FACILITY, THE APPROVAL OF THE UNDERWATER SYSTEM WORK IS PERIODICALLY TRANSFERRED TO THE CONTROL CENTER. IN CASE OF DEVIATIONS OF THE SPECTRAL ENERGY CHARACTERISTICS FROM THE BASIC VALUES ARHAS SENDS THE MESSAGE ON MALFUNCTIONING. WHAT IS REQUIRED TO IMPLEMENT THE PROJECT?

Ключевые слова: *гидроакустический мониторинг, шумопеленгование, автономная радиогидроакустическая станция, спектрально-энергетические характеристики, технический ресурс, классификация неисправностей.*

Емельяненко Владимир Федорович
старший научный сотрудник, к.т.н.

Малашенко Анатолий Емельянович
главный конструктор, к.т.н.,

Специальное конструкторское бюро средств автоматизации морских исследований Дальневосточного отделения РАН

Научно-технический задел высокой степени заводской готовности по выпуску специализированных гидроакустических станций различного назначения в автономном или кабельном исполнении позволяет создавать специализированные гидроакустические комплексы, конструктивные особенности которых позволяют устанавливать их на позиции с любых судов, оснащенных грузоподъемными устройствами. Например, с гидрографических катеров. Автономные радиогидроакустические станции (АРГАС) оснащены многоэлементными чувствительными приемными антеннами и встроенными сигнальными процессорами, которые обеспечивают:

- формирование веера характеристик направленности приемной антенны в реальном времени;
- обработку гидроакустических сигналов в сформированных пространственных и частотных каналах в реальном времени;
- анализ спектрально-энергетических характеристик источников сигнала.

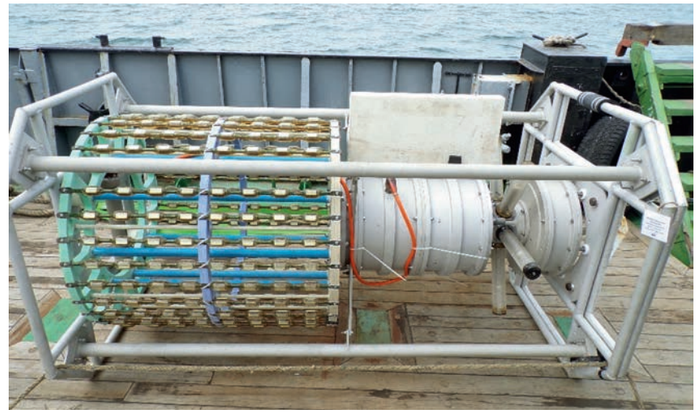
Анализ шумовых портретов объектов подводного мониторинга в автоматическом режиме с высокой достоверностью дает объективную информацию:

- о соответствии исправному состоянию;
- о степени выработки технического ресурса механизмов;
- об отказе.

Для каждого объекта и места его установки предусмотрено обучение АРГАС и выработаны критерии принятия решения об исправности, выработке технического ресурса или отказе с классификацией неисправности.

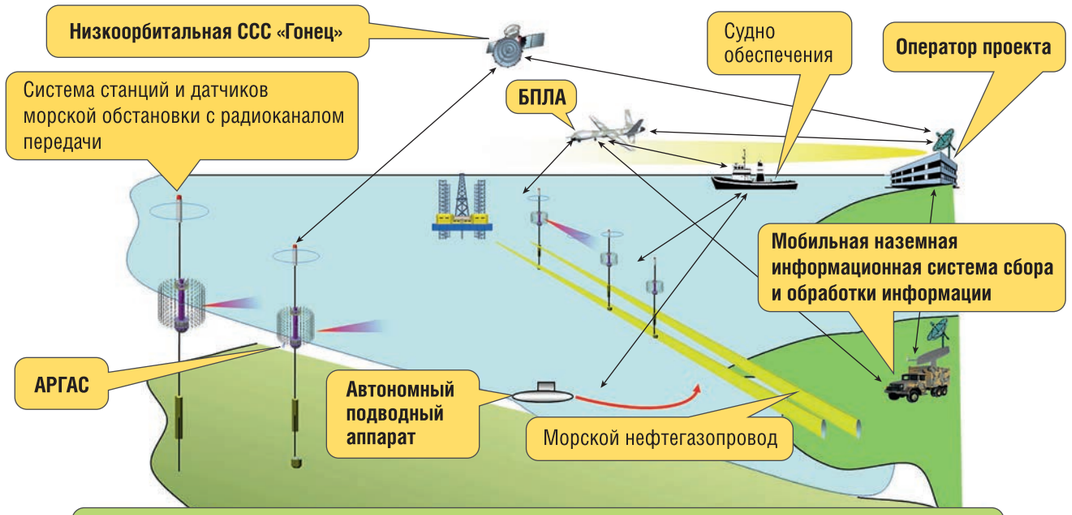
Система из нескольких АРГАС позволяет не только выявлять неисправности, но и определять координаты источников аномалии шума (что важно для нефтегазопроводов).

Для непрерывного или эпизодического пеленгования шумов морских подводных добычных комплексов и нефте- и газопроводов могут быть предложены несколько вариантов построения АРГАС, конструкция и параметры которых оптимизированы с учетом гидроакустических условий в предполагаемых районах нефтегазодобычи.

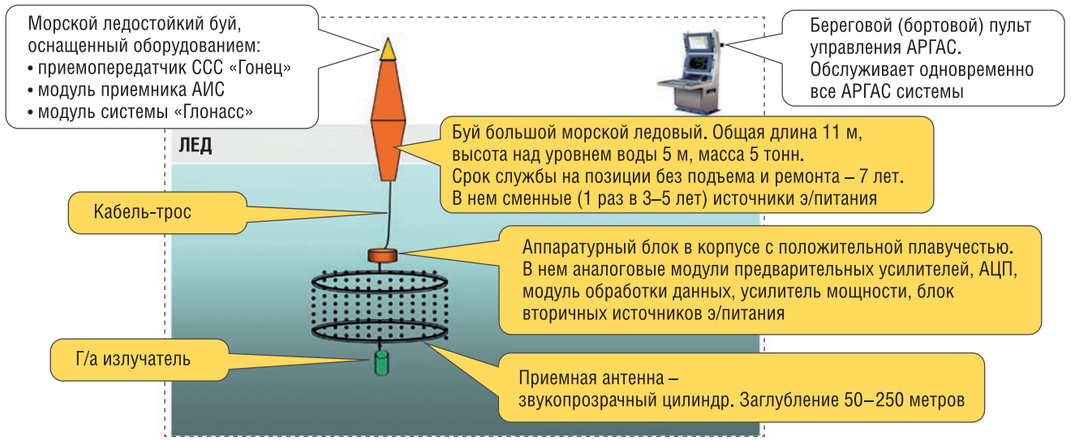


Для работы в условиях сплошной ледовой обстановки предлагается вариант построения АРГАС с передачей информации по радиоканалу с помощью переоборудованного большого морского ледового буя, на вершине которого размещаются под радиопрозрачным колпаком приемопередатчик спутниковой системы связи «Гонец» или «Инмарсат» и приемник автоматической идентификационной системы (АИС).

В корпусе ледового буя размещаются сменные источники э/питания. Установка АРГАС на позицию может осуществляться в пробуренные скважины во льду в летнее время, когда ледокол сможет дойти до ледовых полей. Ледовый буй дрейфующей модификации АРГАС должен иметь положительную плавучесть, достаточную для удержания подводной части и в том случае, когда окружающий лед растает.



При создании системы мониторинга используются разработанные в СКБ САМИ ДВО РАН ряд автономных гидроакустических станций с многоэлементной гидроакустической антенной и системой звукоподводной связи и навигации



Собственные координаты дрейфующей АРГАС могут автоматически определяться с помощью приемника ГЛОНАСС, обеспечивающего ошибку не более 15 метров с вероятностью 0,95.

Использование в АРГАС приемной гидроакустической антенны в виде звукопрозрачного цилиндра, обеспечивающего формирование веера статических диаграмм направленности в секторе 360° по горизонту и ±20° по вертикали и алгоритмов обработки сигналов одновременно со всех диаграмм направленности, реализация процедуры адаптации к анизотропии помех и к лучевой структуре поля сигналов, а также вторичную обработку информации по классификации шумовых портретов работающих установок обеспечивает следующие параметры станции в режиме шумопеленгования (ШП) (таблица 1).

Дополнительно АРГАС может быть оснащена датчиками контроля экологических параметров водной среды.

Использование программируемых микроконтроллеров для управления процессами функционирования АРГАС, современных сигнальных процессоров в трактах обнаружения гидроакустических сигналов, а также штатной аппаратуры АИС, Глонасс, Инмарсат, позволяет ограничить потребление электроэнергии до 0,5 Вт (при работе в дежурном режиме) и до 10 Вт при работе в режиме шумопеленгования. Использовании литиевых источников электропитания общей емкостью 40 кВт·ч потребует замену после работы в течение 3–5 лет. ●

ТАБЛИЦА 1

Параметр	Значение
Радиус (энергетическая дальность) зоны освещения надводной обстановки в ШП при приведенном уровне шумоизлучения 1,0 Па/Гц$^{0.5}$ (средний рыболовный траулер)	61 км
Радиус (энергетическая дальность) зоны освещения надводной обстановки в ШП при приведенном уровне шумоизлучения 10,0 Па/Гц$^{0.5}$ (танкер)	122 км
СКО определения пеленга в режиме ШП (приборная ошибка)	1,5° на предельной дальности обнаружения
Классификация шумов механизмов по их спектрально-корреляционным характеристикам, с вероятностью не менее	0,9
Энергетическая дальность гидроакустической связи (ЗПС) между станциями (по линии АРГАС – АРГАС) и обратно	Не менее 320 км со скоростью не менее 110 бит/с
СКО ошибки (приборной) определения координат корреспондента в режиме ЗПС	По пеленгу не более 1° По дистанции не более -0,25% от дальности
Энергетическая дальность обнаружения АРГАС сигналов аварийного сигнализатора МГС-30Э (Ра = 1000 Па)	156 км
Дальность обнаружения АИС	До 50 км

Литература

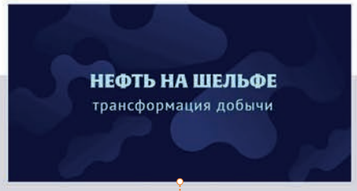
1. *Емельяненко В.Ф. Энергосберегающие алгоритмы обработки гидроакустических сигналов // Проблемы и методы разработки и эксплуатации вооружения и военной техники ВМФ: Сб. научных трудов. – Владивосток, ТОВМИ, 2009. – Вып. 68 – С. 46–51.*
2. *Патент РФ № 2547218. 2014-02-18 Приемная цилиндрическая антенна гидроакустической станции кругового обзора.*
3. *Кранц В.З. Система передачи информации для многолучевых каналов. В сборнике докладов Нижегородской акустической научной сессии, г. Нижний Новгород, 2002 г.*
4. *Зарайский В.А., Тюрин А.М. Теория гидролокации. Учебник для слушателей ВМА. – М.: 1975. – 600 с.*
5. *Черняк В.С. «Обнаружение сигналов в многопозиционных радиолокационных системах» // Радиотехника № 5–6 1993 г. НПО «Дальняя связь».*
6. *Патент РФ № 2623837 «Способ экологического мониторинга и охраны районов нефтедобычи».*
7. *Патент РФ № 2618671 «Радиогидроакустическая система экологического мониторинга и охраны районов нефтедобычи».*

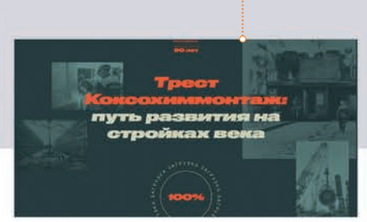
KEYWORDS: *hydroacoustic monitoring, noise direction finding, autonomous radio-hydroacoustic station, spectral and energy characteristics, technical resource, fault classification.*

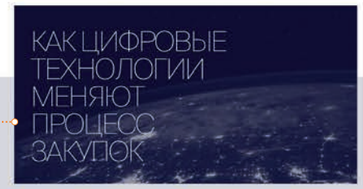
Neftegaz.RU

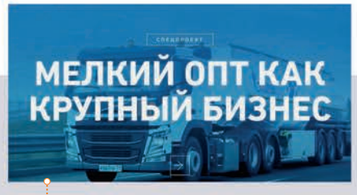
Отсканируй QR-код
ВСЕ СПЕЦПРОЕКТЫ

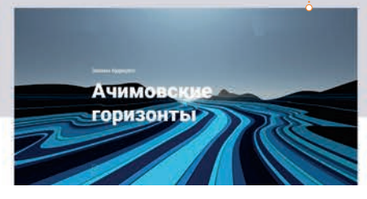
Некоторые проекты Агентства Neftegaz.RU

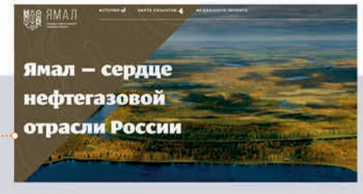












РОЛЬ ИНЖЕНЕРНО-ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И ЛЕДОВЫХ ИЗЫСКАНИЙ ААНИИ

в обеспечении стабильного освоения шельфа Российской Арктики

Бузин Игорь Владимирович
старший научный сотрудник, к.г.н.

Нестеров Александр Валерьевич
старший научный сотрудник – главный инженер

Виноградов Роман Александрович
научный сотрудник

Андреев Олег Михайлович
старший научный сотрудник, к.ф.-м.н.

Смирнов Константин Григорьевич
старший научный сотрудник

Скутина Елена Александровна
научный сотрудник

Новиков Сергей Анатольевич
ведущий инженер

Скутин Андрей Александрович
научный сотрудник

Наумов Алексей Кирович
старший научный сотрудник, к.г.н.

Гудошников Юрий Петрович
руководитель лаборатории, к.г.н.

Лаборатория «Арктик-шельф» им. Г.К. Зубакина, ФГБУ «ААНИИ»

НА ШЕЛЬФЕ МОРЕЙ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ И В ИХ ПРИБРЕЖНОЙ МАТЕРИКОВОЙ ЧАСТИ СОСРЕДОТОЧЕНЫ ОГРОМНЫЕ РЕСУРСЫ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. НАЧИНАЯ С 1990-Х ГГ. ВЕДЕТСЯ РАЗВЕДКА И АКТИВНОЕ ОСВОЕНИЕ ТОЙ ИХ ЧАСТИ, КОТОРАЯ ОТНОСИТСЯ К УГЛЕВОДОРОДНОМУ (УВ) СЫРЬЮ. ХОРОШО ИЗВЕСТНЫ ПРОЕКТЫ ПО ОСВОЕНИЮ ТАКИХ КРУПНЫХ УВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КАК ШТОКМАНОВСКОЕ, ПРИРАЗЛОМНОЕ И ВАРАНДЕЙСКОЕ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ, А ТАКЖЕ НОВОПОРТОВСКОЕ, ЮЖНО-ТАМБЕЙСКОЕ И САЛМАНОВСКОЕ (УТРЕННЕЕ) В ОБСКОЙ ГУБЕ КАРСКОГО МОРЯ. СУЩЕСТВУЮТ ПЛАНЫ ПО ОСВОЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ И ЦВЕТНЫХ МЕТАЛЛОВ, УГЛЯ И Т.Д. НА ШЕЛЬФЕ И ПОБЕРЕЖЬЕ БОЛЬШИНСТВА АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ РФ. МНОГОЧИСЛЕННЫЕ САХАЛИНСКИЕ ПРОЕКТЫ, А ТАКЖЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В. ФИЛАНОВСКОГО И ИМ. Ю. КОРЧАГИНА В КАСПИЙСКОМ МОРЕ ХОТЯ И НЕ ОТНОСЯТСЯ К АРКТИЧЕСКИМ, НО РАСПОЛОЖЕНЫ НА ШЕЛЬФЕ ЗАМЕРЗАЮЩИХ МОРЕЙ И ТАКЖЕ ТРЕБУЮТ УЧЕТА НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР И ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА

HUGE RAW MATERIALS ARE CONCENTRATED ON THE SHELF OF THE SEAS OF THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION AND IN THEIR COASTAL CONTINENTAL PART. SINCE THE 1990 EXPLORATION AND ACTIVE DEVELOPMENT OF THAT PART OF THEM, WHICH REFERS TO HYDROCARBON (HC) RAW MATERIALS, IS UNDERWAY. THERE ARE WELL-KNOWN PROJECTS FOR THE DEVELOPMENT OF SUCH LARGE HYDROCARBON FIELDS AS: SHTOKMANOVSKOYE, PRIRAZLOMNOYE AND VARANDEYSKOYE IN THE BARENTS SEA, AS WELL AS NOVOPORTOVSKOYE, SOUTH TAMBEYSKOYE AND SALMANOVSKOYE (UTRENNEYE) IN THE OB'BAY OF THE KARA SEA. THERE ARE PLANS TO DEVELOP DEPOSITS OF RARE EARTH AND NON-FERROUS METALS, COAL, ETC. ON THE SHELF AND COAST OF MOST OF THE ARCTIC SEAS OF THE RUSSIAN FEDERATION. THERE ARE PLANS TO DEVELOP DEPOSITS OF RARE-EARTH AND NON-FERROUS METALS, COAL, ETC. ON THE SHELF AND COAST OF MOST OF THE ARCTIC SEAS OF THE RUSSIAN FEDERATION. NUMEROUS SAKHALIN PROJECTS, AS WELL AS THE V. FILANOVSKY AND Y. KORCHAGIN FIELDS IN THE CASPIAN SEA, ALTHOUGH THEY DO NOT BELONG TO THE ARCTIC, ARE LOCATED ON THE SHELF OF THE FREEZING SEAS AND ALSO REQUIRE TAKING INTO ACCOUNT THE NEGATIVE IMPACT OF LOW TEMPERATURES AND ICE COVER

Ключевые слова: *арктический шельф, добыча углеводородов, инженерно-гидрометеорологические изыскания, ледовые изыскания, освоение северных морей.*

УДК 624.131.31

Хозяйственное освоение любых территорий всегда связано со строительством новой и развитием имеющейся инфраструктуры, подразумевающим доставку значительных объемов материалов и техники, строительство жилья для размещения персонала. Началу любого масштабного освоения удаленных территорий всегда предшествуют комплексные инженерные изыскания по различным направлениям, одним из которых являются инженерно-гидрометеорологические изыскания (ИГМИ). ИГМИ включают широкий спектр работ, направленных на получение информации о параметрах природной среды, учет которых необходим для проектирования и строительства объектов хозяйственной деятельности как в Арктической зоне РФ, так и в целом на акватории замерзающих морей России.

