



СЕЙСМОЗАЩИТА
АРКТИКИ

ВОЛНЫ-
СПУТНИКИ

ЛАРН
НА ШЕЛЬФЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

OFFSHORE

1 [85] 2019

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ
НЕФТЕГАЗОВОЙ
ГЕОЛОГИИ



Входит в перечень ВАК

Большая Дмитровка IX

Лучший жилой комплекс класса de luxe.

Бывший доходный дом А.М. Михайлова, построенный по проекту знаменитого архитектора Адольфа Эрихсона в стиле модерн.



Три особняка
5 мин. от Кремля
Тихий и уютный двор
Закрытая охраняемая территория

dmitrovka9.ru

тел.: 8 495 182 22 22

78 апартаментов

18 пентхаусов

Три вида дизайнерской
отделки "под ключ"

Апартаменты
от 86 до 328 м2

Высота потолков
до 4,6 метров

Подземный паркинг
на 207 машиномест

Консьерж-сервис

Детский
развивающий центр

Фитнес-клуб



Бороться и искать, найти
и отложить



12

Корпоративная безопасность
в нефтегазовом секторе



16

СОДЕРЖАНИЕ

Информационно-
технологическое
обеспечение освоения
шельфа



28

Промышленная
безопасность на шельфе



36

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Плоское решение объемного вопроса

6

За шельфом присмотрит
единый госорган

8

События

10

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Бороться и искать, найти и отложить

12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Корпоративная безопасность
в нефтегазовом секторе

18

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

ConTrace:
специализированная система
управления электрообогревом для
предприятий ТЭК

24

Информационно-технологическое
обеспечение освоения шельфа

28

АРКТИКА

Промышленная безопасность
на шельфе

36

Технологии и оборудование
для освоения шельфа

38

Сейсмозащита Арктики

44

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Формирование залежей
углеводородов в верхней части
разреза и кратеров выбросов газа

48

Освоение субарктических недр

56

Технологии и оборудование
для освоения шельфа



38

Сейсмозащита
Арктики



44

Волны-спутники



62

ЛАРН на шельфе



96

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Волны-спутники. Статистический
алгоритм подавления по сейсмограммам,
полученным в результате морской
сейсмозащиты

62

Календарь событий

65

Решение задач нефтегазовой геологии.
Возможности современной
гравитационной и магниторазведки

66

Флюидодинамические аномалии
Каспийского моря

74

Российское геофизическое
оборудование для шельфа

78

Геофлюидодинамика осадочных
бассейнов Каспийско-Черноморского
региона

82

ЭКОЛОГИЯ

Геоэкологическое моделирование
при восстановлении почв

88

Экспертный подход.
О формировании экологического
сообщества в регионах расположения
ключевых предприятий
ГК «Росатом»

92

ЛАРН на шельфе

96

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Г.И. Шмаль: «Выставки должны
работать на отрасль»

100

За кулисами Конгресса
PRC Russia&CIS 2018

104

Хронограф

108

Россия в заголовках

109

Нефтегаз *Life*

110

Цитаты

112

419 лет назад

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

294 года назад

В 1725 году Пётр I утвердил первую инструкцию о правилах перевозки нефти на судах по Каспию и Волге.

274 года назад

В 1745 году Федор Прядунов построил первый нефтеперегонный завод, дававший ежегодно до тысячи пудов «чистого прозрачного масла».

236 лет назад

В 1783 году во время войны за независимость в США солдаты собирали с поверхности ручья в Западной Пенсильвании плавающую нефть и прикладывали к суставам, чтобы снять ревматические недомогания.

149 лет назад

В 1870 году сооружён рядом с японским городом Идзумосаки первый в мире искусственный остров для нефтяных вышек.

83 года назад

В 1936 году в акватории Каспийского моря установлены буровые платформы на свайном основании.

58 лет назад

В 1961 году в Венесуэле утверждена первая редакция устава ОПЕК.

19 лет назад

В 2000 году в Саудовской Аравии вступил в силу закон, направленный на привлечение инвестиций в нефтегазовый сектор. Тендер на разведку и разработку месторождений природного газа и газового конденсата выиграла компания «Лукойл», для работы в данном сегменте было создано совместное предприятие LUKOIL Saudi Arabia Energy LTD.

17 лет назад

В 2002 году введено в эксплуатацию девятнадцать месторождений нефти и газа в Мексиканском заливе.

15 лет назад

В 2004 году утверждена рамочная классификация энергетических и минеральных ресурсов.

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Николай Жабин

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Алюнов А.Н.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Гусев А.Ю.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Загивный Э.А.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Ольга Щербакова
Юлия Косыгина
Юлия Неруш
Екатерина Романова
Валентина Горбунова
Ольга Ющенко

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

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский
Андрей Верейкин

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



СОЧИ 19

РОССИЙСКИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОРУМ

rusinvestforum.org

14-15
ФЕВРАЛЯ

РОСКОНГРЕСС

Генеральный
партнер



Стратегический
партнер



Официальный
авиаперевозчик Форума



Официальный
автомобиль Форума

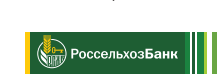


Официальные партнеры



Банк-партнер

Партнеры зон делового общения



Реклама 6+

Банк ВТБ (ПАО); ПАО «Сбербанк»; АО «МСП Банк»; Государственная корпорация «Банк развития и внешнеэкономической деятельности»; ПАО «Почта Банк»; РНКБ Банк (ПАО); АО «Россельхозбанк»



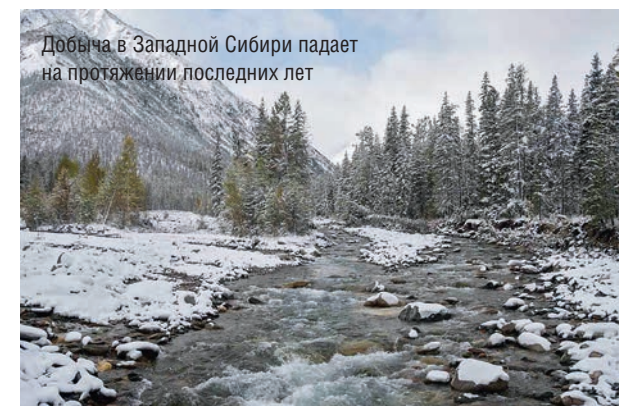
ОПЕК + договорились о сокращении добычи нефти



Основная нагрузка по сокращению добычи ляжет на Саудовскую Аравию и Россию



В зимнее время сокращать добычу затруднительно



Добыча в Западной Сибири падает на протяжении последних лет

ПЛОСКОЕ РЕШЕНИЕ ОБЪЕМНОГО ВОПРОСА

Анна Павлихина

История человечества тысячелетиями складывалась таким образом, что только следование установленным традициям и представлениям о мире обеспечивало выживание. Проверенные поколениями нормы считались гарантом благополучия и непреложной истиной. Эта генетическая инерция зачастую не позволяет признавать, что кажущиеся незыблемыми вещи тоже рано или поздно канут в Лету.

Продолжая верить во всемогущество теряющего силу картеля мир выдохнул после принятия решения ОПЕК о сокращении объемов добычи нефти.

Основная нагрузка при этом ложится на Саудовскую Аравию и Россию. Как утверждают аналитики, для нашей страны это будет безболезненная мера, несмотря на заявление главы Минэнерго А. Новака, что сокращать добычу более чем на 150 тыс. барр в сутки зимой технически очень сложно. Торговаться на Востоке – целое умение, в результате сошлись на 200 тыс. барр, что называется, «ни тебе, ни мне» – это не 300 тыс. барр, о которых изначально говорили в ОПЕК, но уже и не те объемы, которые позволят России сохранить лидирующие позиции по добыче нефти в мире.

Отказываясь от возможности нарастить добычу, Россия дает фору в вопросах добычи нефти США, которые и без того удерживают лидерство, и отнимает у своих компаний шансы на получение дополнительной прибыли, которая, в частности, могла бы пойти на инвестиции в новые разработки по ТриЗ.

Ради чего такие жертвы?

Поддерживая оговоренный уровень добычи, страны ОПЕК+ надеются на ограничение предложения нефти



на рынке, что согласно закону спроса и предложения, должно зафиксировать удобный для производителей нефти уровень цены.

Раньше эта логика срабатывала. Картель обладал возможностью регулировать рынок, что было не только его экономическим, но и политическим рычагом.

В последнее время многое изменилось. Во-первых, в самом картеле. Он уже не обладает былым влиянием и продолжает утрачивать свою силу. Так, подверженный санкциям Иран отказался урезать объемы добычи нефти. Мотив понятен: введенные против страны санкции резко ограничили круг покупателей иранской нефти. Но логика сомнительная, ведь очевидно, что продавать даже этому ограниченному кругу хочется по приемлемой цене, не сократи другие страны добычу, цена упадет, а значит и Ирану придется сбавлять нефть по дешевке. Вторая страна, откестившаяся от картеля, Катар, не вдаваясь в лишние дискуссии, просто вышла из организации, прикрывшись газовыми приоритетами.

Во-вторых, ряд стран, входящих в ОПЕК, с трудом сводят концы с концами, той же Венесуэле или Ливии, что называется, «не до жиру, быть бы живу». В-третьих, на рынок вышли США и с тех пор, как фрекинг совершил революцию в добыче сланцев, этот игрок не признает ничьи правила, кроме собственных.

В то время пока другие страны сокращают добычу, а вместе с ней и возможности своих компаний, США получают высокую стоимость нефти, что делает выгодной добычу сланцев. Как только нефть подешевеет, они смогут закупать ее по выгодной цене продолжая совершенствовать технологии добычи ТриЗ.

А что получит Россия от принятого решения по сокращению объемов добычи?

Если влияние ОПЕК продолжит ослабевать, в случае, когда одни страны вслед за Катаром начнут покидать картель, а другие, вслед за Ираном по тем или иным причинам перестанут подписывать под его решениями, нефтяной рынок вернется к здоровой конкуренции. Это значит, что выжить смогут те, у кого есть достаточно разведанных запасов и современные технологии, чтобы осваивать трудноизвлекаемые запасы, заниматься разведкой новых месторождений и идти за добычей в труднодоступные регионы. Будет ли у России (практически исчерпавшей запасы Западной Сибири и не имеющей технологий для освоения Арктики) к этому моменту, который, очевидно, не за горами, необходимый технологический задел и возможности, чтобы выдержать конкуренцию с той же Саудовской Аравией или США? ●

ЗА ШЕЛЬФОМ ПРИСМОТРИТ ЕДИНЫЙ ГОСОРГАН

Елена Алифирова

Вице-премьер РФ Дмитрий Козак, в рамках работы правительства над концепцией изменения законодательства в сфере госрегулирования проектов добычи углеводородов на континентальном шельфе, поручил ряду ведомств проработать вопрос о целесообразности создания единого органа, осуществляющего надзор за проектами по добыче на шельфе.

Можно сказать, что вопрос инициировали нефтяные компании, направив предложения на снятие административных барьеров для упрощения освоения шельфовых месторождений. Минэнерго РФ поручено создать межведомственную рабочую группу, которой предстоит проанализировать зарубежный опыт, а также нормы законодательства РФ в регулировании шельфовых проектов. Предложения должны быть представлены в правительство к 1 апреля 2019 г.

Сегодня деятельность компаний, осуществляющих добычу на российском шельфе, контролируют Роснедра, Росприроднадзор, Росгидромет и ряд других ведомств.

И это при том, что добычу там ведут всего три компании: Роснефть, Газпром и ЛУКОЙЛ, а доступ на арктический шельф имеют только Газпром и Роснефть.

На выдачу новых лицензий на изучение арктического шельфа в России действует мораторий, введенный в сентябре 2016 г.

В апреле 2018 г. в Госдуму РФ был внесен законопроект о передаче на федеральный уровень экологического надзора за объектами на шельфе.

В сентябре 2018 г. глава Минприроды РФ Дмитрий Кобылкин призвал подходить очень аккуратно к шельфовым проектам. Вопрос о снятии моратория на выдачу лицензий на участки недр на шельфе Арктики целесообразно поднимать при более высокой и стабильной цене на нефть, выше 100 долл США/барр. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Стремительное развитие цифровых технологий выплеснуло на рынок целый поток технологических инноваций. Чтобы оставаться на волне прогресса необходимо отслеживать и вовремя внедрять все необходимые новшества. Какие из ноу-хау последнего времени наиболее полезны для ТЭК?

Какая технология 4.0 наиболее перспективна для нефтегазовой отрасли?

30 %
Искусственный интеллект

10 %
Интернет вещей

6 %
Виртуальная реальность

9 %
Беспилотники

42 %
Роботы на производстве

4 %
3d-печать

Устойчивое убеждение о необходимости геологоразведки на шельфе все чаще ставят под сомнение. Шельф России бесспорно богат углеводородами, но пришло ли время для их добычи?

Надо ли заниматься геологоразведкой на шельфе сегодня?

6 %
Нет, инвестиции дорогие, риски высокие, а эффективность такая же, как у материковых месторождений

31 %
Да, на шельфе сосредоточены до 25% запасов нефти и до 50% – всех разведанных запасов газа страны

6 %
Нет, офшорные проекты требуют дорогих технологий

12 %
Да, запасы оншорных месторождений скоро исчерпают себя

4 %
Нет, освоение шельфовых запасов технически очень затруднительно сегодня

40 %
Да, все страны, имеющие выход к морям, занимаются изучением шельфа на УВ потенциал


Анаполис
курортная резиденция

КВАРТИРЫ БИЗНЕС-КЛАССА С ОТДЕЛКОЙ.
МОРЕ В ПОДАРОК!

 АНАПА | ДОЛИНА СУККО

От **2,2 млн. руб.**

Срок действия предложения: с 1 ноября 2018 по 31 января 2019 года

СКИДКИ до 10%
СТАРТ ПРОДАЖ 3 и 4 ОЧЕРЕДЕЙ
ВЫГОДА до 875 000 ₽

РЕКЛАМА



AnapolisDom.ru | 8-800-500-54-94

Застройщик ООО «Новый Лазурит». Проектная декларация на сайте www.anapolisdом.ru

Обвал рынка акций
Выборы президента
Запуск нового производства
Цены на нефть
Новый глава Роснефти
Вторая волна кризиса

Тазовые войны
Слияние капиталов
Северный поток

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Южный поток
Северный поток достроили

Продажа квот
Долли руки до Арктики
Цены на газ



Связанные одним газопроводом

Укладка морской части МГП «Турецкий поток» завершена. Президенты России и Турции дали команду на сварку замыкающего стыка второй нитки, соединяющего глубоководный и прибрежный участки газопровода.

МГП «Турецкий поток» превращает Турцию в серьезный европейский хаб, что отразится на геополитическом положении страны и будет иметь большое значение для экономического развития всего черноморского региона.

Однако проект МГП «Турецкий поток» поток сопряжен с большими политическими сложностями. Если сравнивать с МГП «Северный поток-2»,

строительство которого встречает большое сопротивление со стороны США и некоторых сил в самой Европе, то «Турецкий поток» – проект не менее сложный. И если у «Северного потока-2» есть сильные сторонники – Германия и Австрия – то в активе «Турецкого потока» такой поддержки нет.

Для поставок газа на турецкий рынок предназначается только первая нитка, тогда как вторая адресована странам Южной и Юго-Восточной Европы.

Открыто второе месторождение в Охотском море

Газпромнефть-Сахалин завершила бурение и испытание поисково-оценочной скважины на Баутинской структуре Аяшского

лицензионного участка недр на шельфе Охотского моря. По результатам выполненных работ открыто месторождение углеводородов, геологические запасы которого оцениваются свыше 137 млн т н.э. Новое месторождение получит название «Тритон». Решение о бурении на Баутинской антиклинальной структуре было принято на основании глубокого геологического изучения региона, интерпретации данных сейсморазведки 3D, а также успешного опыта бурения на Аяшском участке недр.

До начала бурения запасы Баутинской структуры прогнозировались на уровне 112,4 млн тонн нефтяного эквивалента, но истинный объем будет понятен после испытаний.

НОВАТЭК открыл Няхартинское месторождение

НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз открыл новое ГКМ. По результатам испытаний поисковой скважины ПО-1, был получен промышленный приток газа из нижнемеловых отложений на Няхартинском участке недр. Дебит газоконденсатной смеси составил более 300 тыс. м³/сутки. Запасы природного газа и конденсата открытого Няхартинского месторождения будут окончательно определены после завершения испытаний скважины.

Няхартинский участок недр площадью 2,755 тыс. км² располагается в ЯНАО на Тазовском полуострове и частично в Тазовской губе на шельфе Карского моря.

СЭС для юга

В Оренбургской области в промышленную эксплуатацию запущены две крупные солнечные электростанции, построенные в рамках федеральной программы по развитию ВИЭ, они станут первыми элементами инвестпрограммы Т Плюс в области возобновляемой энергетики «Солнечная система». Совокупная установленная мощность в 105 МВт делает их крупнейшими из построенных в России.

Старт строительству обоих объектов был дан в феврале 2018 г., первоначально запустить их планировалось в начале 2019 г.

Ветропарки для севера

Энел Россия и правительство Мурманской области подписали соглашение о сотрудничестве в сфере реализации инвестиционного проекта по строительству в регионе ветропарка установленной мощностью 201 МВт, право на реализацию которого компания получила в рамках тендера, проведенного в июне 2017 г.

Для правительства Мурманской области подписание соглашения имеет особое значение, поскольку знаменует собой промежуточный итог проведенной большой работы.

ВЭС в Мурманской области будет располагаться вдоль дороги г. Мурманск – п. Туманный – п. Териберка. Планируемый объем инвестиций, необходимый для реализации проекта, составит порядка 273 млн евро. Выработка электроэнергии ветропарком составит около 750 ГВт·ч/год, при этом будет достигнуто значительное снижение выбросов углекислого газа в атмосферу.

Цифровые электросети для центра

В Московских кабельных сетях, филиале МОЭСК, открыт Объединенный центральный диспетчерский пункт. Московские кабельные сети обеспечивают электроснабжение столицы, эксплуатируя свыше 63 тыс. км подземных кабельных линий.

Благодаря цифровому диспетчерскому управлению, энергетики смогут повысить надежность работы сетей и сократить время реагирования на различные инциденты.

На первом этапе применения современного программно-технического комплекса в рамках создания Цифрового РЭС на 35 % увеличится управляемость электрической сетью.

Технологические нарушения будут определяться мгновенно, в автоматическом режиме.

Функция «советчик диспетчера» поможет выбрать оптимальный и самый быстрый способ дистанционного устранения нарушения.

Первый СПГ третьей линии

В режиме пуско-наладки Ямал СПГ произвел первый СПГ на третьей технологической линии TRAIN.

Совокупная проектная мощность трех запущенных линий составляет 16,5 млн т/год СПГ. Строительство идет опережающими темпами, третья линия запускается на год раньше запланированного срока. Предстоит запуск четвертой технологической линии.

Эта линия имеет статус опытно-промышленной, НОВАТЭК ее строит по собственной запатентованной технологии «Арктический каскад». ●



БОРОТЬСЯ И ИСКАТЬ, НАЙТИ И ОТЛОЖИТЬ

Ирина Герасимова



ДО 2014 Г. ПРИЧИНЫ МЕДЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА ВИДЕЛИ В ОГРОМНЫХ ПЛОЩАДЯХ АКВАТОРИЙ, СУРОВОМ КЛИМАТЕ, РАНИМОСТИ ЭКОЛОГИИ И НЕДОСТАТОЧНО ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫХ НАЛОГОВЫХ УСЛОВИЯХ ДЛЯ ИНВЕСТИРОВ. А ПОСЛЕ САНКЦИЙ И ПАДЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ЦЕН ОКАЗАЛОСЬ, ЧТО ИССЛЕДОВАТЬ ШЕЛЬФ НАМ ПОЧТИ ЧТО НЕЧЕМ, ДА И НЕ НА ЧТО. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ РАБОТЫ ИДУТ – ПРО ЗАПАС

Огромный и почти неизведанный

Ресурсы углеводородов огромного (более 6 млн км² площади) российского шельфа превышают 110 млрд т у.т. Иногда озвучиваются и более оптимистичные оценки. Свыше 90 % ресурсов (не менее 100 млрд т у.т.) приходится на Арктику.

А вот запасы все еще сравнительно невелики. По данным Минприроды, извлекаемые разведанные запасы нефти категории ABC1+C2 на арктическом шельфе РФ на 1 января 2016 г. составляли 585 млн тонн, свободного газа – 10,5 трлн м³.

В Арктике наиболее плотно изучены южные акватории Баренцева (включая относящееся к нему Печорское) и Карского морей. На них приходится почти 50 и 35 % нефтегазовых запасов российского шельфа соответственно. На Дальнем Востоке России наиболее изученным является шельф Охотского моря (около 15 % шельфовых запасов страны). Относительно небольшие запасы есть в российском секторе Балтики, Черного и Азовского морей и Каспия. И практически во всех акваториях – огромное поле для новых поисков.

Проекты

Систематическое изучение шельфа началось еще в советское время, когда был открыт ряд крупных месторождений, в том числе Штокмановское и Приразломное. После 1991 г. геологоразведочные работы на шельфе почти прекратились, но в «нулевых» оживились вновь. С 1998 г. началась шельфовая добыча (проект «Сахалин-2»).

В 2004–2014 гг. был проведен значительный объем региональных сейсморазведочных работ в Арктике (начальный этап изучения недр финансирует государство). Однако степень изученности шельфа осталась низкой. Плотность покрытия сейсмическими работами в наиболее перспективных акваториях арктических морей, за исключением Баренцева и Печорского морей, не превысила 0,15 км на 1 км², а для восточных морей – 0,1 км на 1 км².

Тем не менее шла активная раздача шельфовых лицензий, которые с 2012 г. смогли получить только «Роснефть» и «Газпром». В том числе были розданы участки в Восточной Арктике и на Дальнем Востоке с незавершенным региональным этапом ГРП.

После падения нефтяных цен и введения западных санкций в 2014–2015 гг. темпы

ФАКТЫ

110 млрд т

у.т. превышают ресурсы углеводородов российского шельфа

585 млн т

составляют извлекаемые разведанные запасы нефти категории ABC1+C2 на арктическом шельфе РФ

геологоразведки на российском шельфе снизились (впрочем, как и во всем мире). В 2016 г. Роснедра разрешили «Роснефти» и «Газпрому» перенести сроки ГРП и начала добычи на 31 участке. В том же году государство наложило мораторий на выдачу новых шельфовых лицензий.

В Западной Арктике главным открытием последних лет стало месторождение «Победа» (130 млн тонн нефти и 395,6 млрд м³ газа по категориям C1+C2). Оно было обнаружено в 2014 г. в результате бурения скважины «Университетская-1» «Роснефтью» и американской Exxon Mobil. Но Exxon под давлением санкций пришлось покинуть проект, и тот замер. На месторождении требуется построить еще минимум две скважины, но ближайшее время активной работы на нем не ожидается, сообщил в декабре журналистам глава Минприроды Дмитрий Кобылкин.

«Газпром» в Западной Арктике ведет разведку на приямальском шельфе, месторождения которого монополия планирует запускать по мере истощения своих запасов на материке. Также компания готовит к вводу ряд месторождений в Обской и Тазовской губах Карского моря, которые, впрочем, относятся к внутренним водам РФ. Добычу и разведку в акваториях губ также ведет «НОВАТЭК».

Участки Восточной Арктики – наименее изученная часть российского шельфа. Первая (и пока единственная) поисковая скважина – «Центрально-Ольгинская-1» – была пробурена «Роснефтью» в Хатангском заливе моря Лаптевых в 2017 г. Бурение велось с берега п-ва Хара-Тумус. В результате обнаружено месторождение с 81 млн тонн извлекаемых запасов нефти.

На шельфе Дальнего Востока реализуются три добычных проекта («Сахалин-1, 2, 3») и ведется поиск новых месторождений. В последнее десятилетие несколько крупных открытий сделал «Газпром»: это – нефтегазоконденсатное Южно-Кириновское (814,5 млрд м³ газа, 130 млн тонн конденсата и 3,8 млн тонн нефти), газоконденсатные Мынгинское (19,8 млрд м³ газа) и Южно-Лунское месторождения (48,9 млрд м³ газа).

На Аяшском лицензионном участке в 2017 и 2018 гг. «Газпром нефть» открыла два месторождения: «Нептун» (запасы нефти по C1+C2 – 415,8 млн тонн) и «Тритон» (137 млн тонн). Изучение участка продолжается, в этом году компания планирует пробурить новые разведочные скважины и продолжить сейсморазведку 3D.

Западные санкции стали ударом для геологоразведки на шельфе, поскольку сегмент сильно зависит от зарубежной техники и технологий

«Роснефть» вела активную разведку на присахалинском шельфе до 2011 г. и открыла три месторождения. Затем госкомпания развернула деятельность и в северной части Охотского моря, но без особых успехов.

В акватории Балтийского и Каспийского морей наиболее активен «ЛУКОЙЛ»: открыто несколько месторождений и ведется добыча. В Черном и Азовском морях доминирует «Роснефть».

Чем бурить будем?

Западные санкции стали ударом для геологоразведки на шельфе, поскольку сегмент сильно зависит от зарубежной техники и технологий. По данным «Росгеологии», в морской разведке импорт достигает 100 % по сейсμοстанциям, акустическому оборудованию и судам. По сейсмокосам, геодезической технике, программному обеспечению этот показатель составляет порядка 80 %, по источникам возбуждения и компрессорам – 70 %.

Большинство российских судов сейсморазведки построены в прошлом веке на европейских верфях. Не хватает современных судов для разведки 3D: так, «Академик Немчинов» и «Ориент Эксплорер» «Росгеологии» несут всего по четыре сейсмокосы, чего недостаточно для интенсивной разведки. Хотя в последние годы «Росгеология» и «Совкомфлот» приобрели более современные НИС, флот требует дальнейшего обновления.

Непростая ситуация и в поисковом бурении. Для сложных шельфовых проектов компании обычно нанимают зарубежных подрядчиков, а российские нефтесервисные компании применяют главным образом импортную технику. И даже построенные в России буровые в значительной части состоят

ФАКТЫ

15 %

шельфовых запасов страны сосредоточены на шельфе Охотского моря

из комплектующих, закупленных в других странах.

До санкций в бурении преобладало американское и европейское оборудование, теперь же российским компаниям приходится переориентироваться на поставщиков из Китая, Кореи и Сингапура. По мнению ряда экспертов, это может негативно сказаться на качестве оборудования и проводимых работ.

И хотя власти и компании много говорят об импортозамещении, приняты соответствующие госпрограммы, понятно, что разработка собственных технологий и оборудования потребует больших временных затрат и инвестиций. При этом нужно решать задачи с окупаемостью и конкурентоспособностью конечного продукта.

Пересмотр перспектив

Сегодня шельф продолжает рассматриваться в качестве одного из источников для восполнения минерально-сырьевой базы (МСБ) углеводородов и укрепления энергобезопасности страны. Но

ведомства Дмитрий Кобылкин заявил, что Россия должна еще «долго-долго» добывать нефть на континенте и предшельфовой зоне. «Пусть она трудноизвлекаемая, пусть это даже будет сланцевая нефть, но в тех местах, где у нас готовая инфраструктура, в тех местах, где у нас живет большое количество профессионалов», – считает министр.

Впрочем, подобная точка зрения не новая. Практический интерес для нефтегазовых компаний в обозримом будущем могут представлять только отдельные участки шельфа вблизи районов добычи с развитой инфраструктурой, утверждал еще несколько лет назад член редколлегии нашего журнала, профессор МГУ Юрий Ампилов. По его

«В России должны еще «долго-долго» разрабатывать нефть на континенте»

Д. Кобылкин

словам, прочие акватории шельфа следует изучать в плановом порядке при минимальных затратах. «Ведь недра-то все равно наши, и нам надо хотя бы приблизительно знать, чем мы владеем», – пояснял ранее эксперт в интервью Neftegaz.ru.

Впрочем, от самих компаний звучат более оптимистичные прогнозы. Разница между затратами на разработку месторождений на суше и на шельфе сокращается, эти суммы вполне сопоставимы, говорил в декабрьском интервью «Коммерсанту» заместитель гендиректора по развитию шельфовых проектов «Газпром нефти»

ФАКТЫ

100 %

достигает импорт в морской разведке по сейсμοстанциям, акустическому оборудованию и судам

Андрей Патрушев. «Достигается это в основном за счет того, что размер приза на шельфе может быть значительно больше, – отмечал топ-менеджер. – Кроме того, технологии постоянно развиваются, что приводит к их постепенному удешевлению и повышает экономическую эффективность шельфовых проектов в целом».

Работа на будущее

Сокращать издержки и повышать экономическую эффективность работ на шельфе нефтегазовые компании сегодня рассчитывают, в том числе, путем цифровизации. Если говорить о ГРП, то большие возможности для нее открывают big data, искусственный интеллект, цифровые двойники и ряд других технологий Индустрии 4.0. Их применение поможет сократить время исследований, повысить их точность и в конечном итоге удешевить дорогостоящий проект.

Российские игроки нефтегазового рынка пока в начале этого пути. Разведку на отечественном шельфе пока нельзя назвать «цифровой», но отдельные успешные примеры есть. ●

Большинство российских судов сейсморазведки построены в прошлом веке на европейских верфях

власти уже не торопят компании наращивать активность в акваториях.

На прошедшем в октябре форуме «Геологоразведка-2018» глава Росгеологии Роман Панов предложил до 2035 г. сосредоточить основной объем работ по воспроизводству МСБ в традиционных регионах нефтедобычи на суше. А на шельфе нужно проводить геофизические и поисково-разведочные работы в осадочных бассейнах Северного Ледовитого океана, уверен г-н Панов.

Схожей позиции придерживается и Минприроды. В недавнем интервью РИА Новости глава

МНЕНИЕ ЭКСПЕРТА

Освоение арктических месторождений, морской терминал «Ворота Арктики», МЛСП «Приразломная» – много ли дали эти проекты российской нефтегазовой отрасли? Продолжает ли сегодня быть основным направлением развития?

Терминал «Ворота Арктики» и МЛСП дали некоторые компетенции и опыт отечественным инженерам и нефтяникам, однако масштабы добычи и поставок через них ничтожны в масштабах нефтегазовой отрасли страны и не следует ожидать их существенного роста в обозримом будущем. Шумиха в СМИ о наших достижениях и победах в этой отрасли чрезмерна. Построить за 20 лет Приразломную, вернее только стальное основание с импортной интеллектуальной начинкой для верхнего строения – это не предмет национальной гордости. Норвегия в предыдущую эпоху за те же 20 лет с нуля стала мировым

лидером в мировом нефтегазовом строительстве шельфовых сооружений, платформ и ПДК, а сейчас планомерно снижает свою нефтяную зависимость и, соответственно, этот бизнес тоже, боясь опоздать в сфере современных интеллектуальных технологий.

Арктика неизбежно уже многие годы является основным направлением развития в России, но акценты на шельфовый нефтегазовый бизнес здесь чрезмерны. В условиях нового технологического уклада следует обратить внимание на другие виды деятельности в Арктике, чтобы не оказаться в хвосте новой технологической революции.

Юрий Петрович Ампилов,
профессор, доктор физико-математических наук,
заслуженный деятель науки РФ

КОРПОРАТИВНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ

Процесс обеспечения корпоративной безопасности в нефтегазовом секторе в современных условиях

В СТАТЬЕ РАСКРЫВАЮТСЯ ВАЖНЕЙШИЕ АСПЕКТЫ ПРОЦЕССА ОБЕСПЕЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ. С УЧЁТОМ ОТРАСЛЕВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА СФОРМУЛИРОВАНЫ И ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ СТРАТЕГИИ ПОСТРОЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИЙ

THE ARTICLE REVEALS THE MOST IMPORTANT ASPECTS OF THE PROCESS ENSURING CORPORATE SECURITY IN CURRENT CONDITIONS. TAKING INTO ACCOUNT THE INDUSTRY FOCUS ON THE OIL AND GAS COMPANIES, THE MAIN ELEMENTS OF A STRATEGY FOR BUILDING A COMPREHENSIVE CORPORATE SECURITY SYSTEM FOR COMPANIES WERE IDENTIFIED AND ANALYZED

Ключевые слова: цифровая экономика, корпоративная безопасность, информационное обеспечение, кибербезопасность, киберугрозы, Интернет вещей, нефтегазовый сектор.

Захаров Александр Николаевич, профессор, д.э.н., профессор кафедры мировой экономики, МГИМО МИД России

В разгар турбулентных времен в нефтегазовой отрасли компаниям все труднее прогнозировать свои бизнес-планы и приходится искать пути повышения операционной эффективности и снижения затрат. При этом, однако, организации становятся уязвимы в таких областях, как безопасность процессов, HSSE, надежность оборудования и бесперебойная работа производства.

В условиях, когда значительное влияние на процесс обеспечения корпоративной безопасности оказывает развитие информационно-

коммуникационных технологий, а также объявленный переход лидеров мирового сообщества к цифровой экономике, сотрудникам службы безопасности компаний важно обладать необходимой профессиональной эрудицией о сущности происходящих процессов. В частности, в нефтегазовом секторе элементы так называемого Интернета вещей (IoT) занимают прочное место.

Интернет вещей – это практика, включающая в себя сбор, анализ и обработку данных, генерируемых сетью объектов и машин. По сути, технологии IoT позволяют осуществлять мониторинг и анализ постоянно меняющихся данных – основы принимаемых решений. В рамках существующих технологий нефтегазовые компании вынуждены обрабатывать большие объемы данных, касающиеся всех этапов производства, данные должны генерироваться, передаваться, храниться и обрабатываться. С развитием IoT-стратегий компании нефтегазового спектра получают выгоду от цифровой трансформации. Например, среди преимуществ появившихся у компаний с внедрением технологий Интернета вещей можно отметить:

Upstream-компании (компании, занимающиеся поиском залежей и добычей из них) теперь могут просматривать данные в реальном времени из любой точки мира, чтобы прогнозировать незапланированные простои и планировать профилактическое обслуживание. Кроме того, данные коллектора могут быть интегрированы с данными полевых работ в режиме реального времени для планирования расходов и размещения расходов; по существу, предотвращаются аварии и операции могут быть оптимизированы.

Midstream-IoT позволяет компаниям (компаниям, занимающимся транспортировкой нефти и

уровень, и сделать обработку и анализ данных более доступными, возникает тревожная тенденция – рост киберугроз.

В этих условиях, одной из задач службы корпоративной безопасности является подбор, отвечающих современным требованиям и учитывающих специфику деятельности компании, решений по безопасности. В частности для компаний нефтегазового сектора важно разработать систему безопасности обеспечивающей поддержку замкнутости цикла нефтегазового предприятия, включающей все этапы: от сбора и анализа данных до принятия управленческих решений.

К 2018 году расходы нефтегазовых компаний на кибербезопасность составили 1,87 млрд долл

полученных из нее нефтепродуктов различными способами: танкерами, по трубопроводам, в железнодорожных цистернах или автомобильным транспортом) легко подключать трубопроводные сети, датчики, устройства обнаружения утечек, аварийные сигналы и аварийные отключения; компании теперь могут анализировать и интерпретировать данные для снижения основных рисков.

Downstream-IoT позволяет компаниям downstream (компаниям, занимающимся переработкой нефти, распределением и продажей конечных продуктов) подготовиться к остановкам, свести к минимуму время простоя и улучшить свои записи безопасности с постоянной доступностью данных и анализа. Эта доступность имеет решающее значение в сегодняшних условиях эксплуатации вниз по течению, так как закрытие нефтеперерабатывающих заводов, переработка различной сырой нефти и изменение правил продолжают толкать валовую маржу переработки вниз.

Несмотря на то, что многие компании осознают преимущества внедрения идей и подходов цифровой экономики, позволяющих вывести активно развивающийся процесс интеграции информационно-технической среды компаний и их филиалов на новый

Согласно оценкам, к 2018 году расходы нефтегазовых компаний составили 1,87 млрд долл на кибербезопасность, так как производство продолжает расти в рядах наиболее часто атакуемых отраслей. Как представляется, в дополнение к финансовым последствиям нарушения безопасности, есть критические риски в нефтегазовых организациях, которые существуют из-за роста конвергенции между бизнес-приложений предприятия и приложений операционных технологий (OT) в таких областях, как безопасность процессов, надежность оборудования, непрерывность производства, ПБ и ООС, репутация компании, и мошенничества на нефтяном рынке. Такой рост расходов вызван в первую очередь увеличением числа инцидентов кибербезопасности. Так по данным Symantec Corporation, одной из крупнейших компаний, занимающихся кибербезопасностью, 43% мировых горнодобывающих, нефтяных и газовых компаний ежегодно сталкиваются со случаями нарушения безопасности. Согласно результатам исследования компании Trend Micro Incorporated, 47% компаний энергетического сектора также сообщают о зафиксированных ими атаках, что является самым высоким показателем среди других

секторов экономики. В свою очередь, по данным Глобального исследования состояния информационной безопасности, проведенного компанией PricewaterhouseCoopers (PwC) в 2016 году, 42% нефтегазовых компаний столкнулись с фишинговыми атаками. Эти исследования, очень ясно демонстрируют целенаправленную активность нарушителей в нефтегазовой отрасли.

В частности, атакам подвергались: система сигнализации и связи для трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан в Турции (результатом стал разлив более 30 000 баррелей нефти), сбой в системе мониторинга в Баямоне, Пуэрто-Рико привел к переполнению топливом резервуара хранения, что в свою очередь привело к взрыву и трехдневному пожару (2009 год), вирус STUXNET был использован для захвата промышленных систем управления (ICS) по всему миру, включая компьютеры, используемые для работы нефтеперерабатывающих заводов, трубопроводов и электростанций (2010 год), кибератака на Саудовскую национальную нефтегазовую компанию Saudi Aramco, в результате которой было повреждено 30 000 компьютеров (2012 год). Целью атаки было остановить добычу нефти и газа в Саудовской Аравии, чтобы предотвратить приток ресурсов на международные рынки. В 2012 году поставщик средств удаленного администрирования и мониторинга в энергетическом секторе, Telvent, стал жертвой угрозы из-за нарушения внутренней системы защиты. По данным Telvent, каждая энергетическая компания из списка Fortune 100 использует свои системы, управляя более чем 60% от общего объема движения углеводородов в северных и латиноамериканских трубопроводах. Злоумышленники смогли украсть файлы проекта, связанные с проектом¹ Oasys Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA), инструментом удаленного администрирования, который позволяет компании объединять старое ИТ-оборудование с

¹ <https://theaviationist.com/tag/supervisory-control-and-data-acquisition/>.

технологиями Smart Grid. Целью хакерской атаки, вероятно, был анализ исходного кода, для поиска уязвимостей в программном обеспечении, чтобы в конечном итоге атаковать энергетические компании напрямую. В том же 2012 году компьютерные системы в Rasgas, крупнейшем экспортере СПГ в Катар, были заражены неизвестным вирусом, Flame, распространяемая вредоносная программа, использовалась для шпионажа в одной из ближневосточных энергетических компаний. В 2014 году хакеры атаковали около 300 различных фирм норвежской нефтегазовой отрасли, включая компанию Statoil. Атака осуществлялась с помощью рассылки электронных писем с вложениями по электронной почте. При открытии вложений, активировалось программное обеспечение для поиска уязвимостей в системе информационной безопасности компаний. В 2015 году злоумышленникам стал доступен контроль над системой автоматических датчиков бака (ATG), используемых для контроля уровня топлива по всей территории Соединенных Штатов.

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

Экономические (предотвращение притока ресурсов на международные рынки, как,

например, Saudi Aramco в 2012 году, возможность получения конфиденциальных данных для обеспечения инвестиционных преимуществ, мошенничество на нефтяном рынке, посредством искажения данных отчетности, используемых и представляемых нефтегазовыми компаниями);

Политические (использование кибератак в политических целях, например, перехват управления техническими средствами контроля нефтегазовой компании может привести к нарушению экологической обстановки или созданию угрозы безопасности для окружающей среды, населения, что в свою очередь, может спровоцировать рост протестной

Для структур безопасности компаний нефтегазовой отрасли характерно отсутствие регламентации и разграничения между информационной и аналитической работой

активности, подогреваемой определенными политическими силами).

Причинение материального и физического ущерба отдельным компаниям нефтегазового сектора (направленные на сокращение ресурсов компании, обеспечивающих ее бесперебойную работу, а также совершение действий потенциально способных нанести вред здоровью и интересам сотрудников);

Однако, независимо от намерений злоумышленников, постоянный рост риска кибератак,

имеет решающее значение в сегодняшней нефтегазовой отрасли, так как границы между информационной системой компании и операционной технологической системой продолжают стираться.

В то же время, как показывает анализ, на сегодняшний день, для структур безопасности современных компаний, в том числе компаний нефтегазовой отрасли, характерно отсутствие четкой регламентации и разграничения между информационной и аналитической работой. В подразделениях безопасности проводятся мероприятия по сбору и накоплению информационных

фондов (баз данных) строго в рамках определенной направленности, но при этом какой-либо работы по выявлению и анализу возможных цепочек взаимосвязанных факторов, отождествлению накопленной информации из разных баз данных, структур прямых и опосредованных связей изучаемых объектов с другими факторами рисков не производится.

Целью информационно-аналитической работы в любой сфере является подготовка и обоснование вариантов решений на разных уровнях управленческой иерархии. Информационно-аналитическая работа как составная часть управленческой деятельности является очень информационоемкой. Она не может осуществляться факультативно и неизбежно требует своего выделения, организационного оформления и специализации по функциям сбора, накопления, обработки, выдачи, анализа и реализации информации в интересах подготовки вариантов решений на различных уровнях.

Вся информационно-аналитическая работа ограничивается подчас применением простых сравнительных таблиц показателей за разные периоды времени.

Взаимодействие подразделений безопасности компании осуществляется в форме подачи информационных сводок (еженедельных, квартальных, годовых), при этом накопление и анализ получаемой информации (предпосылок возникновения, релевантности, взаимосвязи появляющихся деструктивных факторов и др.) не проводится.

Важным аспектом является решение вопроса обеспечения взаимодействия между подразделениями безопасности филиалов компаний в которых разрабатываются и функционируют информационные базы данных, внедряются информационные системы, в основном как инструменты для информационного обеспечения служебной деятельности подразделений безопасности при проведении работ в рамках их ответственности. При этом, существующие базы не регламентированы нормативными документами, созданы в инициативном порядке и функционируют на разных программных платформах.

Отсутствие единой интеграционной платформы (единой информационной структуры), предназначенной для объединения информационных компонентов блока безопасности в единое информационное пространство и автоматизации на принципах управления сквозными бизнес-процессами всех значимых и критично влияющих на ее бизнес-процессы информационных систем, может затруднять контроль деятельности подразделений блока безопасности группы компаний, не позволяет эффективно выполнять мероприятия по установлению причинно-следственной связи между происходящими событиями, многофакторному анализу влияния этих событий, предупреждению и локализации рисков, а также накоплению поступающей информации для учета в базе знаний группы компаний.

Отсутствие комплексной системы безопасности корпорации может привести к:

- невозможности эффективного управления и координации деятельности подразделений безопасности компании,

получения общего представления об уровне корпоративной безопасности для компании в целом;

- излишним трудозатратам на решение частных задач в рамках отдельных предприятий и подразделений;
- затруднению формирования целей обеспечения корпоративной безопасности при разработке функциональной стратегии развития комплексной безопасности;
- неполному достижению стратегических целей в области корпоративной безопасности, недостаточности реализации стратегии развития компании.

Функционирование системы безопасности компаний должно регламентироваться нормативно-методическими и проектными документами (положениями, концепциями, техническими заданиями, техническими проектами и т.д.), которые определяют функциональные и технические требования к реализации процессов информационно-аналитической деятельности в области безопасности.

Очевидна объективная потребность компании в сборе, обработке и предоставлении информации, а также в закреплении аналитических функций за подразделениями безопасности компаний. Важной задачей является организация регулярного поступления информационных потоков от нижестоящих подразделений безопасности к вышестоящим. В этих материалах (в частности, квартальных и годовых отчетах) должна содержаться оценочная, прогностическая информация, которая учитывается компанией при планировании своей деятельности. Кроме того, необходимо обеспечить своевременное доведение результатов комплексного анализа рисков и угроз безопасности компании до подчиненных структур безопасности. Еще одной формой информации, направляемой в подразделения безопасности филиалов компаний, могут служить информационные задания, подготовленные в виде распоряжений руководства подразделений корпоративной безопасности или устных

указаний руководителей центров безопасности, по тематике которых готовятся разовые или периодические информационные материалы.

Построенная таким образом система информационного обеспечения компаний позволит управляющим структурам корпоративной безопасности осуществлять анализ отчетных материалов, выявлять проблемы, требующие решения на уровне руководства компаний, а также вопросы, решение которых может быть отнесено к компетенции структурных подразделений компании. Одной из важных задач подразделений корпоративной безопасности компании является построение надежной и адекватной системы оценки и прогнозирования возможных угроз жизнедеятельности компании, в том числе на основе аналитической обработки отчетных материалов.

Как показывает анализ, необходимым условием комплексной безопасности корпорации является: применение системного подхода к реализации процессов информационно-аналитической деятельности в области безопасности; наличие качественной нормативной регламентации, отработанных механизмов и методов обеспечения безопасности; наличие в подразделениях блока безопасности необходимых информационных ресурсов, построенных на базе современных технологий позволяет эффективно решить проблему комплексного управления безопасностью компаний.

При проведении информационно-аналитической работы проводимой службой корпоративной безопасности рекомендуется обратить внимание на следующее:

- как правило в компании уже налажены внутренние информационные потоки между подразделениями, которые можно использовать, как каналы получения информации обеспечения работы службы корпоративной безопасности;
- потребители услуг подразделения службы корпоративной безопасности в компании (например, руководство компаний) должны быть заинтересованы в

представлении информационных услуг и аналитических материалов.

Кроме общедоступных источников информации (СМИ, социальных медиа, сайтов корпораций, компаний, официальных сайтов государственных органов, баз данных законодательных и нормативных актов и т.д.), некоторые сведения о способах осуществления и организации бизнес-разведки, могут быть получены из ресурсов сообществ профессионалов конкурентной разведки, практиков конкурентной разведки.

Среди традиционных каналов получения официальной информации о компаниях следует отметить: официальные сайты государственных ведомств, информационные базы данных и реестров государственных организаций.

Среди методов анализа информации, используемые службами корпоративной безопасности можно отметить как традиционные подходы и методики, так и современные методики, учитывающие внешние факторы, влияющие на состояние дел в отрасли внутри страны и на международном уровне.

В общем случае, информационно-поисковая работа в целях обеспечения безопасности компании включает: сбор и обработку регистрационных данных потенциальных партнеров, структуре, учредителях и акционерах (важной представляется информация о фактических владельцах компаний), история создания и развития, (кредитная история, участия в проектах, достижения и неудачи, юридическая чистота деятельности компании и т.д.); деловая репутация (участие в судебных разбирательствах, претензии со стороны государственных, контролирующих, правоохранительных и иных органов, связи с криминалом, «имидж» в средствах массовой информации, участие в политических проектах, общественных организациях, движениях); сведения о руководстве компаний (лицах, реально принимающих решения), сведения о партнерах и конкурентах; отношения внутри предприятия (отношения и их

обострения в команде управления, наличие группировок и семейных кланов, взаимоотношения между командой управления и трудовым коллективом, наличие в коллективе неформальных лидеров, степень их влияния на коллектив, другие факторы, свидетельствующие о внутренней напряженности на предприятии и т.д.); аффилированность с государственными структурами; сведения об устойчивости финансового положения.

Обеспечение корпоративной безопасности на современном этапе предполагает активное использование методов конкурентной разведки и не исключает оказания необходимого влияния на стратегию компаний-конкурентов. Например², добывание сведений, представляющих коммерческую ценность о конкурентах, дополняется изучением криминальной, политической обстановки, законодательства, кадровых перемещений людей, чья деятельность может оказать влияние на компанию, новых технологий. Кроме того, в современных условиях, представляется важным использование комплексного подхода при создании системы корпоративной безопасности, включающих в себя широкий пласт технических средств защиты: системы видеонаблюдения, пожарно-охранную сигнализацию, системы контроля доступа и оповещения, позволяющие определять и оперативно реагировать на нештатные ситуации. Как представляется для крупных корпораций контроль за функционированием элементов комплексных систем безопасности³ должен осуществляться на базе единого ситуационного центра с прямой оперативной связью с дежурными частями подразделений МВД, ФСБ, МЧС России. Создание ситуационных центров, построенных на базе современных интеллектуальных систем безопасности в совокупности с развертыванием групп быстрого реагирования, организованных по территориальному принципу, позволит поднять на более высокий уровень защищенность активов компаний, существенно сократив расходы на физическую охрану.

В аспекте обеспечения безопасности корпорации важной проблемой является необходимость создания системы раннего выявления угроз и опережающего формирования ресурсной базы для их нейтрализации. Комплексное использование всех возможных инструментов для нейтрализации угроз.

Для выстраивания в компании системы безопасности адекватной темпам роста и развития возникающих угроз информационно-аналитическое обеспечение деятельности подразделений корпоративной безопасности должно носить опережающий характер, включать в себя совершенствование методов информационно-аналитической и аналитико-прогностической работы по вопросам, входящим в компетенцию служб корпоративной безопасности.

Стратегическое управление, как функция механизма корпоративной безопасности, является одной из важнейшей функцией организационно-экономического механизма корпоративной безопасности. Под *управлением* следует понимать процесс целенаправленного воздействия субъекта на объект для обеспечения эффективного функционирования системы в условиях постоянно изменяющейся внешней среды. Применительно к системе обеспечения корпоративной безопасности это означает реализацию органами управления корпорацией следующего комплекса мероприятий:

- мониторинг факторов, определяющих угрозы корпоративной безопасности. Важнейшими элементами механизма обеспечения корпоративной безопасности являются мониторинг и прогнозирование факторов, определяющих корпоративную безопасность. Мониторинг представляет собой оперативную информационно-аналитическую систему наблюдений за

динамикой показателей корпоративной безопасности. Одной из основных задач мониторинга является осуществление количественно-качественного учета и анализа состояния и динамики показателей, характеризующих внутренние и внешние угрозы корпоративной безопасности, а также тенденций их изменения для принятия своевременных решений по вопросам обеспечения эффективного функционирования корпорации в долгосрочном периоде;

- разработка системы критериев и параметров (пороговых значений) корпоративной безопасности. Обязательным элементом стратегии, приводящей к обеспечению корпоративной безопасности, является совокупность количественных и качественных параметров (пороговых значений) функционирования и развития корпорации, выход за пределы которых вызывает угрозу корпоративной безопасности. В систему таких параметров необходимо включить следующие показатели: показатели деловой активности; показатели ликвидности; показатели платежеспособности; показатели финансовой устойчивости; показатели инновационности; показатели состояния охраны труда и техники безопасности; показатели кадровой безопасности; показатели экологической безопасности; показатели информационной безопасности;
- выявление случаев отклонения фактических или прогнозируемых параметров развития корпорации от пороговых значений корпоративной безопасности, разработка и реализация комплекса мер, направленных на недопущение или преодоление угроз безопасности;
- экспертиза решений, принимаемых по производственным, техническим, финансовым и хозяйственным вопросам с позиций корпоративной безопасности.

Обеспечение корпоративной безопасности должно осуществляться на основе стратегии, включающей⁴:

- определение корпоративных интересов;
- характеристику наиболее вероятных внешних и внутренних угроз корпоративной безопасности как совокупности условий и факторов, создающих опасность для реализации жизненно важных интересов корпорации;
- определение и мониторинг факторов, влияющих на устойчивость эффективного функционирования корпорации в краткосрочной и среднесрочной перспективе;
- формирование корпоративной политики, институциональных преобразований и необходимых механизмов, смягчающих воздействие факторов, дестабилизирующих функционирование и развитие корпорации;
- цели и задачи системы корпоративной безопасности;
- определение критериев и параметров состояния экономики компании, отвечающих требованиям корпоративной безопасности и обеспечивающих защиту жизненно важных интересов корпорации и ее стейк-холдеров;
- механизм функционирования системы корпоративной безопасности на основе применения службой безопасности компании власти правовых, экономических и административных мер воздействия.

Стратегия обеспечения корпоративной безопасности должна основываться на вариантных прогнозах развития корпорации корректироваться в зависимости от развития событий по тому или иному варианту развития компании. Многовариантная стратегия позволяет «переключаться» на тот или иной вариант в зависимости от конкретного развития ситуации без принятия экстренных, недостаточно проработанных и взаимоувязанных решений. При этом должна быть сформирована система управленческих воздействий на экономику корпорации, позволяющая осуществлять регулирование изменений в структуре производства и способная поддерживать функционирование и развитие корпорации на безопасном уровне.

Для обеспечения корпоративной безопасности ее руководство должно осуществлять⁵:

- проведение институциональных преобразований, способствующих координации действий и сближению стратегии различных подразделений корпорации, осуществляющих реализацию стратегии корпоративной безопасности;

⁴ <http://group-global.org/ru/publication/21258-strategiya-korporativnoy-bezopasnosti>.

⁵ <http://group-global.org/ru/publication/21258-strategiya-korporativnoy-bezopasnosti>.

- выработку общих принципов экономического и социального поведения для всех участников хозяйственного процесса за счет их максимальной унификации;

- контроль за соблюдением этих правил всеми субъектами корпоративной безопасности;

- создание механизма разрешения спорных вопросов и конфликтных ситуаций, возникающих в процессе функционирования корпорации;

- обучение кадров современным методам анализа хозяйственной деятельности и оценки инвестиционных проектов с позиций обеспечения корпоративной безопасности;

- гармоничное развитие экономических отношений с внешними заинтересованными лицами.

Оснащение предприятий специальной техникой, информационными устройствами и т.д. должно проводиться при участии специалистов соответствующих направлений, в том числе с использованием материалов, подготавливаемых авторитетными аналитическими агентствами. От специалистов службы корпоративной безопасности требуется осуществлять контроль за деятельностью контрагентов по оснащению объектов компании системами технической безопасности (системами охранного телевидения, антикражных рамок, обзорных зеркал, раций, охранно-пожарной сигнализацией, охранно-тревожной сигнализации и др.), контролировать работоспособность технических средств.

Комплексная система безопасности в общем случае должна состоять из следующих элементов:

- модуль системы видеонаблюдения;
- модуль контроля и управления доступом;

- модуль системы охраны периметра и сигнализации;

- модуль системы пожарной сигнализации;

- модуль системы оповещения;

- модуль аппаратной части обеспечения технологического процесса корпоративной безопасности (в т.ч. полиграф);

- модуль системы управления инженерными коммуникациями зданий и сооружений (внутренних коммуникации и т.д.);

- модуль средств обеспечения функционирования объектов (электропитание и др.).

В условиях создания современной системы безопасности планирование является одним из важнейших условий организации эффективной работы служба корпоративной безопасности.

Планирование должно охватывать все основные составляющие защиты компании: физическая охрана, технические средства, организационные мероприятия, а также по направлениям безопасности: экономическая, информационная, психологическая, физическая и т.д.

Сценарный анализ и планирование позволяют компаниям смоделировать варианты будущих событий, и дают возможность подготовить оптимальный план действий под каждую ситуацию

Следует помнить, что разработанные планы органично сочетают взаимодействие этих компонентов безопасности и организуют их взаимосвязь и взаимодействие. Планирование деятельности служба корпоративной безопасности опирается на грамотное выявление угроз и прогнозирование рисков безопасности предприятия. Кроме того, при планировании развития системы безопасности целесообразно осуществлять анализ и оценку имеющихся в ее распоряжении ресурсов и перспектив ее развития. Отсюда вытекает необходимость увязки планов службы безопасности с основными технологическими циклами компании, которую она защищает, а также организацией постоянного контроля, в целях оперативной корректировки деятельности службы безопасности в связи с возможными изменениями рисков и угроз.

Таким образом, важным фактором организации защиты является экономическая целесообразность и наличие (выделение) необходимых финансовых ресурсов. Следует

организовывать защиту только тех объектов и субъектов, затраты на защиту которых меньше, чем потери от реализации угроз этим объектам. Здесь также должны учитываться финансовые возможности компании по реализации системы мер, направленных на обеспечение корпоративной безопасности.

Для разработки эффективной стратегии обеспечения безопасности организации важно максимально снизить риск неопределенности будущего, и учесть как можно большее количество вариантов развития событий (в отрасли, в регионе, в мире). Сценарный анализ и сценарное планирование позволяют компаниям смоделировать различные варианты будущих событий, и дают возможность подготовить

оптимальный план действий под каждую ситуацию.

Периодически возникающие кризисные ситуации и события, способные повлиять на обеспечение корпоративной безопасности очень хорошо показывают некомпетентность многих компаний перед лицом неопределенности и ухудшения условий. Сразу становится понятна эффективность модели корпоративной безопасности и устойчивость той или иной организации.

Важным для совершенствования деятельности службы корпоративной безопасности является изучение зарубежного и отечественного опыта хозяйствующих субъектов в сфере обеспечения корпоративной безопасности и рынка услуг в этой сфере. На основе анализа и обобщения зарубежного опыта структур обеспечения корпоративной безопасности могут

быть разработаны рекомендации по совершенствованию подходов и методов обеспечения функционирования системы безопасности компании.

В обязанности службы корпоративной безопасности входит поиск источников пополнения кадров, подбор и проверка кандидатов для работы в подразделениях предприятия, в сферу деятельности структуры безопасности входит категоризация и классификация предъявляемых требований к кандидатам (в зависимости от категорий персонала предприятия). Важность роли службы безопасности компании в комплектовании кадрового состава предприятия обусловлена ростом значимости потенциальных угроз, исходящих от сотрудников предприятия. В связи с этим, высока ответственность структуры безопасности при проверке потенциальных сотрудников в процессе приема на работу, а также в предупреждении противоправных действий персонала, способных нанести компании значительный ущерб. Среди методов, принятых на вооружение службами корпоративной безопасности: использование полиграфа при проверке кандидатов при поступлении на работу и проведении внутрикорпоративных расследований, разработка «карт предсказуемости» поведения сотрудников предприятия с позиций обеспечения безопасности и т.д. Что касается конкретных, частных аспектов работы подразделений безопасности, например⁶, в области контроля за сотрудниками, – эта так называемая внутренняя оперативная работа, которая проводится различными методами. Отметим работу с источниками внутри компании по выявлению информации сигнального (опасного) характера, постановку конкретных задач сотрудникам безопасности по контролю за исполнением тех или иных режимных мер, утвержденных специальным приказом по организации (в разных компаниях они называются по-разному), а также технические методы и способы контроля.

Таким образом, кадровая безопасность компании в первую очередь, достигается проведением:

- проверочных мероприятий при приеме сотрудников;

- мероприятий по защите компании от противоправных (некомпетентных) действий со стороны сотрудников, включая как проведение превентивных мероприятий, так и внутренние расследования;

- мероприятий при увольнении сотрудников.

В работе с сотрудниками очень важна и профилактическая работа: проверки при приеме на работу, профилактические беседы, предостерегающие сотрудников от противоправных и опасных для компаний действий, регулярные занятия с сотрудниками компании. Службе корпоративной безопасности следует своевременно проводить обучение сотрудников компании, в том числе, с использованием обучающих стендов-полигонов, призванных не только продемонстрировать возможные угрозы безопасности компании, но и главным образом, проводить отработку сотрудниками службы корпоративной безопасности действий (в том числе, совместно с представителями специальных служб) по нейтрализации угроз. Итогом таких программ должно являться повышение осведомленности и навыков специалистов по безопасности компании и государственных структур в вопросах корпоративной безопасности.

В современных условиях необходимым требованием к сотрудникам службы безопасности является постоянное повышение уровня подготовки и квалификации сотрудников подразделения, проведение тренировок, учений, в том числе совместных с представителями МВД, ФСБ, МЧС, Росгвардии и т.д. Так, например, во взаимодействии с органами ФСБ, МВД, МЧС России по вопросам противодействия терроризму на объектах компаний должны проводиться тренировки и совместные учения с ФСБ, МВД, МЧС и Росгвардией России по антитеррористической защищенности объектов.

Таким образом, специалисты корпоративной безопасности должны уметь комплексно анализировать и проверять всю доступную информацию,

прогнозировать возникновение угроз безопасности компании, оценивать возможности и риски деловых отношений с третьими сторонами – поставщиками и подрядчиками, клиентами и бизнес-партнерами, объектами для инвестиций и потенциальными сотрудниками. ●

Литература

1. Захаров А.Н. Роль механизмов государственно-частного партнерства в решении экономических и социальных проблем России. Мировое и национальное хозяйство. 2011. № 1. С. 2 – 7.
2. Захаров А.Н. Экономическая безопасность России в сфере международных отношений. М.: МГИМО МИД России. 2005. 44 с.
3. Захаров А.Н. Актуальные аспекты международной экономической безопасности России. Российский внешнеэкономический вестник. 2004. №8. С.43-46
4. Россия и информационная безопасность. Десятый международный форум «Партнерство государства, бизнеса и гражданского общества при обеспечении международной информации безопасности». Германия 25 – 28 апреля 2016 г. Гармиш – Партенкирхен. Международная жизнь. Специальный выпуск, 2016.
5. Россия и информационная безопасность. Материалы международной конференции «Актуальные вопросы информационной и кибербезопасности». 20 декабря 2016. Международная жизнь. Специальный выпуск. 2016.
6. Государство. Бизнес. Гражданское общество. Информационная безопасность. Германия 24 – 27 апреля 2017 г. Гармиш – Партенкирхен. Приложение к журналу «Международная жизнь», 2017.
7. Ющук Е. Бизнес-разведка: законные методы и запрещенные приемы. «Экономические преступления». 2009. № 5. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.audit-it.ru/articles/finance/a106/189897.html> (дата обращения: 05.08.2018).
8. РЖД: Вопросы безопасности для компании являются приоритетными. [Электронный ресурс]. URL: <https://ria.ru/interview/20111125/497505663.html> (дата обращения: 05.08.2018).
9. Кайгородцев Александр. Стратегия корпоративной безопасности. [Электронный ресурс]. URL:<http://group-global.org/ru/publication/21258-strategiya-korporativnoy-bezopasnosti> (дата обращения: 05.08.2018).
10. Интервью заместителя генерального директора инвестиционного холдинга «ФИНАМ» по безопасности, руководителя клуба безопасности «ЗАЩИТА» Андрея Торгашова. [Электронный ресурс]. URL: http://www.psj.ru/saver_people/detail.php?ID=19792 (дата обращения: 05.08.2018).
11. Холодкова К.С. Анализ подходов к определению сущности организационно-экономического механизма управления. Современные научные исследования и инновации. 2016. № 5 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2016/05/66404> (дата обращения: 23.09.2018).

KEYWORDS: *digital economy, corporate security, information security, cyber security, cyber threats, Internet of things, oil and gas sector.*

CONTRACE

Специализированная система управления электрообогревом для предприятий ТЭК

КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ СОВРЕМЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ ВО МНОГОМ ЗАВИСИТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ПОЭТОМУ ОДНИМ ИЗ ГЛАВНЫХ КРИТЕРИЕВ ПРИ ВЫБОРЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМ ОБОГРЕВА, ПОДДЕРЖИВАЮЩИХ НА ОБЪЕКТЕ ТРЕБУЕМЫЙ ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ, ЯВЛЯЕТСЯ МИНИМАЛЬНОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ, А УЧИТЫВАЯ, ЧТО ПРЕДПРИЯТИЯ ТЭК – ЭТО ОБЪЕКТЫ ПОВЫШЕННОЙ КАТЕГОРИИ ОПАСНОСТИ, НЕОБХОДИМЫМ УСЛОВИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПОДОБНЫХ ЗАДАЧ ТРЕБУЕТСЯ НЕ ТОЛЬКО ПРОФЕССИОНАЛИЗМ КОНЕЧНОГО ИСПОЛНИТЕЛЯ, РЕАЛИЗУЮЩЕГО СИСТЕМУ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРООБОГРЕВА НА ОБЪЕКТЕ, НО И НАДЕЖНАЯ, ПРОВЕРЕННАЯ ВРЕМЕНЕМ АВТОМАТИКА, КОТОРАЯ СЛУЖИЛА БЫ МНОГО ЛЕТ, НЕ ТРЕБУЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ, ТО ЕСТЬ ИМЕЛА БЫ СТОИМОСТЬ КОНЕЧНОГО ВЛАДЕНИЯ, МАКСИМАЛЬНО ПРИБЛИЖЕННУЮ К НАЧАЛЬНОЙ СТОИМОСТИ. КТО СЕГОДНЯ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ МОЖЕТ ПРЕДОСТАВИТЬ СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОГРЕВА, ОТВЕЧАЮЩИЕ ЭТИМ ТРЕБОВАНИЯМ?

THE COMPETITIVENESS OF A MODERN ENTERPRISE LARGELY DEPENDS ON THE USE OF HIGHLY EFFICIENT ENERGY TECHNOLOGIES. THEREFORE, ONE OF THE MAIN CRITERIA WHEN CHOOSING INDUSTRIAL HEATING SYSTEMS THAT SUPPORT THE REQUIRED TEMPERATURE CONDITIONS AT THE FACILITY IS MINIMUM ENERGY CONSUMPTION. CONSIDERING THE FACT THAT FEC ARE THE ENVIRONMENTAL IMPACT ENTERPRISES, THE SAFETY EQUIPMENT MUST BE USED. TO MEET THE CHALLENGES IT REQUIRES NOT ONLY THE PROFESSIONALISM OF THE FINAL CONTRACTOR WHO IMPLEMENTS THE INDUSTRIAL ELECTRIC HEATING SYSTEM AT THE FACILITY, BUT ALSO RELIABLE, TIME-TESTED AN AUTOMATED SYSTEM TO SERVE FOR MANY YEARS WITHOUT REQUIRING ADDITIONAL MAINTENANCE, THAT IS, WOULD HAVE A FINAL OWNERSHIP COST AS CLOSE AS POSSIBLE TO THE INITIAL COST. WHO IN THE RUSSIAN MARKET TODAY CAN PROVIDE AUTOMATED AND CONTROL SYSTEM FOR INDUSTRIAL HEATING EQUIPMENT THAT MEETS THESE REQUIREMENTS?

Ключевые слова: электрообогрев, энергобезопасность, автоматизация, поддержание температурного режима, нагревательный кабель.

Седов Игорь Николаевич,
ведущий продукт-менеджер
«ССТЭнергомонтаж»

Несмотря на широкое применение систем промышленного обогрева на рынке не так много игроков, способных представить как систему целиком, так и отдельные средства автоматизации для нее, т.е. весь комплекс решений от исполнительных устройств до систем управления, разработанных под нужды конкретного предприятия и внедренных «под ключ». Пример

Группа компаний «Специальные системы и технологии» представляет новое решение ConTrace – первую специализированную многоуровневую интегрированную систему управления электрообогревом на российском рынке отечественного производства

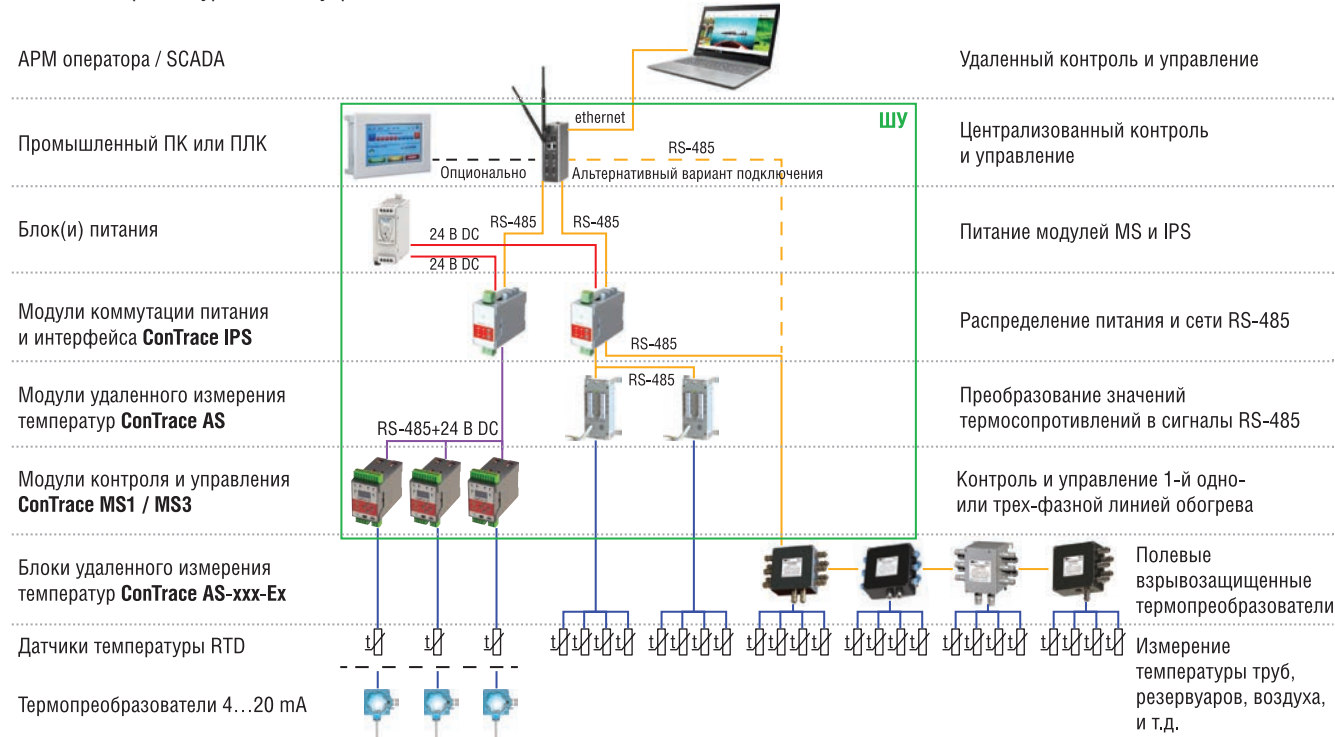
таких поставщиков – Группа компаний «Специальные системы и технологии» (ГК «ССТ»). Это крупнейший в России и один из крупнейших в мире производителей систем электрообогрева.

ГК «ССТ» является производителем полного цикла, включая разработку и производство нагревательного кабеля, кабелей специального назначения, разработку и производство радиоэлектронной аппаратуры, разработку программного обеспечения, проектирование, монтаж, гарантийное и постгарантийное обслуживание.

За годы работы специалистами «ССТЭнергомонтаж» было осуществлено свыше 11 тысяч проектов как для промышленности, так и для других областей, например для гражданского строительства. Но в данном материале речь пойдет не о внедрении системы обогрева, а о средствах автоматизации и управления для нее. Производитель систем обогрева разработал эти решения, исходя из собственного богатого опыта.

УДК 697.1

СХЕМА 1. Архитектура системы управления ConTrace



Разработчики компании, зная, что им требуется, постарались найти самое удобное, красивое и экономичное решение для контроля и удаленного управления своими системами.

Система управления ConTrace

Специализированная система управления электрообогревом ConTrace разработана по модульному принципу, что наделяет ее такими преимуществами, как легкая масштабируемость, гибкость и надежность. В систему входят модули трех типов: ConTrace AS для удаленного измерения температуры (или взрывозащищенные блоки ConTrace AS-xxx-Ex для жестких условий эксплуатации), ConTrace MS, выполняющие функции контроля и управления, и ConTrace IPS, служащие для подключения всей системы управления к источнику питания и сети RS-485, по которой в системе ConTrace транслируются данные.

Модуль удаленного измерения температур ConTrace AS

Первый из компонентов специализированной системы управления электрообогревом

ConTrace, который мы рассмотрим, – это модуль ConTrace AS, с помощью которого дистанционно измеряется температура объектов: технологических трубопроводов и резервуаров в различных отраслях промышленности.

Модули ConTrace AS (рис. 1) позволяют контролировать температуру объекта, находящегося на расстоянии до 100 м от шкафа, в котором они установлены с помощью кронштейнов. К клеммам модуля AS подключается до восьми термометров сопротивления. Данные, поступающие с термометров сопротивления на

РИС. 1. Модуль удаленного измерения температур AS



модуль ConTrace AS, передаются дальше посредством всего одного кабеля по протоколу RS-485 на регистрирующее устройство, которое можно расположить максимум в 1200 метрах от модуля. Если необходимо масштабировать систему, то к одному регистрирующему устройству можно последовательно подключить до 16 устройств измерения температуры ConTrace (как модулей, так и блоков), а это значит, что в целом можно будет отслеживать изменения температурных показателей системы электрообогрева в 128 точках одновременно.

Блок удаленного измерения температур ConTrace AS-xxx-Ex

Кроме модулей AS, для измерения температуры предназначены блоки ConTrace AS-xxx-Ex, которые разработаны специально для эксплуатации в полевых условиях во взрывоопасных зонах. Блоки выпускаются в исполнениях «искробезопасная электрическая цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка», что позволяет устанавливать их во взрывоопасных зонах 1, 2 (21, 22) по ГОСТ (ГОСТ IEC 60079-10-1-2013). Блоки AS-xxx-EX имеют несколько исполнений, отличающихся

между собой материалом корпуса, кабельных вводов и количеством подключаемых датчиков температуры. Ассортимент исполнений подобран по опыту интеграции систем промышленного обогрева компаниями «ССТЭнергомонтаж» и позволит удовлетворить любые предписания нормативных отраслевых стандартов. Модули и блоки ConTrace AS имеют одинаковые функциональные возможности: поддерживают подключение до 8 термометров сопротивления, передают данные по RS-485 и т.д.

РИС. 2. Блок удаленного измерения температур AS-8PP-EX



Устройства удаленного измерения температур ConTrace полностью совместимы. Благодаря этому модули ConTrace AS и блоки ConTrace AS-xxx-Ex можно применять совместно, последовательно подключая к одному регистрирующему устройству до 16 устройств, причем в любой очередности.

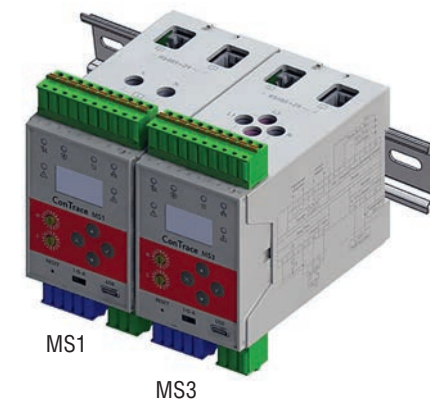
Передача данных по стандарту RS-485 делает возможным применение модулей ConTrace AS и ConTrace AS-xxx-Ex в составе сторонних систем управления, поддерживающих данный вид связи.

Модули контроля и управления ConTrace MS

Следующий элемент системы – модули MS1 и MS3 – представляют собой полноценные одноканальные контроллеры, и их назначением является управление системой электрообогрева, которая применяется для защиты от замерзания или поддержания температуры промышленных трубопроводов и емкостей. С максимальной эффективностью модули контроля и управления ConTrace MS1 и MS3 способны работать в составе многоканальной специализированной системы управления ConTrace, хотя соответствие общепринятым стандартам позволяет использовать их и в других системах.

Модули MS управляют трехфазной (MS3) или однофазной (MS1) нагрузкой с помощью одного из вариантов: электромагнитного контактора, твердотельного реле или устройства плавной регулировки с управляющим напряжением 0...10 В.

РИС. 3. Модули контроля и управления ConTrace MS



Модуль бесконтактным способом непрерывно измеряет ток, протекающий через нагрузку, а также ток утечки. Если ток утечки превышает установленное оператором значение или величина тока нагрузки выходит за границу установленного диапазона, выдается сообщение об аварии, а нагрузка отключается. При этом для тока утечки можно установить предупреждающее значение, по достижении которого устройство подаст сигнал о наступлении события, но не остановит обогрев. Модули ConTrace MS способны уведомлять о том, что ресурс отдельных узлов системы истекает, на основании таких параметров, как количество циклов включения/выключения контактора и время наработки греющего кабеля, у пользователя есть возможность настроить эти значения.

Настраиваются модули ConTrace MS как с лицевой панели, так и удаленно. Они снабжены двухцветным OLED-дисплеем

и кнопками навигации, у них интуитивно понятный интерфейс и достаточное количество органов сигнализации и управления для настройки с лицевой панели. Кроме того, модуль ConTrace MS можно настроить, подключив ПК или ноутбук к разъему USB на корпусе. Удаленная настройка и управление устройством осуществляются по интерфейсу RS-485. Модуль MS имеет четыре дискретных входа для отслеживания работы исполнительных устройств и приема команд удаленного управления. Также модуль имеет настраиваемый дискретный выход, срабатывающий по заданному пользователем сценарию.

Функция аварийного резервирования модулей MS реализуется по принципу «1+1», то есть к основному модулю MS через специальный разъем подключается такой же модуль MS. Резервный модуль контролирует работоспособность основного модуля управления и в случае его выхода из строя перехватывает управление на себя. Кроме того, к резервному модулю можно подключить датчик температуры, который в данном случае будет исполнять роль ограничителя температуры. Обычно такая функция применяется для особо ответственных нагрузок, где она значительно повышает надежность системы. Помимо прочего, принцип резервирования модуля управления таким же модулем управления (1+1) позволяет производить «горячую» замену не исправного модуля, оставляя в работе резервный. Стоит только установить на резервном модуле сетевой адрес основного модуля и система уже в работе с полным функционалом. Благодаря применению разъемных клемм монтаж/демонтаж модулей управления MS происходит за считанные минуты.

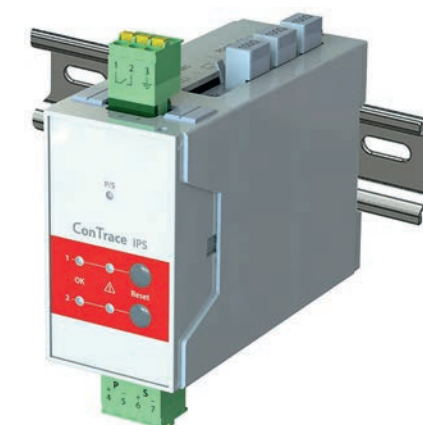
Модуль коммутации питания и интерфейса ConTrace IPS

Основным назначением модуля коммутации питания и интерфейса ConTrace IPS является подключение системы ConTrace к электропитанию и сети RS-485. К модулю ConTrace IPS подключаются

контроллеры ConTrace MS и устройства для удаленного измерения температур ConTrace AS и ConTrace AS-xxx-Ex. При этом все модули ConTrace образуют единую систему управления электрообогревом, готовую для подключения по протоколу Modbus RTU через интерфейс RS-485 к промышленному компьютеру или ПЛК с установленным специализированным программным обеспечением ConTrace.

Все модули ConTrace образуют единую систему управления электрообогревом, готовую для подключения к промышленному компьютеру

РИС. 4. Модуль коммутации питания и интерфейса ConTrace IPS



Исходя из количества подключенных к нему модулей, ConTrace IPS подключается к блокам питания соответствующей мощности, а также к сети RS-485 для связи с промышленным ПК или ПЛК. Далее с помощью патч-корда ConTrace IPS осуществляет одновременную передачу питания и интерфейса модулям ConTrace MS. IPS имеет два выхода, совмещающих шины питания и интерфейса. На каждый выход можно последовательно подключить до 20 модулей MS. Тем самым с помощью одного IPS можно запитать до 40 модулей MS. Кроме того, с его помощью можно организовать сеть RS-485 для 247 модулей ConTrace MS, AS и блоков AS-xxx-Ex. Однако, подключив к системе управления ConTrace дополнительные модули IPS, систему можно расширить,

включив в ее работу новые модули управления ConTrace MS и блоки удаленного измерения температур ConTrace AS.

ConTrace IPS способен работать как от одного, так и от двух источников питания. Работа от двух источников питания подразумевает, что один из них – резервный. При пропадании напряжения от основного источника питания в IPS происходит автоматическое

переключение на резервный, одновременно с этим на лицевой панели меняется индикация питающего ввода и срабатывает дискретный контакт для удаленного контроля за состоянием. При восстановлении основного источника питания IPS автоматически переключается на него. Модуль IPS имеет защиту от превышения питающего напряжения, о срабатывании которой сигнализируют светодиоды на лицевой панели. Причем каждая из двух выходных линий питания и интерфейса снабжена собственными защитами от превышения тока, пониженного и повышенного напряжения. IPS поставляется с тремя терминаторами шины ConTrace BT, этого набора достаточно для реализации любой схемы подключения. ●

KEYWORDS: electric heating, energy security, automation, temperature maintenance, heating cable.



«ССТЭнергомонтаж»
(входит в ГК «ССТ»),
г. Мытищи, МО,
тел.: +7 (495) 627-7255,
e-mail: info@sst-em.ru,
сайты: www.sst-em.ru,
www.sst.ru, www.sstprom.ru

ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА

Зубков Сергей Андреевич,
руководитель Центра геоинформационных технологий и дистанционного зондирования Земли, АО «Институт экологического проектирования и изысканий», руководитель проекта, Департамент информационных технологий города Москвы



АКТИВНОСТЬ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ЗНАЧИТЕЛЬНО ВЫРОСЛА И ОСВОЕНИЕ КАК МАТЕРИКОВОЙ, ТАК И ШЕЛЬФОВОЙ ЧАСТЕЙ – ПРОЦЕСС КРУГЛОГОДИЧНЫЙ. ОДНАКО СУЩЕСТВУЕТ НЕМАЛАЯ ДОЛЯ СЕЗОННЫХ РАБОТ: ФОНОВЫЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ, ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГЕОЛОГО-РАЗВЕДЧНОЕ БУРЕНИЕ, НАБЛЮДЕНИЕ ЗА МОРСКИМИ МЛЕКОПИТАЮЩИМИ, ОБСЛЕДОВАНИЕ УСТЬЕВ СКВАЖИН. УКАЗАННЫЕ ИЗЫСКАНИЯ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ ПРОВОДЯТСЯ В БЕЗЛЕДНЫЙ ПЕРИОД И С ПРИМЕНЕНИЕМ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ СУДОВ С ЛЕДОВЫМ КЛАССОМ НЕАРКТИЧЕСКИХ КАТЕГОРИЙ. ДАННЫЕ ОСОБЕННОСТИ, С УЧЁТОМ НЕСТАБИЛЬНОСТИ ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЙ ОТ ГОДА К ГОДУ, ИХ ТЯЖЕСТИ В ВОСТОЧНЫХ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЯХ, ПОВЫШАЮТ РИСК ПОВРЕЖДЕНИЯ СУДНА И ОБОРУДОВАНИЯ, А ТАКЖЕ НЕСУТ ПОВЫШЕННУЮ ОПАСНОСТЬ ДЛЯ ЭКИПАЖЕЙ И НАУЧНЫХ СОТРУДНИКОВ, В СЛУЧАЕ СТОЛКНОВЕНИЯ С ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫМ ЛЕДЯНЫМ ОБРАЗОВАНИЕМ. В СТАТЬЕ ОПИСЫВАЕТСЯ ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ОРГАНИЗАЦИИ ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА ЛЕДОВОЙ ОБСТАНОВКИ, ОПЕРАЦИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОЛО И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПРИВОДЯТСЯ ПРИМЕРЫ ИЗ ПРАКТИКИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДЧНОГО БУРЕНИЯ В КАРСКОМ МОРЕ В 2017–2018 ГОДАХ

IN RECENT YEARS THE ACTIVITY IN THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION HAS SIGNIFICANTLY INCREASED AND THE DEVELOPMENT OF BOTH THE MAINLAND AND SHELF PARTS IS A YEAR-ROUND PROCESS. HOWEVER, THERE IS A SIGNIFICANT PROPORTION OF SEASONAL WORK: BACKGROUND AND INDUSTRIAL ENVIRONMENTAL MONITORING, GEOPHYSICAL SURVEYS, GEOLOGICAL EXPLORATION DRILLING, OBSERVATION ON MARINE MAMMALS, WELLHEAD SURVEYS. THESE SURVEYS ON THE SHELF OF THE ARCTIC SEAS ARE CONDUCTED IN THE ICE-FREE PERIOD AND WITH THE USE OF RESEARCH ICE-CLASS SHIPS OF NON-ARCTIC CATEGORIES. GIVEN THE INSTABILITY OF ICE CONDITIONS AND THE SEVERITY IN THE EASTERN ARCTIC SEAS, THE RISK OF DAMAGE TO SHIPS AND EQUIPMENT INCREASES EVERY YEAR, HAVING IN COMMON A HIGH DEGREE OF RISK FOR CREWS AND SCIENTISTS IN THE EVENT OF A HIT WITH A POTENTIALLY DANGEROUS ICE FORMATION. THE ARTICLE DESCRIBES THE PRACTICAL EXPERIENCE OF INFORMATION TECHNOLOGY SUPPORT FOR MONITORING THE ICE SITUATION, ACTIVITIES OF IMPACT ON THE SURROUNDING ICE SITUATION AND HOW TO COMBAT THE ACCIDENTAL OIL AND OIL PRODUCTS SPILLS, GIVES EXAMPLES FROM THE PRACTICE OF PROVIDING EXPLORATION DRILLING IN THE KARA SEA IN 2017-2018

Ключевые слова: Авария, анализ, арктика, беспилотный, бурение, буровая, геологоразведка, геофизика, дрейф, загрязнение, информация, классификация, ликвидация, лед, морской, нефть, прогноз, пятна, путь, радиолокация, северный, сейсмика, спутник, технологии, транспорт, установка, шельф.

В соответствии с постановлениями Правительства РФ 2000–2003 годов и приказом МЧС России от 28 декабря 2004 № 621 «Об утверждении Правил разработки и согласования планов

по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ», при проведении буровых работ необходима разработка планов ЛАРН, подразумевающих организацию в море мероприятий, проводимых с судов и объектов. Одновременно проведение разведочного бурения и ввод углеводородных месторождений в эксплуатацию на шельфе Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ) сопряжены со сложными условиями жизненного цикла ледового покрова.

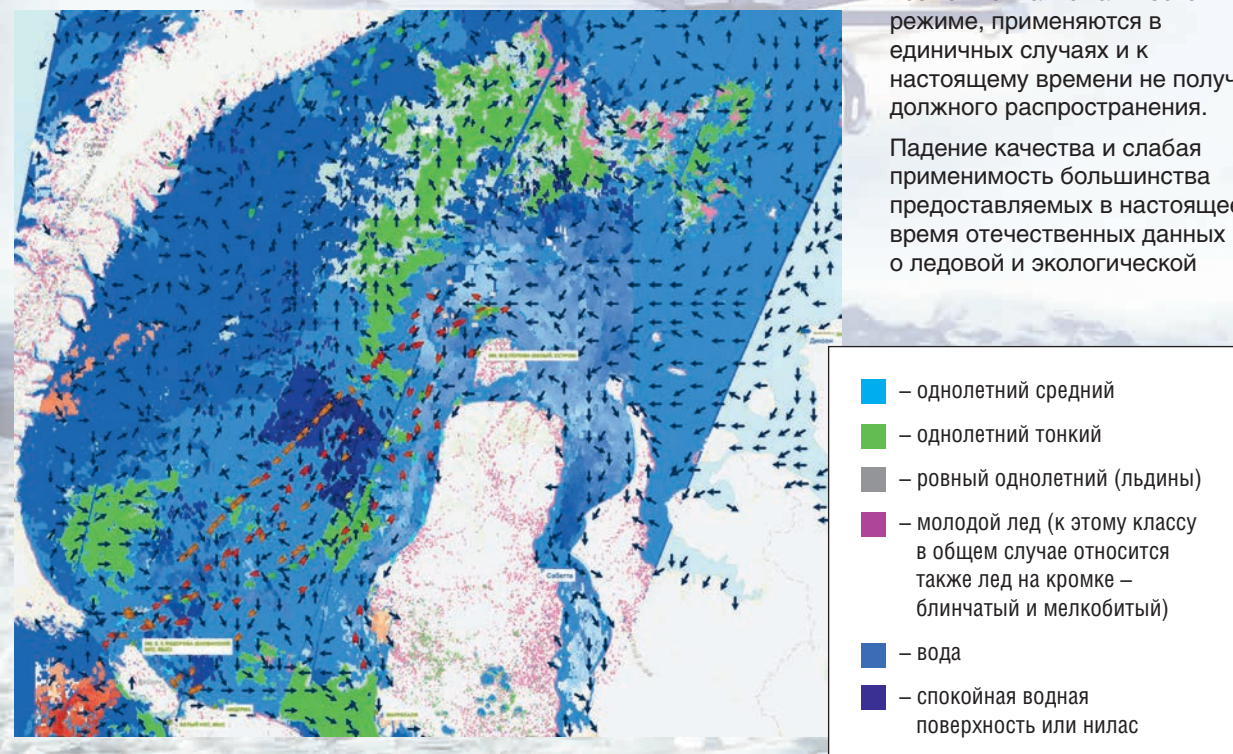
Необходимость изучения жизненного цикла льдов и обеспечения безопасности мореплавания в Северном ледовитом океане зародились ещё в середине XVII века во время исследовательских походов Семёна Ивановича Дежнёва. Становление ледокольного флота в XX веке обеспечило мощный рывок в развитии отечественных технологий управления ледовыми операциями, выведя их на передовые позиции в мире.

РИС. 1. Общая схема организации управления ледовыми операциями и ЛАРН



Однако в связи с распадом СССР разработка и внедрение новых подходов практически не проводились и только в 2013–2014 годах были возобновлены исследования в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения, вдоль маршрутов транспортировки нефти с МЛСП «Приразломная» и АТКО «Ворота Арктики», в зонах безопасности проведения разведочного бурения. В 2014 году принята государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» в рамках которой выделены задачи повышения качества метеорологических, гидрологических и ледовых прогнозов, а также государственного экологического морского надзора в целом. Утверждение в 2016 году «Плана мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года» придало новый импульс развитию рынка: в 2017–2018 годах успешное бурение ООО «Газпром геологоразведка» в юго-западной части Карского моря; создание компанией ПАО «Газпром нефть» Центра управления ледовой обстановкой; формирование единого оператора системы управления ледовой обстановкой и активный перевод накопленного научно-исследовательского багажа в прикладную область ПАО «НК «Роснефть». Обозначенная в Стратегии развития АЗРФ необходимость повышения безопасности транспортных маршрутов в субарктических и арктических районах, районах Крайнего Севера вкупе с лицензионными обязательствами

РИС. 2. Пример интеграции разнородных данных о ледовой и гидрометеорологической обстановке (Карское море, 21–23 июля 2018 года)



ФАКТЫ

В 2014 г.

принята государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны РФ»

нефтегазовых компании обеспечат в ближайшие 5–7 лет рост спроса на услуги информационно-технологического обеспечения процессов освоения арктического шельфа.

Однако к началу второго этапа Программы (2018–2020 годы) качество гидрометеорологической и океанографической информации, поступающей на суда, обеспечивающие операции во внутренних морских водах, территориальном море и на арктическом континентальном шельфе России, в целом по отзывам капитанов и штурманов остаётся неудовлетворительным по объёму, точности и оперативности. По-прежнему необходимые капитанам ледоколов, буровых установок, танкеров, рыболовцев и транспортных судов отечественные данные предоставляются разрозненно. Согласно результатам опросов капитанов, более половины сведений для принятия оперативных решений получают ими с зарубежных (Норвегия, Канада, США, Япония) интернет-ресурсов, либо путём визуального наблюдения. Такие данные о ледовой обстановке как направления дрейфа или параметры деформации ледовых полей, формирование которых возможно в автоматическом режиме, применяются в единичных случаях и к настоящему времени не получили должного распространения.

Падение качества и слабая применимость большинства предоставляемых в настоящее время отечественных данных о ледовой и экологической

обстановке замерзающих морей связана с одной стороны с тем, что по своей сути они глубоко взаимосвязаны, а с другой – с отсутствием нормативно-правовых и технических инструментов их многоуровневой интеграции.

Повышение эффективности ЛАРН и управления ледовыми операциями, снижение рисков проведения транспортных и буровых операций, связанных с дрейфом потенциально опасных ледяных образований (ледяные поля, торосы, айсберги) возможно при условии комплексного мониторинга акватории и прибрежной зоны в районах освоения шельфа АЗРФ и маршрутов Северного морского пути (СМП).

Реализуемый АО «ИЭПИ» подход основан на мультиагентном моделировании и охватывает уровни от регионального до оперативного, включая в себя технологии оценки сроков очищения зоны безопасности работ ото льдов и начала устойчивого ледообразования, анализа структуры ледяных полей и определения зон деформации, моделирования направлений вероятного дрейфа ледяных полей и отдельных опасных образований, установки средствами БПЛА на потенциально опасные ледяные образования (ОЛО) специализированных радиомаяков, мониторинга таяния выносных ледников и определения зон возможного образования айсбергов, а также выявление естественных источников и техногенных загрязнений морской поверхности углеводородного происхождения.

Анализ основных отечественных и мировых практик в области информатизации процессов мониторинга и контроля ледовой и экологической обстановки позволяет выделить следующие основные технологические тренды:

- 1) интеграция разнородных данных, получаемых с помощью космических аппаратов, воздушных судов, бортовых средств локальных измерений морских судов и наземных гидрометеорологических комплексов (рисунок 2);
- 2) расширение функций электронных картографических навигационно-информационных систем (ЭКНИС) и предоставление необходимой капитанам и штурманам информации непосредственно в бортовых навигационных системах;
- 3) трансфер технологий BigData вкупе с геоинформационным анализом в процессы планирования и осуществления морских операций, связанных с освоением арктического шельфа;
- 4) разработка региональных и локальных моделей акваторий, верификация имеющихся моделей выявления опасных объектов и определения вероятных направлений их движения;
- 5) повышение точности прогнозирования и снижения количества фактов ложного оповещения о событии, препятствующем выполнению процессов;

РИС. 3. Радиомаяк-трекер системы ARGOS для отслеживания перемещения ОЛО



ФАКТЫ

120 см

достигает ширина однолетнего льда

- 6) внедрение автономных программно-аппаратных комплексов сбора информации и воздействия на потенциально опасные объекты.

Неотъемлемой частью комплекса обеспечения экологической безопасности и контроля ледовой обстановки являются силы и средства аварийно-спасательных формирований (АСФ) ФГБУ «Морская спасательная служба» для проведения в минимально возможный срок аварийно-спасательных работ. Оперативность реагирования служб является критичным фактором и важную роль в её обеспечении играют технологии спутникового мониторинга.

Районы применения АСФ подразделяются на четыре зоны безопасности:

- 200-километровая «зелёная» зона регионального мониторинга,
- 100-километровая «жёлтая» зона субрегионального мониторинга,
- 30-километровая «оранжевая» зона локального мониторинга,
- 2-километровая «красная» зона оперативного мониторинга.

Прогнозирование развития чрезвычайной ситуации и

ТАБЛИЦА 1. Характеристики спутниковых изображений

Режим съёмки	Пространственное разрешение	Поляризация	Размер сцены
Sentinel-1A/B			
Extra-Wide Swath Mode (Level 1 GRDM)	20×40 м	HH + HV, HH, VV, VV+VH	400 км
TerraSAR-X			
StripMap	3 м	VV или HV	30×50 км
StripMap DualPol	6 м	HH + VV или HH + HV или VV + VH	15×50 км
ScanSAR	18 м	VV или HV	100×150 км
RADARSAT-2			
ScanSAR Wide	100 м	HH или VV, HV или VH; HH + HV или VV + VH	500×500 км
Ultra Fine	3 м	Одиночная или двойная	20×20 км
Fine	8 м	Одиночная или двойная	50×50 км
Standard	25 м	Одиночная или двойная	100×100 км
Landsat-8			
Панхроматический	15 м	–	185×185 км
Sentinel-2			
Канал 8	10 м	–	полоса обзора 290 км

предсказание ее возможных последствий выполняются на основе метеорологических и океанографических данных с использованием математических моделей дрейфа.

Общий прогноз дрейфа ледяных массивов осуществляется с использованием Эйлера подхода с учетом процессов намерзания и таяния морского льда, динамики льда с учетом процессов его торошения. Однако в моделях прогноза субрегионального и локального уровней мониторинга реализованы алгоритмы усвоения характеристик ледовой обстановки, получаемых с лагранжевых радиомаяков, размещаемых на ОЛО (рисунок 3).

Кроме того модели дрейфа усваивают данные об окружающей среде – скорости ветра, поверхностных течениях, температуре, батиметрии. Необходимая точность расчетов вероятных направлений дрейфа ледяных массивов и ОЛО обеспечивается применением прогностических полей гидрометеорологических характеристик с заблаговременностью до трёх суток. Прогностические поля получаются

в результате применения современных численных моделей, построенных на основе общеизвестных и общепринятых систем уравнений гидротермодинамики атмосферы, моря и морского льда с учетом региональных физических процессов, определяющих параметры атмосферной, морской и ледовой динамики.

Прогноз гидрологических характеристик осуществляется с применением трехмерной модели морской циркуляции высокого пространственного разрешения, основанной на полных уравнениях гидротермодинамики в приближениях гидростатики и Буссинеска. В модели прогностическими переменными будут являться скорости течений, уровень моря, температура и соленость морской воды [1].

Основными исходными наборами данных, применяемых при решении перечисленных выше задач являются:

- радиолокационные спутниковые изображения (Sentinel-1A/B, RADARSAT-2, TerraSAR-X/PAZ) и спутниковые изображения видимого диапазона с КА Sentinel-2 и Landsat-8;
- океанографическая информация (температура морской поверхности, скорость и направление течений, поля ветра, батиметрия, альтиметрия морской поверхности);
- гидрометеорологическая информация (данные с УГМС сети Росгидромет, GFS)
- оперативная информация (телеметрические данные с радиомаяков ARGOS, размещаемых на потенциально опасных ледовых объектах);
- навигационная информация (суда, выявленные по радиолокационным спутниковым изображениям, данные AIS);
- ледовая обстановка (границы и направления дрейфа ледовых полей, классификация типов льда, местоположение и предполагаемые направления дрейфа ледовых объектов).

Характеристики спутниковых изображений, предлагаемых к применению, представлены в таблице 1.

Одной из задач информационно-технологического обеспечения транспортных процессов в арктических морях является поставка данных о типах ледяных массивов на пути следования караванов и отдельных судов. В настоящее время автоматическая классификация на основе метода опорных векторов (англ. SVM, support vector machine) позволяет определять до шести классов ледяных полей по возрастам [2–4]:

- 1) однолетний лед средней толщины (70–120 см),
- 2) однолетний тонкий (30–70 см),
- 3) ровный однолетний (льдины),
- 4) молодой лед (к этому классу в общем случае относится также лед на кромке – блинчатый и мелкобитый),
- 5) вода – взволнованная поверхность и спокойная водная поверхность или нилас,
- 6) прикромочная зона (характеризуется более раздробленным льдом, в пределы зоны может проникать волнение).

В течение летнего гидрологического периода, характеризующегося высоким темпом таяния и разрушения поверхности льда, детальные классификации по возрастам морского льда выполняются до момента, пока степень разрушенности поверхности льда не препятствует работе метода классификаций. В случае невозможности корректной полной классификации до наступления очередного зимнего гидрологического периода осуществляется классификации по типу «лед-вода» (рисунок 4).

Своевременное предоставление информации о типах ледовых условий позволяет капитанам и береговым службам планировать более эффективные маршруты следования. Обеспечение круглогодичного процесса классификации с различной интенсивностью для зимнего, летнего и переходных периодов позволит повысить точность прогнозирования границ операционных окон при формировании планов геофизических и поисково-разведочных изысканий.

Своевременное выявление опасных ледяных и углеводородных образований обеспечивается также оперативным анализом радиолокационных спутниковых изображений, получаемых с космических аппаратов, оборудованных радаром с синтезированной апертурой (SAR). Автоматическая обработка SAR-изображений позволяет выявить такие характеристики объектов как общая кромка, направление вероятного дрейфа, классификация по типам и времени существования в любое время суток и вне зависимости от облачности.

В случае обнаружения пленочных загрязнений незамедлительно осуществляется моделирование его движения на период до 72 часов вперед для планирования мероприятий по ликвидации и выявление источника загрязнения. В соответствии с Конвенцией SOLAS 74/88 суда валовой вместимостью свыше 300 тонн, совершающие

ФАКТЫ

До 30 км

расстояние, на которое был установлен уверенный приём сигнала в 2018 году

РИС. 4. Определение границы распространения ледяных полей в предлагаемых зонах мониторинга района функционирования МЛСП «Приразломная», классификация по типу «лед-вода» (Печорское море, июль 2018 года)



международные рейсы, а также суда валовой вместимостью 500 и более тонн, не совершающие международные рейсы, и все пассажирские суда обязаны быть оборудованы системой автоматической идентификации судов (англ. AIS, Automatic Identification System). Передача сообщений AIS осуществляется по международным каналам связи AIS 1 и AIS 2 в протоколе SOTDMA (англ. Self Organising Time Division Multiple Access). Совмещение результатов обработки радиолокационных спутниковых изображений и сообщений AIS позволяет выявлять морские суда и другие объекты на морской поверхности. В ходе

РИС. 5. Траектории дрейфа ОЛО

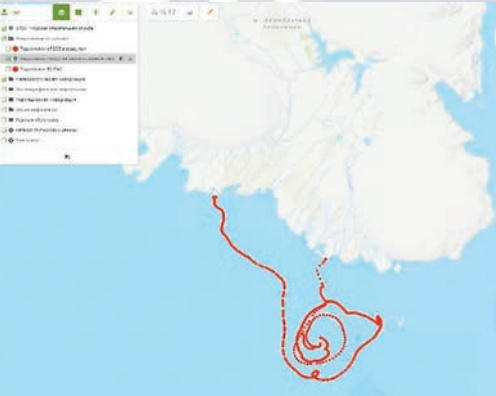


РИС. 6. Запуск БПЛА с радиомаяком-трекером



РИС. 7. Визуализация местоположения опасного объекта (оранжевым) относительно судов (зеленым)



сопоставления результатов моделирования на основе гидрометеорологических прогнозных данных поверхностных течений и скорости ветра с данными геолокации судов, курсирующих в районе мониторинга, определяются наиболее вероятные источники загрязнения.

При обнаружении ОЛО производится определение направления его дрейфа (рисунок 5) и в зону наибольшей вероятности встречи с объектом направляется многофункциональное аварийно-спасительное судно со специалистами-гляциологами. Средствами БПЛА производится маркирование объекта путём установки радиомаяка (рисунок 6) на теле ОЛО и постановка на контроль в информационной системе.

Радиомаяки предназначены для дистанционного мониторинга движения ледовых полей, айсбергов и других отдельных ледяных объектов с передачей результатов измерений через спутниковую систему определения местоположения и сбора данных «Argos». Траектория движения радиомаяка определяется по результатам измерений координат встроенным приемником глобальных навигационных систем ГЛОНАСС и GPS, а также на базе эффекта Доплера. Корпус радиомаяка представляет собой стеклопластиковую сферу диаметром 20 см, внутри которой размещены передатчик системы «Argos», приемник ГЛОНАСС/GPS, контроллер с энергонезависимой системой реального времени RTC, герконовый выключатель, объединенный с измерителем температуры корпуса, и блок питания.

Для обеспечения онлайн мониторинга в зоне проведения оперативных работ применяется пеленгатор, размещаемый на судне или буровой установке, и специализированное программное обеспечение (рисунок 7). В рамках оказания услуг АО «ИЭПИ» в 2018 году был установлен уверенный приём сигнала на расстоянии до 30 км. Максимальное расстояние пеленга составило 105,3 км.

Изложенный подход к комплексному информационно-технологическому обеспечению процессов освоения шельфа АЗРФ позволяет

ФАКТЫ

105,3 км

составило максимальное расстояние пеленга

существенно повысить уровень экологической и промышленной безопасности. Информация, получаемая в результате внедрения комплекса, имеет важное практическое значение для рационального природопользования при реализации проектов нефтегазовой отрасли в прибрежно-шельфовых зонах арктических морей России, для мониторинга утечек и разливов нефтепродуктов, а также экологического состояния и прогноза эволюции экосистем морей в целом. ●

Литература

1. Дианский Н.А., Фомин В.В., Кабатченко И.М., Грузинов В.М. Воспроизведение циркуляции Карского и Печорского морей с помощью системы оперативного диагноза и прогноза морской динамики – М.: Арктика: экология и экономика №1 (13), 2014, стр. 57–73
2. Zakhvatkina N., A. Korosov, S. Muckenhuber, S. Sandven, and M. Babiker. Operational algorithm for ice-water classification on dual-polarized RADARSAT-2 images. *The Cryosphere*, 11, 33–46, 2017, doi:10.5194/tc-11-33-2017.
3. Zakhvatkina N., V. Alexandrov, O.M. Johannessen, S. Sandven, I. Frolov. Classification of sea ice types in ENVISAT synthetic aperture radar images. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 10.1109/TGRS.2012.2212445. 2013, vol. 51, issue 5, pp. 2587–2600.
4. Zakhvatkina N., A. Korosov, S. Muckenhuber, S. Sandven, and M. Babiker. Operational algorithm for ice-water classification on dual-polarized RADARSAT-2 images. *The Cryosphere*, 11, 33–46, 2017, doi:10.5194/tc-11-33-2017.

KEYWORDS: accident, analysis, Arctic, unmanned, drilling, drilling, exploration, Geophysics, drift, pollution, information, classification, liquidation, ice, marine, oil, forecast, spots, path, radar, Northern, seismic, satellite, technology, transport, installation, shelf.

55 лет

AW189 – двухдвигательный многоцелевой вертолет средней грузоподъемности



Пассажировместимость.....до 18 чел.
Крейсерская скорость.....280 км/ч
Расход топлива.....450 л/ч
Дальность полета.....до 900 км
Длина.....17,57 м
Диаметр несущего винта.....14,6 м
Максимальная взлетная масса.....8300 кг

Обслуживание морских судов и буровых платформ, медицинская эвакуация, мониторинг трубопроводов

МИ-8



ЕС-135

КА-32



ПАНХ
Научно-производственная компания

350000, г. Краснодар,
ул. Кирова, д. 138
Тел.: (861) 255-69-75;
E-mail: panh@panh.ru

www.panh.ru

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ШЕЛЬФЕ

Работа судов ФГБУ «Морспасслужба» по обеспечению нефтегазовой отрасли в 2018 г.

ШЕЛЬФОВЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРОЕКТЫ, ОСОБЕННО В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ, ПО УМОЛЧАНИЮ ЯВЛЯЮТСЯ ПРОМЫШЛЕННЫМИ ОБЪЕКТАМИ ПОВЫШЕННОЙ КАТЕГОРИИ ОПАСНОСТИ, ИМЕННО ПОЭТОМУ ВО ВРЕМЯ ПРОМЫСЛОВЫХ РАБОТ ОНИ ТРЕБУЮТ БЕЗУПРЕЧНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ДЕЙСТВИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КАК САМИХ ОБЪЕКТОВ, ТАК И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ. ФГБУ «МОРСПАССЛУЖБА» – ВЕДУЩАЯ КОМПАНИЯ РОССИИ В ОБЛАСТИ РАЗВИТИЯ СПАСАТЕЛЬНОГО, СУДОПОДЪЕМНОГО И ВОДОЛАЗНОГО ДЕЛА – ЕЖЕГОДНО ПРОВОДИТ ПРОФИЛЬНЫЕ РАБОТЫ В ГАЗОНЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ, РАЗВЕДОЧНОЙ И ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБЛАСТЯХ, СОТРУДНИЧАЯ С КРУПНЕЙШИМИ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ РОССИИ. ГДЕ СОСРЕДОТОЧИЛИСЬ РАБОТЫ ЕЕ СУДОВ В 2018 ГОДУ, И КАКОВЫ ПЛАНЫ МОРСКОЙ СПАСАТЕЛЬНОЙ СЛУЖБЫ НА БУДУЩЕЕ?