К настоящему моменту на шельфе Российской Арктики спроектированы, построены и действуют такие сложные технические объекты, как МЛСП «Приразломная» (ООО «Газпром нефть шельф»), Варандейский нефтяной терминал (ПАО «Лукойл»), терминал «Ворота Арктики» (ООО «Газпромнефть-Ямал»), международный морской порт Сабетта (включая терминал «Утренний»), предназначенный для транспортировки сжиженного природного газа (СПГ) с Южно-Тамбейского ГКМ и поставок природного газа, нефти и газового конденсата морским транспортом на зарубежные рынки (операторы: ОАО «Ямал СПГ», ООО «Газпромнефть-Ямал», ООО «Арктик СПГ-2» – https://hydro-state.ru/port_sabetta). Строительство и стабильная работа этих и других объектов была бы невозможна без качественно проведенных инженерно-гидрометеорологических изысканий, предваряющих проектирование и строительство.

Место инженерно-гидрометеорологических изысканий (включая ледовые) в деятельности ААНИИ

ФГБУ «Арктический и Антарктический НИИ» (ААНИИ) является Государственным Научным Центром РФ, осуществляющим проведение фундаментальных и **прикладных** исследований в Арктике и Антарктике в области гидрометеорологии, океанографии, климатологии, геофизики, водных ресурсов и охраны окружающей среды. Институт осуществляет научные исследования, научно-техническую и научно-производственную деятельность (http://www.aari.ru/main.php?lg=0&id=431).

Инженерно-гидрометеорологические изыскания (ИГМИ) относятся к **научно-техническому** направлению деятельности ФГБУ «ААНИИ». В перечне задач, выполняемых ФГБУ «ААНИИ» в рамках указанного направления, к тематике ИГМИ на шельфе можно отнести следующие:

- выполнение инженерных изысканий при проектировании и строительстве сооружений и объектов на побережье и шельфе морей;
- оценка воздействия на окружающую природную среду проектируемых и действующих предприятий, хозяйственной деятельности и воздействий окружающей природной среды на инженерные сооружения;
- подготовка материалов для проведения государственных гидрометеорологических экспертиз ТЭО, проектов строительства и изысканий и других видов деятельности в полярных районах, в том числе на шельфе и побережьях замерзающих морей, участие в экспертизах

Необходимость в проведении ИГМИ

Инженерно-гидрометеорологические изыскания в Российской Арктике проводятся в интересах в первую очередь развития арктических шельфовых проектов – проектирования и строительства объектов инфраструктуры портов и месторождений, ледостойких сооружений. Этим определяется круг основных потребителей – ими являются проектировщики ледостойких сооружений, компании-судовладельцы, операторы арктических и замерзающих портов, добывающие компании (в том числе нефтегазовые), имеющие лицензионные участки на арктическом шельфе или осуществляющие транспортировку полезных ископаемых (углеводородного сырья, угля, руд и т.п.) морскими судами и трубопроводами с месторождений, расположенных в регионе.

Объектами исследований является ледяной покров (дрейфующий и припайный лед, различные ледяные образования), водная среда (течения, волнение, колебания уровня моря и др.), приземная атмосфера (метеорологические характеристики – температура, ветер, влажность и т.п.), литодинамические условия (перемещение донных осадков, экзарация дна килями ледяных образований и др.), опасные и особо опасные гидрометеорологические явления.

При осуществлении шельфовых проектов роль ФГБУ «ААНИИ» заключается в сборе и анализе данных о ледовом и гидрометеорологическом режиме и предоставлении проектировщикам (или заказчикам) оценок по природному блоку. В случае необходимости (как правило, при недостатке исходных природных данных) применяется математическое и физическое моделирование. Стандартной формой отчетности по результатам проведенных экспедиционных исследований являются научно-технические отчеты, предоставляемые заказчикам работ. Кроме этого, специалисты ФГБУ «ААНИИ» могут предоставить различные типы документов: рекомендации (выбор локации портов и т.п.), концептуальные разработки (например – системы управления ледовой обстановкой), и различные специфические технические условия для объектов строительства (ЛТУ/ВЛТУ/СТУ).

В крупнейших шельфовых проектах на шельфе арктических и замерзающих морей России ФГБУ «ААНИИ» выполнял полный цикл изысканий: сбор информации (архивные и полевые материалы), обработку данных (включая моделирование), получение исходных параметров

по природному блоку для проектировщиков в виде ЛТУ/ВЛТУ/СТУ и предоставление отчетов по инженерным гидрометеорологическим изысканиям (в том числе ледовым).

Нормативная база проводимых изысканий

Инженерно-гидрометеорологические изыскания входят в состав инженерных изысканий для строительства, которые регламентируются «Сводом правил», обязательных к исполнению на территории РФ (СП 47.13330.2016; СП 482.1325800.2020). Инженерные изыскания для строительства – это работы, проводимые для комплексного изучения природных условий района (площадки, участка, трассы) проектируемого строительства.

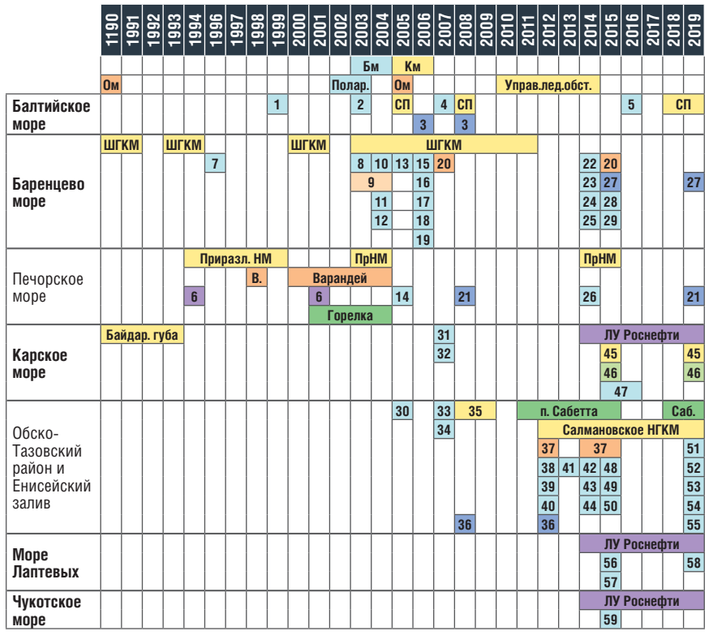
Инженерно-гидрометеорологические изыскания подразумевают последовательность действий от сбора и изучения архивных материалов (1) – через изучение реальных гидрометеорологических параметров ***in situ*** (2) – к анализу, обобщению и разработке рекомендаций с оформлением технических отчетов (3). В состав инженерно-гидрометеорологических изысканий (согласно СП 47.13330.2016) входят:

- сбор, анализ и обобщение материалов гидрометеорологической и картографической изученности территории (акватории); рекогносцировочное обследование территории и/или акватории;
- наблюдения за характеристиками гидрометеорологического режима территории (акватории);
- ледовые исследования;
- изучение опасных гидрометеорологических процессов и явлений;
- литодинамические исследования (в прибрежной, шельфовой зоне и на акватории морей);
- камеральная обработка материалов с определением расчетных гидрологических и (или) метеорологических характеристик; составление технического отчета и др.

Перечень изучаемых параметров и методики, определяющие проведение работ, приводятся (кроме указанных выше) в ряде нормативных документов, например:

- СП 11-103-97. «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства»;
- СП 11-114-2004 «Инженерные изыскания на континентальном шельфе для строительства морских нефтегазопромысловых сооружений»;
- СП 38.13330.2018 СНиП 2.06.04-82* «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)»;
- СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология»;
- СП 277.1325800.2016 «Сооружения морские берегозащитные. Правила проектирования»;
- СП 287.1325800.2016 «Сооружения морские причальные. Правила проектирования и строительства»;
- СП 350.1326000.2018 «Нормы технологического проектирования морских портов»
- СП 369.1325800.2017 «Платформы морские стационарные. Правила проектирования»;

РИС. 1. Хронология инженерно-гидрометеорологических изысканий на шельфе арктических/замерзающих морей с 1991 по 2019 гг. по данным лаборатории «Арктик-шельф» им. Г.К. Зубакина ФГБУ «ААНИИ» (Презентация ЛАШ, 2020)



Ом – Охотское море, Бм – Белое море, Км – Каспийское море, СП – Северный поток

Балтийское море: 1 – НТ, г. Приморск, 2 – п. Высоцк, 3 – б. Портовая, 4 – ЛАЭС-2, 5 – Нарвский залив

Баренцево море: 6 – ОТ нефти, 7 – п. Печенга, 8 – зал. Русская Гавань, 9 – м. Святой Нос, 10 – Чешская губа, 11 – м. Б.Румяничный, 12 – м. Микулкин, 13 – Кольский ЛУ, 14 – порт м. Пырков, 15 – Адмиралтейский ЛУ, 16 – Видяево, 17 – Пахтусовский ЛУ, 18 – Териберка, 19 – губа Ура, 20 – ЗФИ, 21 – Долгинское НМ, 22 – Варнекский ЛУ, 23 – Западно-Приновоземельский ЛУ, 24 – Федынский ЛУ, 25 – Альбановский ЛУ, 26 – Южно-Приновоземельский ЛУ, 27 – Северо-Западный ЛУ, 28 – Центрально-Баренцевоморский ЛУ, 9 – Хейсовский ЛУ

Карское море: 30 – м. Дровяной, 31 – Ленинградское ГНМ, 32 – Русановское ГКМ, 33 – Адерпаютинское НМ, 34 – Антипаютинское НМ, 35 – Харасавэй, 36 – Юрхаровское НГКМ, 37 – Новопортовское НМ, 38 – Геофизическое НГКМ, 39 – Сев. и Южный причал, 40 – Южно-Тамбейское ГКМ, 41 – трасса газопровода, 42 – Пайяхское НМ, 43 – Северо-Пайяхское НМ, 44 – Терминал Таналау, 45 – Крузенштернское НМ, 46 – залив Шарапов Шар, 47 – о. Голомяный, 48 – Каменномыское море ГМ, 49 – м. Каменный, 50 – с. Тамбей, 51 – терминал Ямбургского НГКМ, 52 – м. Лопатка, 53 – МТ Бухта Север, 54 – МТ Сырадасайского УМ, 55 – Семаковское НМ

Море Лаптевых: 56 – о. Котельный, б. Темп, 57 – Оленекский залив, 58 – Тормторское РММ

Чукотское море: 59 – прол. Лонга, м. Шмидта

- СП 378.1325800.2017 «Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства»;
- СП 444.1326000.2019 «Нормы проектирования морских каналов, фарватеров и зон маневрирования»;
- ГОСТ Р 57148-2016 (ИСО 19901-1:2015) «Сооружения нефтегазопромысловые морские. Проектирование и эксплуатация с учетом гидрометеорологических факторов»;
- ГОСТ Р 54483-2011 (ИСО 19900:2002) «Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования».

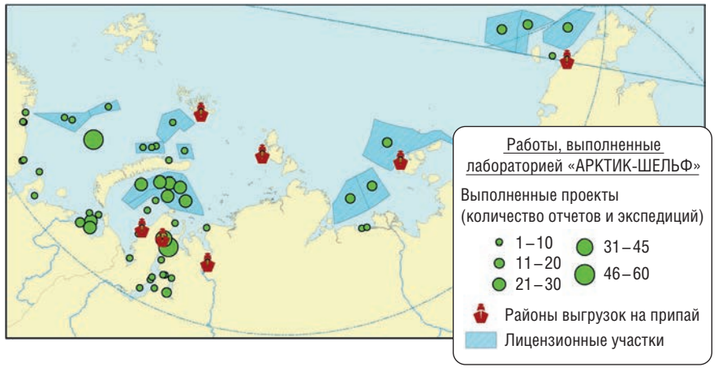
С учетом разнообразия объектов строительства и особенностей гидрометеорологических (и ледовых) условий, в рамках ИГМИ также могут осуществляться различные специальные исследования. Учитывая это возможно существенное расширение как перечней параметров и методик, так и списка регламентирующих нормативных документов.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания на арктическом шельфе

На рисунке 1 представлена хронология ИГМИ на шельфе арктических/замерзающих морей, построенная на основании результатов работ лаборатории «Арктик-шельф» им. Г.К. Зубакина (ЛАШ) ФГБУ «ААНИИ».

ЛАШ является специализированным подразделением ФГБУ «ААНИИ», созданным в 1991 г. для обеспечения оценками гидрометеорологического и ледового режима различных стадий проектирования, строительства, эксплуатации и демонтажа гидротехнических сооружений (платформы, терминалы, подводные трубопроводы, кабели связи и др.) в шельфовой зоне арктических и замерзающих морей. Задачами ЛАШ являются научно-прикладные и экспедиционные гидрометеорологические исследования, проводимые с целью обеспечения необходимой гидрометеорологической информацией геофизических, разведочных, изыскательских, проектных, инженерных работ

РИС. 2. Объекты на арктическом шельфе РФ, где силами лаборатории «Арктик-шельф» выполнялись инженерно-гидрометеорологические изыскания (по данным ЛАШ ФГБУ «ААНИИ») (Презентация ЛАШ, 2020)



и других практических видов деятельности на арктическом шельфе. Об интенсивности и результативности деятельности лаборатории «Арктик-шельф» говорит тот факт, что в период 1991–2019 гг. этим подразделением подготовлено более 450 информационных и научно-технических отчетов по различным объектам на шельфе арктических и замерзающих морей (Бузин, 2020).

Рисунок 1 отражает общую тенденцию трех десятилетий: постепенное смещение интересов добывающих компаний с запада на восток – от относительно мягкого в смысле ледовых условий Баренцева моря к месторождениям, расположенным в более суровых арктических условиях (Карское море и более восточные акватории). Таким образом, приведенный рисунок косвенно подтверждает прогресс в методах и технологиях, достигнутый в индустрии добычи на шельфе с начала 90-х годов XX века.

На рисунке 2 представлены основные объекты на шельфе Арктики, где проводились ИГМИ и степень их изученности (согласно результатам деятельности ЛАШ). Здесь также представлены пункты, в которых производились работы по обеспечению выгрузки на припай (обозначены значком «судно»). Для удобства восприятия размеры «окружностей» отображены пропорциональными суммарному количеству проведенных экспедиций и подготовленных отчетов для каждого объекта изысканий.

Широко известными для интересующихся освоением Арктики объектами инженерно-гидрометеорологических изысканий на российском арктическом шельфе являются: Штокмановское ГКМ, Приразломное НМ, Южно-Тамбейское ГКМ (порт Сабетта), отгрузочные терминалы Варандейский и «Ворота Арктики» и др.

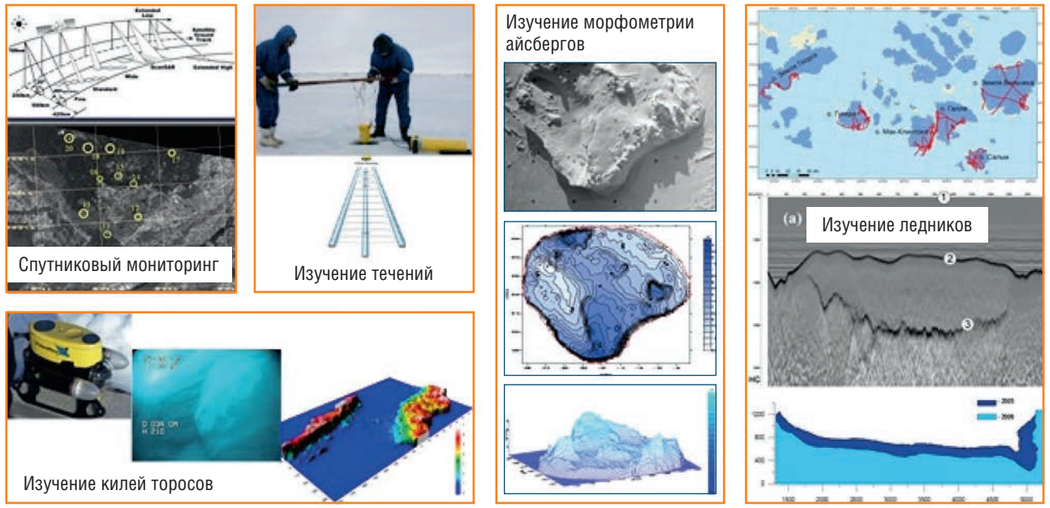
Информация о выполненных коллективом ЛАШ ФГБУ «ААНИИ» инженерно-гидрометеорологических изысканиях на наиболее известных объектах, а также статусе проектов (на сегодняшний день) приведена ниже:

1) ШГКМ – проведен полный цикл изысканий по ледовому режиму, подготовлены локально-технические условия (ЛТУ) и ледовая спецификация для проектирования. В настоящее время проект «заморожен» (на неопределенный срок) владельцем лицензии на поиск, геологическое изучение и добычу газа и газового конденсата (ПАО «Газпром»).

2) Приразломное НМ – проведен полный цикл изысканий по ледовому режиму. Оценки гидрометеорологического режима в форме ЛТУ предоставлены проектировщикам для создания МЛСП (морской ледостойкой платформы) «Приразломная», которая установлена и работает на месторождении.

3) Южно-Тамбейское месторождение – проведен полный комплекс инженерных гидрометеорологических изысканий для проектирования порта, отгружающего сжиженный природный газ (СПГ). На месторождении построен завод по сжижению газа и порт Сабетта.

РИС. 3. Основные дистанционные методы исследования ледяного покрова и ледников, применявшихся в зимних экспедиционных работах ФГБУ «ААНИИ» по проекту обустройства ШГКМ (Презентация ЛАШ, 2020)



Специфика инженерно-гидрометеорологических работ по различным проектам

Приведем примеры комплексов гидрометеорологических изысканий, выполненных ЛАШ ФГБУ «ААНИИ» для указанных выше наиболее известных шельфовых проектов.

Для Приразломного НМ было проведено 7 зимних и 6 летних экспедиций, для Штокмановского ГКМ – выполнено 8 зимних экспедиций. Зимние работы на ледяном покрове выполнялись методом судовых ледовых станций и вертолетных десантов (вертолет базировался на НЭС «Михаил Сомов» или на берегу (для Приразломного НМ) в районе п. Варандей).

Для Южно-Тамейского и Салмановского месторождений (п. Сабетта) был проведен цикл из 8 летних и 7 зимних экспедиций в период 2005–2017 гг., при этом изыскательская партия базировалась или на берегу, или на судне.

В период 2012–2020 гг. ПАО «НК «Роснефть» провела крупномасштабные исследования природной среды в районе лицензионных участков, расположенных на российском арктическом шельфе.

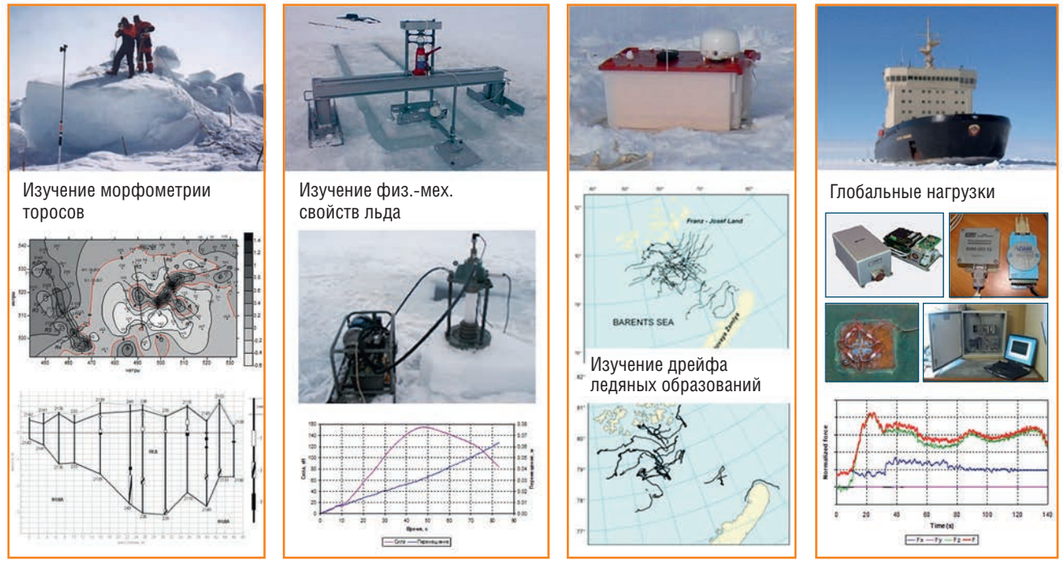
Говоря об этих крупнейших исследовательских работах, отметим, что в период их выполнения ААНИИ спланировал, организовал и провел для ПАО «НК «Роснефть» 4 зимних и 13 летних экспедиций в Арктику. Работы включали в себя исследования морфометрических и физико-механических характеристик ледяного покрова и айсбергов, определение их дрейфа, изучение морских течений, исследования айсбергопродуцирующих ледников и ряд других задач. Сотрудники ЛАШ принимали активное участие как в зимних, так и в летних экспедиционных исследованиях, выполняя аэрофотосъемку ледяных образований, расстановку радиомаяков для определения дрейфа ледяного покрова и айсбергов, наблюдения за течениями и термохалинной структурой водных масс, установку на длительный срок донных станций с самописцами течений, уровня моря и осадки ледяного покрова, а также анализ собранных материалов (Презентация ЛАШ, 2020).

Основные методы исследования ледяного покрова и ледников, применявшиеся в период работ по проекту обустройства Штокмановского ГКМ и в более поздних проектах, перечислены ниже (рисунки 3, 4):

- использование снимков ИСЗ различного диапазона – для мониторинга кромки льда, определения возрастного состава льдов, сплоченности, раздробленности льдов, размеров полей, выявления айсбергов.
- использование подводного телеуправляемого аппарата и ГЛБО – для получения видеоизображений и 3D-картины подводных частей торосов, определения их объемов.
- использование АФС – для получения информация о плановых размерах торосов и айсбергов, построения 3D-картин их верхней части, определения ее объема.
- радиолокационные исследование ледников ЗФИ и Новой Земли – для определения толщины ледников, объемов льда, потенциала айсбергообразования, максимальных размеров айсбергов, оценки отступания ледников (выполнял ИГ РАН).

На рисунке 4 слева представлены методы исследования морфометрических особенностей и внутренней структуры торосистых образований (геодезическая съемка и сквозное бурение (Наумов, Скутина, 2019). Далее показаны методы изучения физико-механических свойств ледяного покрова (температура, соленость, плотность, структура, прочностные свойства льда). Правее приведены примеры изучения динамики ледяного покрова и айсбергов с помощью радиомаяков.

РИС. 4. Основные методы исследований морфометрической структуры, физико-механических свойств ледяного покрова, дрейфа ледяных образований и определения глобальных нагрузок в зимних экспедиционных работах ФГБУ «ААНИИ» по проекту обустройства Штокмановского ГКМ (Презентация ЛАШ, 2020)



В крайнем правом столбце показаны примеры экспериментов по определению глобальных ледовых нагрузок в 2008 г. (датчики и измерительные системы были расположены на корпусе судна). Отметим, что в мире насчитываются буквально единицы организаций, способных провести подобные крупномасштабные испытания и сами испытания очень редки (Сазонов, Чернов, 2016).

В безледный период на акваториях лицензионных участков проводятся гидрологические и литодинамические исследования. Со специально оборудованных судов проводятся гидрологические съемки и установки автономных донных станций, которые позволяют получить долговременные серии данных о колебании уровня моря, волнении, параметрах течений, а также рельефе нижней границе дрейфующего льда в конкретной интересующей точке.

Использование геофизических и гидрографических методов позволяет проводить литодинамические исследования (для данных работ привлекаются профильные субподрядные организации). Эти исследования включают в себя определение батиметрии акватории, динамику рельефа дна и берегов, направление потока наносов/размывов. Они позволяют картировать донные отложения и ледовую экзарацию (пропашки дна килями ледяных образований).

После завершения полевых исследований проводится камеральная обработка (в том числе – научный и инженерный анализ собранных данных), включающая в себя:

- статистическую обработку данных, выделение трендов, подбор типов и параметров распределений;
- изучение сезонной и межгодовой изменчивости;
- уточнение режимных значений характеристик природной среды;
- исследование связей между различными процессами и явлениями;
- построение карт, профилей, разрезов гидрологических, ледовых, литодинамических характеристик;
- определение нормативных значений ледовых и гидрологических характеристик для расчета ледовых нагрузок (Презентация ЛАШ, 2020).

Конечной целью инженерно-гидрометеорологических изысканий является обеспечение проектировщиков необходимым набором информации, содержащей (применительно к конкретному объекту капитального строительства) оценки гидрометеорологических условий, расчетных параметров по ветру, течению, волнению, ледовому режиму, уровню моря и другим гидрометеорологическим характеристикам, необходимым для принятия проектных решений (Гудошников и др., 2020). Наиболее полно такая информация представляется в виде временных локальных технических условий (ВЛТУ).

Для шельфовых проектов МЛСП Приразломная, Штокмановское ГКМ, Варандейский терминал в результате работ ААНИИ были выпущены ЛТУ по ледовым условиям. Экспедиционные работы в 2012–2017 гг., проводившиеся на лицензионных участках Карского моря (Восточно-Приновоземельские 1, 2, 3) и моря Лаптевых (Усть-Оленекский, Усть-Ленский) в интересах ПАО «НК «Роснефть» завершились разработкой ВЛТУ по всему комплексу гидрометеорологических условий.

На основе ЛТУ/ВЛТУ разрабатывается стратегия освоения объектов, выбираются технические средства освоения,

ТАБЛИЦА 1. Количество характеристик ледовых условий по блокам ЛТУ для Приразломного НМ и Штокмановского ГКМ (Презентация ЛАШ, 2020)

Блоки изучаемых характеристик	Приразломное НМ	Штокмановское ГКМ
ледовый режим акватории	9	14
морфометрия ледяного покрова	30	30
динамика ледяного покрова	6	4
физ.-мех. свойства ледяного покрова	8	25
айсберги	–	9

определяется необходимая инфраструктура. Состав ЛТУ/ВЛТУ может различаться в зависимости от объекта (таблица 1).

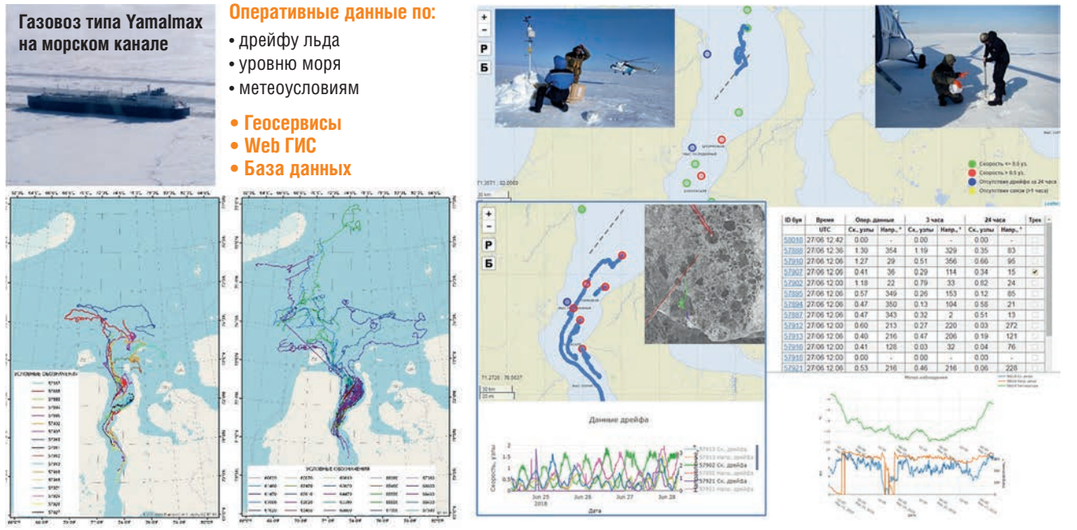
Ямальские проекты / проекты в Обской губе

Освоение удаленных территорий Арктики невозможно без сопутствующего развития транспортной инфраструктуры. Хотя некоторые технические объекты (МЛСП «Приразломная», отгрузочные терминалы типа Варандейского или «Ворот Арктики») самодостаточны во взаимодействии с морскими грузовыми судами, для ряда объектов по добыче и переработке сырья, расположенных на суше, необходима портовая инфраструктура (временная или постоянная). В первую очередь здесь имеются в виду наиболее масштабные проекты освоения Ямала и Обской губы (Бованенковское, Харасавейское, Южно-Тамбейское и др. месторождения). Отметим, что в настоящее время именно Обская губа является наиболее загруженным сегментом Северного морского пути. По оценкам профильных специалистов, объем морских перевозок в Обской губе (в первую очередь – вывоз углеводородов) превышают 80% всего трафика СМП.

Массовый завоз материалов для строительства портов и других объектов при освоении территории в условиях отсутствия дорожной сети возможен только морским путем, при этом особое значение приобретают выгрузки на припай у неподготовленного берега (та самая «временная транспортная инфраструктура»). Обеспечение операций такого рода, лежащих на стыке инженерных изысканий, ледотехнических работ и специального гидрометеорологического обеспечения, было вновь (после долгого перерыва) начато специалистами лаборатории «Арктик-шельф» в 2007 г. Вывоз готовой продукции (нефть, газоконденсат) с месторождений в большинстве случаев возможен только морским путем через круглогодично действующие порты или отгрузочные терминалы. Наиболее ярким примером такого объекта является построенный в результате реализации проекта «Ямал СПГ» (компании «Новатэк») порт Сабетта. При проектировании и строительстве этого важнейшего объекта инфраструктуры специалистами ААНИИ был пройден весь цикл изысканий и специальных исследований, начиная от анализа архивных материалов с выбором площадки под строительство до определения конкретных величин гидрометеорологических параметров при разработке проекта порта. Благодаря работе специалистов ААНИИ (в первую очередь – ЛАШ) была определена конфигурация порта, обязательно включающая ледозащитные оградительные сооружения. В первоначальный проект был внесен и ряд других изменений, позволивший существенно повысить безопасность и эффективность круглогодичной работы этого

РИС. 5. Пример аналитических и натурных работ для контроля ледовой обстановки в районе п. Сабетта (Презентация ЛАШ, 2020)

РИС. 6. Внедрение элементов системы управления ледовой обстановкой в северной части Обской губы и элементы геопортала (Презентация ЛАШ, 2020)



сложного инженерного объекта. Функционирование и развитие порта Сабетта потребовало проведения дополнительных ИГМИ на севере Обской губы. За последние годы были проведены изыскания под удаленный терминал «Утренний» (для обустройства Салмановского (Утреннего) НГКМ на Гыданском берегу), а также исследования, обосновывающие проект модернизации Морского канала на баре Обской губы (Гудошников и др., 2020).

Для беспрерывной работы арктических портов крайне важен учет накопления т.н. «ледяной каши» (битого льда) на судовых трассах и связанная с этим эволюция ледовых каналов в сплошном ледяном покрове. Конфигурация подходных каналов и ворот порта зачастую определятся минимально необходимым количеством ледяных каналов и их геометрией. Накопление «ледяной каши» в замерзающем порту может достигнуть критического уровня и вызвать остановку судоходства. Для предотвращения такой ситуации в рамках инженерных изысканий необходимо выявить потенциальные зоны наибольшего накопления «ледяной каши», оценить затраты тепла для поддержания в них требуемой толщины льда и определить оптимальные параметры системы контроля ледообразования (СКЛ). Для порта Сабетта проводились специальные исследования в форме НИР с натурными экспериментами малой СКЛ в 2014–16 гг. (рисунок 5).

Еще одним важным аспектом, определяющим бесперебойную и безаварийную работу п. Сабетта, является прохождение узкого Морского канала, расположенного на баре Обской губы, газовозами типа Yamalmax (длина – 299,0 м, ширина – 50,13 м, осадка – 13,0 м). Отметим, что этот канал является основным для судов по вывозу СПГ и газоконденсата с месторождений «Новатэка». Для определения периодов времени с дрейфом льда, допустимым для прохождения канала газовозами, по предложениям сотрудников ЛАШ ФГБУ «ААНИИ» в 2018 г. были внедрены элементы СУЛО (система управления ледовой обстановкой). Идея заключалась в оперативном получении и предоставлении данных, необходимых для экспертного прогноза дрейфа льда. Это, прежде всего, данные по фактическому дрейфу ледяных полей, приливам (колебаниям уровня) и ветру в течение всего ледового сезона. Для этого использовались радиомаяки, устанавливаемые непосредственно на лед и передающие свои координаты, а также уровнемеры и метеостанции. Были разработаны технологии для автоматизированного получения, обработки и визуализации всей информации (получаемой как с указанных приборов, так и иного оборудования) на Web ГИС (геопортале) (Смирнов и др., 2018) (рисунок 6). Особенностью разработки было и то, что геопортал был адаптирован для использования с любого мобильного устройства.

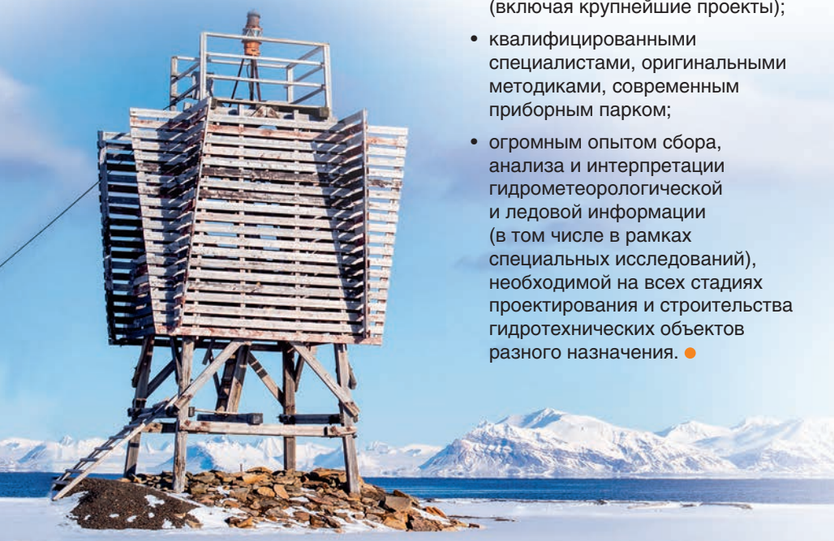
Здесь необходимо отметить, что разработка геопортала являлась инициативной работой со стороны специалистов ЛАШ и Отдела информационных технологий ФГБУ «ААНИИ». Внедрение этих элементов СУЛО позволило получать информацию о дрейфе ледяного покрова в режиме реального времени, а на ее основе корректировать движение танкеров СПГ и минимизировать их ледокольное сопровождение.

Влияние результатов инженерно-гидрометеорологических изысканий на проектирование и строительство

Необходимость проведения инженерно-гидрометеорологических и ледовых изысканий в период, предшествующий началу осуществления крупных проектов на арктическом шельфе, представляется очевидной. Недооценка природных условий может впоследствии привести к изменению стратегии освоения, а также дополнительным издержкам на проектирование и строительство. В то же время их переоценка приведет к незапланированным существенным материальным

затратам. Необходимы четко выверенные оценки, позволяющие добиться правильного соотношения затраченных средств и получаемого результата, при этом без рисков надежности эксплуатации сложных инженерных объектов функционирующих в условиях суровой, но очень чувствительной к антропогенному воздействию природы Арктики. Сказанное можно проиллюстрировать двумя характерными примерами:

1) Обнаружение большого количества айсбергов в мае 2003 г. в районе Штокмановского ГКМ привело к переоценке айсберговой угрозы (оценки повторяемости проникновения айсбергов в район платформы и вероятности их столкновения с ней увеличились в три раза (Наумов, 2004), что привело к отказу от концепции TLP/SPAR для добычной платформы в пользу FPU (Карлинский и др., 2011; http://www.shtokman.ru/project/about/offshore/). Это решение усложнило и замедлило выполнение проекта (который впоследствии в силу различных обстоятельств был отложен).
2) Результаты изучения ледового режима в районе строительства порта Сабетта показали реверсивный дрейф ледяного покрова (Voinov, Nesterov, 2013) и обосновали необходимость проектирования и строительства дополнительной (северной) секции ледозащитных сооружений. Это привело к значительному удорожанию проекта, но позволило существенно снизить риски для работы порта в зимне-весенний период и надежно обеспечило его круглогодичное функционирование.