OFFSHORE OIL AND GAS PROJECTS, ESPECIALLY IN THE ARCTIC ZONE, BY DEFAULT, ARE IDENTIFIED AS HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES, THAT'S WHY, DURING FIELD WORK THE EXCELLENT ORGANIZATION OF ACTIONS TO ENSURE INDUSTRIAL AND ENVIRONMENTAL SAFETY OF BOTH THE FACILITIES AND THE ADJACENT TERRITORIES IS REQUIRED. THE MARINE RESCUE SERVICE OF THE FEDERAL AGENCY FOR MARITIME AND RIVER TRANSPORT IS THE LEADING RUSSIAN COMPANY IN THE DEVELOPMENT OF RESCUE, SHIP-RAISING AND DIVING ACTIVITY. THE COMPANY ANNUALLY CONDUCTS SPECIALIZED WORK IN GAS-OIL, EXPLORATION AND PIPELINE AREAS, COOPERATING WITH THE LARGEST OIL AND GAS COMPANIES IN RUSSIA. WHERE IS THE FOCUS OF THE VESSELS WORK IN 2018, AND WHAT ARE THE PLANS OF THE MARINE RESCUE SERVICE FOR THE FUTURE?

Ключевые слова: безопасность, шельфовые проекты, гидрометеонаблюдения, глубоководные работы, перевозка опасных грузов, транспортировка отходов, защита морской среды.

Чепкасов Олег Вячеславович,
заместитель руководителя
по флоту
ФГБУ «Морспасслужба»

На сегодняшний день «Морская спасательная служба ФГБУ «Морспасслужба» является подведомственным учреждением Федерального агентства морского и речного транспорта Министерства транспорта РФ. В ее подчинении – двенадцать филиалов во всех крупнейших морских портах и на речных бассейнах, от Калининграда до Сахалина и от Мурманска до Астрахани.

В результате реорганизации Учреждение в настоящий момент владеет и оперирует 304 судами различного класса, назначения и тоннажа под российским флагом и является одним из крупнейших судовладельцев в Российской Федерации, позволяющий, наряду с традиционной деятельностью по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, спасанию человеческой жизни на море, подъему затонувших судов и грузов,

водолазными работами, занимать лидирующие позиции в отрасли в области обслуживания шельфовых проектов с применением самой современной техники и обслуживающих судов для нефтегазодобывающих комплексов.

Важно отметить, что ФГБУ «Морспасслужба» аккредитована как экспертное учреждение и признана как Российским морским регистром судоходства, так и многими международными организациями. В их числе – Международная Ассоциация Морских Подрядчиков (International Marine Contractors Association (IMCA) в дивизионах навигационно-гидрографических работ на шельфе (Offshore survey) и дистанционно-управляемых систем и телеуправляемых подводных аппаратов (Remote systems & ROV), а также классификационное общество DNV GL, входящее в свою очередь в International Association of Classification Societies (IACS), подтверждающее соответствие ФГБУ «Морспасслужба» всем требованиям при проведении подводного освидетельствования судов, нефтегазовых комплексов, а также подводного замера

толщины корпусов с использованием специальных ультразвуковых устройств. Кроме того, филиалы ФГБУ «Морспасслужба» получили сертификат одобрения международного классификационного общества Lloyd's Register EMEA как поставщики услуг по подводному освидетельствованию судов под классом LLoyd Register.

Для обеспечения безопасности при выполнении различных работ на шельфовых проектах ФГБУ «Морспасслужба» организует аварийно-спасательное и противопожарное дежурство специализированными судами, оборудованием и аттестованными спасателями, в том числе по локализации и ликвидации разливов нефтепродуктов.

Так, в течение 2018 года судно ФГБУ «Морспасслужба» «Балтика» на постоянной основе несло дежурство по аварийной готовности к ликвидации разливов нефти в районе объекта «Ворота Арктики» в Обской губе. Еще одно судно компании – «Мурман» – также на постоянной основе обеспечивало безопасность морской ледостойкой стационарной платформы

«Приразломная» в Баренцевом море и было готово к ликвидации разливов нефти и оказанию помощи при чрезвычайных ситуациях. Кроме того, с января по апрель 2018 года судно «Спасатель Демидов» несло аварийно-спасательное дежурство при строительстве скважины в Черном море в интересах компании «Шатскморнефтегаз», а судно «Берингов пролив» на протяжении всего года несло аварийное дежурство на участке проекта «Сахалин-1» в интересах компании «Exxon Neftegaz Ltd». Это далеко не полный перечень выполненных работ.

ФГБУ «Морспасслужба» продолжает развиваться в этом направлении и соответствует высоким профессиональным стандартам. Подтверждением этому стало включение организации в 2016 году в список полноправных членов Международного союза спасателей (ISU), объединяющего 54 компании морских спасателей из более чем 20 стран.

Еще одно крупное направление работ ФГБУ «Морспасслужба» – океанские и морские буксировки. На сегодняшний день Учреждение является крупнейшей судоходной компанией в Российской Федерации, обладающей уникальным опытом проведения коммерческих и аварийных трансокеанических, морских и каботажных буксировок, в том числе и в акватории Северного морского пути, всех видов объектов, в том числе и крупногабаритных, таких как плавучие доки и буровые установки.

В арсенале спасательной службы суда специализированного буксировочного флота, имеющие полное оснащение для проведения подобных операций. Буксирование выполняется сверхмощными буксирами-спасателями, которыми эффективно управляют опытные экипажи, выполняющие свои обязанности даже в условиях чрезвычайных ситуаций.

В течение 2018 года был выполнен целый комплекс работ в рамках

этого направления. Например, с февраля по апрель 2018 года судно «Ясный» (находится в составе флота ФГБУ «Морспасслужба») несло аварийно-спасательное дежурство, а также принимало участие в доставке оборудования и снабжения на нефтедобывающую платформу «Д-6» в Балтийском море, в интересах компании «ЛУКОЙЛ». Чуть позже, с 28 апреля по 17 мая 2018 года, судно «Умка» в сопровождении судов «Спасатель Карев» и «Ясный», осуществили буксировку плавучего атомного энергетического блока «Академик Ломоносов» от причала «Балтийского завода» морского порта Большой порт Санкт-Петербург к причалу ФГУП «Атомфлот» в морском порту Мурманск. Буксировка составила 2 465 морских миль!

В период с июня по октябрь 2018 года суда «Спасатель Демидов», «Спасатель Карев», «Умка», «Сивуч», «Нарвал», «Ясный» участвовали в буксировках плавучих буровых установок «Арктическая», «Nanhai VIII», «Амазон» в Карском море, доставке снабжения, оборудования и персонала на эти буровые, а также несли аварийно-спасательное дежурство в районах буровых работ.

Отдельное внимание в «Морспасслужбе» уделяется таким видам работ, как обслуживание подводных частей буровых платформ и обследование устьев скважин на глубинах до 3000 м с помощью подводных необитаемых телеуправляемых аппаратов, а также инженерно-технические, инженерно-геологические, инженерно-экологические изыскания и работы на шельфе, в т.ч. при укладке подводных трубопроводов. Для проведения такого вида работ Морспасслужба предоставляет современные суда, оборудованные системой динамического позиционирования (DP).

В течение 2018 года суда ФГБУ «Морспасслужба» в рамках этого направления выполнили работы по обследованию участков трубопровода «Северный поток» (судно «Балтийский исследователь»), а с ноября по декабрь 2018 года работы по инструментальному обследованию трубопровода «Турецкий поток». Кроме того, в период с августа по ноябрь 2018 года судно «Пеная» выполняло обеспечение строительно-монтажных работ в районе п. Сабетта на полуострове Ямал, а с июня по октябрь 2018 года судно «Игорь Ильин» выполнило научно-изыскательские работы в районах Баренцева и Карского морей.

Помимо всего перечисленного, опытные специалисты ФГБУ «Морспасслужба» выполняют такие работы, как обеспечение и сопровождение работ по бурению разведывательных и эксплуатационных подводных скважин; подводные инспекционные работы различных конструкций и объектов, участков дна и гидротехнических сооружений; подводно-техническое сопровождение строительства и эксплуатации объектов подводных добычных комплексов (ПДК); полный спектр глубоководных площадных поисковых работ; обеспечение работ водолазов-глубоководников; исследовательские работы и т.д.

В качестве свежих примеров 2018 года в рамках данного направления можно привести мониторинг состояния опорного основания и кингстонных коробок МЛСП «Приразломная» в Баренцевом море, водолазное обследование наружных элементов конструкций свайных направляющих опорного блока-кондуктора (ОБ БК) на месторождении им. Ю. Корчагина в северной части Каспийского моря, осмотр башмаков буровой СПБУ «Амазон» в п. Ямбург ЯНАО и другие работы.

ФГБУ «Морспасслужба» не останавливается на достигнутом, выходит на новые рынки и с каждым годом расширяет свои компетенции по всем направлениям работ. В планах компании – модернизация судового оборудования и строительство новых многофункциональных специализированных судов с высокотехнологичным оборудованием для выполнения работ на шельфе. ●

KEYWORDS: safety, offshore projects, hydrometeorological observation, deep-sea works, transportation of dangerous goods, transportation of waste, protection of the marine environment.

УДК 614.8.084



ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА

КАК ИЗВЕСТНО, ОСВОЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КОМПЛЕКСНУЮ НАУКОЕМКУЮ ТЕХНИЧЕСКУЮ ПРОБЛЕМУ, СВЯЗАННУЮ С ПРОВЕДЕНИЕМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, БУРЕНИЕМ СКВАЖИН, ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ И ГАЗА, ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКОЙ И ТРАНСПОРТИРОВКОЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПОТРЕБИТЕЛЯМ. ДЛЯ УСПЕШНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ВСЕХ ЭТИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ ТРЕБУЕТСЯ САМОЕ СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ, ОСОБЕННО КОГДА РЕЧЬ ИДЕТ О РАБОТЕ НА ШЕЛЬФЕ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА И ХОЛОДНЫХ МОРЕЙ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА. КАК РЕШАЕТСЯ СЕГОДНЯ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ?

AS IS WELL KNOWN, THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBONS IN THE CONTINENTAL SHELF IS A COMPLEX TECHNOLOGY-INTENSIVE AND TECHNICAL PROBLEM RELATED TO THE GEOLOGICAL EXPLORATION, WELL DRILLING, OIL AND GAS PRODUCTION, COMMERCIAL PREPARATION AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS TO CONSUMERS. FOR THE SUCCESSFUL IMPLEMENTATION OF ALL THESE TECHNOLOGICAL OPERATIONS, THE MOST MODERN EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES ARE REQUIRED, ESPECIALLY WHEN IT COMES TO WORKING ON THE SHELF OF THE ARCTIC REGION AND THE COLD SEAS OF THE FAR EAST. HOW TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL CHALLENGES IN SECURING PRODUCTION ON THE SHELF OF THE NORTHERN SEAS ARE ENSURED TODAY?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: добыча на шельфе, технологии для геологоразведки, оборудование для бурения, освоение углеводородных месторождений, Арктика.



**Мансуров
Марат Набиевич,**
заведующий отделением
научно-технического
обеспечения морских
проектов КНТЦ освоения
морских нефтегазовых
ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
доктор технических наук,
профессор

Континентальный шельф России характеризуется крайне сложными природно-климатическими условиями, что добавляет новый уровень сложности в проблемах освоения морских углеводородных месторождений, а стратегия работ на шельфе должна основываться на новых эффективных технико-технологических решениях, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов, снижение капитальных вложений, выполнение требований безопасности и охраны окружающей среды. В этом контексте ввод в разработку месторождений шельфа арктических и дальневосточных морей является, по существу, крупнейшей стратегической и инфраструктурной проблемой, требующей для своего решения создание и внедрение новых видов техники и технологий, а также необходимых объектов инфраструктуры.

Можно согласиться с мнением авторов статьи [1], что процессы реализации указанных проектов сопряжены с уникальностью каждого месторождения, необходимостью принятия ключевых решений (технических, организационных и инвестиционных) в условиях значительной неопределенности, большой капиталоемкостью

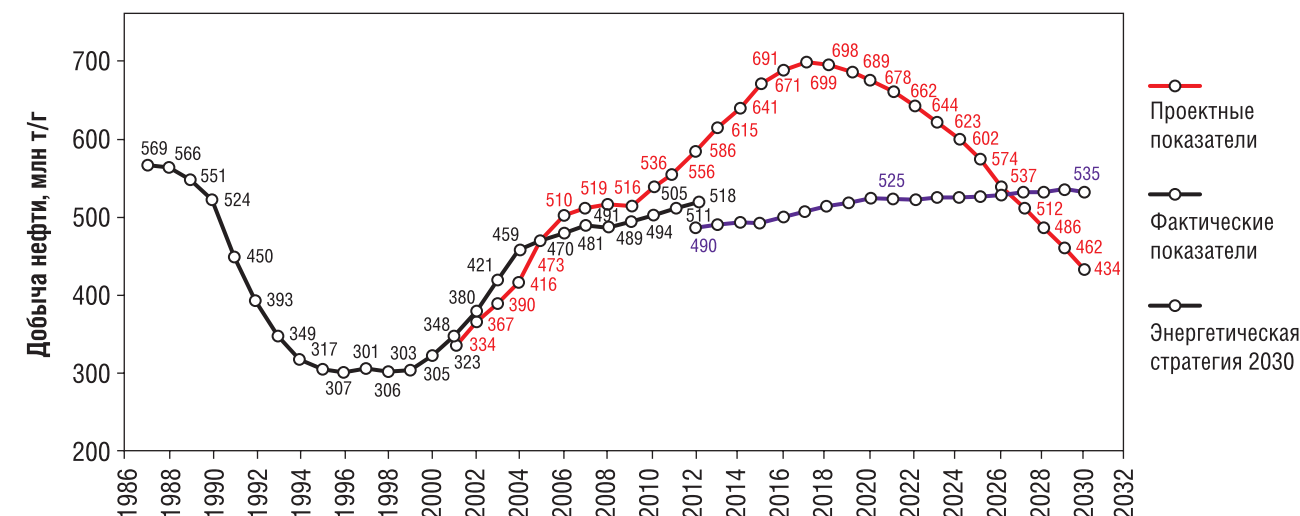
проектов и высокой степенью инвестиционных рисков. Поэтому шельфовые проекты, на наш взгляд, должны обеспечиваться опережающими научными исследованиями, необходимыми для разработки конкретных морских месторождений. В первую очередь эти исследования должны включать:

- разработку и совершенствование методов, обеспечивающих надежность расчетных показателей разработки морских месторождений в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективах;
- разработку принципиально новых схем обустройства морских месторождений в условиях Арктики, включая весь спектр возможных потенциальных технологий (создание промысловых объектов платформенного и подводного исполнения, в том числе функционирующие по безлюдной технологии).

Обеспечение надежности расчетных показателей разработки морских месторождений

Целостность процесса разработки месторождения — от моделирования пласта до выбора схемы

РИС. 1. Сравнительная диаграмма уровней нефтедобычи в России [2]



заканчивания скважин, получения первой продукции и последующей эксплуатации месторождения — обуславливает необходимую гибкость и адаптивность проектных решений, поскольку любая новая информация о продуктивном пласте, технологии применительно к реальным условиям месторождения, а также множество других существенных факторов зачастую выявляются лишь в ходе реализации проекта, приводят к расширению и развитию представлений об оптимальной разработке месторождения, игнорирование которых почти всегда имеет негативные последствия.

Это приводит в первую очередь к неоправданно завышенным капитальным затратам и эксплуатационным расходам, а зачастую и к потере углеводородного сырья.

В России эксплуатируется большое число интегрированных систем, объединяющих геолого-геофизические и промысловые характеристики месторождений, получаемые в результате сейсмических и геофизических исследований, лабораторных исследований пластовых флюидов и отобранного при бурении скважин керна, а также гидродинамических исследований скважин. Проектирование разработки месторождений углеводородов осуществляется с использованием информационных технологий путем создания геологических и гидродинамических моделей резервуара и промысловых систем. Однако, как утверждают

авторы статьи [2], выявлена парадоксальная зависимость: по мере внедрения современных методов гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений качество выполнения проектных уровней добычи нефти неуклонно снижается (рис. 1).

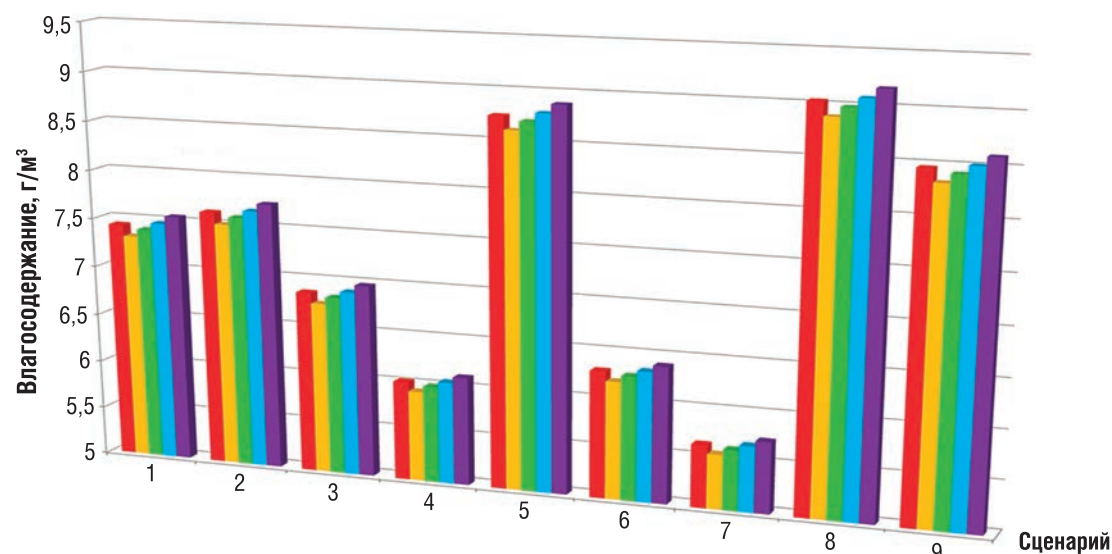
По мнению автора [2], одной из основных причин является неадекватность геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ), не позволяющих достоверно установить адрес остаточных запасов, а, по мнению авторов статьи [3], столь большие систематические погрешности, достигшие в 2014 году 143 млн т, или 22,2 %, обусловлены тем, что регламенты оценки извлекаемых запасов содержат серьезные методические ошибки.

Изучение опыта специалистов различных организаций в области геолого-гидродинамического моделирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений России, основанных на интегральных результатах эксплуатации конкретных объектов показывает, что они часто противоречивы, а на точность прогнозирования показателей влияют неполнота информации о геологическом строении и физических свойствах пласта и флюидов, а также несовершенство принятых в настоящее время методик обработки исходных данных для моделирования. Например, ошибка в 1 % при определении скорости сейсмических волн, обусловленных

осложнениями геологического строения, может приводить к существенным погрешностям прогноза положения кровли залежи, ВГК или ВНК и повлечь изменение объема запасов на +/- 20 %. На рис. 2 приведены результаты расчетного влагосодержания пластового газа газоконденсатного месторождения при возможных отклонениях (ошибках) определения величин термобарических параметров пласта (давление и температура) от реальных значений, в значительной степени влияющего на показатели разработки газоконденсатного месторождения, подготовки скважинной продукции и утилизации добываемой попутной воды. Результаты расчетов показывают: при наличии погрешности в определении термобарических параметров пласта только ± 5 %, ошибка в определении расчетного влагосодержания газа может достигать почти 50 % [4]. Имеются и другие объективные факторы, влияющие на точность геолого-гидродинамических моделей.

К сожалению, неадекватность цифровых программных пакетов геологического и гидродинамического моделирования, являющиеся в большинстве случаев «черными ящиками», часто не воспринимаются лицами, принимающими решения, создавая у них ощущение полной репрезентативности результатов модельных расчетов реальным показателям разработки. Однако сложная картина взаимосвязи методов исследования и

РИС. 2. Расчетное влагосодержание по различным вариантам при погрешности измерения давления и температуры пласта $\pm 5\%$ от начальных значений [4]



обработки исходных данных, низкая степень обоснованности технологических режимов весьма далеки от описания истинных процессов, происходящих в пласте и в стволе скважины, а принимаемые критерии являются весьма условными. Такая ситуация обусловлена сложной взаимосвязью методов исследования и обработки исходных данных, необходимых для построения геологической и фильтрационной моделей.

Морским месторождениям, в отличие от месторождений суши, присущи малые объемы поисково-разведочного бурения и отсутствие этапа опытно-промышленной эксплуатации. Указанные обстоятельства, наряду с объективной ограниченностью существующих знаний об истинных процессах, происходящих в пласте и в стволе скважины, представляются весьма серьезными при обосновании инвестиций по обустройству морских месторождений в ледовитых морях, поскольку системы обустройства не могут в дальнейшем существенно корректироваться без значительных дополнительных капитальных вложений. При решении подобных задач, которые сводятся к задачам исследования операций в условиях неопределенности, широко применяются различные модификации минимаксных критериев оптимальности. Они отражают более или менее

консервативную позицию, рекомендуя применять стратегии, обеспечивающие получение лучших результатов в худших условиях. Однако, как показывает практика исследований динамики и структуры капиталовложений в разработку нефтяных месторождений Западной Сибири [5], ориентация на начальные потенциальные ресурсы при обустройстве месторождений даже в условиях суши приводят к значительному снижению (примерно в 2,5–3 раза) эффективности инвестиций. Очевидно, что для морских месторождений изменения (адаптации) технологических схем обустройства из-за изменения (уточнения) геолого-промысловых параметров в процессе эксплуатации приведут к более значительным дополнительным капвложениям и снижению их эффективности. Следовательно, применение минимаксных критериев при принятии технических решений по обустройству месторождений вряд ли может быть оправданным.

Ключевым аспектом повышения надежности и снижения рисков при проектировании обустройства морских месторождений является достижение существенно более детального понимания фундаментальных физических и химических свойств горных пород и флюидов, которые оказывают решающее влияние на показатели суммарной добычи и обеспечение приемлемых экономических

показателей проекта. Это требует значительного наращивания экспериментальных возможностей для понимания массообменных и гидродинамических процессов, происходящих в пластовых средах и промысловых объектах, и точного прогнозирования физических и химических параметров.

Мировой опыт подтверждает эффективность такого инструмента испытания технологий и разработок, как опытные стенды и полигоны. Хотя возможности испытаний на специализированных стендах ограничены узкими направлениями (например, модельные скважины и трубопроводы для исследования процессов течения многофазных потоков; испытания различных реагентов; подбор конструкции скважин; спуск/подъем скважинного оборудования и др.), и их недостаточно для подтверждения всех характеристик и параметров, на наш взгляд, отработка технологий добычи и промышленного транспорта продукции в модельных условиях конкретного морского месторождения с учетом вариаций параметров геологической и гидродинамической неопределенностей позволяет существенно снизить реальные риски.

Самые известные в мире полигоны: Rocky Mountain Oilfield Testing Center (США), действует более 20 лет, на нем отрабатывают различные методики – от бурения и увеличения нефтеотдачи до

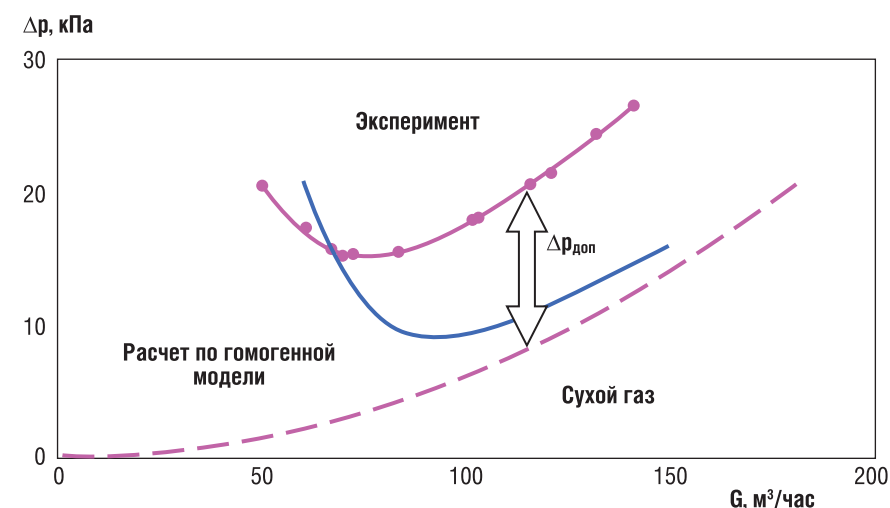
сепарации газов и утилизации CO_2 . Полигон Ullrigg drilling and well center (Норвегия) представляет собой полномасштабную буровую вышку морского типа для исследования широкого спектра технологий. Пользователям доступны скважины различных типов и богатая наземная инфраструктура. Полигон ProlabNL B. V. (Нидерланды) предлагает высококачественные крупномасштабные тестовые площадки с использованием настоящих углеводородов (газ и сырая нефть) под высоким давлением для моделирования условий добычи и подготовки добываемой продукции настоящего месторождения. Имеются и другие полигоны, на которых можно исследовать технологии добычи и транспорта углеводородов морских месторождений.

Практическими условиями для создания испытательного полигона в России обладает ООО «Газпром ВНИИГАЗ», в котором с 60-х годов прошлого столетия эксплуатируются модельные стенды для исследований вертикальных, наклонных и субгоризонтальных потоков, диагностики газожидкостных потоков в призабойной зоне скважин и трубопроводах сложной конфигурации и др. Учеными института опубликован ряд ключевых работ в области исследований многофазных потоков применительно к нуждам газовой и нефтяной отрасли. Эти монографии стали классическими в теории и практике многофазной гидродинамики.

В качестве примера, демонстрирующего недостаточную точность модельных расчетов в сравнении с экспериментальными результатами, на рис. 3 [6] приведена экспериментально полученная гидравлическая характеристика скважины при течении газоконденсатной смеси, в сравнении с расчетами по гомогенной модели газожидкостной смеси и модели сухого газа.

Комплексные исследования технологий на экспериментальных установках позволяют минимизировать риски, связанные с надежностью прогнозирования и обеспечения проектной добычи, а полученные результаты – использовать на всех стадиях

РИС. 3. Сравнение экспериментальных результатов с расчетами по гомогенной модели при расходе жидкости $q_{\text{ж}} = 5,04 \text{ м}^3/\text{сутки}$ (210 л/чае), G – объемный расход газа при рабочем давлении, составляющем 1,5 МПа [6]



проектирования разработки и обустройства, выбора конструкции скважин и элементов промыслового обустройства, определения режимов эксплуатации и алгоритмов управления промысловыми системами в конкретных геолого-промысловых условиях реального месторождения.

Обоснование новых схем обустройства морских месторождений

Важной задачей опережающих научных исследований является научно-техническое прогнозирование, в котором морское месторождение рассматривается как сложная технологическая система, включающая полный производственный цикл: от разведки и разработки месторождения до поставки продукции потребителю. Следует отметить, что если разработка специализированных прогнозов по видам деятельности, включая геологический и экологический прогнозы, для морских проектов не вызывает особых сложностей, разработка прогнозов по направлениям производственной деятельности (выбор систем разработки и обустройства месторождения, конструкции скважин, профиль добычи продукции и т.п.) требует многовариантных квалифицированных технико-экономических расчетов, обусловленных объективными

неопределенностями в исходных данных и связанных с этим требованием по обеспечению необходимой гибкости проектных решений.

Задачи научно-технического прогнозирования, предваряющие проектные работы по освоению конкретных морских месторождений, определяются условиями природно-географического, геологического и инженерно-океанологического размещения морских месторождений. Поэтому программы НИОКР даже при одинаковых функциональных задачах для месторождений разных акваторий будут отличаться друг от друга. В процессе научно-технического прогнозирования необходимым является отбор критических технологий и оценка их влияния на конечные показатели морской нефтегазодобычи. Анализ показывает, что многие традиционные направления отраслевой нефтегазовой науки, ориентированные на достижение эффективных, но частных целей (например, рост проходки на долото, повышение единичной производительности промыслового оборудования и др.), не оказывают существенного влияния на конечную эффективность основных процессов морской нефтегазодобычи. Заметные конечные результаты могут быть получены только при комплексном решении возникающих научно-технических задач. Предпроектные исследования должны выявить

все узкие места будущего проекта. Малоквалифицированное проведение работ этого этапа обычно приводит к неадекватному увеличению сроков и стоимости проектных работ. Заметим, что на одном из шельфовых проектов при проектировании стационарной платформы допустили небрежность – не учли низкие температуры воздуха в зимний период и необходимость теплоизоляции буровой вышки, что вызвало задержку ввода платформы в эксплуатацию на целый год.

Основными особенностями проектирования, строительства и эксплуатации объектов морского нефтегазового проекта являются их уникальность, а объекты проекта представляют собой сложные многопрофильные наукоемкие системы, распределенный между подрядчиками характер работ по разработке и реализации проекта, а также длительность эксплуатации промысловых сооружений (порядка 50 лет), которая предъявляет особые требования к надежности и безопасности объектов. Мировой опыт демонстрирует, что современный уровень морской нефтегазодобычи был достигнут только благодаря научно-техническому прогрессу, внедрению новых прогрессивных технологий на всех стадиях освоения: разведки, разработки, добычи и транспорта. Проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2» являются хорошими примерами эффективного применения наукоемких технологий на всех этапах разработки морских месторождений.

Анализ состояния технических средств для производства поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, обустройства месторождений и транспорта продукции скважин в контексте их применимости в тяжелых ледовых условиях позволяет констатировать следующее.

Техническое оснащение морской геофизической разведки и высокая производительность геофизических судов обеспечивает в безледный период возможность проведения работ по изучению геологического строения акватории, выявлению и подготовке локальных объектов для постановки поискового бурения.

Для бурения поисково-разведочных скважин используются в основном мобильные буровые установки различных типов. Накопленный отечественный опыт поисково-разведочного бурения показывает, что на арктическом шельфе России в диапазоне глубин моря от 20 до 300 метров могут применяться самоподъемные установки с выдвижными опорами, полупогружные буровые установки и буровые суда с якорной и динамической системами позиционирования. В результате весь диапазон глубин моря не только перекрыт, но и частично продублирован.

Практически не обеспечена техническими средствами поискового и эксплуатационного бурения мелководная часть акватории от 0 до 20 метров.

Опыт бурения при малых глубинах ограничен использованием плавучего бурового комплекса «Обский» (ПАО «Газпром»). Наиболее приемлемым способом для бурения скважин в мелководных акваториях представляются кессоны, обеспечивающие проходку скважин на глубинах моря от 6 до 30 метров. Бесспорным преимуществом данных систем является возможность их многократного использования. Для бурения скважин на глубинах моря 0–6 м могут использоваться искусственные грунтовые или ледовые острова.

Особо выделяется проблема разведочного бурения при значительных глубинах моря и продуктивных горизонтов, когда безледный период не позволяет за один сезон обеспечить проводку скважины. Это характерно для северных акваторий Карского, Восточно-Сибирского, Чукотского морей и моря Лаптевых, несмотря на то что географическое положение некоторых месторождений, например, Ленинградского и Русановского, весьма благоприятно с точки зрения сокращения транспортных линий до действующих газовых магистральных трубопроводов. Хотя современные технические средства обеспечивают возврат буровой установки на точку бурения, практическая реализация такого метода в труднодоступных районах Арктики связана с рядом проблем экономического и экологического характера.

Концепции бурения эксплуатационных скважин и обустройства месторождения, применимые в Арктике и обеспечивающие эффективную добычу, основаны на трех принципах:

- 1) наиболее традиционный – применение стационарных оснований различного типа;
- 2) использование мобильных установок;
- 3) применение подводных эксплуатационных систем.

Освоение месторождений в средних и тяжелых ледовых условиях путем применения стационарных оснований, с

которых осуществляется бурение эксплуатационных скважин и размещение устьев скважин на платформах, наиболее реален по технической осуществимости, но ограничен глубинами моря 30–50 м. Это условие позволяет обустроить только месторождения и структуры Печорского моря, губы и заливы Карского моря. Применение существующих мобильных установок допустимо только на свободной ото льда акватории, в результате география их использования в Арктике ограничена.

Весьма активно в мире применяются подводные системы. В мире общее число скважин с подводным устьевым оборудованием приближается к 6 000. В Арктике подобных скважин нет, не рассматриваются они и в зарубежных проектах обустройства, хотя чрезвычайно высокая стоимость стационарных платформ должна стимулировать использование подводных систем. Впервые опыт применения подводных добычных комплексов Россия приобретает при эксплуатации Киринского ГКМ. Основные проблемы применения подводных комплексов заключаются: а) в отсутствии буровых установок для круглогодичного бурения скважин, которые необходимо создавать в ледостойком или подводном исполнении; б) в необходимости обеспечения круглогодичного технического обслуживания и контроля, в том числе аварийного, например при выбросах или фонтанирования скважин. Решить эту проблему можно, на наш взгляд, только с помощью подводных систем технологического обслуживания, которые требуют опережающего создания.

Сложной также представляется проблема обеспечения надежности, контроля и обслуживания трубопроводов, проложенных в акваториях с ледовым покровом. Для ее решения реализуемы три направления:

- создание судов обслуживания ледокольного класса, способных обеспечить круглогодичный доступ к трубе;
- дублирование (резервирование) участков трубопроводов, расположенных в ледовитых

акваториях, которое обеспечит возможность его обслуживания и ремонта в наиболее благоприятный период года;

- создание автономных подводных технических средств, обеспечивающих круглогодичное обслуживание и ремонт морских трубопроводов.

Обобщая состояние технических средств для обустройства морских месторождений, можно сделать вывод: наиболее перспективным направлением разработки является создание подводных технологий. Подводно-подледные нефтегазовые промыслы требуют включения в свой состав широкой номенклатуры технологического оборудования: подводные сепараторы, насосы и компрессоры, буровые установки, технические средства для их обслуживания и ремонта. К сожалению, некоторые из них созданы только в единичных экземплярах (подводные компрессоры), а другие вообще отсутствуют (буровые установки). Другая и, наверное, главная черта потребного оборудования для шельфа – это резко выраженная конструктивная и технологическая уникальность почти каждого устройства, сочетающаяся с разнообразием используемых материалов, энергооборудования, систем контроля и управления.

Преимуществом системы с подводным расположением устья скважин является защищенность всего оборудования, установленного на дне, от внешних погодных условий. Известно, что надводные стационарные платформы представляют значительную навигационную опасность, в то время как при установке оборудования под водой такая опасность практически отсутствует, устраняется также пожарная опасность. Но статистика добычи при платформенном и подводном обустройстве месторождений Северного моря показывает, что коэффициент эксплуатации скважин с сухим устьем (на платформах) выше, чем скважин с подводным заканчиванием. На арктическом и дальневосточном шельфах этот коэффициент может быть выше, поскольку доступ к устьевому оборудованию усложняется и удлиняется срок организации ремонтов из-за наличия ледового покрова.

Заключение

Хотя любые объекты разведки и добычи, транспортировки, хранения и сбыта углеводородной продукции, представляют собой долгосрочный оборотный капитал, используемый в приносящей доход бизнес-деятельности, производство средств освоения месторождений шельфа арктических и дальневосточных морей представляет собой весьма непростую задачу, и надо трезво оценивать перспективы ее решения.

Необходимые рекомендации и требования могут быть сформулированы только на основании научных исследований, приобретения опыта изготовления и эксплуатации узлов и деталей. Нужно понимать, что для создания нового высокотехнологичного оборудования с должным уровнем эксплуатационных показателей потребуются немалые инвестиции и годы напряженной работы отечественных конструкторских, технологических и производственных коллективов. ●

Литература

1. Пономарев А.С., Поздняков А.С. Современные тренды развития мирового сектора морской добычи углеводородов // Территория «Нефтегаз». 2018. № 11. С. 40–50.
2. Шелепов В.В. О состоянии разработки месторождений УВС и мерах по совершенствованию проектирования их разработки // Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений. М., НИИЦ «Недра-XXI», 2013, с. 8–20.
3. Р. Муслимов, В. Михайлов, Ю. Волков. О точности прогноза технологический показателей разработки нефтяных месторождений // Oil & Gas Journal Russia. № 8 (96) 2015, с. 62–69.
4. Гереш Г.М., Яценко О.Ю. Влияние на оценку влагосодержания пластового газа погрешностей определения термобарических параметров и состава пластового флюида. Вести газовой науки № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. С. 31–34.
5. Хасанов М.Х. Анализ эффективности резервирования нефтепромысловых систем на стадии проектирования. – В кн.: Проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Новосибирск: Наука, 1983, с. 115–125.
6. Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин на завершающей стадии разработки залежей по результатам экспериментальных исследований газожиждкостных потоков в вертикальных трубах. Автореф. дисс. к.т.н. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2012.

KEYWORDS: *extraction of offshore technology for exploration, equipment for drilling and development of hydrocarbon deposits, the Arctic.*

СЕЙСМОЗАЩИТА АРКТИКИ

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ РОБАСТНЫХ СИСТЕМ СЕЙСМОЗАЩИТЫ ДЛЯ СЕВЕРНЫХ РЕГИОНОВ

Митько Арсений Валерьевич,
Вице-президент, Председатель Совета
молодых учёных Севера Арктической
общественной академии наук,
к.т.н., доцент ГУАП

В РАБОТЕ ОПИСАНА ГЕОАКУСТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА НАЧАЛА ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ ПРИ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИИ. СИСТЕМА СОСТОИТ ИЗ СЕТИ ДЕВЯТИ ГЕОАКУСТИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ РОБАСТНОГО NOISE-МОНИТОРИНГА «АНОМАЛЬНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ» (RNM ASP). РЕЗУЛЬТАТЫ МНОГОЛЕТНЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭТИХ СТАНЦИЙ ПОКАЗАЛИ, ЧТО КАЖДАЯ ИЗ НИХ В ОТДЕЛЬНОСТИ ПО ИЗМЕНЕНИЮ ОЦЕНКИ ВЗАИМНОЙ КОРРЕЛЯЦИОННОЙ ФУНКЦИИ МЕЖДУ ПОЛЕЗНЫМ СИГНАЛОМ И ПОМЕХОЙ НАДЕЖНО ОСУЩЕСТВЛЯЕТ ИНДИКАЦИЮ ПРОЦЕССОВ ЗАРОЖДЕНИЯ АСП, ПРЕДШЕСТВУЮЩИХ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЮ. ОДНАКО ОПРЕДЕЛЕНИЕ КООРДИНАТ ОЖИДАЕМОГО ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ С ДОСТАТОЧНОЙ ТОЧНОСТЬЮ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭТИХ СТАНЦИЙ НЕВОЗМОЖНО. ТЕСТИРОВАНИЯ ВЫЯВИЛИ ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ НЕЙРОСЕТЕВОЙ СИСТЕМЫ, КОТОРАЯ ПОЗВОЛИТ ПРИ ПОМОЩИ ЭТИХ СТАНЦИЙ ВЫЯВИТЬ МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОЧАГА АСП

THE PAPER PRESENTS THE DESCRIPTION OF A GEOACOUSTIC SYSTEM FOR MONITORING THE BEGINNING OF THE REPAIRATION PROCESS OF AN EARTHQUAKE. THE SYSTEM CONSISTS OF A NETWORK OF NINE GEOACOUSTIC STATIONS FOR ROBUST NOISE MONITORING OF "ANOMALOUS SEISMIC PROCESSES" (RNM ASP). THE RESULTS OF MANY YEARS OF OPERATION OF THESE STATIONS HAVE SHOWN THAT EACH OF THEM SEPARATELY RELIABLY CARRIES OUT AN INDICATION OF THE INITIATION OF THE ASP AN EARTHQUAKE PRECEDING BY A METHODOLOGY TO ESTIMATE CHANGES OF THE MUTUAL CORRELATION FUNCTION BETWEEN THE USEFUL SIGNAL AND INTERFERENCE. HOWEVER, DETERMINING THE COORDINATES OF THE EXPECTED EARTHQUAKE WITH SUFFICIENT ACCURACY USING THESE STATIONS IS IMPOSSIBLE. TESTING REVEALED THE POSSIBILITY OF CREATING AN INTELLECTUAL NEURAL NETWORK SYSTEM, WHICH WILL ALLOW USING THESE STATIONS TO IDENTIFY THE LOCATION OF THE SOURCE OF THE ASP

Ключевые слова: сейсмозащита, цифровизация, робастные системы, арктический регион, интеллектуальные нейросетевые системы.

Сеть геоакустических станций успешно эксплуатируется в Кавказском регионе, для которого характерны мягкие климатические условия. В данной работе ставится задача адаптации сети станций экстремальным условиям Арктического региона, особенностью которых являются низкие температуры в зимний период и вечномерзлые среды, что сказывается на форме и интенсивности принимаемых геоакустических сигналов.

Геоакустическая станция RNMASP (рис.1) была разработана в Институте систем управления Национальной академии наук Азербайджана под руководством академика Т.А. Алиева. В основу идеи легло использование глубоких скважин (глубиной до 4 км) для извлечения геоакустических сигналов и их обработка ROBUSTNOISE-технологией.

Как видно на рис. 1 геоакустическая станция RNMASP включает в себя: однокомпонентный акустический датчик «Гидрофон ВС312», опускаемый в устье скважины; микроконтроллер CPC107 производства российской компании FASTWEL, функция которого состоит в преобразовании аналогового геоакустического сигнала в цифровой код; компьютер, принимающий оцифрованный сигнал с микроконтроллера и после первичной обработки передающий результаты в Центр Мониторинга через антенну спутникового канала. Питание станции обеспечивается однофазным электрическим напряжением 220 В. Для обеспечения надежности непрерывной работы станции рекомендуется использование источников бесперебойного питания.

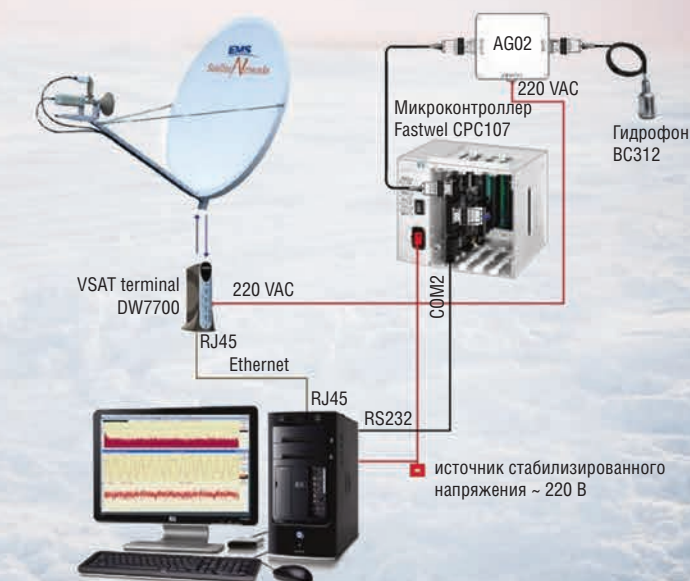
Технические ограничения, осложняющие передачу действующих геоакустических станций RNMASPв эксплуатацию «под ключ» на территории РС(Я):

ФАКТЫ

В основу идеи геоакустической станции RNMASP легло использование глубоких скважин для извлечения геоакустических сигналов

- Узкий диапазон рабочих температур
- Относительно высокие требования к пылевлагозащищенности
- Относительно высокие требования к источникам энергообеспечения
- Возможные сбои в операционной системе
- Недостаточная скорость обработки информации стандартными алгоритмами

РИС. 1. Схема геоакустической станции RNMASP



Первые три ограничения относятся к аппаратным (hardware), последние два – к программным (software). Как аппаратные, так и программные недостатки вызваны наличием уязвимого звена в комплексе станции (рис. 1) – компьютера офисного типа. Среди всех составляющих станции RNMA SP именно компьютер имеет недостаточный температурный диапазон для рабочего режима, слабую защищенность от воздействия внешней среды (влажность, пыль и т.д.). Компьютер потребляет большую долю энергии (значительно больше, чем потребляет гидрофон, микроконтроллер и система интернет-связи). И именно энергоснабжение компьютера ужесточает требования к источникам электроснабжения. Традиционные операционные системы офисных компьютеров не защищены от сбоев, что влечет задержки/запаздывания в процессах обработки и передачи геоакустической информации.

Перечисленные недостатки осложняют эксплуатацию станций RNMA SP в экстремальных условиях Арктического региона. Низкие температуры в зимний период могут выводить из строя оборудование. Эту проблему можно решить несколькими способами. Простейшим из них является замена типовых офисных компьютеров на промышленные. Таким образом, ликвидируются первые два ограничения – допустимый диапазон температур при эксплуатации становится приемлемым, пылевлагозащищенность – достаточной. Однако для решения всех вышеперечисленных проблем целесообразно изменение архитектуры сети: исключение компьютера из комплекса станции. Последнее решение представляется авторам самым эффективным. Для его реализации достаточно заменить микроконтроллер FastwelCPC107 на более универсальный FastwelMK306. Контроллер MK306 имеет ряд преимуществ над контроллером семейства CPC107. Например, наличие Ethernet-порта позволяет передавать информацию непосредственно на антенну спутниковой связи минуя компьютер. Кроме того, в отличие от контроллера CPC107, MK306 выполнен в пылевлагозащищенном корпусе, что позволяет обеспечить его надежную бесперебойную работу в экстремальных условиях эксплуатации.

Таким образом, исключая из комплекса станции компьютер и заменяя контроллер на более универсальный и пылевлагозащищенный, мы получаем станцию, адаптированную для эксплуатации в экстремальных климатических условиях Арктического региона (рис. 2).

Где применять

Республика Саха (Якутия) относится к сейсмоопасным регионам с экстремальными климатическими условиями. Плотность населения в Якутии существенно меньше, чем в центральных районах РФ, что позволило проектировщикам НП ВСТО и ГП «Сила Сибири» существенно упростить системы сейсмозащиты и сигнализации протяженных трубопроводов. На этих же основаниях в проектах требования к экологической безопасности учитывались только на стадии

РИС. 2. Схема станции «RNM ASP-2» (адаптировано для Арктического региона)



ФАКТЫ

Заменяя в комплексе станции компьютер на контроллер, получаем станцию, адаптированную для эксплуатации в Арктике

прокладки трубопроводов. Понятно, что переход от режима «опытная эксплуатация» к штатному режиму требует новых инженерных решений и средств.

Внедрение сети геоакустических станций RNMA SP вдоль трассы трубопровода ВСТО на сейсмоопасных участках Республики Саха (Якутия) позволит обеспечить прежде всего экологическую безопасность региона и снизить финансовые ущербы в случае аварий, вызванных сильными землетрясениями. Однако это требует адаптации как станций, так и сети в целом, к экстремальным климатическим условиям. В работе предложена техническая модификация станции, что значительно повысит надежность работы системы в условиях Арктического региона. Однако, для адаптации сети в целом необходимо провести ряд научно-исследовательских испытаний на территории Республики Саха (Якутия). Последняя задача уже не столько техническая, сколько административно-организационная. Решение этого класса задач существует, но его построение требует усилий не только авторов. А необходимость административного решения инициируется не только техническими требованиями к надежности магистральных трубопроводов, но и законодательными актами РФ. ●

KEYWORDS: seismic protection, digitalization, robust systems, Arctic region, intelligent neural network systems.



ГАЗ. НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка



21-24 МАЯ
УФА 2019

ВДНХ ЭКСПО



НЕФТЕГАЗОВОЕ
НАПРАВЛЕНИЕ



СЕРВИСНОЕ
НАПРАВЛЕНИЕ

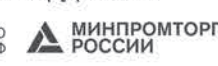


ХИМИЯ.
НЕФТЕХИМИЯ

ОРГАНИЗАТОРЫ



ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



+7 (347) 246 41 77
+7 (347) 246 41 93

gasoil@bvkexpo.ru

GAZNEFTUFA
@GAZNEFTUFA

#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ

Зарегистрироваться на Форум www.gntforum.ru
Забронировать стенд www.gntexpo.ru

ДЕГАЗАЦИЯ ЗЕМЛИ

Формирование залежей углеводородов в верхней части разреза и кратеров выбросов газа

ПРИВЕДЕННЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОЦЕССА ДЕГАЗАЦИИ ЗЕМЛИ С КОНКРЕТНЫМИ ПРИМЕРАМИ ПО АКВАТОРИЯМ МИРОВОГО ОКЕАНА И ПОЛУОСТРОВУ ЯМАЛ, ВКЛЮЧАЯ КАТАСТРОФИЧЕСКИЕ ВЫБРОСЫ ГАЗА С ОБРАЗОВАНИЕМ ГИГАНТСКИХ КРАТЕРОВ (ВОРОНОК) В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД. ПРОАНАЛИЗИРОВАННЫ ПРИЧИНЫ ФОРМИРОВАНИЯ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА. ПОКАЗАНО, ЧТО ДЕГАЗАЦИЯ НЕДР ЗЕМЛИ ИМЕЕТ ШИРОКОМАСШТАБНЫЙ, ОБЩЕПЛАНЕТАРНЫЙ ХАРАКТЕР

THE RESULTS OF EARTH'S DEGASSING PROCESS STUDIES WITH SPECIFIC EXAMPLES FROM THE WORLD OCEAN AND THE YAMAL PENINSULA, INCLUDING CATASTROPHIC GAS BLOWOUTS WITH THE FORMATION OF GIANT CRATERS (FUNNELS) UNDER PERMAFROST CONDITIONS ARE PRESENTED. THE REASONS OF THE NATURAL-MAN-MADE HYDROCARBON DEPOSITS FORMATION IN THE UPPER PART OF THE SECTION ARE ANALYZED. IT IS SHOWN THAT THE EARTH'S DEGASSING IS A WORLDWIDE PROCESS

Ключевые слова: дегазация Земли, природно-техногенные залежи, кратеры выбросов газа, покмарки, газовые карманы, газовые факелы, газовые трубы, многолетнемерзлые породы.

УДК 553.981

**Богоявленский
Василий Игоревич,**

**Богоявленский
Игорь Васильевич,**

**ИПНГ РАН,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина**

Изучение строения и нефтегазоносности верхней части разреза (ВЧР – глубины до 500-900 м), включая залежи газа в свободном и гидратном состояниях, и процессов дегазации недр в виде природных выходов углеводородов (УВ) в атмо- и гидросферы, относится к фундаментальным и, одновременно, к прикладным направлениям научных исследований. Залежи УВ в ВЧР представляют самостоятельный поисковый интерес, так как они нередко содержат значительные рентабельные для освоения запасы. Первые месторождения в Азербайджане, Северном Кавказе и многих других регионах мира были открыты в ВЧР благодаря обнаружению прямых выходов УВ на поверхность по обнажениям пластов-резервуаров или глубинных разломов, разрывающих

покрышки (флюидоупоры), а также через жерла грязевых вулканов. Изучение залежей в ВЧР и сипов (seep – просачивание) нефти и газа имеет важное значение при поиске традиционных и нетрадиционных месторождений УВ.

Залежи газа в ВЧР (газовые карманы – gas pockets, shallow gas), включая газогидраты и экранируемые ими залежи свободного газа, несут угрозу при освоении месторождений УВ. На суше многих нефтегазодобывающих стран и акваториях Мирового океана ежегодно происходят выбросы смесей УВ, часто сопровождаемые пожарами, взрывами, загрязнениями экосистем лито-, гидро- и атмосфер, травмированием и гибелью людей. 27 августа 1981 г. в Южно-Китайском море недалеко от индонезийского острова Natuna произошла катастрофа при бурении скважины с судна "Petromar-5" компании Petromarine Drilling Co, выполнявшей работы по заказу компании Mobil. В результате выброса газа из неглубокой залежи (газовый карман) и газирования воды, оно перевернулось и затонуло. 9 сентября 1983 г. из-за выброса газа с глубины 511 м при бурении скважины №4 с проектным забоем 4500 м в Каспийском море вблизи

мыса Ракушечный затонула СПБУ «60 лет Азербайджана» ПО «Каспморнефтегазпром».

Изучение всех форм дегазации Земли представляет особый интерес в связи с глобальным потеплением климата, так как эмиссия газа в атмосферу оказывает существенное влияние на усиление «парникового эффекта».

За рубежом изучение ВЧР, поиск сипов УВ и их геохимический анализ превратилось в одно из успешно развивающихся направлений науки и оказания коммерческих услуг нефтегазодобывающим компаниям. Такие исследования проводятся по данным дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) и экспедиций на региональном и локальном уровнях на мультиклиентной или эксклюзивной (контрактной) основе. Лидерами этих работ на акваториях Мирового океана являются компании CGG, Fugro и Astrium. Начиная с 1992 г. CGG собрала уникальную базу данных ДЗЗ (включая радарной съемки SAR – Synthetic Aperture Radar) «GODS» (Global Offshore Seepage Database). Fugro начала «охоту за сипами» («seep hunting») в 2001 г., провела 15 морских экспедиций и покрыла детальными исследованиями суммарно более 2 млн км² [Fugro, 2016].

РИС. 1. Сипы газа и нефти (красный и зеленый цвета) в ГИС «АМО»



В 2017 г. Fugro начала мультиклиентные исследования (в сотрудничестве с TGS и ONE LLC) по проекту «Otos» на гигантской (около 1 млн км²) площади шельфа Мексиканского залива. В России подобные работы проводятся на локальных площадях в очень ограниченных объемах в научных целях и по заказам нефтегазовых компаний.

Дегазация Земли на пути к эмиссии УВ в атмо- и гидросферу приводит к формированию залежей УВ в ВЧР, широко распространенных в Арктике и Мировом океане

В ИПНГ РАН более 10 лет проводятся сбор данных, анализ и мониторинг развития различных природных и природно-техногенных явлений, несущих угрозы жизнедеятельности человека и часто имеющих прямые или косвенные причинно-следственные связи (землетрясения, проседания поверхности земли, стратовулканы, грязевые вулканы, сипы газа и нефти, газогидраты и др.) [В.И. Богоявленский и др., 2013–2018].

При этом используются данные аэрокосмического ДЗЗ и результаты наземных экспедиционных исследований. Исходные и

результатирующие материалы загружаются в созданную геоинформационную систему «Арктика и Мировой океан» (ГИС «АМО» [В.И. Богоявленский и др., 2013–2018]), обновляются и дополняются.