Заключение и выводы

В заключение сформулируем основные выводы, следующие из представленного обзора:

1. Роль инженерно-гидрометеорологических и ледовых изысканий при проектировании и строительстве объектов освоения арктического шельфа зачастую является определяющей.
2. В деятельности ФГБУ «ААНИИ» (основного государственного научного центра, занимающегося изучением природной среды полярных районов и ее воздействием на деятельность человека) в последние 30 лет успешно развивается направление инженерно-гидрометеорологических (в том числе ледовых) изысканий (ИГМИ).
3. Для наиболее значимых проектов на арктическом шельфе РФ весь комплекс ИГМИ был проведен ФГБУ «ААНИИ».
4. ФГБУ «ААНИИ» обладает:

- специализированными научно-исследовательскими судами, предназначенными для работы в полярных районах;
- значительным опытом организации и проведения изыскательских работ на шельфе арктических и замерзающих морей любой степени сложности (включая крупнейшие проекты);
- квалифицированными специалистами, оригинальными методиками, современным приборным парком;
- огромным опытом сбора, анализа и интерпретации гидрометеорологической и ледовой информации (в том числе в рамках специальных исследований), необходимой на всех стадиях проектирования и строительства гидротехнических объектов разного назначения. ●

Литература

1. *Интернет-сайт ФГБУ «ААНИИ», Предмет и цели деятельности ААНИИ: http://www.aari.ru/main.php?lg=0&id=431.*
2. *СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства».*
3. *СП 482.1325800.2020 (Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства. Общие правила производства работ).*
4. *«Роль инженерно-гидрометеорологических изысканий ААНИИ в обеспечении стабильного освоения шельфа Российской Арктики» – презентация лаборатории «Арктик-шельф» на Международной научной конференции «КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ АРКТИКИ И АНТАРКТИКИ», 2–4 марта 2020 г., СПб, ААНИИ.*
5. *Гудошников Ю.П., Бузин И.В., Андреев О.М., Нестеров А.В., Смирнов К.Г., Виноградов Р.А., Наумов А.К., Скутина Е.А. (2020). Роль инженерных гидрометеорологических изысканий «ААНИИ» в обеспечении стабильного освоения шельфа Российской Арктики / Международная научная конференция «КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ АРКТИКИ И АНТАРКТИКИ», Санкт-Петербург, 2–4 марта 2020 г., 3 с.*
6. *Бузин И.В. Лаборатория «Арктик-шельф» им. Г.К. Зубакина // Российские Полярные Исследования № 1 2020 г., ГНЦ РФ «ААНИИ», с. 15–18, СПб.*
7. *Наумов А.К. (2004). Распределение айсбергов в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения и оценки столкновения айсбергов с платформой // Тр. ААНИИ – 2004 – т. 449 – с. 140–152.*
8. *Карлинский С.Л., Малютин А.А., Чернецов В.А. (2011). Аспекты безопасности добычного заякоренного судна при работе во льдах с применением системы отсоединения от якорной системы // Тр. 10-й Межд. конф. и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2011) (РФ, С.-Петербург, 13–16 сентября, 2011), РФ, С.-Петербург, 2011, с. 456–461.*
9. *Морской добычной комплекс (http://www.shtokman.ru/project/about/offshore/).*
10. *Наумов А.К., Скутина Е.А. (2019). Методики оценки параметров ледяных образований // Проблемы Арктики и Антарктики, 2019. № 1 (65). С. 84–98.*
11. *Сазонов К.Е., Чернов А.В. (2016). Экспериментальные методы определения глобальной ледовой нагрузки на морские инженерные сооружения // Арктика: экология и экономика. – 2016 – № 2 (22). – С. 90–97.*
12. *Смирнов К.Г., Демчев Д.М., Бузин И.В., Гудошников Ю.П., Корельская Н.Л., Нестеров А.В., Скутина Е.А. (2018). Развитие локального мониторинга ледовых и гидрометеорологических условий для обеспечения безопасной навигации в Обской губе // Тр. Межд. конф. и выставки по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения континентального шельфа OFFSHORE MARINTEC RUSSIA – 2018. 2–5 октября 2018 года, Санкт-Петербург – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2018. – 245 с. ISBN 978-5-93808-323-3.*
13. *Voinov G.N., Nesterov A.V. (2013). The Tidal Effects in the Northern Ob Bay / Proc. 22nd Int. Conf. Port and Ocean Eng. under Arctic Conditions, June 09–13, Espoo, Finland, 2013, 6 p.*
14. *Морской порт САБЕТТА. Структура портовых сборов https://hydro-state.ru/port_sabetta.*

Keywords: *hydrocarbon production, engineering and hydrometeorological surveys, ice surveys, development of the northern seas.*

БПЛА
И СПУТНИКОВЫЕ ДАННЫЕ
в исследованиях ледовой обстановки при инженерно-гидрометеорологических изысканиях на шельфе и в прибрежной зоне

Шабалин Николай Вячеславович
исполнительный директор

Семенова Марина Ивановна
руководитель управления геоинформационных технологий

Михайлюкова Полина Геннадьевна
начальник отдела спутникового мониторинга

Гизатулин Тимур Марсович
ведущий специалист отдела применения БПЛА

Евдокимов Александр Александрович
начальник отдела гидрометеорологии

ООО «Центр морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова»

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПОДХОДЫ К АНАЛИЗУ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКИ НА ОСНОВЕ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ И МАТЕРИАЛОВ СЪЕМКИ БЕСПИЛОТНЫМИ ЛЕТАТЕЛЬНЫМИ АППАРАТАМИ (БПЛА). ПРИВОДИТСЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОСНОВНЫХ ТИПАХ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ И ТЕХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА, КОТОРЫЕ МОЖНО ИЗВЛЕЧЬ НА ОСНОВЕ КАЖДОГО ВИДА ДАННЫХ. ОПИСАНЫ БЕСПИЛОТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ШИРОКО ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКИ. ПРИВЕДЕНЫ ПРИМЕРЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ КРОМКИ И КЛАССИФИКАЦИИ ЛЬДА ПО ВОЗРАСТУ И ТОЛЩИНЕ. РАССМОТРЕНА СТРУКТУРА КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКИ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗА ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЙ В АКВАТОРИИ

THE ARTICLE REPORTS THE AVAILABLE APPROACHES TO THE ANALYSIS OF ICE SITUATION BASED ON SPACE IMAGES AND MATERIALS FROM UNMANNED AERIAL VEHICLES (UAVS). INFORMATION IS PROVIDED ON THE MAIN TYPES OF SATELLITE IMAGES AND THOSE CHARACTERISTICS OF THE ICE COVER THAT CAN BE DERIVED BENEFIT FROM EACH TYPE OF DATA. UNMANNED TECHNOLOGIES ARE DESCRIBED, WHICH ARE CURRENTLY WIDELY USED IN THE STUDY OF ICE SITUATION. EXAMPLES OF USING NEURAL NETWORK TECHNOLOGIES FOR EDGE DETECTION AND ICE CLASSIFICATION BY AGE AND THICKNESS ARE GIVEN. THE STRUCTURE OF AN INTEGRATED SYSTEM FOR MONITORING ICE SITUATION, WHICH IS NECESSARY FOR THE IMPLEMENTATION OF AN OPERATIONAL EVALUATION AND FORECAST OF ICE SITUATION IN THE WATER AREA, IS CONSIDERED

Ключевые слова: *морской лед, спутниковый мониторинг, БПЛА, гидрометеорологические изыскания, нейросети, система мониторинга.*

УДК 911.9

Активное хозяйственное освоение Арктики обусловливает необходимость повышения интенсивности мониторинга опасных природных процессов. Морской лед является тем фактором, который существенно осложняет навигацию и промышленное освоение в Арктической зоне, поэтому мониторинг текущих процессов ледообразования является важной задачей любых работ в Арктике для повышения их безопасности.

В настоящее время анализ ледовой обстановки в акваториях морей России является частью инженерно-гидрометеорологических изысканий, которые обязательны при проектировании, строительстве, эксплуатации и ликвидации морских нефтегазопромысловых и гидротехнических сооружений на континентальном шельфе Российской Федерации.

Инженерно-гидрометеорологические изыскания должны обеспечивать комплексное изучение гидрометеорологических условий и получение необходимых и достаточных материалов для принятия экономически, технически и экологически обоснованных решений при выборе площадки строительства, а также при строительстве, эксплуатации и ликвидации любых объектов на шельфе и в прибрежной зоне. Изучению в общем случае подлежат метеорологический режим местности, гидрологический режим акватории, литодинамический режим, ледовый режим акватории.

Согласно требованиям СП 11-114-2004, для оценки параметров ледового режима акватории реализуется комплекс ледовых наблюдений, в который необходимо включать определение ряда гидрометеорологических характеристик, нужных для получения расчетных параметров, требуемых для проектирования морских нефтегазопромысловых и гидротехнических сооружений. Однако полевые работы в большинстве случаев обеспечивают получение информации лишь в дискретных точках в отдельные моменты времени, когда для инженерных изысканий крайне важно получить информацию на больших площадях. Кроме того, проведение полевых работ трудозатратно и зачастую ограничено во времени плохими погодными условиями.

С развитием методов дистанционного зондирования и беспилотных технологий космические снимки разного спектрального диапазона и материалы БПЛА являются важным компонентом систем ледового мониторинга, поскольку обладают большим пространственным охватом и позволяют фиксировать состояние ледяного покрова практически в один момент времени для обширных участков акватории и использовать полученную информацию для прогноза развития ледовой обстановки и прокладки судовых трасс [1, 2, 3, 6].

Среди данных дистанционного зондирования выделяются радиолокационные снимки, которые обладают существенным преимуществом перед другими типами космических снимков – независимость от условий освещенности и облачного покрова. Таким образом становится возможным осуществлять мониторинг ледовой обстановки в условиях полярной ночи и облачного покрова. Современные радиолокаторы и планируемые группировки позволят в течение следующих нескольких лет получать информацию для одного и того же района земной поверхности в Арктике практически каждый день.

Диапазоны электромагнитного спектра, используемые в дистанционном зондировании

Для анализа ледовой обстановки используют космические снимки и материалы БПЛА, полученные в различных участках электромагнитного спектра. Для выделения кромки льда и анализа сплоченности используют снимки видимого, теплового инфракрасного диапазонов и, для исследований на глобальном уровне, микроволновые, полученные пассивными радиометрами в радиодиапазоне. Классификация льда по возрасту и толщине возможна только на основе активной радиолокационной съемки, когда сигнал испускается и принимается одной и той же антенной. В этом случае на характер отражения влияние оказывают физические свойства объекта – шероховатость поверхности, диэлектрическая проницаемость, текстура и структура поверхности льда.

Комбинирование снимков разного спектрального диапазона позволяет повысить точность и интенсивность мониторинга, обеспечивать расчет скоростей и направления дрейфа льда на основе нескольких источников.

Уровни мониторинга состояния ледяного покрова по ДДЗ и материалам съемки БПЛА

В настоящий момент на орбите Земли функционируют съемочные системы, выполняющие съемки с разным пространственным разрешением и охватом. Спутники гидрометеорологического назначения (Terra/MODIS, Aqua/MODIS, SuomiNPP/VIIRS, Метеор-М/МСУ-МР), имеющие, как правило, большой пространственный охват при низком разрешении, обеспечивают ежедневное покрытие одной и той же территории, тем самым предоставляя информацию для решения задач спутникового мониторинга на глобальном и региональном уровнях. Это позволяет выделять границы крупных ледяных полей, размеры которых превышают первые километры. Материалы пассивной микроволновой съемки обладают еще меньшим пространственным разрешением (10–15 км), что делает возможным применение таких материалов в основном для глобальных исследований или отдельных областей земного шара, например полярных [5].

Для работ на локальном и региональном уровнях необходимо привлекать космическим снимки с пространственным разрешением лучше 50 м. Такие данные предоставляют съемочные системы спутников Sentinel-2/MSI Landsat-8/OLI, SPOT-6/7 и др., а также практически все современные радиолокаторы, работающие в настоящий момент на орбите Земли (Sentinel-1, Radarsat-2, TerraSAR-X и др.). Ряд операторов планируют запуск целых группировок космических аппаратов, в том числе и радиолокационных, что обеспечит получение космических снимков на одну и ту же территорию несколько раз в сутки. Космические снимки такого типа позволяют детектировать не только крупные ледяные поля, но и небольшие льдины, а также опасные ледовые образования.

Материалы беспилотной съемки характеризуются сверхвысоким разрешением (первые сантиметры), что повышает точность работ по оценке состояния ледяного покрова в районе интереса. Привлечение материалов БПЛА обеспечивает своевременное выявление опасных ледовых образований небольших размеров в зоне, расположенной в радиусе сотен метров и первых километров.

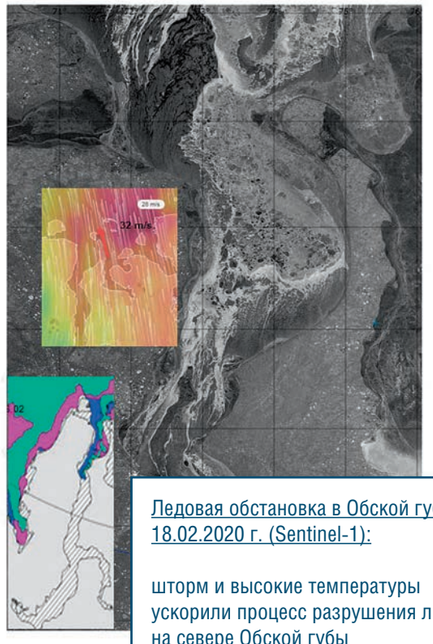
Характеристики ледяного покрова, анализируемые по космическим снимкам

Основные характеристики ледяного покрова, которые возможно получить на основе материалов космической и беспилотной съемки, представлены ниже.

- Определение ледовых фаз. Анализ радиолокационных снимков позволяет выявлять даты первого ледообразования, начало устойчивого ледообразования, первого образования припая, начало устойчивого образования припая, начало весеннего взлома или первой весенней подвижки припая, окончательного разрушения припая и окончательного очищения акватории ото льда. Указанные процессы образования и разрушения льда согласно СП 11-114-2004 являются обязательными при проведении ледовых наблюдений.
- Определение положения кромки льда на основе контрастной границы «вода–лед».
- Классификация льда по возрасту и толщине и вычисление сплоченности [7, 9, 10].
- Расчет полей скорости и направления дрейфа льда по паре последовательных изображений [4, 11].
- Определение зон сжатий и разряжений на основе анализа пары последовательных изображений.

Каждый параметр требует своего набора методов дешифрирования с обязательным экспертным контролем результатов дешифрирования.
На рисунке 1 приведен пример экспертного анализа ледовой обстановки: привлекаются дополнительные источники о гидрометеорологической информации для корректной интерпретации результатов и оценке качества результатов автоматизированной обработки.

РИС. 1. Экспертный анализ ледовой обстановки по радиолокационным снимкам



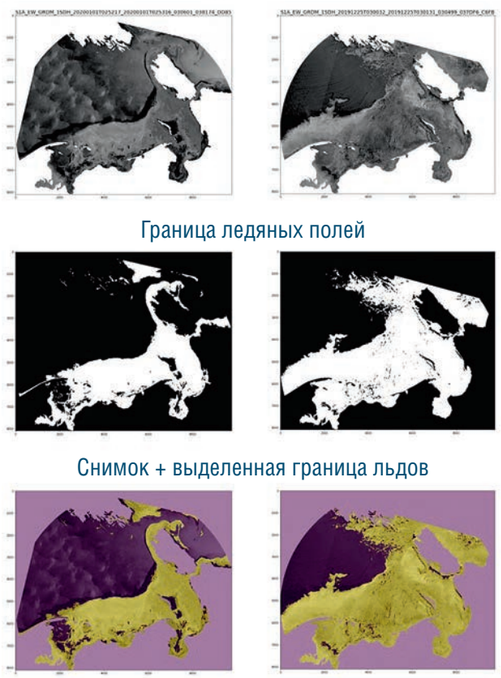
Ледовая обстановка в Обской губе, 18.02.2020 г. (Sentinel-1):

шторм и высокие температуры ускорили процесс разрушения льда на севере Обской губы

Методы дешифрирования, используемые для анализа характеристик ледовой обстановки

Среди методов дешифрирования выделяются две группы: автоматизированные и экспертный анализ. В настоящее время все большее развитие получают автоматизированные методы, основанные на использовании нейросетевых технологий. Так, например, в Центре морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова был разработан собственный алгоритм бинарной классификации для выделения кромки льда на основе нейросети [7].

РИС. 2. Примеры бинарной классификации «вода–лед» по радиолокационным снимкам Sentinel-1



На рисунке 2 приведена иллюстрация, на которой представлен результат бинарной классификации. Анализ результатов показывает высокую точность и достоверность выделения границ ледяных полей и опасных ледовых образований методами нейронных сетей. Скорость обработки одного изображения составляет несколько секунд.

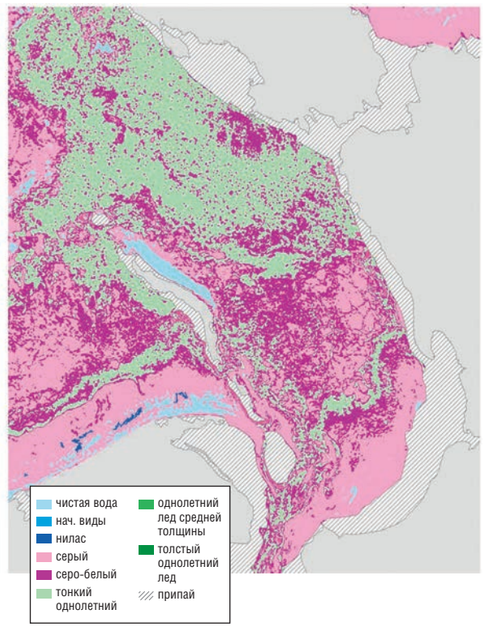
Выполнение классификации льда по возрасту и толщине с использованием нейросетевых технологий также возможно, но требует существенно большего объема обучающей выборки для каждого сезона года и для зимы разной степени суровости.
На рисунке 3 в качестве иллюстрации приведен фрагмент классификации радиолокационного снимка Sentinel-1 от 4 марта 2020 г. юго-востока Печорского моря, полученный в результате применения других нейросетевых алгоритмов, существующих

в настоящий момент. Полученный результат позволяет не только анализировать ледовую обстановку на локальном уровне, но и осуществлять точную проводку судна и прогнозировать дрейф отдельных ледовых образований.

Использование пары изображений, полученных с разницей не более 24 часа, обеспечивает расчет полей скорости и направления дрейфа в автоматическом режиме. В основе алгоритмов подобного типа лежит поиск маркеров – тех точек, которые наблюдаются на обоих изображениях, и расчет для них характеристик смещений с использованием корреляторов [4, 11]. Рассчитанное поле скорости и направления дрейфа используется для определения зон сжатий и разряжений льда на основе вычислений конвергенции и дивергенции.

Результаты работы всех автоматизированных методов дешифрирования требуют обязательной экспертной заверки, поскольку автоматизированное дешифрирование может включать ошибки, связанные со структурами и физическими особенностями льда, а также вызванные физическими особенностями радиолокационной съемки (наличие спекл-шума, шумов радиолокатора и т.п.).

РИС. 3. Пример многоклассовой классификации льда на основе нейросетей



Кроме того, эксперт при анализе опирается и на дополнительную информацию, включающую гидрометеорологические сведения, что позволяет интерпретировать развитие ледовой обстановки с учетом смены гидрометеорологических параметров.

Определение ледовых фаз в настоящий момент возможны только на основе экспертного анализа космических снимков.

Использование БПЛА для задач ледового мониторинга

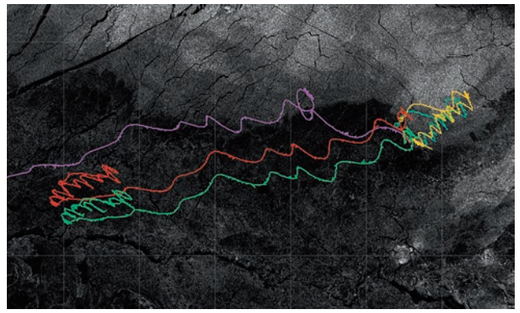
В последние годы беспилотные аппараты разного типа активно применяются в изучении и мониторинге ледовой обстановки. Информация, получаемая с БПЛА, максимально объективна и дает наивысшую детальность о характере окружающей обстановки. Результаты аэрофотосъемки могут быть применены для:

- оперативной оценки ледовой обстановки;
- определения видов ледовых образований и явлений;
- определения траектории движения ледовых масс и их скорости с помощью использования серийной фотосъемки и видеосъемки;
- создания крупномасштабных карт ледовой обстановки;
- определения морфологических характеристик ледовых образований (высоты надводной части (паруса) и сплоченности торосов и стамух; площади, длины и ширины ледового образования; размеров ледовых блоков, слагающих надводную часть ледового образования);
- верификации и уточнения алгоритмов нейросетевой классификации снимков.

Помимо аэрофотосъемки в рамках оперативного мониторинга ледовой обстановки беспилотные летательные аппараты используются для установки спутниковых буев на опасные ледовые образования (торосы, айсберги и т.д.) и ледовые поля с целью сбора информации о фактическом дрейфе льда. Этот метод позволяет следить за движением льда (рисунок 4) в режиме, приближенном к реальному, и предоставляет информацию для анализа точности краткосрочных прогнозов дрейфа льда и оценки времени взлома припая. Результаты моделирования дрейфа льда очень важны в системах управления ледовой обстановкой и мониторинга гидрометеорологических и ледовых условий для осуществления безопасного судоходства в акваториях интереса.

Устанавливаемые маяки-дрифтеры обеспечивают отслеживание дрейфа ледовых полей по GPS с периодичностью не более 10 минут в течение

РИС. 4. Пример дрейфа установленных спутниковых маяков. В качестве подложки использован радиолокационный снимок Sentinel-1



3–4 месяцев в зависимости от аккумуляторных батарей. Это оборудование является теряемым и после завершения работы не подлежит забору из района мониторинга.

Перед установкой спутниковых маяков проводится предварительная работа по выбору местоположения. Эксперт по морскому льду анализирует результаты дешифрирования спутниковых изображений (классифицированные изображения, поля дрейфа по паре снимков), данные гидрометеорологических прогнозов и выбирает наилучшее место для постановки маяков. Количество маяков и периодичность их постановки зависит от поставленных задач и площади мониторинга. После выбора оптимального места оператору БПЛА, находящемуся на судне, передается частное техническое задание с ледовыми картами, спутниковыми снимками и примерными координатами места постановки. Следующие этапы по установке спутниковых буев включают в себя:

- развертывание комплекса БПЛА на открытом пространстве на судне;
- подключение питания, предпусковая проверка всех систем комплекса, проверка систем связи, активация спутникового маяка;
- взлет БПЛА с борта судна;
- фото/видеообследование по маршруту полета;
- маркировка ледовых образований – плавный спуск маяка с помощью лебедочной системы спуска грузов;
- возврат комплекса БПЛА на место посадки;
- контрольная проверка комплекса БПЛА, возвращение в место хранения.

При выполнении работ оператор БПЛА в праве корректировать место установки маяка, учитывая все факторы, которые невозможно определить при спутниковом мониторинге ввиду низкой детализации по сравнению с аэрофотосъемкой. Место установки маяка должно быть выбрано таким образом, чтобы избежать:

- скатывание маяка с поверхности льдины в воду;
- скатывание в трещины или глубокий рельеф ледового образования;
- переворота маяка радиоантенной вниз;
- прямого контакта с животными и птицами во время установки средств ледового мониторинга, которые могут находиться на ледовых образованиях.

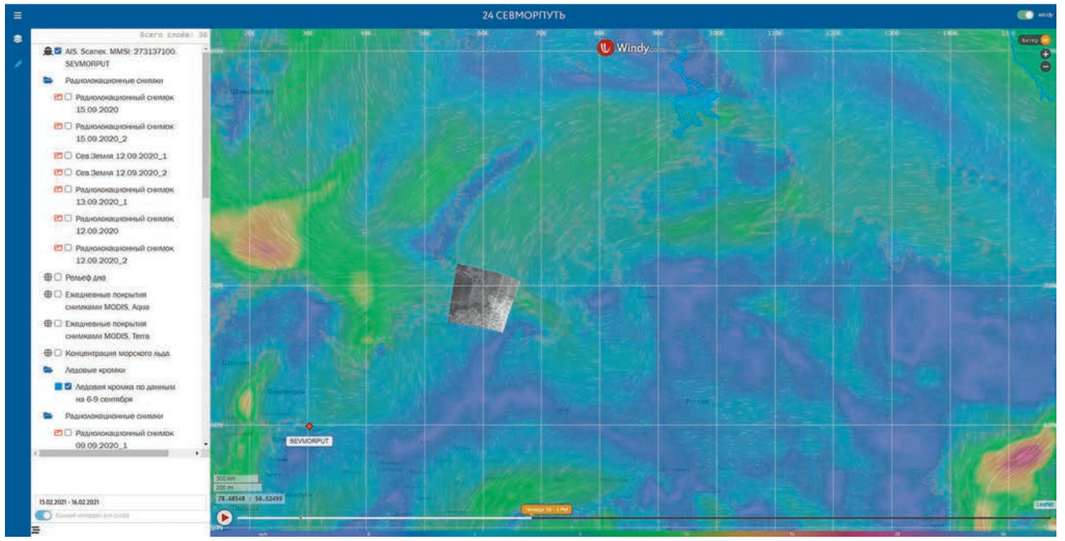
Координаты спутниковых буев и служебную информацию конечный пользователь может получить в виде текстовых сообщений на специально созданный почтовый ящик или через веб-портал провайдера. Далее эти данные используются в моделях прогноза дрейфа льда, визуализации траектории дрейфа на картах или в цифровых сервисах по управлению ледовой обстановкой и мониторингу гидрометеорологических и ледовых условий.

Комплексные системы мониторинга ледовой обстановки

Оптимальным решением для выполнения комплексного мониторинга состояния льда в акватории является комбинирование нескольких источников информации, а также методов их совместной обработки в единой системе, реализованной посредством облачных и веб-технологий. В Центре морских исследований МГУ имени М.В, Ломоносова ведутся такие разработки для ключевых районов арктических морей. Система в качестве исходных данных использует информацию с космических аппаратов, БПЛА, спутниковых буев, передающих информацию о дрейфе льда, фактическую и прогнозную гидрометеорологическую информацию, алгоритмы расчета скорости и направления дрейфа льда на региональном и локальном уровнях. Итогом работы комплексной системы мониторинга является прогноз ледовой обстановки с заданной точностью на трое суток вперед. Полевые работы, которые включают в себя контактные и визуальные наблюдения, предоставляют материал для заверки результатов моделирования в различные ледовые фазы.

Современные облачные и веб-технологии позволяют получать доступ к оперативным результатам работы системы даже на судах при слабом сигнале интернета, что существенно повышает скорость принятия решения капитаном судна в сложных условиях навигации. Просматривая через веб-интерфейс прогноз гидрометеорологических параметров,

РИС. 5. Интерфейс геопортала ООО «ЦМИ МГУ». Прогноз скорости и направления ветра



текущую ледовую обстановку и дрейф льда, капитан может самостоятельно оценить все риски и принять оптимальное решения по дальнейшему маршруту движения судна. На рисунке 5 приведен пример интерфейса геопортала ООО «ЦМИ МГУ», позволяющего осуществлять мониторинг ледовой обстановке на судне.

Выводы и предложения

Выполненная работа показала, что большую часть необходимых для инженерных изысканий характеристик ледового режима можно получить при помощи дистанционных методов исследования, сократив трудоемкие и дорогостоящие контактные наблюдения. Применение дистанционных методов позволяет оперативно получать данные с больших площадей в течение длительного периода. При этом контактные методы наблюдения являются необходимыми для заверки получаемых результатов и тех характеристик, которые невозможно получить дистанционными методами.

Важным условием развития и внедрения новых методов является 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 практик. Кроме того, необходимо раскрытие получаемой информации и ее публикация в открытом доступе в электронном виде.

Все это позволит более детально описать природные условия морей Арктики и разработать методы их изучения, а также минимизировать риски негативных воздействий ледовых условий на морские промысловые объекты, предупредить техногенные катастрофы и таким образом снизить воздействие на окружающую среду при хозяйственной деятельности человека в регионе. ●

Литература

1. *Алексанин А.И., Кубряков А.А., Левин В.А., Станичный С.В. Спутниковое информационное обеспечение для организации разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений в арктических морях // Арктика: экология и экономика № 1 (17), 2015.*
2. *Дистанционное зондирование морских льдов на Северном морском пути: изучение и применение / О.М. Йоханнессен, В.Ю. Александров, И.Е. Фролов, С. Сандвен, Л.Х. Петтерссон, Л.П. Бобылев, К. Клостер, В.Г. Смирнов, Е.У. Миронов, Н.Г.Бабич. Научные исследования в Арктике: в 3 т. СПб.: Наука, т. 3, 2007, 512 с.*
3. *Миронов Е.У., Ашик И.М., Дымов В.И., Кулаков М.Ю., Клячкин С.В. Модели и методы расчета и прогноза ледовых и океанографических условий в арктических морях // Проблемы Арктики и Антарктики, 2010, № 2 (85), с. 16–28.*
4. *Технология определения дрейфа морского льда по спутниковым изображениям оптического диапазона. Общее описание технологии, версия 1.0.0 от 20.10.2009, ГУ ААНИИ, СПб., 2009, 13 с.*
5. *Тихонов В.В., Репина И.А., Раев М.Д., Шарков Е.А., Боярский Д.А., Комарова Н.Ю. Комплексный алгоритм определения ледовых условий в полярных регионах по данным спутниковой микроволновой радиометрии (VASIA2). // Исследование Земли из космоса, № 2, 2015, с. 78–93.*
6. *Чирков А.В., Ковалев Д.С., Копосов С.Г., Кутинов Ю.Г., Шевцова С.В. Прогнозирование ледовой обстановки и оптимального маршрута прохождения судов в арктических широтах для безопасного судовождения // Арктика: экология и экономика № 3 (19), 2015, с. 96–103.*
7. *Hara Y., Atkins R.G., Shin R.T. et.al. Application of Neural Networks to Radar Image Classification // IEEE Trans. on Geoscience and Remote Sensing, vol. 32, № 1, 1994, p. 100–109.*
8. *Hwang B. Inter-comparison of satellite sea ice motion with drifting buoy data // International Journal of Remote Sensing, Vol. 34, № 24, 2013, p. 8741–8763.*
9. *Karvonen J., Cheng B., Vihma T., Arkett M., Carrieres T. A method for sea ice thickness and concentration analysis based on SAR data and a thermodynamic model // The Cryosphere, 6, 2012, p. 1507–1526.*
10. *Korosov A.A., Park J. W. Very high-resolution classification of Sentinel-1A data using segmentation and texture analysis //Living Planet Symposium. Vol. 740, 2016, p. 44.*
11. *Lavergne T., Eastwood S., Teff ah Z. et al. Sea ice motion from low-resolution satellite sensors: An alternative method and its validation in the Arctic // J. of geophysical research, 2010, Vol. 115, C10032, 14 p.*

KEYWORDS: *морской лед, спутниковый мониторинг, БПЛА, гидрометеорологические изыскания, нейросети, система мониторинга.*

УДК 659.28

АНПА для арктического шельфа

Голядкина Светлана Сергеевна
генеральный директор ООО «Шельфтехносервис», аспирант РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Кудрявцев Игорь Алексеевич
заместитель генерального директора ООО «Шельфтехносервис»

Харченко Юрий Алексеевич
профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА РОЛЬ АВТОНОМНЫХ НЕОБИТАЕМЫХ ПОДВОДНЫХ АППАРАТОВ В ОСВОЕНИИ ШЕЛЬФОВОЙ ЗОНЫ АРКТИКИ, ПОКАЗАНЫ ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПРИКЛАДНОГО И НАУЧНОГО ЗНАЧЕНИЯ

THE ROLE OF AUTONOMOUS UNINHABITED UNDERWATER VEHICLES IN THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC SHELF ZONE IS CONSIDERED, AND THE POSSIBILITIES AND PROSPECTS OF THEIR USE FOR SOLVING PROBLEMS OF APPLIED AND SCIENTIFIC SIGNIFICANCE ARE SHOWN

Ключевые слова: *автономные необитаемые подводные аппараты, арктический шельф, экстремальные условия, новейшие технологии, освоение нефтяных и газовых месторождений, аппараты ледового класса, российские проекты.*

В настоящее время в мировой практике накоплен значительный опыт создания и использования подводных робототехнических систем для решения научно-исследовательских и прикладных задач в интересах различных отраслей и прежде всего в освоении углеводородных месторождений в высоких широтах. Интерес Российской Федерации в этой области определяется наиболее богатыми сырьевыми (энергетическими) ресурсами территорий арктических морей.

За последнее десятилетие автономные необитаемые подводные аппараты (АНПА) успешно демонстрируют свою эффективность при выполнении подводно-технических работ в различных экстремальных условиях. Независимость АНПА от природно-климатических условий, возможность автономной работы в течение длительного времени позволяют использовать их на всех этапах разведки, обустройства, эксплуатации, ликвидации и консервации месторождений, а также для круглогодичного мониторинга всей Арктической зоны, картографирования дна Мирового океана и др.

ФАКТЫ

АНПА

автономные необитаемые подводные аппараты эффективны при выполнении подводно-технических работ в экстремальных условиях, независимы от природно-климатических условий, применимы на всех этапах технологического цикла

> АНПА инспектируют подводные сооружения, распознавая отклонения от изображений, проводят экологический мониторинг, топографическую, фото- и видеосъемку морского дна, акустическое профилирование, картографирование рельефа и др. работы

В процессе работы АНПА осуществляют сбор информации, проводят инспекцию подводных сооружений и коммуникаций, которая включает распознавание отклонений от эталонных и (или) заданных изображений, экологический мониторинг в районе месторождения, топографическую, фото- и видеосъемку морского дна, акустическое профилирование, картографирование рельефа, обслуживание систем освещения, прокладку и обследование трубопроводов и кабелей, замену деталей подводного оборудования и др.

Кроме того, разработка гибких, селективных технологий, позволяет более эффективно находить нефтегазоперспективные зоны и зоны нефтегазонакопления для их последующего изучения и разработки. Традиционно для этих целей используется сейсморазведка, требующая наличия специализированных судов. Несмотря на неуклонный рост мирового флота геофизических судов, данных сейсморазведки по приполярным областям меньше, чем по другим районам. Флот работающих в Арктике судов также невелик, т.к. лед ограничивает сроки навигации и маршруты их движения. В связи с этим применение АНПА может значительно повысить эффективность поиска новых месторождений путем сокращения расходов на глубоководную разведку и снижения рисков в области охраны труда. Так, Тихоокеанский океанологический институт ДВО РАН в течение длительного периода проводит успешную научную работу по мониторингу газогеохимических полей в Тихоокеанском регионе (включая и Арктические широты).

Идентифицировать на водной поверхности нефтяные пятна естественного происхождения помогают данные космической радиолокации, но при этом они не дают возможности «увидеть» нефтяное пятно в толще воды. Применение АНПА (в первую очередь глайдерного типа), разработанных, например, для Total французской компанией Alseamar, позволяет исследовать подводное пространство на глубинах до 1000 м, обнаруживать, оценивать и наблюдать естественные выходы углеводородов с морского дна в реальном времени. Подобная технология сбора данных является высоко инновационной, имеет малые затраты, более быстрая и безопасная по сравнению со стандартными методами.