Подобные базы данных существуют в различных зарубежных организациях. В частности, в ГИС «GLOGOS», созданной в

Национальном геофизическом и вулканологическом институте Италии [G.Etiopie, 2009] и вошедшей в 2015 г. в пакет ГИС компании CGG, по состоянию на 2018 г. содержится информация примерно о двух тысячах сипов (включая более 330 грязевых вулканов) по суше 87 стран.

На рис.1 приведена иллюстрация наполнения ГИС «АМО» информацией о более чем 20 тысячах сипов УВ, что делает эту базу данных самой крупной в России и одной из крупнейших в мире.

В данной работе дается информация о взаимосвязанных

природных и природно-техногенных явлениях, обусловленных формированием залежей УВ в ВЧР и дегазацией недр. Эти явления выделяются как одни из самых опасных в широком спектре угроз объектам ТЭК в Арктической зоне Российской Федерации (АЗРФ). Проведению экспедиционных исследований авторов в Арктике способствовало Некоммерческое партнерство «Российский центр освоения Арктики» (РЦОА), созданное в 2014 г. в Салехарде (ЯНАО) по распоряжению Президента РФ В.В. Путина. Учредителями РЦОА являются несколько организаций, включая ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Залежи газа в ВЧР

Дегазация Земли, как природная, так и природно-техногенная, на пути к эмиссии УВ в атмо- и гидросферу приводит к формированию залежей УВ (преимущественно газа) в ВЧР, широко распространенных в Арктике и Мировом океане. Соответственно, залежи УВ в ВЧР имеют природное или природно-техногенное происхождение. Механизм их формирования одинаков, но различается лишь происхождением субвертикальных каналов миграции газа. В первом случае нефтегазоматеринскими

толщами (НГМТ) являются породы, слагающие ВЧР (in situ), или нижележащие отложения, из которых происходит субвертикальная миграция УВ по разломам, субвертикальным трещинам, газовым трубам (gas chimneys, gas pipes) [G. Judd, M. Hovland, 1992]. Природно-техногенные залежи формируются за счет миграции УВ по каналам, сформировавшимся за счет воздействия человека на недра, включая макро- и микроканалы в заколонном или межколонном пространствах пробуренных скважин, в шахтах, карьерах, протечки из наземных и подземных хранилищ жидких и газообразных УВ. Наибольшей миграционной способностью (проницаемостью) обладает газ, что обусловлено меньшими размерами его молекул.

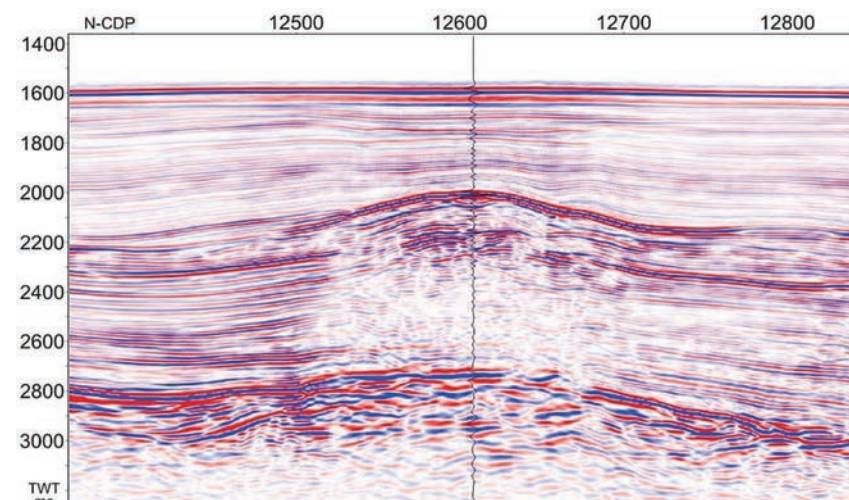
Во многих случаях залежи в ВЧР содержат сотни миллионов и даже миллиарды кубометров газа. На нидерландском шельфе Северного моря выявлено около 150 залежей газа [M. Voogaard, G. Hoetz, 2015]. В 2007–2011 гг. в северной части сектора Нидерландов началась газодобыча на первых трех месторождениях в ВЧР и подготовлены к разработке еще пять. В период 2007–2014 гг. из трех голландских залежей в ВЧР извлечено более 8 млрд м³ газа.

Залежи в ВЧР содержат сотни миллионов и даже миллиарды кубометров газа

В 2005 г. в Северном море в Норвежском канале при бурении поисковой скважины 35/2-1 на глубине воды 384 м компанией Statoil было открыто месторождение газа Reon [H. Mikalsen, 2014]. Особенностью этого месторождения является то, что залежь содержится в песчаниках на глубине всего 164 м от дна (548 м от поверхности моря). При этом её размеры достигают 18х6,5 км, площадь – более 100 км², высота – до 31 м, а проницаемость коллектора – до 4 Д. По данным NPD извлекаемые запасы оценены в диапазоне 15–30 млрд м³.

Залежи газа в ВЧР обычно хорошо выделяются по данным стандартной сейсморазведки на временных разрезах МОГТ и особенно хорошо при проведении высокоразрешающей сейсморазведки (ВРС). В Норвегии

РИС. 2. Фрагмент временного разреза МОГТ по профилю 4102017 в Охотском море с газовыми карманами



широкое распространение получают трехмерные (3D) исследования ВЧР с ВРС по технологии P-Cable [K. Andreassen et al., 2007; O. Eriksen et al., 2011]. Значительное улучшение надежности выделения неоднородностей в ВЧР достигается с применением разработанной и опробованной в 2016–2018 гг. двухсудовой технологии сейсморазведки 3D «TopSeis» компании CGG [J. Whaley, 2018]. В 2018 г. применение этой технологии в Норвежском секторе Баренцева моря позволило качественно

сейсмических разрезов МОГТ ОАО «ДМНГ» шельфа Охотского моря (соответственно свыше 4 и около 3 тыс. км) в ВЧР обнаружено более 200 аномальных объектов, видимо, связанных с газовыми карманами и выделены три зоны вероятного распространения газогидратов (во впадине ТИНРО – впервые) [В.И. Богоявленский и др., 2016]. В море Лаптевых при анализе около 3,5 тыс. км сейсмопрофилей ОАО «МАГЭ» выделено более 100 аномальных объектов и зона вероятного распространения газогидратов на континентальном склоне [В.И. Богоявленский и др., 2018]. Отметим, что статистически относительно небольшие объекты размером до 2 км встречаются чаще других: 74,5% в море Лаптевых и 80,3% в Охотском море.

В качестве примера на рис. 2 приведен фрагмент временного разреза МОГТ в Охотском море, на котором на пикетах 12500–12730 примерно в 50 м (около 50 м) от дна выделяется аномалия типа «яркое пятно», а на времени 1700 мс (около 130 м от дна) на фоне антиклинального поднятия наблюдаются прогибы осей синфазности отраженных волн (возможно ГВК), свидетельствующие о наличии залежей газа, снижающих скорость распространения упругих волн. В ВЧР на временах 2000–2300 мс (400–700 м от дна) также видны практически все характерные признаки наличия газа, выраженные в виде «ярких пятен», инвертирования отраженных сигналов, прогибания

осей синфазности за счет понижения пластовых скоростей и «зона тени» в интервале 2300–2750 мс, формирующаяся за счет аномального поглощения проходящих волн и сильного коэффициента отражения от кровли залежей газа.

Таким образом, не вызывает сомнений, что в России на акваториях и суше существуют многие тысячи залежей в ВЧР. Разработка некоторых из них может представлять значительный интерес, по крайней мере, для обеспечения локальных потребностей, особенно на суше Арктики [В.И. Богоявленский и др., 2014–2018].

Выбросы газа

Аномально высокие пластовые давления (АВПД) газа в резервуарах могут приводить к прорыву флюидоупоров, миграции газа в вышележащие слои, формированию новых залежей, в том числе в ВЧР. При этом нередко происходят пневматические выхлопы (выбросы) газа в водную среду или атмосферу, сопровождающиеся образованием кратеров (покмарки – rockmarks) с брустверами выброшенной породы. Их размеры меняются от долей метра до многих сотен метров, а глубины – до нескольких десятков метров. Такие объекты выявлены во многих регионах Мирового океана, включая ряд площадей в норвежском секторе Баренцева моря, на дне Штокмановского месторождения, гигантского свода Федынского, в Карском и других морях Северного Ледовитого океана. Вероятно, именно с этим явлением связаны многие маломagnitude (в основном до 2–3), землетрясения, зарегистрированные Сейсмической службой Норвегии NORSAR в арктических акваториях Норвежского, Баренцева и Карского морей (рис. 3 – желтый цвет). Имевшаяся в АЗРФ до 2017 г. крайне редкая сеть сейсмостанций Единой геофизической службы РАН (ЕГС РАН) может надежно идентифицировать в Арктике землетрясения магнитудой только свыше 3,5–3,9 (рис. 3 – красный цвет). За счет этого создается ошибочное впечатление об асейсмичности большей части АЗРФ, включая акватории Северного Ледовитого океана

[В.И. Богоявленский, 2014]. В 2017 г. произошло существенное расширение сети сейсмостанций ЕГС РАН. По рекомендациям и при непосредственном участии авторов силами РЦОА на территории Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) в районах Южно-Тамбейского, Бованенковского и Харасавэйского месторождений были установлены три первые сейсмостанции.

Современный уровень развития технических средств для бурения и нефтегазодобычи не гарантирует безаварийную работу даже в наиболее хорошо изученных условиях суши

Многолетнемерзлые породы (ММП), существующие на большей части северных (арктических) территорий суши и на мелководном шельфе (до изобаты около -120 м), являются региональным флюидоупором (покрышкой). Движущийся в субвертикальном направлении газ, встречая препятствие в виде ММП, начинает распространяться в субгоризонтальном направлении,

формируя таким образом крупные протяженные залежи. При этом, попадая в ослабленные зоны (разломы, талики), газ прорывается на поверхность.

Очевидно, что дегазация недр с образованием кратеров выброса газа может привести к серьезным повреждениям морских нефтегазовых промыслов и подводных трубопроводов.

РИС. 3. Землетрясения и геоморфологическая обстановка в Арктике

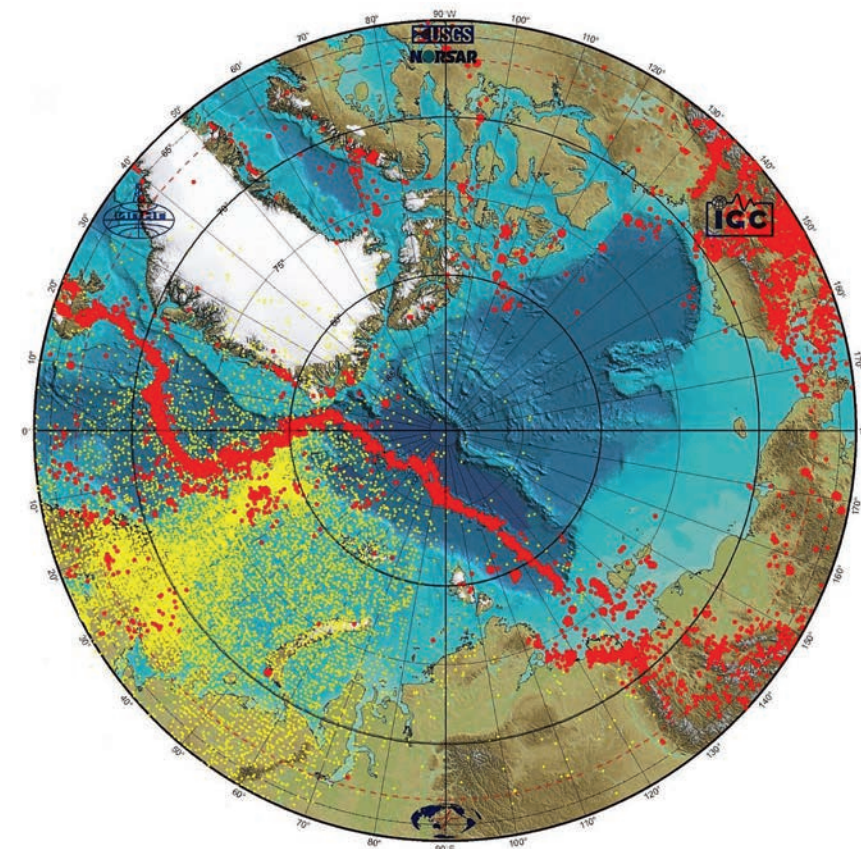
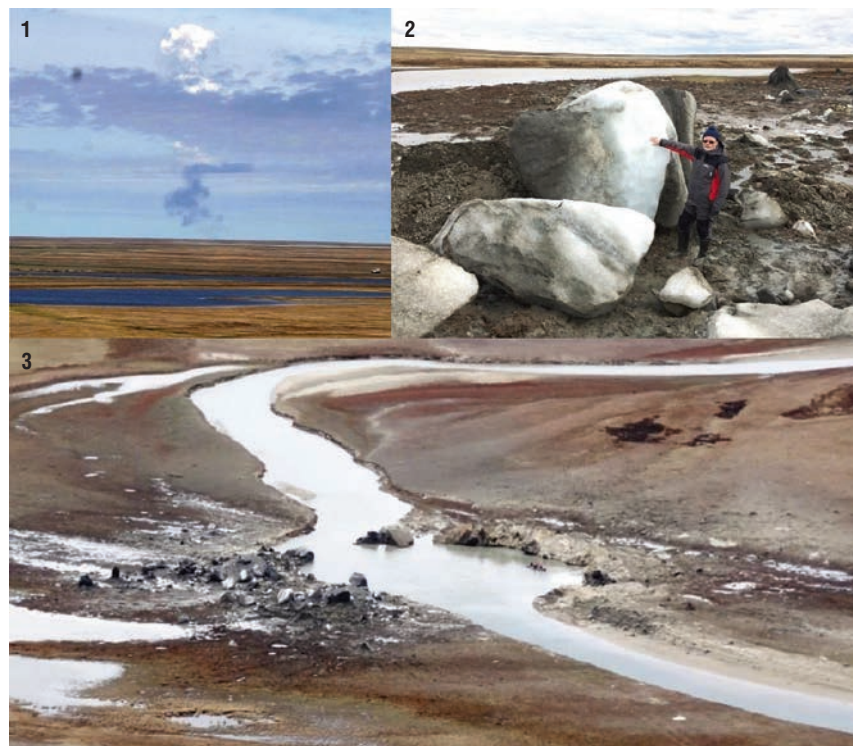


РИС. 4. Сеяхинский взрыв газа на Ямале (1), выброшенные из кратера глыбы ледогрунта (2) и кратер газового выброса (3): 1 – видеокادر М.Н. Окояттто 28 июня 2017 г.; 2 и 3 – фото В.И. Богоявленского 2 июля 2017 г.



ВЧР в АЗРФ нередко содержит значительные запасы газа. Например, на Ямале скважина 64-П-2 вскрыла залежь газа на глубине 72–80 м, из которой был получен и приток газа 3 тыс. м³, в дальнейшем снизившийся до 500 м³/сут. [В.Л. Бондарев и др., 2008]. Диаметр залежи оценен в 320 м (площадь 80 тыс. м²), а запасы газа – около 0,5 млн м³. В отдельных скважинах дебиты газа достигали 10–14 тыс. м³/сут.

Современный уровень развития технических средств и технологий в России и за рубежом для бурения и нефтегазодобычи не гарантирует безаварийную работу даже в наиболее хорошо изученных и освоенных условиях суши. На Бованенковском промысле 17 мая 2015 г. с глубины 90 м произошел мощный выброс и возгорание газа при бурении инженерной скважины с буровой установки на базе автомобиля МАЗ ВП-15А [Д. Колосов, 2015]. Высота горящего фонтана достигала 15 м, но к вечеру он самогасился, что свидетельствует о небольших размерах вскрытого газового кармана.

Обычно изотопный состав углерода биогенного метана ($\delta^{13}\text{C}$) меняется от -55‰ до -88...-92‰ [В.Л. Бондарев и др., 2008];

При образовании взрывоопасной смеси метана с воздухом возможно самовоспламенение выбрасываемого газа, подобно возгораниям газа из грязевых вулканов

В.В. Черепанов и др., 2011 и др.]. Обобщение данных $\delta^{13}\text{C}$ сеноманских залежей газа ряда месторождений Ямала показало широкий диапазон его изменений от -38,8‰ до -65,36‰: экстремально тяжелый -38,8‰ на Нейтинском месторождении, разбитом разломами (за счет перетоков абиогенного газа из нижнего мела и юры); от -47,54‰ до -56,5‰ на Бованенковском, Арктическом, Харасавэйском и Крузенштернском (катагенетический и биогенный); легкий -65,36‰ (биогенный) в практически ненарушенном разломами Малыгинском месторождении [С.И. Голышев и др., 2012; В.С. Якушев, 2009; П.И. Дворецкий и др., 2000; В.И. Богоявленский, 2014 и др.]. Для сенон-туронского и сеноманского комплексов $\delta^{13}\text{C}$ (in situ) близки, а газ локальных залежей в ММП Бованенковского месторождения (глубины 65–70 м) в основном имеет $\delta^{13}\text{C}$ от -70,3‰ до -74,6‰.

В результате комплекса мониторинговых исследований состава газа в воздухе, воде и льду кратера С1, получены важные данные. В июне 2014 г. содержание метана в воздухе кратера С1 было близко пику взрывной опасности и составляло 9,6–9,8% [М.О. Лейбман и др., 2018], однако уже в августе оно снизилось до фонового [В.И. Богоявленский, 2014]. Проведенный в 2014–2017 гг. анализ включений метана в пластовом льду и воде на ряде озер Ямала и в кратере выброса газа С1, показал многократное (до 31–65 раз) превышение содержания метана в воде и льду кратера С1 (470–968 ppm) по сравнению со средними фоновыми значениями, что «свидетельствует о наличии источника под дном внутреннего озера» [М.О. Лейбман и др., 2018]. Анализ изотопного состава углерода метана ($\delta^{13}\text{C}$) из кратерного озера С1 выявил широкий диапазон его изменений: в основном от -58‰ до -75‰ (подтверждает «бактериальное

происхождение»), а в одной пробе, вызвавшей у авторов исследований [М.О. Лейбман и др., 2018] удивление и сомнение, $\delta^{13}\text{C}$ близко -45‰ – «термогенный метан». Сопоставление этих данных с приведенными выше обобщенными характеристиками газа сеноманского и сенон-туронского комплексов свидетельствует о подтоке в кратер С1 газа из отложений, залегающих ниже подошвы ММП, включая верхне-меловых. У нас это не вызывает никакого удивления, так как в свод Бованенковского поднятия кровля сеномана залегает на глубине около 500 м – всего на 300–330 м ниже подошвы мерзлоты. В связи с этим, выделяющийся газ представляет собой смесь газов разного генезиса. При этом мы не исключаем и дополнительный вклад разлагающихся газогидратов.

При образовании взрывоопасной смеси метана с воздухом (концентрация метана 5–16%) возможно самовоспламенение

выбрасываемого газа, подобно возгораниям газа из грязевых вулканов. Мы считаем весьма вероятным, что первопричинами пожара пересохшей в жаркое лето 2016 г. тундры на ряде площадей севера ЯНАО (включая около озера Нейто), могли быть возгорания выходов газа.

В 2017 г. были получены подтверждения очевидцев из коренного населения М.Н. Окояттто и Я.Б. Вэнго о выбросе, самовоспламенении и сильном взрыве газа 28 июня в 33 км к северу от поселка Сеяха. При этом образовался «Сеяхинский» кратер (С11 в ГИС «АМО»), порвавший русло реки Мюдрияха (рис. 4) [В.И. Богоявленский, 2018]. После мощной вспышки газа, длившейся несколько секунд, диаметр основания и высота горевшего около полутора часов факела составляли 4–5 м. Столб сизого дыма с грибовидной вершиной поднялся выше облаков (рис. 4.1). Тундровая растительность вблизи факела загорелась, но из-за сырости выгорела только вблизи кратера. Произошло и землетрясение, зарегистрированное установленными в ЯНАО в 2017 г. сейсмостанциями ЕГС РАН, что подтверждает нашу гипотезу возможной сейсмической активности арктического региона за счет выбросов и взрывов газа.

Анализ изотопного состава углерода метана из Сеяхинского кратера выброса газа С11, проведенный Ф.М. Ривкиным (ОАО «Ямал СПГ»), однозначно свидетельствуют о его биогенном генезисе ($\delta^{13}\text{C}$ -80,6‰). Отметим, что в сентябре 2018 г. эмиссия газа на Сеяхинском кратере продолжалась, но была незначительной (в воде наблюдались одиночные струи поднимающихся пузырей газа). В связи с тем, что ближайшая к кратеру С11 скважина Сеяхинская-1 расположена в 15 км к юго-востоку, а ближайшее Западно-Сеяхинское ГКМ (открыто в 1989 г.) – в 40 км с северо-западу, можно с высокой степенью вероятности утверждать о природном происхождении выброса газа и образования кратера С11.

Во время первой экспедиции, состоявшейся при участии В.И. Богоявленского 2 июля (через четыре дня после взрыва)

РИС. 5. Озеро с кратерами газовых выбросов на севере полуострова Ямал (фото из вертолета В.И. Богоявленского, 17 августа 2015 г.)



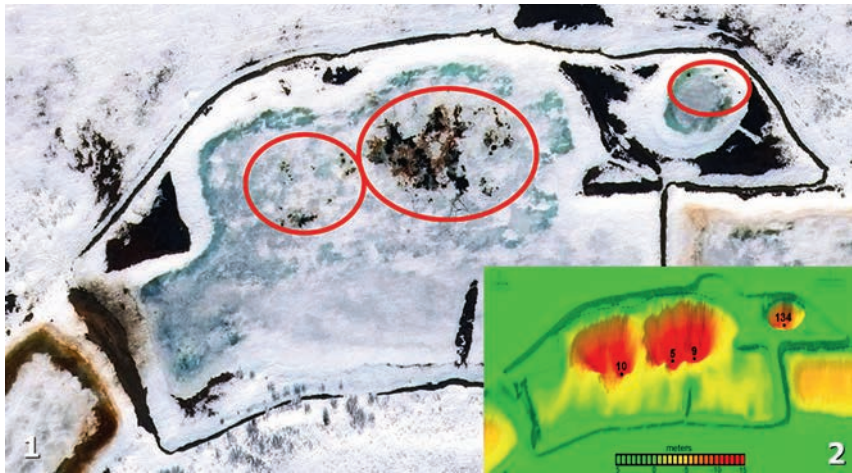
и организованной правительством ЯНАО и ОАО «Ямал СПГ» (генеральный директор Е.А. Кот), кратер был затоплен, так как его центр расположен прямо у береговой черты реки (рис. 4.3). Средний диаметр верхней затопленной части кратера (по уровню воды) – 70 м, а его глубина – свыше 50 м. В эпицентре взрыва в районе жерла кратера наблюдалось сильное локальное «кипение воды» из-за выходящего газа диаметром около 4 м, а на берегу и в русле реки лежали многочисленные тающие глыбы льда и песчано-суглинистой мерзлой породы (размеры самых крупных превышали 3–4 м – см. рис. 4.2).

Кроме ряда наземных кратеров, обнаруженных на севере ЯНАО и Красноярского края, на полуострове Ямал в результате экспедиционных исследований с вертолета и при анализе космоснимков, ИПНГ РАН выявлено более 300 озер, в мелководной части которых хорошо видны многочисленные подводные кратеры газовых выбросов – покмарки, нередко с брустверами выброшенной породы (рис. 5) [В.И. Богоявленский и др., 2014–2018]. Отдельные озера сезонно полностью или частично высыхают, и кратеры оказываются обнаженными на суше. На многих озерах количество кратеров измеряется сотнями и даже тысячами (рис. 5), при этом большая часть озер концентрируется над крупными месторождениями. Над

одним из северных месторождений Ямала озера расположены по двум линиям, формирующим фигуру, подобную гигантскому кресту. Эта фигура подсказывает генетическую связь кратеров с глубинными разломами, над которыми формируются термокарстовые озера и идет дегазация недр из залежей свободного газа и газогидратов. Для определения зон формирования газовых скоплений и каналов миграции газа на поверхность Земли необходимы комплексные геофизические исследования, включающие сейсмический мониторинг подземных процессов миграции газообразных флюидов, сопровождающихся микросейсмическими колебаниями.

Колоссальную проблему представляет дегазация недр по заколонному и межколонному пространствам скважин. Перетоки УВ приводят к безвозвратной потере части продукта, ускоренному падению пластовых давлений и снижению коэффициентов извлечения газа и нефти. Существуют большие проблемы при эксплуатации скважин Уренгойского, Ямбургского, Заполярного, Бованенковского и других месторождений [С.И. Райкевич, 2007; Р.О. Самсонов и др., 2007; В.В. Черепанов и др., 2011; В.И. Богоявленский, 2014–2018; Н.Р. Аветов и др., 2017]. Многочисленные

РИС. 6. Катастрофа на Кумжинском месторождении: космоснимок WorldView-2 2 мая 2016 г. (1) и трехмерная модель рельефа суши и дна реки с тремя кратерами выбросов газа (2)



конусообразные просадки грунта и грифоны около устьев скважин в регионах существования ММП стали обыденным явлением. В частности, практически на всей территории Ямбургского НГКМ «обнаруживались заколонные газопровывления различной интенсивности» [Н.Р. Аветов и др., 2017]. При этом проведенный анализ генезиса выходящего из четырех скважин газа показал, что в двух случаях это приповерхностный биогенный газ, а в двух других – глубинный, мигрировавший из сеномана. Опережающее бурение на Ямбургском НГКМ скважин на неомомские отложения привело к значительным потерям пластового давления и запасов газа за счет его перетока из неомомских и сеноманских залежей [С.И. Райкевич, 2007].

В последние годы на основе данных ДЗЗ в ИПНГ РАН выполняются исследования территорий катастрофических извержений смесей УВ в различных странах мира, включая СССР. На месте многих из них сохранились кратеры, из которых продолжается эмиссия УВ. Такие процессы идут и в ряде мест АЗРФ, включая северную часть Кумжинского НГКМ. Здесь в ноябре 1980 г. произошло одно из самых драматических событий в истории освоения ресурсов УВ Арктики – мощный неконтролируемый выброс и пожар смеси УВ, выходящей по заколонному и межколонному пространствам скважины №9, продолжавшийся шесть с половиной лет (2362 суток) [В.И. Богоявленский

и др., 2017]. Из-за образовавшейся в ВЧР природно-техногенной залежи площадью около 30 км² газ вырывался в атмосферу в ряде мест, включая около скважин № 9, 5, 10 и 134 с образованием трех глубоких кратеров, затопленных речной водой (рис. 6.2). Последствия экологической катастрофы до сих пор не преодолены: после остановки фонтанирования в мае 1987 г. эмиссия УВ в меньших объемах продолжается и в настоящее время (31 год!), о чем свидетельствуют пробоины во льду, наблюдаемые на космоснимке WorldView-2 2 мая 2016 г. (рис. 6.1).

Несмотря на развитие технологий наличие АВПД приводило и будет приводить к чрезвычайным ситуациям в различных регионах Мирового океана и суши, связанным с неконтролируемым выбросом смесей УВ

Подобные ситуации происходили на многих других месторождениях АЗРФ, других территориях и акваториях СССР и многих стран мира: Lakeview Gusher и Dos Cuadras в Калифорнии, German Bight, Ekofisk Bravo B-14 и Elgin в Северном море, Ixtoc и Macondo в Мексиканском заливе, Булла-Дениз в Каспийском море, Тенгиз в Казахстане, Тазовское, Губкинское (Гурпейское), Бованенковское, Харасавэйское и др. в АЗРФ [В.И. Богоявленский, 2014–2018].

Возможные негативные процессы на промыслах способны нанести

крупный урон не только региональной экосистеме, но также они несут большие репутационные и экономические риски для нефтегазодобывающих компаний и государств. Напомним, что финансовые потери от катастрофического грязевулканического выброса LUSI, произошедшего в результате бурения скважины на индонезийском острове Ява, в 2011 г. превысили 4 млрд долл. [В.И. Богоявленский и др., 2017; J.R. Richards, 2011], а финансовые потери компании BP из-за катастрофы в Мексиканском заливе в 2010 г. составили около 65 млрд долл. [A. Vaughan, 2018], что выше стоимости гигантов отечественной нефтегазовой индустрии.

В ИПНГ РАН ведется разработка комплекса технологий, позволяющих выявлять, контролировать развитие и снижать угрозы экосистеме, вызванные флюидоперетоками по заколонному пространству, формированием техногенных залежей и выбросами смесей УВ в атмосферу и водную толщу. Основные принципы технологий выявления и контроля распространения флюидов УВ заключаются в комплексных исследованиях с применением в реальном времени сейсмического мониторинга (сейсморазведка 4D) и термобарических наблюдений в скважинах (получены патенты РФ 2539745, 2540005, 2544948 и др.).

Несмотря на развитие технологий и технических средств разведки и добычи нефти и газа, наличие АВПД многократно приводило и, к сожалению, будет приводить к чрезвычайным ситуациям с крупными аварийными и катастрофическими последствиями в различных регионах Мирового океана и суши, связанным с неконтролируемым выбросом (фонтаном) смесей УВ. Необходимо активизировать работы и объединить усилия специалистов по снижению вероятности возникновения подобных негативных событий.

Заключение и рекомендации

Для экологической и экономической безопасности России необходимо решение стратегически важных задач рационального природопользования в арктических условиях и на всем шельфе страны, согласующихся со «Стратегией развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года»:

- выявление основных рисков и угроз жизнедеятельности человека и экосистеме с ретроспективным анализом результатов полувекowego недропользования;
- разработка и реализация мер по предотвращению возможных катастрофических событий природно-техногенного характера, неоднократно имевших место на территории СССР, в том числе в АЗРФ;
- разработка технологий выявления, мониторинга и снижения природных и техногенных угроз экосистеме при освоении ресурсов УВ;
- обеспечение контроля экологической обстановки при недропользовании с реализацией аэрокосмического, геоэкологического и геофизического (сейсморазведка 4D) мониторинга в реальном времени. Мониторинг должен включать регистрацию сейсмических событий, выявление заколонных перетоков и формирующихся природно-техногенных залежей, анализ локальных и региональных геодинамических процессов;
- следует отнести к особо опасным явлениям заколонные перетоки и природно-техногенные залежи УВ. Необходимо выявлять и устранять не только заколонные перетоки, но и крупные техногенные залежи, сформировавшиеся в верхней части разреза. Касательно самого понятия «природно-техногенные залежи» требуется внесение дополнений в природоохранные нормативные документы, включая Федеральный закон «О недрах»;
- необходимо уточнение размещения, ревизия состояния и возможная переликвидация

«бесхозных» скважин с перекрытием возможных перетоков УВ в водоносные горизонты и на поверхность земли;

- незамедлительное создание государственного и корпоративных фондов устранения негативных последствий вмешательства человека в природную среду, в том числе для ликвидации скважин, промыслов, трубопроводов и будущего геоэкологического мониторинга состояния околоскважинного пространства. ●

Литература

1. Аветов Н.Р., Краснова Е.А., Якушев В.С. Некоторые особенности приустьевых газопровывлений из интервала криолитозоны на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. // Газовая промышленность, 2017, № 8, с. 44–47.
2. Богоявленский В.И. Угроза катастрофических выбросов газа из криолитозоны Арктики. Воронки Ямала и Таймыра. Часть 2 // Бурение и нефть, 2014. – № 10. – С. 4–8.
3. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов: Монография. – М.: ВЭО, 2014, с. 11–175.
4. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Охотское море // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 43–47.
5. Богоявленский В.И., Тупышев М.К., Титовский А.Л., Пушкарев В.А. Рациональное природопользование в районах распространения газовых залежей в верхней части разреза. // Вести газовой науки, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016, № 2 (26), с. 160–164.
6. Богоявленский В.И., Максимов В.М., Тупышев М.К. Способ подготовки месторождения углеводородов к освоению. Патент 2579089 RU, дата публикации 27.03.2016, приоритет от 17.12.2014.
7. Богоявленский В.И., Перекалин С.О., Бойчук В.М. и др. Катастрофа на Кумжинском газоконденсатном месторождении: причины, результаты, пути устранения последствий // Арктика: экология и экономика, 2017, № 1 (25), с. 32–46.
8. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Каргина Т.Н. Грязевулканическая катастрофа в Индонезии. // Бурение и нефть, 2017, № 11, с. 2–11.
9. Богоявленский В.И. Газогидродинамика в кратерах выброса газа в Арктике. // Арктика: экология и экономика, 2018, № 1 (29), с. 48–55.
10. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Природные и техногенные угрозы при поиске, разведке и разработке месторождений углеводородов в Арктике // Минеральные ресурсы, 2018, № 2, с. 60–70.
11. Богоявленский В.И., Казанин Г.С., Кишанков А.Н. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: море Лаптевых // Бурение и нефть, 2018, № 5, с. 20–27.
12. Бондарев В.Л., Миротворский М.Ю., Зверева В.Б. и др. Газохимическая характеристика надсеноманских отложений полуострова Ямал (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008, № 5, с. 22–34.
13. Голышев С.И., Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А. и др. Изотопно-геохимические исследования межколонных газопровывлений на Заполярном НГКМ. // Литология, петрография, минералогия, геохимия, 2012, № 1, с. 83–93.
14. Дворецкий П.И., Гончаров В.С., Есиков А.Д. и др. Изотопный состав природных газов севера Западной Сибири. Обзор. М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2000. – 80 с.
15. Колосов Д. В Ямальском районе вспыхнул газовый фонтан. // Красный Север, 2015, № 39, с. 3.
16. Лейбман М.О., Плеханов А.В. Ямальская воронка газового выброса: результаты предварительного обследования // Холодок, 2014. №2 (12). С. 9–15.
17. Лейбман М.О., Дворников Ю.А., Стрелецкая И.Д. и др. Связь формирования форонок газового выброса с эмиссией метана на севере Западной Сибири. // В сб. Междунар. конференции «Дегазация Земли: геология и экология», 2018, DVD, 3 с.
18. Райкевич С.И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 247 с.
19. Самсонов Р.О., Казак А.С., Башкин В.Н., Лесных В.В. Системный анализ геоэкологических рисков в газовой промышленности. – М.: Научный мир, 2007. – 272 с.
20. Черепанов В.В., Меньшиков С.Н., Варягов С.А. и др. Природа межколонных газопровывлений на Бованенковском НГКМ. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2011, №9, с.48–54.
21. Якушев В.С. Природный газ и газовые гидраты в криолитозоне. – М.: ВНИИГАЗ, 2009. – 192 с.
22. Andreassen K., Nilssen E.G., Ødegaard C.M. Analysis of shallow gas and fluid migration within the Plio-Pleistocene sedimentary succession of the SW Barents Sea continental margin using 3D seismic data // Geo-Marine Letters. – 2007. – Т. 27. – № 2-4. – С. 155–171.
23. Boogaard M., Hoetz G. Seismic characterisation of shallow gas in the Netherlands. // Abstract FORCE Seminar Stavanger 8-9 April 2015. – 3 p.
24. Eriksen O.K., Berndt C., Buenz S. et al. Styles of Shallow Gas Migration and Accumulation on the Norwegian Continental Margin // 73rd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011 Vienna, 5 p.
25. Etiope G. A global dataset of onshore gas and oil seeps: a new tool for hydrocarbon exploration. Oil and Gas Business, 2009, 10 p.
26. Fugro. Seep Hunting & Geochemical Campaigns. Fugro, 2016, 02, 2p. Smartseep@fugro.com
27. Judd A., Hovland M. Seabed Fluid Flow. The Impact on Geology, Biology, and the Marine Environment. Cambridge, 2007. 475 p.
28. Mikalsen H. Reservoir structure and geological setting of the shallow PEON gas reservoir. EOM-3901 Master's Thesis in Energy, UIT, The Arctic University of Norway, 2014. – 99 p.
29. Richards J.R. Report into the Past, Present, and Future Social Impacts of Lumpur Sidoarjo. Humanitus Sidoarjo Fund, 2011. 162 p.
30. Whaley J. TopSeis: Imaging Shallow Reservoirs through Innovation. // GeoExPro, v.14, №6, 2018.
31. Vaughan A. BP's Deepwater Horizon bill tops \$65bn. The Guardian. 16 Jan 2018. <https://www.theguardian.com/business/2018/jan/16/bps-deepwater-horizon-bill-tops-65bn>.

KEYWORDS: Earth's degassing, natural and man-made deposits, gas pockets, shallow gas, gas blowout craters, gashpockets, gas flares, gas chimneys, permafrost rocks.

ОСВОЕНИЕ СУБАРКТИЧЕСКИХ НЕДР

Бирюков Евгений Алексеевич,
генеральный директор

Иванова Вера Владиславовна,
главный специалист

Потемка Андрей Константинович,
начальник отдела полевых работ
ООО «СПЛИТ»

Токарев Михаил Юрьевич,
к.т.н., в.н.с.,
кафедра сейсмометрии и геоакустики,
зам. декана геологического факультета
МГУ по инновациям

АРКТИЧЕСКИЕ И СУБАРКТИЧЕСКИЕ НЕДРА ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ. ПО ОЦЕНКАМ СПЕЦИАЛИСТОВ МГУ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА, ПЛОЩАДЬ ПЕРСПЕКТИВНОЙ НА НЕФТЬ И ГАЗ АКВАТОРИИ РОССИЙСКОГО СЕКТОРА АРКТИКИ СОСТАВЛЯЕТ НЕ МЕНЕЕ 5 МЛН КМ², А В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ ИЗВЛЕКАЕМЫЕ НАЧАЛЬНЫЕ СУММАРНЫЕ РЕСУРСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ (НСР УВ) АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ СОСТАВЛЯЮТ БОЛЕЕ 100 МЛРД Т НЕФТЯНОГО ЭКВИВАЛЕНТА. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ СЕГОДНЯ ИСПОЛЬЗУЮТ ДЛЯ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДНЫХ ШЕЛЬФОВЫХ ЗАПАСОВ?

THE ARCTIC AND SUB-ARCTIC SUBSOIL ARE CHARACTERIZED BY A HIGH CONTENT OF FUEL, ENERGY AND MINERAL RESOURCES. ACCORDING TO EXPERTS OF LOMONOSOV MOSCOW STATE UNIVERSITY, THE POTENTIAL OF OIL AND GAS EXTRACTION IN THE RUSSIAN SECTOR OF THE ARCTIC OCEAN IS AT LEAST 5 MILLION KM², AND MORE THAN 100 BILLION TONS OF OIL EQUIVALENT IN-KIND OF RECOVERABLE INITIAL HYDROCARBON RESOURCES (NDS HC) OF THE RUSSIAN ARCTIC SHELF. WHAT TECHNOLOGIES ARE USED IN THE SEARCH FOR HYDROCARBON OFFSHORE RESERVES TODAY?

Ключевые слова: геологоразведка на шельфе, сейсморазведка, Арктика, минеральные ресурсы, картирование.

Шельфовая зона арктических морей характеризуется наличием большого количества различных геологических опасностей, таких как разрывные нарушения, оползневые тела, подводные каналы и палеоврезы, многолетнемерзлые породы, приповерхностный газ, покмарки (рисунок 1).

Для картирования этих опасностей и оценки степени риска принято использовать геофизические данные и прежде всего сейсморазведку. Однако актуальной задачей становится подбор оптимальной методики для достоверного изучения опасных объектов. Стоит учитывать ряд факторов. Во-первых, для целей бурения необходимо иметь представления об объектах, расположенных в диапазоне глубин от 5 до 500 метров. Во-вторых, объекты могут быть очень небольшими в диаметре (порядка 2–3 метров). В-третьих, они могут иметь сложное строение в плане, в особенности такие сложные структуры, как палеоканалы.

ФАКТЫ

5 млн км²

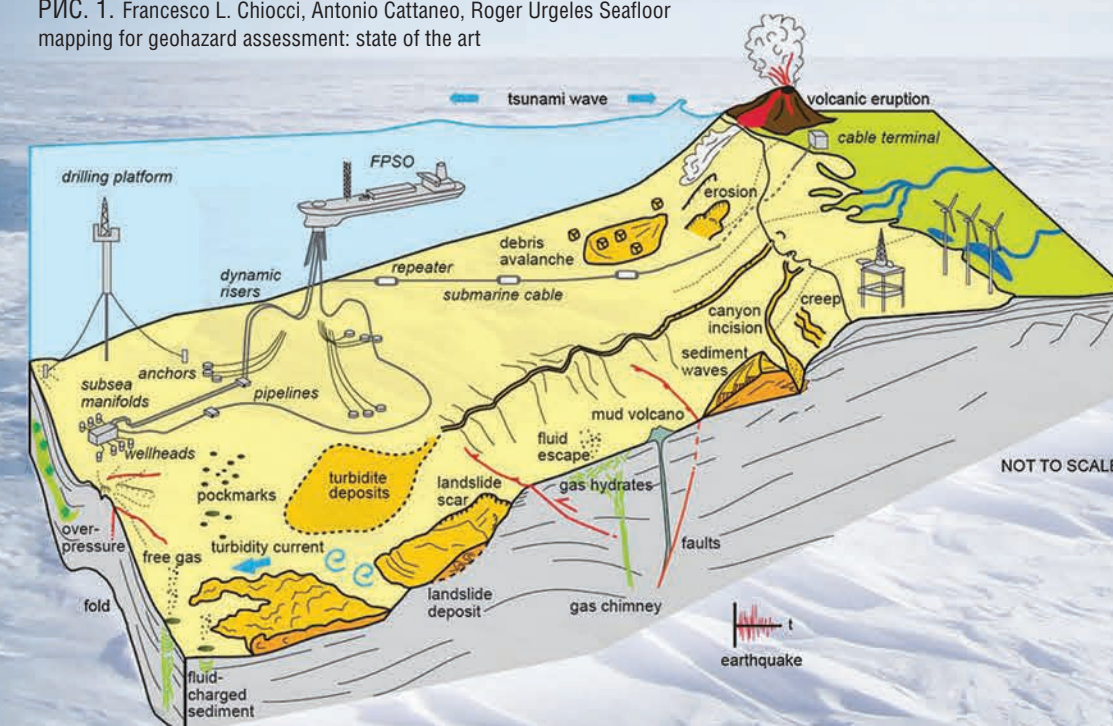
площадь акватории
российского
сектора Арктики
перспективной на
нефть и газ

Соответственно методика исследований должна обладать глубиной до 500 метров, а также достаточным вертикальным и горизонтальным разрешением.

Как правило, для картирования сложных в плане объектов применяется 3D сейсморазведка.

Дело в том, что пространственное разрешение, а соответственно – правильная локализация объектов, зависит от качества процедуры миграции. В результате 2D миграции мы можем сжимать зону Френеля только в одном направлении, тогда как при 3D миграции – во всех. Соответственно, это означает, что при работе с двумерными данными объекты, расположенные сбоку от профиля, а также вытянутые объекты, объекты не изометричной

РИС. 1. Francesco L. Chiocci, Antonio Cattaneo, Roger Urgeles Seafloor mapping for geohazard assessment: state of the art



формы будут отображены неправильно, а при работе с трехмерными – правильно (рисунок 2). Пример отличия 2D миграции от 3D миграции показан на рисунке 3.

Еще один пример сравнения пространственного разрешения данных 2D и 3D сейсморазведки представлен на рисунке 4.

Также важным фактором является то, что для изучения таких геологических опасностей, как многолетнемерзлые породы и газовые отложения недостаточно структурных построений. Так как часто структурно они не выражены, однако выражены в динамических аномалиях на сейсмических данных [5]. Таким образом, для картирования и оценки опасностей подобного типа необходимо построение карт динамических атрибутов.

А полноценный анализ атрибутов и получение из них полей оценок свойств характеристик изучаемых геологических сред возможен только при работе с трехмерными данными (рисунок 5). Стандартный анализ, как правило, включает в себя расчет следующих типов атрибутов:

абсолютная (максимальная по модулю) амплитуда

- по кубу амплитуд (куб для динамической интерпретации, куб «сверхвысокого» разрешения);
- по кубу AVO-атрибута $R0^*Grad$;

среднеквадратичная амплитуда

- по кубу амплитуд (куб для динамической интерпретации, куб «сверхвысокого» разрешения);
- по кубу «мгновенных амплитуд»;
- по кубу акустических импедансов;
- по кубу атрибута «псевдопоглощение»;

максимальная амплитуда

- по кубу AVO-атрибута $R0^*Grad$.

Таким образом, резюмируя, сейсморазведка 3D имеет ряд преимуществ перед 2D профилированием:

1. Высокая детальность исследований за счет увеличения плотности точек ОГТ на единицу площади. Это приводит к получению полной информации о строении изучаемой толщи по непрерывной в плане сетке бинов.
2. 3D сейсморазведка позволяет получать непрерывные поля оценок свойств (характеристик) изучаемых геологических сред за счет вычислений корреляционных зависимостей с сейсмическими атрибутами.
3. Возможность проведения 3D миграции, что позволяет избавиться от эффекта «боковых отражений» и приводит к существенному (в два раза и более) улучшению подавления помех по сравнению с 2D профилированием (при равной кратности).
4. Высокая точность определения, оконтуривания и анализа геологических опасностей.
5. Широкий диапазон азимутов отражения внутри одного бина, что дает возможность изучения анизотропных свойств среды.

РИС. 2. Первая Зона Френеля после 2D и после 3D миграции



РИС. 3. Пример 3D миграции по данным Системы p-cable

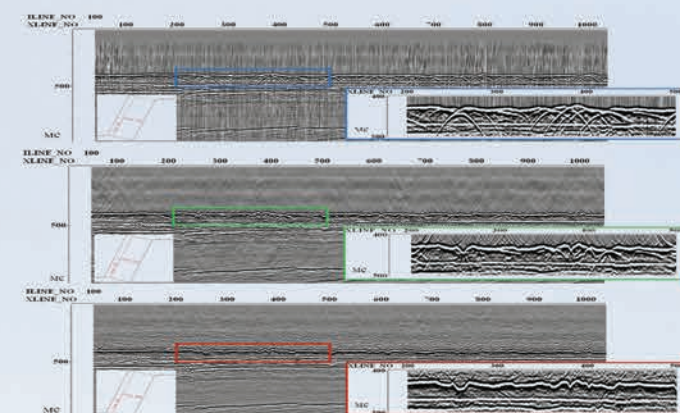


РИС. 4. 2D данные высокого разрешения: а) 3D данные; б) U. K. Central North Sea (Andrew W. Hill et.al., 2015)

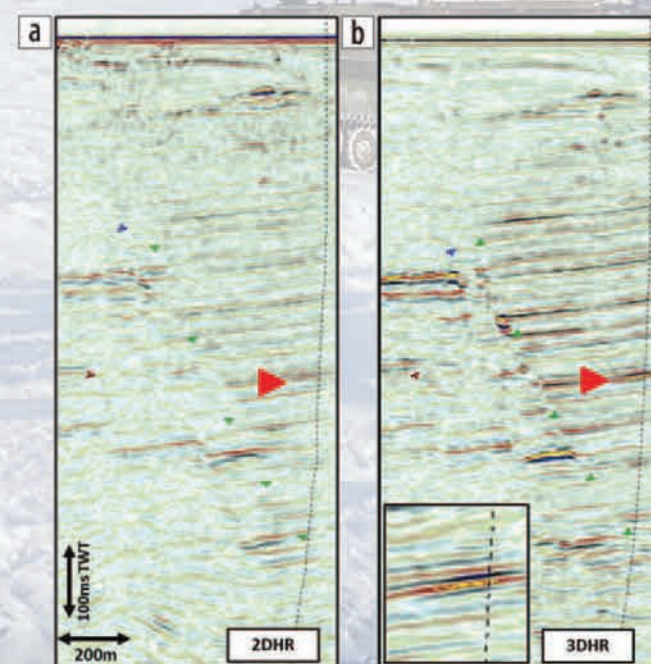


РИС. 5. Карты атрибутов, рассчитанные по трехмерным данным

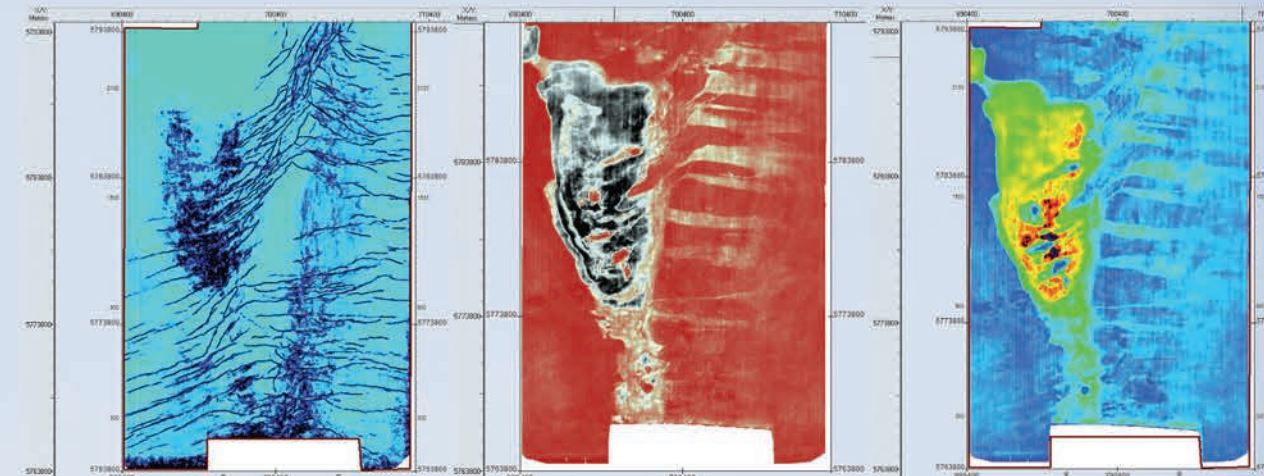


РИС. 6. Сейсмограммы общих удалений (видно отсутствие ближних выносов)

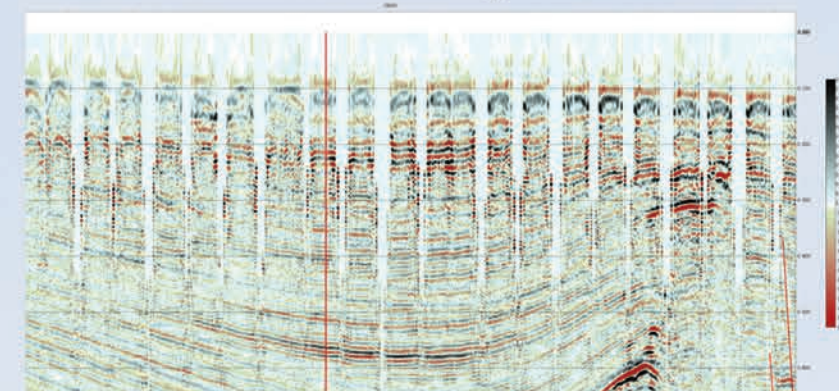
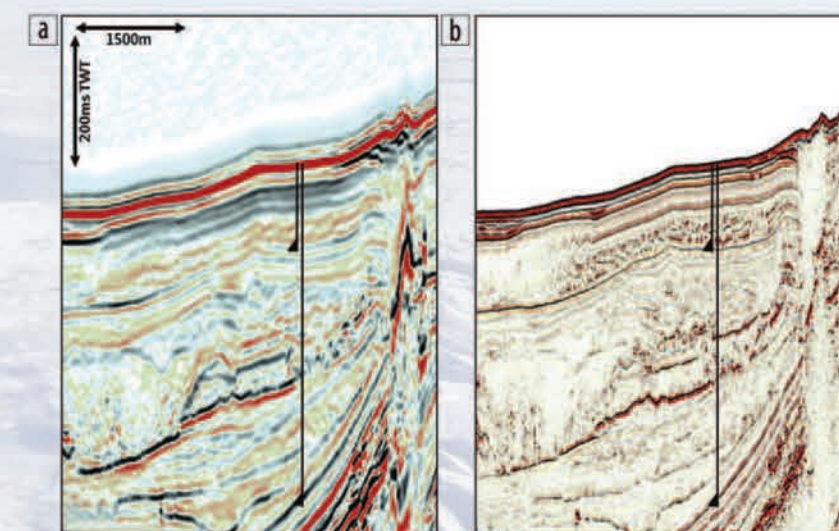


РИС. 7. Данные стандартной 3D сейсморазведки: а) данные высокоразрешающей сейсморазведки P-Cable regional HR3D; б) Мексиканский залив (courtesy of SAFE-BAND Group) (Andrew W. Hill et.al., 2015)



Однако использование данных стандартной 3D сейсморазведки для картирования геологических опасностей невозможно, потому что они не обладают необходимым разрешением, также в них отсутствуют ближние отражения, которые несут большую часть информации о верхней части разреза, которая нас интересует (рисунки 6, 7).

Соответственно необходимо использование методик инженерной 3D сейсморазведки с частотами выше, чем у стандартной – порядка 300–1000 Гц, меньшими расстояниями от источника до приемника. В мире существует несколько систем, приспособленных для инженерной 3D сейсморазведки, таких как P-cable, Opus3D, Geo Marine 3D.

Компанией «СПЛИТ» была разработана собственная система для инженерной трехмерной съемки – SplitMultiSeis 3D.

Система предполагает комбинирование двух источников в режиме flip-flop, использование четырех 16-канальных кос. Такая методика дает за один проход полосу в 16 м (8 inline с бином 1x2 м) с кратностью 16.

Комплекс оборудования, используемого при съемке представлен в таблице 1.

Также в режиме реального времени на борту судна проводится оперативный контроль качества и первичная обработка полученных данных.