Кроме этого, имеется опыт применения АНПА для изысканий по трассам

«Северного потока» и «Турецкого потока» и проведения различных исследований в Охотском море. В частности, большие перспективы АНПА могут иметь на Киринском ГКМ – единственном в мире месторождении, расположенном на акватории замерзающего моря, которое обустроено с использованием подводного добычного комплекса (ПДК), включающего системы добычи, сбора и внутрипромыслового транспорта продукции скважин до берегового технологического комплекса (БТК). Для обслуживания объектов ПДК этого месторождения широко применяются телеуправляемые подводные аппараты (ТНПА). При этом выделены два направления: мониторинг оборудования и трубопроводов, в том числе для накопления статистических данных по наработке, и обслуживание оборудования ПДК в части очистки, замены съемных модулей и др.

ФАКТЫ

До **1000 м**

глубины позволяет исследовать подводное пространство применение АНПА

> Активный интерес к полярным исследованиям с использованием АНПА, проявляемый ведущими странами, обладающими аппаратами ледового класса, разработанными с применением самых передовых технологий, диктует необходимость создания российских аппаратов ледового класса

С учетом того, что применение ТНПА возможно только в навигационный период, их частичная замена на АНПА, позволит обеспечить круглогодичный мониторинг подводного оборудования и трубопроводов и таким образом повысить экологическую безопасность ПДК Киринского ГКМ.

АНПА могут содействовать в прогнозировании, локализации и ликвидации экологических угроз, являющихся основной целью мониторинга в управлении экологической безопасностью. В пределах Арктической зоны РФ имеются нефте- и газопроводы, предприятия по добыче, переработке и хранению углеводородов, атомные электростанции, химически опасные объекты, взрывопожароопасные объекты, важные элементы коммуникаций, которые могут стать источниками ЧС техногенного характера.

Активный интерес к полярным исследованиям с использованием АНПА проявляют Германия, Дания, Норвегия, Япония, США – страны, обладающие аппаратами ледового класса DeepC, MARIDAN, SeaOTTER, HUGIN 3000 и 4500, «Urashima» и др. с применением самых передовых технологий в области энергетики. Это диктует необходимость иметь отечественные аппараты ледового класса. Российские проектные организации уже осваивают это направление, результатом чего стал определенный круг АНПА различного назначения. Но большинство известных подводных аппаратов, применяемых в высоких широтах, пока являются экспериментальными образцами или стендами (testbed) для научных исследований.

Важное внимание при разработке отечественных проектов уделяется надежности техники, которой предстоит работать в автономном режиме в суровых условиях Арктики. Для этого предполагаются длительные испытания в ходе создания новых технологических средств.

Первые отечественные проработки уже нашли отражение в программе «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2025 года». Появление аппаратов, функционирующих без участия человека, означает увеличение эффективности, повышение безопасности и в перспективе снижение затрат на основную деятельность. Пилотные образцы подводных автоматизированных комплексов, которые смогут использоваться для подводных работ по изучению и освоению шельфа Арктики, возможно, появятся в России в ближайшее десятилетие.

В настоящее время сразу несколько лидирующих компаний, в том числе в области беспилотной робототехники, работают над созданием полностью автоматизированных подводных аппаратов для использования в Арктике (ИПМТ ДВО РАН, АО «ЦКБ МТ «Рубин», АО «НПП ПТ «Океанос» и др.). Так, например, основными разработками АО «НПП ТП «Океанос» являются семейство автономных подводных аппаратов с преимущественно гидродинамическими принципами движения (глайдеры) для Арктического региона.

Фонд перспективных исследований (ФПИ) совместно с АО «ЦКБ МТ «Рубин» реализует ряд проектов («Айсберг» и др.), ориентированных на дальнюю перспективу и направленных на создание подводных и подледных комплексов для освоения месторождений арктических морей, в том числе ранее неразведанных участков шельфа. Например, в настоящее время исследования могут проводиться в Арктике с судов всего на протяжении одного-двух месяцев навигации.

> Пилотные образцы подводных автоматизированных комплексов, которые смогут использоваться для подводных работ по изучению и освоению шельфа Арктики, возможно, появятся в России в ближайшее десятилетие

С помощью новых комплексов можно будет круглогодично осуществлять мониторинговые исследования, картографировать дно Мирового океана и др. Возможно, для энергоснабжения создаваемых подводных роботов будут использоваться энергокомплексы с ядерным реактором, что позволит обеспечить их автономность до года.

Намечена разработка технологий, материалов и создание на их основе новых роботизированных комплексов для исследования самых глубоких мест в труднодоступных районах Мирового океана («Юнона», «Амулет» и др.), которые демонстрировались на специализированных выставках. Развернуты работы по созданию АНПА дальнего радиуса действия, систем группового управления глубоководными аппаратами, группы (роя) АНПА, демонстратора сверхавтономного необитаемого подводного аппарата, который без всплытия и использования ядерной энергетики пройдет Северным морским путем, в том числе подо льдами, и др.

ФАКТЫ

ТНПА

телеуправляемые подводные аппараты могут применяться только в навигационный период, их частичная замена на АНПА позволит осуществлять мониторинг круглый год

Выводы

1. Морские подводные операции с использованием роботизированных систем – один из технологических приоритетов при организации работ на арктическом шельфе.
2. Имеющийся мировой опыт использования АНПА для работы в ледовом окружении показал их уникальные возможности.
3. Для Российской Федерации возрастающий интерес к освоению арктического шельфа, научная и экономическая целесообразность диктуют необходимость иметь собственные технологии и оборудование ледового класса.
4. Применение робототехнических комплексов на основе автономных подводных аппаратов позволит вывести человека из зоны повышенного риска, связанного с его нахождением в подводных аппаратах, и обеспечить более полное и всестороннее представление о текущей ситуации для эффективного выполнения задач по освоению арктических шельфовых месторождений. ●

Литература

1. *Бахарев С.А., Карасев В.В., Карасев А.В. Использование автономных необитаемых подводных аппаратов в процессе изучения Мирового океана // Научные труды Дальрыбвтуза, т. 6, 2012.*
2. *Боженов Ю.А. Использование автономных необитаемых подводных аппаратов для исследования Арктики и Антарктики // Фундаментальная и прикладная гидрофизика, 2011, том 4, № 1.*
3. *Инзарцев А.В., Каморный А.В., Львов О.Ю., Матвиенко Ю.В., Рылов Н.И. Применение автономного необитаемого подводного аппарата для научных исследований в Арктике // Подводные исследования и робототехника, № 2 (4), 2007.*
4. *Крылов П.В., Шарохин В.Ю., Выдра А.А., Лихович Д.А., Авилов А.С. Задачи обследования и мониторинга оборудования систем подводной добычи с учетом особенностей шельфовых месторождений Российской Федерации // Газовая промышленность, № 12/778, 2018.*
5. *Подводные роботы придут на помощь человеку в освоении Арктики https://rg.ru/2018/03/25/podvodnye-roboty-pridut-na-pomoshch-cheloveku-v-osvoenii-arktiki.html*
6. *Перспективы использования морских робототехнических систем АО «НПП ПТ «Океанос» в экологическом мониторинге в условиях Арктики https://www.korabel.ru/news/comments/arktika_-_mesto_dlya_robotov.html*
7. *Использование подводных аппаратов для исследования Арктики https://megaobuchalka.ru/8/5876.html*
8. *https://pro-arctic.ru/10/09/2018/technology/33769.*

Keywords: *Autonomous uninhabited underwater vehicles, Arctic shelf, extreme conditions, latest technologies, development of oil and gas fields, ice-class vehicles, Russian projects.*

СОЗДАНИЕ МОРСКОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЫ

под юрисдикцией Российской Федерации

Гаврилина Елена Александровна

доцент кафедры правового регулирования ТЭК МГИМО МИД России, к.ю.н.

Домрачев Александр Иванович

ООО «Газпром добыча Ямбург», филиал «Газопромысловое управление», отдел морских стационарных платформ, заместитель начальника отдела

Neftegaz.RU Offshore
номер 2/ 2021 г.

УДК 341; 622.242

В ПУБЛИКАЦИИ ПРОВОДИТСЯ АНАЛИЗ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, РАСПРОСТРАНЯЮЩЕГО НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПОСТРОЙКУ МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ ТРЕБОВАНИЯ К «ОБЪЕКТАМ ГРАЖДАНСКОЙ МОРСКОЙ ТЕХНИКИ» И «ОБЪЕКТАМ КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА». УСТАНОВЛЕНО, ЧТО КОМПЛЕКТ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, РАЗРАБОТАННЫЙ В СООТВЕТСТВИИ С ГРАДОСТРОИТЕЛЬНЫМИ ТРЕБОВАНИЯМИ НЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОЛНОЕ ОПИСАНИЕ МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ И ЕЕ СВОЙСТВ, И НЕ СОДЕРЖИТ ПОЛНЫХ ДАННЫХ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ РАБОЧЕЙ КОНСТРУКТОРСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ И ИЗГОТОВЛЕНИЯ МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ НА СУДОСТРОИТЕЛЬНОМ ПРЕДПРИЯТИИ. ПРИНЦИПЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО СТРОИТЕЛЬНОГО НАДЗОРА НЕ ПРИМЕНИМЫ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ НА СУДОСТРОИТЕЛЬНОМ ПРЕДПРИЯТИИ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ДЕЛАЕТСЯ ВЫВОД, ЧТО НИ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ НАДЗОРНЫЕ ОРГАНЫ РФ, НИ МКО НЕ НАБЛЮДАЮТ В ПОЛНОТЕ И ЦЕЛОСТНОСТИ ЗА ИЗГОТОВЛЕНИЕМ НА ПРЕДПРИЯТИИ НАИБОЛЕЕ ОПАСНЫХ И ОТВЕТСТВЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ МОРСКИХ ПЛАТФОРМ – НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ПРИМЕНЯЕМОЕ К МОРСКИМ ПЛАТФОРМАМ НАЦИОНАЛЬНОЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО О ГРАДОСТРОИТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НЕ УЧИТЫВАЕТ МЕЖДУНАРОДНЫЕ И КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, КОТОРЫЕ ЯВЛЯЮТСЯ ОБЯЗАТЕЛЬНЫМИ К ИСПОЛНЕНИЮ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ МОРСКИХ ПЛАТФОРМ

THE PUBLICATION DEALS WITH THE ANALYSIS OF REQUIREMENTS OF THE LAWS OF THE RUSSIAN FEDERATION APPLIED TO DESIGNING AND CONSTRUCTION OF MARITIME STATIONARY PLATFORMS AS TO THE ITEMS OF CIVIL MARINE FACILITIES AND CAPITAL CONSTRUCTION FACILITIES. IT IS DETERMINED THAT THE SET OF DESIGN DOCUMENTATION DEVELOPED IN ACCORDANCE WITH THE TOWN-PLANNING REQUIREMENTS DOES NOT ENSURE THE COMPLETE DESCRIPTION OF THE MARITIME PLATFORM AND ITS CHARACTERISTICS AND DOES NOT CONTAIN COMPLETE DATA REQUIRED TO DEVELOP THE WORKING CONSTRUCTION DOCUMENTATION AND MANUFACTURING OF THE MARITIME PLATFORM AT A SHIP-BUILDING ENTERPRISE. THE PRINCIPLES OF STATE CONSTRUCTION CONTROL CANNOT BE APPLIED TO THE MANUFACTURING OF THE MARITIME PLATFORM AT A SHIP-BUILDING ENTERPRISE. AS A RESULT OF THE PERFORMED RESEARCH IT IS CONCLUDED THAT NEITHER THE STATE CONTROL AUTHORITIES OF THE RUSSIAN FEDERATION NOR THE ICS DO NOT COMPLETELY CONTROL THE MANUFACTURING OF THE MOST DANGEROUS AND RESPONSIBLE ELEMENTS OF THE MARITIME PLATFORMS (OIL AND GAS FIELD EQUIPMENT) AT THE ENTERPRISES. THE NATIONAL LEGISLATION ON URBAN DEVELOPMENT APPLIED TO OFFSHORE PLATFORMS DOES NOT TAKE INTO ACCOUNT THE INTERNATIONAL AND CLASSIFICATION REQUIREMENTS THAT ARE MANDATORY FOR THE PURPOSES OF STATE REGISTRATION OF OFFSHORE PLATFORMS

Ключевые слова: *морские месторождения, континентальный шельф, освоение шельфовых месторождений, государство флага, прибрежное государство, морские нефтегазопромысловые объекты, морская стационарная платформа, постройка морской техники.*

Процесс проектирования и создания сложных инженерных сооружений подразделяется на стадии. На каждой стадии разрабатывается определенный комплект документации, который согласуется с заказчиком, с соответствующими надзорными органами и/или классификационным обществом.

Однако, учитывая тот факт, что в Российской Федерации статус морской стационарной платформы (МСП) законодательно не определен, МСП может быть квалифицирована (в зависимости от позиции того или иного государственного надзорного органа) как «объект гражданской морской техники» или как «объект капитального строительства». Вместе с тем квалификация МСП в качестве объекта капитального строительства, создает серьезные риски в отношении безопасности морского объекта, нормы градостроительного законодательства просто не могут гарантировать безопасность такого рода объектов на всех стадиях жизненного цикла. Нормы архитектурно-строительного проектирования не отражают полноту и целостность требований к морскому объекту, не предусматривается выполнение расчетов, гарантирующих его жизнеспособность (остойчивость, непотопляемость, прочность при перегоне, балластировка, автономность, обитаемость и т.д.).

ФАКТЫ

Статус

морской стационарной платформы в РФ законодательно не определен

Перед тем как перейти к сопоставлению стадийности проектирования и строительства морской стационарной платформы как «объекта гражданской морской техники» и как «объекта капитального строительства», в целях установить, что комплект проектной документации, разработанный в соответствии с градостроительными требованиями не может быть непосредственно использован для разработки Рабочей конструкторской документации и изготовления МСП на судостроительном предприятии, сперва обратимся к нормам Градостроительного кодекса.

Почему объект морской техники регламентируется нормами градостроительной деятельности?

Проблема первая – это наличие в российском законодательстве норм об обязанности по соблюдению законодательства о градостроительной деятельности в отношении

создания объектов гражданской морской техники, в частности МСП. Требования о соблюдении положений законодательства о градостроительной деятельности установлены в:

1. Федеральном законе от 30 ноября 1995 г. № 187 «О континентальном шельфе Российской Федерации» (далее Федеральный закон о континентальном шельфе);[1]
2. Градостроительном кодексе Российской Федерации (далее ГрК РФ);[2]
3. Федеральном законе от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (далее Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов);[3]
4. Правилах безопасности морских объектов нефтегазового комплекса, утвержденных Приказом Ростехнадзора от 18 марта 2014 № 105 (далее Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса);[4]
5. Федеральном законе от 30 декабря 2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».[5]

Вначале необходимо определить, что понимается под градостроительной деятельностью. Согласно ст. 1 ГрК РФ, *градостроительная деятельность* – это деятельность по развитию территорий, в том числе городов и иных поселений, осуществляемая в виде архитектурно-строительного проектирования, строительства, эксплуатации зданий, сооружений, благоустройства территорий и другой аналогичного рода деятельности. В то время как МСП предназначены для освоения недр морского дна и расположены в морских акваториях, характеризующихся различным международно-правовым статусом. Континентальный шельф и его морское дно не является территорией государства. Прибрежное государство обладает над континентальным шельфом и его морским дном суверенными правами в целях разведки и разработки его природных ресурсов (п. 1 ст. 77 UNCLOS).[6]

Необходимо подчеркнуть, что при решении вопроса о регистрации морской стационарной платформы компании руководствуются положениями ст. 2 КТМ РФ,[7] согласно которой деятельность по разведке и разработке минеральных и других неживых ресурсов морского дна и его недр регулируются КТМ РФ.

Согласно статьям 22-24 КТМ РФ, государственным учреждением, проводящим обязательное техническое наблюдение, классификацию и освидетельствование судов и МСП, является Российской Морской Регистр Судоходства (РС), целью классификационной деятельности которого является, в том числе, обеспечение безопасности МСП. Морская стационарная платформа подлежит обязательной классификации РС. В соответствии с п. 1.5 Положения о классификации судов и морских стационарных платформ, утвержденного Приказом Минтранса РФ от 9 июля 2003 г. № 160[8] (принят в целях реализации ст. 22 КТМ РФ),

ФАКТЫ

Нормы

архитектурно-строительного проектирования не отражают полноту и целостность требований к морскому объекту и не предусматривают выполнение расчетов, гарантирующих его жизнеспособность

объектами классификационной деятельности РС, являются стальные, железобетонные и композитные МСП, в том числе ледостойкого типа, удерживаемые на грунте гравитационным способом, с помощью свай или комбинированным способом, предназначенные для добычи подземных ресурсов морского дна.

В соответствии с п. 7.14 Положения о классификации судов и морских стационарных платформ, наличие у МСП действующего класса (классификационного свидетельства) РС означает, что конструкция и техническое состояние МСП соответствует установленным требованиям. Целью проведения освидетельствования является определение и удовлетворение годности морской стационарной платформы к безопасной эксплуатации в соответствии с ее назначением, обеспечение безопасности человеческой жизни на море, предотвращение загрязнения морской среды, обеспечение технической безопасности мореплавания.

В соответствии с V Разделом Положения о классификации судов и морских стационарных платформ, МСП подлежат освидетельствованию не только в процессе постройки, но и в период эксплуатации. При этом классификация и освидетельствование проводится только по объектам, зарегистрированным в установленном порядке в соответствующем судовом реестре.

В соответствии с Правилами классификации, постройки и оборудования ПБУ и МСП Российского Морского Регистра Судоходства,[9] нефтегазовые компании собственники МСП должны получить классификационное свидетельство, подтверждающее ее соответствие установленным законодательством правилам. Классификация и освидетельствование МСП не может осуществляться без включения в реестр судов Российской Федерации. Согласно п. 1 ст. 22 КТМ РФ, классификации и освидетельствованию подлежат суда, подлежащие государственной регистрации. Таким образом, для прохождения классификации и освидетельствования необходима государственная регистрация.

В связи с этим на практике государственная регистрация МСП в Российской Федерации осуществляется единственный способом – путем регистрации в Государственном судовом реестре Российской Федерации (в статусе морской стационарной платформы) в соответствии с КТМ РФ, а не в статусе объекта капитального строительства (недвижимости) на территории Российской Федерации. Для государственной регистрации МСП необходимо получение классификационного свидетельства (классификационные требования) и свидетельств о соответствии требованиям международных конвенций (конвенционные требования) (более подробно будет сказано ниже). Соответственно, необходимо выполнение требований Правил МКО, в том числе по стадийности проектирования и оформлению проектной документации.

Кроме того, в отношении морских объектов, прибрежное государство и государство флага имеют различную юрисдикцию.

В соответствии с Федеральным законом о континентальном шельфе, искусственные острова, установки, сооружения должны создаваться в соответствии с проектной документацией, предусмотренной законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности с учетом особенностей, устанавливаемых федеральным законом о континентальном шельфе и принятыми в соответствии с ним нормативными правовыми актами (ст. 16.1).

Органы государственной власти Российской Федерации в области градостроительной деятельности, согласно п 5.1 ст. 6 ГрК РФ, обладают полномочиями по организации и проведении государственной экспертизы проектной документации объектов, строительство, которых предполагается осуществлять в исключительной экономической зоне Российской Федерации, на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море Российской Федерации.

ФАКТЫ

Государственная регистрация МСП

осуществляется в государственном судовом реестре РФ

Однако заметим, что существует принципиальное различие в терминах «строительство» и «постройка», которое является термином отрасли тяжелого машиностроения. ГрК РФ не распространяете на объекты гражданской морской техники, изготовление (постройка) которых осуществляется на предприятиях соответствующей отрасли тяжелого машиностроения. Согласно п. 13 ст. 1 ГрК РФ, строительство – это создание зданий, строений, сооружений. В таком случае МСП должна квалифицироваться как строение и сооружение, что достаточно спорно.

Из сказанного следует, что положения ГрК РФ не должны применяться к отношениям, регулируемым законодательством Российской Федерации о морских нефтегазовых объектах, в связи с чем должны быть внесены изменения в ГрК РФ.

Далее обратимся к положениям Федерального закона о промышленной безопасности опасных производственных объектов. Согласно ст. 8 данного закона, проектная документация опасного производственного объекта 1) разрабатывается в порядке, установленном Федеральным законом о промышленной безопасности опасных производственных объектов, и 2) подлежит экспертизе в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности.

Главный вопрос, который здесь возникает, является ли МСП опасным производственным объектом. Сам закон, в отличие от Правил безопасности морских объектов нефтегазового комплекса, прямо не называет объекты гражданской морской техники (стационарные платформы, буровые суда, плавучие буровые установки, и т.д.) опасными производственными

---

[1] *Федеральный закон от 30 ноября 1995 № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации». «Российская газета», № 237, 07.12.1995. (с последующими изменениями).*

[2] *«Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29 декабря 2004 № 190-ФЗ. СЗ РФ. 03.01.2005, № 1 (часть 1). Ст. 16.*

[3] *Федеральный закон от 21 июля 1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». СЗ РФ. 28 июля 1997. № 30. Ст. 3588 (с последующими изменениями).*

[4] *Приказ Ростехнадзора от 18 марта 2014 № 105 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» (Зарегистрировано в Минюсте России 17 сентября 2014 № 34077).*

[5] *«Российская газета», № 255, 31 декабря 2009 (с последующими изменениями).*

[6] *«Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву» (UNCLOS) (заключена в г. Монтего-Бее 10.12.1982) (с изм. от 23.07.1994) https://www.un.org/ru/law/lawsea/convention.shtml.*

[7] *Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. 1999. № 18, ст. 2207 (с последующими изменениями).*

[8] *Приказ Минтранса РФ от 09 июля 2003 № 160 «Об утверждении Положения о классификации судов и морских стационарных платформ» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 11.07.2003 № 4894) (с последующими изменениями).*

[9] *Правила устанавливают требования, являющиеся специфичными для ПБУ и МСП, учитывают рекомендации Кодекса ИМО по конструкции и оборудованию ПБУ (2009 MODU Code), принятого Ассамблеей ИМО 2 декабря 2009 г. (резолюция ИМО А. 1023(26)). https://rs-class.org/forms/view.php?pdf=/upload/iblock/118/118fed23f1ac770bef19dd1f77c265ff.pdf.*

объектами. Единственная норма в законе, которая может быть истолкована, что объекты гражданской морской техники являются опасными производственными объектами, это п. 11 Приложения 1, согласно которой, в том случае если опасный производственный объект расположен на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море или прилежащей зоне Российской Федерации, для такого опасного производственного объекта устанавливается более высокий класс опасности.

Если признать объект гражданской морской техники опасным производственным объектом, то в таком случае морские объекты являются объектами регулирования законодательства о градостроительной деятельности, которое не учитывает требования Международной морской Организации (ИМО) и классификационных обществ. Между тем для государственной регистрации морских объектов, в том числе МСП или ПБУ, необходимо получить классификационное свидетельство в соответствии с КТМ РФ и свидетельства о выполнении международных конвенций ИМО, которые выдает соответствующее международное классификационное общество (например МКО «Российский морской регистр судоходства»).

Из чего следует, что понятие «опасный производственный объект» должно относится исключительно к «объекту капитального строительства» в соответствии с ГрК РФ (в редакции до 2005 г. «объект недвижимости в градостроительстве», «объект градостроительной деятельности») и не распространяться на объекты гражданской морской техники, изготовление которых производится на судостроительных предприятиях.

Если «объект гражданской морской техники» является «опасным производственным объектом», в таком случае необходимо проведение экспертизы проектной документации в соответствии с законодательством РФ, касающейся работ, которые могут быть отнесены к градостроительной деятельности – проводимых непосредственно на точке установки морского объекта (выравнивание площадки, крепление стационарной платформы сваями к морскому дну, отсыпка каменной бермы), то есть в части строительства, а не изготовления (постройки) на судостроительном предприятии.

Таким образом, морские нефтегазопромысловые объекты не должны относится к опасным производственным объектам, на которые распространяются законодательство о градостроительной деятельности, и должны быть исключены из предмета регулирования законодательства Российской Федерации о промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса в ст. 4 устанавливают, что проектирование и строительство опасных производственных объектов морского нефтегазового комплекса в зависимости от их типа или вида осуществляются с учетом требований законодательства о градостроительной деятельности.

ФАКТЫ

Государство флага

и прибрежное государство в отношении морских объектов имеют различную юрисдикцию

Данный подзаконный акт, в отличие от Федерального закона о промышленной безопасности опасных производственных объектов, прямо относит фонд скважин, участки ведения буровых работ, стационарные платформы, плавучие буровые установки, подводные добычные комплексы, стационарные и плавучие нефтеналивные и перегрузочные комплексы к опасным производственным объектам (ст. 3). Таким образом, ведомственный акт отнес морские нефтегазопромысловые объекты к предмету регулирования законодательства Российской Федерации о промышленной безопасности опасных производственных объектов.

В связи с этим указанные Правила, устанавливая требования к деятельности по проектированию, строительству и эксплуатации морских нефтегазопромысловых объектов, используют исключительно требования национального законодательства о градостроительной деятельности, игнорируя тот факт, что данные объекты создаются на судостроительных предприятиях под обязательным наблюдением классификационных обществ и даже не строятся в морских акваториях, а устанавливаются на морских нефтегазовых месторождениях.

Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса, также как и другие ведомственные акты Ростехнадзора:

- не содержат технические требования к морским нефтегазопромысловым объектам в их полноте и целостности и содержат только отсылочные нормы к законодательству о градостроительной деятельности, в отличие от требований ИМО и классификационных требований МКО;
- не содержат стадии изготовления морского нефтегазопромыслового объекта на судостроительном предприятии, в частности не предусматривают такую стадию как «Разработка рабочей конструкторской документации»;
- не отсылают и не учитывают обязательные для исполнения требования ИМО, международных конвенций, требования классификационных обществ;
- не содержат такие термины, как «объект гражданской морской техники», «изготовление» и «постройка», используя исключительно терминологию градостроительного законодательства («строительство»);
- не подразделяют опасные производственные объекты морского нефтепромыслового комплекса на «типы» и «виды»;
- не разделяют требования прибрежного государства и государства флага к морским нефтепромысловым объектам в отношении создания и эксплуатации такого рода объектов;
- не упоминают термин «флаг».

ФАКТЫ

Законодательство о градостроительной деятельности не учитывает требования Международной морской организации и классификационных обществ

В связи с этим возникает вопрос: распространяется ли национальное законодательство о градостроительной деятельности на создание и эксплуатацию бурового судна или плавучей буровой установки, привлекаемых российскими нефтегазовыми компаниями для работ на шельфе и зарегистрированными под иностранным флагом или на изготовление верхнего строения морской стационарной платформы, установленной на континентальном шельфе Российской Федерации, изготовленное при этом под иностранной юрисдикцией, например в Южной Корее, и зарегистрированное под флагом Российской Федерации? Ответ: очевидно, что нет.

Таким образом, Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору распространяет градостроительные требования на МСП исходя из:

- отсутствия единого правового статуса морского нефтегазового объекта в РФ;
- отсутствия разграничения полномочий между государственными органами РФ и МКО при проектировании и постройке МСП;
- отнесение морских нефтегазопромысловых сооружений, в частности морской стационарной платформы к «объектам капитального строительства» основано на ст. 4 Правил безопасности морских объектов нефтегазового комплекса, утвержденных Приказом Ростехнадзора от 18 марта 2014 № 105, проектирование и строительство опасных объектов морского нефтегазового комплекса в зависимости от их типа или вида осуществляются с учетом требований законодательства о градостроительной деятельности;
- Ростехнадзор является федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление государственного строительного надзора при строительстве;
- при строительстве МСП Ростехнадзор руководствуется ч. 2 ст. 54 ГрК РФ (государственный строительный надзор);
- создание объекта на точке установки в море рассматривается как строительство, при этом МСП квалифицируется как изделие до установки на точку эксплуатации.

Данные требования следует применять только к работам, проводимым непосредственно на точке установки морского объекта, то есть в части строительства, а не изготовления (постройки) на предприятии.

ТАБЛИЦА 1. Сопоставление стадий проектирования и строительства/ постройки

Объект капитального строительства – опасный производственный объект	Объект гражданской морской техники
Обоснование инвестиций	Конструкторская проработка или Эскизный проект Концептуальный проект
Основные технические решения	
Проект	Технический проект
Рабочая документация	
	Рабочая конструкторская документация
Исполнительная документация	
	Приемо-сдаточная документация (программы и методики испытаний)
Технологический регламент	Эксплуатационная документация
	Отчетная документация для предоставления в классификационное общество и надзорные органы

Стадийность проектирования и разрабатываемая документация «объекта капитального строительства» и «объекта гражданской морской техники»

Стадии проектирования и требования к содержанию и оформлению проектной документации для объектов гражданской морской техники (являются продукцией тяжелого машиностроения) регламентированы, в первую очередь, системой межгосударственных стандартов, распространяющихся на все отрасли промышленности:

- Межгосударственный стандарт ГОСТ 2.103-2013 «Единая система конструкторской документации. Стадии разработки»;[10]
- Межгосударственный стандарт ГОСТ 2.120-2013 «Единая система конструкторской документации. Технический проект»,[11] и другими; а также
- Правилами классификационных обществ.

В отношении объекта капитального строительства, стадии проектирования и требования к содержанию и оформлению проектной документации регламентированы Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»,[12] которое раскрывает требования ст. 48 «Архитектурно-строительное проектирование» ГрК РФ.

В таблице 1 приведено сопоставление стадийности проектирования «опасного производственного объекта» – «объекта капитального строительства» и «объекта гражданской морской техники.

ФАКТЫ

Отсутствие надзора

за нефтегазопромысловым оборудованием при изготовлении МНГС на предприятии – наиболее опасный момент

При проектировании и изготовлении морской стационарной платформы как «объекта капитального строительства» ФАУ «Главгосэкспертиза», подведомственное Министерству строительства и жилищно-коммунального хозяйства, проводит экспертизу проектной документации стадии «Проект». Однако, учитывая, что по факту МСП изготавливается на судостроительных предприятиях как продукция отрасли тяжелого машиностроения, Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства не распространяет каких-либо требований и не проводит наблюдения на стадии «Рабочая документация» и на последующих стадиях. При этом документация стадии «Проект», разработанная в соответствии с градостроительными требованиями, не пригодна для разработки «Рабочей конструкторской документации» и изготовления морских нефтегазопромысловых сооружений на судостроительных предприятиях и не может быть использована на практике на дальнейших стадиях.

При проектировании и изготовлении морской стационарной платформы как объекта гражданской морской техники для стадии «Технический проект» основным требованием к документации является Межгосударственный стандарт ГОСТ 2.120-2013, призванный обеспечить «полное представление об устройстве разрабатываемого изделия и исходных данных для разработки рабочей конструкторской документации».

Детальные требования к содержанию проектной документации для МСП регламентированы Правилами МКО, например, МКО РС. Классификационное общество в обязательном порядке ведет наблюдение, в том числе рассмотрение и одобрение документации, на всех стадиях, начиная со стадии «Технический проект». Документация стадии «Технический проект» используется для разработки «Рабочей конструкторской документации» для изготовления МСП на судостроительном предприятии. Документация стадии «Концептуальный проект» также может быть рассмотрена классификационным обществом, в случае обращения заказчика морской техники. Комплект проектной документации, разработанный в соответствии с градостроительными требованиями, не может быть непосредственно использован для разработки Рабочей конструкторской документации и изготовления МСП на судостроительном предприятии.

МКО как член Международной Ассоциации Классификационных Обществ (МАКО) (в Российской Федерации – Russian Maritime Register of Shipping (RS) / Российский Морской Регистр судоходства, РС)[13] ведет наблюдение на всех стадиях жизненного цикла объекта в масштабе, принятом для гражданской морской техники как продукции промышленного производства отрасли тяжелого машиностроения:

- разрабатывает требования к морским объектам в полноте и целостности, без ссылок на национальное законодательство;
- предъявляет требования к морским объектам, а также проверяет проектную и рабочую конструкторскую документацию в рамках требований Правил МКО;
- разрабатывает требования к изготовлению объекта на судостроительном предприятии, а также к самому судостроительному предприятию, сертифицирует производство;
- осуществляет постоянное наблюдение за изготовлением (постройкой) морского объекта;
- участвует в приемке испытаний готового морского объекта на судостроительном предприятии;
- разрабатывает Правила по морским операциям, требует разработки Проекта морских операций, утверждает данный проект. Сопровождает проведение морских операций по транспортировке стационарного морского объекта на точку эксплуатации;
- осуществляет наблюдение за выполнением требований Международных Конвенций ИМО в качестве «признанной организации» в соответствии с Кодексом для признанных организаций ИМО (Кодекс ПО).[14]

Таким образом, из анализа сопоставления стадий проектирования и строительства объекта гражданской морской техники и объекта капитального строительства, следует вывод о необходимости обратить внимание на то, что на этапе проектирования наибольшие трудности вызывают требования к стадийности проектирования и оформлению проектной документации стационарных морских нефтегазопромысловых сооружений (МНГС) (которые изготавливаются на предприятиях до полной заводской готовности) в соответствии с градостроительными требованиями.

ФАКТЫ

с 2017 г.

ведется работа над федеральным законом «О морских нефтегазопромысловых объектах и внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ»

В связи с отсутствием формализованных требований государственных надзорных органов РФ к МНГС, в части «требований прибрежного государства» и «требования государства флага», существует необходимость разрабатывать специальные технические условия и согласовывать их с Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ. Два несовместимых подхода к одному объекту диктуют различные требования к стадийности проектирования и оформлению проектной документации.
В итоге единственным способом для согласования проектной документации стационарных МНГС с государственными надзорными органами и дальнейшего изготовления МНГС на предприятиях является разработка двух комплектов различно оформленной и различно насыщенной проектной документации:

- в соответствии с градостроительными требованиями (для согласования с государственными органами, не пригодна для разработки рабочей конструкторской документации и изготовления МНГС на предприятии);
- в соответствии с требованиями отрасли «судостроение и морская техника», которые сочетаются с требованиями МКО (для разработки рабочей конструкторской документации и изготовления на предприятии).

В итоге со стороны государственных надзорных органов РФ фактически предоставляются конкурентные преимущества проектным организациям и промышленным предприятиям под иностранной юрисдикцией. Однако национальные органы РФ продолжают придерживаться распространения «наземных» градостроительных требований на МНГС, проектирование и изготовление которых осуществляется под юрисдикцией РФ.

---

[10] *http://docs.cntd.ru/document/1200115351.*

[11] *http://docs.cntd.ru/document/1200115354.*

[12] *Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию». «Российская газета», № 41, 27.02.2008 (с последующими изменениями).*

[13] *https://rs-class.org.*

[14] *Резолюция МЕРС.237(65) (принята 17 мая 2013 года) «Кодекс о признанных организациях (Кодекс ПО)» https://base.garant.ru/71844276/.*

Наиболее опасным моментом является недостаток или отсутствие надзора и наблюдения за наиболее опасными элементами МСП – за нефтегазопромысловым оборудованием МНГС, включая системы трубопроводов, по следующей причине. Государственный строительный надзор (в соответствии с ГрК РФ) не может быть применен к изготовлению продукции (объекта гражданской морской техники) на судостроительных предприятиях. Наблюдение МКО за нефтегазопромысловым оборудованием МНГС производится на добровольной основе и не освобождает от выполнения требований «государства флага» и «прибрежного государства» (в то же время услуги МКО имеют свою стоимость, как правило, заказчик МНГС не привлекает МКО для наблюдения за проектированием и изготовлением нефтегазопромыслового оборудования МНГС). В итоге ни один комплект проектной документации не описывает конструкции МНГС и все его свойства в полноте и целостности. Таким образом, ни государственные надзорные органы РФ, ни МКО не наблюдают в полноте и целостности за изготовлением на предприятии наиболее опасных и ответственных элементов МНГС. Государственные надзорные органы РФ лишь принимают участие на стадии испытаний МНГС на предприятии. При этом проектная документация на МНГС, выполненная в соответствии с градостроительными требованиями (в соответствии с требованиями национальных органов РФ), принципиально не обладает полнотой и целостностью в описании МНГС, в том числе нефтегазопромыслового оборудования МНГС.