Позиционирование устройств комплекса SplitMultiSeis

ТАБЛИЦА. 1. Комплекс оборудования, используемого при съемке SplitMultiSeis 3D

SplitMultiSeis Streamer: Общая длина приемной части – 30 м Количество секций – 1 шт. Общее количество каналов – 16 шт. Количество каналов в секции – 16 шт. Число гидрофонов в канале – 1 шт. Тип гидрофона GEO-2000	
SplitMultiSeis Sparker: Количество секций – 4 Количество электродов в секции – 100 шт. Способ буксировки – на плотике	
SplitMultiSeis SyncroBox: Устройство синхронизации SplitMultiSeis SyncroBox Выходов – 4	
SplitMultiSeis Station: Частотный диапазон – от 1 до 64000 Гц Регистрация – на жесткий диск Емкость запоминающего устройства – 1000 Гб Число каналов – 32 шт. Шаг дискретизации – 0,625 мс, 0,325 мс, 0,15625 мс Разрядность АЦП – 24 бит Динамический диапазон – 110дБ	
SplitMultiSeis Source 2500: Максимальная энергия – 2500 Дж Мощность 2,5–6 кВт Напряжение 2–4 кВ Электропитание – 220 В Дистанционное управление – имеется	
SplitMultiSeis Source 5000: Максимальная энергия – 5000 Дж Мощность – 10 кВт Напряжение – 5 кВ Электропитание – 360 В Дистанционное управление – имеется	

РИС. 8. Структурно-тектоническая схема с элементами интерпретации остаточных аномалий поля силы тяжести



осуществляется с использованием четырех буксируемых навигационных буйв и базовой бортовой станции, работающих в дифференциальном режиме. Таким образом, обеспечивается навигационная привязка буксируемых устройств с точностью 0,25 м.

Спуск и подъем оборудования занимает 40–60 минут. Производительность работ – не менее 0,25 кв. км.

В 2018 году были проведены испытания системы в реальных условиях на акватории Белого моря и получены данные (рисунок 8).

Таким образом, для решения инженерных задач на шельфах Арктических морей была разработана методика трехмерной высокоразрешающей съемки SplitMultiSeis 3D, создан программно-аппаратный комплекс, технология опробована на практике. ●

Литература

1. Dodin D. A. Ustojchivoe razvitiye Arktiki (problemy i perspektivy) [Sustainable development of the Arctic (problems and prospects)]. SPb.: Nauka. 2005. 283 s.
2. Evdokimova N.K., Yashin D.S., Kim B.I. Uglevodorodnyy potencial otlozhenij osadochnogo chekhla shel'fov vostochno-arkticheskikh morej (Laptev, VostochnoSibirskogo i Chukotskogo) [Hydrocarbon potential of depositions of the sedimentary cover of the shelves of the eastern Arctic seas (Laptev, East Siberian and Chukchi)] // Geologiya nefti i gaza. № 2. 2008. S. 3–13.
3. Burlin YU.K., Stupakova A.V. Geologicheskie predposylki perspektiv neftegazonosnosti shel'fa Rossijskogo sektora Severnogo Ledovitogo okeana [Geological prerequisites for oil and gas potential of the shelf of the Russian sector of the Arctic Ocean] // Geologiya nefti i gaza. № 4. 2008. S. 13–23.
4. Kaminskij V.D., Suprunenko O.I., Smirnov A.N. Mineral'no-syr'evye resursy arkticheskoy kontinental'noj okrainy Rossii i perspektivy ih osvoeniya [Mineral resources of the Arctic continental margin of Russia and prospects for their development] // Arktika: ehkologiya i ehkonomika. № 3 (15). 2014. S. 52–61.
5. 2018 Анализ и опыт применения методов оценки геологических рисков при бурении и строительстве объектов нефтегазового комплекса на арктическом шельфе Мированко С.Г., Иванова А.А., Росляков А.Г., Терехина Я.Е., Токарев М.Ю. в сборнике Анализ, прогноз и управление природными рисками с учетом глобального изменения климата «ГЕОРИСК – 2018»: Материалы X Международной научно-практической конференции по проблемам снижения природных опасностей и рисков: В двух томах, издательство Российский университет дружбы народов (РУДН) (Москва), том 2, с. 214–218.

KEYWORDS: offshore exploration, seismic exploration, Arctic, mineral resources, mapping.



Обустройство нефтегазовых месторождений

Технический форум

Главная цель форума -

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства месторождений нефти и газа для их эффективной разработки

12 февраля
2019 года

Хилтон Ленинградская
Москва

+7 (495) 488-6749

info@forumneftegaz.org

www.forumneftegaz.org

Темы Форума

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

Возможности для вашего продвижения на рынке

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

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

РЕКЛАМА



ВОЛНЫ-СПУТНИКИ

Статистический алгоритм подавления по сейсмограммам, полученным в результате морской сейсморазведки

В ПРОЦЕССЕ МОРСКОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ИСТОЧНИК КОЛЕБАНИЙ, А ТАКЖЕ ПРИЁМНАЯ КОСА БУКСИРУЮТСЯ С ЗАГЛУБЛЕНИЕМ, ЧТО ПРИВОДИТ К ПОЯВЛЕНИЮ ПОМЕХИ, КОТОРУЮ ПРИНЯТО НАЗЫВАТЬ ВОЛНОЙ-СПУТНИКОМ. ЕЁ ВОЗНИКНОВЕНИЕ СВЯЗАНО С ЭФФЕКТОМ ПЕРЕОТРАЖЕНИЯ ВОЛНЫ ОТ ПОВЕРХНОСТИ ВОДЫ. ПОДАВЛЕНИЕ ПОМЕХИ ТРЕБУЕТ РАЗРАБОТКИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ПРОЦЕДУР ФИЛЬТРАЦИИ, СНАБЖЁННЫХ ЭЛЕМЕНТАМИ ОЦЕНИВАНИЯ НЕИЗВЕСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ВОЛН-ПОМЕХ

IN MARINE SEISMIC ACQUISITION, THE SOURCE AND THE STREAMER ARE TOWED AT A CERTAIN DEPTH. THIS CAUSES THE APPEARANCE OF THE GHOST WAVE, WHICH IS CONSIDERED AS NOISE IN MANY SEISMIC APPLICATIONS. THIS WAVE IS CAUSED BY THE REFLECTION FROM THE WATER SURFACE. THE ATTENUATION OF GHOST WAVES REQUIRES SPECIAL FILTERING PROCEDURES, WHICH NEED TO ESTIMATE THE UNKNOWN PARAMETERS OF THESE WAVES IN ORDER TO REMOVE THEM FROM SEISMIC GATHERS

Ключевые слова: морская сейсморазведка, оптимизация, волна-спутник.

Денисов Михаил Сергеевич,
директор по науке
ООО ГЕОЛАБ,
д.ф.-м.н.

Егоров Антон Алексеевич,
геофизик
ООО ГЕОЛАБ,
аспирант МГУ имени
М.В. Ломоносова

Принцип формирования спутников в процессе возбуждения и регистрации колебаний при морской сейсморазведке иллюстрируется на рис. 1. Волна, излучаемая источником, претерпевает переотражение в нижнее полупространство и с некоторым запаздыванием следует за волной, распространяющейся непосредственно в глубь среды. Такую помеху принято называть спутником со стороны источника. Аналогично восходящую волну, отразившуюся от поверхности воды, называют спутником со стороны приёмника.

Каждый сигнал объёмной волны, отраженной от целевых глубинных горизонтов, представляет собой интерференцию импульса, излучаемого источником, и спутников. Это приводит к тому, что искажается динамика сигнала. Обедняется низкочастотная часть амплитудного спектра и снижается разрешённость сейсмической трассы. Кроме того, возможно появление провалов в спектре,

характерных для действия режекторной фильтрации.

На рис. 2а показан фрагмент модельной сейсмограммы, трассы которой содержат изолированный импульс, имитирующий сигнал, возбуждаемый групповым пневмоисточником при морской сейсморазведке [2]. На рис. 2б представлен его амплитудный спектр. Для получения спутника со стороны источника была выбрана глубина погружения источника $z = 6$ м. Результат расчета импульса, содержащего спутник, показан на рис. 3а (его амплитудный спектр – рис. 3б). Сложный импульс, представляющий собой интерференцию импульса источника и волны-спутника, содержит две выраженных фазы противоположной полярности.

Провалы частотной характеристики сложного импульса [1], помимо нулевой частоты, наблюдаются на частотах f , кратных величине $v/2z$, где v – скорость распространения волны в водном слое. В данном случае $v = 1500$ м/с, поэтому $f = 125$ Гц. Тем самым эффект волны-спутника приводит к тому, что амплитудный спектр сигнала оказывается обедненным как низкими, так и высокими частотами.

Сложный импульс, содержащий спутник как со стороны приёмника, так и со стороны источника, показан на рис. 4а (его амплитудный спектр – рис. 4б). Глубина приёмника была выбрана равной 10 м, т.е. провалы частотной

характеристики ожидаются на нулевой частоте и на частоте 75 Гц. Как следует из сопоставления рис. 3б и рис. 4б, именно такой эффект и наблюдается. Низкочастотная часть спектра оказывается еще сильнее обедненной энергией, а высокочастотная, кроме дополнительного ослабления, характеризуется провалом на 75 Гц. Форма сложного импульса содержит уже три интенсивных фазы, две из которых (вторая – наиболее интенсивная амплитуда отрицательной полярности и третья, имеющая положительную полярность) оказываются «ложными», т.е. обусловленными наличием трех волн-спутников. При этом сам сложный импульс очень похож на нуль-фазовый сигнал, а его полярность является обратной по отношению к импульсу источника. Отсюда становится понятным, что в большинстве практически важных ситуаций наличие спутника приводит к возрастанию энергии импульса и, как следствие, возрастанию энергии сейсмической трассы, а в результате применения процедуры подавления волн-спутников от интенсивного сложного импульса должна остаться только его первая фаза, имеющая положительную полярность.

Алгоритм

Начиная с 60-х годов прошлого века и до настоящего времени проблеме подавления спутника посвящаются многочисленные работы, в которых можно выделить два направления: модифицирование традиционной схемы наблюдений и создание алгоритмов компенсирующей фильтрации. В рамках настоящего исследования мы придерживаемся второго направления и предложим два статистических алгоритма подавления волн-спутников, которые имеют возможность адаптивно уточнять глубину буксировки источников и приёмников, а также производить оценку коэффициента отражения волн от поверхности воды.

Как следует из показанной на рис. 1 схемы, образование спутника со стороны приёмника происходит следующим образом. Зарегистрированное поле восходящих волн W распространяется до поверхности наблюдений и после переотражения в нижнее полупространство регистрируется в виде падающих волн-спутников G . Поэтому модель спутника связана с полем полезных волн преобразованием вида прямого

РИС. 2. Импульс источника (а) и его амплитудный спектр (б)

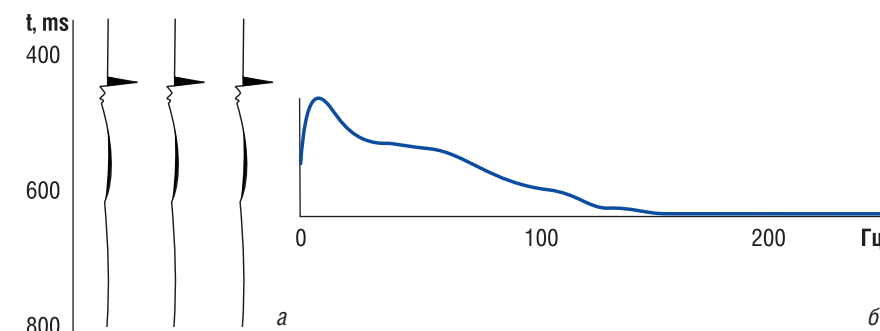


РИС. 3. Сложный импульс, содержащий спутник со стороны источника (а) и его амплитудный спектр (б)

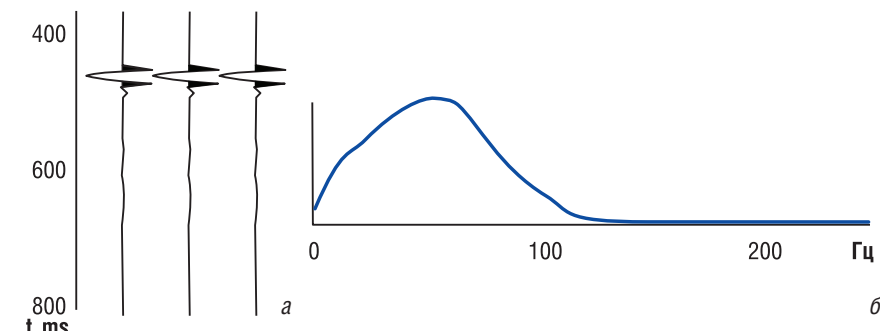


РИС. 4. Сложный импульс, содержащий спутник как со стороны источника, так и со стороны приёмника (а) и его амплитудный спектр (б)

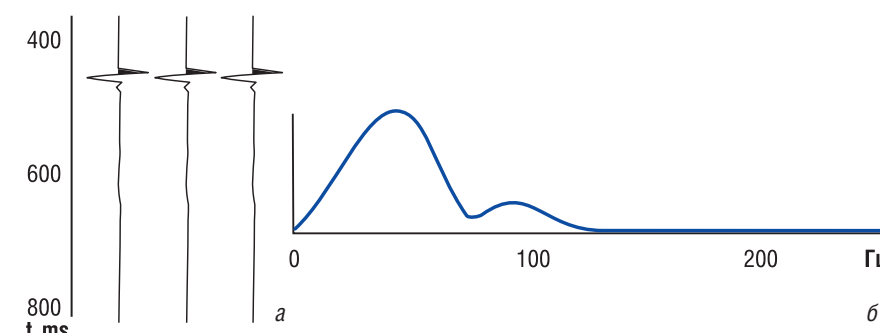
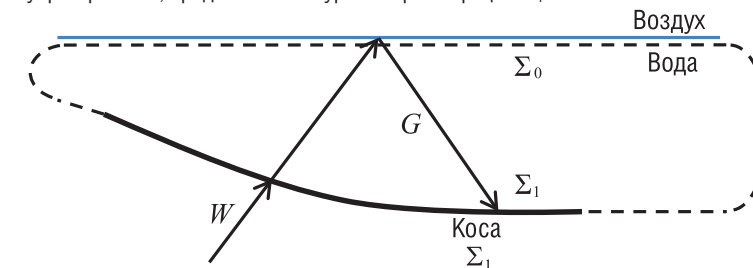


РИС. 5. Схема реализации трехшаговой процедуры моделирования спутника: продолжение поля восходящей волны к свободной поверхности Σ_0 , переотражение в нижнее полупространство, продолжение на уровень регистрации Σ_1



продолжения поля. Расчет модели реализуется в виде трехшаговой процедуры, включающей в себя этапы, которые проиллюстрированы на рис. 5:

1. Прямое продолжение восходящей волны с криволинейного глубинного уровня, совпадающего с геометрией косы, на свободную поверхность.

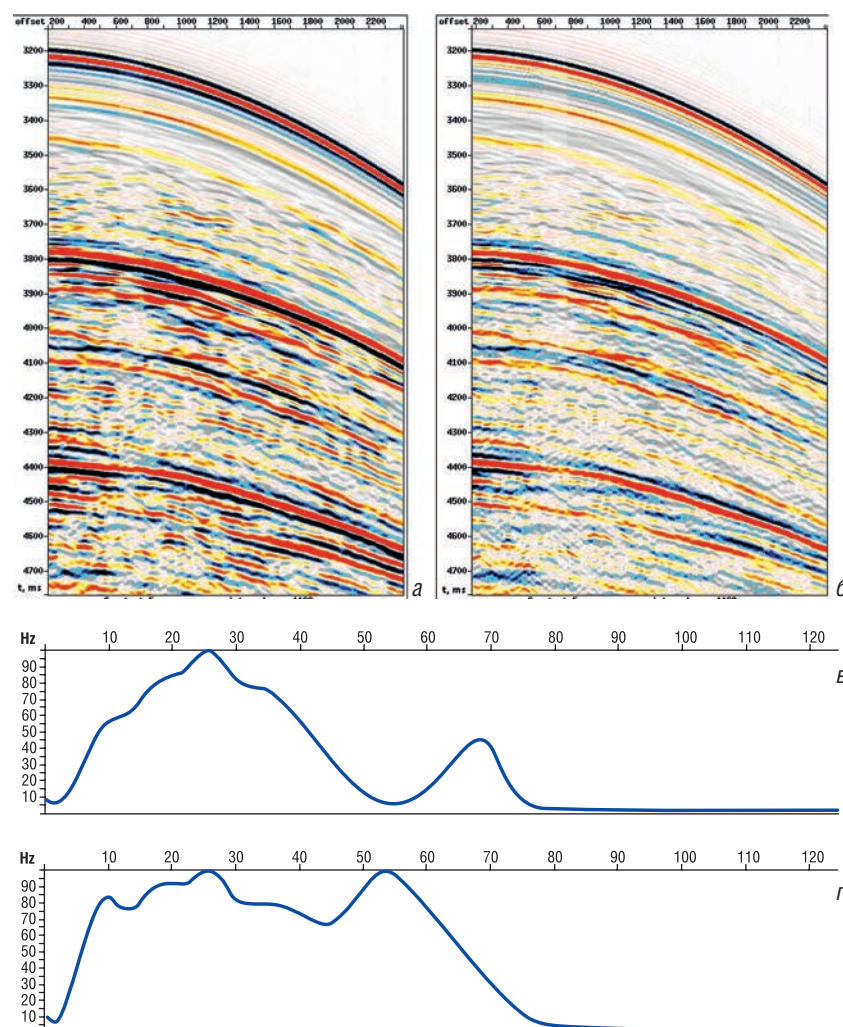
2. Отражение волны от свободной поверхности в нижнее полупространство с последующей сменой направления ее распространения.

3. Прямое продолжение полученной на предыдущем шаге падающей волны на прежний глубинный уровень.

РИС. 1. Образование волны-спутника со стороны источника S и приёмника R при морской сейсморазведке



РИС. 6. Фрагмент сейсмограммы, зарегистрированной в результате глубоководной сейсморазведки (а); результат применения процедуры подавления спутников (б); оценка амплитудного спектра импульса по исходным данным (в) и после подавления спутников (г)



Получаемый в результате алгоритм сводится к формированию системы линейных уравнений на каждой частоте в пределах рабочего диапазона. Решив все системы, получим частотную характеристику оператора подавления спутника. Переход в пространственно-временную область производится при помощи обратного преобразования Фурье. Построение оператора фильтрации требует задания точного значения глубины буксировки, а также коэффициента отражения от поверхности воды. Разумеется, на практике эти величины известны лишь приблизительно, поэтому мы применяем статистический оптимизационный алгоритм их уточнения. Критерием является минимум энергии результата подавления помех.

Описанный способ подавления помехи оказывается универсальным, так как при его выводе не накладывались ограничения на

форму буксируемой косы. При этом, однако, его применение связано со значительными вычислительными усилиями. Очень часто схема морских наблюдений допускает значительное упрощение алгоритма. В первую очередь это связано с мелкой буксировкой косы, когда различие запаздываний спутника (как функции угла выхода луча) относительно сигнала невелико. В таких ситуациях допустимо использование одноканальных адаптивных фильтров, что значительно повышает быстродействие.

Примеры обработки

Фрагмент сейсмограммы, зарегистрированной в результате глубоководной сейсморазведки, показан на рис. 6а. В результате применения одноканальной оптимизационной процедуры подавления спутника приходим к сейсмограмме, фрагмент которой

представлен на рис. 6б. Оценки амплитудного спектра сигнала, полученные по этим сейсмограммам, приведены соответственно на рис. 6в и г. В данном случае источник буксировался судном на глубине 13 м, а для регистрации использовалась горизонтальная коса, погруженная на 14 м. Несложно посчитать, что в такой ситуации провалы частотной характеристики сложного импульса приходятся приблизительно на 58 Гц и 54 Гц. В результате подавления волн-спутников удалось не только расширить спектр в область низких и высоких частот, но и восстановить энергию спектральных компонент в области провала частотной характеристики.

Мы описали две возможные реализации оптимизационной процедуры, позволяющей производить подавление волн-спутников. Существенное влияние на качество результата обработки может оказать аддитивный шум, к которому здесь мы относим любые регулярные или нерегулярные помехи, не порождающие волн-спутников при своем распространении и, следовательно, не вписывающиеся в модель. Например, многократно отраженные волны в этом смысле помехой не являются.

При выводе алгоритмов не накладывалось никаких ограничений на взаимное расположение пунктов регистрации колебаний. Поэтому его использование оказывается корректным как для горизонтально буксируемой косы, так и для наклонной или криволинейной косы.

В показанных примерах процедура применялась до этапа подавления кратных волн. Вопрос о месте предложенного метода в графе обработки данных и о его взаимодействии с другими алгоритмами остается открытым и подлежит дальнейшему изучению.

Мы рассматриваем описанные методы не в виде альтернативы прочим алгоритмам, а как дополнительные инструменты в арсенале геофизика, которые могут оказаться полезными при решении практических задач обработки сейсмических материалов. ●

Литература

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка. Тверь: АИС, 2006. 744 с.
2. Морская сейсморазведка / Под ред. А.Н. Телегина. М.: ООО «Геоинформмарк», 2004. 237 с.

KEYWORDS: *marine seismic exploration, optimization, wave-satellite.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

4–7 февраля

Международная геолого-геофизическая конференция и выставка

Современные технологии изучения и освоения недр Евразии (ГеоЕвразия-2019)

Москва

5–7 февраля

5-я юбилейная ежегодная конференция и технические визиты

Даунстрим Россия 2019

Казань

20 февраля

Конференция

ИНВЕСТЭНЕРГО-2019

Москва

ФЕВРАЛЬ

П	4	11	18	25
В	5	12	19	26
С	6	13	20	27
Ч	7	14	21	28
П	1	8	15	22
С	2	9	16	23
В	3	10	17	24

11–17 февраля

Юбилейная образовательная программа МАС ГНБ

Казань

19 февраля

Технический Форум Обустройство нефтяных месторождений 2019

Москва

20–21 февраля

IV Международная Конференция

Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов

Омск

27 февраля

Всероссийский профессиональный Форум

GR FORCE 2019

Москва

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ И МАГНИТОРАЗВЕДКИ

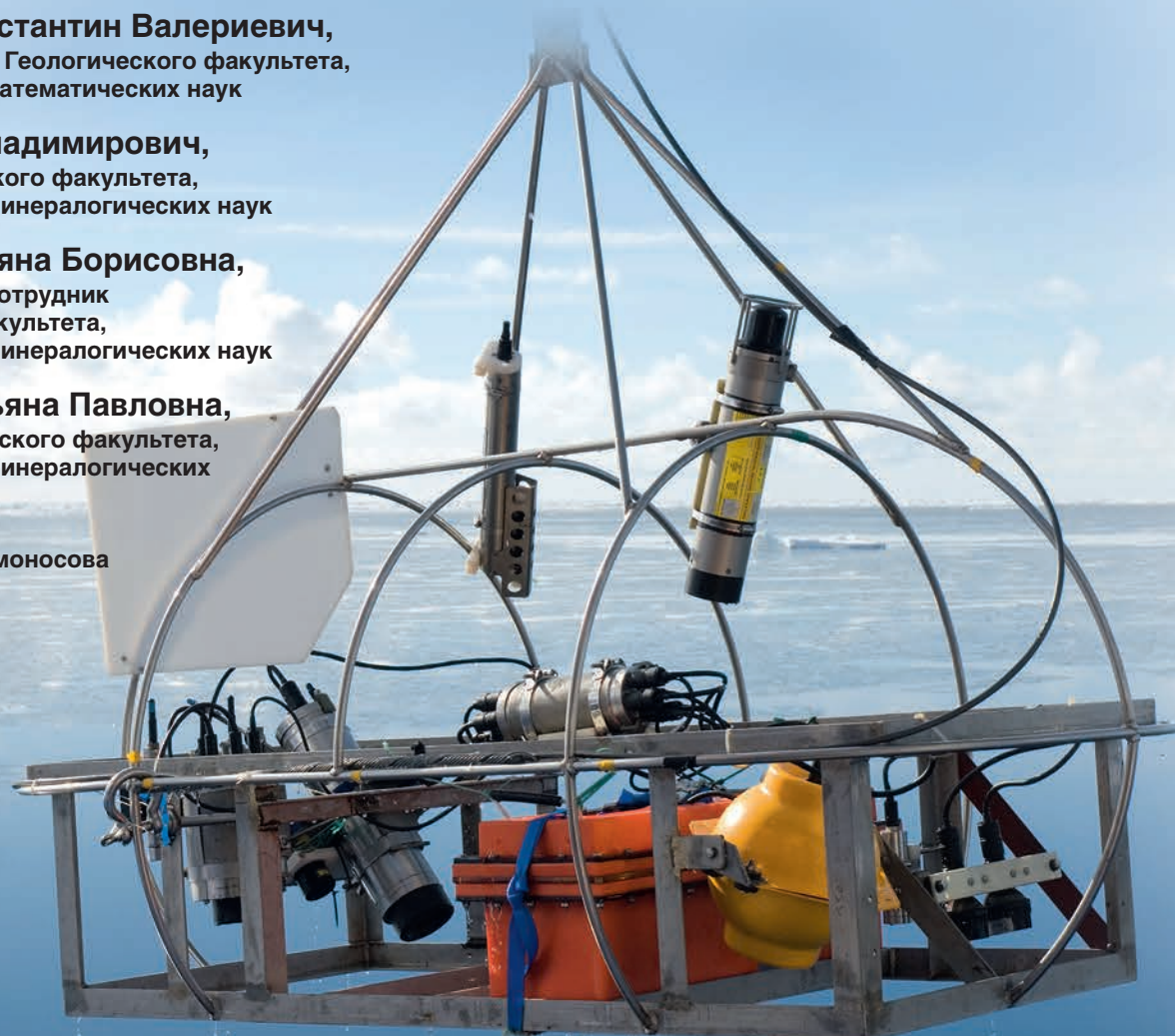
Кривошея Константин Валериевич,
научный сотрудник Геологического факультета,
кандидат физико-математических наук

Лыгин Иван Владимирович,
доцент Геологического факультета,
кандидат геолого-минералогических наук

Соколова Татьяна Борисовна,
старший научный сотрудник
Геологического факультета,
кандидат геолого-минералогических наук

Широкова Татьяна Павловна,
инженер Геологического факультета,
кандидат геолого-минералогических наук

МГУ имени М.В. Ломоносова



НА НЕКОЛЬКИХ ПРИМЕРАХ РАССМОТРЕНЫ ПРАКТИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГРАВИРАЗВЕДКИ (МАГНИТОРАЗВЕДКИ) ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ НЕФТИ И ГАЗА. ПОКАЗАНО, ЧТО ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ПОЗВОЛЯЮТ ПОВЫСИТЬ ДОСТОВЕРНОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, А ПРИ БЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЯХ МОГУТ ЯВЛЯТЬСЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫМ ИСТОЧНИКОМ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ОБРАБОТКЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЯХ И ПОИСКОВЫХ ОЦЕНКАХ ПЛОЩАДЕЙ. ДАЛЕКО НЕПОЛНЫЙ СПИСОК КОНКРЕТНЫХ ЗАДАЧ НЕСЕЙСМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ (В ТОМ ЧИСЛЕ ГРАВИ- И МАГНИТОРАЗВЕДКИ) ВКЛЮЧАЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛОТНОСТНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ГЛУБИННО-СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ И ДЛЯ СОЗДАНИЯ НИЗКОЧАСТОТНОЙ МОДЕЛИ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ, ИНТЕРПРЕТАЦИЮ ВУЛКАНОГЕННО-ОСАДОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ, ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ФУНДАМЕНТА И РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ ТЕКТониКИ И ДРУГИЕ ЗАДАЧИ

MODERN PRACTICE OF JOINT INTERPRETATION OF SEISMIC AND GRAVITY (MAGNETIC) DATA BRINGS PRACTICAL ADVANTAGE AT DIFFERENT STAGES OF OIL AND GAS EXPLORATION. POTENTIAL METHODS ALLOW VALIDATE STATIC MODEL IN COMPLEX SEISMIC ENVIRONMENT AND, IN FAVORABLE CONDITIONS, COULD BE DATA SOURCE FOR SEISMIC PROCESSING AND INTERPRETATION. THE POTENTIAL METHODS TASK LIST CONTAINS APPLICATION OF DENSITY MODEL FOR DEPTH VELOCITY MODEL TESTING, DESIGN OF LOW FREQUENCY DENSITY MODEL FOR SEISMIC INVERSION, INTERPRETATION OF VOLCANIC-SEDIMENTARY STRUCTURES AND STUDY OF BASEMENT STRUCTURE AND TECTONIC FEATURES ETC

Ключевые слова: комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, сейсмогравитационное и сейсмомангнитное моделирование, несейсмические методы, потенциальные методы.

Основы теории анализа и геологической интерпретации данных гравиразведки и магниторазведки при поисках нефти и газа, включающие решение прямых задач, расчет трансформаций потенциальных полей, использование статистических методов, были разработаны во второй половине прошлого века – в «советский период» [Романюк Т.В., 2012; Супруненко и др., 2018].

Однако долгое время несейсмические методы (гравиразведка, магниторазведка) были мало востребованы при решении задач нефтегазовой геологии, где в подавляющем большинстве случаев возможности сейсморазведки соответствовали сложности геологических задач. Практическое использование гравиразведки и магниторазведки при изучении осадочных разрезов с господством субгоризонтальных границ раздела ограничивалось трудоемкостью подготовки исходных данных и ограниченными возможностями графической визуализации при обработке и интерпретации материалов. На акваториях ситуация усложнялась относительно высокой погрешностью наблюдений.

Современные измерительные комплексы, системы спутниковой навигации, с одной стороны, и программные комплексы для обработки и интерпретации, с другой стороны, снимают эти ограничения и позволяют использовать потенциальные методы при создании и анализе сложных, часто трехмерных геологических моделей в комплексе с сейсморазведкой. В последние годы несейсмические методы все больше привлекаются для исследований перспектив нефтегазоносности на шельфе. Предположение о том, что относительно небольшие дополнительные затраты при проведении ГРП комплексом геофизических методов позволяют существенно уменьшить геологические риски нефтегазовых проектов, постепенно находят подтверждение на практике. Желтым контуром на рисунке 1

ФАКТЫ

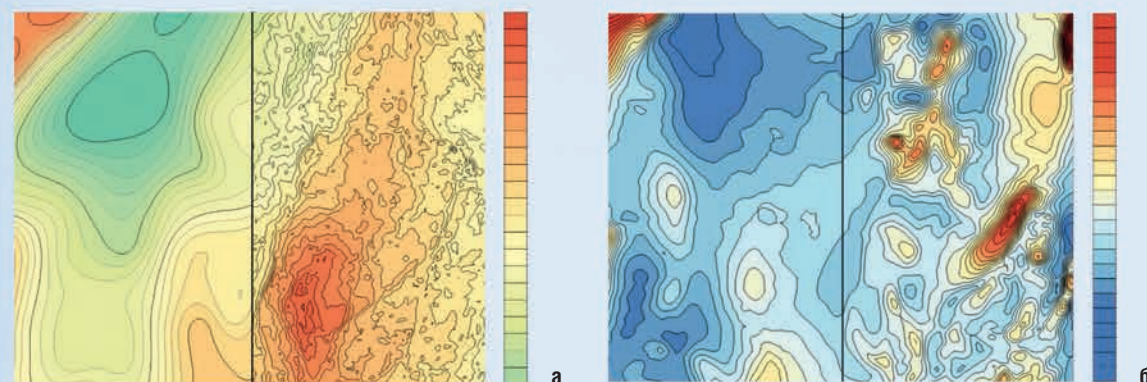
Моделирование аномалий гравитационного и магнитного поля позволяет в интерактивном режиме выполнить проверку нескольких геолого-геофизических моделей

выделены участки, на которых проведены современные комплексные геофизические съемки, включающие высокоточные детальные сейсморазведочные, гравиразведочные и магниторазведочные работы [Лыгин и др., 2018; Lygin et al., 2016].

РИС. 1. Лицензионное состояние западного сектора арктического шельфа России на 2018 год. По материалам [Супруненко и др., 2018; Лыгин и др., 2018] с дополнениями



РИС. 2. Сравнение фрагментов ретроспективных (слева) и современных (справа) карт изолиний гравитационного (а) и магнитного (б) полей



Среди несейсмических методов особенно заметными оказались успехи морской электроразведки (CSEM), геологической эффективности которых способствовал значительный контраст электрических свойств продуктивных и водонасыщенных структур. В случае гравиразведки и магниторазведки контраст плотностных и магнитных свойств в разрезе осадочного бассейна в большинстве случаев незначителен. Следовательно, и аномалии гравитационного и магнитного полей имеют небольшие амплитуды. Это требует аккуратного, последовательно строгого подхода на всех этапах работ – при проведении съемки, обработке и геологической интерпретации результатов наблюдений.

Материалы гравиразведки и магниторазведки совместно с данными сейсморазведки в настоящее время используются при решении традиционных геологических задач, к которым относится изучение структуры фундамента осадочного бассейна, разломно-блоковой тектоники, строения вулканогенно-осадочных комплексов. В качестве перспективных, развивающихся направлений использования материалов гравиразведки следует считать: уточнение глубинно-скоростной модели по результатам сейсмогравитационного моделирования, совместная «петрофизическая» интерпретация скоростных и плотностных моделей при анализе сейсморазведочных данных.

При этом современные возможности гравиразведки и магниторазведки, в первую очередь, благодаря высокой точности измерений, выходят за пределы перечисленных классических задач. На различных этапах геологоразведочных работ от проектирования съемок до эксплуатации месторождения существует ряд специфических задач, для которых возможности сейсморазведки ограничены. Примерами таких задач являются: уточнение местоположения (локализация) площадей сейсморазведочных работ, изучение строения верхней части разреза в области развития многолетнемерзлых пород или областях распространения магматических комплексов, проведение повторных

ФАКТЫ

$\pm 0,1$

– 0,3 мГал –
точность, которой
позволяют достичь
современные методы
гравиметрических и
магнитометрических
съемок

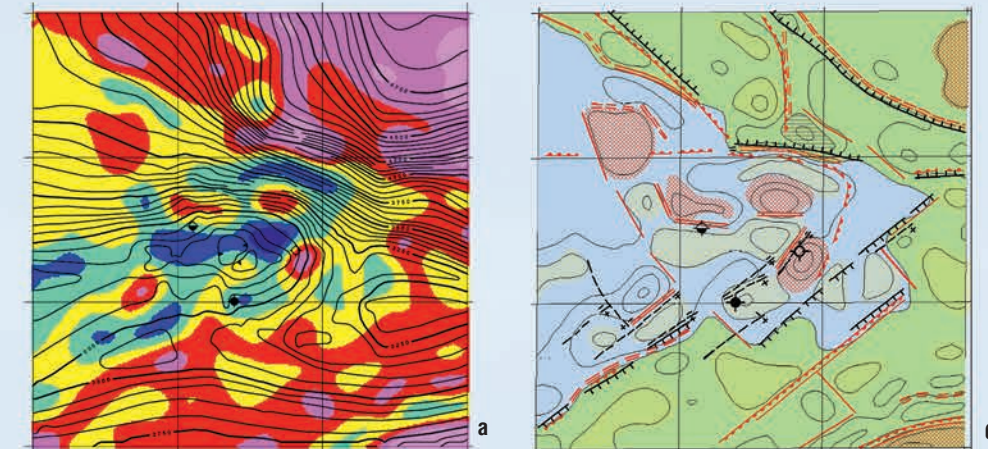
гравиметрических наблюдений при мониторинге разработки месторождений (перемещение газо- и водонефтяных контактов). Изучение вариаций гравитационного поля над известными месторождениями дает основания предполагать, что особенности современных геодинамических процессов в залежи позволяют в будущем использовать результаты повторных гравиметрических наблюдений как прямой поисковый признак.

Несколько примеров, иллюстрирующих современные возможности гравиразведки при решении традиционных задач нефтегазовой геологии на шельфе, рассмотрены ниже.

Аппаратура и методика съемки

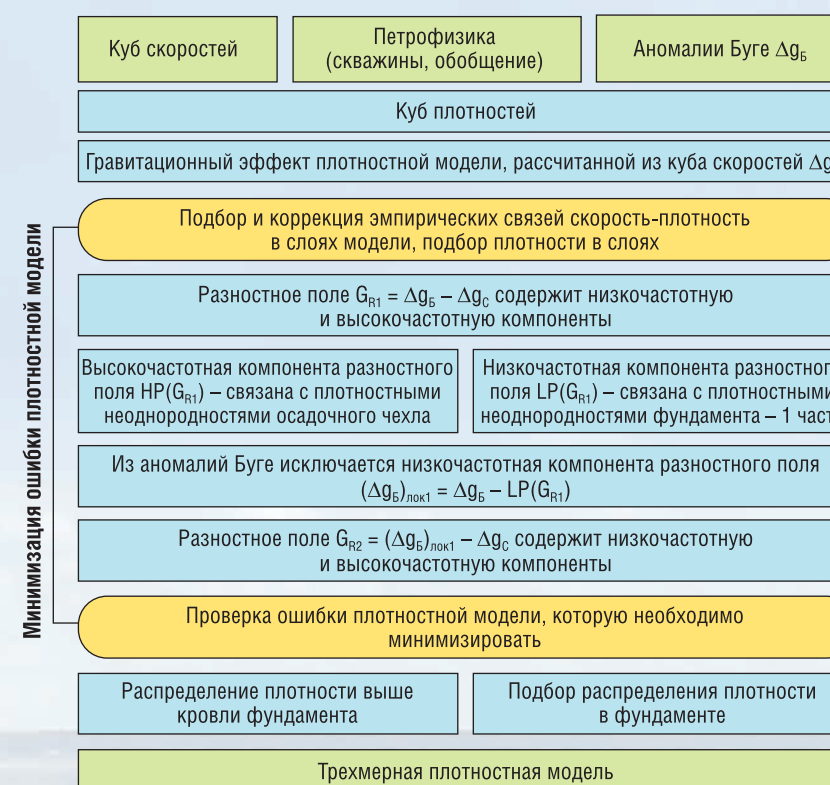
Для изучения гравитационного и магнитного поля на акваториях применяются в основном аэрогеофизическая или набортная съемка, когда оборудование устанавливается на борту самолета или корабля, выполняющего сейсморазведочные работы. Основные технические сложности измерения ускорения силы тяжести в движении связаны с возмущающими ускорениями подвижного основания, которые на несколько порядков превышают гравитационный эффект геологических структур. Основная проблема изучения магнитного поля на акваториях (особенно в высоких широтах) связана с учетом геомагнитных вариаций.

РИС. 3. Структурно-тектоническая схема с элементами интерпретации остаточных аномалий поля силы тяжести



а) изогипсы кровли продуктивного горизонта и остаточные локальные аномалии поля силы тяжести (красной заливкой показаны максимумы, синей – минимумы),
б) элементы тектонической схемы (красным цветом показаны положительные аномалии)

РИС. 4. Типовая блок-схема плотностного моделирования



Развитие цифровых технологий привело к созданию современных гравиметрических и магнитометрических комплексов, которые представляют собой сложные компьютеризированные системы, обрабатывающие в режиме реального времени большие объемы данных. Комплексный подход к решению технических и методических задач, использование спутниковой навигации и современных систем и алгоритмов обработки данных позволили на порядок повысить точность и детальность цифровых моделей гравитационного и магнитного поля по результатам набортной или аэрогеофизической съемки.

Современные методы проведения гравиметрических и магнитометрических съемок наблюдений позволяют достичь точности определения соответственно до $\pm 0,1 - 0,3$ мГал и $\pm 1 - 3$ нТл и детальности, которая отвечает минимальным пространственным размерам аномалий от 0,05–0,5 км. Иллюстрацией новых возможностей служат фрагменты карт изолиний ретроспективных и современных съемок (рис. 2).

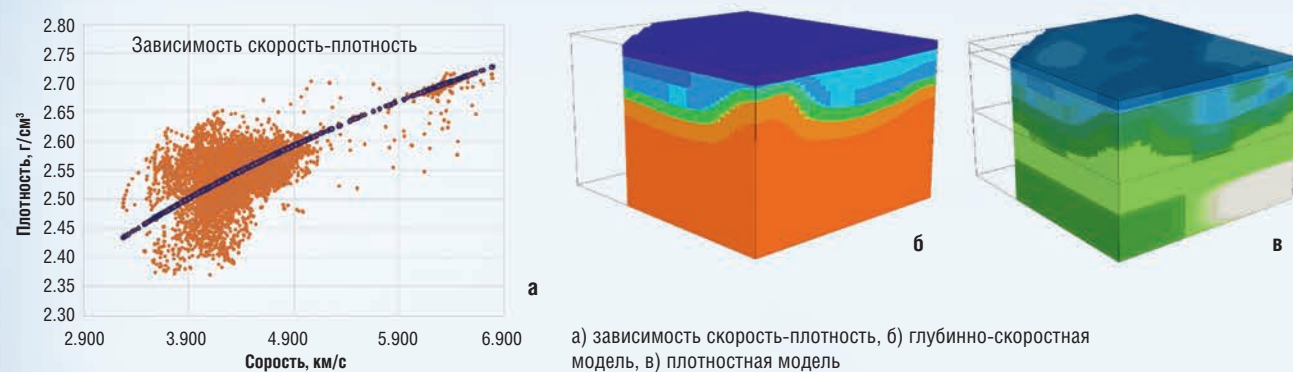
Обработка и интерпретация. Моделирование и расчет трансформаций

В процессе обработки из наблюдаемого поля исключаются эффекты, связанные с особенностями аппаратуры, методики и условий наблюдения, а также с известными свойствами поля. Это позволяет выделить и использовать для интерпретации аномалии, обусловленные геологическими причинами.

Структурные поверхности, полученные по результатам интерпретации данных сейсморазведки, являются отправной точкой для создания каркаса геолого-геофизической модели и последующего расчета геологических редукций и моделирования аномалий.

Геологическое редуцирование является простым и эффективным способом разделения аномального гравитационного эффекта

РИС. 5. Этапы классического сейсмогравитационного моделирования



известных источников и исследуемого остаточного поля. Для этого рассчитывается гравитационный эффект вмещающих комплексов, который вычитается из наблюдаемого поля. В результате остаточные локальные аномалии характеризуют плотностные неоднородности целевой части разреза (рис. 3а). Геологическое истолкование аномалий позволяет создать структурно-тектоническую модель антиклинального поднятия (рис. 3б) и оценить геологический риск проектной скважины в области положительной локальной аномалии как высокий.

Моделирование аномалий гравитационного и магнитного поля (решение прямой задачи для заданного распределения плотности или намагниченности [Булычев и др., 2010]) позволяет в интерактивном режиме выполнить проверку нескольких геолого-геофизических моделей. Более достоверной является модель, для которой рассчитанное поле совпадает с наблюдаемым. Такой подход позволяет геологу (геофизику), использующему современное программное обеспечение, реализовать сложный итерационный алгоритм совместной интерпретации геолого-геофизических данных (рис. 4) – использовать результаты структурной интерпретации данных сейсморазведки для создания каркаса плотностной (магнитной) модели, вносить необходимые изменения в

ФАКТЫ

10-15 %

может превышать на практике изменение глубин отражающих горизонтов, при использовании новой скоростной модели

модель, добиваясь наилучшего соответствия наблюдаемого и рассчитанного поля, и при этом следить за тем, чтобы вносимые изменения не противоречили геологическим представлениям о строении исследуемой площади и сейсморазведочным данным.

Скважинные данные акустического и плотностного каротажа используются для изучения зависимости скорость-плотность (рис. 5а) и пересчета 3D скоростной модели (куба скорости) (рис. 5б) в исходную объемную плотностную модель (рис. 5в).

Уточнение объемной плотностной модели выполняется в процессе подбора, в настоящее время преимущественно трехмерного. Полученная плотностная модель, согласованная с наблюдаемыми аномалиями гравитационного поля, используется для дополнения (уточнения) глубинной скоростной модели и результатов комплексной структурной интерпретации, а также для петрофизической интерпретации.

РИС. 6. Петрофизическая интерпретация результатов сейсмогравитационного моделирования



РИС. 7. Выделение элементов разломно-блоковой тектоники



Обратный пересчет плотностной модели в глубинно-скоростную модель выполняется на основе установленного соотношения скорость-плотность и в ряде случаев позволяет провести уточнение структурных построений по данным сейсморазведки. На практике изменение глубин отражающих горизонтов, при использовании новой скоростной модели может превышать 10–15%. Петрофизическая интерпретация результатов сейсмогравитационного моделирования использует совместный анализ объемных моделей скорости и плотности, выделение и анализ аномальных областей по комплексу признаков. Количественный анализ объемной модели акустического импеданса (рис. 6а) при благоприятных условиях может быть использован для выделения областей с улучшенными коллекторскими свойствами (рис. 6б, в).

При недостатке сейсмических данных эффективным средством анализа и геологического истолкования потенциальных полей является вычисление трансформаций поля – пересчет поля в верхнее и нижнее полупространство, вычисление

ФАКТЫ

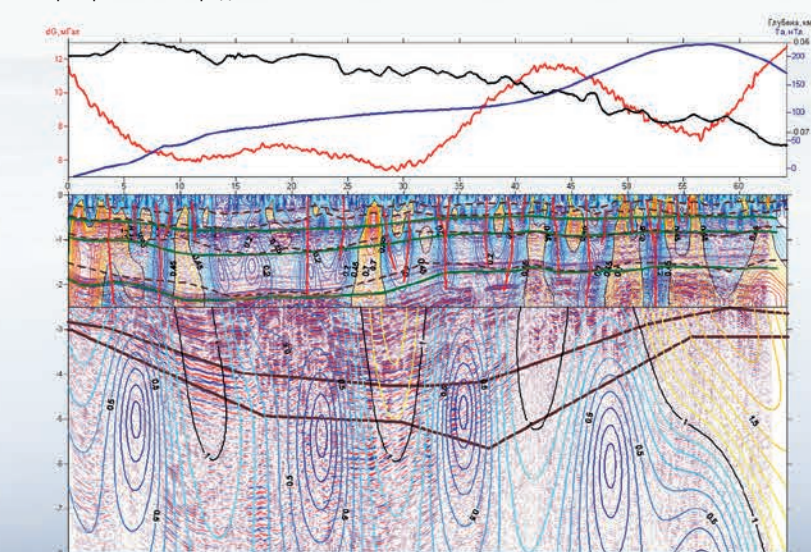
При недостатке сейсмических данных эффективным средством анализа и геологического истолкования потенциальных полей является вычисление трансформаций поля

производных, разложение поля на частотные составляющие, пересчет магнитного поля к полюсу и др. Вычисление трансформаций позволяет подчеркнуть особенности поля, предположительно связанные с некоторыми элементами геологического строения.

Сейсморазведка с большой практической эффективностью использует идею расчета трансформаций волнового поля и последующего геологического истолкования «трансформант» или атрибутов волнового поля. При интерпретации данных потенциальных методов (гравиразведки и магниторазведки) анализ трансформаций поля широко используется для реконструкции разломно-блокового строения осадочного чехла и фундамента (рис. 7). В частности, расчет высших производных позволяет «подчеркнуть» эффект латеральных изменений плотностных свойств разреза на контактах блоков.

В основе методики полного нормированного градиента [Березкин, 1973] лежит представление об особых точках поля (приближенный аналог точек дифракции для волнового поля). Аналитические методы продолжения производных поля в нижнее полупространство (т.е. ниже поверхности наблюдений) позволяют выделить области экстремальных значений градиента, которые соответствуют повышенным градиентам изменения плотности. В геологическом смысле особые точки могут свидетельствовать

РИС. 8. Структурные поверхности по результатам интерпретации аномалий полного нормированного градиента



об изменении морфологии структурного горизонта, наличии разрывных нарушений и др. Это дает возможность восстановить элементы геологической модели в области отсутствия отражений на волновом поле (ниже акустического фундамента) (рис. 8). В то же время метод не предполагает алгоритмических ограничений на местоположение особых точек замкнутым контуром, что позволяет создавать не блоковые, а градиентно-слоистые модели, которые, безусловно, ближе к геологическим условиям осадочных бассейнов.

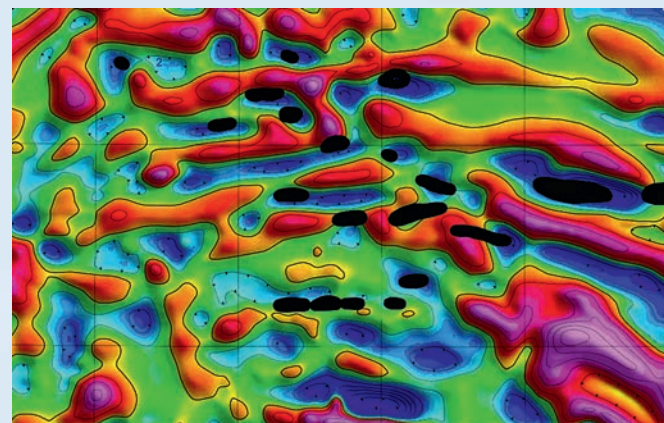
Большим интересом со стороны специалистов-геофизиков и разработчиков программного обеспечения в области потенциальных полей пользуется задача конструирования трансформаций, которые позволяют выделить в аномальном поле эффект, обусловленный плотностными неоднородностями в некотором интервале разреза или некотором слое. Очевидно, что в случае успеха это приводит к возможности автоматизированного расчета плотностной модели изучаемого объекта. Однако геологическая интерпретация такой модели всегда должна быть согласована с априорными геолого-геофизическими данными.

Одной из простых и эффективных трансформаций, которая позволяет подчеркнуть эффект плотностных неоднородностей в некотором интервале глубин (при благоприятных условиях!) является трансформация Сейкова-Нигарда. Метод основан на интерактивном подборе параметров трансформации, которые позволяют выделить компоненту аномального гравитационного поля, соответствующую продуктивному интервалу. При этом может наблюдаться устойчивая корреляция известных залежей и заданного атрибута гравитационного поля (рис. 9).

Рассмотренные примеры лежат в области совместной геологической интерпретации данных сейсморазведки и потенциальных методов. Они свидетельствуют о том, что в настоящее время растет интерес к совместному решению обратной задачи сейсморазведки и гравитационного моделирования. Практическое решение этой задачи зависит от создания эффективных алгоритмов решения прямой задачи расчета волнового поля для заданного распределения упругих свойств. Однако в настоящее время расчет волнового поля возможен только для относительно простых моделей геологической среды [Стогний и др., 2018].

Тем не менее возрастающая сложность задач, которые решает нефтегазовая геофизика позволяет с оптимизмом смотреть в будущее несейсмических методов. При этом ключевым фактором геологической эффективности данных методов при создании геолого-геофизической модели месторождения остается интегрированная интерпретация материалов несейсмических методов и сейсморазведки и актуализированных геологических представлений. ●

РИС. 9. Локальные аномалии гравитационного поля, обусловленные плотностными неоднородностями в продуктивном интервале, и положение известных залежей (показано черным цветом)



ФАКТЫ

В основе методики полного нормированного градиента лежит представление об особых точках поля

Литература

1. Березкин В.М. Применение гравиразведки для поиска месторождений нефти и газа. Недра. Москва. 1973, 264 с.
2. Булычев А.А., Лыгин И.В., Мелихов В.Р. Численные методы решения задач гравитационной и магниторазведки. Москва. 2010, 164 с.
3. Лыгин И.В., Мясоедов Н.К., Твердохлебов Д.Н. Повышение информативности геологических моделей с привлечением данных гравиразведки и магниторазведки // Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. 902 с.: ил., карты, схемы. ISBN 978-5-6040348-0-4.
4. Романюк Т.В. Изучение соотношений между скоростью сейсмических волн и плотностью в литосфере методом сейсмогравитационного моделирования // Академик В.Н. Страхов. Геофизик и математик. М.: Наука, 2012. С. 118–143.
5. Стогний П.В., Хохлов Н.И. Численное моделирование распространения сейсмических волн в присутствии газовых карманов в зоне Арктического шельфа // Neftegaz.ru. – 2018. – № 11. – С. 70–71.
6. Супруненко О.И. и др. Система информационно-аналитического обеспечения ГРП на Арктическом шельфе // Neftegaz.ru. – 2018. – № 11. – С. 18–23.
7. Lygin, I.V., Myasoevov, N.K., Gorbachev, S.V., and Radaev, I.N. (2016). Requirements for gravimetric survey in offshore geological explorations // Материалы симпозиума Международной ассоциации по геодезии (IAG) «Наземная, морская и аэрогравиметрия: измерения на неподвижных и подвижных основаниях». Санкт-Петербург, ГНЦ РФ АО «ЦНИИ «Электроприбор». 2016. Р. 68–70.

KEYWORDS: complex interpretation of geological and geophysical data, seismic gravity and seismomagnetic modeling, non-seismic methods, potential methods.

Открыта подписка на Деловой Журнал Neftegaz.RU на 2019 г.

Подписаться на журнал можно:

• через редакцию

Контактное лицо: Петрова Татьяна
subs@neftgaz.ru
+7 (495) 694-39-24

• через сайт информационного агентства Neftegaz.RU

в разделе «Журнал – Подписка»

• через Межрегиональное агентство подписки (МАП)

Подписной индекс 11407

• Через подписное агентство «Урал-Пресс»

Подписной индекс 80627

Подписной пакет	Количество номеров	Стоимость, руб.
Печатная версия журналов		
1 номер 2019 г.	1	1 257
I полугодие 2019 г.	8	10 056
II полугодие 2019 г.	7	8 799
Годовая подписка на 2019 г.	15	18 855
Online-версия журналов:		
1 статья номера 2019 г.	–	195
1 номер 2019 г.	1	942
I полугодие 2019 г.	8	7 542
II полугодие 2019 г.	7	6 599
Годовая подписка на 2019 г.	15	14 141
Печатная версия журналов + Online-версия журналов:		
1 номер 2019 г.	1	1 999
I полугодие 2019 г.	8	15 992
II полугодие 2019 г.	7	13 993
Годовая подписка на 2019 г.	15	29 985



Для корпоративных клиентов – особые условия!

ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИЕ АНОМАЛИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Путанс Виктория Албертсовна, старший научный сотрудник, лаборатория сейсмостратиграфии, к.г.-м.н.

Мерклин Лев Романович, ведущий научный сотрудник, лаборатория сейсмостратиграфии, к.т.н.

Амбросимов Альберт Константинович, главный научный сотрудник, лаборатория геодинамики, георесурсов, георисков и геоэкологии, д.ф.-м.н.

Иванов Андрей Юрьевич, ведущий научный сотрудник, лаборатория оптики океана, к.ф.-м.н.