В рамках действующей нормативной базы РФ вместо разработки двух комплектов проектной документации МСП («градостроительного» и «технического») целесообразно разрабатывать единый – в объеме «Технический проект». С сохранением разработки и оформления проектной документации на обустройство морского месторождения, частью которого является МСП, и документации на установку МСП на точку эксплуатации в соответствии с требованиями законодательства о градостроительной деятельности. При этом технические решения МСП в полноте и целостности будут содержаться в едином комплекте документации, что повысит качество проектирования и обеспечит беспрепятственный переход от проектной документации к разработке РКД для изготовления МСП на судостроительном предприятии. Данный подход позволит сократить трудоемкость и сроки проектирования, не вызовет трудностей при экспертизе и надзоре.

В российском законодательстве необходимо установить особый статус МНГС в качестве особого вида «объектов гражданской морской техники». Исключить распространение «наземных» градостроительных требований на данный вид МНГС, обеспечить согласованность национальных требований с международными требованиями.

Разработка национальных требований к МНГС и к их деятельности на шельфе и в водах РФ должна быть осуществлена с разграничением областей требований на две категории:

- требования «прибрежного государства»;
- требования «государства флага».

С 2017 года ведется работа над новым федеральным законом «О морских нефтегазопромысловых объектах и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Приведенные выше предложения могут быть реализованы в рамках данного закона, с учетом внесений изменений в Федеральный закон №187 «О континентальном шельфе Российской Федерации» и ГрК РФ. ●

ФАКТЫ

2

комплекта документации – единственный способ для согласования проектной документации стационарных МНГС с государственными надзорными органами и дальнейшего изготовления МНГС на предприятиях

Литература

1. *«Конвенция Организации Объединенных Наций по морскому праву» (UNCLOS) (заключена в г. Монтего-Бее 10.12.1982).*
2. *Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации. 1999. № 18, ст. 2207 (с последующими изменениями).*
3. *Резолюция МЕРС.237(65) (принята 17 мая 2013 года) «Кодекс о признанных организациях (Кодекс ПО)».*
4. *Федеральный закон от 30 ноября 1995 № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации». «Российская газета», № 237, 07.12.1995 (с последующими изменениями).*
5. *«Градостроительный кодекс Российской Федерации» от 29 декабря 2004 № 190-ФЗ. СЗ РФ. 03.01.2005, № 1 (часть 1). Стр. 16.*
6. *Федеральный закон от 21 июля 1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». СЗ РФ. 28 июля 1997. № 30. Ст. 3588 (с последующими изменениями).*
7. *Приказ Ростехнадзора от 18 марта 2014 № 105 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности морских объектов нефтегазового комплекса» (Зарегистрировано в Минюсте России 17 сентября 2014 № 34077).*
8. *Приказ Минтранса РФ от 09 июля 2003 № 160 «Об утверждении Положения о классификации судов и морских стационарных платформ» (Зарегистрировано в Минюсте РФ 11.07.2003 № 4894) (с последующими изменениями).*
9. *Постановление Правительства РФ от 16 февраля 2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию». «Российская газета», № 41, 27.02.2008 (с последующими изменениями).*
10. *Гаврилина Е.А. Морские нефтяные платформы: статус и юрисдикция / Е.А. Гаврилина // Neftegaz. Ноябрьский выпуск № 11 (107) 2020. С. 2–15. https://magazine.neftegaz.ru/articles/dobycha/638883-morskie-neftyanye-platformy-status-i-yurisdiktsiya/.*

KEYWORDS: *continental shelf, coastal state, flag state, offshore oil and gas facilities, offshore stationary platform, classification and construction of marine equipment, design stages.*

2–5 марта
2021
Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Яркая
история

ИНТЕРЛАКОКРАСКА • INTERLAKOKRASKA

25-я юбилейная
международная
специализированная
выставка

Интерлакокраска

Салоны:
• «Обработка поверхности»
• «Покрытия со специальными свойствами»
• «Защита от коррозии»

Реклама
12+

МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ТПП РФ

www.interlak-expo.ru

Организатор: АО «ЭКСПОЦЕНТР»

При поддержке:
• Министерства промышленности и торговли РФ
• ФГУП «НТЦ «Химвест»
• Российского Союза химиков
• ОАО «НИИТЭХИМ»
• Ассоциации «ЦЕНТРЛАК»
• Ассоциации качества краски
• Российского химического общества им. Д.И. Менделеева

Под патронатом ТПП РФ

ЭКСПОЦЕНТР

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

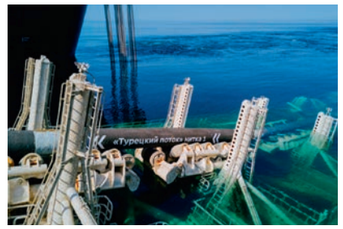
Россия выполнила план по поставке нефти в Китай

Поставки нефти из России в Китай по нефтепроводу ВСТО за первый месяц 2011 г. составили 1,318 млн тонн. Согласно договору, в январе–марте в Китай по ВСТО поступит 3,68 млн тонн нефти. Общая мощность линии – 15 млн тонн в год. Ежедневные поставки составляют 42 тыс. тонн.

• Комментарий Neftegaz.RU

В феврале 2021 г. Транснефть намерена поставить в Китай почти 3 млн т нефти (2,17 млн т – по ВСТО и 0,77 млн т – через Казахстан).

В ноябре 2020 г. Россия уступила лидерство по поставкам нефти в Китай Саудовской Аравии,



поставки сократились как в годовом, так и в месячном сравнении. В ноябре экспорт составил 6,105 млн т нефти, что на 8,1% меньше в сравнении с октябрем и на 20,1% меньше по сравнению с ноябрем 2019 г.

В. Язев: «Третий пакет» создает проблемы крупным проектам

Способность «третьего пакета» создавать проблемы крупным проектам проявляется на примере международного газотранспортного проекта «Южный поток», отметил В. Язев во время видеомоста Москва – Брюссель в феврале 2011 г. Россия является инициатором этого проекта и гарантирует заполнение всех четырех его ниток. Создавая конкурентный рынок, ЕК отмечает, что он конкурирует с «Южным коридором», тем самым пытаясь ограничить конкуренцию.

• Комментарий Neftegaz.RU

1 декабря 2014 г. из-за европейских санкций пришлось отказаться от «Южного потока», место которого в скором времени занял другой проект – «Турецкий поток» – газопровод, маршрут которого лежит по дну Черного моря.

1 января 2021 г. был пущен в эксплуатацию газопровод «Балканский поток», ответвляющийся от «Турецкого потока», газ по которому пойдет в Болгарию до Сербии, с перспективой продления до Австрии через Венгрию. ●

Премия имени академика И.М. Губкина. Молодые ученые вступают в борьбу за лучший научно-исследовательский проект

21 сентября 2021 года в стенах Губкинского университета в совмещенном онлайн и офлайн формате состоится V конкурс на соискание молодежной Губкинской премии (далее – Конкурс), посвященный 150-летию со дня рождения выдающегося ученого-практика, основоположника нефтяной геологии, педагога и общественного деятеля, профессора, академика Ивана Михайловича Губкина (21.09.1871–21.04.1939).

К участию в Конкурсе приглашаются магистранты, аспиранты, докторанты, специалисты, инженеры, научные и научно-педагогические работники высших учебных заведений в возрасте до 30 лет. Выдвигаемые на соискание молодежной Губкинской премии работы должны решать отраслевые и региональные научно-технические проблемы нефтегазовой отрасли, получить внедрение с подтвержденным экономическим или социальным эффектом.

Молодежная Губкинская премия учреждена Межрегиональным научно-техническим обществом нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина и присуждается за лучшие научно-исследовательские, проектные и конструкторские работы, представляющие значительный вклад в теорию и практику нефтяной и газовой промышленности.

Традиционно Конкурс проводится с 2012 года и призван способствовать ускорению технического прогресса, росту эффективности, улучшению качества, повышению надежности и безопасности эксплуатации производства, экономии трудовых, материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, автоматизации и цифровизации производства, охране окружающей среды.

Условия участия в Конкурсе и форму заявки можно найти на сайте журнала **Neftegaz.RU**

Заявки на участие принимаются до 21.08.2021 по электронной почте ***niibt@gubkin.ru***

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

16–18 марта

19-я Международная выставка кабельно-проводниковой продукции

Cabex 2020

Москва, КВЦ «Сокольники», павильоны 4, 4.1

16–18 марта

11-я Международная выставка

INDIA CHEM 2021

Индия, Мумбай
Bombay Exhibition Centre – NSE Exhibition Complex

18 марта

16-я конференция

Нефтегазснаб 2021

Москва,
InterContinental Moscow Tverskaya Hotel

18–19 марта

Межрегиональная специализированная выставка

Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу

Россия, Новый Уренгой,
Деловой центр «Ямал»

23–25 марта

3-й Международный научно-экспертный форум

Ресурсы роста. Химия для жизни: государство и бизнес

Москва,
МВЦ Крокус Экспо

30 марта

13 Международная специализированная выставка

Композит-Экспо

Москва, ЦВК «Экспоцентр», павильон №1

30 марта

Международная выставка

CIOOE 2021

Китай, Пекин,
New China International Exhibition Center

30 марта

Международная выставка

EXPEC 2021

Китай, Пекин,
Beijing Exhibition Centre

МАРТ

П	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30
С	3	10	17	24	31
Ч	4	11	18	25	
П	5	12	19	26	
С	6	13	20	27	
В	7	14	21	28	

ЗАДВИЖКИ С ОБРЕЗИНЕННЫМ КЛИНОМ СЕРИИ 720

РУСТ 95

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Оборудование для транспортировки газа

1.3.3 Технологическая арматура

1.3.3.1 Задвижки

Задвижки с обрезиненным клином РУСТ серии 720 предназначены для управления потоками рабочих сред (газообразные и жидкие продукты) и обладают рядом значительных преимуществ по сравнению с задвижками обычных конструкций.

Важным отличием конструкции является отсутствие седла, роль которого выполняет сам корпус задвижки, что позволяет избавиться от дна в корпусе, нижней части полости между седлами, в которой обычно скапливается грязь, механические частицы и пр.

Данное конструктивное решение позволяет применять задвижку на средах с высокой концентрацией механических загрязнений в потоке, которым негде задерживаться, когда арматура находится в открытом положении. Основным узлом задвижки является диск (клин), выступающий в качестве запорного элемента.

Он покрывается резиной, что дает следующие преимущества:

- максимальная герметичность даже в случае попадания твердых частиц между корпусом и поверхностью клина, что позволяет использовать задвижки на ответственных участках и в системах транспортировки газообразных веществ;
- возможность отказаться от использования манжет и сальников, которые требуют периодической замены.

Задвижки с обрезиненным клином РУСТ серии 720 обладают следующими характеристиками:

- возможность использования на трубопроводах различного диаметра (размер клина до 150 мм, что делает задвижку универсальной);
- полнопроходная конструкция без сужения диаметра присоединительных патрубков (в большинстве случаев);
- минимальное гидравлическое сопротивление;
- отсутствие зацикливания затвора при колебаниях температуры;
- возможность монтажа в вертикальном или горизонтальном положении;
- двойное уплотнение шпинделя;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Условное давление	**1,6 МПа**
Температура рабочей среды	**от -20 до +60 °С**
Класс герметичности	**А**
Шпиндель	**сталь**
Клин	**сталь; вулканизирован NBR**
Корпус	**сталь; порошковое эпоксидное покрытие**
Условный диаметр	**50 – 300 мм**

- отсутствие выдвижного шпинделя, позволяет выпускать арматуру в подземном исполнении, в котором также используется дополнительный телескопический шток, надземная часть которого закрывается специальным кожухом; это решение позволяет сэкономить на обустройстве и обслуживании колодцев, так как конструкция телескопического штока позволяет ему работать при засыпке грунтом;
- возможность эксплуатации на трубопроводах с высокой скоростью движения рабочей среды (для жидкости до 4 м/с, а для газа до 30 м/с);
- простота управления, так как для открытия или закрытия не требуется большое усилие; это преимущество конструкции позволяет без проблем использовать задвижки на трубопроводе, предусматривающим ручное или автоматическое перекрытие. Возможно подключение пневматического, гидравлического или электрического привода. ●

МОРСКОЙ ТАНКЕР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2. Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.2.4. Морская транспортировка

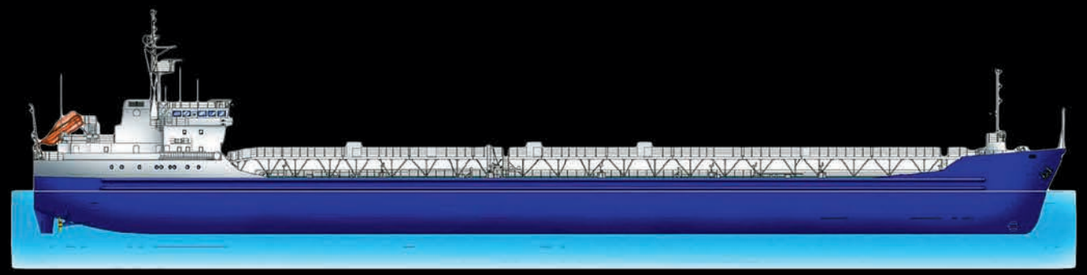
Судно спроектировано на класс Российского Морского Регистра судоходства КМ ЛУ1 I А1 (нефтеналивное).

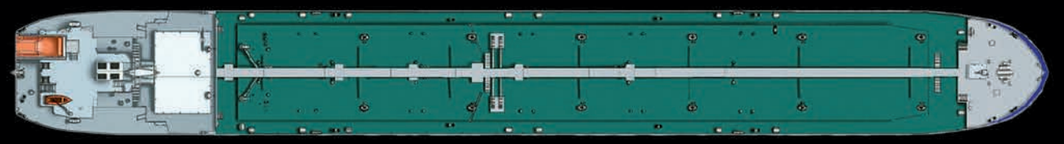
Назначение - перевозка наливом нефти и нефтепродуктов без ограничения по температуре вспышки с загрузкой нескольких сортов груза. Танки оборудованы палубными обогревателями и системой мойки горячей водой по замкнутому циклу с обеспечением каскадного отстоя и очистки моечной воды, дегазацией и вентиляцией. Предусмотрен контроль грузобалластных операций и состояния груза в танках.

Судно имеет двойные борта и второе дно. Грузовые погружные электроприводные насосы фирмы "Marflex" обеспечивают производительность при выгрузке 1000 м3/ч при напоре 100 м вод. ст.

Газоотводная (высокоскоростные клапаны) и грузовая системы обеспечивают закрытый налив интенсивностью до 1500 м³/ч. Мощность электростанции 970 кВт. Предусмотрена круглогодичная система кондиционирования. Навигационные системы и радиосвязь отвечают требованиям ГМССБ. Танкер отвечает требованиям международных конвенций СОЛАС, МарПол и других действующих конвенций. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Дедвейт, т	**9200**
Грузоподъемность (при у = 1,0 т/м³), т	**9000**
Длина наибольшая, м	**141**
Ширина наибольшая, м	**16,8**
Осадка по грузовую марку, м	**5,6**
Скорость спецификационная, уз	**11**
Дальность плавания, миль	**3500**
Автономность, сутки	**20**
Высота от ОП до несъемных частей надстроек , м	**16,8**
Главный двигатель	**8L20 «Вяртсиля»**
Мощность максимальная длительная, кВт	**2x1320**
Экипаж, чел	**11**





ЦИТАТЫ

М. Мишустин

Важно создавать все условия для подготовки новых кадров и их комфортной работы в нашей стране

А. Лихачев

Стратегическая цель – вывести Россию в группу мировых лидеров в сегменте композитов

Д. Йергенсен

Мы ставим финальную точку на эре добычи ископаемых

Н. Бернс

Европейцы должны остановить строительство Северного потока-2, а американцы – приостановить действие санкций

А. Фролов

Единственный пункт пропуска, который даже в текущем году у нас работал в штатном режиме – это морской пункт пропуска Сабетта

А. Чубайс

Оказаться в ситуации глобального технологического тупика для страны было бы гигантской стратегической ошибкой

А. Крутиков

Для продукции с высокой добавленной стоимостью, которая производится в Арктике... это вполне себе неплохая история может быть

А. Новак

Нам важно уже сегодня понимать, какие условия будут для обеспечения соответствующих энергоресурсов, чтобы весь земной шар обеспечить энергией

Н. Комарова

Под большим риском все те планы, бюджетные прежде всего, государств, регионов, на которые влияют объемы и стоимость нефти на мировом рынке

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

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

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

VITZRO CELL

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ

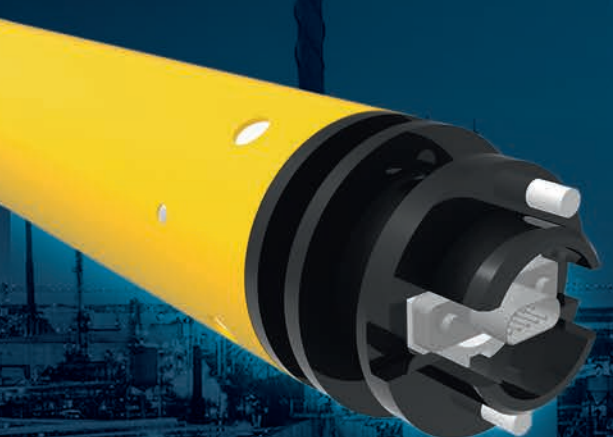
Скважинные телеметрические системы (MWD / LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий

БЕЗОПАСНОСТЬ:
- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:
- проведение испытаний
- анализ проблем полевых работ и отчетов
- инженерная поддержка

ПРЕИМУЩЕСТВА:
- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001 / / RoHS / UL / Trans. Certi.

МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:
- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



VITZROCELL является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

230 КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известен в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

770 МИЛЛИОНОВ

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

33 ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

2 МИЛЛИОНА

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей

РЕКЛАМА

YouTube
www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /
www.vitzrocell.com

VITZRO CELL