Институт океанологии

НА СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ ПРОФИЛЯХ ВЫСОКОГО И УЛЬТРАВЫСОКОГО РАЗРЕШЕНИЯ, ПОЛУЧЕННЫХ ИНСТИТУТОМ ОКЕАНОЛОГИИ ИМ.П.П.ШИРШОВА РАН В 2004–2018 В КАСПИЙСКОМ МОРЕ, ОБНАРУЖЕНО МНОЖЕСТВО АНОМАЛИЙ АКУСТИЧЕСКОГО ПОЛЯ: ЯРКИЕ ПЯТНА, ЗОНЫ АКУСТИЧЕСКОЙ ПРОЗРАЧНОСТИ, АКУСТИЧЕСКИЕ ТЕНИ, ПЕРЕМЕШАННЫЕ ЗОНЫ, ШЕРОХОВАТЫЕ ОТРАЖАЮЩИЕ ГОРИЗОНТЫ, РАЗДВАИВАНИЕ ОТРАЖАЮЩИХ ГОРИЗОНТОВ, КРАТНЫЕ ВОЛНЫ ОБЫЧНЫЕ, ПСЕВДО И ЗЕРКАЛЬНО ОТРАЖЁННЫЕ, НЕСКОЛЬКО МЕСТ С ВОЗМОЖНЫМИ BSR. ВСЕ АНОМАЛИИ В ОСНОВНОМ КОРРЕЛИРУЮТСЯ СО СМЕНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБСТАНОВОК: ОТ ПОГРЕБЁННЫХ ВРЕЗОВ НА ШЕЛЬФЕ ДО ПАЛЕОДЕЛЬТ, А ТАКЖЕ КОНУСОВ ВЫНОСА; ОСАДОЧНЫЕ ВОЛНЫ НЕСКОЛЬКИХ ТИПОВ, И ДАЛЕЕ НА ГЛУБИНУ К ГРЯЗЕВЫМ ВУЛКАНАМ И СТРУКТУРАМ, СВЯЗАННЫМ С ВЫХОДАМИ ГАЗА. ОДНА ИЗ ПРИМЕЧАТЕЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НЕДР СЕВЕРНОГО И СРЕДНЕГО КАСПИЯ – МНОЖЕСТВО ТРУБООБРАЗНЫХ РАЗРЫХЛЕННЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ, УХОДЯЩИХ СВОИМИ КОРНЯМИ НА ГЛУБИНУ СВЫШЕ 2000 М. ЭТИ «КОЛОДЦЫ» ЯВЛЯЮТСЯ СТРУКТУРНЫМИ ПРЕДПОСЫЛКАМИ СУЩЕСТВОВАНИЯ ОЧАГОВ СУБМАРИННОЙ РАЗГРУЗКИ ГЛУБИННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ФЛЮИДОВ. ТАКЖЕ НА ЛЮБОМ УЧАСТКЕ АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО И СЕВЕРНОГО КАСПИЯ СУЩЕСТВУЕТ ОДНОВРЕМЕННО НЕСКОЛЬКО УГРОЗ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЛЮБОМ ЭТАПЕ. ЭТА ПРОБЛЕМА РЕШАЕТСЯ КОМПЛЕКСНЫМ ПОДХОДОМ К НАБЛЮДЕНИЮ ЗА ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКОЙ, СОЗДАНИЕМ ЕДИНОЙ СЕТИ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

HIGH-RESOLUTION AND ULTRA-HIGH-RESOLUTION SEISMIC PROFILES OBTAINED BY THE P. SHIRSHOV INSTITUTE OF OCEANOLOGY OF THE RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES IN 2004–2018 IN THE CASPIAN SEA REVEALED MANY ACOUSTIC FIELD ANOMALIES: BRIGHT SPOTS, ACOUSTIC TRANSPARENCY ZONES, ACOUSTIC SHADOWS, MIXED ZONES, IRREGULAR REFLECTOR, BIFURCATION OF REFLECTING HORIZONS, ORDINARY RINGING, PSEUDO AND MIRROR REFLECTING, SEVERAL PLACES WITH POSSIBLE BSR. ALL THE ANOMALIES ARE MAINLY CORRELATED WITH THE CHANGE OF GEOLOGICAL ENVIRONMENTS: FROM BURIED CHANNELS ON THE SHELF TO THE PALEO-DELTA AREA, AS WELL AS FANS; SEVERAL TYPES OF SEDIMENTARY WAVES, AND FURTHER DOWN TO MUD VOLCANOES AND STRUCTURES ASSOCIATED WITH GAS FACTOR. ONE OF THE REMARKABLE FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE NORTHERN AND MIDDLE CASPIAN SUBSOIL IS A LARGE NUMBER OF PIPE-SHAPED LOOSENED VERTICAL FORMATIONS THAT HAVE THEIR ROOTS AT A DEPTH OF MORE THAN 2000 M. THESE “WELLS” ARE STRUCTURAL CONDITIONS FOR THE EXISTENCE OF SUBMARINE DISCHARGE CENTERS OF DEEP SUBSURFACE FLUIDS. ALSO, IN ANY PART OF THE WATER AREA OF THE MIDDLE AND NORTHERN CASPIAN, THERE ARE SIMULTANEOUSLY SEVERAL THREATS TO THE DEVELOPMENT OF DEPOSITS AT ANY STAGE. THIS PROBLEM IS BEING ADDRESSED THROUGH THE INTEGRATED APPROACH TO MONITORING THE GEODYNAMIC FACTORS, CREATING AN INTEGRATED NETWORK OF GEODYNAMIC MONITORING

Ключевые слова: Каспийское море, сейсмостратиграфия, сейсмоакустика, акустические аномалии, флюидодинамика, геориски.

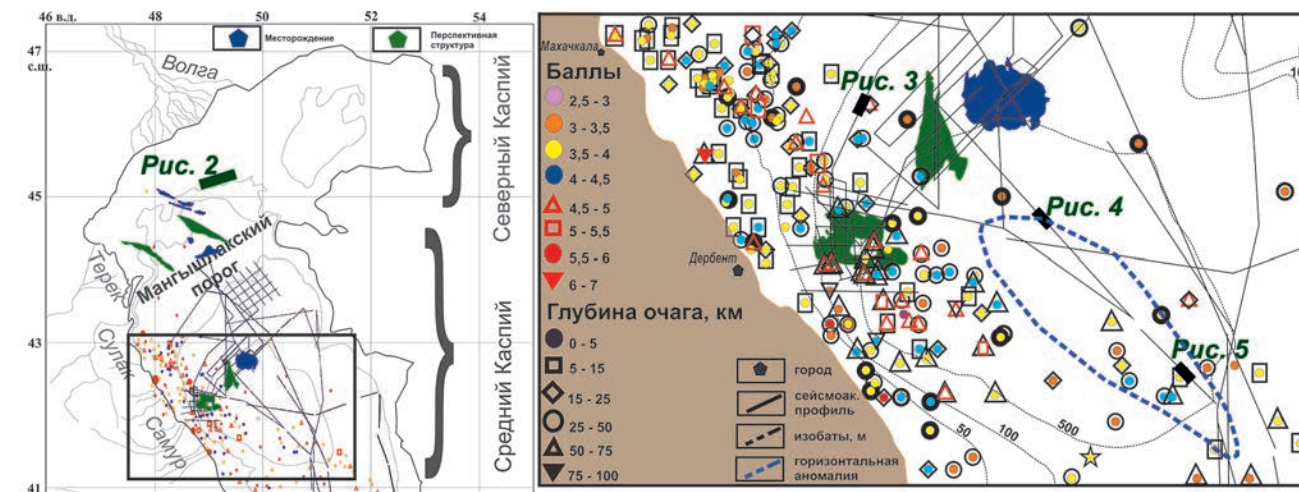
Каспийское море расположено на активном сочленении Восточно-Европейской и Скифо-Туранской платформ с Альпийским складчатым поясом. Глубина воды во впадинах довольно значительна для внутреннего водоёма (700 м в Центральной и 1 км в Южной). По причине своего небольшого размера, Каспий является

уникальной геоморфологической областью, где седиментационные процессы тесно переплетены между собой. Геоморфологически принято выделять Северный Каспий (шельф), Мангышлакский порог (гигантское осадочное тело), Средний Каспий (Центральная впадина), Апшеронский порог (тектоническая структура,

перекрытая осадками), и Южный Каспий (Южная впадина) (Леонтьев и др., 1977). С геодинамической точки зрения, Средний Каспий представляет собой контрастное сочетание горных сооружений, для которого характерна довольно высокая сейсмичность. Интенсивное прогибание здесь началось в конце

УДК 550.8

РИС. 1. Очаги землетрясений и положение сейсмоакустических профилей в Среднем Каспии (по Путанс и др., 2018, с изменениями)



плиоцена и продолжается до сих пор, не компенсируясь при этом осадконакоплением. Возникновение новых трещин и активизация существующих каналов при сильных землетрясениях способны за несколько месяцев разгрузить флюидные очаги. Даже событий с магнитудами 6 достаточно, чтобы вызвать гидроизвержения. Наблюдаемые серии разрывных нарушений приурочены к оси растяжения Дербентского прогиба (Иванова, Трифонов, 2002; Путанс и др., 2018).

Оборудование

Традиционная технология для обнаружения аномалий в донных осадках – это сейсмоакустическое профилирование, в котором используются акустические волны на более высоких частотах (сотни герц-килогерцы), чем в «большой сейсмике» (десятки–первые сотни герц). Сейсмоакустический временной разрез даёт информацию только о самой верхней части осадочной толщи (обычно не глубже 150 м под дном) с вертикальным разрешением от первых метров до десятков сантиметров.

Сейсмоакустические данные получены в экспедициях Института океанологии им. П.П.Ширшова РАН в период 2004–2015 гг. с помощью следующего оборудования:

- система одноканального непрерывного сейсмоакустического профилирования «Геонт-Шельф», источник Спаркер (300 Гц);
- ультразвукокоразрешающий параметрический профилограф «SES-2000-standard», 8–15 кГц;

- высокоразрешающий профилограф CHIRP-II (Datasonics) со свип-сигналом (2–7 кГц).

Обработка сейсмоакустических данных осуществлялась в специализированных программных пакетах RadExPro 2012.3, ISE 3.2 и ChirpII, для интерпретации применялся программный пакет Kingdom Suite 2d/3d. Для комплексной интерпретации использовались каталоги землетрясений за последние 150 лет и спутниковые данные (мониторинг нефтяных сликов), которые служат поисковым признаком обнаружения участков современной флюидодинамической активности (Иванов, 2007).

Результаты

Большой углеводородный потенциал Каспия проявляется на всех уровнях осадочного чехла. На данных гидролокаторов бокового обзора (ГБО) в экспедиции 2018 года в Северном Каспии на дне моря обнаружены покмарки – выходы флюидов на дно (рис. 2), коррелирующиеся с зоной интенсивных современных сликов на поверхности моря.

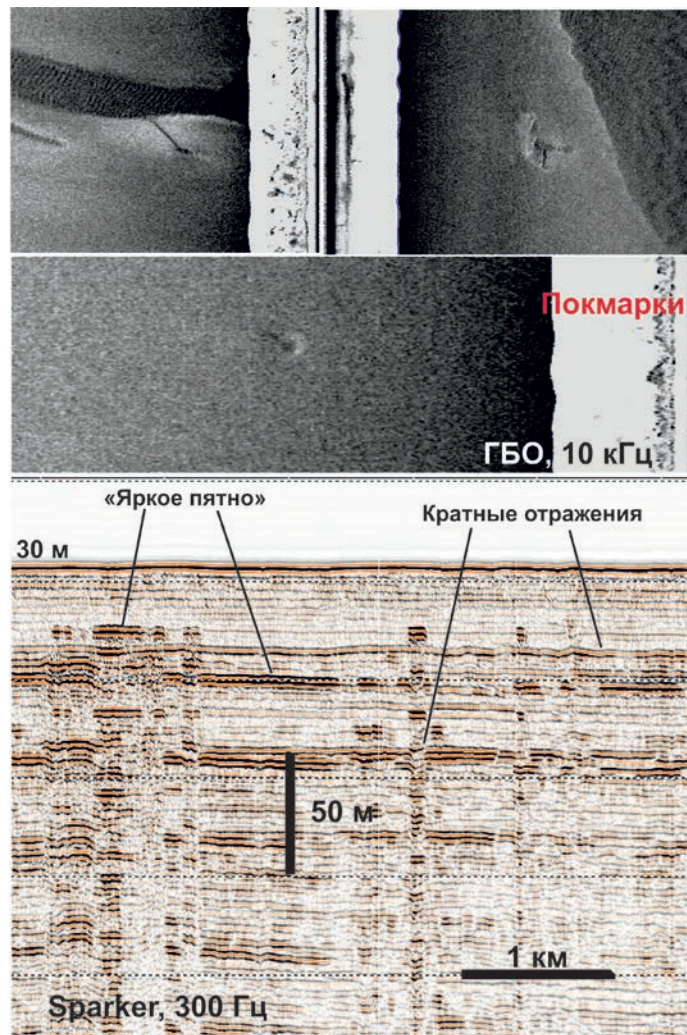
На шельфе Северного Каспия выявлено огромное количество сейсмоакустических аномалий типа «яркое пятно» шириной на профилях от 50 м до 1 км. Другой тип акустических аномалий на шельфе – изогнутые акустические горизонты, отвечающие заполненным палеоврезам. Самые яркие аномалии одинаковы и для Среднего и для Южного Каспия. Они делятся

на два типа: горизонтальные аномалии «нарушенный слой» и вертикальные «трубы» (рис. 3, 4, 5). Для первых характерна бугристость, акустический горизонт становится волнистым вплоть до потери корреляции. Ниже таких нарушенных горизонтов, как правило, наблюдается зона потери корреляции. Отражения здесь хаотичны, нижележащие горизонты не прослеживаются. Для начала и конца зон характерен «раздув» нескольких осадочных слоёв с несогласием облекания.

При картировании очевидно, что зоны на глубине около 1 с можно объединить в одну область, которая занимает большую часть впадины Среднего Каспия (рис. 1). Этот слой имеет толщину от 50 до 250 мс. Ниже хаотичность «уходит», и начинают снова прослеживаться параллельные ненарушенные горизонты, однако сигнал остается слабым (рис. 4). В кровле местами амплитуды отражений резко увеличиваются, а ниже прослеживается акустическая тень. Бугристость горизонта в таких местах также возрастает.

Для второго типа аномалий («трубы») характерна ассоциированность с первым типом (бугристым слоем и хаотичной толщей) и многообразие проявлений. Имея корни в хаотичном слое, вертикальные зоны потери корреляции проявляются по всей видимой осадочной толще, вплоть до выхода на поверхность дна. В этом случае в рельефе дна наблюдаются выемки-покмарки. Однако чаще «трубы» до поверхности дна не доходят, кроме

РИС. 2. Покмарки на записях ГБО (вверху), сейсмоакустические аномалии (внизу)



того, могут выглядеть не только как четкие «столбы» потери корреляции до прозрачности, но и просто как вытянутые зоны ослабления сигнала (рис. 2). В этом случае они могут заканчиваться «ярким пятном», либо ассоциируются с локальными зонами дифракции, что часто сопряжено с погребенными каналами, либо иными нарушениями осадочных слоев.

В случае Среднего Каспия слабые (в среднем около 4 баллов) и неглубокие (в среднем 20 км, местами до 75 км) землетрясения приводят к нарушениям в самой верхней части осадочной толщи. В большинстве случаев к этим нарушениям приурочены признаки флюидной активности, а именно – зоны потери корреляции, которые следуют по разломам либо по «акустически ослабленным» ослабленным зонам, которые на сейсмоакустических разрезах выглядят как «трещиноватые».

Очаги разгрузки напорных пластовых флюидов из недр Скифско-Туранской плиты давно известны на Каспии и соседних территориях, в первую очередь, в виде грязевых вулканов. Однако, очень мало информации о том, что происходит в зонах структурных аномалий в донных осадках которые могут служить каналами флюидообмена. В 2004–2018 гг. в экспедициях Института океанологии им П.П. Ширшова РАН над трубообразными образованиями в Северном и в Среднем Каспии были выполнены исследования воды и донных осадков. Над трубообразными телами и в их окрестности вода и донные осадки содержат повышенные концентрации металлов *Fe, Mn, Cu, Zn, Ni, Co, Cr, Pb, Cd*. (Амбросимов, 2018). Вода над некоторыми «трубами» обогащена железом в 192 раза больше по сравнению с

фоновыми данными, марганцем в 70 раз, *Cd* – в 18,5, *Zn* – в 11,7, *Cu* – в 6 раз. Очевидно, что это весьма большое обогащение, и создавать его должны аномальные источники. Кроме этого анализ осадков в районе «труб» показал повышенное содержание нефтяных углеводородов.

Другое подтверждение активной флюидодинамики – активизация подводных грифонов в Северном Каспии, которые регулярно наблюдаются из космоса по множеству нефтяных пятен на поверхности моря (рис. 6). Нефтепроявления, обусловленные естественными источниками на дне, имеют ряд характерных признаков, которые так или иначе отображаются на радиолокационных изображениях (РЛИ) и позволяют их однозначно отличить от пятен антропогенных пленочных загрязнений (например, судовых разливов) и/или сликов

РИС. 3. Аномалия «труба» в зоне мелкофокусного землетрясения

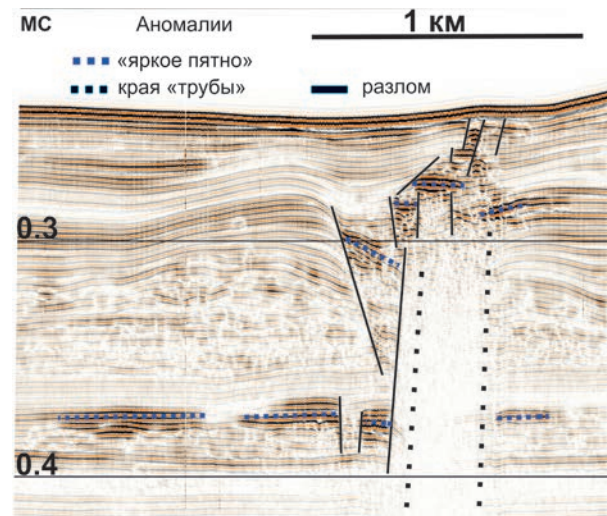


РИС. 4. Деформация структуры донных осадков при горизонтальной аномалии

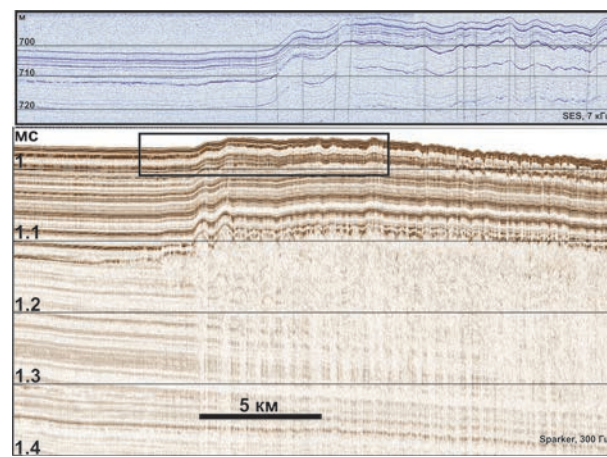
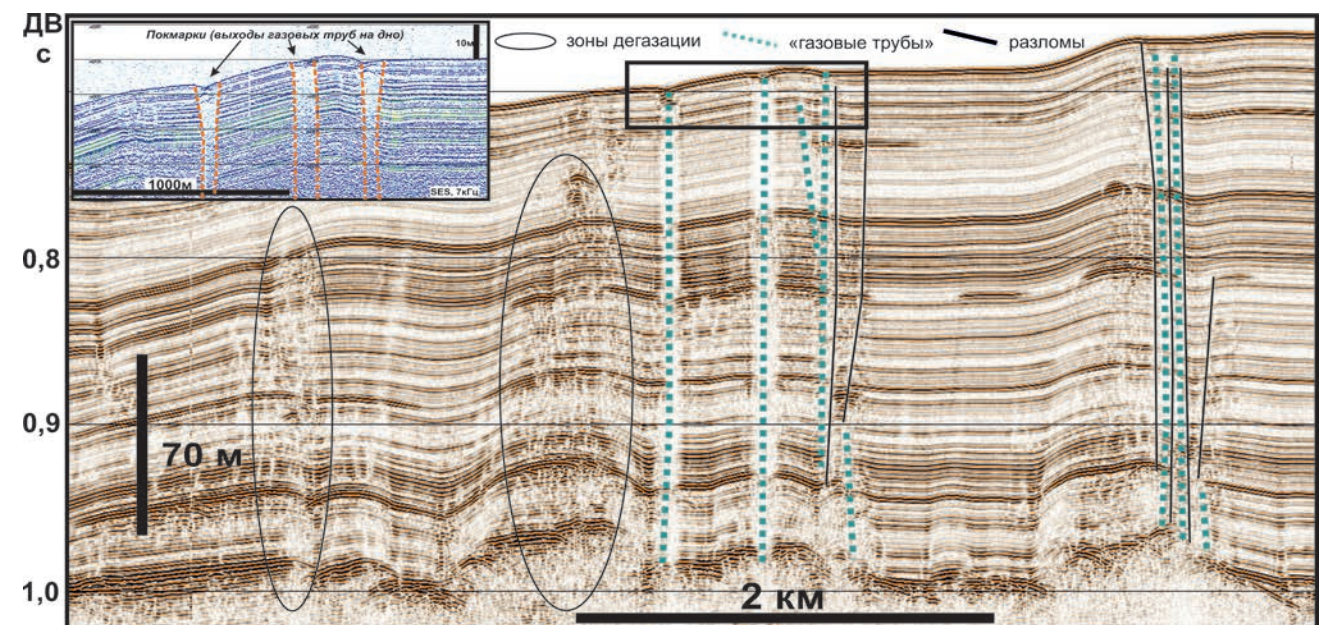


РИС. 5. Горизонтальные и вертикальные аномалии. Покмарки



естественных явлений и процессов (обусловленных ветром, течениями и волнением), образующих аэрогидродинамические области выглаживания поверхности моря (Иванов, 2007; Иванов и др., 2007)

Еще один фактор, который не находит своего объяснения, кроме как в субмаринной разгрузке глубинных подземных флюидов – это многочисленная регистрация теплых прослоев придонной воды в районе северо-восточного склона

Среднего Каспия, по аналогии с разгрузкой горячих источников в Восточно-Предкавказском бассейне термальных вод.

Совместный анализ данных спутникового мониторинга с привлечением данных батиметрии, геолого-геофизических и сейсмологических наблюдений, позволит подметить ряд особенностей в распределении пятен и их очевидную взаимосвязь со строением, флюидодинамикой

и нефтегазоносностью осадочного чехла этой части Каспийского моря, а также с сейсмичностью недр. ●

Благодарность

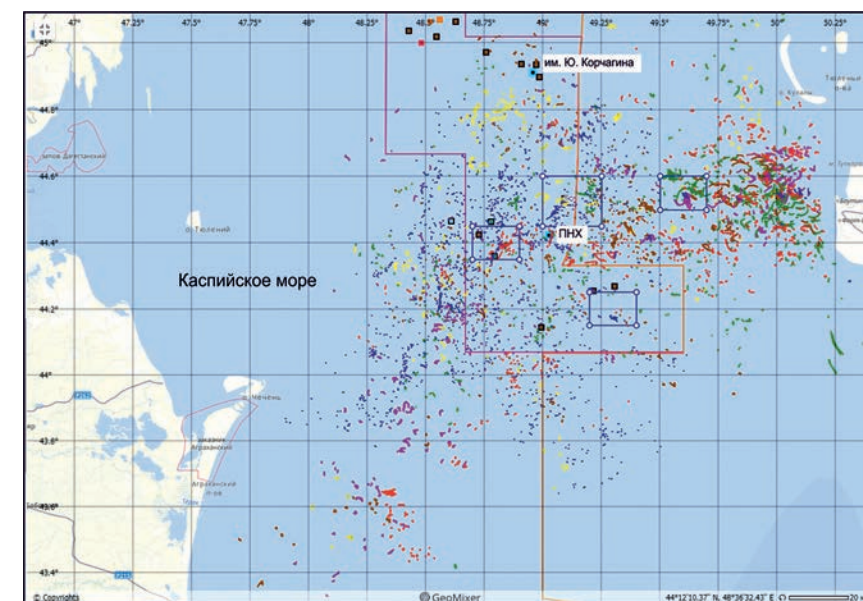
Исследования проведены при поддержке гранта РФФИ 17-55-560003 и Государственного задания в рамках НИР № 0149-2018-0005

Литература

1. Амбросимов А.К. О динамике течений в северо-восточной части Дербентской котловины // Изв. РАН. Физика атмосферы и океана. – 2018. – Т. 54. – № 4. – С. 474–484.
2. Амбросимов А.К., Голубов Б.Н. Металлоносность вод и донных отложений Северного Каспия как показатель субмаринной разгрузки флюидов из его недр // Экологические системы и приборы. – 2014. – № 5. – С. 50–63.
3. Иванов А.Ю. Слики и плёночные образования на космических радиолокационных изображениях // Исслед. Земли из космоса. – 2007. – № 3. – С. 73–96.
4. Иванов А.Ю., Голубов Б.Н., Затыгалова В.В. О нефтегазоносности и разгрузке подземных флюидов в южной части Каспийского моря по данным космической радиолокации // Исслед. Земли из космоса. – 2007. – № 2. – С. 62–81.
5. Иванова Т.П., Трифонов В.Г. Сейсмоструктура и современные условия колебания уровня Каспийского моря // Т.П. Иванова // Геотектоника. – 2002 – № 2. – С. 27–42
6. Леонтьев О.К., Маев Е.Г., Рычагов Г.И. Геоморфология берегов и дна Каспийского моря // Изд-во МГУ. – 1977.
7. Путанс В.А. Инженерно-геологические особенности освоения акватории Каспийского моря (Северный и Средний Каспий) // Бурение и нефть. – 2012. – № 11. – С. 20–22
8. Путанс В.А., Мерклин Л.Р., Зеленин Е.А. Проявление современных тектонических событий в структуре позднечетвертичных осадков Среднего Каспия // Успехи современного естествознания. – 2018. – №4. – С. 139–144.

KEYWORDS: *The Caspian sea, seismostratigraphy, seismic, acoustic anomalies, fluid dynamics, geo-hazards.*

РИС. 6. Сводная карта естественных нефтепроявлений (как однозначно детектированных, так и вероятных), обнаруженных в Северном и Среднем Каспии в 2011–2016 гг. по данным радиолокационного дистанционного зондирования (сиреневая линия – лицензионный участок ОАО «Лукойл», светло-коричневая – морская граница)



РОССИЙСКОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ШЕЛЬФА

ЗА ПОСЛЕДНИЕ ПЯТЬ ЛЕТ, КАК ПО ГОСУДАРСТВЕННЫМ КОНТРАКТАМ, ТАК И ПО ЗАКАЗАМ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ, СПЕЦИАЛИСТЫ МОРСКОЙ АРКТИЧЕСКОЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДНОЙ ЭКСПЕДИЦИИ ПРОВЕЛИ РЯД СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ 2D И 3D, А ТАКЖЕ КОМПЛЕКСНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ В АРКТИЧЕСКИХ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫХ МОРЯХ. ОДНАКО, НАРЯДУ С БЕЗУСЛОВНЫМИ ДОСТИЖЕНИЯМИ В ИССЛЕДОВАНИИ ШЕЛЬФА, НОВЕЙШИЙ ЭТАП ОТЛИЧАЕТСЯ НЕМАЛЫМИ СЛОЖНОСТЯМИ. КАК ИХ ПРЕОДОЛЕВАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

DESPITE THE UNDENIABLE ACCOMPLISHMENTS HE NEWEST PHASE TO DEAL WITH THE CHALLENGES OVER THE PAST FIVE YEARS, BOTH UNDER GOVERNMENT CONTRACTS AND ON THE ORDERS OF SUBSOIL USERS, THE SPECIALISTS OF THE MARINE ARCTIC GEOLOGICAL EXPEDITION CONDUCTED A NUMBER OF 2D AND 3D SEISMOLOGICAL WORK, AS WELL AS COMPREHENSIVE ENGINEERING SURVEYS IN THE ARCTIC AND FAR EASTERN SEAS. HOWEVER, DESPITE THE UNDENIABLE ACCOMPLISHMENTS IN THE STUDY OF THE SHELF, THE NEWEST PHASE DIFFERS GREATLY IN COMPLEXITY. HOW DO RUSSIAN COMPANIES DEAL WITH THE CHALLENGES?

Ключевые слова: сейсморазведка, геологоразведочные работы, освоение шельфа, геофизическое оборудование, санкции.

Казанин Геннадий Семенович,
генеральный директор
ОАО «МАГЭ»,
доктор технических наук,
академик РАН

Казанин Алексей Геннадьевич,
председатель Совета
директоров, заместитель
генерального директора –
директор Московского
филиала ОАО «МАГЭ»,
кандидат технических наук

Макаров Евгений Станиславович,
заместитель генерального
директора – главный инженер
ОАО «МАГЭ»

Базилевич Сергей Олегович,
начальник отдела морской
сейсморазведки, Московский
филиал ОАО «МАГЭ»

Кашик Михаил Алексеевич,
ведущий менеджер отдела
морской сейсморазведки,
Московский филиал
ОАО «МАГЭ»

Значительное влияние на российских поставщиков геолого-геофизических услуг оказывает введение санкций на поставку оборудования для работ на шельфе.

Практически все оборудование для выполнения геолого-геофизических работ (сейсмические косы, донные станции, пневмоисточники, навигационное обеспечение) изготавливается зарубежными компаниями. Основные поставщики оборудования – компании из Франции, США, Великобритании – находятся под санкциями.

Например, компания Sercel (Франция) прекратила ремонт сейсмических кос и поставку комплектующих. Большинство заключенных ранее контрактов приостановлено. Ориентировочная доля сейсмических кос компании Sercel по отношению к косам других производителей для российских компаний составляет 70–80%. Судя ОАО «МАГЭ» на 95% оснащены косами компании Sercel.

Компания Hydrosience Technologies Inc (США) также полностью прекратила ремонт и поставку запчастей и комплектующих для своих сейсмических кос. В результате комплекс для высокоразрешающей сейсморазведки, приобретенный ОАО «МАГЭ» более чем за \$1 млн, невозможно использовать из-за выхода из строя некоторых составных частей.

Компанией BOLT (США) приостановлены все поставки комплектующих для пневмоисточников, включая

кольца, прокладки, резинки. Судя ОАО «МАГЭ» на 75% оснащены пневмоисточниками компании BOLT.

Учитывая сложившуюся в последние годы ситуацию в геологоразведочной отрасли, в частности в сфере геологоразведочных исследований арктического шельфа РФ (санкционная политика ЕС, США и Канады), крайне актуальными стали проблемы разработки, испытаний и серийного производства отечественных аналогов специализированного оборудования, способного конкурировать с аппаратурой зарубежных производителей, которая сейчас широко используется в отрасли.

Важную роль в решении проблемы импортозамещения в области геологоразведочного сервиса играет государственная поддержка. В рамках Государственной программы Министерства промышленности и торговли Российской Федерации ведущими российскими научно-техническими предприятиями – АО «Концерн «Океанприбор», «Си Технолджи Инструмент», «ПУЛЬС», АО «Акустический институт имени Н.Н. Андреева» (АО «АКИН»), АО НПП «АМЭ», Институт океанологии имени П.П. Ширшова РАН – проводились разработки аппаратуры для морской сейсморазведки.

Заказ на проведение испытаний образцов отечественного сейсмического оборудования, изготовленного этими предприятиями по государственным контрактам, получила Морская арктическая геологоразведочная экспедиция.

УДК 550.8

РИС. 1. Образцы испытываемого оборудования



1 – геленаполненная буксируемая сейсмическая коса; 2 – автономные донные четырехкомпонентные сейсмические регистраторы; 3 – комплект пневмоисточников различного объема; 4 – система позиционирования и управления глубиной буксировки сейсмокосы; 5 – система акустического позиционирования донных станций

Выбор ОАО «МАГЭ» в качестве экспертной организации, был обусловлен, прежде всего, научно-техническим, кадровым потенциалом и профессиональным опытом компании в проведении работ на шельфе [2]. Разносторонний опыт сотрудников МАГЭ позволяет помочь разработать конструкторскую и технологическую документацию, определить оптимальные эксплуатационные характеристики, составить программу натурных испытаний и, что самое важное, собственными силами организовать испытания опытных образцов специализированного оборудования для морских геологоразведочных работ в

реальных условиях Арктического шельфа РФ.

Перед ОАО «МАГЭ» была поставлена задача проведения натурных испытаний следующих образцов геолого-геофизического оборудования отечественного производства:

- геленаполненная буксируемая сейсмическая коса, регистрирующий комплекс и комплект пневмоисточников различных объемов;
- система позиционирования и управления глубиной буксировки сейсмокосы;
- автономные донные четырехкомпонентные сейсмические регистраторы;

РИС. 2. Схема района испытаний



РИС. 3. Раскладка опытных автономных донных регистраторов на профиле



- система акустического позиционирования донных станций.

Натурные испытания решено было провести в октябре-ноябре 2017 года в юго-восточной части Баренцева моря (Печорское море). Работы выполнялись с привлечением двух судов ОАО «МАГЭ» – НИС «Геолог Дмитрий Наливкин» и НИС «Аквамарин». Испытания проводились в достаточно суровых климатических и ледовых условиях. Температура воздуха достигала -5 °С, заборной воды -2 °С. Однако благодаря опыту, слаженности действий и профессионализму научного персонала ОАО «МАГЭ» натурные испытания были завершены в срок и в полном объеме.

Профиль для проведения испытания был выбран в районе Долгинского поднятия Печорского моря и проходил в непосредственной близости от действующей скважины, что позволило более точно и комплексно оценить качество, достоверность и геологическую значимость полученных данных.

Испытания геленаполненной буксируемой сейсмической косы, разработанной АО «Концерн «Океанприбор» и «Си Технолджи Инструмент», устройств контроля и изменения глубины буксировки сейсмокосы («птиц»), комплекта пневматических источников «ПУЛЬС» были проведены с судна НИС «Геолог Дмитрий Наливкин».

Программа испытаний предусматривала отработку одного и того же опытного профиля с использованием серийного зарубежного оборудования – сейсмокосы Sercel Sentinel и пневмоисточников Bolt и с испытываемыми

РИС. 4. Испытания автономной донной секционной сейсмокося в Голубой бухте, 2018 г.



образцами – сейсмокосяй МГК и пневмоисточниками Пульс. Затем проводилось сравнение полученных результатов.

Наряду с опытным образцом буксируемой сейсмокосяй, был испытан также модуль для механической регулировки глубины буксировки сейсмокосяй («птица»). Модуль предназначен для механического управления буксируемых сейсмокосяй посредством изменения угла гидродинамических элементов (крыльев) относительно корпуса изделия, на основании задания, получаемого через систему передачи данных по сейсмокосяй и измерением собственной глубины, получаемой от встроенного датчика давления. Данный опытный образец призван составить конкуренцию широко используемым в настоящее время в отрасли зарубежным образцам – ION DigiBird.

По итогам проведенных испытаний сделан вывод о высоких перспективах импортозамещения при изготовлении сейсмокосяй и источников упругих колебаний, как в части эффективности, так и надежности. Открывается ниша применения полученных результатов в инженерной геологии.

Испытания 4-х компонентных автономных донных регистраторов, разработанных АО НПП «АМЭ», и системы гидроакустического позиционирования донных регистраторов (АО «АКИН») проводились с привлечением специализированного судна ОАО «МАГЭ» ИС «Аквамарин».

Так же, как и при испытаниях оборудования для сейсморазведки с буксируемой косяй, полученные на одном и том же профиле результаты сравнивались с данными серийного зарубежного оборудования (донными регистраторами Geospace

OBX и системой гидроакустического позиционирования Sonardyne Scout USBL).

При сравнении полевых сейсмических данных, полученных опытными образцами оборудования с данными, полученными серийным оборудованием иностранных производителей, отмечена их высокая сходимость.

Испытания системы гидроакустического позиционирования АО «АКИН» выявили ряд недоработок в пользовательском интерфейсе оператора, которые были доведены до производителя. В остальном результаты измерений также показали достаточно высокую степень сходимости с результатами измерений, полученными системой Sonardyne Scout USBL.

Участие ОАО «МАГЭ» в работе по программе импортозамещения РФ продолжилось в полевом сезоне 2018 г.

В 2018 г., после усовершенствования программного обеспечения (ПО), система акустического позиционирования АО «АКИН» была запущена в производство. Первые 2600 маяков-ответчиков и наборное оборудование приобретены ОАО «МАГЭ» и успешно эксплуатируются на производственном объекте компании в Печорском море. Кроме этого, в 2018 г. была проведена опытная эксплуатация геленаполненной буксируемой сейсмической косяй, созданной АО «Концерн «Океанприбор». Косяй эксплуатировалась ОАО «МАГЭ» в течение 3-х месяцев на различных производственных объектах в Баренцевом и Карском морях. Работы выполнялись на борту судна ОАО «МАГЭ» НИС «Профессор Куренцов». Основной вывод по этим испытаниям: оборудование не имеет

скрытых незарегистрированных ранее дефектов и вполне может быть использовано после некоторой модернизации.

Также в 2018 г. продолжена работа по испытаниям автономной секционной донной сейсмокосяй (АСДС), разработанной АО «АКИН», в состав которой входит буй-регистратор, позволяющий дистанционно получать информацию о регистрируемом сигнале.

Предварительные испытания проведены на полигоне Южного отделения ФГБУН «ИО РАН» в Голубой бухте Черного моря, вблизи г. Геленджик под контролем специалистов ОАО «МАГЭ».

По итогам испытаний, проведенных в полевых сезонах 2017–2018 гг., можно отметить следующее:

В достаточно сжатые сроки впервые изготовлен и подготовлен к проведению предварительных (натурных) испытаний образец морского геофизического комплекса с геленаполненной буксируемой сейсмокосяй, системой позиционирования и управления буксируемыми сейсмокосяй и источниками упругих колебаний.

Изготовлены и готовы к запуску в серийное производство отечественные образцы автономных донных регистрирующих модулей и система гидроакустического позиционирования, способные успешно конкурировать с оборудованием зарубежных производителей.

Заложена основная промышленная база серийного изготовления отечественной продукции. Полученный опыт технологической подготовки производства и результаты натурных испытаний позволяют приступить к разработке унифицированного геофизического комплекса и изготовлению сейсмокосяй для морской 2D и 3D-сейсморазведки и инженерных изысканий. ●

Литература

1. Казанин Г.С., Иванов Г.И., Заяц И.В., Казанин А.Г., Макаров Е.С., Шкарубо С.И., Павлов С.П., Нечхаев С.А. Инновационные технологии ОАО «МАГЭ» – потенциал для укрепления МСБ арктического шельфа России. – Разведка и охрана недр, 2016, № 9, с. 56–64.
2. Инновационный вектор развития ОАО «МАГЭ»: сб. статей / Науч. ред. Г.С. Казанин, Г.И. Иванов – СПб, 2017. – 264 с.

KEYWORDS: seismic exploration, geological exploration, offshore development, geophysical equipment, sanctions.

Atyrau Oil & Gas

18-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

9–11 апреля 2019
Казахстан, Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz



ГЕОФЛЮИДОДИНАМИКА ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КАСПИЙСКО- ЧЕРНОМОРСКОГО РЕГИОНА

Керимов Вагиф Юнусович,
заведующий кафедрой
геологии и разведки
месторождений углеводородов
Российского государственного
геологоразведочного
университета
им. Серго Орджоникидзе

Мустаев Рустам Наильевич,
доцент кафедры геологии
и разведки месторождений
углеводородов Российского
государственного
геологоразведочного
университета
им. Серго Орджоникидзе

Серигова Ульяна Сергеевна,
доцент кафедры геологии
и разведки месторождений
углеводородов Российского
государственного
геологоразведочного
университета
им. Серго Орджоникидзе

Данцова Кристина Игоревна,
ассистент кафедры
теоретических основ поисков
и разведки нефти и газа
факультета геологии и
геофизики нефти и газа,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

Исмаилов Джавидан Джейхунович,
аспирант кафедры
теоретических основ поисков
и разведки нефти и газа
факультета геологии и
геофизики нефти и газа,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина

ИСТОРИЯ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ БОЛЬШОГО КАВКАЗА И ПРЕДКАВКАЗЬЯ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ЧЕРЕДОВАНИЕМ ПЕРИОДОВ ПРЕИМУЩЕСТВЕННОГО РАСТЯЖЕНИЯ, СЖАТИЯ И ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ТЕКТОНИЧЕСКОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ КОТОРЫЕ НАШЛИ ОТРАЖЕНИЕ В ГЕОФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКОЙ ЭВОЛЮЦИИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КАСПИЙСКО-ЧЕРНОМОРСКОГО РЕГИОНА. В ПРЕДЕЛАХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КАСПИЙСКО-ЧЕРНОМОРСКОГО РЕГИОНА ЗАКОНОМЕРНОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ И ЗОН ПРЕИМУЩЕСТВЕННОГО НЕФТЕ- И ГАЗОАККОПЛЕНИЯ, ВЫРАЖАЮЩИЕСЯ В РЕЗКОМ ВОЗРАСТАНИИ ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ РАЗРЕЗА ОСАДОЧНОЙ ТОЛЩИ В НАПРАВЛЕНИИ ЕЕ РЕГИОНАЛЬНОГО ПОГРУЖЕНИЯ. ОБСТАНОВКЕ ФОРМИРОВАНИЯ И СОХРАНЕНИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ В ОБЩЕМ СЛУЧАЕ СООТВЕТСТВУЮТ ОТНОСИТЕЛЬНО НЕБОЛЬШИЕ ПЕРЕПАДЫ ДАВЛЕНИЙ МЕЖДУ ГЛИНАМИ И КОЛЛЕКТОРАМИ – УМЕРЕННЫЙ ТЕМП РЕЛАКСАЦИИ СИНГЕНЕТИЧЕСКИХ АВПОД УГЛЕВОДОРОДГЕНЕРИРУЮЩИХ ГЛИНИСТЫХ СЕРИЙ, СОПРОВОЖДАЮЩИЙСЯ СОПРЯЖЕННЫМ ВОЗРАСТАНИЕМ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ ДО УРОВНЯ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ В СМЕЖНЫХ АККУМУЛИРУЮЩИХ РЕЗЕРВУАРАХ

THE HISTORY OF GEODYNAMIC DEVELOPMENT OF THE GREATER CAUCASUS AND THE CISCAUCASIA IS CHARACTERIZED BY ALTERNATING PERIODS OF PREDOMINANT STRETCHING, COMPRESSION AND RELATIVE TECTONIC STABILIZATION, WHICH ARE REFLECTED IN THE GEOFLUIDODYNAMIC EVOLUTION OF THE SEDIMENTARY BASINS OF THE CASPIAN-BLACK SEA REGION. WITHIN THE SEDIMENTARY BASINS OF THE CASPIAN-BLACK SEA REGION, PATTERNS OF SPATIAL DISTRIBUTION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS AND ZONES OF PREDOMINANT OIL AND GAS ACCUMULATION, EXPRESSED IN A SHARP INCREASE IN THE GAS SATURATION OF THE SECTION OF THE SEDIMENTARY STRATA IN THE DIRECTION OF ITS REGIONAL IMMERSION. THE SITUATION OF FORMATION AND PRESERVATION OF REGIONAL OIL AND GAS POTENTIAL GENERALLY CORRESPONDS TO RELATIVELY SMALL PRESSURE DROPS BETWEEN THE CLAYS AND RESERVOIRS – A MODERATE RATE OF RELAXATION OF SYNGENETIC ABNORMALLY HIGH PORE PRESSURE OF HYDROCARBON-GENERATING CLAY SERIES, ACCOMPANIED BY A CONJUGATE INCREASE IN RESERVOIR PRESSURES TO THE LEVEL OF ABNORMALLY HIGH IN ADJACENT STORAGE RESERVOIRS

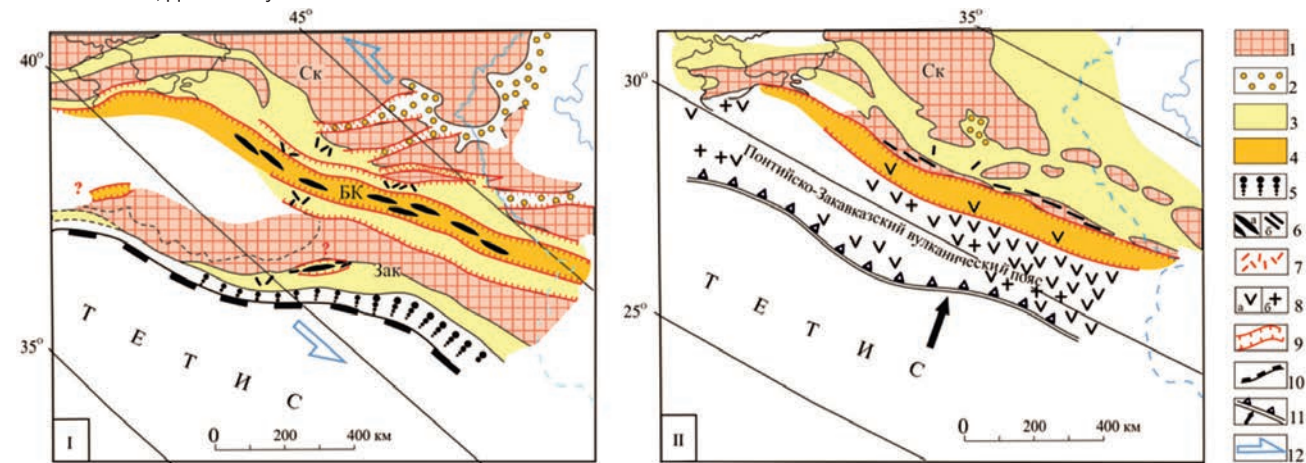
Ключевые слова: Каспийско-Черноморский регион, грязевой вулканизм, геофлюидодинамическая эволюция, аномально-высокие пластовые давления.

Геологическая эволюция литосферной оболочки Каспийско-Черноморского региона представляет собой совокупность сложных тектонических процессов развития океанов и континентов, распадающихся на ряд этапов, каждый из которых завершался региональной эпохой складчатости и возникновением на месте закрывающихся океанических зон горно-складчатых сооружений. Главная рифтогенная структура – бассейн Большого Кавказа – протягивались параллельно границе с океаном в 200–300 км к северу от нее (рис. 1).

Существенно более важные геодинамические события происходят начиная с позднего альба. По данным М.Г. Ломизе, в этот период происходит изменение направления дрейфа Афро-Аравийской плиты относительно Евразийской. Коллизионные процессы, начавшиеся на контакте литосферных плит во второй половине позднего мела, во времени разделяются Н.В. Короновским на три стадии, характеризующиеся различными геодинамическими обстановками. Начальная или ранняя коллизионная стадия охватывает вторую половину

УДК 550.8

РИС. 1. Палеотектонические реконструкции Крымско-Кавказской окраины Тетиса: I – пассивная континентальная окраина до начала субдукции (в ранней юре-аллене); II – активная континентальная окраина после установления режима субдукции (в байосе-бате), по М.Г. Ломизе, Д.И. Панову



Условные обозначения: 1 – области поднятия и размыва; 2–5 – области накопления отложений (2 – континентальных; 3 – мелководно-морских; 4 – относительно глубоководных; 5 – в фациях континентального склона); 6 – толеитовые базальтоиды (а), в том числе дайки (б); 7 – прочие вулканиды, преимущественно известково-щелочные и субщелочные; 8 – вулканические (а) и интрузивные (б) образования субдукционного пояса; 9 – сбросы на бортах рифогенных бассейнов; 10 – пассивная граница континент/океан; 11 – зона субдукции; 12 – вероятное направление напряжений; Ск – Скифская платформа; БК – бассейн Большого Кавказа; Зак – Закавказский массив

позднего мела, палеоцен, ранний и средний эоцен. С рубежа эоцена и олигоцена началась средняя стадия коллизии. Стадия характеризуется преимущественно незначительной скоростью широтного дрейфа Афро-Аравии относительно Евразии. Это время экспансии майкопского моря, охватившего не только все Предкавказье, но и Большой Кавказ. Резкое изменение ситуации произошло в позднем миоцене, которое ознаменовало собой позднюю стадию коллизии. В региональном плане территории коллизионной области и Скифской плиты характеризуются общей кинематикой движений, обусловленной столкновением плит. Именно под действием этих процессов сформировалась современная структура Большого Кавказа, его северного обрамления и тектонические элементы платформенной части Северо-Кавказской плиты.

Олигоцен-голоценовый период сжатия, охватывающий две стадии коллизии, отличался наиболее интенсивно протекавшими тектоническими движениями, охватившими огромное пространство на обеих плитах и сильно изменившими первоначальное расположение мезозойских фациальных зон. В это время активно формировались предгорные прогибы. Их резкое компенсационное погружение обусловлено воздыманием

Большого Кавказа. В Терско-Каспийском прогибе в условиях сжатия в миоцен-плейстоцене развивается складчатость Терской, Сунженской и Притеречной антиклинальных зон.

Таким образом, история геодинамического развития Большого Кавказа и Предкавказья характеризуется чередованием периодов преимущественного растяжения, сжатия и относительной тектонической стабилизации которые нашли отражение в геофлюидодинамической эволюции осадочных бассейнов Каспийско-Черноморского региона. Исследование геофлюидодинамических процессов выявляет облигатное пространственно-временное соответствие геологических позиций и времени формирования УВ скоплений ареалам, областям, зонам, локальным участкам (очагам) и периодам палео- и современной разгрузки – поверхностной и глубоинной, открытой – по тектоническим и литологическим несогласиям и скрытой (распыленной – через водоупоры) – региональных (зональных, локальных) геофлюидодинамических систем. Оно устанавливается повсеместной, постоянной и обязательной пространственной ассоциацией промышленного углеводородного насыщения с наиболее тектонически дислоцированными

территориями, участками и площадями; региональными зонами и отдельными пунктами развития грязевого вулканизма, проявлениями глининого экзо- и криптодиапиризма, соляно-купольной тектоники, трещиноватости; минерализованными озерами глубинного питания; восходящими напорными термальными источниками; поверхностными и субмаринными выходами УВ, концентрированных подземных вод и рассолов; гидрохимическими, пьезометрическими, геотемпературными, палинологическими, изотопными и др. аномалиями переточно-инъекционного генезиса; зонами распространения гидротермальных образований (травертинов, содоносных формаций, вторичных кварцитов и др.); скоплениями твердых битумов (столбобразными неками); нефтяными, озокеритовыми, асфальтовыми, кировыми покровами, мэнджековыми жилами и дайками; пониженными формами рельефа, эрозийными врезами, долинами палео- и современных рек. В осадочных бассейнах Каспийско-Черноморского региона все указанные ассоциации проявляются в наиболее контрастной форме.

В наиболее контрастной форме пространственная взаимосвязь месторождений с зонами и очагами гидродинамического дренажа

природных флюидалных систем проявляется в Индоло-Кубанском, Терско-Каспийском и Южно-Каспийском бассейнах.

Закон пространственного соответствия нефтегазоносности региональным и локальным пьезометрическим минимумам является принципиальным и генерализованным выражением существа формирования зон нефтегазонакопления, обусловленного интегральным эффектом проявления большого числа частных определяющих, регулирующих и сопутствующих этому процессу факторов и механизмов.

Соприуроченностью региональных зон и локальных участков нефтегазонакопления и областей и пунктов разгрузки геофлюидодинамических систем выявляется и проясняется ряд существенных аспектов механизма формирования нефтегазоносности и открываются принципиально новые дополнительные возможности для его объективного познания и прогноза. Становится, в частности, очевидным, что процессы аккумуляции углеводородов в резервуарах и формирования залежей и месторождений нефти и газа не подлежат реализации в пассивной гидродинамической среде – в обстановке, зонах и интервалах региональных пьезометрических максимумов и практического отсутствия разгрузки, и предполагают в качестве основного условия, обеспечивающего концентрацию нефти и газа в промышленные скопления (разумеется, при соблюдении остальных необходимых и достаточных предпосылок) наличие активного гидродинамического режима, определяющего возможность освобождения порового и трещинного пространства

геологических тел от ранее заполнявших их подземных вод и создания таким образом в них свободных объемов, подлежащих насыщению агентами миграции.

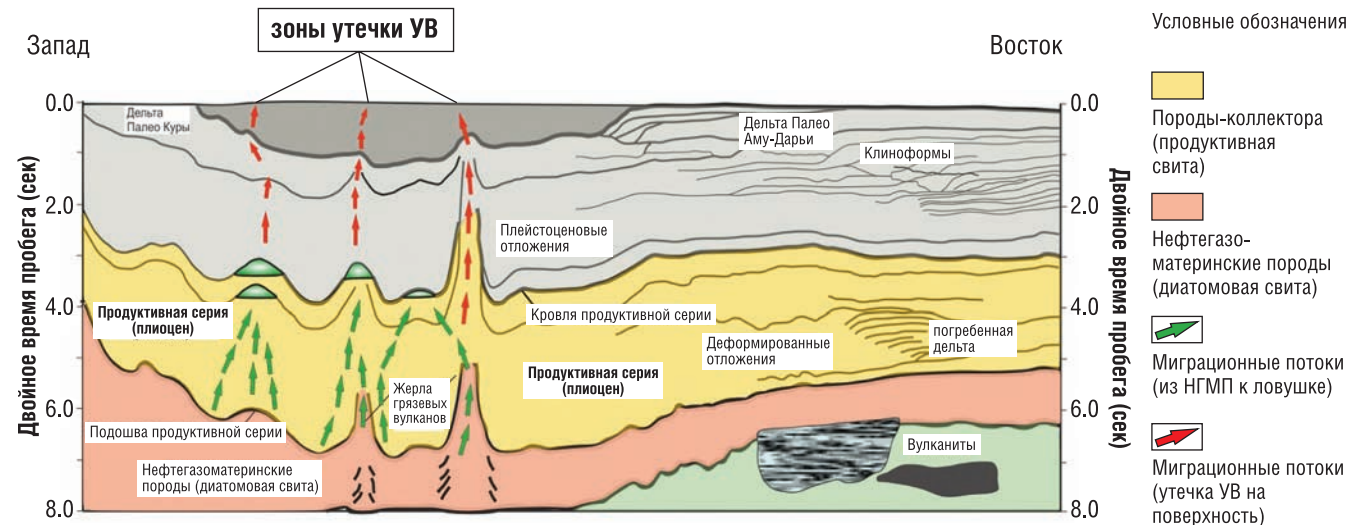
Иными словами, реализация потенциальных емкостных способностей природных резервуаров в плане нефтегазонасыщения в доминантной степени определяется мерой динамизма геофлюидодинамической системы, возможностью и фактическим соотношением объемов эвакуации сингенетичной водной фазы из аккумулирующих интервалов и поступления в них углеводородов из генерирующих зон. В связи с этим представляется принципиально необходимым критически пересмотреть и откорректировать существующие понятие и толкование образа «ловушка для углеводородов» и расширить их с обязательным учетом возможности оттока из резервуара любой морфогенетической модификации ранее заполнявших его подземных вод.

В свете вышеизложенного не менее ясно, что при прочих равных условиях вероятность формирования залежей, месторождений и величин запасов нефти или газа находится в прямой зависимости от масштабов эмиграции подземных вод из ловушек и прогрессивно возрастает по мере оптимизации условий возникновения аккумулирующих порово-трещинных пространств, регулируемых скважностью флюидопроводящей дизъюнктивной тектоники, зон трещиноватости, гидрогеологических «окон» и т.п., обеспечивающих осуществление межформационных и межпластовых вертикально-горизонтальных перетоков флюидов вплоть до их разгрузки на поверхность. Соответственно,

резервуары, находящиеся в менее благоприятных для оттока подземных вод структурно-тектонических и литологических условиях, обладают меньшими практически реализуемыми аккумуляционными возможностями. Поскольку основными путями разгрузки подземных резервуаров служат чаще всего различного рода нарушения сплошности пород, дизъюнктивы, литологические несогласия, участки повышенной трещиноватости, эруптивные аппараты грязевых вулканов, зоны контакта диапировых и соляных тел с окружающими породами и т.п., роль указанных дислокаций в формировании нефтяных и газовых скоплений представляется определяющей в двух равнозначных аспектах. С одной стороны, названные несогласия выступают как каналы связи нефтегазопродуцирующих зон с участками накопления и обеспечивают транспортировку углеводородов и сопутствующих им вод в ловушки, а с другой – являются путями эмиграции ранее насыщавших резервуары подземных вод, что определяет возможность поступления в них новых объемов флюидов. Учет этих положений приводит к заключению, что наличие тектонических и (или) литологических несогласий в разрезах является совершенно необходимым атрибутом формирования нефтегазоносности и в их отсутствие аккумуляция углеводородов в ловушках в значительных объемах осуществляться не может.

Таким образом, как показали исследования, сопряженность промышленной нефтегазоносности с территориями, интервалами и этапами формирования пьезометрических минимумов, объективно проявляется в большинстве реальных геологических обстановок, независимо от специфики их обще- и нефтегеологических показателей и параметров и определяет единую концепцию обязательного подчинения места и времени формирующих зоны и пояса нефтегазонакопления, а также углеводородоаккумуляционные процессы пунктам и периодам функционирования механизмов снижения энергетических ресурсов подземной флюидалной среды. Пространственное соответствие нефтегазоносности региональным

РИС. 2. Принципиальная схема многоуровневого мониторинга дегазации Земли



и локальным пьезоминимумам является принципиальным и генерализованным выражением существа формирования зон нефтегазонакопления, отдельных месторождений и залежей. Аккумуляция УВ в ловушках предполагает в качестве важнейшего обязательного условия параллельное по времени с миграцией УВ освобождение порово-трещинного пространств коллекторов от ранее заполнявших их сингенетичных седиментогенных подземных вод, обеспечивающее образование в них свободных поровых и трещинных емкостей, подлежащих заполнению мигрирующими углеводородными флюидами.

В осадочных бассейнах Каспийско-Черноморского региона доминирующее функционирование имеет принципиально новый тип гидрогеодинамических систем – пульсационные переточно-инъекционные, охватывающие весьма большие стратиграфический и гипсометрический диапазоны осадочной толщи – нижний и верхний гидрогеологический этажи – и синхронные этапам и фазам регионального и локального палео- и неотектогенеза. Особенно эти системы развиты на больших глубинах, в фоне практического отсутствия инфильтрационного водообмена и существенно ограниченного элизионного.

Наряду с вышеизложенным, в геофлюидодинамической эволюции осадочных бассейнов Каспийско-Черноморского региона большая роль принадлежит дегазации Земли. Процессы периодического

выделения углеводородных газов из осадочных пород характеризуются значительными объемами и интенсивностью, а наиболее характерными примерами возбуждения пористой среды, являются извержения грязевых вулканов, корреляция которых, например, с солнечной активностью, гравитационными полями и термобарическими факторами показывает, что малоамплитудные физические воздействия могут активизировать процессы в «очагах возбуждения». Исследования показывают, что в недрах Каспийско-Черноморского региона функционирует естественным образом сложившаяся непрерывная «технологическая линия» по преобразованию подземного вещества в энергетическое и химическое сырье, характеризующееся высокой производительностью и являющееся ценным достоянием осадочного комплекса региона.

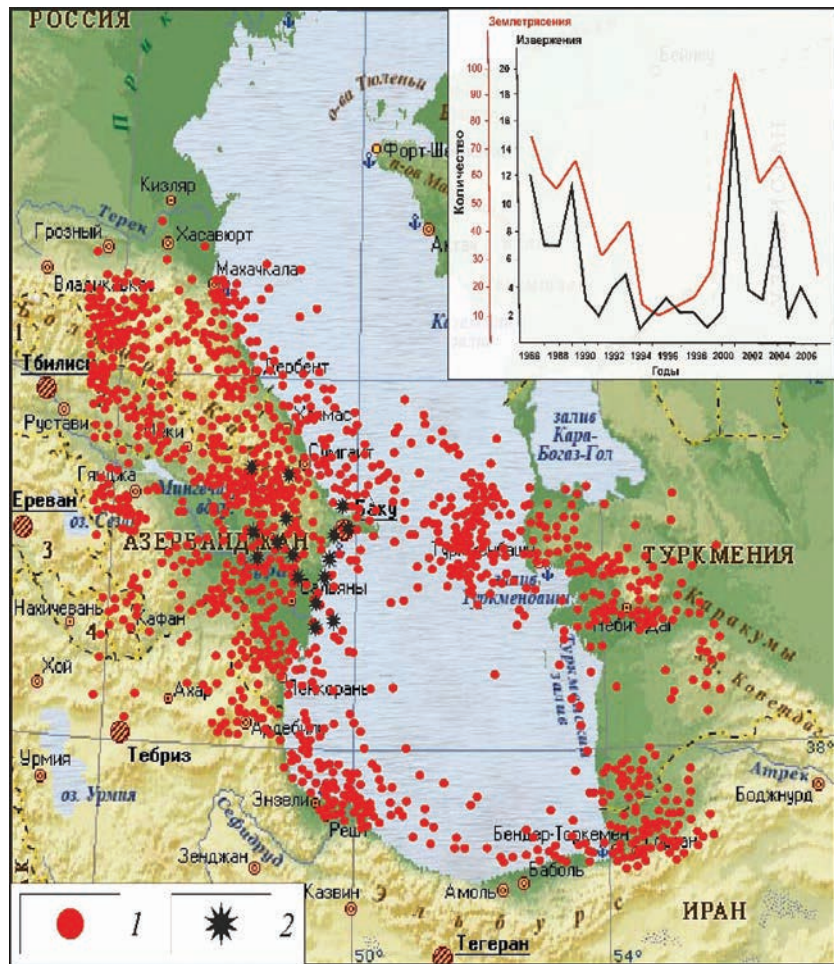
На рис. 2 дана принципиальная схема многоуровневого мониторинга дегазации Земли. Ориентируясь на далекую перспективу, на базе такой линии можно создать такую природную нефтегазовую систему, которая была бы в состоянии обеспечить некоторую гарантированную восполняемую норму отбора продукции в течение достаточно длительного времени.

В геофлюидодинамической эволюции Каспийско-Черноморского региона особая роль принадлежит грязевому вулканизму (рис. 2 и 3).

Структурный анализ показывает, что очаги подводной разгрузки в Южно-Каспийской впадине являются морскими сателлитами грязевых вулканов, в купе с которыми составляют флюидодинамическую систему. Установлено, что землетрясения играют роль «спускового механизма» в грязевулканическом процессе. Важную роль здесь играют магнитуды землетрясения, глубины очага, энергетического класса, расстояния между эпицентром и вулканом. Таким образом, показателем активности региона является постоянная утечка огромных объемов углеводородных флюидов в юго-западной части Южного Каспия вследствие высокой проницаемости разрывных структур, особенно в местах локализации каналов грязевых вулканов, а возможно, частично и ненадежности покрышек. Степень относительной флюидодинамической активности региона можно оценить частотой извержения грязевых вулканов (рис. 3). Очень важно то, что в пределах геофлюидодинамически активных зон расположены абсолютно все мелкофокусные землетрясения. Это говорит о том, что одним из главных механизмов мелкофокусной сейсмичности являются геофлюидодинамические (флюидогенерационные) процессы. Энергия и мощность флюидогенерирующих процессов в очаге будет характеризовать силу мелкофокусных землетрясений и грязевых вулканов.



РИС. 3. Карта расположения грязевых вулканов и эпицентров землетрясений в Каспийском море и зависимость извержений грязевых вулканов от землетрясений



Условные обозначения: 1 – эпицентры землетрясений, 2 – грязевые вулканы

В пределах осадочных бассейнов Каспийско-Черноморского региона закономерности пространственного размещения углеводородных скоплений и зон преимущественного нефте- и газонакопления, выражающиеся в резко возрастающей газонасыщенности разреза осадочной толщи в направлении ее регионального погружения (т.е. по мере ослабления тектонической нарушенности и улучшения изоляции залежей от поверхности) и приводящие в погруженных зонах к формированию преимущественно газовых (газоконденсатных) залежей и месторождений, а в наиболее приподнятых и резко дислоцированных – нефтяных, строго контролируются и практически определяются условиями дренирования подземных резервуаров. В тех зонах, участках и районах, где геологическая обстановка способствует интенсивному внедрению в разрез глубинных

гидрокарбонатно-натриевых вод и эмиграции на поверхность сингенетичных ему хлоркальциевых рассолов, группируются, как правило, нефтяные месторождения, образующие зоны преимущественного нефтегазонакопления; в условиях же лимитированных инъекции и эмиграции формируются зоны преимущественного газонакопления. В пределах Южно-Каспийского региона первые пространственно соответствуют наиболее нарушенным дизъюнктивной тектоникой внешним бортовым обрамлениям одноименной впадины – Апшеронский полуостров, Нижнекуринская впадина, Прибалханская зона поднятий, Апшеронский архипелаг, вторые – менее затронуты тектоническими процессами и грязевулканической деятельностью депрессионным участкам – южноапшеронский шельф (погруженная зона Апшеронского архипелага), центральная часть Южного Каспия.

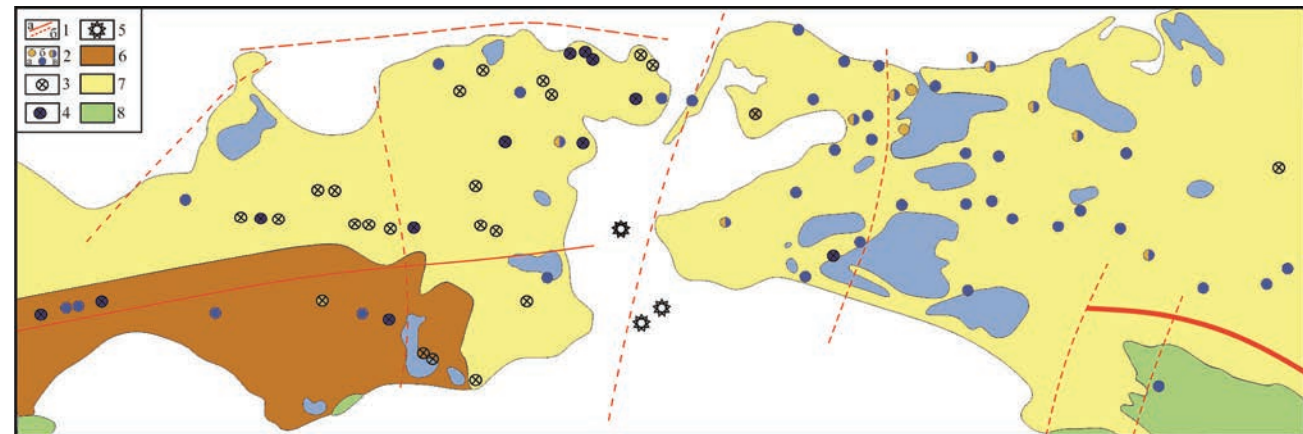
Таким образом, теоретическую основу геофлюидодинамической эволюции осадочных бассейнов Каспийско-Черноморского региона составляют следующие принципы.

Фундаментальным базисом формирования и размещения сверхглубоких углеводородных систем являются геофлюидодинамические процессы, одним из главных результатов которых является факт обязательной пространственной ассоциации зон нефтегазонакопления и скоплений углеводородов исключительно с ареалами и пунктами разгрузки (дренажа) субрегиональных гидро(флюидо) динамических систем. Наиболее ярким проявлением этих процессов является дегазация и грязевой вулканизм – прямое подтверждение наличия углеводородных систем на больших глубинах земной коры Каспийско-Черноморского региона.

При прочих равных необходимых и достаточных геологических условиях основным фактором, обеспечивающим формирование скоплений УВ в природных резервуарах, является обязательное синхронное с миграцией флюидов освобождение их пустотного пространства (порового/трещинного) от ранее заполнявших сингенетичных седиментогенных подземных вод и создания таким образом свободных аккумулирующих объемов, способных к насыщению мигрирующими из зон и очагов генерации УВ – «без эмиграции подземных вод нет последующей миграции и аккумуляции углеводородов».

В любой тектоно-структурной, стратиграфической, литофациальной обстановках геологические тела приобретают способность природных резервуаров (ловушек) УВ исключительно при реализации их гидравлического дренажа. В этой связи обязательно необходимым и категорически важным является понимание того обстоятельства, что в поисково-разведочном процессе основными критериями перспектив нефтегазонасыщения является не только понятийный квартет общегеологических качественных показателей («потенциально нефтегазопроизводящие породы – коллекторы – ловушки – экраны»), характеризующих лишь

РИС. 4. Основные структурные элементы и грязевые вулканы Керченско-Таманского региона (по данным Шнюкова Е.Ф., Науменко П.И.)



Условные обозначения: 1 – разрывные нарушения (а – достоверные, б – предполагаемые); 2 – грязевые вулканы (а – локбатанский тип, б – булганакский тип, в – шугинский тип); 3 – вдавленные синклинали; 5 – предполагаемые подводные грязевые вулканы (по данным гидроакустики); 6 – майкопские отложения; 7 – другие кайнозойские отложений; 8 – меловые отложения

гипотетическую вероятность присутствия промышленных УВ, но главным образом строгий, индивидуальный для каждого бассейна (региона, района, тектонической зоны) количественный баланс расхода подземных вод из резервуаров и прихода в ловушки агентов миграции глубинных флюидов, определяющий реальную по времени возможность их заполнения нефтью или газом. Первая совокупность признаков является сочетанием лишь необходимых, но отнюдь не достаточных факторов для формирования промышленной нефтегазонасыщенности; первый из них определяет только вероятность события, второй – его возможность. В связи с изложенным представляется принципиально необходимым критически пересмотреть и откорректировать существующие понятия и толкование образа «ловушка для углеводородов» и расширить их с обязательным учетом возможности оттока из резервуара любой морфогенетической модификации ранее заполнявших его подземных вод. Отсюда следует, что ГГР в первую очередь следует ориентировать на площади и участки палео- и современного флюидомассопереноса.

Обстановке формирования и сохранения региональной нефтегазонасыщенности в общем случае соответствуют относительно небольшие перепады давлений между глинами и коллекторами – умеренный темп релаксации

сингенетических АВПОд углеводородгенерирующих глинистых серий, сопровождающийся сопряженным возрастанием пластовых давлений до уровня аномально высоких в смежных аккумулирующих резервуарах; ситуации ограниченной возможности нефтегазонакопления и вероятности его установления – наличие весьма значительных перепадов давлений между глинами с практически нерелаксирующимися АВПОд литостатического уровня и коллекторами с нормальными пластовыми давлениями; положению диссипации углеводородного насыщения – отсутствие перепадов давлений и развитие обстановки гидростатики в поровом пространстве глин и контактирующих коллекторов;

В приложении к практическим аспектам геологоразведочного дела из приведенного следует, что объектами поисков должны в первую очередь служить структурные и неструктурные резервуары и интервалы разреза, тяготеющие или находящиеся в активно функционирующих (функционировавших) дренажных зонах региональных геофлюидодинамических систем – на участках территориальных и локальных пьезометрических минимумов – и обладающие реализуемой (или реализованной на предшествовавших этапах геологической истории региона) гидравлической связью с верхними интервалами разреза – дневной поверхностью. ●

Литература

1. Баранов Г.И., Омельченко В.Л., Пруцкий Н.Н. Последовательность тектонических событий и их выражение в современной структуре Северного Кавказа. В кн.: Основные проблемы геологического изучения и использования недр Северного Кавказа. Ессентуки, 1995, с. 63–77.
2. Керимов В.Ю., Авербух Б.М., Мильничук В.С. Тектоника северного Каспия и перспективы нефтегазонасыщенности // Советская геология. 1990. № 7. С. 23–30.
3. Керимов В.Ю., Алиева С.А., Бисембаева А.Б. Тектоника и нефтегазонасыщенность подсолового комплекса Северо-Каспийского региона // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 3. С. 22–28.
4. Керимов В.Ю., Мухтарова Х.З., Мустаев Р.Н. Дизъюнктивные нарушения и их роль в формировании и разрушении залежей нефти и газа в южном Каспии // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 6. С. 18–26.
5. Короновский Н.В., Демина Л.И. Коллизийный этап развития Кавказского сектора Альпийского складчатого пояса: геодинамика и магматизм. Геотектоника № 2, 1999, с. 17–35.
6. Короновский Н.В., Ломизе М.Г., Гущина А.И. и др. Главные события в тектонической эволюции Кавказского сегмента Средиземноморского складчатого пояса. Вест. Московского университета, серия 4, Геология, 1997, № 4, с. 5–11.
7. Ломизе М.Г. Вулканизм Северо-Западного Кавказа и его связь с тектоникой. Изд. МГУ, 1969, с. 203.
8. Павленкова Н.И. Структура земной коры и верхней мантии и глобальная геотектоника. В сб. Тектоника Неогена: общие и региональные аспекты. Материалы XXXIV тектонического совещания (30.01–3.02.2001 г.). Том 2, М., 2001, с. 94–97.
9. Пруцкий Н.И., Лаврищев В.А. Северо-Западный Кавказ в мезозое. В кн.: Геодинамика Кавказа. М., Наука, 1989, с. 92–98.
10. Региональная геоморфология Кавказа. М., Наука, 1979, с. 196.
11. Шнюков Е.Ф., Науменко П.И., Лебедев Ю.С. и др. Грязевой вулканизм и рудообразование. Киев, Наук. думка, 1971, 332 с.

KEYWORDS: Caspian-Black Sea region, mud volcanism, geo-fluid dynamic evolution, abnormally high reservoir pressures.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ ПОЧВ



Галиулин Рауф Валиевич, доктор географических наук, ведущий научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН



Башкин Владимир Николаевич, доктор биологических наук, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и Института физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН



Галиулина Роза Адхамовна, научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН

ИЗЛАГАЮТСЯ ПРИМЕРЫ И ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТОВ ПО ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ *IN VITRO* И *IN SITU* ПРИ ВОССТАНОВЛЕНИИ НАРУШЕННЫХ И ЗАГРЯЗНЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДАМИ ПОЧВ. ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ ОПЕРАТИВНО *A PRIORI* ПОЛУЧИТЬ ИНФОРМАЦИЮ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ВОССТАНОВЛЕНИЮ ПОЧВ В ШИРОКИХ МАСШТАБАХ

EXAMPLES AND PECULIARITIES OF EXPERIMENTS CARRYING OUT ON GEOECOLOGICAL MODELING IN VITRO AND IN SITU AT RESTORATION OF DISTURBED AND POLLUTED BY HYDROCARBONS SOILS ARE STATED. GEOECOLOGICAL MODELING ALLOWS QUICKLY A PRIORI TO OBTAIN THE INFORMATION ON RATIONAL RESTORATION OF SOILS IN WIDE SCALES

Ключевые слова: геоэкологическое моделирование, *in vitro*, *in situ*, восстановление почв.

Внедрение в практику в широких масштабах инновационных технологий, связанных с восстановлением почв на территориях добычи и транспортировки углеводородов, предполагает предварительное использование геоэкологического моделирования [1]. Последнее представляет собой метод по проведению опытов *in vitro* и *in situ*, позволяющий оперативно *a priori* получить информацию по рациональному восстановлению почв, то есть регенерации их плодородия, утраченное в следующих случаях:

- 1) в результате механического воздействия техники, связанного с осуществлением геологоразведки, бурением скважин и обустройством нефтегазовых промыслов;
- 2) при случайной пирогенизации, то есть горении почвенного покрова, пропитанного углеводородами;
- 3) при загрязнении почвы нефтью и газовым конденсатом в результате их аварийного разлива и других обстоятельств.

Основная цель данной работы заключалась в изложении примеров и особенностей проведения опытов по геоэкологическому моделированию *in vitro* и *in situ* при восстановлении нарушенных

и загрязненных углеводородами почв. Во всех вышеназванных случаях оценку эффективности восстановления почв производили посредством анализа активности ферментов каталазы и дегидрогеназы как ключевых биохимических показателей регенерации почв [2, 3].

Геоэкологическое моделирование *in vitro* при восстановлении нарушенных почв

Геоэкологическое моделирование *in vitro* осуществляли при восстановлении нарушенных тундровых почв на Тазовском полуострове (68°09' с. ш., 76°02' в. д., Ямало-Ненецкий автономный округ). С этой целью использовали усредненные репрезентативные образцы двух почв (слой 0–6 см), представляющих собой по гранулометрическому составу связный песок и отобранных на участках в районе расположения установок комплексной подготовки газа, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата. На одном участке растительность полностью отсутствовала, на другом участке отмечалась фрагментарная растительность в виде отдельных представителей многолетних злаковых трав и мхов. В опытах для

ТАБЛИЦА 1. Динамика активности ферментов нарушенных тундровых почв при их восстановлении с помощью торфа (Тазовский полуостров, Ямало-Ненецкий автономный округ)

Образец	Активность каталазы/дегидрогеназы, % от активности ферментов торфяно-глеезема типичного тундрового			
	сутки			
	5	10	20	30
Торф	43,8 / 128,5	40,0 / 100,0	53,8 / 96,7	63,6 / 101,2
Нарушенная почва без растительности	25,0 / 9,2	20,0 / 6,7	23,1 / 7,6	27,3 / 5,9
То же + торф, 4:1	25,0 / 32,6	20,0 / 23,9	23,1 / 19,0	27,3 / 23,7
Нарушенная почва с фрагментарной растительностью	75,0 / 18,6	73,3 / 13,6	61,5 / 15,1	72,7 / 11,9
То же + торф, 4:1	37,5 / 70,5	40,0 / 58,6	61,5 / 59,9	54,5 / 41,0

ТАБЛИЦА 2. Активность ферментов и биомасса смеси многолетних злаковых трав при восстановлении пирогенной почвы с помощью биокomпоста «Пикса» (Ставропольский край)

Вариант	Активность каталазы, мл O ₂ /(мин·г)	Активность дегидрогеназы, мг C ₁₉ H ₁₆ N ₄ /(г·сут)	Биомасса смеси многолетних злаковых трав, г/м ²
Пирогенная почва	2,7	0,2	146
То же + биокomпост, 6,5 кг/м ²	3,9	0,5	257
-“ + биокomпост, 13,0 кг/м ²	4,4	0,6	343

восстановления нарушенных почв применяли торф, добавляемый в почву в соотношении 1:4. В качестве эталона использовали 0–10 см слой торфяно-глеезема типичного тундрового [4].

Для оценки эффективности восстановления нарушенных почв образцы массой 50 г без добавления и с добавлением торфа, увлажненные до 70 % от полной влагоемкости, инкубировали в чашках Петри в термостате при температуре 30 °С. В динамике на 5, 10, 20 и 30 сут анализировали активность ферментов каталазы и дегидрогеназы образцов различных вариантов опыта методами, описанными в работах [2, 3].

Данные табл. 1 показали, что наиболее близкой к активности каталазы торфяно-глеезема типичного тундрового, принятой за 100 %, была соответствующая активность фермента нарушенной почвы с растительностью, которая за период наблюдения составляла 61,5–75,0 %, что больше активности торфа, используемого для восстановления почв. Следовательно, регенерация растительного покрова как признак

самовосстановления нарушенной почвы диагностировалась путем повышения активности каталазы. Что касается активности дегидрогеназы, то за период наблюдения добавление торфа существенно повышало активность фермента нарушенной почвы без растительности, и особенно с растительностью, как свидетельство биохимической диагностики эффективности восстановления нарушенных почв. Что касается активности дегидрогеназы торфа, то она не только достигала соответствующей активности торфяно-глеезема типичного тундрового, но была больше ее на 28,5 % в течение первых 5 сут.

Итак, геоэкологическое моделирование *in vitro* восстановления нарушенных тундровых почв показало возможность оценки посредством анализа активности каталазы регенерации растительности на нарушенных почвах, а посредством анализа активности дегидрогеназы эффективности восстановления нарушенных почв с помощью торфа.

Геоэкологическое моделирование *in situ* при восстановлении нарушенной почвы

Геоэкологическое моделирование *in situ* было проведено при восстановлении нарушенной почвы бермы амбара, то есть полосы, прилегающей к круглому контуру данного объекта газовой промышленности (Ставропольский край, 45°03' с. ш., 43°16' в. д.). Причиной случайного возгорания исследуемой темно-каштановой тяжелосуглинистой почвы бермы амбара могла быть ее насыщенность углеводородами газового конденсата, поступающего в составе жидких отходов, образуемых при очистке полости газопроводов и резервуаров, что придавало высокую горючесть почве и в результате привело к пирогенному образованию терракотового цвета. Следует отметить, что возгорание почвы может происходить при концентрациях углеводородов в 4–8 раз меньших, чем концентрациях, при которых горючее вещество способно выделиться в отдельную фазу и образовать жидкие скопления на поверхности почвы [5].

Восстановление пирогенной почвы производилось следующим образом: предварительно на берме амбара обустроивали делянки (0,25 м²), в которые после разрыхления почвы (слой 0–15 см) заделывали биокomпост «Пикса» в дозах 6,5 и 13,0 кг/м² [6]; затем осуществляли посев смеси многолетних злаковых трав (30 г семян на 1 м²): мятлика лугового (*Poa pratensis*), овсяницы красной (*Festuca rubra*), райграса пастбищного (*Lolium perenne*), гребенника обыкновенного (*Cynosurus cristatus*), полевицы белой (*Agrostis alba*) и полевицы обыкновенной (*Agrostis vulgaris*).



ТАБЛИЦА 3. Время практически полного разложения углеводов нефти (T_{99}) в почве под действием биокомпоста «Пикса» (Московская область)

Вариант	T_{99} , сутки	Вариант	T_{99} , сутки
Почва, загрязненная нефтью (50 г/кг)	329	Почва, загрязненная нефтью (100 г/кг)	1150
То же + биокомпост «Пикса» (50 г/кг)	184	То же + биокомпост «Пикса» (50 г/кг)	658
-“- + биокомпост «Пикса» (100 г/кг)	69	-“- + биокомпост «Пикса» (100 г/кг)	288

Контрольный вариант представлял собой делянку без внесения биокомпоста, но с посевом и выращиванием трав. Отбор проб почвы и растений на анализ производили на 42 сутки. Эффективность восстановления пирогенной почвы оценивали посредством определения активности ферментов каталазы и дегидрогеназы, а также биомассы смеси многолетних злаковых трав [2, 3].

Как видно из табл. 2, внесение биокомпоста «Пикса» в пирогенную почву повышало активность ферментов каталазы и дегидрогеназы в зависимости от дозы биокомпоста соответственно в 1,4 и 1,6; 2,5 и 3,0 раза относительно контрольного варианта. Что касается биомассы смеси многолетних злаковых трав, то она возрасла с повышением дозы вносимого в почву биокомпоста соответственно в 1,8 и 2,3 раза относительно контрольного варианта.

Итак, геоэкологическое моделирование *in situ* восстановления пирогенной почвы показало, что повышение активности исследуемых ферментов и факт хорошего произрастания смеси многолетних злаковых трав на берме амбара является достаточным доказательством регенерации ее плодородия в результате внесения биокомпоста «Пикса».

Геоэкологическое моделирование *in vitro* при восстановлении нарушенной и загрязненной нефтью почвы

Геоэкологическое моделирование *in vitro* при восстановлении нарушенной и загрязненной нефтью почвы было осуществлено с использованием усредненного репрезентативного образца

нарушенной серой лесной тяжелосуглинистой почвы (Московская область, 55°37' с.ш., 33°44' в.д.), то есть с отсутствием верхнего органогенного слоя и представляющей собой иллювиальный горизонт (слой 50–90 см).

Образец почвы обрабатывали нефтью в дозах 50 и 100 г/кг и вносили биокомпост «Пикса» (50 и 100 г/кг) [6]. Обработанные нефтью и биокомпостом почвенные образцы инкубировали в пластиковых емкостях (объем 250 мл) при постоянной влажности – 70 % от полной влагоемкости: первые 20 сут – при температуре 8 °С, последующие 20 сут – при температуре 18 °С. Такой температурный режим был связан с имитацией годового хода температуры в исследуемом слое почвы в период май-июль данного региона.

На 10 и 40 сутки проводили анализ содержания углеводов нефти в почве методом инфракрасной спектросметрии на концентратомере ИКН-025. С этой целью 1 г навески почвы экстрагировали 50 мл четыреххлористого углерода (CCl₄) в течение 5 мин в экстракторе Экрос-8000. После отстаивания (10 мин) экстракт пропускали через

хроматографическую колонку с оксидом алюминия (Al₂O₃) и анализировали содержание углеводов нефти на концентратомере.

Для подтверждения микробиологического характера процесса разложения углеводов нефти, на 40-е сутки определяли активность ферментов каталазы и дегидрогеназы, как биохимических катализаторов данного процесса [2, 3]. Данные анализа содержания углеводов нефти в почве были использованы для расчета времени их практически полного разложения, то есть на 99 % (T_{99}) по экспоненциальной зависимости: $y = e^{-kt}$, где y – остаточное содержание углеводов на время t , отнесенное к исходному y_0 ; e – основание натурального логарифма; k – константа скорости разложения углеводов. Соответствующая формула для расчета выглядит так: $T_{99} = \ln 100/k$, где $k = \ln (y_0/y)/t$.

Исследования по разложению углеводов нефти под действием биокомпоста показали, что при внесении его доз в количестве 50 и 100 г/кг в почву время практически полного разложения углеводов сокращалось относительно контрольного варианта при концентрации нефти в 50 и 100 г/кг соответственно в 1,8 и 4,8 раза; 1,7 и 4,0 раза, табл. 3.

Диагностика процесса разложения углеводов нефти посредством анализа активности ферментов каталазы и дегидрогеназы показала, что контрольные варианты характеризовались самыми низкими величинами этих биохимических показателей, табл. 4. Однако при внесении

ТАБЛИЦА 4. Активность ферментов каталазы и дегидрогеназы при внесении биокомпоста «Пикса» в почву, загрязненную нефтью (Московская область)

Вариант	Активность каталазы, мл O ₂ /(мин · г)	Активность дегидрогеназы, мг C ₁₉ H ₁₆ N ₄ /(г · сут)
Почва, загрязненная нефтью (50 г/кг)	0,1	0,13
То же + биокомпост «Пикса» (50 г/кг)	1,5	0,74
-“- + биокомпост «Пикса» (100 г/кг)	2,7	1,38
Почва, загрязненная нефтью (100 г/кг)	0,1	0,15
То же + биокомпост «Пикса» (50 г/кг)	0,9	0,71
-“- + биокомпост «Пикса» (100 г/кг)	2,2	2,34

ТАБЛИЦА 5. Активность ферментов и биомасса смеси многолетних злаковых трав при восстановлении почвы, загрязненной газовым конденсатом с помощью биокомпоста «Пикса» (Ставропольский край)

Вариант	Активность каталазы, мл O ₂ /(мин · г)	Активность дегидрогеназы, мг C ₁₉ H ₁₆ N ₄ / (г · сут)	Биомасса смеси многолетних злаковых трав, г/м ²
Почва, загрязненная газовым конденсатом	1,4	0,05	55
То же + биокомпост, 4 кг/м ²	2,7	0,31	473
-“- + биокомпост, 8 кг/м ²	3,4	0,47	932

биокомпоста в дозах 50 и 100 г/кг активность каталазы в почве, загрязненной нефтью в количестве 50 г/кг, возрасла в 15 и 27 раз, а загрязненной нефтью в количестве 100 г/кг – в 9 и 22 раза относительно контрольного варианта. При внесении биокомпоста в дозе 50 и 100 г/кг активность дегидрогеназы в почве, загрязненной нефтью в количестве 50 г/кг, возрасла в 5,7 и 10,6 раз, а загрязненной нефтью в количестве 100 г/кг – в 4,7 и 15,6 раз относительно контрольного варианта.

Итак, геоэкологическое моделирование *in vitro* восстановления нарушенной и загрязненной нефтью почвы показало, что существует реальная возможность использования биокомпоста «Пикса» для кардинальной очистки почвы от нефти, попадающей в нее при аварийных ситуациях.

Геоэкологическое моделирование *in situ* при восстановлении загрязненной газовым конденсатом почвы

Геоэкологическое моделирование *in situ* при восстановлении почвы, загрязненной газовым конденсатом, было осуществлено на территории дожимной компрессорной станции (Ставропольский край, 45°03' с.ш., 43°16' в.д.) с черноземной тяжелосуглинистой почвой. Здесь происходило хроническое загрязнение данной почвы в результате воздушного поступления газового конденсата из «продувочной свечи» (вертикальной трубы с оголовком) и его осаждения на почву, что выразилось в постоянном ощущении специфического запаха бензиновых и керосиновых компонентов

данного вещества и полном отсутствии растительности вокруг «продувочной свечи».

С целью восстановления почвы, загрязненной газовым конденсатом, на искомом участке обустроили делянки (0,25 м²), в которые после разрыхления почвы (слой 0–6 см) заделывали биокомпост «Пикса» в дозах 4 и 8 кг/м² [6]. Затем производили посев и выращивание смеси многолетних злаковых трав (30 г семян на 1 м²) вышеуказанного состава. Контрольный вариант представлял собой делянку без внесения биокомпоста, но с посевом и выращиванием трав. Отбор проб почвы и растений на анализ производили на 42 сутки. Эффективность восстановления почвы, загрязненной газовым конденсатом оценивали посредством определения активности ферментов каталазы и дегидрогеназы, а также биомассы смеси многолетних злаковых трав [2, 3].

Анализ содержания углеводов газового конденсата в поверхностном слое почвы (0–6 см), проведенный методом инфракрасной спектросметрии, показал неравномерный характер хронического загрязнения участка вокруг «продувочной свечи», то есть на разных делянках количество вещества колебалось в пределах 1,8–5,4 г/кг. Между тем при внесении в почву биокомпоста активность ферментов каталазы и дегидрогеназы повышалась соответственно в 1,9 и 2,4; 6,2 и 9,4 раза по сравнению с контрольным вариантом, табл. 5. Результаты посева и выращивания смеси многолетних злаковых трав показали, что биомасса растений при внесении биокомпоста в дозах 4 и 8 кг/м² была выше по сравнению с контролем в 8,6 и 16,9 раза.

Итак, геоэкологическое моделирование *in situ* восстановления почвы, загрязненной газовым конденсатом показало, что повышение активности исследуемых ферментов и факт хорошего произрастания смеси многолетних злаковых трав на участке вокруг «продувочной свечи» дожимной компрессорной станции является достаточным доказательством восстановления плодородия почвы в результате внесения биокомпоста «Пикса».

Закключение

Таким образом, опыты по геоэкологическому моделированию *in vitro* и *in situ* восстановления плодородия нарушенных и загрязненных углеводородами почв позволили прийти к выводу о возможности оперативного *a priori* получения информации для рационального проведения в последующем регенерации почв в широких масштабах. Для восстановления почв используются торф и биокомпост с выращиванием смеси многолетних злаковых трав. При этом важным методом оценки эффективности восстановления почв является анализ активности ключевых ферментов этого процесса в виде каталазы и дегидрогеназы. ●

Литература

1. Арно О., Арабский А., Башкин В., Галиулин Р. Инновационная технология рекультивации лицензионных участков для газовой промышленности // International Business Guide, 2018. № 128/129. Октябрь. С. 10.

2. Патент РФ на изобретение № 2387995. Способ контроля очистки почв, загрязненных углеводородами, и нейтрализации углеводородных шламов посредством анализа активности каталазы. Башкин В.Н., Бухгалтер Э.Б., Галиулин Р.В., Коняев С.В., Калинина И.Е., Галиулина Р.А. Заявлено: 22.09.2008. Опубликовано: 27.04.2010. Бюллетень № 12.

3. Патент РФ на изобретение № 2387996. Способ контроля очистки почв, загрязненных углеводородами, и нейтрализации углеводородных шламов посредством анализа активности дегидрогеназы. Башкин В.Н., Бухгалтер Э.Б., Галиулин Р.В., Коняев С.В., Калинина И.Е., Галиулина Р.А. Заявлено: 22.09.2008. Опубликовано: 27.04.2010. Бюллетень № 12.

4. Хренов В.Я. Почвы криолитозоны Западной Сибири: морфология, физико-химические свойства, геохимия. Новосибирск: Наука, 2011. 211 с.

5. Галишев М.А. Исследование пожарной опасности дисперсных систем // Вестник Воронежского института ГПС МЧС России. 2017. № 1 (22). С. 17–23.

6. Семенцов А.Ю. Применение суперкомпоста «Пикса» для реабилитации городских почв. Методические рекомендации. М.: ВНИИА, 2006. 32 с.

KEYWORDS: *geoecological modeling, in vitro, in situ, restoration of soils.*

ЭКСПЕРТНЫЙ ПОДХОД

О формировании экологического сообщества в регионах расположения ключевых предприятий ГК «Росатом»

СОВРЕМЕННЫЕ СТРАТЕГИИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ КРУПНЫХ КОМПАНИЙ И ДРУГИХ СТОРОН, ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ В УСТОЙЧИВОМ РАЗВИТИИ ТЕРРИТОРИЙ ПРИСУТСТВИЯ И КОМФОРТНОЙ СРЕДЫ ПРОЖИВАНИЯ МЕСТНОГО НАСЕЛЕНИЯ, СТАНОВЯТСЯ ОСНОВОЙ КОРПОРАТИВНОЙ ПОЛИТИКИ СОЦИАЛЬНО ОТВЕТСТВЕННОГО БИЗНЕСА, ОРИЕНТИРОВАННОГО НА ДОСТИЖЕНИЕ ДОЛГОСРОЧНЫХ ЦЕЛЕЙ. УМЕНИЕ ВЫСТРОИТЬ ДИАЛОГ ТАК, ЧТОБЫ МАСШТАБНЫЕ ЗАДАЧИ ВОСПРИНИМАЛИСЬ ПОЗИТИВНО ВСЕМИ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫМИ СТОРОНАМИ, ПРЕЖДЕ ВСЕГО ОБЩЕСТВЕННОСТЬЮ, СТАНОВИТСЯ ПОКАЗАТЕЛЕМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО УРОВНЯ – КОМПЕТЕНЦИЕЙ БИЗНЕС-КОМПАНИИ. ЭТО ОСОБЕННО АКТУАЛЬНО, КОГДА РЕЧЬ ИДЕТ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ, ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, А ТАКЖЕ РЕАЛИЗУЮЩИХ НАУКОЕМКИЕ И ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ ПРОГРАММЫ

MODERN STRATEGIES OF INTERACTION BETWEEN BIG COMPANIES AND OTHER PARTIES INTERESTED IN THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF THE SERVICE AREA AND COMFORTABLE LIVING ENVIRONMENT OF THE LOCAL POPULATION BECOME THE BASIS OF THE CORPORATE POLICY OF A SOCIALLY ORIENTED BUSINESS FOCUSED ON ACHIEVING LONG-TERM GOALS. THE ABILITY TO BUILD A DIALOGUE SO THAT LARGE-SCALE TASKS ARE PERCEIVED POSITIVELY BY ANY INTERESTED PARTY, PRIMARILY BY THE PUBLIC, BECOMES AN INDICATOR OF THE PROFESSIONAL LEVEL AND THE COMPETENCE OF A BUSINESS COMPANY. THIS IS ESPECIALLY TRUE WHEN WE ARE TALKING ABOUT THE ACTIVITIES OF ENVIRONMENTAL IMPACT ENTERPRISES, AS WELL AS SCIENCE INTENSIVE AND TECHNICAL PROGRAMS

Ключевые слова: устойчивое развитие, регионы присутствия, экологическая безопасность, наукоёмкие технологии, социальная ответственность.



Давыдова Наталья Геннадьевна, к.т.н., почетный работник водного хозяйства РФ, директор Института консалтинга экологических проектов, член Общественного совета ГК «Росатом»

Госкорпорация «Росатом» – масштабная инфраструктурная отрасль, обеспечивающая целый спектр экономических, энергетических и технологических потребностей государства. В то же время, деятельность Росатома в сфере работы с одними из ключевых стейкхолдеров – общественностью и местным населением, имеет самостоятельное важное значение для отрасли.

Например, опыт создания и функционирования Общественного совета как инструмента взаимодействия госкорпорации с заинтересованными сторонами является заслуживающим внимания и вполне привлекательным для использования как на национальном, так и международном уровнях. Безусловно, формат общественных советов, работающих с различными органами государственной власти в России, получил уже широкое распространение. В то же время Общественный совет госкорпорации отличает неформальный подход к выполнению функции донесения общественного мнения при

принятии государственных и ведомственных решений в сфере атомной энергетики, когда учитываются точки зрения самых разных людей и организаций: от местных жителей до международных организаций. Следует заметить, что в странах – членах МАГАТЭ используются множество практик и инструментов при работе с общественностью, однако опыта, похожего на деятельность Общественного совета, в этой сфере нет.

В этой статье речь идет лишь об одной из сторон деятельности Общественного совета госкорпорации «Росатом», представляющей живое неформальное сотрудничество с общественностью, направленное на достижение обоюдосторонних интересов. Амбициозные планы национального и международного лидерства в сфере наукоёмких ядерных технологий и развития бизнеса требуют согласования с заинтересованными сторонами и построения диалога. Диалог возможен с использованием его участниками соответствующей

терминологии со знанием основных технических и технологических параметров атомных объектов и воздействия на окружающую среду. Диалог может быть реализован на принципах открытости, доступности информации и уважения мнений. В диалоге поэтому должны участвовать подготовленные представители заинтересованных сторон, поскольку уровень дискуссии выходит за рамки общеобразовательных стандартов. Поэтому заинтересованным сторонам необходимы активные и квалифицированные представители, которые могут высказывать мнение по сложным техническим темам.

В образовательной сфере широко распространено понятие общественного эксперта – представителя общественных организаций, гражданских институтов, органов государственно-общественного управления муниципального, регионального уровня, уровня образовательного учреждения, выдвинутого в качестве участника общественной (государственно-общественной) экспертизы образования и прошедшего сертификацию [1].

В 2017 году Общественный совет Госкорпорации «Росатом» стал инициатором работы по формированию общественного экспертного экологического сообщества в регионах расположения ключевых предприятий Госкорпорации «Росатом», которая предполагает программы информирования и подготовки заинтересованных граждан, разработку методических материалов об атомной отрасли, организацию лекций в региональных ВУЗах, учреждениях дополнительного образования и др.

В этом же году была проведена серия мероприятий по вовлечению заинтересованных представителей студенческой и преподавательской аудиторий к участию в диалоге и распространению тематической информации в 8 регионах – Красноярском крае, Курской, Ленинградской, Свердловской, Томской, Челябинской областях, Москве и Санкт-Петербурге.

Преподавателям и студентам высших учебных заведений, старшеклассникам и педагогам общего среднего и дополнительного образования было предложено участвовать в разработке научно-

технических проектов по теме «Вода и атом», экологических играх «Альтернативный атом» и подготовке презентаций на разнообразные темы по собственному выбору участников:

- Атом и ВИЭ: Экологические ниши,
- Источники энергии будущего,
- Экологическая безопасность предприятий отрасли,
- Роль российской атомной энергетики в достижении целей Рамочной конвенции ООН об изменении климата,
- Ядерная медицина на службе онкологии,
- Применение метода нейтронно-активационного сканирования в системах безопасности,
- Атомная электростанция как полюс инновационного роста в регионе,
- Научно-образовательный проект «Встать, атом идет!» (научный суд),
- Источники радиophobia жителей населенного пункта,
- Почему я хочу быть общественным экспертом? и др.

В результате в течение 2017 года в сотрудничестве с 25 образовательными и общественными организациями было вовлечено в информационно-просветительскую деятельность в области использования атомной энергии около 150 активных граждан, которые в свою очередь провели 35 общественных презентаций в 8 регионах для аудитории более 1000 человек. Заинтересованные региональные представители участвовали в панельной дискуссии «Общественный диалог. Роли и позиции экспертов», спецсессии «Энергия молодых – энергия будущего» в рамках общественных форумов-диалогов, проводимых ежегодно Общественным советом Госкорпорации «Росатом» [2–4]. Студентка из Ленинградской области выступила с презентацией своего экологического научно-технического проекта на встрече постоянных представителей 40 стран при МАГАТЭ [5]. Были организованы лекции ведущих экспертов атомной отрасли для студентов Уральского федерального университета им. первого президента России Б.Н. Ельцина.

В 2018 году была продолжена деятельность Общественного совета по ознакомлению заинтересованных представителей общественности с ядерными технологиями и современными тенденциями развития энергетики.

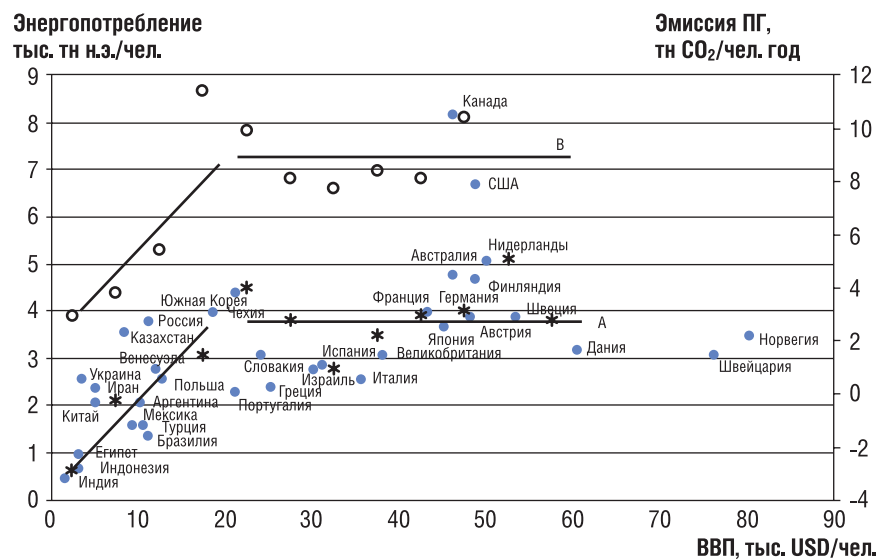
85 студентов, 3 аспиранта и 48 преподавателей четырнадцати ВУЗов и профильных специалистов выполнили 37 проектов, выбрав следующие основные направления с учетом специфики учебного заведения:

- Значение атомной энергетики для преодоления климатических ограничений экономического развития и законодательные аспекты развития атомной энергетики;
- Потенциал развития возобновляемых видов энергии в регионах присутствия (Свердловская, Томская, Ленинградская, Челябинская области, Красноярский край, арктическая зона России);
- Эколого-просветительские проекты популяризации темы безуглеродной энергетики (интерактивные образовательные игры, квесты, интернет-платформы, мультимедийные технологии);
- Роль региональных экспертов в работе со СМИ;
- Исследования общественного мнения об атомной и возобновляемой энергетике и концепции «Зеленый квадрат».

Профессор А.Н. Косариков, научный руководитель Института консалтинга экологических проектов, показал, что изменения в энергетическом сопровождении и объемах выбросов парниковых газов процесса выхода в постиндустриальный период прослеживаются распределением статистических показателей в зависимости от уровня подушевого ВВП [6] (рис. 1).

Значками (*) для энергопотребления и (°) для объемов парниковых газов отмечены средние значения, отнесенные на жителя в странах с различным подушевым ВВП в пределах, выбранных для усреднения шагов – 5 тыс. USD/чел. Показатели эмиссии парниковых газов следуют за изменениями энергопотребления с ростом экономики с учетом структурных особенностей энергобаланса

РИС. 1



А – распределение подушевых показателей и регрессионная модель энергопотребления (тыс. т н.э. /чел. год)
В – регрессионная модель изменений объема эмиссии парниковых газов

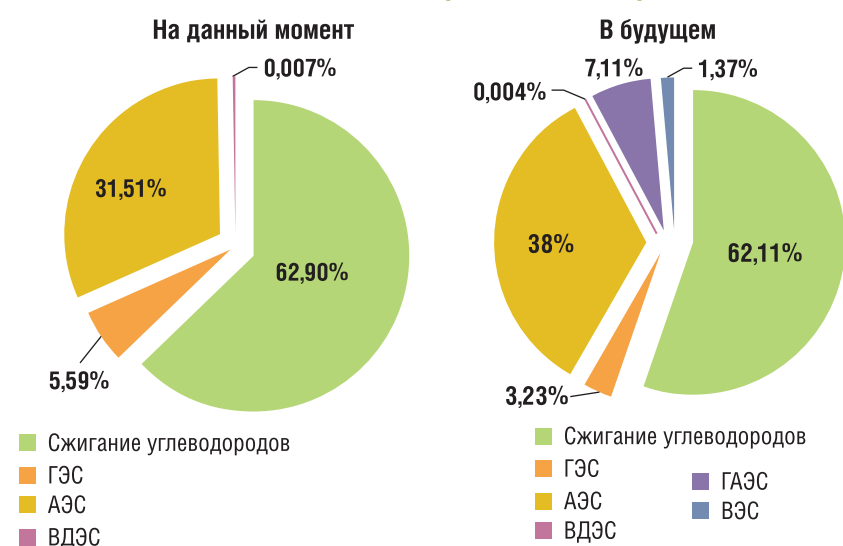
РИС. 2

От планирования до реализации



РИС. 3

Реализация идеи «Зеленого квадрата» в Ленинградской области



потребления разных стран (рис. 1В). При граничном условии сохранения энергетической достаточности для постиндустриального экономического развития перспективы выхода к 50-м годам на расчетный уровень парниковых выбросов, обеспечивающий климатическую стабильность, связаны с последовательным расширением до 40–45 % сектора безэмиссионных энергоисточников.

Снижение объемов техногенной эмиссии парниковых газов в два раза на душу населения, рассчитанное по климатическим показателям на период до середины 21 века, представляется реализуемым с трансформацией глобального энергобаланса к следующему формату:

- 40 % традиционная система энергогенерации на углеводородном ископаемом энергосырье;
- 40 % сеть базовых комплексов атомной энергетики;
- 20 % солнечные, ветровые ВИЭ, малые ГЭС, охватывающие преимущественно нишу локального и пообъектного энергоснабжения [6].

При реализации стратегии развития безэмиссионных видов энергии, по мнению студентов и преподавателей РАНХиГС, важно следовать процедуре полного цикла разработки и принятия решения до его реализации с вовлечением общественности [6] (рис. 2).

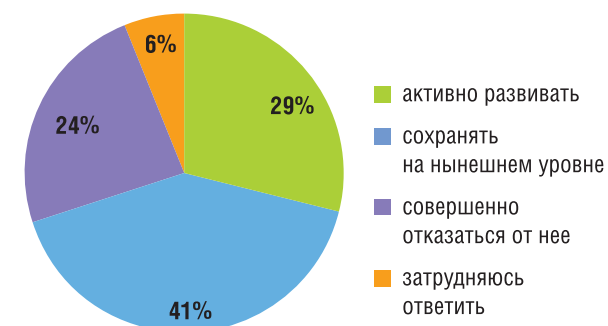
Если говорить о переходе к неуглеродным видам энергии в регионах, то, например, студенты Санкт-Петербургского горного университета видят такие перспективы (рис. 3).

При этом многие наши эксперты прослеживают увеличение мощностей всех типов генерации, что в конечном итоге приведет к изменению энергобаланса стран и территорий, в то же время согласно опросам, проведенным участниками проекта «Зеленый квадрат», большинство населения осознает вред источников электроэнергии, основанных на сжигании углеводородов, и хочет видеть в своих населенных пунктах источники, работающие на основе ВИЭ.

Другой важный аспект, привлечший внимание участников, был информационно-образовательным.

РИС. 4. Результаты первого тестирования

Атомную энергетику следует



Российская атомная отрасль является одной из передовых в мире по уровню научно-технических разработок в области проектирования реакторов, ядерного топлива, опыту эксплуатации атомных станций, квалификации персонала АЭС. При этом интересно, что согласно исследованию группы студентов и преподавателей Челябинского филиала РАНХиГС, 57 % респондентов получили знания об атомной промышленности, обучаясь в школе, среднем специальном или высшем образовательном учреждении, и только 16 % формировали своё мнение на основе материалов, представленных в СМИ и сети Интернет.

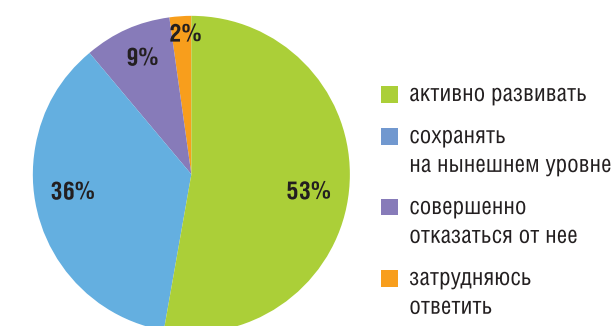
Предложенные участниками проекта методы работы со школьниками и студентами – интеллектуальные игры «Мифы и реальность атомной энергетики», разнообразные квесты, лекции, мультимедийные курсы – показывают свою образовательную эффективность.

Так, например, в Юго-Западном государственном университете (Курск) в рамках проекта были проведены социологические исследования для выявления знаний студентов в области безопасности использования атомной энергии: 40 человек по направлению «Техносферная безопасность» и 40 – по направлению «Экономика и менеджмент». Ниже приведена диаграмма из обширной выборки обработанных ответов (рис. 4).

Результаты первого тестирования послужили основой разработки лекционного материала и интерактивной игры «Чистая энергия», после реализации которых было проведено второе тестирование (рис. 5).

РИС. 5. Результаты контрольного тестирования

Атомную энергетику следует



Естественно-научное образование и экологическое просвещение становятся не только способом формирования экологической культуры, борьбы с радиофобией и атомной необразованностью, но и повышения в целом осведомленности граждан в сфере атомной энергетики.

Участники проекта, выбравшие для разработки тему популяризации в СМИ атомной науки и техники, считают необходимым находить слова про ядерные технологии и развитие безуглеродной энергетики, понятные обществу, а в качестве ключевых факторов расширения общественного диалога, способствующего достижению интересов вовлеченных сторон, рассматривают привлечение талантливых школьников, подготовку кадров и продвижение/реализацию масштабных целей и программ госкорпорации и других крупных компаний, через критически важные для общества области применения новых энергетических и других современных технологий.

Возвращаясь к термину «общественный эксперт», можно сформулировать основные итоги и перспективы формирования экспертного экологического сообщества:

1. Программа Общественного совета Госкорпорации «Росатом» по работе с заинтересованными в диалоге по проблеме развития атомной промышленности активными представителями общественного сектора является актуальной и эффективной, о чем свидетельствует статистика участников и мероприятий проектов: в настоящее время наша база насчитывает около 250 человек в 10 регионах – примерно 175 аспирантов,

студентов и старшеклассников, 75 преподавателей высших и средних учебных заведений и научных сотрудников;

2. Аудитория, которая проявляется интерес к тематике, имеет достаточный образовательный потенциал, чтобы самостоятельно разрабатывать интеллектуальные проекты, подразумевающие возможность быстрого темпа обучения новым знаниям, умения мыслить и умения успешно коммуницировать.

Создавая возможности для формирования и саморазвития заинтересованных и квалифицированных граждан, Общественный совет Госкорпорации «Росатом» способствует выстраиванию квалифицированного общественного диалога по вопросам развития ядерных технологий. ●

Литература

1. <http://edu-sovet.ru/content/obshchestvennyy-ekspert>
2. <http://www.osatom.ru/projects/international-public-forum-dialogue>
3. <http://eco-project.org/news/773/>
4. https://www.rosatom.ru/journalist/news/v-murmanske-proshel-xi-regionalnyy-obshchestvennyy-forum-dialog/?sphrase_id=491986
5. http://rosatom.ru/journalist/news/-posly-zarubezhnykh-stran-pri-mezhdunarodnykh-organizatsiyakh-v-vene-posetili-baltiyskiy-zavod-i-len/?sphrase_id=491872
6. А.Н. Косариков. Значение атомной энергетики для преодоления климатических ограничений экономического развития – готовится к печати.
7. XI Региональный общественный форум-диалог «Сотрудничество для устойчивого развития Арктики». Сессия для региональных экспертов с участием представителей Госкорпорации. Дайджест презентаций. – Мурманск, 2018 г. – 36 с.

KEYWORDS: sustainable development, regions of presence, environmental safety, high technologies, social responsibility.

ЛАРН НА ШЕЛЬФЕ

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ, ПОСВЯЩЕННОЙ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ С ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА НЕФТЕПРОВОДА. ДАННОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ИССЛЕДОВАНИЙ АКТУАЛЬНО, ТАК КАК, ИСХОДЯ ИЗ ПРИВЕДЕННЫХ В ДАННОЙ СТАТЬЕ АНАЛИЗОВ ЛИТЕРАТУРЫ И ПАТЕНТНЫХ ОБЗОРОВ, ВЫЯВЛЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫЕ НЕДОСТАТКИ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ДАННЫЙ МОМЕНТ ТЕХНОЛОГИЙ. ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА КОМБИНИРОВАННОГО УСТРОЙСТВА, СОЧЕТАЮЩЕГО ВЫПОЛНЕНИЕ НЕСКОЛЬКИХ ОПЕРАЦИЙ ПО ОЧИСТКЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ В ЕДИНОМ ЦИКЛЕ РАБОТЫ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ УМЕНЬШИТЬ ВРЕМЯ ЛИКВИДАЦИОННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЪЕМ ПРИВЛЕКАЕМЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ И КОЛИЧЕСТВО ОБСЛУЖИВАЮЩЕГО ПЕРСОНАЛА, ТЕМ САМЫМ МИНИМИЗИРОВАТЬ ВРЕДНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ АВАРИЙНОГО РАЗЛИВА НЕФТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

THIS ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF WORK ON THE IMPROVEMENT OF TECHNOLOGIES INTENDED TO ELIMINATE ACCIDENTAL OIL SPILLS FROM THE WATER SURFACE WHEN THE UNDERWATER CROSSING OF THE PIPELINE IS DESTROYED. THE EFFORTS BEING MADE IN THIS AREA ARE TIMELY, SINCE, BASED ON THE LITERATURE AND PATENT REVIEW ANALYZES PRESENTED IN THIS ARTICLE, SIGNIFICANT SHORTCOMINGS OF THE CURRENTLY USED TECHNOLOGIES HAVE BEEN IDENTIFIED. THE AIM OF THE RESEARCH IS TO DEVELOP A COMBINED DEVICE THAT INTEGRATES SEVERAL OPERATIONS FOR PURIFICATION OF POLLUTED WATER IN A SINGLE DUTY CYCLE AND ALLOWS REDUCING THE TIME OF LIQUIDATION ACTIVITIES, THE VOLUME OF TECHNICAL DEVICES INVOLVED, THE NUMBER OF MAINTENANCE PERSONNEL, AND THEREFORE CONTRIBUTES TO MINIMIZE THE HARMFUL EFFECTS OF AN ACCIDENTAL OIL SPILL ON THE ENVIRONMENT

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ликвидация, подводный переход нефтепровода, аварийный разлив нефти, комбинированное устройство, трубопроводный транспорт.

Чухарева Наталья Вячеславовна,
к.х.н., доцент Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета

Нечаев Дмитрий Андреевич,
магистрант Отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета

Краус Юрий Александрович,
к.т.н., доцент Омского государственного технического университета

На современном этапе развития трубопроводного транспорта (ТТ) жидких углеводородов актуальными остаются вопросы, связанные не только с инновационными технологиями и методиками транспортировки и хранения нефти/нефтепродуктов (ТХН/Н), но и вопросы, соблюдения правил промышленной безопасности опасных производственных объектов в соответствии с последними требованиями нормативно-технической и методической документации [7–12]. И, как следствие, немаловажное значение приобретает комплекс различных мероприятий, направленных на минимизацию возникновения и развития дополнительных рисков в случае чрезвычайной ситуации на транспортирующем предприятии.

Проведенный обзор литературы показал, что, несмотря на значительное количество исследований в области ТХН/Н, а именно – разработку новых и совершенствование существующих технологий сооружения и эксплуатации объектов ТТ, в том числе и с помощью методов математического моделирования (обеспечение надежности и долговечности объектов

эксплуатации), избежать опасности возникновения аварийных ситуаций, инцидентов или другого уровня техногенных событий [7, 8], не удастся, о чем свидетельствуют данные [12].

Следует отметить, что наибольшую опасность представляют объекты ТТ, расположенные вблизи различных населенных пунктов и/или непосредственно пересекающие водные преграды. Это обусловлено тем, что, с одной стороны, даже незначительные повреждения трубопроводов и оборудования могут привести к потере ценного сырья (негерметичность конструкций, коррозионные разрушения, наезды тяжелой техники, несанкционированные врезки, нарушения режимов эксплуатации, форс-мажорные обстоятельства [5]). С другой стороны, с учетом опасных и вредных свойств нефти/ нефтепродуктов (далее – нефтяных углеводородов, НУВ), время, затрачиваемое на ликвидацию последствий таких разрушений, может существенно повлиять на жизнь и здоровье населения и привести к нарушению экологического баланса территорий в области лицензионной деятельности эксплуатирующих

организаций [1, 7–8]. Поэтому все работы, направленные на поиск решений, позволяющих минимизировать последствия техногенных событий в случае их возникновения, являются актуальными.

Исходя из изложенного выше, целью работы является: разработка устройства комбинированного типа для удаления НУВ с водной поверхности с сочетанием методов очистки.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) охарактеризовать особенности разливов НУВ на водной поверхности и выделить основные признаки методов их ликвидации, влияющие на выбор оборудования для удаления жидких углеводородов и затрачиваемое время;
- 2) провести анализ современных патентных разработок по устройствам для сбора НУВ с водной поверхности с определением основных недостатков, которые следует устранить при сочетании методов очистки в новой модели устройства комбинированного типа;
- 3) представить основные характеристики, принцип действия и достоинства модели устройства комбинированного типа для удаления НУВ с водной поверхности.

Теория

Современные исследования, посвященные изучению свойств водонефтяных эмульсий, которые образуются в результате попадания НУВ на поверхность естественных водоемов пресных и морских вод в результате аварийных разрушений трубопроводов и оборудования нефтетранспортных организаций, свидетельствуют, что для распределения НУВ на любой водной поверхности характерно одновременное протекание различных физико-химических и биологических процессов. К таким процессам [2, 6] относят процессы эмульгирования, растворения, окисления, образования агрегатов, седиментацию (когда частицы дисперсной фазы (НУВ) оседают в дисперсионной среде (воде) под действием гравитационных сил), испарение и биodeградацию. Их характерной особенностью является то, что они, в соответствии с [21–24], объединяются в три следующие друг за другом этапа (гравитационно-инерционный, для которого характерны процессы образования пятна и начальное фракционное разделение НУВ; гравитационно-вязкостный, когда поведение дисперсной фазы в дисперсионной среде определяется влиянием внешних гидрологических и метеорологических характеристик; дисперсионно-пленочный, когда силы поверхностного натяжения между фазами и силы вязкости влияют на высоту слоя пятна НУВ и начинается его биологическая и биохимическая трансформация),

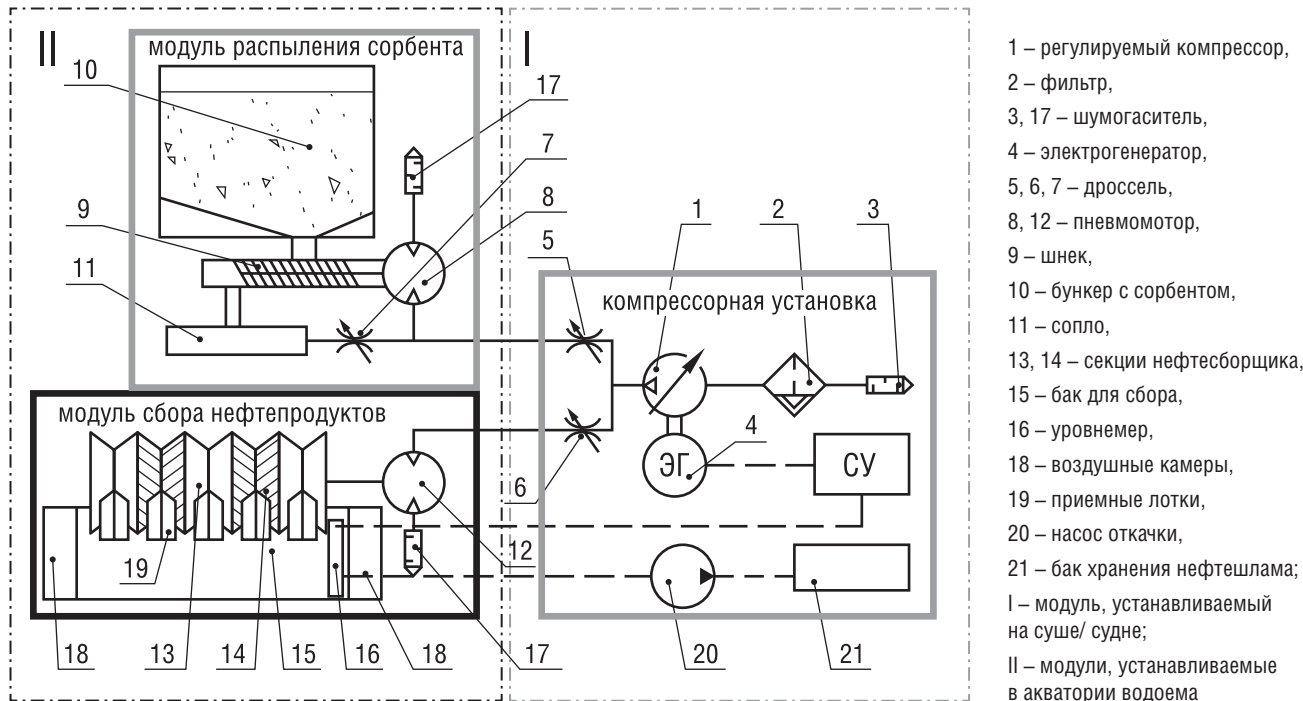
что указывает на сложный характер взаимодействия разных фаз, специфику процессов фазовых переходов и определяет стойкость водонефтяных эмульсий к внешним воздействиям.

Кроме того, распределение пятна НУВ на водной поверхности и его нестационарность зависит не только от поведения дисперсной фазы в дисперсионной среде и реологических свойств НУВ, но и термобарических, метеорологических условий, скорости течения и характера возникающих волн. Все это определяет условия прогнозирования траектории движения разливов [17], выбор места, технических средств и оборудования для проведения ликвидационных мероприятий по очистке водной поверхности от загрязнения наиболее эффективным методом в соответствии с реальными условиями развития того или иного уровня техногенного события (классификация [4]) на текущий период времени.

Проведенный анализ [10–12, 19, 21–23] позволил распределить методы ликвидации аварийного разлива нефти (ЛАРН) с водной поверхности на 4 основные группы, каждая из которых имеет характерные признаки, обусловленные применяемыми методами и

УДК 504.5:665.6-045.38

РИС. 1. Техничко-функциональная схема работы комбинированного устройства



оборудованием: механический сбор нефти, химическое сорбирование или диспергирование, микробиологический метод и метод контролируемого сжигания.

Необходимо отметить, что указанным группам методов соответствуют индивидуальные временные периоды проведения мероприятий ЛАРН и объем привлекаемого финансирования. Кроме того, следует указать на их ограничение в универсальности с точки зрения сочетания друг с другом. Поэтому для минимизации вредного воздействия на окружающую среду требуется их комбинирование, и, как следствие, увеличивается затрачиваемое предприятием на ликвидацию общее время, возрастает объем привлекаемых технических устройств и количество обслуживающего персонала, что в конечном итоге определяет их основные недостатки.

Проведен обзор патентов полезных моделей и устройств. В процессе обзора все существующие установки и машины были разделены на группы по количеству выполняемых функций в одном цикле работы устройства и принципам действия их очистных механизмов, работа которых основана на применении конкретного метода ЛАРН. Для каждой группы выявлены основные достоинства и недостатки:

1. Автономные нефтесборщики (скиммеры), предназначенные для удаления и сбора нефтешлама при помощи вращающихся олеофильных дисков, барабанов или лент. Данный тип установок, в соответствии с данными [3], с одной стороны, имеет простую конструкцию, обеспечивающую понятное управление и быстрый ремонт, с другой стороны, требует большого количества вспомогательных операций, связанных с обслуживанием и дополнительной очисткой остаточного загрязнения, что указывает на их основной недостаток [15, 16].

2. Распылители-аэраторы, предназначенные для равномерного распределения сорбентов и биопрепаратов на нефтезагрязненный участок акватории. Данный тип устройств не рационально использовать при большой толщине первичной пленки разлива, а также при применении сорбента в качестве распыляемого материала, необходимо предусматривать сбор отработанного сорбтива с привлечением дополнительных устройств и персонала. [12, 14].

3. Устройства комбинированного типа [13], работа которых представляет комбинацию в основном двух методов очистки загрязнения водной поверхности, частично реализуют недостатки

вышеописанных устройств, но не способны выполнить полный цикл ЛАРН.

Проведенные патентный обзор показал, что разработка новых технических средств комбинированного типа для ЛАРН на водной поверхности остается актуальной и предлагаемые решения имеют существенные недостатки, которые определяют габариты устройств, их маневренность и время проведения технологической операции.

Исходя из вышеизложенного, можно предположить, что рациональным решением указанной проблемы является совместное использование механического сбора основного объема нефтепродукта и сорбционного метода очистки остаточного загрязнения НУВ, с дальнейшей возможностью сбора отработанного материала с очищаемой поверхности.

Результаты и обсуждение

Решением указанной проблемы может быть техническое устройство, представляющее собой комплект технологических блоков, предназначенных для выполнения операций по сбору основного разлива НУВ, распылению сорбента (для устранения остаточного загрязнения) и удалению отработанного сорбента

с сорбтивом с очищаемой водной поверхности.

Техничко-функциональная модель комбинированного устройства представлена на рисунке 1.

Работа комбинированного устройства основана на взаимодействии трех основных модулей:

- модуль сбора нефтепродуктов, представляющий собой заборное устройство барабанного типа (состоящего из набора тареловидных насадок с олеофильным покрытием), используемое для сбора основного объема разлива, и емкости для первичного сбора нефтешлама;
- модуль распыления сорбента – система, представляющая собой совокупность магистралей высокого давления (по которым происходит перемещение сорбента), распылительных насадок, нагнетательного насоса и емкости для хранения сорбента. Данный модуль используется для очистки остаточной трудноизвлекаемой нефтяной пленки;
- модуль управления (компрессорная установка), который включает компрессорную установку (осуществляет подачу сжатого воздуха в рабочие модули), электрогенератор, пульт управления и систему емкостей-шламонакопителей. Данный модуль устанавливается на берег водоема либо на судне.

При установке дополнительных насадок на заборное устройство возможно производить сбор отработанного сорбента с сорбтивом. При использовании нескольких установок комбинированного типа в мероприятиях ЛАРН, увеличивается количество удаленных с поверхности воды НУВ и качество очистки. Поэтому предложенный вариант комбинированного устройства исключает необходимость использования дополнительных операций по сбору отработанного сорбента с сорбтивом и вспомогательного оборудования, что, в свою очередь, значительно сокращает время на выполнение полного цикла задач и уменьшает негативное воздействие НУВ на окружающую среду.

На основе анализа литературы и патентного обзора установлено,

что для обеспечения быстрой и качественной очистки водной поверхности от загрязнения НУВ требуется совместное использование существующих методик и разработка новых технических устройств комбинированного типа, позволяющих решить широкий спектр задач в процессах очистки водоемов от загрязнений НУВ. Предложена модель комбинированного устройства, которое позволит за счет совместного использования механического метода, сорбционной очистки остаточного загрязнения, а также последующего сбора отработанного сорбента с сорбтивом значительно сократить время проведения ликвидационных мероприятий, снизить трудоемкость процесса, упростить оперативное управление и уменьшить негативное влияние аварийного разлива нефти на окружающую среду. ●

Литература

1. Ликвидация аварийных разливов нефти в ледовых морях / Под общ. ред. М.Н. Мансурова. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 423 с.
2. А. В. Сальников. Особенности распространения нефтяного разлива в ледовой обстановке арктических акваторий / А.В. Сальников, Г.Г. Грибов // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2015. – № 3 (23). – С. 101–105.
3. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта / Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. – Ижевск: Научно-издательский центр «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 528 с.
4. М.П. Лобачев. Влияние изменения вязкости нефти на характеристики ее разливов в холодной морской среде / Лобачев М.П., Сазонов К.Е. // Арктика: экология и экономика. – 2014. – № 1. С. 96 – 103.
5. Чухарева Н.В. Определение факторов техногенных событий при эксплуатации объектов ТЭК / Н.В. Чухарева, Ю.А. Краус, А.М. Ревзавов // Neftegaz.RU. – 2018. – № 6. – С.114 – 120.
6. Чухарева Н.В. Лабораторные исследования методов защиты воды от нефтезагрязнений торфяным сорбентом в условиях пониженных температур / Н.В. Чухарева, М.П. Сартаков, И.Д. Комиссаров // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 10. – С. 132 – 136.
7. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории Российской Федерации, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 15.04.02 № 240. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.03.2018).
8. Постановление Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.03.2018).
9. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 3 марта 2003 г. № 156 «Об утверждении указаний по определению нижнего уровня разлива нефти и нефтепродуктов для отнесения аварийного разлива к чрезвычайной ситуации». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.06.2018).
10. Руководство по безопасности «Методические рекомендации по классификации техногенных событий в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса» (приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 24.01.2018 г. N29) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.07.2018).
11. Проект Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов». [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.garant.ru> (01.05.2018).
12. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Ростехнадзор [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.gosnadzor.ru> (25.02.2018).
13. Установка для нанесения сорбентов (биосорбентов) на проливы нефтепродуктов: Патент РФ № 2255177, заявл. 22.03.2004, опубл. 27.06.2005, Б.И. № 18.
14. Установка нефтесборщик-аэратор (биосорбентов) на проливы нефтепродуктов: Патент РФ № 2006115960, заявл. 20.02.2005, опубл. 27.06.2006, Б.И. № 22.
15. Устройство для распыления мелкодисперсных твердых материалов: Патент РФ № 2004123874, заявл. 05.08.2004, опубл. 20.03.2006. [Электронный ресурс]. – URL: <http://bd.patent.su/2271000-2271999/pat/serv/serveft9fe.html> (01.09.2018).
16. Автономный нефтесборщик: Патент РФ № 2471926, заявл. 15.07.2011, опубл. 10.01.2013. [Электронный ресурс]. – URL: <http://allpatents.ru/patent/2471926.html> (01.09.2018).
17. Устройство для удаления поверхностного слоя нефтесодержащих жидкостей: Патент РФ № 2503624, заявл. 10.01.2012, опубл. 10.01.2014. [Электронный ресурс]. – URL: <http://allpatents.ru/patent/2503624.html> (01.09.2018).
18. ФЗ 116. О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 7 марта 2017 года) [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.consultant.ru> (15.07.2018).
19. ISGOTT International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals. Fifth Edition. – [Электронный ресурс]. – URL: http://www.idgca.org/doc/app2_290115.pdf (28.08.2018).
20. Allen A. The use of controlled burning during the Gulf of Mexico Deepwater Horizon MC-252 oil spill response/ A.A. Alan, J. Drew, J. Nere et al. // International Oil Spill Conference Proceedings (IOSC). – American Petroleum Institute. – 2011. – Vol. 2011. – № 1. – PP. abs194.
21. WCMRC. The Basics of Marine: Oil Spill Response. Western Canada Marine Response Corporation; 2011:87.
22. Dave D. Responding to Oil Spill Disasters. Spills: A Critical Review and Comparative Analysis/ D. Dave, A.E. Ghaly // American Journal of Environmental Sciences – 2011. – № 7 (5). – PP. 423–440.
23. Pilzisa K. Oil product spreading on the water surface limitation using air stream / K. Pilzisa, V. Vaisisa, F. Romagnolib // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 128. – PP. 345–349.
24. Fay J.A. Physical Process in the Spreading of Oil Water Surface Prevention and Control of Oil Spills. API: Washington, 1970. – 347 p.

KEYWORDS: *the elimination of the underwater crossing of the pipeline, emergency oil spill, combo device, pipeline transportation.*

Г.И. Шмаль: «ВЫСТАВКИ ДОЛЖНЫ РАБОТАТЬ НА ОТРАСЛЬ»

ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ» – КЛЮЧЕВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, СЕГОДНЯ ЯВЛЯЕТСЯ КРУПНЕЙШЕЙ ПЛОЩАДКОЙ, ОБЪЕДИНЯЮЩЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЕ СООБЩЕСТВО. О ЗНАЧИМОСТИ И ПОТЕНЦИАЛЕ ВЫСТАВКИ NEFTEGAZ.RU ПОБЕСЕДОВАЛ С ПРЕЗИДЕНТОМ СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ ГЕНАДИЕМ ИОСИФОВИЧЕМ ШМАЛЕМ

THE EXHIBITION “NEFTEGAZ” IS THE KEY EVENT OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX, TODAY IT IS THE LARGEST-SCALE CONTACT AREA FOR OIL AND GAS PROFESSIONALS. NEFTEGAZ.RU TALKED ABOUT THE SIGNIFICANCE AND POTENTIAL OF THE EXHIBITION WITH GENADIY I. SCHMAL THE PRESIDENT OF RUSSIA UNION OF OIL AND GAS FIELD WORKERS

Ключевые слова: «Нефтегаз», выставка, Национальный нефтегазовый форум, Минэнерго, нефтегазовые компании.



**Шмаль
Геннадий Иосифович,
Президент Союза
нефтегазопромышленников
России**

– Выставка «Нефтегаз» многие годы занимает ведущее место среди отраслевых событий не только в России, но и в мире. Сегодня, когда политическая и экономическая ситуации в РФ далеки от стабильности, возрастает ли важность подобных мероприятий?

– Среди российских мероприятий «Нефтегаз» действительно занимает лидирующую позицию. Кроме того, это ведь не просто выставка, это еще и Национальный нефтегазовый форум – все в комплексе. В свое время, когда думали о создании такой площадки, были определенные сомнения – удастся ли. Я считаю, что сама идея оказалась плодотворной и нефтегазовая общественность ее поддержала, поэтому сегодня можно говорить о том, что выставка «Нефтегаз» и Национальный нефтегазовый форум состоялись.

Важно, что к подготовке мероприятия удалось привлечь серьезные административные силы: помимо Минэнерго – им сам Бог велел – «Нефтегаз» поддерживает наш Союз нефтегазопромышленников, Торгово-промышленная палата РФ, Экспоцентр, где собственно проводится выставка. Всегда активное участие принимают Российский союз промышленников и предпринимателей, Российское

газовое общество. Участие последнего несколько меньше, чем хотелось бы, но тем не менее их президент Павел Николаевич Завальный ежегодно принимает участие в выставке и ННФ, проводит круглые столы и т.д. Именно объединение всех усилий сегодня позволяет собрать в рамках выставки и форума хороший уровень компаний, докладчиков, модераторов и т.д.

Такие мероприятия важны, во-первых, как площадка, которая позволяет показать, что нового появилось в отрасли за какой-то период. Во-вторых, это крайне важно с экономической точки зрения: дело в том, что раньше, в советское время, у нас была довольно четкая система внедрения новых достижений, новых технологий, подчеркну, именно внедрения. Для этого существовали самые разные методы – административные, финансовые. У нас был Госкомитет по науке и технике, который имел более 100 целевых программ, все программы финансировались, за каждую отвечал конкретный человек ранга не ниже замминистра соответствующего ведомства. Сам, помню, вел две программы. Самые большие премии получали именно за внедрение новой техники. Сейчас этого нет, поэтому люди, грубо говоря, не знают, что делается у соседей.



В сложившейся экономической ситуации, выставки, форумы – это, по сути, единственное место, где можно обменяться мнениями, посмотреть, пощупать реальные образцы. Они должны работать на отрасль. И мы с вами можем констатировать то, что «Нефтегаз» в этом смысле состоялась как демонстрационная площадка, как место, где можно обсуждать самые острые проблемы, которые есть в нашем нефтегазовом комплексе, а вопросов этих очень и очень много. Кстати, очень хорошо, что у нас достаточное количество и территориальных отраслевых мероприятий поменьше: в Уфе, Казани, Тюмени, Самаре, Саратове, Новом Уренгое и т.д. Это хороший стимул для регионов.

– Вы сказали, что выставки – это площадки для демонстрации инновационных технологий, оборудования и т.д. Тем не менее существует мнение, что российские компании тяжело внедряют новые разработки. По Вашему мнению, отраслевые мероприятия помогают переломить эту тенденцию?

– Демонстрация – это одна из основных задач выставок, да.

Вы совершенно правы, много приходит самых разных людей, изобретателей с предложениями, но внедрить их очень сложно, потому что нефтяная компания говорит: «Принеси готовый образец, покажи, испытай, докажи его эффективность, тогда я у тебя его куплю». А чтобы это сделать, изобретателям нужно затратить деньги, но у нас эта тема не решена. Может быть, надо создать специальный банк, который выдавал бы кредиты под нормальные проценты для создания новых технологий.

Почему я об этом говорю? Возьмите хотя бы американцев с их сланцевой нефтью и сланцевым газом. За счет чего они сегодня нас обогнали? За счет того, что этими направлениями занимался малый бизнес, ни одна крупная американская компания не занималась сланцевой нефтью. И только сейчас, когда они увидели результат, они начали покупать некоторые малые компании, с тем чтобы обладать этими ноу-хау. Они 30 лет занимались технологиями и вложили 30 млрд долл США, но создали технологию, а мы не можем. В России ведь полно похожих трудноизвлекаемых запасов, не копия, конечно,

но близко. Взять хотя бы Баженовскую свиту в Тюмени, где ресурсы колоссальные. Для того чтобы их добыть, необходимо разработать технологию, и создание специального банка для кредитования решило бы проблему.

Такая же задача – помогать внедрять новое – стоит и перед нашими выставками. Правда, тут тоже есть проблема: для того чтобы сделать даже маленький стенд, надо все равно затратить определенные средства. Я считаю, должна быть поддержка со стороны государства. Кстати, сегодня демонстрируется много виртуальных образцов, а это не есть хорошо. Надо, чтобы было «живое» оборудование, которого раньше было больше. Буровая установка мобильная, подъемные краны и т.д. Это освежает выставку, делает ее более интересной.

– Национальный нефтегазовый форум (ННФ) – это научная и бизнес-площадка федерального уровня для открытой дискуссии. Какие вопросы наиболее остро стоят перед российским нефтегазом сегодня?

УДК 334.02

— За последнее время обострилось несколько моментов. Пожалуй, первое — это вопросы, связанные с запасами нефти. Дело в том, что качество запасов ухудшается, появляется все больше и больше так называемых трудноизвлекаемых запасов. Если 20 лет назад они занимали всего 10 % от общего количества, то сегодня это 60–70 %. Мы плохо занимаемся поисками, практически угробили нашу геологоразведку, хотя начиная с Петра I, который в 1700-м году издал первый указ о создании Приказа рудокопных дел, российская геология только развивалась. Все правители признавали необходимость развития этого направления, даже Ленин. И в годы войны не прекращался поиск технологий, а сегодня мы угробили даже то, что было.

Второе — это цифровая экономика, которая сейчас у всех на слуху. Мы встречались с министром цифрового развития в ТПП, и я сказал ему, что не нужно фанатизма. Как говорится, цифра сама землю пахать не будет. Да, можно сделать режим бурения более оптимальным, можно разработать детально динамическую модель разработки месторождения, но новые рабочие места от этого не появятся и ВВП расти не будет. В конечном итоге все в интеллекте человека. У нас уже есть цифровые месторождения, мы ими занимаемся, но не массово: «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Татнефть» и ряд других компаний развивают это направление точно. К цифровизации нужно относиться спокойно, думать, как увеличить ВВП, как сделать так, чтобы бензин был доступен для всех и т.д.

Третье, о чем можно и нужно говорить — импортозамещение. Мне, например, не нравится это понятие, оно, грубо говоря, отбрасывает нас назад. Ну что такое замещение? У вас есть, допустим, магнитофон, вы должны заместить его таким же, но это же уже все равно вчерашний день, а мы должны говорить об инновациях, о внедрении нового.

Приведу пример: как-то раз Богданову Владимиру Леонидовичу (российский инженер, генеральный директор «Сургутнефтегаз», — прим. ред.) задали вопрос: «Скажите, а что Вы думаете об импортозамещении?» Он, в духе

суворовского солдата, ответил: «В нашей компании такого слова нет. Мы изучаем все новое, что появляется, внедряем, поэтому мы компания импортонезависимая». Это, по моему мнению, правильная позиция. Я думаю, что именно импортонезависимость должна быть в основе всей нашей работы, когда мы говорим об избавлении зависимости от импортной продукции.

Еще раз повторюсь: не нужно фанатизма в серьезных решениях. Например, у кого-то появилась идея: «Давайте займемся освоением арктического шельфа». Объясняя: я как специалист, который 50 лет работает в системе нефти и газа, говорю, что даже при нынешних ценах ни один проект арктического шельфа не будет рентабельным. А когда цена на нефть упадет, она же уже падала и до 40 долл США, и до 35, — тем более. Поэтому шельфом заниматься надо, но в направлениях поиска, разведки, решать проблемы, связанные с закреплением арктических регионов за нами, созданием инфраструктуры, необходимых мощностей для строительства тех же буровых платформ и т.д.

Сейчас у нас работает на арктическом шельфе только одна платформа на Приразломном месторождении, но чтобы нефтегазовое присутствие там было по-настоящему серьезным, нужно таких платформ иметь несколько десятков. Более того, у нас нет четкой технологии в плане экологической безопасности, т.е. если разлив нефти, условно, произошел, и нефть эта ушла под лед, как оттуда ее забрать? Никак. Это ведет к тому, что мы можем погубить всю планету, если, не дай Бог, произойдет то, что было в Мексиканском заливе. Именно поэтому мы должны действовать очень аккуратно.

В соответствии с законом, у нас на арктическом шельфе могут работать компании с госучастием — «Газпром», «Газпром нефть» и «Роснефть». А как же «ЛУКОЙЛ»? Они ведь работают на Северном Каспии, на Балтике, т.е. компания очень подготовлена в плане разработки шельфовых проектов, но к арктическому шельфу их не допускают. Я считаю, что это просто дискриминация.

В этом году в мае мы были на месторождении Филановского, и

я как инженер «снимаю шляпу» перед тем, что сделано: все оборудование, все конструкции сделаны в России, на верфях или предприятиях Астраханской области. Да, оборудование разное, в т.ч. и зарубежное, но сделали все российские инженеры и рабочие. Это говорит о том, что мы можем делать. Но фанатизма не нужно. Ко всем этим вопросам необходимо относиться грамотно, профессионально, чтобы в основе был четкий расчет. Многие, конечно, со мной в плане Арктики не согласятся, но, как говорил мой первый начальник цеха, надо семь раз отмерить, а отрезать отдать другому.

Возвращаясь к нашему Национальному нефтегазовому форуму. Радует, что эта площадка дает нам возможность говорить о проблемах откровенно, позволяет людям раскрепощенно, спокойно высказывать свою точку зрения, свое мнение, которое не всегда совпадает с официальной позицией. Форум пользуется определенным авторитетом и уважением со стороны нашего нефтегазового сообщества, поэтому мы считаем, что надо и дальше совершенствовать формы его проведения — поменьше длинных докладов и побольше предложений, дискуссий, потому что в спорах рождается истина.

И самое главное: крайне важно, чтобы здравые предложения, суждения, доходили до тех, кто принимает решения, гораздо быстрее. Сегодня это серьезнейшая проблема. То, о чем мы говорили лет 5 назад, озвучивается только сейчас, а ведь нужно понимать, что фактор времени — самый что ни на есть экономический фактор, потому что не успел сегодня — можешь не успеть вообще. Как-то у Михаила Григорьевича Рудина, специалиста по нефтепереработке, спросили: «Скажите, насколько Россия отстает от Запада?», он ответил: «Навсегда». И он прав, ведь фактор времени стал настоящей экономической категорией. На Западе решение принимается за месяц, а у нас на это уходят годы. И отраслевые площадки, при правильном подходе, как раз помогают заставить этот фактор времени работать на нас. ●

KEYWORDS: «Neftegaz», exhibition, national oil and gas forum, Ministry of energy, oil and gas companies.

IV Международная конференция

АРКТИКА-2019

Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов

21-22 Февраля 2019, Москва

Президент-Отель

Стань участником

Специализированная выставка | Спонсорство

Тел.: +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)

Организаторы:

Электронная почта: arctic@s-kon.ru

www.arctic.s-kon.ru



СИСТЕМНЫЙ КОНСАЛТИНГ

РЭЗ

PRC RUSSIA
& CIS

КАТАЛИЗАТОР ДЛЯ ИНДУСТРИИ

ЗА КУЛИСАМИ КОНГРЕССА PRC RUSSIA&CIS 2018

26–27 НОЯБРЯ ПРОШЕЛ КОНГРЕСС ПО НЕФТЕХИМИИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ: РОССИЯ И СНГ 2018, СОБРАВШИЙ ВСЕ КАТЕГОРИИ УЧАСТНИКОВ СЕГМЕНТА ДАУНСТРИМ: НПЗ, НХК, ЕРС, ВИНК, ГОССТРУКТУРЫ И ПРОЕКТНЫЕ ИНСТИТУТЫ. КРИСТИНА САБИРОВА, ДИРЕКТОР ПРОЕКТА, РАССКАЗЫВАЕТ, ПОЧЕМУ КОНГРЕСС МОГ НЕ СОСТОЯТЬСЯ И КАК РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ ПОВЛИЯЛИ НА РЕШЕНИЕ BGS GROUP ПРОВЕСТИ ЭТОТ КОНГРЕСС В РОССИИ

PETROCHEMICAL AND REFINING CONGRESS: PRC RUSSIA&CIS 2018 TOOK PLACE ON 26–27 NOVEMBER. IT GATHERED THE REPRESENTATIVES OF ALL DOWNSTREAM SEGMENTS: OIL AND GAS REFINERIES, PETROCHEMICAL COMPANIES, EPC/LICENSORS, DESIGN CENTRES, GOVERNMENTAL BODIES AND AGENCIES. KRISTINA SABIROVA, THE PROJECT DIRECTOR, EXPLAINS WHY THE CONGRESS MIGHT HAVE NOT TAKEN PLACE AND HOW THE RUSSIAN COMPANIES INFLUENCED THE BGS GROUP'S DECISION TO ORGANIZE THE CONGRESS IN RUSSIA

Ключевые слова: Конгресс, нефтепереработка, нефтедобыча, нефтегазовые компании, выставка, экспоненты.

Кристина Сабирова,
директор проекта
PRC Russia&CIS

Не многие знают, что BGS Group – российская компания, поскольку почти все наши проекты ориентированы на зарубежный рынок. Долгое время мы обходили российский рынок стороной и делали это намеренно, так как зачастую при общении с российскими компаниями слышали клише «тусовка»,

«вечеринка» или «мероприятия не могут быть эффективными».

Поскольку BGS Group с таким подходом принципиально не согласны, мы посчитали российский рынок не готовым к конгрессам закрытого формата и ушли работать исключительно на западный рынок. Так появились наши Конгрессы в апстриме, мидстриме и даунстриме, а также Конгресс по автоматизации и диджитализации в этих сегментах. Как место проведения выбирали Европу: Лондон, Берлин, Барселону и другие мегаполисы.

На Конгрессах, конечно же, присутствовали крупнейшие российские нефтегазовые компании, ориентированные на западный рынок. Узнав, что организаторы – русские, они спрашивали: «Почему российская компания не делает конгрессы в России? Это же логично». Однажды после очередного вопроса, мы решили попробовать. Наша команда работала над проектом целый год, чтобы показать максимально высокий уровень.

На Конгрессе команда BGS Group была приятно удивлена



Иван Волков, делегат от НПА РУБЕЖ открывает сессию в качестве модератора



Зона фокус-выставки, где действует ограниченная конкуренция

интенсивностью нетворкинга и стремлением общаться у русских компаний. В итоге анализ эффективности Конгресса, проведенный командой аналитиков, показал: PRC Russia&CIS ничем не уступает нашим европейским проектам, а по количеству достигнутых договоренностей между компаниями-делегатами даже превосходит некоторые из них.

В этот момент мы осознали: **проблема не в российских компаниях и их отношении к**

мероприятиям. Проблема в ивент-индустрии, которая не предлагала продукт такого уровня, чтобы компании начали воспринимать мероприятия всерьез.

Этот опыт стал отправной точкой для развития компании BGS Group. Мы поставили новую цель – вывести российскую ивент-индустрию на новый уровень.

Для BGS Group конгресс становится эффективным тогда, когда участники достигают

поставленных целей. Причем цели у делегатов абсолютно разные: от анонса новой линейки продукции до заключения контрактов или выхода на новый рынок. Поэтому один из must-have вопросов во время переговоров с клиентами – «расскажите о ваших целях в бизнесе». Мы задаем его не ради поддержания светской беседы и не для того, чтобы услышать шаблонные ответы. Для нас действительно важно понимать, какие цели компании ставят перед собой в данный момент. Так менеджер оценивает



Регистрация делегатов на Конгрессе



Зона фокус-выставки совмещена с кофе-брейк зоной, что делает экспонентов еще более заметными



Игорь Насиров, делегат от thyssenKrupp Industrial Solutions на пленарной сессии в первый день Конгресса

насколько наша площадка может помочь и стать инструментом для развития бизнеса. Для тех, кто открыт в переговорах и рассказывает о целях, обычно формируется специальный пакет или подбирается наиболее подходящий из уже существующих. **Таким образом, мы отталкиваемся от целей клиента, и предлагаем именно то, что нужно ему, а не просто продаем участие.**

Чтобы было проще достичь целей, разработано несколько инструментов.

Во-первых, это индивидуальный подход к каждой компании. Вне зависимости от статуса участника – делегат, выставочник или спонсор, за каждой компанией закрепляется личный менеджер. В его задачи входит сопровождение и помощь до, во время и после конгресса. Благодаря личным менеджерам у нас нет участников-«потеряшек», которые грустят в углу и ни с кем не общаются.

Во-вторых, для партнеров и спонсоров организуются ВИП-встречи в отдельной комнате с неограниченным количеством времени на переговоры. В нашей практике был случай, когда делегаты вели переговоры до одиннадцати вечера. Назначить и провести там переговоры можно как самостоятельно, так и с помощью персонального менеджера.



Переговоры в комнате для B2B-встреч

В-третьих, в течение двух дней работает фокус-выставка. Наш подход к ее наполнению упрощает компаниям работу до, во время и после Конгресса. До – мы сами печатаем, доставляем и собираем стенды; во время – ограничиваем конкуренцию. Представьте, что на Конгрессе собралось 20 компаний, заинтересованных в датчиках для пожарной безопасности. Вы как раз продаете такие датчики, и участвуете со стендом. Конкурентов практически нет, тем самым вы получаете

больше лидов. После Конгресса экспоненты могут забрать ролл-ап с собой.

Деловая программа, как правило, представлена двумя параллельными потоками. Мы тщательно проверяем доклады, чтобы участники услышали только ценную информацию и кейсы, а не череду рекламных презентаций.

Наконец, специально для Конгресса разработано мобильное приложение, которое значительно облегчает ориентирование во время Конгресса.

30 сентября – 1 октября 2019 года в Санкт-Петербурге пройдет очередной Конгресс PRC Russia&CIS, регистрация на который уже открыта. Программа составлена с учетом пожеланий наших клиентов. Определиться с наиболее подходящим форматом, получить индивидуальное предложение или деловую программу можно заполнив форму на сайте <https://prcrussia.com>.

KEYWORDS: Congress, oil refining, oil production, oil and gas companies, exhibition, exhibitors.

BGS Group
Bringing goals to solutions
+7 495 204 1465
<https://prcrussia.com>



Личный менеджер помогает компаниям сориентироваться и встретить нужных людей



“Мы думали, что российский Downstream не готов к закрытым B2B мероприятиям. Но оказалось, что ивент-индустрия просто не концентрировалась на их полезности для каждого клиента.”

Кристина Сабирова
Директор проекта
BGS Group



УЧАСТНИКИ КОНГРЕССА

- ВИНК, предприятия нефтепереработки, газопереработки и нефтехимии
- Руководители высшего и среднего звеньев, технические и коммерческие специалисты (см. список участников)
- Поставщики решений – лицензиары, EPC, IT-компании, проектные институты, производители оборудования и сервисные компании сегмента Downstream

ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИКИ

- Новые подходы к повышению операционной эффективности
- Цифровой завод. Современные цифровые технологии и системы управления
- Импортозамещение как способ повышения конкурентоспособности предприятий сегмента нефтепереработки и нефтехимии
- "Зелёные" виды топлива. Конец нефтяной эпохи или новые возможности?
- Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды

PRC RUSSIA & CIS В ЦИФРАХ

250+
участников

40
стендов

50+
докладчиков

90+
B2B-встреч



PRC: RUSSIA & CIS

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии: Россия и СНГ

30 сентября -
1 октября, 2019
Санкт-Петербург

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

Алжир не оставит Европу без газа

Алжир готов увеличить поставки газа в Европу, при условии, что это не будет противоречить договорам с его партнерами, сообщило 11 января 2009 г. алжирское агентство *Algerie Presse Service* со ссылкой на министра энергетики страны Ш. Хелиля. Это заявление было сделано на фоне приостановки поставок российского газа в Европу. Нынешний газовый конфликт между Россией и Украиной стал причиной самого серьезного за всю историю срыва поставок российского газа в Европу. С сокращением поставок столкнулись 18 европейских стран. Основной удар пришелся на страны Восточной и Центральной Европы.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня доля российского газа на европейском рынке почти 35 %. В конце 2019 г. завершится строительство МГП «Северный поток-2» и «Турецкий поток», которые обеспечат поставку российского газа в Европу в обход Украины. К этому же времени истечет срок контракта между Газпромом и Нафтогазом на транзит российского газа в Европу через ГТС Украины. Россия готова сохранить транзит через ГТС Украины в объеме 10–15 млрд м³/год газа, а может и



больше, если Украина предложит привлекательные экономические условия. Но даже если правительство Украины и пообещает интересное предложение, то сможет ли выполнить его учитывая нынешнее состояние ГТС?



Саудовская Аравия просит нового снижения добычи нефти

Как стало известно 12 января 2009 г., Саудовская Аравия приступила к конфиденциальным переговорам в рамках ОПЕК о подготовке договора о сокращении объемов добычи нефти. Саудовская Аравия добивается прекращения затяжного падения цен на нефть, вызванного крахом мирового

спроса в результате одновременно вхождения экономик ведущих западных стран в стадию спада.

• Комментарий Neftegaz.RU

Продление соглашения стран ОПЕК и не-ОПЕК о сокращении добычи нефти на первое полугодие 2019 г., достигнутое в конце 2018 года, не стабилизировало рынок. Об этом заявил глава Роснефти И. Сечин. Он отметил, что соглашение ОПЕК+ охватывает ограниченное количество участников нефтяного рынка, в частности в нем не участвуют США, активно наращивающие добычу нефти, пользуясь ростом нефтяных цен, который обеспечило соглашение.

Россия выйдет на максимум добычи нефти через 16 лет

Правительство РФ в мае 2009 г. может принять Энергетическую стратегию страны на период до 2030 года. Судя по ней, добыча нефти в России покажет свой максимум в 2025 году, а затем начнет снижаться.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2018 г. добыча нефти в России составит 553 млн т, а в 2021 г., согласно прогнозам Минэнерго РФ, страна выйдет на пик добычи – 570 млн т/год.

Однако без стимулирования отрасли к 2035 г. показатель может упасть на 44 %, до 310 млн т. Чтобы не допустить реализации этого сценария, Минэнерго и Минприроды РФ в сентябре 2018 г. предложили шесть новых типов мер и льгот, направленных на стимулирование добычи. ●



ЭМБАРГО НА ИРАНСКУЮ НЕФТЬ НЕОЖИДАННО ОКАЗАЛОСЬ ВЫГОДНЫМ ДЛЯ РОССИИ

THE WALL STREET JOURNAL

Бенуа Фокон

США начали применять новые экономические ограничения в отношении Ирана, в том числе пригрозили санкциями покупателям иранской нефти. Это заставило нефтеперерабатывающие заводы в Европе и Азии искать альтернативные источники поставок. Российские нефтяные компании заполнили вакуум, уводя у Ирана покупателей. Россия и Иран экспортируют нефть схожих марок, так что нефтепереработчикам относительно легко переключиться.

Россия играет по принципу «и нашим и вашим». Россия считает Иран одним из ключевых союзников в Сирии. В последние месяцы



Москва неоднократно заявляла, что будет покупать не менее 100 тыс. барр иранской нефти в день, а расплачивается оборудованием и продовольствием. Часто нефть, производимая в России, приобретает компаниями, которые опасаются покупать иранскую нефть. Это уже вылилось в рост доходов топливно-энергетических госкомпаний Москвы.

ВАШИНГТОН ВЕДЕТ ВОЙНУ ПРОТИВ ГЕРМАНО-РОССИЙСКОГО ГАЗОПРОВОДА

Le Point

Марк Нексон

Газопровод «Северный поток-2», соединяющий Россию с Германией, должен быть торжественно открыт в конце 2019 года. США угрожают санкциями.



Проект стоимостью более 9 млрд евро разделяет Европу и вызывает гнев Вашингтона. Цель проекта – обеспечить российским газом Старый Свет, а главным образом – Германию, обязавшуюся закрыть свои атомные электростанции. Такая инициатива сильно не нравится многим странам, начиная с США, которые бичуют будущую энергетическую зависимость Европы от Москвы.

«Северный поток-2» действительно является политическим оружием. Прежде всего, потому, что отныне Германия будет получать две трети своего газа от «Газпрома». Украина лишится арендной платы в размере 2,8 млрд долл, связанной с транзитом газа. Такая нехватка равноценна 3 % ее ВВП. Это должно вызвать восхищение Кремля, который осознает, что дефицит в сейфе Киева делает уязвимой команду, стоящую у власти.

Такие аргументы охотно подхвачены Д. Трампом. На самом деле американский президент стремится найти новые рынки сбыта для природного газа.

БУДЕТ ЛИ РОССИЯ УПРАВЛЯТЬ ЦЕНАМИ НА НЕФТЬ?

Al Qabas

Камаль Абдалла Аль-Харам

Россию вполне устроит цена 70 долл за барр нефти. Она будет способствовать стабилизации нефтяного рынка и сокращению

производства странами-экспортерами нефти, которые стремятся защитить этот комфортный ценовой диапазон.

Саудовская Аравия предупредила партнеров-производителей нефти, что им необходимо сократить производство на один млн барр в день в следующем году.

Большинство нефтедобывающих стран сократят производство из-за страха возвращения нефтяных излишков. Кроме того, они опасаются срыва поставок из-за планов администрации США по сокращению экспорта иранской нефти до нуля.

Администрация США неожиданно изменила свое решение и разрешила восьми странам-потребителям нефти закупать иранскую нефть. Рынки сбиты с толку, а цена за баррель нефти опустилась ниже



70 долларов. ОПЕК и Россия сталкиваются с более серьезной проблемой: продолжение добычи сланцевой нефти американцами в таком количестве, что США в следующем году станут крупнейшим производителем, чьи объемы могут достичь 12 млн барр в день. ●



Д. Мезенцев, А. Новак, В. Матвиенко



Ю. Липатов и С. Митин



Ю. Федоров и В. Кресс



Б. Иванович



И. Гурьянов



К. Кук



Сотрудник ЛУКОЙЛ
на открытии ТЗК



Л. Варукина



В. Доценко



Д. Коверник



Участники
РЭН



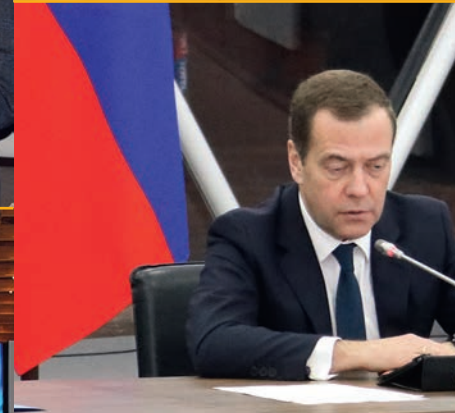
А.В. Борисов



Е. Девяткин, А. Скрейз



Д. Медведев



А. Чилингаров



А. Воропаев, И. Хабилов

Участники конференции
Топливный класс



И. Ананских, П. Ревель-Муроз



Открытие новой
производственной линии
Danfoss



Л. Михельсон



Участники выставки
Мир климата-2018



Б. Парфёнов,
В. Вершинский

«Как говорится, цифра сама землю пахать не будет»

Г. Шмаль



«Кроме нефти и газа у нас отличная литература – пять-семь отличных книг каждый год появляется»

С. Шаргунов



«Правительство приняло все необходимые меры, чтобы цены на автозаправках не росли»

А. Новак



«Добыча и транспортировка газа – это не примитивная работа, не просто дырку в земле просверлить и газ качать»

В. Путин



«За счет роста цен на нефть наши нефтяные компании посчитали себя обиженными»

Д. Медведев



«В стратегии до 2030 г. очень интересно было написано про Сабетту. Что там вообще ничего нельзя построить. Закрывать и забыть»

К. Молодцов

«Уже сейчас цифровая геологическая информация доступна в масштабе первых единиц петабайтов»

Д. Кобылкин



«При существующей фискальной системе добыча в Западной Сибири оказывается нерентабельной»

А. Текслер



КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка НЕФТЕГАЗ-2019

15-18 апреля 2019
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+



МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ РОССИИ



Концерн "Русэлпром" производит и поставляет гребные электродвигатели и генераторы для единой системы электродвижения и другое электрооборудование для ледоколов типа "Арктика" ЛК-60Я проекта 22220

✉ mail@ruselprom.ru
🌐 ruselprom.ru

тел.: 8 (800) 301-35-31
тел.: 8 (495) 788-28-27

 **РУСЭЛПРОМ**
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН